



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE ECONOMÍA

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA FABRICACIÓN  
DE UNA PLATAFORMA DE PERFORACIÓN-  
PRODUCCIÓN OCTAPODA PARA PETRÓLEO CRUDO  
(ACEITE) Y GAS NATURAL ASOCIADO, CON  
RECUPERACIÓN SECUNDARIA. EL CASO DE PEMEX,  
PERÍODO 1990 – 2001.”

**TESIS:**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
LICENCIADO EN ECONOMÍA

PRESENTA :

**ROBERTO GONZALEZ ROMERO**

ASESOR DE TESIS: No. 247

**DR. JAIME MANUEL ZURITA CAMPOS**



MEXICO, D.F.

MAYO DE 2007



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# **A. Prológo**

## *A. Prologo*

### *A mi madre:*

Toda mi gratitud por tu cariño, por tu apoyo, por tu confianza, y por tu ejemplo silencioso; la tenacidad.

### **A ti hijo**

Que fuiste motivo en la realización de este trabajo, y muchas otras cosas más...

### **A mi esposa.**

Gracias por los años compartidos.

Mi eterna deuda con la **Universidad Nacional Autónoma de México**, por permitirme conocer que ser universitario es mucho más que cursar estudios. A la **Facultad de Economía** por abrirme las puertas de esta ciencia social.

A los **profesores y amigos** que vinieron, a los que se fueron y a los que se quedaron: por vivir estos años juntos.

A los ingenieros de Petróleos Mexicanos, S.A. y Pemex Exploración y Producción, por su valioso apoyo.

**Al Act. Jesús Ocaña Segovia y familia.**

Por sus oportunidades, por su confianza y el apoyo a este trabajo.

A la memoria del **Ing. Rafael Martines Barreré**

Tuve la oportunidad de conocer a un profesor en la Facultad de Economía, UNAM, que por su dualidad (ingeniero y economista) facilitó y contribuyó a esta investigación aplicando su método RAZ-80 de investigación económica. Por ello, mi más sincero reconocimiento al asesor de esta tesis, por su paciencia por creer y apoyar este proyecto; por sus observaciones y comentarios, sus esquemas y consejos en el aula, e inclusive telefónicos, con los cuales se construyó y mejoró el alcance de este trabajo, gracias a Usted:

**Dr. Jaime Manuel Zurita Campos**

En 1874, el popular escritor de ciencia ficción Julio Verne publicó un curioso libro titulado *La isla maravillosa*. El libro narraba las aventuras de cinco soldados del norte que se veían desviados de su camino cuando trataban de huir en globo de un campamento confederado durante la guerra civil estadounidense. Finalmente consiguieron tomar tierra en una pequeña isla situada a 11,000 kilómetros de distancia de su punto de partida. Un día estaban especulando sobre el futuro de la Unión y uno de los miembros del grupo, un marinero llamado Pencroft, preguntó al ingeniero Cyrus Harding qué pasaría con el comercio y la industria si Norteamérica se quedara sin carbón. «¿qué es lo que van a quemar en lugar de carbón?», preguntó Pencroft. «Agua», exclamó Harding, ante la sorpresa de todos. Harding procedió entonces a explicar su idea:

La electricidad ha permitido descomponer el agua en sus elementos primitivos, lo cual hará que se convierta en una fuerza poderosa y manejable [... ] Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor, de intensidad de la que el carbón no es capaz [... ] El agua será el carbón del futuro.

*Julio Verne*

Verne, Julio. "La isla misteriosa", Madrid, Ed. Gaviota, 2001 y

Rifkin, Jeremy. "La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra", Edit. Paidós, España. 2000.

No es el crítico el que cuenta, ni el individuo que señala la forma en que tropezó el hombre fuerte, o como podría haber hecho mejor labor el realizador de proezas.

El mérito pertenece al individuo que se encuentra en la arena; cuyo rostro está impregnado, con el polvo, el sudor y la sangre; quien se esfuerza valientemente; quien erra y una y otra vez no logra llegar a la meta; quien vive los grandes entusiasmos, las grandes dedicaciones, y se desgasta por una causa justa; quien conoce finalmente el triunfo de un logro; y quien, cuando menos, si fracasa, por lo menos fracasa cuando se arriesga al máximo, por ello, su sitio no deberá estar junto a los espíritus fríos y tímidos, que desconocen la victoria o la derrota.

*Theodore Roosevelt*

# **Indice General**



## Índice General de la Tesis

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
<b>A.</b>	<b>Prologo</b> .....	I
<b>B.</b>	<b>Introducción</b> .....	VII
<b>I.</b>	<b>Estudio de mercado y perspectivas</b> .....	1
1.	Importancia del petróleo .....	3
1.1	Trascendencia nacional .....	8
1.2	Principales sucedáneos .....	12
1.2.1.	Ventajas y desventajas de las principales fuentes de energía alternas .....	15
1.2.2	Fuentes de energía, aplicaciones e implicaciones .....	16
1.3.	Características del mercado de hidrocarburos (crudo) y del gas natural .....	17
1.4	Estructura de la demanda .....	18
1.4.1.	Demanda mundial del petróleo .....	18
1.4.2	Mercado interno y distribución del petróleo .....	19
1.4.3	Ventas internas y externas de petrolíferos .....	21
1.4.4	Ventas internas y externas de petroquímicos .....	22
1.4.5.	Demanda mundial de gas natural y su relación con México .....	23
1.4.6.	Mercado Interno de gas natural .....	25
2.	Oferta de mundial y nacional de crudo y gas natural .....	31
2.1	Antecedentes.....	31
2.2	Estructura interna de la oferta .....	33
2.2.1.	Oferta mundial de petróleo y gas natural .....	36
2.2.2.	La producción mundial del gas natural .....	38
2.3.	Oferta nacional de petróleo y gas natural .....	40
2.3.1	Producción e importaciones de gas natural .....	40
2.3.2	Producción e importaciones de petrolíferos .....	40
2.3.3	Producción e importaciones de petroquímicos .....	42
2.4	Reservas nacionales de petróleo y de gas natural .....	42
2.4.1	Reservas de hidrocarburos .....	43
2.4.2	Reservas de gas seco .....	49
2.4.3	En el próximo agotamiento de yacimientos .....	49
3.	Determinación del precio del petróleo y gas .....	52
3.1	Fijación del precio del crudo mexicano .....	53
3.2.	Precio del gas natural .....	54
4.	Comercialización exterior de hidrocarburos y derivados .....	55
4.1.	Comercialización exterior de productos petrolíferos y petroquímicos .....	58
5.	Proyección del balance de la oferta y la demanda .....	71
5.1	Crudo .....	71
5.2	Petrolíferos .....	72

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
5.3	Petroquímicos .....	73
5.4	Gas natural .....	74
6.	Resumen .....	75
7.	Conclusiones .....	76
<b>II.</b>	<b>Tamaño y localización .....</b>	<b>83</b>
1.	Análisis de la disponibilidad de los suministros e insumos.....	84
1.1.	Características de los materiales e insumos .....	85
1.2.	Características del yacimiento .....	85
1.3.	Estratigrafía local .....	85
1.4.	Factibilidad técnica .....	90
1.5.	Comportamiento histórico de la producción de Akal .....	90
1.6.	Aceleración de la extracción del crudo (áreas de oportunidad) .....	90
1.7.	Tecnologías a utilizar .....	91
1.8.	Programa de explotación .....	91
1.9.	Estudio del comportamiento del yacimiento .....	91
1.10	Perforación de pozos .....	91
1.11	Pozos de desarrollo .....	92
1.12	Equipos de perforación .....	92
1.13	Costos de perforación .....	93
2.	Análisis y determinación del tamaño óptimo del proyecto .....	93
2.1.	Mercado .....	93
2.2.	Distribución geográfica del mercado .....	94
2.3.	Tamaño .....	94
2.3.1.	Demanda del producto .....	95
2.3.2.	Servicio definido .....	95
2.3.3.	Tirante de agua .....	95
2.3.4.	Costo de la plataforma para una profundidad determinada .....	96
2.3.5.	Número de pozos .....	96
2.3.6.	Profundidad del pozo .....	97
2.3.7.	Disponibilidad de tecnología, materiales y servicios .....	98
2.3.8.	Medio ambiente .....	98
2.3.9.	Antecedentes del área .....	98
2.3.10.	Horizonte de vida del proyecto .....	98
2.3.11.	Volumen de crudo .....	99
2.3.12.	Conclusión del tamaño .....	99
3.	Proceso de recuperación secundaria de aceite .....	100
4.	Identificación y descripción del proceso de producción .....	100
5.	Análisis y determinación de la localización óptima del proyecto .....	102
6.	Resumen .....	103
7.	Conclusión .....	103

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
<b>III.</b>	<b>Ingeniería del proyecto</b> .....	109
1.	Análisis del proceso de producción .....	110
2.	Diseño de plataformas .....	110
2.1.	Fase operativa de la plataforma .....	110
2.1.1.	Cargas de diseño .....	111
2.1.2.	Determinación de fuerzas de viento, oleaje, corriente y flotabilidad .....	115
2.1.3.	Diseño estructural in-situ .....	118
2.1.4.	Análisis estructural .....	118
2.1.5.	Interacción suelo-estructura .....	118
2.1.6.	Otros diseños .....	120
2.2.	Fase de fabricación .....	123
2.2.1.	Materiales utilizados .....	123
2.2.2.	Fabricación de la subestructura .....	124
2.2.3.	Fabricación de la superestructura .....	134
2.3.	Fase de transporte e instalación .....	139
2.3.1.	Equipos disponibles .....	139
2.3.2.	Trabajos previos a la salida de las piezas estructurales de los patios de fabricación .....	142
2.3.3.	Instalación de la subestructura en el mar .....	152
2.3.4.	Instalación de la superestructura .....	167
2.4.	Arreglo general .....	172
2.5.	Fase de inspección y mantenimiento .....	181
2.5.1.	Revisión estructural de plataformas marinas en operación .....	181
2.5.2.	Revisión del estado de cargas y estructuración con los datos de diseño .....	181
2.5.3.	Tipos y niveles de inspección .....	182
2.5.4.	Frecuencia de inspección .....	183
2.5.5.	Evaluación preliminar de resultados de inspección .....	186
2.5.6.	Pandeo de miembros estructurales .....	190
2.5.7.	Inclinación de la estructura .....	190
2.5.8.	Calidad de las soldaduras de acuerdo con las normas internacionales .....	190
<b>IV.</b>	<b>Estudio económico y financiero (Análisis de costos y financiamiento)</b> .....	193
1.	Que es un estimado .....	194
2.	Costo total de un proyecto .....	194
2.1.	Inversión fija .....	195
2.2.	Costos de operación .....	195
3.	Precisión de un estimado .....	200
3.1.	Tipos de estimados .....	201
3.2.	Introducción a los tipos de estimación .....	202
3.3.	Integración del estimado de costo de inversión .....	206
4.	Programa de ejecución del proyecto .....	207
5.	Costo de perforación y terminación de pozos .....	207
6.	Costo de inversión .....	210

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
6.1	Estimado de costo de la fabricación de estructuras y módulos .....	211
6.2	Estimación de costo de transporte .....	214
6.3	Suministro de equipo de perforación (y su montaje) .....	218
6.4	Estimado de costo de ductos submarinos .....	220
6.5	Interconexión, pruebas y arranque .....	227
7.	Automatización .....	228
8.	Ingeniería y administración .....	228
9.	Costos de operación y mantenimiento .....	228
9.1.	Costos de combustibles, químicos y energía eléctrica .....	231
9.2.	Gas de bombeo neumático (recuperación secundaria) .....	231
9.3.	Costo de la fuente de producción criogénica del nitrógeno .....	232
9.4.	Costos de los seguros .....	233
9.5.	Costos de la distribución (transporte) .....	234
9.6.	Costos de mano de obra .....	234
9.7.	Costos de mantenimiento a la infraestructura (plataforma) .....	234
9.8.	Reparaciones mayores y menores de pozos ya perforados .....	235
10.	Resumen del estimado de costo .....	235
11.	Financiamiento (Gastos financieros y amortización de la deuda) .....	235
11.1.	Crédito refaccionario para activo fijo .....	235
11.2.	Crédito de avío para capital de trabajo .....	238
12.	Depreciación y amortización .....	238
12.1.	Depreciación .....	239
12.2.	Amortización .....	239
13.	Calendario de las inversiones y reinversiones .....	239
14.	Procedimiento para el presupuesto de la producción de aceite y gas .....	240
15.	Costos variables y fijos .....	243
15.1.	Costos unitarios .....	243
16.	Presupuesto de ingresos .....	251
17.	Punto de nivelación .....	251
17.1.	Obtención de los puntos de nivelación (unidades, monetario y porcentaje) .....	254
17.2.	Representación grafica del punto de nivelación .....	255
18.	Utilidades obtenidas .....	259
19.	Análisis de sensibilidad .....	260
20.	Estado de resultados pro-forma .....	269
20.1.	Estado de resultados pro-forma del proyecto .....	270
20.2.	Estado de resultados pro-forma del inversionista .....	272
21.	Resumen .....	273
22.	Conclusión .....	273
<b>V.</b>	<b>Criterios de evaluación financiera</b> .....	<b>277</b>
1.	Valor actual neto (VAN) .....	278
1.1.	Determinación de la TREMA .....	278

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
1.2.	Criterios de aceptación o rechazo .....	279
1.3.	Calculo del valor actual neto (VAN) .....	279
1.4.	VAN para el proyecto .....	279
1.5.	VAN para el inversionista .....	281
2.	Tasa interna de retorno (TIR) .....	282
2.1.	Criterios de aceptación o rechazo de proyectos .....	282
2.2.	Calculo de la TIR .....	282
2.3.	TIR para el proyecto .....	283
2.4.	TIR para el inversionista .....	284
2.5.	Comprobación de la TIR para el proyecto .....	285
2.6.	Comprobación de la TIR para el inversionista .....	286
3.	Razón costo / beneficio (RCB) .....	287
3.1.	Criterios de aceptación o rechazo de proyectos .....	287
3.2.	Ventajas y desventajas .....	287
3.3.	Calculo de la relación costo / beneficio .....	288
4.	Índice de rentabilidad (IR) .....	289
4.1.	Calculo del índice de rentabilidad para el proyecto .....	289
4.2.	Calculo del índice de rentabilidad para el inversionista .....	289
5.	Periodo de recuperación (PER) .....	290
5.1.	Criterios de decisión .....	290
5.2.	Ventajas y desventajas .....	290
5.3.	Cálculo del PER para el proyecto .....	290
5.4.	Cálculo del PER para el inversionista .....	292
6.	Resumen de indicadores financieros .....	293
7.	Beneficios sociales .....	294
8.	Resumen .....	294
9.	Conclusión .....	295
<b>VI.</b>	<b>Organización .....</b>	<b>297</b>
<b>VII.</b>	<b>Impacto ambiental .....</b>	<b>303</b>
1.	Normatividad ambiental .....	306
1.1.	Elaboración y presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad Particular (MIA) ...	306
2.	Protección ambiental en plataformas con el apoyo de un departamento de protección ambiental .....	306
2.1.	Programa de actividades del departamento de protección ambiental .....	307
3.	Resumen .....	307
4.	Conclusiones .....	307
<b>C.</b>	<b>Resumen y conclusiones .....</b>	<b>309</b>
1.	Resumen .....	310
2.	Conclusiones .....	315

<u>No.</u>	<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
<b>D.</b>	<b>Bibliografía</b> .....	329
<b>E.</b>	<b>Anexos</b> .....	335
1.	Antecedentes históricos .....	337
2.	Antecedentes técnicos .....	367
3.	Tipos de plataformas .....	403
4.	Manifiesto de Impacto Ambiental, MIA .....	429
5.	Abreviaturas, símbolos y factores de conversión .....	435
6.	Nomenclatura .....	437
<b>F.</b>	<b>Apéndices</b> .....	457
1.	Empresas estatales productoras de petróleo: una perspectivas histórico-estructural .....	459
2.	La privatización del petróleo y el gas en la Argentina .....	465
3.	La Política económica y la etapa industrial del petróleo .....	471
4.	Importancia del petróleo (La era de los combustibles fósiles) .....	473
5.	Es la industria petrolera estratégica .....	483
6.	China transformará carbón en petróleo .....	485
7.	El retorno de la núcleo-eléctrica .....	487
8.	Reducción de emisiones contaminantes .....	491
9.	Fuentes alternas de energía .....	493
10.	Desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado, GNL .....	495
11.	Gas en México, el fracaso de la política energética en México .....	497
12.	México tienen una petroquímica dependiente .....	503
13.	Reservas petroleras y la teoría del pico de producción .....	505
14.	Perdida de valor de las reservas petroleras mexicanas .....	513
15.	El yacimiento Hoyo de Donna .....	517
16.	Nuevos proyectos de inversión .....	519
17.	Potencial exploratorio .....	523
18.	La Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP .....	527
19.	Tipos de crudo y su precio .....	529
20.	Cual es el verdadero precio del petróleo .....	531
21.	Fijación del precio al público del gas natural en el mercado interno .....	549
22.	Costos de extracción y producción, (1997-2004) .....	551
23.	El impacto de las actividades productivas en materia de medio ambiente .....	553

# Índice de Cuadros

## Índice de Cuadros

<u>No.</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
<b>I.</b>	<b>Estudio de mercado y perspectivas</b>	<b>1</b>
1.	Posición mundial de México, 2000	2
2.	Participación de las exportaciones petroleras en las exportaciones totales, MM usd, 1991-2001	8
3.	Ingresos fiscales del gobierno federal y contribución fiscal de Pemex; MM pesos, 1980-2000	10
4.	Inversión y contribución fiscal de Pemex MM pesos, 1980-2000	11
5.	Oferta interna bruta de energía primaria, petajouls	15
6.	Demanda mundial e interna de petróleo y gas natural; MMbpd, Mt y MMpcd	19
7.	Demanda mundial de petróleo, MMbpd	20
8.	Distribución de petróleo crudo, Mbd	21
9.	Ventas internas y externas de petrolíferos, M bd	27
10.	Ventas internas y externas de petroquímicos, Mt	28
11.	Demanda mundial de gas natural y su relación con México, MMpcd	29
12.	Consumo interno y exportaciones de gas natural, MM pcd	30
13.	Instalaciones petroleras, 2000-2001	34
14.	Gasto de inversión por empresa, MM pesos	35
15.	Oferta mundial e interna de petróleo y gas natural, MM bpd, Mt y MM pcd	36
16.	Oferta mundial de petróleo, MMbpd	37
17.	Oferta mundial de gas natural, MMpcd	39
18.	Producción de petróleo por región y tipo, M bpd	41
19.	Producción de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, M bd, Mt y MM pcd	44
20.	Producción nacional de gas natural; MM pcd, 1980-2001	45
21.	Reservas de hidrocarburos; MM bpce, 1980-2001	46
22.	Reservas nacionales de hidrocarburos; MM bpce, 1999-2001	47
23.	Reservas de petróleo crudo, MM bp	48
24.	Reservas de gas seco, MMM pc	50
25.	Reservas de gas seco; MM pcd, 2001	50
26.	Producción de petróleo crudo por región, activo y su participación en el total, M bpd	51
27.	Precio promedio del petróleo crudo exportado, usd / b	56
28.	Precio promedio del gas natural, usd / MMbtu	57
29.	Comercio exterior de hidrocarburos y sus derivados; M bpd y Mt	59
30.	Comercio exterior de hidrocarburos y sus derivados; MM usd	60
31.	Exportaciones de petróleo crudo por país de destino, Mbpd	61
32.	Volumen de las exportaciones de petróleo crudo por destino geográfico, Mbpd	63
33.	Comercio exterior de productos petrolíferos y gas natural, MM usd	64
34.	Comercio exterior de productos petrolíferos y gas natural, MM usd	65
35.	Participación del saldo de los petrolíferos en el comercio exterior de hidrocarburos y sus derivados, MM usd	66
36.	Balance Oferta Demanda, MM bpd	79



<u>No.</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
37.	Balance Oferta Demanda petrolíferos, M bd .....	80
38.	Balance Oferta Demanda petroquímicos, Mt .....	81
39.	Balance Oferta Demanda gas natural, MM pcd .....	82
<b>II.</b>	<b>Tamaño y localización</b> .....	83
1.	Reservas de hidrocarburos .....	84
2.	Equipos de perforación .....	92
3.	Costos de perforación .....	93
4.	Clasificación de las plataformas .....	96
5.	Costos relativos de diferentes tipos de plataformas .....	97
6.	Factores determinantes del tamaño .....	99
<b>III.</b>	<b>Ingeniería del proyecto</b> .....	109
1.	Cargas verticales de una plataforma octapoda .....	113
2.	Parámetros de condiciones ambientales de operación .....	114
3.	Parámetros de condiciones ambientales de tormenta .....	114
4.	Fuerzas de viento y oleaje en una plataforma octapoda .....	115
5.	Coeficientes de arrastre, R .....	117
6.	Distribución del oleaje para tirantes de 64 m en la Sonda de Campeche .....	122
7.	Parámetros ambientales oceanográficos para determinar las presiones sobre placas de apoyo durante la instalación de una subestructura .....	122
8.	Características de pilotes .....	164
9.	Longitudes de los pilotes .....	165
10.	Daños comunes en las estructuras marinas .....	189
<b>IV.</b>	<b>Evaluación económica</b> .....	193
1.	Resumen de elementos que integran el costo de inversión fija .....	196
2.	Resumen de elementos que integran el costo de operación .....	195
3.	Tipos de estimado en función del ciclo del proyecto .....	203
4.	Programa ejecutivo; diseño y construcción de una plataforma octapoda de 06 pozos de perforación / producción .....	208
5.	Costo de perforación .....	209
6.	Resumen de conceptos e importes de obra .....	213
7.	Programa ejecutivo; Transporte e instalación costa afuera de una plataforma octapoda de Perforación / producción .....	215
8.	Renta de embarcaciones de apoyo .....	214
9.	Ejemplos de tiempos considerados para la renta de embarcaciones de apoyo .....	217
10.	Renta de embarcaciones, transporte de apoyo .....	219
11.	Transporte e instalación de estructuras .....	219
12.	Adquisiciones de equipo de apoyo para perforación .....	219
13.	Estimado de costo de suministro de tubería .....	221
14.	Volumen de obra para el lastrado de tubería; 4.5" de diámetro x 0.250" de espesor .....	223

<u>No.</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
15.	Resumen del estimado de costo de lastrado de tubería .....	222
16.	Estimado de costo de tendido de tubería submarina .....	225
17.	Resumen del estimado de costo del ducto submarino .....	227
18.	Estimado de costo de interconexión, pruebas y arranque .....	227
19.	Porcentajes de participación de las diferentes áreas de ingeniería en proyectos de producción de crudo y gas .....	229
20.	Costo de operación de una plataforma octapoda de perforación / producción .....	230
21.	Costos de inyección de nitrógeno .....	232
22.	Costo de los seguros .....	233
23.	Costo promedio de transporte .....	233
24.	Costo de mano de obra y adicionales .....	234
25.	Costo del mantenimiento de la infraestructura .....	234
26.	Costo del mantenimiento de los pozos .....	235
27.	Resumen del estimado de costos .....	236
28.	Amortización de la inversión financiada directa .....	237
29.	Amortización del crédito para capital de trabajo .....	238
30.	Depreciación anual .....	239
31.	Inversión diferida .....	240
32.	Programa ejecutivo de inversiones para el diseño y construcción de una plataforma octapoda de 6 pozos de perforación / producción .....	241
33.	Presupuesto de producción inicial de aceite (gas natural y equivalente) .....	242
34.	Resumen del presupuesto de producción de aceite y gas .....	243
35.	Presupuesto de producción de aceite y gas .....	244
36.	Costos variables y fijos para determinar el costo de extracción .....	246
37.	Costos variables y fijos para determinar el costo de producción .....	247
38.	Costos unitarios de extracción .....	248
39.	Costos unitarios de producción .....	249
40.	Presupuesto de Ingresos .....	253
41.	Punto de nivelación en unidades, monetario, porcentaje y precio .....	257
42.	Presupuesto de utilidades .....	259
43.	Caso optimo, sensibilidad en las utilidades obtenidas (con una disminución en los precios del crudo del 33% al pasar de 12 a 8 usd./bpc) .....	263
44.	Caso medio, sensibilidad en las utilidades obtenidas (con una variación en las utilidades ocasionado por una disminución en la producción del 50%, al operar 3 de 6 pozos) .....	265
45.	Caso pésimo, sensibilidad en las utilidades obtenidas (con una variación en las utilidades por: disminución en la producción, al operar 4 de 6 pozos y una disminución en el precio de 12 a 8 usd.) .....	267
46.	Flujo de caja del proyecto .....	274
47.	Flujo de caja del inversionista .....	275
<b>V.</b>	<b>Evaluación financiera</b> .....	<b>277</b>
1.	Flujo de efectivo actualizado para el proyecto .....	280

<u>No.</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
2.	Flujo de efectivo actualizado para el inversionista .....	281
3.	Tasa interna de retorno para el proyecto .....	283
4.	Tasa interna de retorno para el inversionista .....	284
5.	Comprobación de la TIR para el proyecto .....	285
6.	Comprobación de la TIR para el inversionista .....	286
7.	Relación costo beneficio para el inversionista y el proyecto .....	288
8.	Periodo de recuperación para el proyecto .....	291
9.	Periodo de recuperación para el inversionista .....	297
10.	Resumen de premisas del proyecto .....	293
11.	Resumen de indicadores financieros del proyecto .....	294
<b>VI.</b>	<b>Organización .....</b>	<b>297</b>
1.	Programa calendarizado de utilización de personal técnico administrativo encargado de la dirección, supervisión y administración de los trabajos .....	300
2.	Programa calendarizado de utilización de personal encargado de la ejecución de los trabajos .....	301
	<b>Anexos 3</b>	
1	Tipos de plataformas .....	404
	<b>Apéndice 7</b>	
1	Porcentaje de la producción eléctrica con energía nuclear, 2004 .....	489
2	Los reactores nucleares en el mundo .....	490
	<b>Apéndice 9</b>	
1	Fuentes alternas de energía .....	493
	<b>Apéndice 10</b>	
1.	Proyectos de GNL en vías de desarrollo .....	496
	<b>Apéndice 17</b>	
1.	Potencial exploratorio de México .....	523
	<b>Apéndice 20</b>	
1.	La crisis del dólar de la década del los 70's a 2002, análisis multidimensional .....	544
2.	Binomio petrolero-bancario .....	546
3.	Control del precio del petróleo .....	547
4.	Pronósticos del precio del petróleo (antes y después del Katrina) .....	548
	<b>Apéndice 22</b>	
1.	Costos de extracción en Pemex, 1997-2004 .....	551
2.	Costos de producción en Pemex, 1997-2004 .....	551
3.	Costos de producción por empresa, 2004 .....	552

# Indice de Figuras

## Índice de Figuras

<u>Figura</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
<b>I.</b>	<b>Estudio de mercado y perspectivas</b>	1
1.	Cadena de valor del metano	4
2.	Cadena de valor del etileno	5
3.	Cadena de valor del propileno	6
4.	Cadena de valor del benceno, tolueno y xilenos	7
5.	Precio del gas natural por región productora	25
6.	Instalaciones petroleras	33
7.	Acontecimientos internacionales que han influido en el nivel de precios del crudo	52
8.	Destino de las exportaciones de petróleo crudo	62
9.	Esquema general de comercialización	67
10.	Comercialización del crudo	68
11.	Comercialización del gas natural	69
12.	Comercialización de refinados	69
13.	Comercialización de petroquímicos	70
<b>II.</b>	<b>Tamaño y localización</b>	83
1.	Columna geológica del Complejo Cantarell	87
2.	Sección estructural tipo del complejo Cantarell	88
3.	Sección sísmica tipo del complejo Cantarell en donde diferentes horizontes sísmicos han sido identificados	89
4.	Proceso de producción de gas-aceite	104
5.	Red de proceso y transferencia de hidrocarburos en las Regiones	105
6.	Localización de los activos de producción de la Región Marina Noreste, administrados costa fuera	106
7.	El activo de exploración de la Región Marina Noreste y ubicación de sus proyectos principales	107
<b>III.</b>	<b>Ingeniería del proyecto</b>	109
1.	Alcance de los códigos aplicables a tubería	112
2.	Simulación estructural de un eje transversal típico	119
3.	Patios de fabricación	125
4.	Trabes de deslizamiento	126
5.	Fabricación de subestructura	127
6.	Materiales y patio de fabricación	128
7.	Armado de marcos	129
8.	Marcos de arrastre	129
9.	Izaje de marcos	130
10.	Orejas de posicionamiento	131
11.	Guía de conductores	131
12.	Armado de subestructura (Jacket)	132

<u>Figura</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
13.	Armado de subestructura (guías de conductores) .....	133
14.	Armado de superestructuras (Decks) .....	135
15.	Avance en la construcción de una subestructura (Deck) en patios del fabricante .....	136
16.	Separador de producción (gas-aceite) .....	137
17.	Depurador de gas para servicio .....	137
18.	Algunos equipos instalados .....	138
19.	Barco grúa .....	140
20.	Barco grúa "Huasteco" .....	141
21.	Secuencia de izaje de una subestructura .....	146
22.	Diagrama general en el izaje de una subestructura directamente al chalán .....	147
23.	Diagrama general en el izaje de una subestructura directamente del chalán, elevación .....	148
24.	Detalle de amarre de pilotes y conductores para transporte .....	149
25.	Transporte de pilotes y conductores al sitio de instalación .....	150
26.	Subestructura sobre chalán .....	151
27.	Arreglo típico de anclas para el lanzamiento de subestructura .....	154
28.	Vista en planta de la subestructura cargada en el chalán .....	155
29a.	Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura .....	156
29b.	Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura .....	157
30.	Secuencia del lanzamiento de una subestructura .....	158
31.	Secuencia de izaje de subestructura .....	159
32.	Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura .....	162
33.	Esquema del posicionamiento de la subestructura sobre el pozo en el lecho marino .....	163
34.	Hincado de pilotes .....	164
35.	Secuencia del hincado de pilotes .....	168
36.	Diagrama general en el izaje de la superestructura de la planta .....	169
37.	Diagrama general en el izaje de la superestructura, elevación .....	170
38.	Izaje de la superestructura por el barco grúa DB-101 .....	173
39.	Secuencia nocturna del izaje de una superestructura .....	174
40.	Secuencia de instalación de una subestructura .....	175
41.	Personal de perforación .....	175
42.	Arreglo general .....	176
43.	Arreglo general, riser .....	177
44.	Arreglo general, con lista de equipamiento .....	178
45.	Arreglo general, cabezal con arreglo típico de 12 a 18 conductores .....	179
46.	Arreglo general: vista lateral y superior .....	180
<b>IV.</b>	<b>Estudio económico y financiero (Análisis de costos y financiamiento) .....</b>	<b>193</b>
1.	Precisión de un estimado .....	200
2.	Integración conceptual del estimado de costos de inversión .....	206
3.	Pesos estimados para estructuras tubulares (octapodas), plataformas fijas de perforación en el Golfo de México .....	212
4.	Pesos estimados para estructuras tubulares menores, tripodes .....	212

<u>Figura</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
5.	Precio unitario de tubería submarina, porción A (m.n.) .....	226
6.	Precio unitario de tubería submarina, porción B (usd) .....	226
7.	Integración del costo de producción del crudo .....	250
8.	Punto de nivelación en porcentaje .....	258
9.	Caso óptimo, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje con una disminución en los precios del 33% al pasar de 12 a 8 usd/bpc) .....	264
10.	Caso medio, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje (con una disminución en las utilidades por: disminución en la producción, al operar 4 de 6 pozos y una disminución en el precio de 12 a 8 usd.) .....	266
11.	Caso medio, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje (Cuanto se modifica la utilidad al variar la producción, al operar de 4 de 6 pozos, y una variación en el precio, al pasar de 12 a 8 usd/bpce) .....	268
<b>VI.</b>	<b>Organización</b> .....	<b>297</b>
1.	Organigrama general de una plataforma .....	299
	<b>Anexo 1</b>	
1.	Estructura Orgánica de Petróleos Mexicanos .....	341
2.	Cadena de valor de un campo petrolero .....	353
	<b>Anexo 2</b>	
1.	Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos .....	375
2.	Elementos que conforman la definición de petróleo crudo equivalente .....	376
3.	Proceso de producción de aceite .....	382
4.	Mapa de localización de hidrocarburos en 3D .....	383
5.	Planeación de un proyecto integral de inversión .....	385
6.	Sensibilidad de la sísmica en la inversión total .....	377
7.	Conjunto de tuberías de revestimiento .....	391
8.	Componentes principales de una plataforma .....	394
9.	Componentes de una plataforma de acero tipo piramidal .....	395
10.	Complejo petrolero .....	400
11.	Acercamiento a un complejo petrolero .....	400
12.	Vista de un complejo petrolero .....	401
	<b>Apéndice 6</b>	
1.	Proceso para convertir carbón en petróleo .....	485
	<b>Apéndice 15</b>	
1.	El yacimiento Hoyo de Donna .....	517
	<b>Apéndice 16</b>	
1.	Área perdido .....	521
	<b>Apéndice 17</b>	
1.	Principales proyectos exploratorios .....	525

## **B. Introducción**

El desarrollo de una nación se basa en la energía de su gente y el futuro, se debe mirar a través de la energía de sus políticas públicas, el petróleo es perecedero



## B. Introducción

Es el propósito de este estudio contribuir en la metodología para el análisis de las inversiones requeridas para la extracción de crudo y gas natural mar adentro (of-shore), el cual nace de la experiencia dentro del grupo de trabajo responsable de la ejecución y control de la construcción de un megaproyecto petrolero de gran importancia para la nación mexicana, que se constituyó a partir de 1997, desde el punto de vista inversión, en el primer proyecto a nivel nacional y sexto en el ámbito internacional.

Esa experiencia dentro de una compañía que proporciona servicios profesionales a nuestra paraestatal mexicana que monopoliza la actividad petrolera; permito conocer grandes aciertos, logros, personal de gran valía, pero también áreas de oportunidad para lograr mayor eficiencia.

Un segundo objetivo, es integrar un catálogo de los diferentes tipos y características de plataformas, a fin de justificar el tipo de infraestructura de producción elegida para el desarrollo de proyectos de extracción petroleros.

De gran importancia, es el conocer si la recuperación de las reservas remanentes del bloque Akal, podrían incrementarse, con el apoyo de un sistema de producción secundaria (proceso de desplazamiento de fluidos ó de mantenimiento de presión) mediante la inyección de gas nitrógeno, N<sub>2</sub>; y si su aplicación resulta favorable para su inversión, ya que el referido yacimiento, desarrollado en 1979 y en el que podrá ser localizada e instalada la infraestructura de producción, opera con una pérdida de presión mayor al 50%, con su correspondiente impacto en la disminución en la producción de los pozos.

De ser conveniente la extracción de aceite bajo los supuestos anteriores, resulta de gran valía, obtener argumentos para decidir hacia que mercado dirigir la producción del crudo; al consumo interno como petrolífero y petroquímico, ó para su exportación.

De igual manera, lo es el integrar los costos en que se incurre para la producción de crudo y aproximarse al beneficio real de un proyecto de esta índole.

Por ello, aunque se reconoce que es una tarea que rebasa con mucho esta experiencia, sin duda alguna contribuye este estudio, en esa labor y enriquece mediante este caso, la metodología para la formulación y evaluación de proyectos.

Se ha considerado como supuesto fundamental, que la plataforma de producción petrolera opera como una unidad de producción que trabaja potencialmente los 365 días de forma continua, y se consideraran los respectivos paros por contingencias y mantenimiento. De esta forma hicimos la abstracción para aplicar la metodología antes referida.

Para cuantificar las inversiones se recurrió al concepto estimación, propio de la ingeniería de costos. Dicho concepto se refiere, a predicción en unidades monetarias de la manera en la cual se espera que un proyecto sea ejecutado. Las bases del estimado son los documentos y consideraciones que se toman como partida y se van modificando en la medida que el proyecto progresa. Estos documentos son; bases de diseño, alcance del proyecto, horas hombre de ingeniería, programa ejecutivo del proyecto, lista de equipo, lista de materiales, etc. La fase de estimación de costos de inversión constituye una de las primeras etapas y es de vital relevancia durante el proceso de análisis y evaluación del proyecto de ingeniería. Dichas estimaciones se apoyan en información histórica y conocimiento del entorno económico.

Existen varios métodos para obtener el costo de la inversión fija de un proyecto o de algún concepto. Cada uno de ellos puede ser útil ó no, dependiendo del enfoque original para el que se creó, así tenemos métodos<sup>1</sup> que se ajustan a un tipo de estimado y a otros no.

De lo anterior tenemos que debemos seleccionar el método de estimación de acuerdo a lo siguiente; la información disponible, el tipo de estimado que se desee obtener y por lo tanto la precisión esperada, y el tiempo disponible para su elaboración.

---

<sup>1</sup> Hay que señalar que algunos métodos de estimación, solo se pueden emplear como referencias para la estimación de costo de instalaciones costa afuera (Offshore) ya que originalmente fueron enfocados al desarrollo de estimados de costo de plantas de proceso localizadas en tierra (Onshore). Por otra parte los factores o porcentajes empleados por algunos de ellos solo tienen aplicación en el país de origen del método, debido todo esto a que la información estadística en la que se fundamentan proviene de la misma región, aunque de cualquier forma es factible tomar sus principios y aplicarlos a nuestros problemas desarrollando nuestra propia información.

Como paso siguiente nos apoyamos en la metodología desarrollada por el doctor Jaime Zurita Campos, cuya parte inicial es el marco conceptual de la industria petrolera: el petróleo y gas -*antecedentes históricos y técnicos*- en el que se vierten los conceptos técnicos necesarios que ayudarán a una mejor comprensión al lector ajeno a este tipo de proyectos y ubicar a la paraestatal petrolera mexicana, como escenario en que se desarrollara la metodología en cuestión. Ello a su vez implica posicionar a esa empresa, en un entorno mayor que agrupa la experiencia de las empresas públicas y privadas productoras y exportadoras de petróleo; es decir en una perspectiva histórica-estructural desde el descubrimiento de sus potencialidades (económicas, políticas, diplomáticas y estratégicas) y las tres cruciales características que se derivan con el avance acelerado de su explotación: internacionalización, monopolización y uso de la empresa pública como forma jurídica y organizativa-operativa.

La realización de estos antecedentes, es imprescindible ya que muestra los puntos referentes que habrán de considerarse a la hora de analizar el entorno de un estudio de factibilidad energético-petrolero, desde el momento en que la mercancía petróleo revela una característica que la hace superior a cualquier otra mercancía en el mercado y la obtención u apropiación de su renta, trastoca los equilibrios de poder de grupos y naciones.

Comentado lo anterior retomamos la metodología de la formulación de proyectos como sigue: el capítulo primero se refiere al estudio de mercado, en el segundo se realiza el estudio técnico, el siguiente plantea el estudio económico, la evaluación financiera, la organización para su ejecución y finalmente las conclusiones y beneficios que se derivan del proyecto.

En las siguientes líneas se explica de manera concreta el objetivo de cada capítulo y la estructura a la que obedece:

- El primer capítulo comprende el **estudio de mercado** cuyo objetivo es demostrar, a través de un análisis cualitativo y cuantitativo, la posibilidad de vender o realizar los productos: petróleo y derivados que generará el proyecto.

De esta forma el análisis de mercado se constituye en la base fundamental del estudio de factibilidad, ya que posteriormente permitirá determinar la capacidad de la infraestructura de producción, definir el mercado al que será dirigida la producción y las perspectivas de mercado. Constituye el primer punto decisivo en la secuencia de la metodología ya que en este espacio se abordan diferentes aspectos referentes al bien, como son la oferta y la demanda, la existencia de una demanda insatisfecha o creciente en los próximos cinco años, el comportamiento de los precios, la estructura del mercado, la comercialización, etc. Los cuales en su conjunto, permitirán determinar la factibilidad de continuar ó no con el proyecto.

- El estudio del **tamaño y la localización**, tienen como objetivo, identificar las opciones técnicas que existen, es decir los tipos y características de las plataformas marinas de perforación-producción, que existen para el desarrollo del proyecto, a fin de seleccionar la que garantice, tecnológica y económicamente, su competitividad; y tiene como primer elemento a considerar, la demanda existente y proyectada de crudo, así como el análisis de los siguientes factores:

La disponibilidad de los insumos, sus características y comportamiento del yacimiento, la estratigrafía; trampa, roca generadora y roca sello, el comportamiento histórico del bloque de nombre Akal.

Definición de la plataforma requerida, el tirante de agua, número de pozos, costo relativo de una plataforma, profundidad de los pozos, información necesaria para elaborar el programa de perforación; disponibilidad de tecnología, materiales y patios de fabricación, condiciones meteorológicas, sísmicas y oceanográficas y distancia a la zona de aprovisionamiento.

El volumen a producir por pozo, es sin duda un factor de decisión para la determinación de un sistema de producción (plataforma), ya que si este es poco significativo, es posible que no permita la recuperación de la inversión y en consecuencia el sistema a elegir sea un sistema mínimo o de bajo tonelaje.

El proceso de producción y recuperación secundaria. Análisis y determinación de la localización óptima de la infraestructura de producción.

La información y conclusión derivados de este análisis permitirá definir si con los recursos disponibles, el proyecto es técnicamente factible.

- El objetivo del capítulo de **ingeniería**, es describir el diseño y construcción de un sistema de producción (plataforma octopoda); su fase operativa y de diseño: subestructura, superestructura, pilotes y apéndices; sus códigos de fabricación, materiales y su proceso de izaje e instalación hasta la fase de operación, inspección y mantenimiento.
- El **estudio económico y financiero**, tiene la finalidad de cuantificar y presupuestar (estimar) la inversión inicial, ordenada a través de costos fijo y variables que comprenden las operaciones necesaria para construir e instalar y mantener en optimas condiciones de extracción, una infraestructura de producción de aceite y gas natura asociado, mediante el apoyo de recuperación secundaria. También se calcularán los costos asociados a la inversión que derivan del desgaste de los activos fijos y diferidos y que permitan la recuperación de la inversión realizada.

Se prepararan los presupuestos de ingresos, egresos y utilidades los que se someterán a un análisis de sensibilidad, bajo tres escenarios: optimo, medio y pésimo. Se obtendrán los puntos de nivelación en unidades, monetario, porcentaje y precio. Se analizaran los efectos del financiamiento en el proyecto; lo anterior con la finalidad de conformar el estado financiero (pro-forma) para obtener la posible utilidad real y los flujos de efectivo del proyecto, aplicando la Ley tributaria vigente, punto de partida para la evaluación financiera del proyecto.

Con la información generada se identifica el tipo y monto del financiamiento necesario de acuerdo a las diversas líneas de crédito existentes en el mercado financiero como es el caso para este proyecto, de los créditos denominados PIDIREGAS para el sector público, con uso particular en la industria del petrolero y eléctrica.

- Como parte siguiente se realiza la **evaluación financiera**, en base a los criterios generalmente aceptados como son: Valor actual neto (VAN), la Tasa interna de retorno (TIR), Relación Costo / Beneficio (RBC), Índice de rentabilidad (IR) y el Periodo de recuperación del capital (PER); meta a la que se dirigen los capítulos anteriores, ya que es aquí donde se conjugan y se decide la puesta en marcha o no del proyecto, cuya finalidad además, es el determinar la conveniencia que tiene el proyecto en términos de la recuperación del capital invertido, la capacidad de generar recursos para pagar los créditos, así como los efectos que el crédito tendría sobre la liquidez, el rendimiento y un premio por el riesgo asumido.
- Fundamental resulta determinar, los beneficios sociales, que aportara el proyecto a la comunidad ubicada en el área de influencia, respecto de la generación de empleos, divisas, la sustitución de importaciones y la derrama económica provocada por la inversión.

Los resultados y conclusiones que se derivan de la evaluación de estos aspectos, podrán influir en forma determinante sobre la decisión de invertir en un proyecto como el presente, no obstante que este sea financieramente rentable.

- Finalmente, a fin de evaluar el riesgo ambiental del proyecto y en razón de que las instalaciones petroleras forman parte de lo que se denomina como "fuentes fijas de jurisdicción federal", se señala la normatividad a que deberá ceñirse la autorización para su funcionamiento, mediante la elaboración y evaluación del denominado "Manifiesto de Impacto Ambiental, MIA" en el nivel de riesgo 3; en los términos de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y su Reglamento
- La investigación se sustenta en tres niveles de información: la primera es constituida por elementos teóricos existentes sobre el estudio; el segundo nivel, la información indirecta proveniente de diferentes fuentes documentales, libros, informes de labores de la paraestatal Pemex, IMP, empresas petroleras e información del Instituto Nacional de Geografía e Informática, INEGI, revistas especializadas, periódicos e internet. Sin dejar de hacer mención de las opiniones y sugerencias de personas versadas en la construcción e ingeniería petrolera.

A lo anterior le hemos llamado el modelo teórico de la inversión y obedece al ¿qué hacer?

## **C. Resumen y Conclusiones**

## C. Resumen y conclusiones

Como parte última de este estudio, se presenta un resumen que engloba los principales resultados que arroja cada uno de los capítulos y posteriormente se presentan las conclusiones que se desprenden del mismo:

### 1. [Resumen](#)

#### ▪ [Capítulo 1. Estudio de mercado y perspectivas](#)

Abordar el tema del petróleo requiere al menos, de una breve visión retrospectiva política y social de la lucha por la posesión de la renta petrolera: la lucha por la hegemonía y la concentración del poder a gran escala; y su contrapeso en la cancelación de concesiones a través de la nacionalización de los recursos petrolíferos y más tarde la aparición del Cartel de estados productores (OPEP) y su respuesta con la Agencia Internacional de Energía (AIEA, por los países pertenecientes a la OCDE) quien desarrolla estrategias y políticas en perjuicio de los países productores-exportadores y que dadas sus limitaciones, se ven afectados por una mentalidad de rentista y clientela en la economía, la sociedad, el sistema político y el Estado.

Dicho lo anterior, el análisis del mercado constituye la base fundamental del estudio de factibilidad, por ello es elemental destacar la importancia del bien o servicio a producir, en nuestro estudio el petróleo, y es que la vida sin él, no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos e insumos intermedios.

El petróleo empezó a utilizarse comercialmente a mediados del siglo XIX como lubricante y materia prima para alumbrado hasta finales de la Primera Guerra Mundial. En aquel tiempo los principales centros de producción se encontraban en Rusia y los EUA, aunque ya comenzaba a desarrollarse la producción del Medio Oriente.

La expansión del automóvil favoreció el surgimiento de la producción del petróleo, con lo que comenzó su carrera hacia la condición de principal fuente de energía primaria. Después de la Segunda Guerra Mundial completó sus aplicaciones como materia prima de la industria petroquímica.

Del petróleo se obtienen determinados compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que determinan una amplia gama de productos denominados petroquímicos que se utilizan en la industria de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras. Las principales cadenas petroquímicas son las del [gas natural](#), las [olefinas ligeras](#) (etileno, propileno y butenos) y la de los [aromáticos](#).

A partir del [gas natural](#) se produce el gas de síntesis que permite la producción a gran escala de hidrógeno, haciendo posible la producción posterior de amoníaco por su reacción con nitrógeno, y de metanol, materia prima en la producción de metil-terbutil-éter, entre otros compuestos.

De esta manera, el petróleo se vinculó estrechamente a los sectores productivos de la economía mundial, constituyendo una de las bases más importantes para la recuperación industrial durante la posguerra.

- [Como fuente de ingresos](#), partir de 1970 la acción mancomunada de los principales productores árabes produjo un fuerte incremento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que supuso un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento económico de los países, sino que también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países productores, en su mayoría países en vías de desarrollo.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Así, el petróleo cumple una triple función en la sociedad: es una fuente de energía que sirve para satisfacer necesidades energéticas de los consumidores finales e intermedios de la industria petroquímica y es una fuente de ingresos considerable para los agentes económicos que interactúan en esta actividad económica. Además, las diversas actividades técnico-económicas de la industria, relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y distribución del crudo y

derivados, han dado origen a la poderosa industria petrolera internacional, razón por la cual, **cumple un papel estratégico** para el crecimiento económico, el desarrollo social y la soberanía política.

- Por sus **características el petróleo**, en los mercados interno y externo se presenta como una materia prima, extraída del subsuelo, en la que se distinguen diferentes tipos de crudo, como son: **extrapesado, pesado, ligero y superligero**, predominando en México, el pesado (Maya, 52%) y en menor cantidad los restantes dos tipos en nuestro territorio (Olmeca 28% e Istmo con el 20%).
- Por su **participación en la economía**, el valor del petróleo vendido como producto final en 2000 tuvo una participación cercana del 2% en el PIB nacional de hecho la máxima participación ocurrió en 1983, con el 2.3%, cuando las exportaciones de crudo cobraron enorme importancia en el comercio exterior del país, tanto por el incremento en los volúmenes de exportación como por el disparo de los precios al alza.
- La **contribución de Pemex al fisco**, en los primeros años de los ochenta marca un punto de referencia al consolidarse la explotación del yacimiento Cantarell, tan sólo de 1982 a 1983 se registro un crecimiento en la contribución de Pemex de **327 a 1,496 millones de pesos**, 357% de incremento en promedio. Para la década de los noventa en su conjunto, la contribución fiscal de la Paraestatal, en promedio fue de 8,190 millones de pesos, 35% de los ingresos presupuestales del Gobierno Federal.
- Los **principales sucedáneos**, como insumo estratégico, la energía se tiende a identificar como **primaria** y, corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado. (como la caída del agua, vapor y carbón) y **la energía secundaria**, se define como los energéticos derivados de las fuentes primarias y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final (coque, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural, electricidad, hidrogeno y nuclear, el de mayor significancia, entre otros).

Por su disponibilidad, se clasifican en **renovables** y se definen como el flujo de energía que ocurre en forma natural y repetida en el ambiente, y que administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente ya que su cantidad disponible no disminuye a medida en que ésta se aprovecha, y los **no renovables** como; energía que no es capaz de regenerarse y son aquellos energéticos derivados de las fuentes primarias, que se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son: el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas-naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos derivados de los hidrocarburos, gas natural y electricidad.

- La **oferta mundial de petróleo** registro una tasa de crecimiento promedio anual de 1.4%, al pasar de 66.9 al inicio del periodo, a 76.9 MMbpced al final de éste. La participación de los países pertenecientes a la OCDE y de los no pertenecientes fue de 27 y 73% respectivamente. La mayor parte de la década se caracterizo por un esfuerzo continuo de producción, como la alcanzada al final del periodo citado. Este ímpetu ha sido moderado por momentos, por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético, así, la proyección de la oferta para el periodo 2002-2006, se espera sea de una producción de entre **77.9 a 81.9 MMbpce**.
- En esa década la **demanda global**, observó una tasa de crecimiento del **1.3%**, muy semejante a la de la oferta. Los países pertenecientes a la OCDE consumieron cerca del 58% y los países no pertenecientes a esa organización, el 42% respectivamente. La expansión global de la economía demandará mayores niveles de crudo, por lo que, para el periodo proyectado, se espera una demanda de **77.4 a 81.4 MMbpced**, acercándose peligrosamente a la capacidad actual máxima de producción global la cual se estima en poco más de **80 MMbpced**, con ello se perdería la capacidad que tiene que ver mucho con el precio, debido a que se carece de la flexibilidad necesaria para regular dicho balance, la cual ha sido instrumento clave en la administración de la oferta petrolera global y constituye una característica central del régimen vigente de precios del petróleo, además de los factores; económicos, financieros, especulativos, geopolíticos y desinformativos.
- En el **mercado nacional**, la producción logró un crecimiento cercano al 2%, al obtenerse 2.5 en 1990 y de 3.1 MMbpced en el 2001, la segunda parte de la década de los noventa fue la más dinámica al registrar una tasa de crecimiento del 3%.

La demanda interna, registra una tasa promedio de crecimiento del 1.2%, con un consumo de 1.26 en 1990 y 1.35 MMbpced en 2001, vista a través de petrolíferos y petroquímicos, como sigue:

La demanda de los **petrolíferos** en el mercado nacional, se caracteriza por ser creciente, con una tasa de crecimiento del 2% anual promedio, cuyo promedio fue de 1,386 Mbpdc, compuesta por ventas internas de productos refinados de 91% y externas 9% en promedio. Esa demanda ha sido cubierta, en promedio, con una producción de 1,522 Mbpdc, que representa una tasa de crecimiento del 0.3%, compuesta por una producción local con el 86% e importaciones con 14%. El balance de las importaciones y exportaciones es negativo para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbpdc, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural, reflejo del atraso que priva en la industria de refinación de estos productos.

Los **petroquímicos**, en contraste, se registran una demanda decreciente, lo que significa ver reducir sus ventas de 5,485 Miles de toneladas, Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 2,625 Mt en el 2001; y se integra por ventas internas 82 y externas 18%, con una tasa de crecimiento negativa del 5%. Esa demanda ha sido cubierta por medio de producción interna, que al inicio del periodo de estudio fue de 12,685 y una al final de 5,994, Mt; con una producción en promedio de 11,121 Mt, lo que significa una tasa media de crecimiento **negativa del 6.1%**, compuesta por una producción interna en 99% y externa por 1% respectivamente. Por esa razón existe una capacidad ociosa cercana al 47%, que sin duda se reflejó en los costos de esa Subsidiaria. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual "*reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración*". El **balance** de las importaciones y exportaciones, de acuerdo a las operaciones realizadas por Pemex, el resultado es positivo para nuestro país, en cerca de 959 Mbpdc.

El consumo del **gas natural** se caracteriza por una demanda creciente, a razón de una tasa de crecimiento del **4.4%**, compuesta por ventas internas y exportaciones con el 99 y 1% respectivamente. El consumo está influido por Pemex, sector industrial, eléctrico y otros con el 48, 28, 19 y 5 % respectivamente. La producción, cuyas fuentes provienen del gas asociado y no asociado (80-20%), reflejó una tasa de crecimiento del **3%**. En las regiones Sur y Marinas que generan actualmente casi tres cuartas partes de su producción total. En cuanto al balance de las importaciones y exportaciones el resultado es negativo para nuestro país, y es que las importaciones crecen a una tasa del 21%, lo que significa importar 156 MMpdc en promedio y ha significado a partir de 1997 gastar 107 MMUSD e incrementarse hasta 424 MMUSD en 2001. Un factor importante a mencionar, es el precio de este energético, cuya cotización de referenciada, es el mercado ubicado en el sur de Texas; el más caro del mundo, lo que impacta en los costos internos, y con esto se favorece a la quiebra de empresas y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido, es la base de cálculo de los precios de los productos de PPQ: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrolló la mayoría de las instalaciones industriales petroquímicas existentes en el país las cuales hoy se encuentran cerca de la obsolescencia.

- En el **balance de la oferta y demanda** de crudo, existe una demanda creciente muy cercana a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de los productores, característica de este mercado, que en nuestro periodo de estudio fue en promedio de **0.4 MMbpce**, y mediante la construcción y operación de la plataforma propuesta, podrá apoyar el consumo interno, pero en lo fundamental, se dirigirá a la exportación de crudo pesado tipo maya, con ello, este proyecto participará con el **0.06%** en promedio de la creciente demanda proyectada mundial.

## Capítulo 2. Tamaño y localización

A fin de justificar el tamaño y localización de la infraestructura de producción de aceite, se analizaron factores como la demanda existente y proyectada de crudo, características de los insumos (aceite), características del yacimiento, la identificación del proceso de producción y recuperación secundaria del crudo, el tirante de agua existente, el número de pozos requerido por el programa de perforación, distancia a la zona de aprovisionamiento, costos relativos de una plataforma para un tirante y profundidad determinada, el horizonte de vida del proyecto y la localización de la infraestructura

Dados los antecedentes del yacimiento y del área, se considera que la plataforma fija (octapoda) de 12 conductores (slots) y 6 pozos útiles, con producción de 8.0 Mbpdc por pozo, representa la mejor opción sobre los equipos marinos denominados Mínimos ó de Bajo tonelaje, Semisumergibles y Móviles. En el primer caso, por calificar estos en una escala de producción inferior; en el segundo y tercer caso, porque básicamente son usadas para la perforación inicial de pozos (previa a la

instalación de las plataformas, como en este estudio) y ello representa un valor relativo cercano de 2 a 1, en el menor de los casos, respecto del costo de una plataforma fija como la propuesta, por incluir tecnologías superiores al área de localización lo que representa mayores costos.

- Las **características del yacimiento** referido, cuya presión ha caído de 270 a 123 kg/cm<sup>2</sup> para lo cual se ha aceptado como medio de producción secundaria, la técnica secundaria de explotación consistente en la inyección de gas nitrógeno al yacimiento para que se dé un desplazamiento, permitiendo incrementar los factores de recuperación finales con respecto a un comportamiento primario; y de acuerdo a la información obtenida de los pozos que se han perforado hasta 1998, se ha caracterizado como un yacimiento de **aceite negro de 22° API**, **aceite pesado del tipo "maya"** con espesores impregnados que varían de **650 hasta 1000 m**, permeabilidad de **2 a 5 darcy** y porosidad promedio del **8%**.

El bloque antes referido, representa la fuente disponible de insumos, y forma parte de las reservas de hidrocarburos totales del yacimiento, las cuales representan un volumen remanente de 13,229 MMbpce (calculadas al 1° de enero de 2000) nivel que garantiza los insumos suficientes para el aprovechamiento de la plataforma marina propuesta.

El proceso para la explotación de los hidrocarburos, da inicio una vez que se ha concluido la perforación de un pozo y se han instalado los dispositivos de seguridad en la plataforma de perforación, entonces se puede dar inicio a la explotación del campo. La producción del campo fluye a través del árbol de pruebas de superficie, a presiones de hasta 68.95 mPa. El árbol contiene una válvula de seguridad de bola de abertura plena y una línea para cegar el pozo cuando sea necesario detener el flujo.

- La **localización** de la infraestructura marina, al estar influida por el producto, crudo; se ubicará en el lugar de ubicación del yacimiento, en el bloque de nombre "Akal"; perteneciente al campo Cantarell, dentro de las aguas nacionales, cercana a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a los 75 Km al noreste de Cd. del Carmen, área que registra tirantes de agua de entre 30 a 50 m (45 m en promedio) en lo que se conoce generalmente, como la Sonda de Campeche.

### Capítulo 3. Ingeniería del proyecto

En este capítulo se retoma el proceso de producción de aceite-gas y se describe el diseño y construcción de una sistema de producción (plataforma octapoda); su fase operativa y de diseño: subestructura, superestructura, pilotes y apéndices; sus códigos de fabricación, materiales y su proceso de izaje e instalación hasta la fase de inspección y mantenimiento.

A cerca de 30 años de la instalación de la primer plataforma de estructuras tubulares para las columnas de soporte, se ha definido un sistema de diseño vigente a la fecha, cuyo uso se ha extendido y permanecido no solo en las prácticas de perforación y producción en los campos petroleros nacionales y que al año de 2001, se han construido 185 plataformas marinas en la Sonda de Campeche; las cuales en su mayoría, son estructuras reticulares formadas por tubos de acero y que constan de una subestructura que va apoyada en el lecho marino y empotrada por medio de pilotes.

Fuera del agua, está integrada por una superestructura que apoya los paquetes de perforación, los equipos de producción o los que se requieren según los tipos o propósitos de las plataformas, como son: perforación, producción, enlace, habitacional, rebombeo, almacenamiento, separación y quemador, compresión de gas, comunicaciones y helipuertos. Tal situación evidencia la preferencia sobre otros tipos de plataformas, para el área mencionada, que en términos generales, es acorde con el uso y lugar a utilizarse.

### Capítulo 4. Evaluación Económica

Este capítulo, tiene la finalidad de cuantificar y presupuestar (estimar) las operaciones necesaria para construir e instalar y mantener en optimas condiciones de extracción, una infraestructura de **producción** de aceite y gas natural, en un yacimiento depresionado, para lo cual se aplico el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de gas nitrógeno, N<sub>2</sub>; preparar los presupuestos de ingresos, egresos y utilidades sometiéndolas a análisis de sensibilidad, bajo tres escenarios. Se obtuvieron los puntos de equilibrio en unidades, monetario, porcentaje y precio. Se analizaron los efectos del financiamiento en el proyecto; lo anterior con la finalidad de conformar el estado financiero (pro-forma) para obtener la posible utilidad real y los



flujos de efectivo del proyecto, aplicando la ley tributaria vigente, punto de partida para la evaluación financiera del proyecto, como sigue:

- Por el alto costo de la operación en el mar; la fabricación, montaje y habilitación de la subestructura, pilotes, superestructura, módulos y equipos auxiliares que constituyen la plataforma, se efectúa en tierra y posteriormente se envían por paquetes al área destinada a su instalación. El estimado de costo de esta infraestructura de extracción petrolera asciende a **107.5 millones de dólares**: incluye la inversión física por **96.9 millones de dólares** la cual será financiada a través de un crédito denominado PIDIREGAS a razón del **8%** sobre saldos insolutos, pagos trimestrales y un plazo de 10 años; la ingeniería, administración y contingencias suma **11.0 millones de dólares**, serán financiadas mediante recursos propios de la empresa. A lo anterior habrá que adicionar **29.8 millones de dólares** anuales por concepto de operación y mantenimiento, para lo cual se requerirá de un crédito por **13.8 millones de dólares** con una tasa fija del **7%**, pagos mensuales y un plazo de 2 años.
- Los **posibles ingresos**, considerando un precio de venta del crudo de **12.0 usd/bp**, serán en promedio de **171.5 millones de dólares** anuales, los egresos se calcularon en promedio de **81.2 millones de dólares** de lo que resulta una utilidad de operación de **90.3** Millones de dólares, los impuesto y derechos representan **67.3 millones de dólares** en promedio anual lo que arroja una utilidad anual neta en promedio de **23.0 millones de dólares**, es decir un flujo de efectivo suficiente para sufragar las operaciones de la infraestructura de producción sin tener que recurrir a mayores créditos a los descritos.
- Los **costos** unitarios de extracción y producción en promedio serán del orden de: **3.01** y **5.6 usd/bp** respectivamente.
- El punto de nivelación en porcentaje de la producción de crudo equivalente, en el primera año será del **44%**, el segundo se reducirá en cerca del 64% al alcanzar el 16%, influenciados estos porcentajes por el cumplimiento de las obligaciones crediticias. Posterior y paulatinamente ese porcentaje tenderá a decrecer favorablemente para el inversionista, hasta representar desde un 15.6% a cerca del 5% en los últimos cinco años. Respecto del precio de nivelación en todos los casos serán inferiores a los precios de venta de referencia. Inclusive al aplicar el análisis de sensibilidad a las utilidades, resulta favorable para el negocio.
- Se comprueba que mediante la recuperación secundaria –inyección de nitrógeno, N<sub>2</sub>-, se logra mantener la producción y recuperar, aproximadamente 6.4 MMbpce, con un importe cercano a 77.3 MMUSD.

## Capítulo 5. Evaluación financiera

Con la finalidad de determinar la rentabilidad del capital invertido en la estructura de producción petrolera, se calcularon los indicadores financieros generalmente aceptados: VAN, TIR, RBC, IR y PER con lo que se expondrá la recuperación de dicho capital, la generación de suficiente liquidez y solvencia para apoyar las operaciones de producción, comerciales y solventar las obligaciones financieras, así como la obtención de un beneficio que incluya las expectativas del inversionista; un rendimiento real, la pérdida de valor del dinero en el tiempo, un premio por el riesgo asumido, así como los efectos que el crédito tendrá sobre la liquidez y el rendimiento, en este caso, con resultados favorables para la inversión, como sigue:

- Los indicadores financieros para el inversionista, arrojan un VAN positivo del orden de los **97.5 millones de dólares**, una TIR de **21.7%**, una RBC de **1.72**, un IR de **87%** y un PER de **6.2 años**.
- Con esos indicadores (proyecto e inversionista) se calculo, con resultados favorables, el efecto del crédito en el proyecto.
- Habiendo obtenido esos parámetros nos permitió obtener el **beneficio social** con el cual, el proyecto retribuye a la comunidad, como sigue: **61 empleos** durante la construcción, además de **empleos permanentes**; generación de divisas, en promedio con **171 millones de dólares** anuales; favorece la región con una derrama económica en promedio de **81 millones de dólares** anuales; la aportación a la hacienda pública, en promedio de **67.3 millones de dólares** anuales y contribuye al mercado mundial de crudo con cerca de **43,300 bdc**, durante la vida útil de esta infraestructura de producción.
- El plazo de su ejecución será de **905 días** y considerando que se sujeta a la normatividad pública, aplicable para obras y adquisiciones; se licitará y asignará al postor, cuya propuesta garantice técnica y económicamente su ejecución.

## Capítulo 6. Determinación de la organización jurídica y humana que se requiere para la operación del proyecto

En este capítulo se determinó que la organización jurídica y humana requerida para la operación de la infraestructura de producción petrolera, distinguiría dos aspectos básicos: a) selección y adopción de la forma jurídica para construir la empresa que ha de llevar a cabo el proyecto y b) la organización técnica y administrativa de la empresa.

El primer apartado se resolvió desde el punto de vista que es la Paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), quien es la única responsable del desarrollo de los recursos petrolíferos del país. Pemex, como ya se indicó, es un organismo público descentralizado, con la forma jurídica y descrita en el anexo 1, inciso 17.

Respecto de la organización técnica y administrativa del proyecto, de acuerdo a la experiencia reciente, PEP transmite la ejecución a una Contratista la cual contará con los recursos financieros, administrativos y técnicos para su ejecución, dicha compañía, será evaluada y seleccionada a través de un proceso de licitación pública (en los términos de la Ley de Obra Pública) y de cuya propuesta resulta el personal técnico administrativo y obrero encargado directamente de la ejecución de los trabajos.

### ▪ Capítulo 7. Impacto ambiental

Se describe la ubicación geográfica donde se ubicará la plataforma petrolera, la cual se suma a las ya existentes en esa área, y donde se han desarrollado las actividades petroleras desde el año de 1961, su progreso a través de instalaciones, construyendo por etapas la infraestructura necesaria para producir, acondicionar, almacenar y distribuir el crudo; y no obstante el control que se lleva durante las operaciones normales, existe la posibilidad de accidentes que propicien derrames de hidrocarburos que afectan de forma contundente y evidente a la fauna y flora marina, lo que hace a esa zona como de alto riesgo ecológico. A ello se suman los problemas sociales producto de afectaciones a áreas pesqueras, agrícolas y habitacionales. De esta forma, a fin de evaluar el impacto ambiental de este proyecto, se indica la reglamentación a que deberá ceñirse, a fin de que se conozca y cumpla, mediante la elaboración del Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) en el nivel de riesgo 3, y no constituya una limitante ni antes ni después de su ejecución.

## 2. Conclusiones

De acuerdo a lo expuesto a través de estas páginas y resumido en el apartado anterior, se advierte que este proyecto es técnica y económicamente viable, al no presentar limitaciones de mercado, obtener flujos de efectivo que permiten obtener suficiente liquidez y solvencia para apoyar las operaciones de producción y comerciales, solventar las obligaciones financieras, un rendimiento real, la pérdida de valor del dinero en el tiempo y un premio por el riesgo asumido que incluye las expectativas del inversionista. Los siguientes indicadores financieros generalmente aceptados, ejemplifican lo expuesto, como sigue:

- Los indicadores financieros para el inversionista, arrojan un VAN positivo del orden de los 97.5 millones de dólares, una TIR de 21.7%, una RBC de 1.72, un IR de 87% y un PER de 6.2 años. Y los efectos del crédito en el proyecto se calculan en promedio de 20%, lo cual es ampliamente atractivo considerando el nivel del financiamiento.

Por el **beneficio social**, con el cual, el proyecto retribuye a la comunidad; respecto de la generación de empleos, de divisas y la derrama económica de su inversión, hace ampliamente favorable este proyecto.

Adicionalmente se tienen las **siguientes conclusiones** que se derivan del desarrollo del presente estudio, agrupadas por su tipo como son: político-sociales, económicas, construcción, sucedáneos, reservas de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos, gas natural, inversión, producción, administrativas, información y ambientales:

## Políticos y sociales

- Una retrospectiva política y social de las raíces y condicionantes de la renta petrolera como forma de garantizar la hegemonía y concentración del poder a gran escala, es imprescindible ya que muestra los puntos que necesariamente se habrán que considerar a la hora de analizar un estudio de factibilidad energético (petrolero), desde el momento en que la mercancía petróleo no debe evaluarse como cualquier otra mercancía en el mercado.
- Los yacimientos en todo el mundo, se encuentran dispersos y ubicados principalmente en colonias y países en desarrollo, por lo que se ven afectados por una mentalidad de rentista y de clientela en la economía, y cuya posesión del petróleo, para esos países, se ha convertido en una desventaja, dado que reduce el incentivo para apoyarse en las destrezas y calidad de la población. Así, la renta petrolera ha producido una alta propensión al consumo (en rubros, instrumentos y mecanismos de reciclaje y recuperación) y disminuye la eficiencia en la recaudación y administración de los recursos tributarios.
- Desde la década de 1920, siete compañías –las siete hermanas- (the big oils, por su traducción al inglés) van constituyendo un Cartel mundial, y se incorporan tempranamente al proceso de transnacionalización. Tienen ingerencia decisiva en lo tecnológico y lo económico-financiero y por su propia cuenta e iniciativa hacen política y diplomacia, hasta la guerra. Las empresas del Cartel aparecen más grandes e imponentes que la gran mayoría de los Estados.
- Desde 1921, hasta la Segunda Guerra mundial, los precios son unilateralmente fijados por las empresas del Cartel, hasta 1960 en la posguerra, pero se mantiene en general como fijación unilateral por las compañías.
- Desde 1907-08, entes públicos realizan relativamente temprano la ingerencia estatal en el petróleo, México en 1938, para lograr una más justa división de la renta petrolera. El sistema de concesiones comienza a ser impugnado por los países productores –exportadores, a partir de la experiencia precursora de México en ese año.
- Se dan así dos fases sucesivas: una primera de ascenso y bonanza, una siguiente de crisis, reversión y búsqueda de alternativas.
- Aprovechando la confluencia de varios factores. Acumulación de tensiones y conflictos entre las empresas del Cartel y sus gobiernos, en torno al régimen vigente, se agrega el efecto catalizador que producen las Siete Hermanas del Cartel al imponer unilateralmente dos bajas sucesivas de precios, y afectar así los ingresos gubernamentales, los representantes de Venezuela y Arabia Saudita, colaboran exitosamente y en 1960 crean la Organización de los Países Exportadores de Petróleo, OPEP.
- Entre 1970 y 1973, la OPEP logra una posición de fuerza de mercado y confianza política que le permite negociar con las compañías nuevos términos de ingreso: sobre precios, participación etc. Por ello, y con la especial incidencia de los conflictos en Medio Oriente y las dos crisis del petróleo, la demanda mundial crece más rápidamente que la producción mundial, los precios mejoran la posición negociadora de los países productores-exportadores. En octubre y diciembre de 1973, tras la Guerra Árabe-Israelí, la OPEP, duplica el precio del petróleo por propia decisión (40 usd/bp). La OPEP se afirma como Cartel de Estados productores, de enorme poder financiero, oligopolio estatal, multinacional que enfrenta al oligopolio privado del Cartel.
- Por un tiempo las Siete hermanas, pierden el control de precios, sus concesiones son compartidas, ocupadas o nacionalizadas, lo que las obliga a conceder demandas de los países productotes-exportadores. Como consecuencia, se reducen los beneficios que para las empresas del Cartel, hasta entonces derivaran primordialmente de la producción, y deben buscarlos más en la distribución y la venta.
- Bajo los impactos de la OPEP y de las crisis petroleras, los países desarrollados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE; se ven amenazados, en su seguridad energética, en sus balanzas de pagos, y en el sistema monetario internacional. En respuesta a esa situación se crea la Agencia Internacional de Energía dentro de la OCDE, y se va desarrollando una estrategia y políticas, con la intención de revertir la situación creada en la primera fase, en perjuicio ahora de los países productores-exportadores.
- Estrategias y políticas tienen, como principales polos y ejes: a) la racionalización tecnológico-económico-productiva en los centros; b) el uso irracional de la renta petrolera por los países productores exportadores; c) la operación de reciclaje de la

renta petrolera; d) el endeudamiento del "tercer mundo", la "crisis de la deuda" y las salidas que a partir de uno y otra se impone a los países productores-exportadores.

- Esta dinámica es parte de la mutación identificada con la Tercer Revolución Industrial-científica y la emergencia de un nuevo patrón de acumulación y de un nuevo paradigma tecnológico-productivo. Ello se expresa en la transformación de la matriz de insumo-producto, con el cambio de sus relaciones internas, el agregado de nuevas filas y columnas, la modificación radical de los costos y precios relativos de los insumos de la producción. Núcleo organizador del nuevo patrón de acumulación, y factor transformador y clave de esa matriz, es el complejo económico-tecnológico constituido por la "electrónica", y cristalizado como paradigma, como respuesta de los países avanzados a la crisis de los años 60s.
- Los países pertenecientes y de otros miembros del llamado "Tercer Mundo", dentro y fuera de la OPEP, intentaron aprovechar las oportunidades que les brinda en los setenta la bonanza en la demanda y/o los precios del petróleo (como de otros productos primarios), y se realiza a través de una estrategia de *desarrollo primario exportador* a fin de canalizar recursos hacia el sector no exportador, con impacto en el PIB de esos países creando ilusiones de prosperidad.
- La moneda nacional se sobrevalúa progresivamente, y por lo tanto no favorece o impide la expansión de las exportaciones tradicionales. A la inversa, "las importaciones suben tan rápidamente que cada país incurre un déficit de la cuenta corriente de la balanza de pagos durante la mayor parte de los años de altos precios de los energéticos, dejándolos peligrosamente vulnerables a la siguiente caída en los términos de intercambio" la distribución del ingreso se sigue deteriorando.
- El reciclaje de la renta petrolera contribuye a generar o reforzar un endeudamiento incontrolado de los países del Tercer Mundo, tanto productores como consumidores de petróleo, que desemboca en el estallido y desarrollo de la crisis de la deuda a partir de 1982. Los préstamos bancarios son otorgados libres de condiciones, a empresas estatales, gobiernos y privados, para el financiamiento de déficit en presupuestos y en balanza de pagos, y para la expansión de la producción petrolera y la diversificación de la economía y el aparato productivo.
- El rápido crecimiento de todo tipo de deudas desde finales de los 60s, es sostenible hasta la Segunda Crisis del Petróleo y es que las tasas de interés sobre la deuda se mantienen debajo de las tasas de crecimiento de las exportaciones nominales y sus ingresos. Por el contrario la Segunda Crisis petrolera produce una recesión que baja la demanda global y los precios de las mercancías y deteriora los términos de intercambio, y empuja las tasas de interés mundiales a niveles astronómicos.
- La relación deuda/servicio, el porcentaje de las ganancias de exportación y de las divisas requeridas para pagar los intereses y el principal de la deuda, dan un salto de lo posible a lo imposible. Se amplía el déficit de cuenta corriente. La fuga de capitales crece. Se detiene el flujo neto de préstamos bancarios a América Latina. Se incrementa la transferencia neta negativa de recursos. A partir del estallido de la deuda, se va desplegando una cadena de acontecimientos que lleva a los planes de rescate, las políticas de estabilización y ajuste y, al fin de la década, a un nuevo modelo de crecimiento basado en las exportaciones.
- A finales de los 80s, la industrialización sustitutiva de importaciones es parcialmente abandonada. Se opta por una estrategia de crecimiento impulsado por las exportaciones, la atracción de inversión extranjera, y favorecido por la liberalización comercial y financiera. Este modelo surge como una respuesta pragmática a los programas de ajuste y estabilización y tiene un acuerdo sin precedentes entre instituciones financieras internacionales, Estados de los países desarrollados, la mayoría del sector privado y buen número de gobiernos de AL. Instituciones académicas y gran número de intelectuales
- La reforma del Estado, su reubicación y refundación respecto a las áreas económico- financieras, en el nuevo proyecto, se presenta como premisa e instrumento para el pago de la deuda, la estabilización, la superación de la crisis, y la recuperación del crecimiento.
- La crisis resultante de la acumulación de los factores y procesos analizados desemboca en drásticos cambios en la situación, posibilidades y perspectivas de los países productores-exportadores dentro y fuera de la Organización petrolera. La OPEP se va revelando incapaz de establecer una estrategia de precios de largo plazo. De esa manera, desde 1982, fracasa esa Organización, para operar como Cartel para mantener los niveles de precios y fijar cuotas de producción para cada miembro, y revelan una incapacidad de aplicar sanciones o de supervisar a los miembros que incumplan las cuotas de producción.

- Tras una larga fase de estatización bajo diversas modalidades de empresa pública, para un gran número de ramas, sectores y empresas de la economía en general, y para hidrocarburos y otros en particular, ha ido sucediendo una fase comúnmente llamada "*neoliberal*", en el énfasis puesto en la apertura a la globalización, el mercado y la iniciativa privada, la desregulación, los intentos de privatización, incluso respecto de las empresas públicas petroleras y petroquímicas. Este fenómeno se ha venido dando tanto en países desarrollados como los de Europa Occidental, y en países en desarrollo, los latinoamericanos incluidos.
- La privatización en general, y específicamente respecto del petróleo y la petroquímica, ha sido intentada desde finales de los 80s con grados de éxito variables.
- Argentina, camino en ese sentido y a través del presidente Raúl Alfonsín, hace circular una lista de empresas a privatizar, caracterizadas por su rentabilidad y su condición de participación estatal minoritaria, pero encuentra oposición en diferentes sectores. Es la administración de Saúl Menem, a quien corresponde un impulso a una privatización efectiva. En 1996, Bolivia aprueba, pese a la oposición, un controvertido proyecto de Ley de Hidrocarburos, que abre el paso a la desincorporación de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia, YPBF. En Perú, el presidente Humberto Fujimori, intenta privatizar (o en su defecto liquidar) unas 50 empresas estatales, incluso el consorcio petrolero estatal PETROPERU
- Finalmente, en América Latina se mantienen las oscilaciones y confrontaciones entre los esfuerzos de conservación y refuerzo de las empresas estatales, incluso las de hidrocarburos y petroquímicos y los proyectos e intento de privatizarlas. No parece fácil, ni cercana ni probable una solución definitiva de esta confrontación.

### Económicas

- Pese a que el proceso de industrialización en México, por varias décadas, se constituyó en el objetivo principal de la política económica. Tras la aplicación del esquema proteccionista -sustitución de importaciones- y la crisis en los años 80s, se da el abandono de las políticas anteriores, promoviéndola apertura económica, impulsó en la reorganización industrial y búsqueda de un nuevo modelo de desarrollo, que ha requerido de reorganización institucional; sin embargo, ésta ha resultado lenta y es que el fundamento de la política económica en general, es de estabilidad macroeconómica, tal y como se concibió desde 1988. Esa visión "primitiva" de la macroeconomía, que no incluye adecuadamente, aspectos macroeconómicos como empleo, salarios y distribución del ingreso, se concentra exclusivamente en el control de la inflación, el déficit fiscal y la inversión extranjera directa; sin mayor atención hacia la competitividad del sector productivo establecido en México.

Los aspectos anteriores explican una serie de mecanismos que tienen implicaciones para el sector productivo mexicano, pues afectan negativamente su competitividad. En lo fiscal se da un manejo preferencial, ¿para qué desgastarse cobrando impuestos a los empresarios y grupos influyentes si hay tanta renta petrolera?. Ello se refleja negativamente en la política energética, la cual al menos en teoría debería abocarse a la creación, fortalecimiento y desarrollo la infraestructura energética, aprovechando el amplio espectro de fuentes de energía alternas cuyo fin sea el de generar, insumos energéticos competitivos en cantidad, calidad y precio, en beneficio de la población y sector empresarial mismo.

- El papel de Pemex en el gasto social ha sido relevante. Históricamente, ha financiado responsabilidades que le corresponden al Estado, y no a la empresa.
- Los ingresos provenientes del crudo, si bien financian cerca del 40% gasto federal, han petrolizado las finanzas públicas. El problema es que la base de esos ingresos, el precio, es un factor externo que no lo controlamos y eso, nos hace vulnerables.
- El problema es que cuando se desploma por debajo de las estimaciones oficiales, como ocurrió en 1998 o en el 2001, nuestros ingresos públicos se ven afectados negativamente, obligando a autoridades de Hacienda a recortar el gasto público.
- Habrá que señalar que un precio del petróleo en aumento constante y por un período largo de tiempo, tampoco nos beneficia, ya que los efectos inmediatos derivados de mayores ingresos fiscales se verán mitigados por otros efectos negativos. Hay que recordar que la mayoría de las economías industrializadas son importadoras netas de petróleo

- Ello expone que el régimen impositivo vigente para Pemex, responde a la necesidad gubernamental de compensar la baja recaudación de su sistema hacendario con los ingresos generados con la venta de petróleo y sus derivados, los cuales aportan cerca de una tercera parte de los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal. Como ejemplo, en el país solamente el 10% del equivalente en el PIB proviene de la recaudación, cuando en países como Brasil (igualmente petrolero) se obtiene cerca del 34%.
- A partir de 1995, dada la ominosa carga fiscal de Pemex, a tenido que recurrir a financiamiento mediante la modalidad Pidiregas y a recursos de deuda para financiar el 90% de las inversiones. Actualmente, Pemex es la empresa petrolera más endeudada del mundo.
- El énfasis por incrementar la producción y exportación para obtener divisas que compensen nuestras deficiencias tributarias, ha restringido también la capacidad para impulsar la industria del gas natural y las actividades de refinación y la petroquímica, y es que importamos petrolíferos, petroquímicos y gas natural por una valor cercano al 24% del valor de las exportaciones anuales de petróleo crudo de Pemex.
- Petróleos Mexicanos, necesita contar con la capacidad propia y suficiente de inversión para promover la explotación racional de los hidrocarburos y sustituir el modelo de exportación de hidrocarburos crudos por un modelo de producción de mayor valor agregado y que asegure la autosuficiencia energética.
- El déficit que reporta el sector energético, nuestra que urge una política energética acorde con el entorno mundial.
- En el balance de la oferta y demanda, existe una demanda creciente muy semejante a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de la oferta, característica de este mercado, que en nuestro periodo de estudio fue en promedio de 0.4 MMbpce.
- La demanda se esta acercando a la capacidad de la producción global, y no se debe a la falta de inversión como en el caso mexicano, se debe más bien, a que la capacidad de reposición de reservas, de acuerdo a los registros, está llegando a su termino.
- Esta rigidez de la oferta, expresada por la baja incorporación de nuevos yacimientos, cuando menos de crudo convencional, la expansión de la población, las economías y la demanda de energía que ello implica, provocará presiones sobre el precio del crudo, sólo atenuadas por el desarrollo de cualquiera de los sustitutos energéticos en combinación de acciones de ahorro de energéticos y la adición de nuevos yacimientos muy probablemente en aguas profundas.
- En una situación como esta de rigidez en la oferta global de crudo, el nivel de precios estará determinado fundamentalmente por el ritmo del crecimiento de la economía global y, muy particularmente, de las economías estadounidenses y de los países asiáticos entre ellos, China e India. Asimismo, la volatilidad de precios estará determinada multifactorialmente por los factores: económicos, financieros, especulativos, geopolíticos y desinformativos.
- El mantenimiento de la capacidad de producción excedente, así como la determinación y la posibilidad de hacer uso efectivo de la capacidad que esta otorga, han sido instrumentos clave en la administración de la oferta petrolera global y constituyen una característica central del régimen vigente de precios del petróleo.
- Esta capacidad excedente se ha concentrado en un pequeño grupo de países productores del Golfo Pérsico, encabezado por Arabia Saudita. El gran cambio que se ha gestado en el balance de la oferta y la demanda globales ha sido la reducción de esa capacidad excedente a su nivel histórico más bajo. De esta manera se ha perdido la flexibilidad necesaria para regular dicho balance con objeto de estabilizar el precio a un nivel razonable.
- La expansión económica global ha sometido al mercado petrolero a un shock en la demanda de sus productos, eliminando la capacidad excedente del sistema. Ahora surge la posibilidad de que surjan precios por encima de los 50 usd/bpc y que afecte la economía estadounidense (como principal socio comercial) y la salud económica global. Por un lado altos precios petroleros se traducen inmediatamente en mayores ingresos fiscales y, por el otro, en un menor crecimiento de la economía estadounidense que incide directamente sobre el nivel de actividad económica de nuestro país.
- Un crecimiento más lento de la economía se traduciría eventualmente en una demanda de petróleo menos dinámica, que modificaría a su vez la trayectoria de los precios, como sucedió a principios de los 80s.

- A pesar de la exigua capacidad excedente en los mercados de crudo y en la industria de refinación, se ha tendido a castigar los precios de las variedades de menor calidad. La diferencia de precios entre la canasta mexicana y el crudo marcador de referencia -WTI- ha tendido a aumentar en el periodo de estudio.
- Por ello, los crudos ligeros y dulces como el WTI se han vuelto más atractivos dadas las restricciones ambientales y en la capacidad de plantas de desulfuración y de inversión de combustóleo a combustibles automotrices en las refinerías estadounidenses, europeas y del lejano oriente.
- Conforme se agota la capacidad excedente de producción primaria, los países exportadores tienden a extraer sus crudos más pesados, que son los más baratos. La oferta creciente de crudos de baja calidad y la menor producción de crudos ligeros en Norteamérica y en el Mar del Norte explican también los cambios en sus precios relativos.
- En México, el predominio de crudos pesados y amargos es cada vez mayor. Si por alguna causa se bajara el nivel de exportación del tipo Istmo, como ha sucedido en otros momentos. Este cambio en la mezcla de exportación contribuiría a disminuir el precio de la canasta mexicana con relación al del WTI, y cada dólar en el precio del crudo de exportación afectaría notoriamente los ingresos por este concepto.
- Los estudios recientes muestran que la futura demanda de EU y México será fuerte y al ser ambos importadores netos de gas natural, la región está obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria, mientras que en regiones como Asia las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 y 3.0 usd/MMbtu, es decir, cerca del 50% por debajo de las cotizaciones con las que tienen que competir las empresas mexicanas.
- El encarecimiento del gas ha provocado el incremento de costos y hasta cierre de empresas siderúrgicas, papeleras, cementeras y vidrieras. Al aplicar los precios internacionales al gas, insumo de la petroquímica nacional, los precios de sus productos encarecen el mercado de la industria química y se opta por las importaciones de productos petroquímicos. Por ello, el encarecimiento en las importaciones de productos petroquímicos ha sido constante.
- Los próximos gobiernos de la república enfrentarán severos cuellos de botella en el sector energético a grado tal que, de no tomar decisiones en lo inmediato, durante los próximos años, la importación de gasolinas podría duplicarse.
- México dispone de cerca de 1.2 millones de km<sup>2</sup> de sedimentos de petróleo y gas y esta superficie equivale a dos veces España. Para desarrollar ese potencial los próximos gobiernos tendrán necesidad de allegarse cantidades millonarias de dólares y difícilmente el Estado podría realizarlo. Esto obliga a pensar urgentemente en la reforma energética.
- Necesita invertir en la industria petrolera y si la reforma fiscal y energética no provee los recursos suficientes, tendrá que abrir contratos de riesgo, así como la posibilidad de que Pemex, realice *join ventures* con las principales petroleras del mundo, principalmente con las que pueden aportar experiencia.

### Construcción

- A cerca de 30 años de la instalación de la primer plataforma de estructuras tubulares para las columnas de soporte, se ha definido un sistema de diseño vigente a la fecha, para aguas someras, (tirante de hasta 45 m en promedio) cuyo uso se ha extendido y permanecido no solo en las practicas de perforación y producción en los campos petroleros nacionales y que al año de 2001, se han construido 185 plataformas marinas en la Sonda de Campeche; las cuales son estructuras reticulares formadas por tubos de acero y que constan de una subestructura que va apoyada en el lecho marino y empotrada por medio de pilotes.
- La plataforma fija (octapoda) de 06 pozos representa la mejor opción sobre los equipos marinos denominados Mínimos ó de Bajo tonelaje, Semisumergibles y Móviles. En el primer caso, por calificar estos en una escala de producción inferior; en el segundo y tercer caso, porque básicamente son usadas para la perforación inicial de pozos (previa a la instalación de las plataformas, como en éste estudio) y ello representa un valor relativo cercano de 2 a 1, en el menor de los casos, respecto del costo de una plataforma fija como la propuesta, por incluir tecnologías superiores al área de localización lo que representa mayores costos.

### Sucedáneos

- Respecto de los sucedáneos, cuyas propiedades tienen un carácter sustitutivo ó cercano a los del proyecto y que pudieran competir en el mercado son: el carbón, gas natural, energía eólica, hidrógeno y nuclear; el de mayor relevancia es éste último, aunque representa mayores costos en su construcción y dificultades en sus residuos que habrá que analizar detalladamente. El hidrógeno presenta una interesante oportunidad como sustituto, sin embargo, su proceso de generación convencional requiere de un flujo de energía eléctrica y agua para su obtención. Las otras opciones, juegan un papel discreto, aunque con importantes expectativas para el futuro próximo.

### Reservas de hidrocarburos

- Es probable que la creciente demanda de petróleo, tanto en los países industrializados como en el mundo en vías de desarrollo, se convierta en el factor más importante dentro de los conflictos geopolíticos del primer cuarto del siglo XXI.
- Las proyecciones de la EIA sobre la demanda global de petróleo revelan lo difícil que serán los retos que nos esperan. Según esa agencia, la demanda diaria mundial de petróleo aumentará de 80 a 120 MMbp al día antes de 2020, un aumento del 50% en menos de 20 años. Será difícil encontrar y extraer 40 MMbp adicionales de petróleo barato al día.
- Los datos relativos a las reservas se publican anualmente en el *Oil & Gas Journal* y el *World Oil*. Tales publicaciones realizan estudios en distintos países productores y elaboran sus estadísticas sin ningún tipo de verificación independiente.
- Los países de la OPEP, suelen exagerar sus cifras; según los criterios, para aumentar sus cuotas de producción y conseguir préstamos internacionales de instituciones como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, o para atraer préstamos de los bancos privados para el desarrollo de infraestructura y nuevos proyectos comerciales.
- Para hacerse una idea exacta de lo rápida e imprecisa que puede ser la circulación de informaciones, piénsese en el hecho de que a mediados de los 80 se estimaba que las reservas globales probadas de petróleo crudo estaban entre los 650,000 y 700,000 MMbpc. En los 90 ya se habían añadido 300,000 MMbpc a las reservas globales probadas a pesar de que no se habían realizado descubrimientos significativos de nuevos yacimientos. Prácticamente todo el aumento provenía de los países de la OPEP.
- La posible causa es que cuando los yacimientos petroleros eran propiedad de las compañías extranjeras, éstas acostumbraban a silenciar los nuevos descubrimientos para evitarse impuestos. Sin embargo, los monumentales aumentos de las reservas que se anunciaron a mediados y finales de los 80 superan con creces lo que puede justificar la corrección de las inexactitudes previas de las compañías.
- Otra prueba de la escasa fiabilidad de las cifras es que en los años 90 las compañías petroleras descubrieron una media de 7,000 MMbp al año, pero extrajeron más de tres veces esa cantidad. Sin embargo, a lo largo de los años 90, más de la mitad de los países incluidos en el informe anual de *Oil & Gas Journal*, pretendieron conservar, año tras año, las mismas reservas probadas que el año anterior. En 1997, 59 países no reportaban cambios en sus reservas y para 1999, el número había aumentado a 70.
- La preocupación creciente de los EUA y otros países y compañías energéticas globales, por su dependencia con el medio Oriente les obligo a buscar nuevos yacimientos sin éxito. Los resultados obtenidos en el resto del mundo fueron parecidos. Los geólogos coinciden en que la mayor parte de los grandes yacimientos petrolíferos habían sido descubiertos ya antes de la última ola de prospecciones. El argumento según el cual el aumento de los precios del petróleo tendría efecto de estimular las nuevas exploraciones y llevar al descubrimiento de yacimientos significativos, demostró ser cuestionable.
- Tal como ya se ha señalado, el petróleo está en cuencas donde se acumularon y preservaron los materiales orgánicos, esas cuencas se hallan en aguas marinas poco profundas y en el continente. Los geólogos han localizado 600 cuencas de este tipo y hay un convencimiento general de que faltan pocas por descubrir; 400 de éstas ya han sido explotadas. Las 200 restantes, están ubicadas en regiones remotas como Groenlandia y en aguas profundas cerca de las costas de Brasil, África Occidental y el Golfo de México, pero su exploración es difícil y costosa. No obstante se han encontrado cantidades significativas de petróleo en 125 de estas cuencas.



- En la actualidad, hay cerca de 1,500 yacimientos petrolíferos grandes y gigantes en el mundo. Entre todos contienen el 94% de todo el petróleo conocido. Los 400 yacimientos más importantes contienen entre el 60 y 70 % del total. Esto no significa que no se sigan descubriendo yacimientos, el problema es que no serán suficientes como para compensar el descenso continuado del inventario mundial de reservas probadas.
- Durante los próximos años, el descenso de la producción petrolera en Rusia, así como en el Mar del Norte, la vertiente norte de Alaska, las costas de África Occidental y otras regiones, podrá dejar al Medio Oriente en la envidiable posición de proveedor de los últimos recursos antes de que termine la década. A pesar de las exageraciones en cuanto a las reservas, todo el mundo está de acuerdo en que dos tercios del petróleo que queda en el mundo se hallan en Oriente Medio. Por sí sola, Arabia Saudí posee el 26% de las reservas globales de petróleo.
- El pico de producción del petróleo no se refiere a que habiendo alcanzado un máximo de producción ya no queda petróleo en el subsuelo o de que ya no se encuentran más yacimientos petroleros en el mundo. Únicamente se reseña que la producción del hidrocarburo en el mundo disminuirá después de su ocurrencia. De hecho, el petróleo que se extraerá en el futuro será obtenido de yacimientos que se encuentran en explotación, que empiezan a ser explotados o aquellos que serán descubiertos en los años venideros.
- Aún con toda la tecnología sofisticada ya no se han encontrado yacimientos supergigantes en el mundo. Los últimos de ese tipo fueron descubiertos en 1967 y 1968 y algunos de los más importantes, como el de Saudita, Ghawar, datan de 1938.
- El descenso en el número de nuevos descubrimientos y el agotamiento de las reservas probadas adquieren todavía más gravedad a la luz del aumento esperado en la demanda de petróleo para las próximas dos décadas. Se espera que la población mundial pasará de 6,200 a 7,500 millones de personas para el año 2020, por lo que la presión sobre las reservas petroleras, no hará más que intensificarse.
- Debe quedar claro que la cuestión no es si el petróleo se está agotando o no, sino si la producción de petróleo, que ha sido el lubricante de los grandes avances del siglo XX, está a punto de tocar techo. Sobre este punto existen diferencias de opinión entre los expertos. La combinación del descenso en el ritmo de los descubrimientos y en la tasa de extracción de petróleo de los yacimientos existentes hace que finalmente la producción toque techo.
- Los analistas de la industria afirman que cuando los productores estratégicos, los 5 principales países productores de Oriente Medio, lleguen a controlar más de un tercio de la producción mundial, volverán a estar en posición de dictar el precio del petróleo en los mercados mundiales, tal como hicieron durante un breve período de tiempo en los años 70. La cuestión depende en buena medida de cuándo comiencen a disminuir las exportaciones rusas de crudo.
- Si EU, principal consumidor de energéticos, no comienza a prepararse para mitigar los efectos del pico sino hasta que ocurra, no habrá tiempo para evitar que falten combustibles.
- La experiencia vivida en otras crisis energéticas (1973-74), no servirá de nada ante este potencial problema de enormes consecuencias económicas y sociales nunca experimentadas. Habrá inflación y gran desempleo, una menor inversión de capital, el nivel de vida bajará y habrá una recesión económica prolongada. Las consecuencias en los países no desarrollados serán aún más devastadoras.
- La falta de preparación para mitigar los efectos de la falta de petróleo para los países en desarrollo, será de mayor riesgo porque sus procesos de manufactura que contribuyen en gran parte a su PIB, son intensos en el uso de la energía. Además de su limitada habilidad para usar combustibles alternos y la poca sofisticación de sus políticas financieras y monetarias.
- Entre más pobre sea el país, las consecuencias serán mayores, pues si el petróleo es más caro menos dinero se tendrá para comprar otros bienes y servicios que no sean energéticos; y éstos serán más caros por el alto costo de la energía necesaria para producirlos. En la historia de los EU, los precios altos del petróleo han precedido la mayoría de las recesiones desde 1969.
- Por ello es importante que en México, también se realicen ese tipo de estudios; comenzando con los del pico de la producción nacional. Serían de mucho beneficio para la sociedad mexicana y convendría incluir el análisis de las estrategias

de EU que contemplan a México de alguna manera. Los tomadores de decisiones de nuestro país debieran estar al tanto del tema y entender las amenazas potenciales de su ocurrencia.

- Podría Pemex encargarse de estos estudios a instituciones nacionales independientes de ese organismo que sean imparciales y con capacidad para realizarlos. Después de todo los energéticos son un asunto estratégico.
- Aun así, para muchas personas, la posibilidad de que nos estemos quedando sin las reservas necesarias de petróleo barato para mantener en pie el estilo de vida industrial, resulta inimaginable que probablemente contemplan con incredulidad la simple idea de que tal cosa pueda suceder.
- Las reservas nacionales de hidrocarburos calculadas en 2001 por 56,154 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), en el período de estudio, registraron una tasa de crecimiento *negativa del 1.5%*.
- De acuerdo a los lineamientos que establece la Securities and Exchange Comisión (SEC) de EUA, para las compañías petroleras; la falta de inversiones en materia de explotación y desarrollo de yacimientos petroleros; ha ocasionado, que las reservas probadas de petróleo crudo mexicano, consideradas originalmente por la comunidad financiera y petrolera internacional como económicamente rentables, sean reclasificadas a reservas probables, es decir, con menor posibilidad de explotación, por no contar con inversión de proyectos de desarrollo.
- No solo el mayor activo productor de Pemex, Cantarell, está en fase de declinación de reservas y producción. En total, 23 (72%) de los 32 yacimientos más importantes que en la actualidad explota la paraestatal, están perdiendo gradualmente hidrocarburos y ajustando su producción a la baja por la extracción diaria a que son sometidos, sin que cada barril que se extrae se compense con nuevos descubrimientos. Es decir, el petróleo fácil o barato se le está acabando a México.
- A todo esto, las alternativas que analiza el Gobierno Federal, fundamentalmente; alianzas, aprovechando las pequeñas rendijas legales para invertir en sociedad con otras empresas, pero fuera del país; llegan cuando está próximo a vencerse el período de cerca de 10 años, que México y Estados Unidos se dieron para *"no realizar trabajos de exploración y perforación en los campos transfronterizos, ubicados en parte de las aguas profundas del Golfo de México, dada la controversia sobre los límites marítimos"*.
- El riesgo de no iniciar a la brevedad, con las exploraciones y desarrollo de los campos transfronterizos, es que se nos adelanten con la extracción del crudo barato. Cuando hay yacimientos transfronterizos y cada socio lo explota individualmente, el que lo explote primero lleva la ventaja porque es el que va a sacar el petróleo barato, el que sale a presión y fácil de extraer. El que se queda atrás va a tener, si es que llega a explotarlo, un petróleo mucho más caro porque requeriría de técnicas mucho más costosas, como es el caso de la extracción secundaria, entre otras.
- Hay indicios de que, las compañías estadounidenses ya exploran esta zona transfronteriza conocida como el "Hoyo de Donna", e inclusive es muy probable que ya estén produciendo, lo que causaría graves efectos a las reservas mexicanas en esa área.
- El futuro de México en cuanto a sus reservas de hidrocarburos está a tres mil metros de profundidad, en las aguas del Golfo de México, donde, al parecer, yace un inmenso potencial petrolero.
- Ello se da en momentos en que nuestro país aún no define su política energética, y aunque ha incrementado su nivel de inversión en proyectos de exploración y producción, y se han detectado a nivel prospectivo 53.8 MMbpce, no serán suficientes, mientras no se acompañe de inversiones mayores para determinar su factibilidad, y resultarán insuficientes debido al rezago acumulado, a ello hay que agregar, la falta de exploración y que México sigue careciendo de tecnología para perforar a grandes profundidades, mar adentro, donde se localiza cerca de 55% de los prospectos.
- A pesar de la aparente enorme riqueza, Pemex, enfrenta una real pobreza en sus finanzas que le impide potenciar los recursos de la nación, principalmente los del Golfo de México. Para incursionar en estos mares Pemex, necesita algo más que cuantiosas inversiones, pues además de padecer la falta de recursos carece de la experiencia para desarrollar trabajos en aguas profundas y la transferencia de tecnología es condicionada a la participación de la producción.
- En lo inmediato México podría avanzar, apoyándose en alianzas e invertir fuera del territorio nacional, como ya lo hace, en proyectos que garanticen rentabilidad en espera de la reforma que dé la pauta a seguir en materia energética, y en su

caso la única forma de financiamiento seguirá siendo la deuda a través de PIDIREGAS, mientras tanto, Pemex, ya califica, en su genero, como la más endeudada del mundo.

### Petroquímicos y Petrolíferos

- Producto de la falta de inversión en la petroquímica de Pemex (PPQ), iniciado desde el intento de privatización de 1995 y los precios de oportunidad, se coadyuva a la quiebra de empresas, y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido es la base de cálculo de los precios de los productos de PPQ: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrollo la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país las cuales hoy están al borde de la obsolescencia.
- La falta de inversión en la capacidad de la refinación del crudo, incentiva las importaciones, por lo que se deberá de manera apremiante; invertir en la actualización de los procesos de las 6 refineries existentes y de ser posible se incremente el número de esas, para no depender de procesos externos que encarecen los productos al interior del mercado nacional, destruyen cadenas productivas y ponen en riesgo la planta productiva y ocupacional de nuestro país.
- Se agudiza la destrucción de la industria agroquímica. En 2001, la gran mayoría de los fertilizantes comercializados en México –cerca de tres millones de toneladas- se importan de EU y Rusia, debido a los precios internacionales con que Pemex encarece el amoniaco. Como consecuencia, se destruye la cadena productiva del amoniaco –materia prima de la urea, fosfatos y amonicos- y prácticamente se cancela la industria de los fertilizantes adquirida y concentrada por privados y convertidas a la fecha en distribuidoras de importaciones.
- Además, se contribuye a la crisis del campo mexicano: el consumo de los fertilizantes se ha reducido a más del 50%, disminuyendo su productividad y áreas de cultivo e incrementando el déficit comercial agropecuario con EU, desapareciendo a productores y dejando sin empleo a cerca de un millón de trabajadores.
- La industria química corre el riesgo de quedarse rezagada si no actualiza sus procesos. Pero para realizar las inversiones que se requieren en ese sector, es necesaria una reforma que ponga a su alcance la energía y los petroquímicos esenciales.
- En materia de gas licuado (LP), al carecer nuestra nación de las reservas de gas que sirven para su obtención, será necesario, al igual que el gas natural, identificar mercados de costos inferiores y que tengan disponibilidad inmediata y futura para garantizar el abasto interno en precio y cantidad. Lo mejor es que se produzca internamente.
- Reflejo de la falta de capacidad en la refinación se tiene un balance de las importaciones y exportaciones **negativo** para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbpd, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural (GN).
- De las **gasolinas**, es de esperar un mayor crecimiento de estas importaciones, por la creciente demanda que el incremento de vehículos ocasionará, en promedio se consumen 478 Mbpd con una tasa promedio de crecimiento cercana al 6%. Las importaciones han alcanzado 138 Mbpd, y representa una tasa media de crecimiento del 19%. Esto es, cerca de 3 de cada 10 barriles que circulan por el territorio nacional diariamente vienen de EU.
- El **combustóleo**, se consumen en promedio 484 Mbpd y la producción ha permanecido con una tasa promedio de crecimiento apenas del 0.3%. En consecuencia, las importaciones avanzan a una tasa de crecimiento cercana al 13%.
- El **gas licuado (LP)**, registra una producción máxima de 267 Mbpd, con una **tasa** media de crecimiento **negativa del 0.2%, y** las importaciones registran una tasa de crecimiento del 18%. Si la demanda se presenta en el futuro como en el periodo referido, el país seguirá importando este combustible, máxime que el 80% de los hogares en México usan este energético. Hasta 1995, mediante la producción interna, Pemex alcanzo a cubrir la demanda nacional, en 95%, pero a partir de 1996 y hasta 2001, únicamente se logra atender el 77% en promedio esos requerimientos, así por la ya apuntado, las importaciones seguirán creciendo, aunque el mercado de abastecimiento que es el Sur de Texas, EU; esta dando visos de agotamiento, por lo que se auguran cambios importantes en este sector.

- El mercado de los petroquímicos, en contraste con los petrolíferos, se caracterizó por una demanda decreciente, lo que significó ver reducir sus ventas de 5,485 Miles de toneladas, Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 2,625 Mt en el 2001, con una tasa de crecimiento negativa del 6%, reflejo "a decir de sus directores" de los altos costos de las materias primas ofrecidas por la subsidiaria referida y a la crisis que se vivió a mediados de los 90s.
- La industria petroquímica al registrar una demanda decreciente, vio reducir su producción de 12,685 Mt, en 1990 a 5,994 Mt para 2001, lo que le implico para la subsidiaria, PPQ; mantener altos niveles de inventarios en promedio de 5,314 Mt, 47% de su producción y absorber los costos, con cargo a las utilidades.
- Pese a que se mantienen, en general, altos niveles de inventarios, en particular, las importaciones de los productos amoniaco, propileno xileno, presentan una tasa de crecimiento hasta del 33%. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual "*reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración*".

### Gas Natural

- Las reservas de gas natural durante el periodo de estudio, presentaron una tasa de crecimiento negativa del 2.4%, producto de la falta de inversión en la reposición de reservas.
- En la región norte del continente, la demanda de este energético crece en forma importante, no obstante que la relación oferta-demanda, es rigurosamente deficitaria tanto de EU como en México.
- Además de presentar un balance deficitario para lo próximos años, la Union Americana es hoy el principal proveedor de gas en México, lo cual deja expuesto no solo la alta dependencia que tiene nuestro país de ese mercado, sino también de la vulnerabilidad de la planta productiva y del desarrollo económico del país.
- De mantenerse las condiciones actuales, la demanda futura de EU y México será cada vez más fuerte y podrán pasar a ser importadores netos de ese energético, por lo que la región esta obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria. Mientras que en regiones como Asia la abundancia del insumo sobre todo en China, las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 a 3.0 dólares por millón de BTUs, es decir 50% por debajo de la cotización con la que tienen que competir las empresas mexicanas.
- La dependencia de las importaciones del gas natural, procedentes de EU, un país dependiente en alto grado de sus compras externas, explica porque los consumidores nacionales tienen que pagar un precio bastante caro por ese insumo.
- El balance de las importaciones y exportaciones del gas natural, arroja un resultado negativo para nuestro país, y es que las importaciones crecen a una tasa del 21%, lo que significa importar 156 MMpcd en promedio y ha significado a partir de 1997 gastar 107 MMUSD e incrementarse hasta 424 MMUSD (75%) en 2001.
- La creciente demanda de este energético, propiciada por la generación de electricidad en el país, es algo que opera contra toda lógica, ya que no es entendible porque pretender trabajar con fuentes de energía insuficientes y caras.
- Una alternativa que podría considerarse para alcanzar la producción suficiente y así garantizar un abasto confiable, es el desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), que ya se construyen con capacidad hasta de 5,000 MMpcd; se podría traer, a través de barcos, especialmente adaptados, el gas procedente de otras naciones; con lo cual se podría mitigar el efecto de dependencia regional, además de que con esto se abrirán grandes posibilidades de diversificar las fuentes de importación con lo cual se podría tener acceso a precios de gas más accesibles para la mayoría de los consumidores.
- Sin duda la mejor alternativa, sería que Pemex pudiera incrementar su producción de gas natural, actividad que en los últimos años se mantiene estancada, pese a que el precio del insumo se ha apreciado sustancialmente y presupone un incentivo a la inversión de nuevos proyectos de exploración-explotación de éste energético.
- Anular la dependencia en el gas para producir electricidad con el uso de energías alternas: fondos de torres de alto vacío, FATV, combustóleo, energía nuclear, eólica y priorizar el desarrollo y aplicación de programas de ahorro y uso eficiente de

energía. Con ello, redireccionar el flujo de gas natural a aplicaciones de superior rentabilidad: como la recuperación mejorada de hidrocarburos, que podrá beneficiar en la disminución de contaminantes y ciclo de vida de yacimientos; la reactivación de agroquímicos y la petroquímica; suministrar gas y etano para operar a plena capacidad plantas de PPO y reactivar las cadenas de amoníaco, metanol y etileno con insumos y precios con base en costos de producción y no de referencia internacionales, que además son las más caras del planeta.

- Es necesario que a través de los actores ligados al gas natural: Asociación Mexicana de Gas Natural, AMGN; la Secretaría de Energía, Sener; Petróleos Mexicanos, PEMEX; la Comisión Reguladora de Energía, CRE; y la Comisión Federal de Electricidad, CFE; buscar un nuevo mecanismo para determinar el precio del gas natural que se comercializa en México, y abandonar el índice de referencia del sur de Texas, el Houston Ship Channel, que ha sido cuestionado por no reflejar apropiadamente las condiciones del mercado mexicano.
- Una propuesta interesante es la formación de una fórmula para determinar el precio de referencia mexicano que ha diferencia de la que se toma en la actualidad, esté compuesto sólo en 15 ó 20% con el precio de referencia estadounidense, mientras que el restante 75 u 80% podría formarse con base en un precio determinado en México, tomando en cuenta los costos de producción de Pemex, mismos que se calculan entre 1.75 y 2.0 dólares por millón de unidades térmicas británicas, BTU's.
- Para paliar esta situación, de escasez, el objetivo de la política energética del país debería estar concentrada en alcanzar una producción suficiente para garantizar un abasto confiable, oportuno y de precios competitivos, ese al menos debería ser el principio básico del programa del Gobierno Federal, sobre todo considerando que el recurso lo tiene México y no se ha explotando.
- Ante la falta de capital y el riesgo de escasez del gas natural, es muy probable que el camino para las nuevas inversiones, continúe a través del esquema PIDIREGAS, y en el mejor de los casos, mediante una amplia reforma fiscal; reintegrarle una mayor parte de sus utilidades, ya que los Contratos de Servicios Múltiples, CSM, se encuentran impedidos, en espera de ser dictaminados en su procedencia por la Suprema Corte de Justicia, al parecer por ser contratos de riesgo, expresamente prohibidos por la Constitución Mexicana.
- Superar este tipo de retos daría a México una verdadera soberanía económica, eliminaría la riesgosa dependencia que significa estar importando gas de una país deficitario, lo cual implica pagar un mayor precio que el de referencia, pues este hay que sumarle el costo de transporte, efecto que en un plazo no muy largo termina por minar la competitividad de las empresas nacionales.

### Inversión

- Considerando los requerimientos financieros y tecnológicos de estos proyectos, se reconoce que México no tiene recursos para financiarlos, y es que la inversión presupuestada por el Congreso de la Unión y la SHCP, se destina a mantener la producción actual, a trabajar los proyectos en tierra, y medianamente, mantenimiento y para la restitución de reservas.
- A diferencia de otras empresas paraestatales, los trabajos de Pemex están limitados a los recursos que le asigna el Congreso de la Unión.
- Pese a que la inversión para financiar nuevos proyectos y operación de la paraestatal creció el 25%, al promediar 19,152 millones de pesos, es insuficiente para la envergadura de la empresa de más valía en nuestra nación, aún y cuando se le señala como *estratégica*.
- La Constitución Mexicana señala que el petróleo es estratégico. Pero más allá de este argumentos, esa categoría, no está definida en ningún documento, norma o regulación, a excepción de la Constitución misma en donde una de las condiciones de lo estratégico, se caracteriza por la exclusividad que reserva a la mayoría de las actividades petroleras del Estado. Por consiguiente, se reitera que se debe considerar "*estratégico*", porque seguramente, es patriótico y políticamente correcto, pero nadamas.
- La expropiación petrolera es un expediente abierto porque todavía no tomamos las medidas que garanticen que una actividad estratégica, tal y como cualquier estado definiría lo estratégico, sea tratada con parámetros que permitan su

subsistencia y el cumplimiento de una función que, en el caso de Pemex, esta total mente enmarcada dentro de la seguridad nacional.

- Es en esta vaguedad de definiciones que los porcentajes de reposición de reservas petroleras han sido descuidados durante periodos largos, como sucedió en los años noventa, y en donde la falta de precisión respecto a que es lo que objetivamente significa la exclusividad del Estado sobre una actividad es que se ha puesto en riesgo a Pemex, a las reservas petroleras y por consecuencia, a la seguridad nacional.
- La falta de un nivel adecuado en la inversión, se ha convertido en una descapitalización para Pemex, que de no modificar esta política, a través de reformas sustanciales, sin que se comprometa el papel sustantivo que tiene para los mexicanos, su destino será sin duda, el endeudamiento, como ya lo es a la fecha, e inmovilidad para responder al agotamiento y reposición de sus reservas y a un mayor incremento en las importaciones de petrolíferos y petroquímicos.
- El gran reto para México esta en los próximos años, el escenario puede mejorar si incursiona en el Golfo de México donde se tiene registro de gran potencial de hidrocarburos sin explorar ni explotar.

### Producción

- Es recomendable el uso del gas nitrógeno, N<sub>2</sub>, como método de bombeo y de recuperación secundaria, ya que mediante su inyección se logra mantener la producción y recuperar, aproximadamente 6.4 MMbpce, con un importe cercano a 77.3 MMUSD. Sin embargo, se deberá monitorear éste gas, a fin de prever la contaminación y pérdida de pozos.
- Se deberá cuidar los ritmos y técnicas de producción ya que a menores presiones hay un aporte menor de aceite por pozo, debido a que existe una correlación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de los pozos.
- Es conveniente la inyección de nitrógeno, como lo es el gas natural, para el mantenimiento de la presión ya que de no llevarse a cabo, los tiempos de explotación de las reservas serían más grandes, y rebasaría la vida útil de las instalaciones, la que es aproximadamente de 20 años. Se estima que la explotación de las reservas con el mantenimiento de la presión sería de 15 años, comparado con 38 años sin inyección de nitrógeno.
- A fin de responder de manera precisa al incremento de la demanda mundial de los hidrocarburos, Pemex deberá: aumentar las reservas probadas en campos existentes o en otros nuevos disponibles, a través de proyectos como la explotación de la costa del Golfo de México.
- El yacimiento "Cantarell" en el 2001, este solo yacimiento apporto una producción diaria de 1,699 Mbpd lo que represento el 54 % de la producción total para ese año, Y es en el año 2011, si es que no antes, dados los actuales y cada vez más exigentes ritmos de producción, cuando podrá alcanzar su punto de inflexión de producción (pico de producción). Los activos que más se acercan por su importancia de producción actual son: Abkatúm con 313 Mbpd (10%) y el compuesto por los yacimientos Ku-Maloob-Zap con una producción de 247 Mbpd (8%) del total respectivamente. Naturalmente, sin que se pueda pensar en ellos como verdaderos sustitutos.

### Administración

- Se sugiere, dada la importancia y valía para la nación de la paraestatal Pemex; la formación de una área exclusiva para la formulación y evaluación de proyectos, a fin de que se tenga respuesta fehaciente y oportuna de la información que integra en un estudio de factibilidad y que servirá para la toma de decisiones.

## Información

- Los datos del sector no son absolutamente disponibles ni claros, cierto es que han mejorado, pero seguimos sin saber con detalle, la capacidad de transporte, los costos marginales, el estado exacto de los sistemas y otros datos indispensables. Las cifras se presentan globales y hasta sesgadas, lo que permite cumplir con la ley sin divulgar lo vital. Como la información es poder, el entregarla no apetece al propietario y en muchos casos, además de intentar preservar el control, constituye un encubrimiento de errores y posibles responsabilidades.

## Ambientales

- El mayor reto del plantea, hoy no esta en la paz, el comercio, la geopolítica ó el crecimiento económico. Está en el cambio climático. Los años venideros sentiremos los efectos de la devastación de nuestro hábitat, acelerada en los últimos dos siglos.
- Uno de los grandes culpables de esta tragedia es la energía en sus múltiples aplicaciones. Si no hacemos ahora algo, esperemos catástrofes para las cuales no están preparadas ningunas de las economías, por más poderosa y previsora que esta sea. Sequías en África, inundaciones en Europa, tormentas y huracanes en el Caribe, tifones en Asia, hoyos en la capa de ozono.
- Para el 2100, con un aumento de 1.4 °C en la temperatura promedio, desaparecerán parte de los polos y aumentará el nivel el mar un metro. Se sufrirá hambruna y escasez de agua. Habrá que olvidarse del combate a la pobreza, a la desigualdad; el grueso de los recursos deberá de ser destinados a resarcir el daño provocado por el crecimiento acelerado y poco comprometido con la naturaleza.
- Las proyecciones de la OCDE y de muchos organismos internacionales indican que las reservas de crudo comenzaran el gran declive en esta generación. Esto parecería alentador para el planeta si se considera que el petróleo, las gasolinas y los derivados son en gran mediad los culpables del cambio climático. Pero no es así. Resulta que debemos encontrar nuevas fuentes de energéticas y las más viables, en el corto plazo, son altamente contaminantes.
- Las energías limpias no se han desarrollado aún lo suficiente como para salir al rescate. Serán nuestras viejas fuentes, como la nuclear y el carbón (en el mejor de los casos el hidrógeno). Ahora es un hecho el retorno de la energía nuclear. Revivirá a pesar de los esfuerzos globales por controlarla ó detenerla, después del accidente de Chernobyl en 1986. México, ahora mismo esta analizando un plan energético nuclear para los años por venir. Es un tema que atañe a todos los gobiernos del mundo.
- En el protocolo de Kyoto, ahora en la Cumbre del Clima, se comprometieron los países integrantes (141) a luchar contra el calentamiento global. Estados Unidos, responsable de 25% de las emisiones, es el principal opositor. Un buen comienzo aunque nada suficiente, porque los análisis de los consumos de combustibles a futuro, hablan de un contrasentido, justo los energéticos sucios tendrán su repunte.
- ¿De que sirven los planes de crecimiento, de libre comercio, de combate a la pobreza, etc., si heredaremos a nuestros hijos un mundo dañado, que absorberá todo esfuerzo inmediato y retrasará cualquier intento por atender lo que, creíamos, eran los retos del futuro?

# **I. Estudio de Mercado y Perspectivas**



## I. Estudio de mercado y perspectivas

El objeto de este estudio de mercado es el de analizar el entorno y características del mercado del petróleo, a través de las estadísticas<sup>1</sup> de producción, consumo y comercio exterior e información relevante del sector energético a fin de determinar a través de su demanda y oferta, la capacidad y perspectiva para un periodo en el que se determinará la factibilidad de insertar la producción (crudo y gas natural) de una plataforma octapoda al mercado, como parte de la infraestructura de producción de la empresa Petróleos Mexicanos, S.A., a través de su subsidiaria, PEP; para atender la demanda interna ó externa. La importancia de dicho estudio radica en que de su resultado dependerá el desarrollo del mismo y en su caso, se definirá el ámbito del mercado para el cual se destinara la producción.

### Antecedentes

Abordar el tema del petróleo requiere al menos, de una breve visión retrospectiva política y social de la lucha por la posesión de la renta petrolera: la lucha por la hegemonía y la concentración del poder a gran escala; y su contrapeso en la cancelación de concesiones a través de la nacionalización de los recursos petrolíferos y más tarde la aparición del Cartel de estados productores (OPEP) y su respuesta con la Agencia Internacional de Energía (AIG, por los países pertenecientes a la OCDE) quien desarrolla estrategias y políticas en perjuicio de los países productores-exportadores y que dadas sus limitaciones, se ven afectados por una mentalidad de rentista y clientela en la economía, la sociedad, el sistema político y el Estado. (anexo 1)

En las décadas de los 80s y 90s (un periodo de extraordinario crecimiento en el tamaño, productividad y recursos financieros de las principales compañías petroleras del mundo) producto de una política económica e industrial coyuntural de gobierno y no con una política de estado y visión de largo plazo (ver apéndice 3), México ha registrado pequeños cambios en la escala y complejidad de sus operaciones petroleras. Debido a la constante escasees de inversión, la producción anual de petróleo ha aumentado modestamente en esos años. Los niveles de reservas de hidrocarburos han declinado. La capacidad de refinación se ha estancado en cerca de 1.6 millones de barriles diarios. De hecho para resolver la elevada demanda de gas natural, combustibles automotores de alta calidad y otros productos refinados, México se ha convertido en un importador neto de más del 10% de sus necesidades energéticas. A continuación se presenta la ubicación de nuestra nación en el entorno petrolero:

Cuadro 1. Posición Mundial de México, 2000	
Reservas probadas de petróleo crudo	9°
Reservas probadas de gas natural	21°
Producción de petróleo crudo	8°
Producción de gas natural	9°
Capacidad de destilación primaria	14°

Fuente: Pemex, Anuario estadístico 2001

Aunado a lo anterior y de frente a los grandes retos de la presente década, en la cual se espera que el Producto Interno Bruto (PIB) de México crezca en un promedio entre 7 y 8%. Las exportaciones del petróleo crudo desempeñarán indudablemente un papel clave para apoyar la expansión económica y la creación de más de un millones de empleos por año que México necesita para resolver las crecientes expectativas de crecimiento. Invertir y optimizar el valor de las exportaciones de petróleo crudo será más importante que nunca. La continua expansión de México trae en sí misma desafíos. La demanda de mayores necesidades de energéticos cada vez mayores, y una amplia gama de productos refinados de alta calidad aumentará en la economía. La creciente popularidad del gas natural, requerirá de mayores inversiones. Para desarrollar estos recursos lo más eficientemente posible, necesitamos una mejor comprensión de su localización, estructura geológica y costos relativos, con estos conocimientos a la mano e inversión, podemos optimizar el valor de los recursos petroleros y establecer estrategias más eficaces de desarrollo a largo plazo.

<sup>1</sup> Este estudio se realiza con estadísticas de producción y consumo de crudo, petrolíferos y petroquímicos, por esa razón no se utiliza el modelo del llamado "consumo aparente, CA," que resulta de restar a la producción el saldo entre las exportaciones e importaciones más las variaciones en las existencias" y cuyo supuesto esencial es la "falta de información, precisamente del consumo del bien o servicio." La cifra del CA, en la mayoría de los casos, puede remplazar satisfactoriamente a las del consumo efectivo. Si embargo en general, las posibles pérdidas en el proceso de comercialización pueden inducir a resultados erróneos en la estimación de la demanda y el consumo cuando sólo se basan en cifras de producción, exportación e importación. En: ONU. "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", México. 1958. p. 20.

## 1. Importancia del petróleo.

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos e insumos intermedios. (apéndice 4)

El petróleo empezó a utilizarse comercialmente a mediados del siglo XIX como lubricante y materia prima para alumbrado hasta finales de la Primera Guerra Mundial. En ese entonces los principales centros de producción se encontraban en Rusia y los EUA, aunque ya comenzaba a desarrollarse la producción del Medio Oriente.

La expansión del automóvil favoreció el surgimiento de la producción, con lo que comenzó su carrera hacia la condición de principal fuente de energía primaria. Después de la Segunda Guerra Mundial completó sus aplicaciones con las de materia prima de la industria petroquímica.

Del petróleo se obtienen determinados compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que determinan una amplia gama de productos denominados petroquímicos que se utilizan en las industrias de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras. Las **principales cadenas petroquímicas** son las del **gas natural**, las **olefinas ligeras** (etileno, propileno y butenos) y la de los **aromáticos**.

A partir del **gas natural** se produce el gas de síntesis que permite la producción a gran escala de hidrógeno, haciendo posible la producción posterior de amoníaco por su reacción con nitrógeno, y de metanol, materia prima en la producción de metil-terbutil-éter, entre otros compuestos. (figura 1)

Del **etileno** (figura 2) se producen un gran número de derivados, como las diferentes clases de polietileno, cloruro de vinilo, compuestos clorados, óxidos de etileno, monómeros de estireno entre otros que tienen aplicación en plásticos, recubrimientos, moldes, etc.

Del **propileno** (figura 3) se producen compuestos como alcohol isopropílico, polipropileno y acrilonitrilo, que tienen gran aplicación en la industria de solventes, pinturas y fibras sintéticas.

Por **deshidrogenación de butenos**, o como subproducto del proceso de fabricación de etileno se obtiene el butadieno que es una materia prima fundamental en la industria de los elastómeros, para la fabricación de llantas, sellos, etc.

Una cadena fundamental en la industria petroquímica se basa en los **aromáticos -benceno, tolueno y xilenos-** (figura 4). El benceno es la base de producción de ciclohexano y de la industria del nylon; así como del cumeno para la producción industrial de acetona y fenol. Los **xilenos** son el inicio de diversas cadenas petroquímicas, principalmente las de las fibras sintéticas.

De esta manera, el petróleo se vinculó estrechamente a los sectores productivos de la economía mundial, constituyendo una de las bases más importantes para la recuperación industrial durante la posguerra.

Por otro lado, a partir de 1970 la acción mancomunada de los principales productores árabes produjo un fuerte aumento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que supuso un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento de los países capitalistas, sino que también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países productores, en su mayoría países en vías de desarrollo.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Así, el petróleo cumple una triple función en la sociedad: es una fuente de energía que sirve para satisfacer necesidades energéticas de los consumidores finales e intermedios de la industria petroquímica y es un fuente de ingresos considerable para los agentes económicos que interactúan en esta actividad económica. Además, las diversas actividades técnico-económicas de la industria, relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y distribución del crudo y derivados, han dado origen a la poderosa industria petrolera internacional, razón por la cual, **cumple un papel estratégico** para el crecimiento económico, el desarrollo social y la soberanía política.

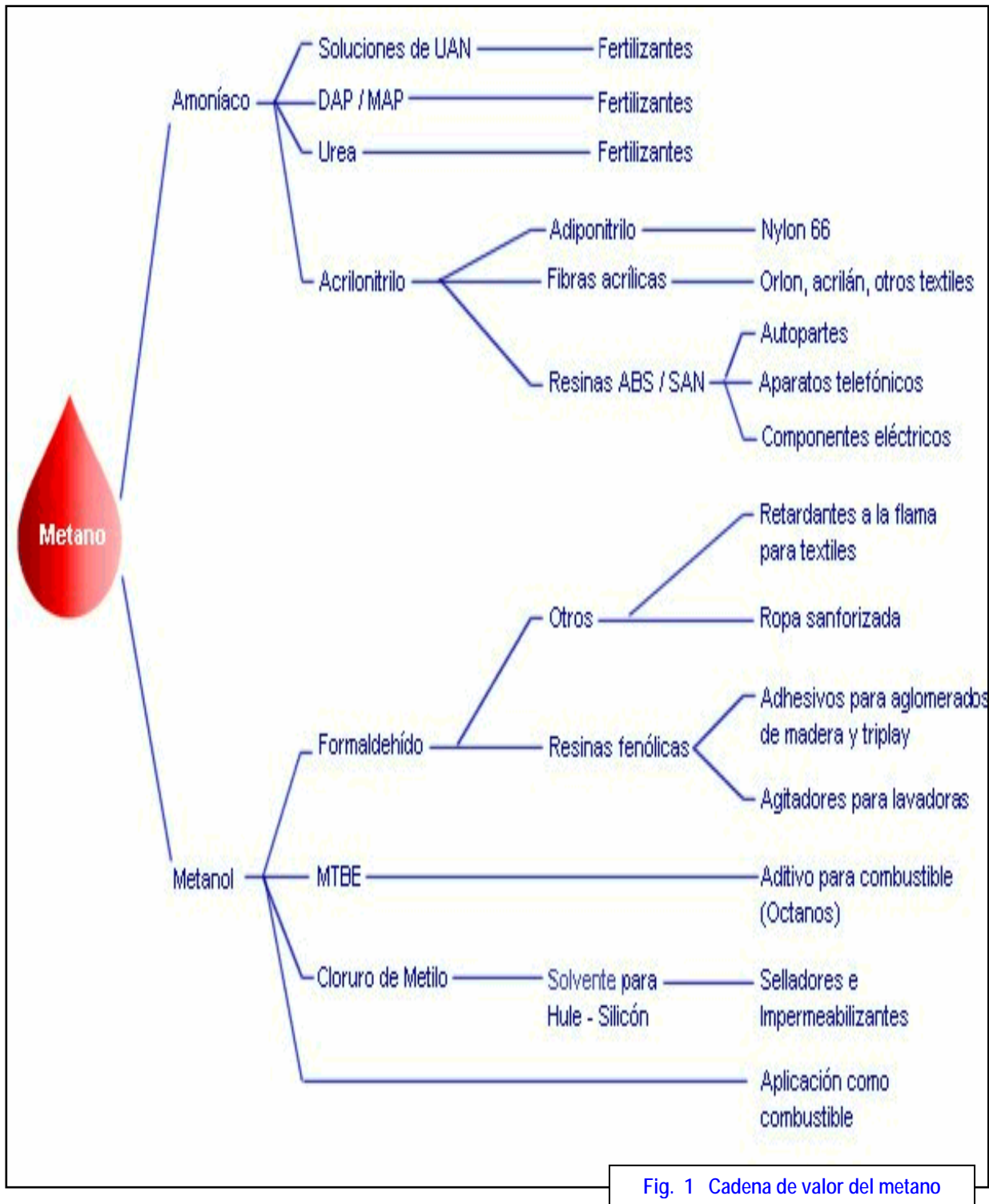


Fig. 1 Cadena de valor del metano

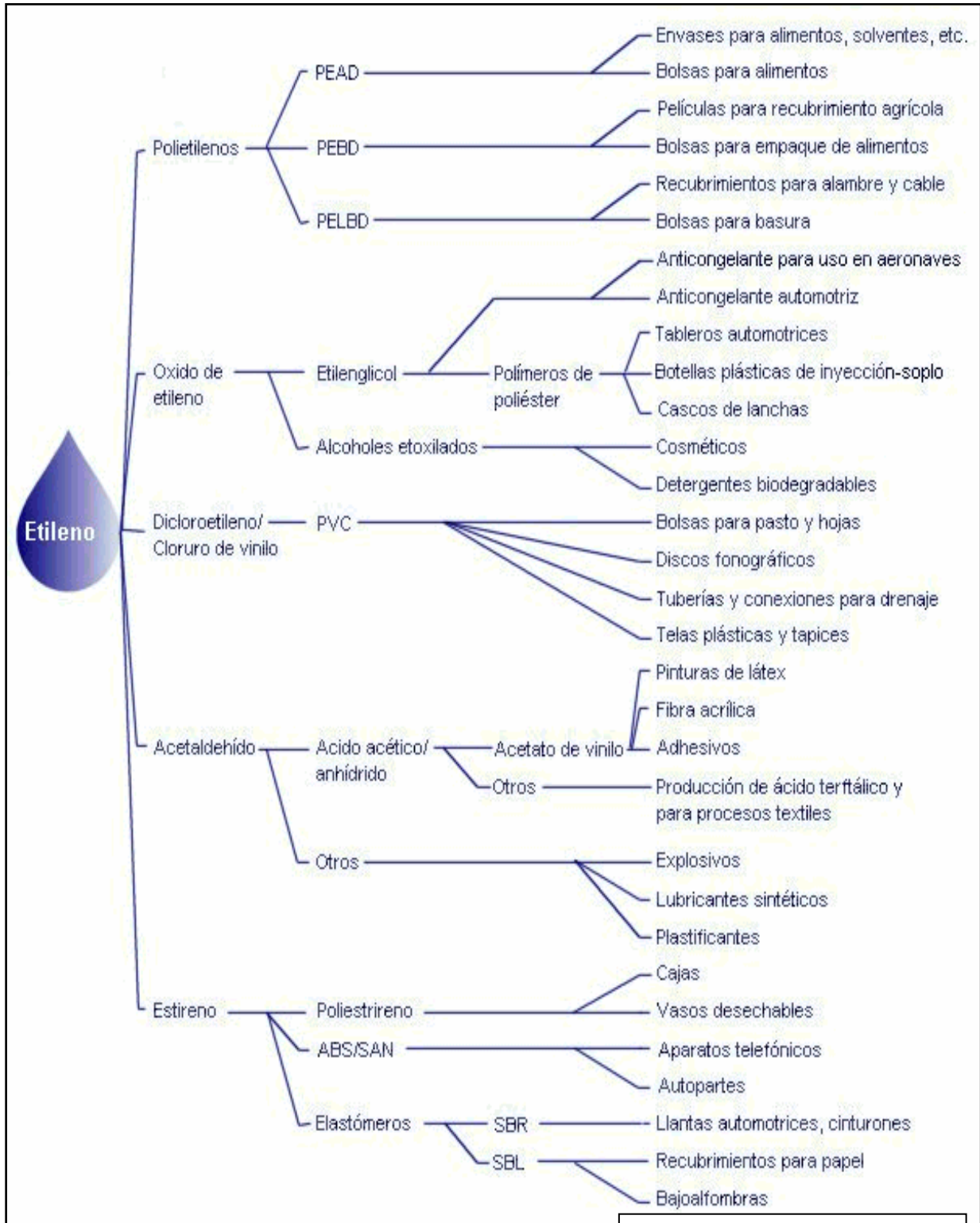


Fig. 2 Cadena de valor del etileno

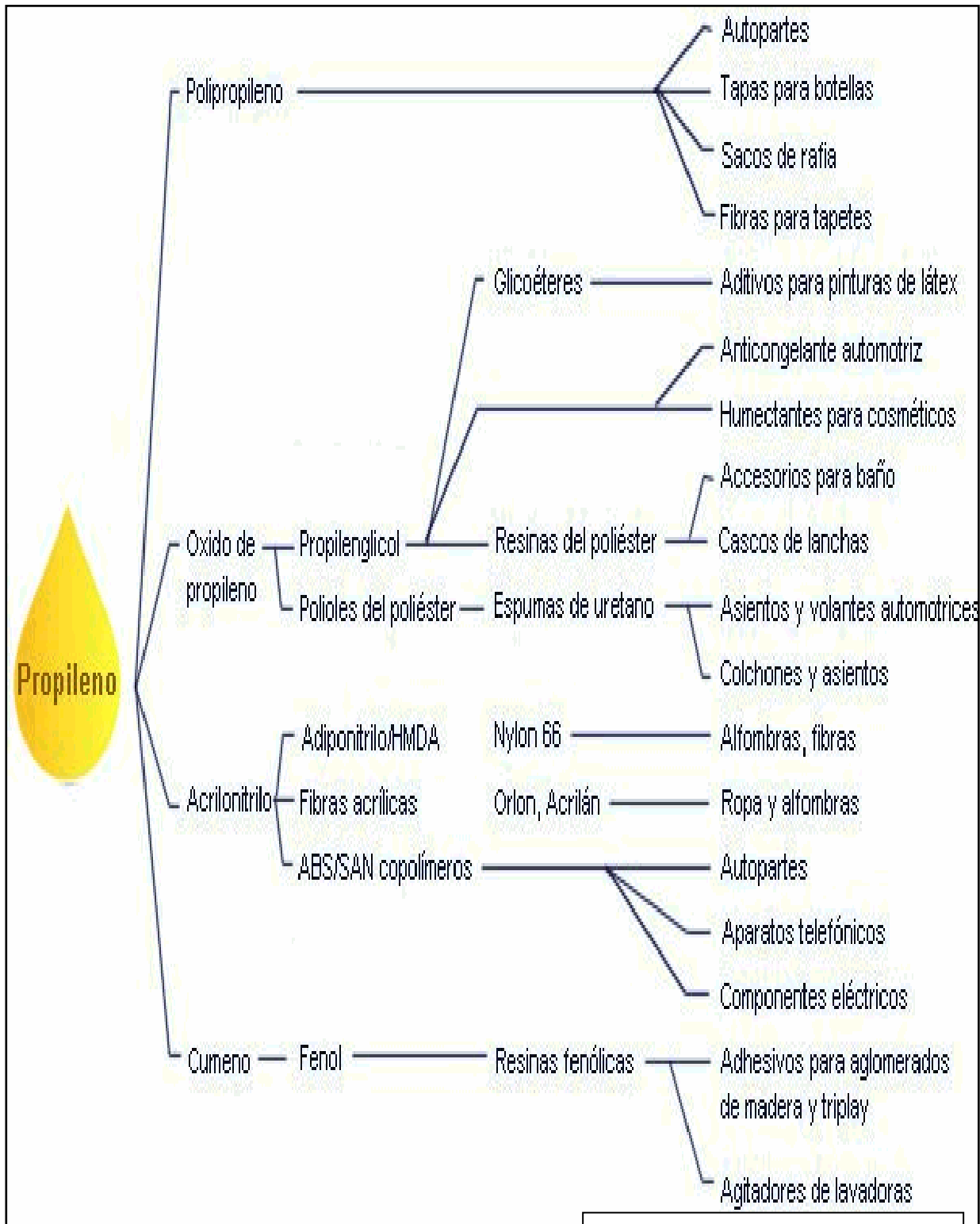


Fig. 3 Cadena de valor del propileno

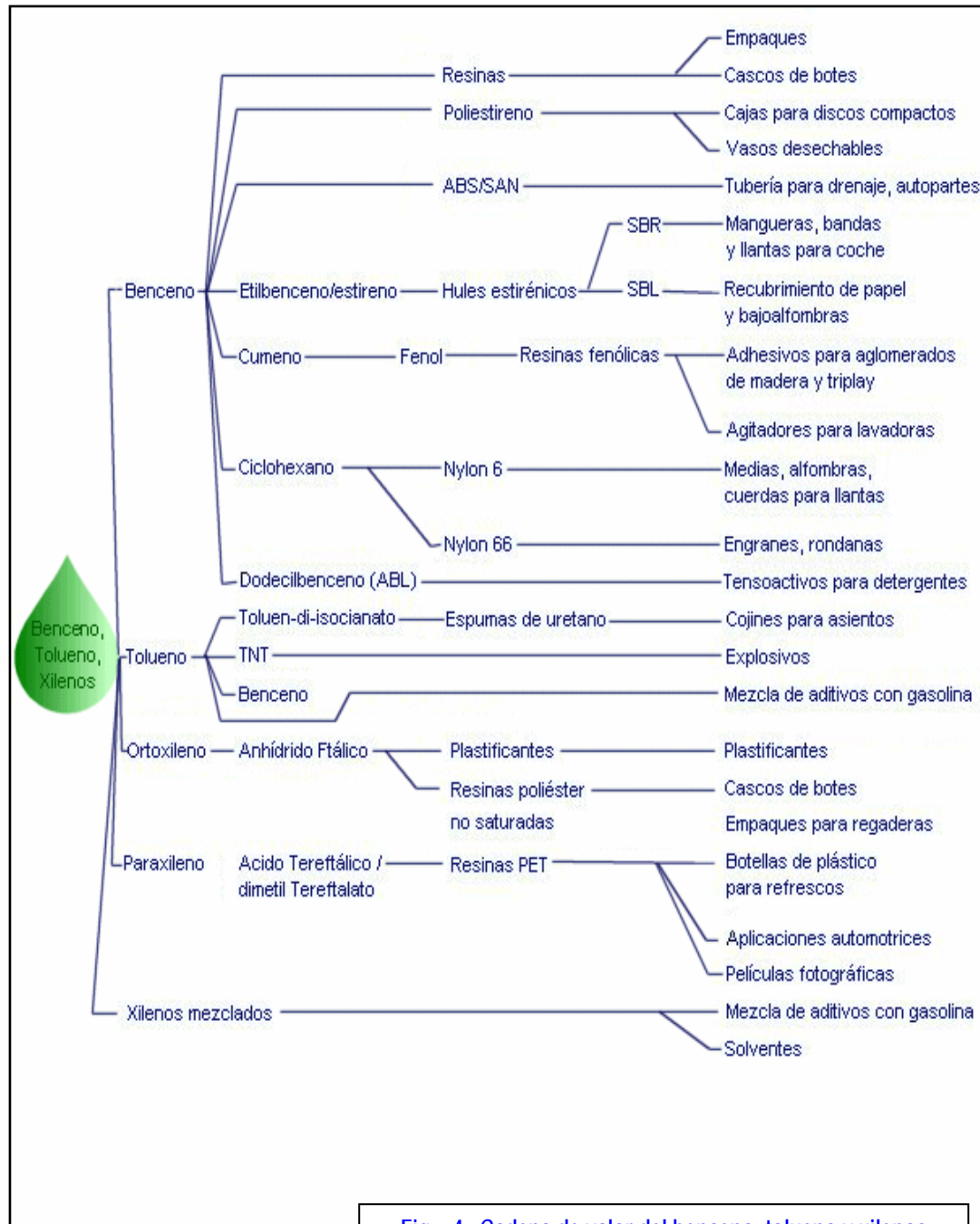
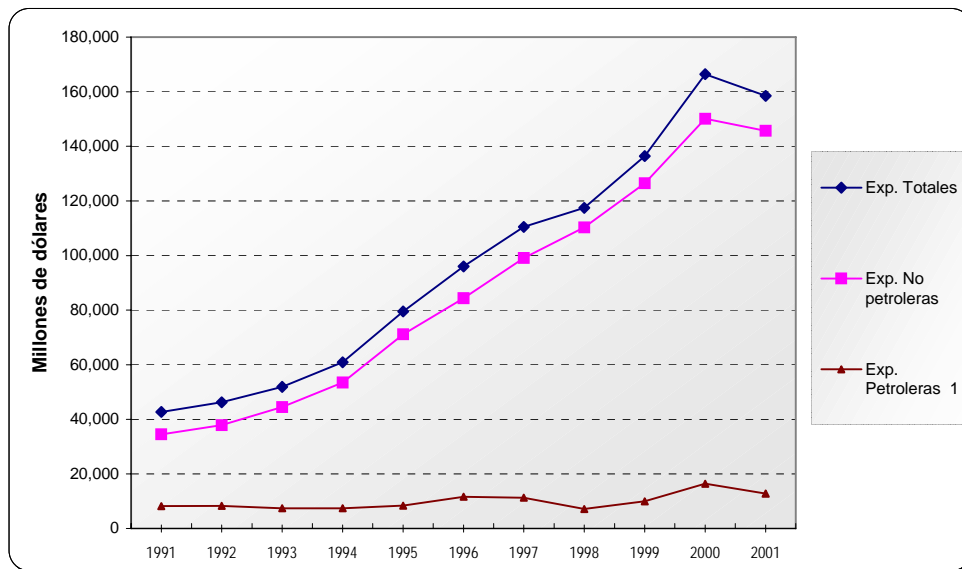


Fig. 4 Cadena de valor del benceno, tolueno y xilenos

1.1 Trascendencia nacional

El valor del petróleo vendido como producto final en 2000 tuvo una participación cercana del 2% en el PIB nacional<sup>2</sup> de hecho la máxima participación ocurrió en 1983, con el 2.3%, cuando las exportaciones de crudo cobraron enorme importancia en el comercio exterior del país, tanto por el incremento en los volúmenes de exportación como por el disparo de los precios al alza.

Cuadro 2  
Participación de las exportaciones petroleras en las exportaciones totales  
(Millones de dólares)



	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Exp. Totales</b>	<b>42,688</b>	<b>46,196</b>	<b>51,886</b>	<b>60,882</b>	<b>79,542</b>	<b>96,000</b>	<b>110,431</b>	<b>117,459</b>	<b>136,391</b>	<b>166,455</b>	<b>158,443</b>
Exp. No petroleras	34,521	37,889	44,467	53,437	71,119	84,346	99,108	110,325	126,463	150,072	145,644
Exp. Petroleras <sup>1</sup>	8,166	8,307	7,418	7,445	8,422	11,654	11,323	7,134	9,928	16,383	12,799
Participación de Exp. Petroleras %	19.1	18.0	14.3	12.2	10.6	12.1	10.3	6.1	7.3	9.8	8.1

Fuente: Anuario estadístico; 1999, 2000 y 2001; y [www.inegi.com.gob](http://www.inegi.com.gob)

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

<sup>1</sup>. Incluye petróleo crudo y derivados (para el año que se cita como ejemplo las exportaciones petroleras se componen de 8,568 más 1,069 MMUSD)

<sup>2</sup> Medida precios de mercado

La exportación nacional de bienes y servicios en el 2001 ascendió a un total de 158,443 Millones de dólares (MMUSD), de esta cantidad, el petróleo represento 12,799 MMUSD, por lo que su participación en el total exportado por el país fue de 8% para ese año (cuadro 2). En promedio las exportaciones petroleras, participaron con el 13%. Durante los primeros cinco años mostraron una tasa de crecimiento de tan solo el 1%. La segunda parte de la década, fue mas dinámica al registrar una tasa de crecimiento del 13% semejante a las exportaciones no petroleras, aunque baja su participación en promedio al 9%, no deja de interpretarse como un signo positivo para la economía.

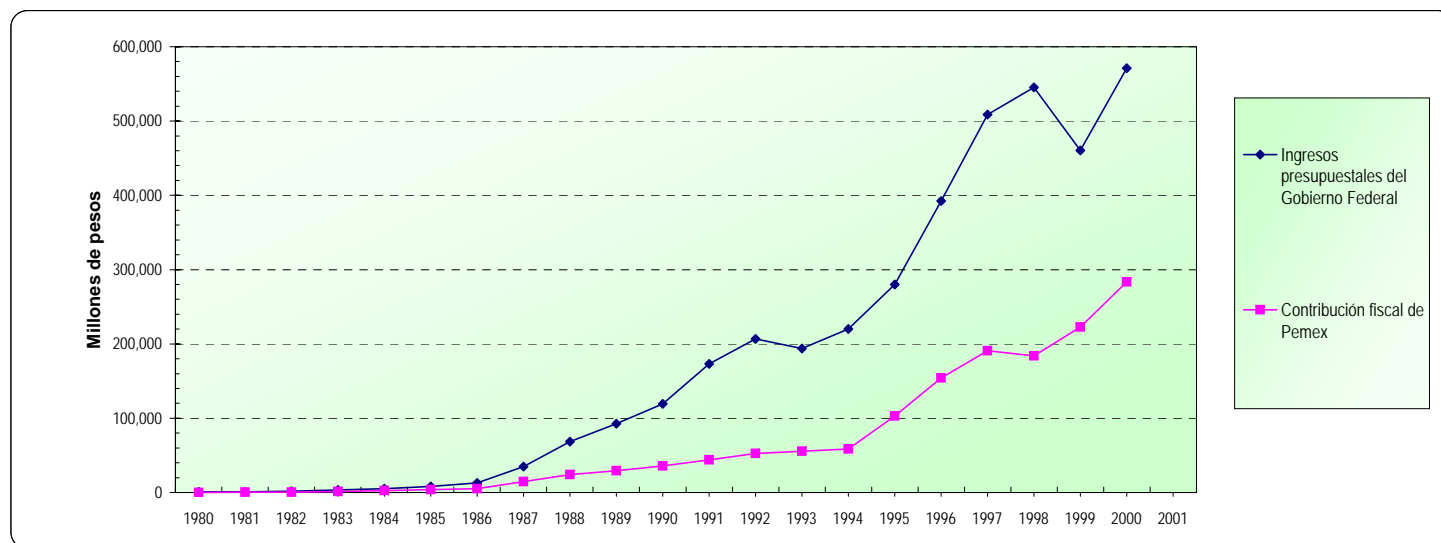
La contribución de Pemex, en los primeros años de los ochenta marcan un punto de referencia al consolidarse la explotación del yacimiento Cantarell, tan sólo de 1982 a 1983 se registro un crecimiento en la contribución de Pemex de 327 a 1,496 millones de pesos, 357% de incremento. Para la década de los noventa en su conjunto, la contribución fiscal de la Paraestatal, en promedio fue de 8,190 millones de pesos, 35% de los ingresos presupuestales del gobierno (cuadro 3).

En contraste para la Paraestatal, que genera esta riqueza, no le ha sido tan benéfico, pues en la primera década, como ya vimos, a pesar del repunte en el nivel de contribución, únicamente se le regreso para su reinversión en promedio 1,379 millones de pesos, 17% de su contribución que en promedio fue de 8,190 millones de pesos (cuadro 4).

En la segunda década, la aportación de la paraestatal creció el 24%, al aportar en promedio 125,839 millones de pesos. En comparación, la inversión para financiar los nuevos proyectos y operación de la paraestatal creció el 25%, al promediar 19,152 millones de pesos, cantidad insuficiente para la envergadura de la empresa de mas valía en nuestra nación, pese a que se le señala como *estratégica* (ver apéndice 5). Este hecho a la postre se ha convertido en una descapitalización para esta empresa que de no modificar esta tendencia, a través de reformas sustanciales, sin que se comprometa el papel sustantivo que tiene para los mexicanos, su destino será sin duda, el endeudamiento, como ya lo es a la fecha, e inmovilidad para responder al agotamiento y reposición de sus reservas y a un mayor incremento en las importaciones de petrolíferos y petroquímicos, pese a que, hay evidencias de que existen yacimiento importantes en profundidades de más de 6,000 m, y sin embargo, carecemos de tecnología para su desarrollo y explotación. En comparación las empresas petroleras extranjeras que si invirtieron en cantidades suficientes en tecnología y desarrollo, ahora para proporcionarla, demandan participar en el producto de la explotación petrolera.



Cuadro 3  
**Ingresos fiscales del gobierno federal y contribución fiscal de Pemex**  
 (Millones de pesos)

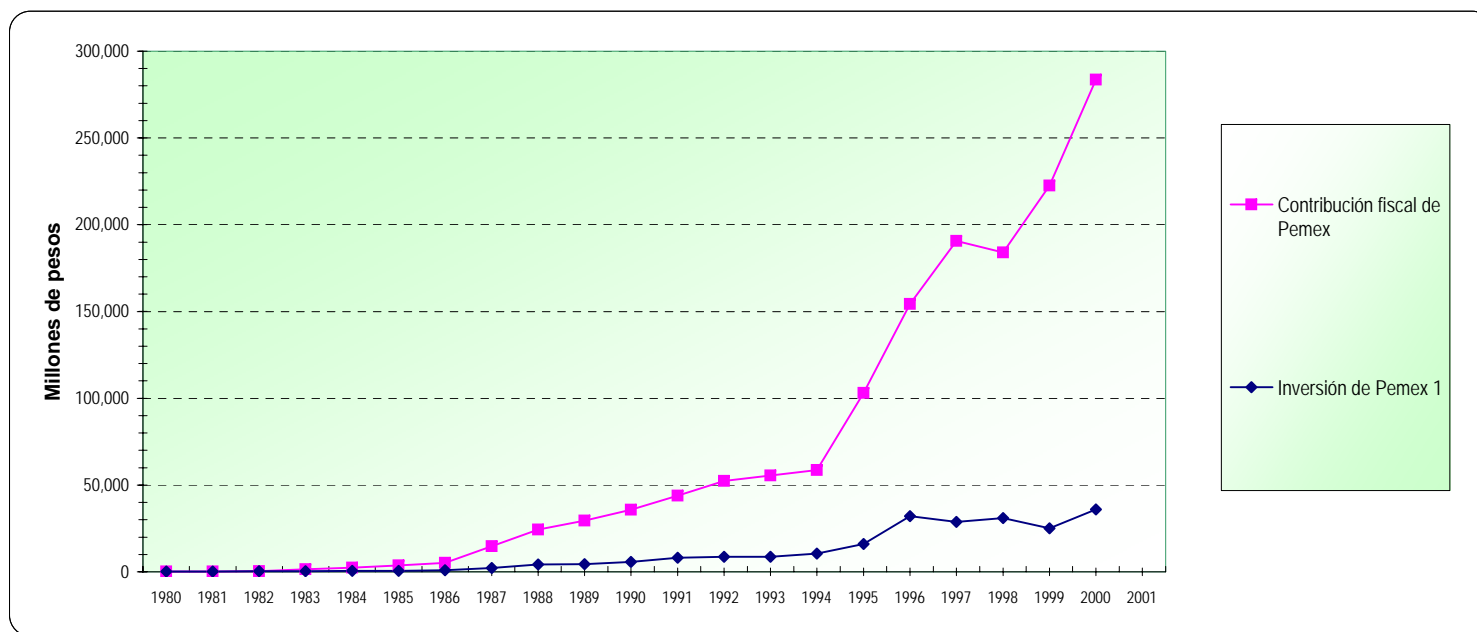


	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Ingresos presupuestales del Gobierno Federal	683	931	1,515	3,397	5,089	8,218	13,111	34,682	68,678	92,437	119,126	173,123	206,680	193,746	220,102	280,144	392,566	508,744	545,176	460,620	571,335
Contribución fiscal de Pemex	162	238	327	1,496	2,376	3,734	5,107	14,702	24,327	29,435	35,736	43,889	52,335	55,409	58,662	102,999	154,339	190,641	184,086	222,633	283,501
Participación (%)	23.7	25.6	21.6	44.0	46.7	45.4	39.0	42.4	35.4	31.8	30.0	25.4	25.3	28.6	26.7	36.8	39.3	37.5	33.8	48.3	49.6

Fuente: Secretaría de Energía, con datos del Anuario Estadístico de Pemex y Síntesis Estadísticas Económicas de S.H.C.P. .

Cuadro 4

Inversión y Contribución Fiscal de Pemex  
(Millones de pesos)



	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Inversión de Pemex <sup>1</sup>	129	243	285	365	472	616	945	2,176	4,176	4,383	5,795	8,196	8,686	8,632	10,488	15,990	32,038	28,794	31,043	25,136	35,878
Contribución fiscal de Pemex	162	238	327	1,496	2,376	3,734	5,107	14,702	24,327	29,435	35,736	43,889	52,335	55,409	58,662	102,999	154,339	190,641	184,086	222,633	283,501
Inversión como proporción de la carga fiscal (%)	79.8	102	87.1	24.4	19.9	16.5	18.5	14.8	17.2	14.9	16.2	18.7	16.6	15.6	17.9	15.5	20.8	15.1	16.9	11.29	12.7

Fuente: Secretaría de Energía con información proporcionada por Pemex para el Informe de Gobierno y Anuario Estadístico de Pemex.

1\_/ Incluye inversión física y financiera.

## 1.2 Principales sucedáneos

Se refiere a la identificación de productos similares o complementarios cuyas propiedades tengan un carácter sustitutivo o sean similares a los del proyecto y que puedan competir con ellos en el mercado. Y puesto que el producto motivo de este estudio es un energético, visto como petróleo y gas natural, para una mayor comprensión, se exponen las siguientes definiciones:

### Definición y tipos de energía

- **La energía**, es la capacidad de los cuerpos o sistemas de cuerpos para efectuar un trabajo.

Como insumo estratégico, la energía se tiende a identificar como primaria y secundaria.

- La **energía primaria**.- corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado.
  - **Petróleo**.- es una mezcla que se presenta naturalmente, de hidrocarburos en las fases gaseosa líquida o sólida. En ocasiones contiene impurezas, como azufre y nitrógeno.
  - **Caída de agua**.- energía potencial de un caudal hidráulico. La producción de hidroenergía se calcula convencionalmente dividiendo la generación bruta de electricidad entre la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
  - **Vapor natural**.- energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor que emerge a la superficie en forma de vapor.
  - **Carbón**<sup>3</sup>.- El carbón se utiliza en la industria siderúrgica, como coque, la industria metalúrgica, los sistemas de calefacción central, la producción de gas y otros combustibles sintéticos y en las centrales carbo eléctricas. El carbón se puede obtener de dos formas: en minas de cielo abierto o de tajo y en minas subterráneas. Uno de los grandes problemas en la extracción del carbón de las minas subterráneas es que se produce un gas muy venenoso, conocido como gas grisú (metano) que al mezclarse con el aire en una proporción superior al 6% puede explotar.
- La **energía secundaria**.- son energéticos derivados de las fuentes primarias, y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son: el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad, entre otros.
  - **Electricidad**.- energía secundaria o derivada que puede producirse a partir de la mayoría de los agentes energéticos. Desde luego, el procedimiento más importante consiste en recurrir a un generador o alternador que convierte la energía primaria suministrada por un proceso térmico o por una turbina hidráulica. Los demás procedimientos (solar, eólico, etc.) juegan aún un papel discreto, aunque con importantes expectativas para el futuro próximo. Para la mayor parte de las aplicaciones, la electricidad debe producirse a la vez que se consume. Su almacenamiento es posible tan sólo indirectamente y dentro de límites restringidos. Por razones económicas y de calidad del suministro, lo razonable es concebir las redes de transporte y producción a gran escala y explotadas mediante interconexiones.
  - **Gasolinas**.- combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200°C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.

---

<sup>3</sup> China por su demanda energética en rápido crecimiento y por el alza del precio del crudo, planea superar su dependencia del crudo al invertir 24 mil millones de dólares en tecnología para convertir carbón en combustible líquido. China utilizará la experiencia de Sudáfrica obtenida bajo el Apartheid, cuando las sanciones recortaron el suministro del petróleo del país. (apéndice 6)

La electricidad es igual un insumo estratégico porque sin ella no sólo no habría luz, sino tampoco comunicación, ni fuerza para el movimiento de las máquinas.

Por su disponibilidad, se clasifican en renovables y no renovables:

- **No Renovables.**- energía que no es capaz de regenerarse y son aquellos energéticos derivados de las fuentes primarias, que se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son: el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas-naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos derivados de los hidrocarburos, gas natural y electricidad.
- **Coque.**- obtenido de la destilación del carbón siderúrgico y del petróleo. Comprende principalmente al coque de carbón y del petróleo.
- **Gas licuado de petróleo.**- se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento de los líquidos del gas natural. Se compone de propano, butano, o de una mezcla de ambos.
- **Gasolinas y naftas.**- combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200 grados centígrados, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.
- **Querosenos.**- combustible líquido compuesto por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300 grados centígrados. Comprende la turbosina y otros querosenos.
- **Diesel.**- combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380 grados centígrados. Se utiliza principalmente en motores de combustión interna tipo diesel.
- **Combustóleo.**- combustible residual de la refinación del petróleo que comprende todos los productos pesados. Se utiliza principalmente en calderas, plantas de generación eléctrica y motores para navegación, y se divide en combustóleo pesado, ligero e intermedio.
- **Productos no energéticos o materia prima.**- se utilizan como materia prima, aún cuando poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo.
- **Gas natural.**- hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas asociado en plantas de gas y refinerías después de extraer los licuables. Se forma por metano y pequeñas cantidades de etano. Se utiliza como materia prima en la industria petroquímica y como combustible.
- **Electricidad.**- energía transmitida por electrones en movimiento. Este rubro incluye la energía eléctrica generada por el Sistema Eléctrico Nacional.
- **Nuclear.**- energía de mayor repunte, que se genera a través de la fusión del átomo, es confiable y la de menor costo de generación. Sin lugar a dudas el costo de la construcción resulta el más elevado de todas las tecnologías; pero cuando se compara con la disponibilidad, resulta sorprendentemente más barato inclusive que la eólica. (apéndice 7)

Los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón) son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayor eficiencia en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro. (apéndice 8)

- **Renovables<sup>4</sup>.**- flujo de energía que ocurre en forma natural y repetida en el ambiente, y que administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente ya que su cantidad disponible no disminuye a medida en que ésta se aprovecha.

---

<sup>4</sup> Hasta la fecha las energías renovables, ER's se regulan desde la Ley de Servicios de Energía Eléctrica, de diciembre de 1992. Entonces no se contemplaba con toda su importancia a este tipo de energía, ni se reconocía más esquema que la generación centralizada. Tampoco se consideraban

- **Energías renovables establecidas.**- son aquellas que la humanidad a utilizado a través de los siglos o bien, su tecnología se encuentra muy bien desarrollada. Ejemplo: las grandes centrales hidroeléctricas, la biomasa (en forma de leña).
- **Nuevas renovables o no convencionales o fuentes alternas.**- Las que, aún teniendo el potencial para desarrollarlas, no se ha trabajado en ellas para su explotación. Ejemplo: Solar, eólica, mareomotriz, biomasa (en forma de biogás) o hidráulica (mini-hidráulica). Sin embargo en conjunto proporcionan más energía que nunca y aportan 17% del suministro de la energía primaria. Las denominadas "nuevas" fuentes renovables ya disponen de 160 GW de potencia instalada global, lo que se suma a los 720 GW instalados de hidráulica convencional. Representan así el 4% de la potencia total instalada en el mundo.
- De esta forma en el informe de la REN21 (es una red política global creada como respuesta al compromiso de la Conferencia Internacional de las Energías Renovables) en su informe "Renewables 2005" indica que la tecnología energética de más crecimiento en el mundo es la solar FV conectada a la red, que creció 60% en potencia instalada anualmente entre 2000 y 2004, para cubrir más de 400 mil tejados en Japón, Alemania y Estados Unidos. La segunda es la energía eólica, que creció 28%, liderada por Alemania con 17 mil GW instalados a finales de 2004 .

La producción de biocarburantes (etanol y biodisel) superó los 33,000 millones de litros en 2004, desplazando alrededor de 3% de los 1.2 billones de litros de gasolina consumidos en el mundo<sup>5</sup>.

### ¿Porqué utilizar renovables?

- Solución a los problemas de cambio climático.
- Diversificación del mercado energético.
- Oportunidad de posicionarse estratégicamente en el mercado de una nueva industria energética.

### Ventajas de las renovables:

- Debido a su carácter sustentable son capaces de preservar las fuentes,
- Garantizan la seguridad y diversidad del suministro energético,
- Proveen servicios de energía virtualmente sin impacto ambiental, contribuyendo a la protección del ecosistema de las generaciones presente y futuras.
- En los últimos años se ha visto una clara tendencia hacia la baja de los costos en los equipos de energías renovables,
- Su tecnología en forma natural es de tipo modular, lo que permite ir desarrollando infraestructura en forma gradual y conforme a los requerimientos del mercado. Esta característica modular también le permite ser distribuida en muchos casos.
- La aplicación de las energías renovables en México con fines de generación eléctrica se podrán dar en dos ámbitos distintos, pero complementarios:
- Uno, con instalaciones ligadas a la red eléctrica tanto en forma de grandes centrales generadoras como generación distribuida.

---

especificidades propias de estas energías: su carácter intermitente, la necesidad de otras formas de medición, el establecimiento de formas de operación como es la cogeneración o la generación distribuida. Las ER's empezaron a discutirse con seriedad a mediados de los 90, cuando la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (Conae) y la Asociación Nacional de Energía Solar (Anes) crearon el consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables (Cofer), con el fin de abordar temas relacionados al desarrollo de estas industrias. El interés de esos años se centraba en generar recursos para el desarrollo tecnológico. Hacia 1999, el gobierno de Ernesto Zedillo buscó la reforma energética, y al incluir a las renovables, se discutió sus posibilidades económicas. Sin embargo, el estancamiento de la reforma también retrasó el debate en torno al tema. Ahora se reinicia el debate legislativo sobre las ER's en México en torno a una Ley que permita regularlas pero, sobre todo delonarlas como parte de la energía convencional y factor esencial del desarrollo. Por ello, su legislación esta en marcha. en: Morales, Carlos Ramón. "Renovables van por su Ley", En: Energía hoy, ruta de negocios, año 2, No. 20 (noviembre), 2005, pp. 43-45.

<sup>5</sup> Energía hoy, ruta de negocios. "Renovables aportan 17% de la energía mundial", secc. Cortos. año 2, No. 22 (enero), 2006, p. 27

- El otro, con instalaciones en zonas remotas, alejadas de las líneas de distribución, para la alimentación de pequeñas cargas aisladas tanto en proyectos productivos como de mejoramiento de calidad de vida en el medio rural.

#### El uso de las energías renovables representa:

- Nuevas fuentes de empleo,
- Mayores exportaciones,
- La reactivación de muchas industrias tradicionales, y
- El fortalecimiento del aparato científico-técnico del país ya que alentaría la vinculación de la industria con los centros de investigación y desarrollo tecnológico.

De acuerdo al Balance Nacional de Energía 2000, la estructura de participación de las diferentes fuentes de energía en el total de la producción primaria del país, es la que se muestra en el cuadro 5:

Cuadro 5  
Oferta interna bruta de energía primaria por origen  
(petajoules)

Carbón	257.581	4.6
Petróleo crudo	2,829.349	50.0
Condensados	130.699	2.3
Gas no asociado	429.447	7.6
Gas asociado	1,179.641	20.8
Núcleo energía	90.331	1.6
Hidroenergía	342.066	6.0
Geoenergía	61.030	1.1
Energía eólica	0.083	0.0
Bagazo de caña	87.076	1.5
Leña	251.815	4.4
<b>Total</b>	<b>5,659.118</b>	<b>100.0</b>

Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía, 2003. México, D.F., e INEGI, El sector energético en México, ed. 2004

#### 1.2.1 Ventajas y desventajas de las principales fuentes de energía alternas

Los combustibles *fósiles* (hidrocarburos y carbón) son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental, por la emisión de gases de efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro.

La generación a partir de otras fuentes resulta una opción cada vez más atractiva, aún cuando se estima que representará solamente una parte de los requerimientos totales de energía. (apéndice 9)

En particular, la energía *eólica*<sup>6</sup> ha alcanzado precios competitivos a nivel internacional, no representa impactos ecológicos negativos, se cuenta con un potencial adecuado para su desarrollo en varias regiones y ha superado los principales problemas

<sup>6</sup> Investigadores de la Universidad de Stanford afirman que este tipo de energía podría proveer más de cinco veces las necesidades de energía del mundo. Más de mil lugares en todo el planeta fueron identificados como sitios ideales, ya que experimentan velocidades del viento lo suficientemente rápidas como para proveer energía a una turbina eólica moderna capaz de generar hasta 72 terawatts (TW) de electricidad. Se requiere como mínimo 4-5 m/s, el registro promedio es de hasta 5.8 m/s y en menor grado los rangos de: 5.9-7.4 m/s; 7.5-8.5 m/s y 8.6, por encima de 9.3 m/s. Las turbinas de viento más grandes generan hasta

técnicos que limitaban su uso. Como los sistemas eólicos son modulares, ofrecen una gran flexibilidad de planeación y reducen los riesgos de predicción en la demanda de energía, aún cuando persisten los problemas en la inseguridad de la generación, debido a la intermitencia de la fuente energética.<sup>7</sup>

En las regiones alejadas de las redes de transmisión eléctrica y que tienen una buena cantidad de insolación a lo largo del año, resultan económicamente atractivos los sistemas *fotovoltaicos*<sup>8</sup> o híbridos en combinación con los eólicos, para abastecer del fluido eléctrico a desarrollos turísticos y pequeñas comunidades, repetidoras de microondas, telefonía rural, bombeo de agua, etc., no obstante, su empleo se ve restringido por el período de exposición a la luz solar y por limitaciones en el diseño de las baterías utilizadas para el almacenamiento de la energía generada.

La *hidroelectricidad*, si bien es una de las fuentes convencionales de amplio uso a nivel mundial y con menores impactos al medio ambiente, requiere grandes inversiones que limitan su desarrollo. En similar situación se encuentra la generación de electricidad a través energía *nuclear*, a cuya inversión necesaria para la instalación de la central generadora, se le debe sumar el costo requerido para su desmantelamiento al término de su vida útil y el confinamiento de residuos.

La generación de electricidad por medio de fuentes *geotérmicas* se encuentra circunscrita a la disponibilidad de este tipo de yacimientos. Aún cuando su empleo es atractivo, presenta un impacto ecológico derivado de las salmueras obtenidas durante el proceso.

Existe una serie de fuentes que aún se encuentran en una etapa de transición entre la investigación y su utilización a escala industrial, tales como la energía *mareomotriz*, *celdas de combustibles*, *biomasa*, etc., las cuales se estima que pueden tener potencial a futuro, una vez que superen los problemas técnicos y se abatan sus costos de generación.

El desarrollo sustentable de un país lleva implícito un crecimiento económico constante y de largo plazo, el cual garantice mejores niveles de vida a sus habitantes (empleo, salarios decorosos, educación, etc.) y un uso eficiente y racional de los recursos naturales con el menor impacto posible al medio ambiente. *Es así como existe una interrelación estrecha entre la economía y el sector energético, debido a que el sector energético tiene fuertes impactos en el sector externo de la economía, en los ingresos fiscales y en general sobre las finanzas públicas.*

Por ello, un desarrollo sustentable del país requiere de una política energética que contemple la investigación y la aplicación de tecnología de vanguardia en los campos de la producción, transformación, distribución y el uso final de la energía, lo cual permitirá adecuar de manera eficiente y racional los recursos energéticos a la planta productiva nacional y a las necesidades crecientes de sus habitantes con estricto apego a las normas ambientales y ecológicas vigentes.

## 1.2.2 Fuentes de energía, aplicaciones e implicaciones<sup>9</sup>

Las fuentes de energía se aplican para el desarrollo de todas las actividades propias del ser humano, encaminadas al mejoramiento de las condiciones de vida y los sistemas de producción, que van desde la obtención de alimentos, el desarrollo de todas las actividades económicas, hasta el logro de las grandes hazañas espaciales de los últimos años.

---

5 MW, la electricidad suficiente para satisfacer las necesidades de 5 mil hogares. en: Journal of Geophysical Research, OCDE y Energia hoy, ruta de negocios, año 2, No. 19 (octubre), 2005. p. 20.

<sup>7</sup> Según el Consejo Mundial de la energía eólica (Global Wind Energy Council-GWEC), en 2005, se instalaron en todo el mundo un total de 11,769 MW eólicos. La cifra representa un crecimiento de 43% respecto de los 7,207 MW nuevos instalados en el año previo. Los primeros cinco países en el ranking eólico mundial son: Alemania, 18,428; España, 10,025; EU, 9,149; India, 4,430; Dinamarca, 3,122 MW respectivamente. Por lo tanto India ha sustituido a Dinamarca en la cuarta posición. Los otros países que ya han llegado a los 1,000 MW son: Italia, Reino Unido, Holanda, China, Japón y Portugal. Europa sigue siendo líder con 10,500 MW instalados, lo que representa un 69% del total mundial y se sitúa 500 MW por encima del objetivo para 2010 que la Unión Europea se marco en el 2000. La energía eólica aportó 3% del consumo eléctrico de la UE en 2005. Casi el 25% de la nueva potencia se instaló en EU, donde se pusieron en marcha 2,500 en el año que antecede, lo que lo convierte en el mercado más dinámico durante 2005. En tanto que el mercado canadiense subió 53% mientras el Asiático creció 49%, liderado por India, país que instaló 1,430 MW en el año pasado. China también logró un record con 500 MW. en [www.gwec.org](http://www.gwec.org)

<sup>8</sup> El fabricante Shell Solar consiguió que uno de sus prototipos de película fina sea capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica con una eficiencia del 13.5%, un record para células de este tipo. Shell, consiguió estos resultados con su tecnología de Diseleniuro de cobre indio (CIS) que se acerca la nivel de eficiencia de algunos productos tradicionales de silicio cristalinos que se comercializan actualmente en el mercado. En : [www.Shell.com](http://www.Shell.com)

<sup>9</sup> Rifkin, Jeremy. "La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra", Edit. Paidós, España. 2000. pp. 284-286.

Actualmente no se concibe un desarrollo económico sin energéticos, pues implicaría una regresión a los albores de la humanidad cuando se desconocían éstos y su forma de aprovechamiento.

Desafortunadamente el desarrollo de todas las actividades se ha basado en una franca dependencia de los energéticos, lo que ha motivado un marcado dispendio y una ineficiente utilización de las fuentes de energía.

Por otra parte se están haciendo grandes esfuerzos por racionalizar su uso, promoviendo una mayor eficiencia, además de diversificar las fuentes primarias de energía.

No obstante, el 65% de la población mundial no ha hecho siquiera una llamada telefónica y una tercera parte de la humanidad no tiene acceso a la electricidad ni a ninguna otra forma de energía comercial. La distancia entre los conectados y los desconectados es profunda y amenaza con ampliarse todavía durante el próximo medio siglo, en el que se espera que la población mundial aumente desde los 6,200 millones actuales, hasta 9,000 millones (45%). Buena parte de este incremento de la población tendrá lugar en el mundo en vías de desarrollo, donde se halla concentrada la pobreza.

Aunque muchos norteamericanos acomodados viven bajo la ilusión de que la distancia entre los ricos y los pobres se está recortando cada vez gracias a los continuos avances de la ciencia, la tecnología y las innovaciones comerciales, la situación es más bien contraria. En más de 100 países –con un volumen total de población de 1,600 millones de personas- la economía se halla en recesión. Y en 89 países la renta per cápita anual es inferior a la de hace 10 años. Por otra parte la Organización Internacional del Trabajo, OIT, estima que una tercera parte de los 3,000 millones de trabajadores se encuentra actualmente desempleados o subempleados.

La pobreza extrema es la realidad habitual en buena parte del mundo. En la actualidad, 600 millones de personas no tienen casa o viven en condiciones poco seguras, y el Banco Mundial estima que, alrededor del año 2010, cerca de 1,400 millones de personas vivirán sin agua potable y sin sistemas de alcantarillado. Mientras que el 20% de las personas con mayores ingresos del mundo cubren 86% del consumo privado actual, el 20% más pobre consume menos del 1.3% de la producción económica mundial. El valor de los activos en manos de 358 personas más ricas del mundo supera la suma de los ingresos anuales de aproximadamente la mitad de la población mundial.

La falta de acceso a la energía, sobre todo de la electricidad, es un factor clave para la perpetuación de la pobreza en todo el mundo. A la inversa, el acceso a la energía significa mayores oportunidades económicas.

La cantidad de energía consumida per capita es una prueba de la capacidad de ir más allá de la mera supervivencia que ha demostrado la humanidad a lo largo de la historia. En la actualidad el consumo energético per capita en el mundo en vías de desarrollo apenas representa una quinceava parte del consumo de Estados Unidos. La media global de consumo energético per capita en todos los países del mundo sólo llega a la quinta parte del nivel de Estados Unidos.

En un estudio sobre la relación entre categorías sociales y el consumo eléctrico, se observa que por debajo de un umbral crítico de ingresos y consumo energético per capita anuales, las personas se ven forzadas a dedicar la mayor parte del día a la supervivencia, es decir, a encontrar un refugio temporal y una cantidad suficiente de agua y alimentos. Una vez que las personas se aseguran un mínimo de acceso al empleo y a la electricidad, alcanzan una –calidad de vida básica- que incluye la alfabetización, una mejor higiene, seguridad personal y una mayor expectativa de la vida. A mediada que aumenta el consumo energético y el ingresos per cápita, la persona accede a un estilo de vida con una serie de prestaciones que incluyen la educación, el ocio y la inversión intergeneracional. En el escalón más alto de las categorías sociales, las personas disfrutan de un acceso ilimitado a la electricidad y pueden crear comunidades de interés de escala auténticamente global. El problema es que en el próximo medio siglo más del 90% de la población mundial nacerá dentro de las categorías sociales de la –supervivencia- o –calidad de vida básica-.

### 1.3. Características del mercado de hidrocarburos (crudo) y del gas natural

Las características del mercado mundial del petróleo y del gas natural, en el ámbito mundial, son de tipo imperfectas; pues son del tipo oligopolio ya que se cumple, entre otros, el supuesto de que en este mercado existe un número de oferentes que no es tan grande como en la competencia perfecta, y que las decisiones que tome alguna de ellas pueden influir en las utilidades y decisiones de las otras que participan en la industria. En esta definición destacan las compañías energéticas, que los analistas de la industria llaman –*super major*-. Y que en los años de 1999 y 2000 vieron la creación de las fusiones: BP se fusiono



con Amco y Arco, Exxon con Mobil, Total con Elf y Chevron con Texaco. Estas fusiones, cuyo valor alcanzó en algunos casos 200,000 millones de dólares, están haciendo que las compañías adquieran dimensiones colosales.

La actual fase de consolidación ha hecho que las compañías energéticas de cotización pública se pongan al mismo nivel que las compañías petroleras estatales, como Saudí ARAMCO, Petróleos de Venezuela, la iraní NIOC y la mexicana PEMEX.

Las primeras controlan en buena medida la parte final del proceso, Exxon-Mobil, Royal Dutch-Shell, BP y Total Fina Elf controlan actualmente el 32% de las ventas en los mercados mundiales y el 19% de la capacidad de refinado. Las segundas, controlan sobre todo la parte inicial del proceso. Saudí ARAMCO, Petróleos de Venezuela, NIOC y Pemex producen el 25% del petróleo mundial y poseen el 42% de las reservas. El mercado mundial de la energía está dominado por tan sólo diez o doce compañías, entre *super major* y compañías petroleras estatales.

Por lo que toca al mercado del crudo nacional, como ya es del conocimiento generalizado, es un mercado monopolístico de estado, al prevalecer en este, un solo oferente que es la empresa Petróleos Mexicanos, S.A. y se integra conforme al [apartado 6 del anexo 1](#).

## 1.4 Estructura de la demanda

El petróleo mexicano, en los mercados interno y externo se presenta como una materia prima –energía primaria-; como ya se menciona, extraída del subsuelo, en la que se distinguen diferentes tipos de crudo, como son: [extrapesado](#), [pesado](#), [ligero](#) y [superligero](#), predominando el pesado (Maya) y en menor cantidad los restantes dos tipos en nuestro territorio (Olmeca e Istmo).

Hacia el mercado interno, es transformado a través de distintos procesos industriales de refinación. Se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como: [bienes intermedios](#) y [finales](#) (petrolíferos; gasolinas y petroquímicos), es decir en: transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, textiles, combustibles; agrupados, atendiendo a su proceso de transformación, así, al interior de nuestro país es procesado como sigue:

- **Petrolíferos** (Pemex Refinación, PR: gas licuado, gasolinas automotrices, diesel, combustóleo, turbosina y otros)
- **Petroquímicos**<sup>10</sup> (Pemex Petroquímica, PP: derivados del metano, del etano, aromáticos y sus derivados, propileno y sus derivados y otros)
- **Gas natural** (Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGyPB: procesa el gas seco que PEP le entrega.
- **Petróleo crudo** (Pemex Exploración y Producción, PEP: como materia prima que exporta como petróleo, crudo pesado, ligero y superligero).

### 1.4.1. Demanda mundial del petróleo

La demanda mundial de petróleo para el período 1990 – 2001, ([cuadro 6](#)), registró una tasa de crecimiento del 1.4% anual promedio<sup>11</sup>, registrando en la segunda mitad de la década las mayores tasas de crecimiento por el lado de los países que conforman la OCDE que consumen<sup>55</sup> cerca el 58% de la demanda global, principalmente influenciada por los Estados Unidos, Europa y Japón, cuyas participaciones representaron cerca del 25, 20 y 8%, de la demanda total, con tasas promedio de crecimiento de 1.5, 1.7 y 0.9% respectivamente.

Los países no pertenecientes a la OCDE, consumen el 42.4% de la demanda global y destacan la Antigua Unión Soviética, China y los países Asiáticos. Con participaciones cercanas al 7, 4.3 y 9.6% respectivamente; con tasas promedio de crecimiento de menos 8, 7 y 6%. ([cuadro 7](#)), estos dos últimos con tasas de crecimiento por encima de los Estados Unidos, Europa y Japón.

---

<sup>10</sup> La petroquímica básica esta reservada a Pemex, pero la paraestatal también influye en la intermedia, por lo cual se coincide en que se debería ampliar la participación privada para inyectar dinamismo a este sector y hacerlo más competitivo. Es el caso de lo que ocurre en estos días respecto del proyecto "Fénix", que en teoría llevara la iniciativa privada pero que no puede avanzar sin el respaldo de Pemex. N del A

<sup>11</sup> Para el período 2000-2010, se espera un crecimiento del 2% N del A.

### 1.4.2 Mercado interno y distribución del petróleo

La distribución del petróleo crudo y su uso, obedece, como es natural, a necesidades específicas de energía de los consumidores, de tal forma que la distribución en la década pasada se ha segmentado fundamentalmente en cuatro rubros, que son: **exportación, refinерías, plantas petroquímicas y maquila**, con participaciones cercanas al **53, 39.3, 7 y 0.7%** respectivamente en el período de estudio. (cuadro 8)

- A terminales de exportación, registraron una tasa media de crecimiento de 37%, mejorándose notoriamente en los últimos años del período en estudio, con un 5% que significa pasar de 1,279 a 1,757 Mbd.
- Las refinерías observaron una tasa de crecimiento cercano al 1%, al pasar de 1,046 a 1,140 Mbd, en el 2001; no así las petroquímicas que registraron un serio retroceso del 3.3% tras procesar 217 Mbd en 1990 a tan sólo 146 Mbd en 2001.
- Para maquilas, se ha distribuido crudo, en los últimos tres años, para refinar en el extranjero y obtener gasolinas, producto del rezago en nuestras refinерías, tuvo un crecimiento mayor al 3%.

Para efecto de nuestro análisis, a mayor detalle se analiza la demanda interna de petróleo, integrada básicamente por el consumo de productos **petrolíferos, petroquímicos y gas natural**. Este último suele expresarse en las estadísticas como un petrolífero, sin embargo, por su importancia, se efectuara un análisis por separado.

Cuadro 6  
Demanda Mundial e Interna de Petróleo y Gas Natural  
(MMbpd, MMbd, Mt, MMpcd)

Demanda	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Demanda mundial petróleo <sup>1</sup>	66.0	66.6	66.8	67.0	68.3	69.9	71.4	73.1	73.6	74.7	76.6	77.4
Demanda interna de petróleo <sup>1</sup>	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.3
Distribución interna de crudo	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.3
Demanda interna total de petrolíferos <sup>2</sup>	1,254.9	1,286.8	1,309.0	1,349.6	1,410.2	1,298.8	1,311.5	1,394.4	1,489.6	1,516.0	1,513.4	1,494.8
Ventas Internas Petrolíferos	1,144.5	1,187.3	1,191.9	1,193.0	1,297.5	1,176.9	1,215.4	1,295.0	1,363.0	1,346.1	1,398.4	1,386.7
Exportación Petrolíferos	110.4	99.5	117.1	156.6	112.7	121.9	96.1	99.4	126.6	169.9	115.0	108.1
Demanda interna total de petroquímicos <sup>3</sup>	6,335	6,754	6,857	6,477	7,111	7,019	7,137	6,130	5,510	4,477	3,836	3,405
Ventas Internas Petroquímicos, Mt	5,485	5,782	5,619	5,153	5,555	5,794	6,014	5,070	4,501	3,668	2,720	2,625
Exportación Petroquímicos, Mt	850	972	1,238	1,324	1,556	1,225	1,123	1,060	1,009	809	1,116	780
Demanda mundial gas natural <sup>4</sup>	72,912	74,380	74,353	76,577	76,364	78,027	81,907	81,664	82,190	85,196	82,275	89,499
Demanda interna gas natural <sup>4</sup>	1,267	1,384	1,365	2,790	2,905	2,890	3,094	3,360	3,675	3,734	3,885	3,921
Consumo Pemex	-	-	-	1,497	1,518	1,421	1,524	1,663	1,788	1,620	1,775	1,829
Ventas Interna de Gas Natural	1,267	1,384	1,365	1,280	1,368	1,464	1,541	1,620	1,789	1,899	2,061	1,993
Exportaciones	n.d	n.d	n.d	5	19	21	36	37	32	136	24	25
Empaque	n.d	n.d	n.d	-	1	-	(2)	-	-	(1)	(1)	3
Diferencias estadísticas	n.d	n.d	n.d	8	(1)	(16)	(5)	40	66	80	26	71

Fuente: Pemex; Anuario estadístico 1999, 2000 y 2001

<sup>1</sup> Millones de barriles de petróleo diarios, MMbpd (hidrocarburos líquidos: crudo más líquidos del gas)

<sup>2</sup> Millones de barriles diarios, MMbd

<sup>3</sup> Miles de Toneladas, Mt.

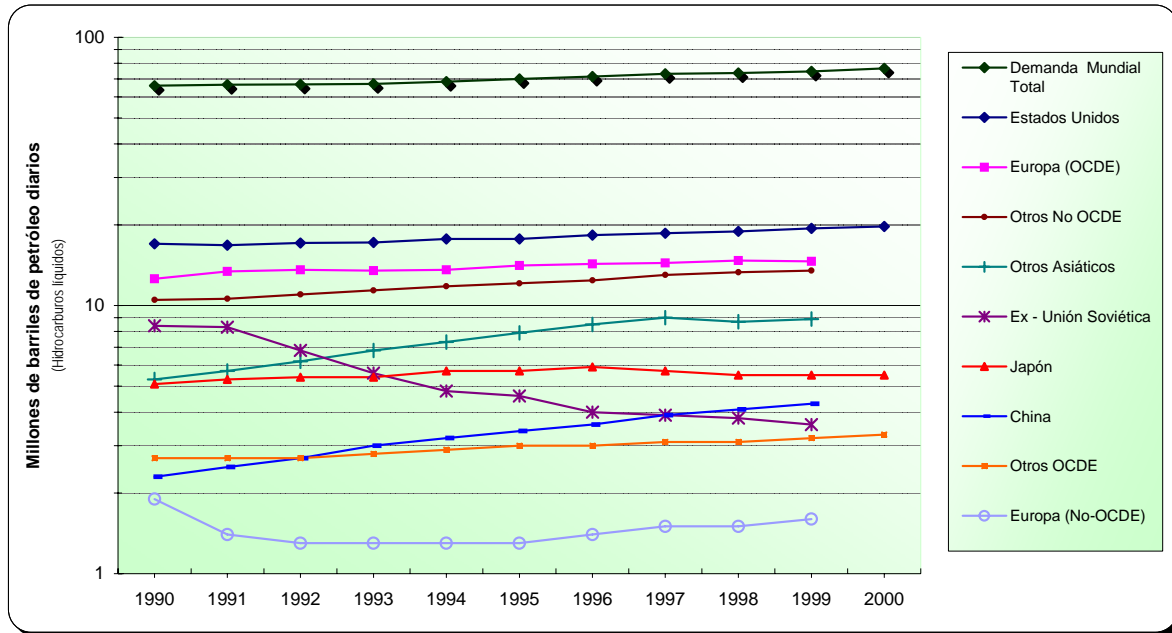
<sup>4</sup> Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd.

<sup>5</sup> Opec: Monthly Oil Report; abril 2002

n.d.:No disponible

-Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Cuadro 7  
**Demanda mundial de petróleo<sup>1</sup>**  
 (Millones de barriles de petróleo, MMBpd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>OCDE</b>												
Estados Unidos	17.0	16.8	17.1	17.2	17.7	17.7	18.3	18.6	18.9	19.4	19.7	19.6
Europa (OCDE)	12.6	13.4	13.6	13.5	13.6	14.1	14.3	14.4	14.7	14.6	n.d	n.d
Japón	5.1	5.3	5.4	5.4	5.7	5.7	5.9	5.7	5.5	5.5	5.5	5.4
Otros OCDE	2.7	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3
<b>Total OCDE</b>	<b>37.5</b>	<b>38.1</b>	<b>38.8</b>	<b>39.0</b>	<b>39.9</b>	<b>40.6</b>	<b>41.4</b>	<b>41.8</b>	<b>42.3</b>	<b>42.8</b>	n.d	n.d
<b>No-OCDE</b>												
Ex - Unión Soviética	8.4	8.3	6.8	5.6	4.8	4.6	4.0	3.9	3.8	3.6	n.d	n.d
Europa (No-OCDE)	1.9	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6	n.d	n.d
China	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.4	3.6	3.9	4.1	4.3	n.d	n.d
Otros Asiáticos	5.3	5.7	6.2	6.8	7.3	7.9	8.5	9.0	8.7	8.9	n.d	n.d
Otros No OCDE	10.5	10.6	11.0	11.4	11.8	12.1	12.4	13.0	13.3	13.5	n.d	n.d
<b>Total no OCDE</b>	<b>28.5</b>	<b>28.5</b>	<b>28.0</b>	<b>28.0</b>	<b>28.4</b>	<b>29.3</b>	<b>30.0</b>	<b>31.3</b>	<b>31.3</b>	<b>31.9</b>	n.d	n.d
<b>Demanda Mundial Total</b>	<b>66.0</b>	<b>66.6</b>	<b>66.8</b>	<b>67.0</b>	<b>68.3</b>	<b>69.9</b>	<b>71.4</b>	<b>73.1</b>	<b>73.6</b>	<b>74.7</b>	<b>76.6</b>	<b>77.4</b>

Fuente: Petróleos Mexicanos; 1999, 2000 y 2001,

Gráfica logarítmica

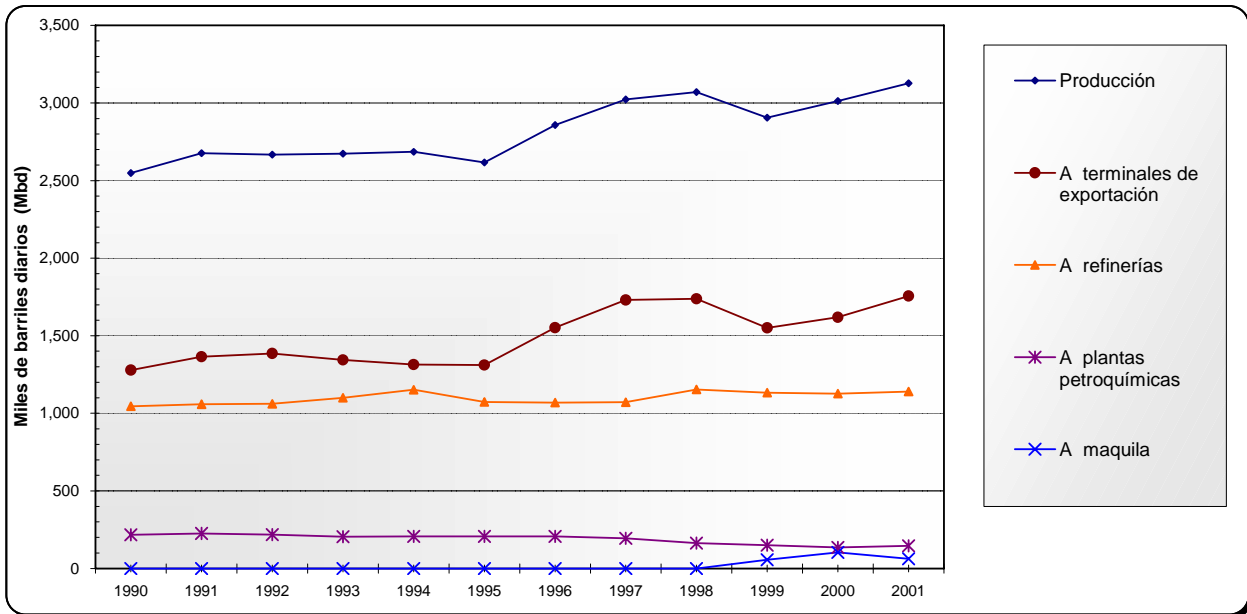
Las cifras pueden no sumar debido a redondeos

<sup>1</sup> Corresponde a hidrocarburos líquidos (petróleo crudo más líquidos del gas)

<sup>2</sup> OPEC: Montly Oil Report; April 2002

n.d: no disponible

Cuadro 8  
Distribución interna del petróleo crudo  
(Miles de barriles diarios)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Producción	2,548	2,676	2,668	2,673	2,685	2,617	2,858	3,022	3,071	2,906	3,012	3,127
Distribución	2,541	2,649	2,665	2,650	2,673	2,591	2,829	2,997	3,056	2,890	2,986	3,106
A refinерías	1,046	1,058	1,061	1,100	1,152	1,074	1,069	1,073	1,155	1,133	1,127	1,140
A maquila	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	104	62
A plantas petroquímicas	217	226	219	205	206	206	207	194	163	150	136	146
A terminales de exportación	1,279	1,365	1,385	1,345	1,315	1,311	1,552	1,731	1,738	1,551	1,620	1,757
Empaque, movimiento de inventarios y diferencias estadísticas	7	27	3	24	12	26	30	25	15	16	26	21

Fuente: Pemex: Anuario estadístico. 1999, 2000 y 2001.  
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

### 1.4.3 Ventas internas y externas de petrolíferos

El demanda de los petrolíferos se caracterizó por un desempeño positivo en la década pasada, con ventas en promedio de 1,386 Mbd, con una tasa de crecimiento anual promedio de 2%, lo que ha significado procesar de 1.2 en 1990 y 1.5 (Mbd) en el 2001. (cuadro 9)

Los mejores resultados se observaron en la segunda mitad de la década, la cual refleja una tasa de crecimiento de 2.6% anual promedio, superior a la registrada en todo el período; impulsada principalmente por las gasolinas, diesel y combustóleo, este último dada la creciente demanda de electricidad en México la cual se combinó con la rápida subida de precios del gas natural, lo que obligó a incrementar su uso, por esta razón, a decir de Pemex Refinación en su informe anual 2001, la importación de

este energético, cuya elaboración nacional ha disminuido a favor de un mayor rendimiento en la producción de gasolinas, se incrementó en 24% en el 2000.

Se exportaron en promedio 120 Mbpd, que representan el 8.6% de las ventas totales de petrolíferos; destacan las gasolinas con 25%, gas licuado 16%, diesel 14% y pentano con 11%. Las exportaciones tuvieron una tasa promedio de crecimiento del 3.3% en el período señalado; los primeros 5 años fueron más dinámicos al registrar una tasa de crecimiento del 4.3%, misma que descendió a menos del 1% en la segunda parte de la década.

#### 1.4.4 Ventas internas y externas de petroquímicos

En contraste al desarrollo de los productos petrolíferos, el desenvolvimiento del consumo de los petroquímicos, que en promedio fue de 5,921 Miles de toneladas, Mt, muestra una tasa de crecimiento negativa de 5% en el periodo de estudio, lo que significa ver reducir sus ventas de 6,335 Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 3,405 Mt. al término ésta. En los primeros cinco años, la tasa de crecimiento anual promedio fue positiva 2.2%. La caída se observa a partir de 1996, lo que significa el declive en su tasa de crecimiento anual promedio de menos 9%. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoníaco entre otros) lo cual *reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración.* (cuadro 10)

Las exportaciones tuvieron una tasa promedio de crecimiento de 1.3% en el período de estudio y promediaron 1,089 Mt. que representan el 18% de las ventas totales de petroquímicos; destacan; el azufre con 34%, amoníaco 33% y etileno con 11 %, glicoles etilénicos 6% y polietilenos 5%, en el periodo señalado. Los primeros 5 años fueron más dinámicos al registrar una tasa de crecimiento cercana al 9%, misma que descendió a menos 5% en la segunda parte de la década.

Lo anterior es un reflejo de la falta de inversión en esta industria y al fracaso de su reorganización<sup>12</sup> y a los precios de transferencia del gas natural, su encarecimiento ha propiciado el cierre de plantas petroquímicas y la cancelación de cadenas productivas en la industria petroquímica, química y agroindustrial, metalúrgica y de manufactura, además de provocar un déficit comercial. (apéndice 12)

En la química intermedia<sup>13</sup>, Norteamérica es la región con mayor intercambio comercial: 70% de las ordenes de compra llegan de Estados Unidos. La Unión Europea absorbe 9% de las ventas al extranjero, las importaciones europeas representan más de 13%.

Las áreas de oportunidad para hacer negocios se fincan en la llamada química "fina", que infortunadamente no es gran creadora de empleos. Los plásticos, los polímeros y sus transformaciones tienen grandes posibilidades de desarrollo, porque hay capacidad para instalar nuevas plantas y se tiene materia prima y mercado.

Por su parte la química inorgánica tiene un sustento bastante bueno con firmas que han ido madurando, y en la de especialidades hay oportunidades interesantes con compañías que tienen grandes capacidades, muchas de ellas orientadas a la industria automotriz en adhesivos, selladores y pigmentos.

---

<sup>12</sup> Un estudio de Bancomext señala que entre las debilidades del sector químico y petroquímico nacional están los esquemas regulatorios inadecuados y la falta de una reforma estructural del sector y las fortalezas están dadas por la especialización de las empresas, así como la provisión de petroquímicos básicos por parte de Pemex mediante contratos de largo plazo.

<sup>13</sup> Las principales empresas en la química intermedia son:

- **Lanxess.** Surgió recientemente de la separación del área química y una parte de la actividad de polímeros de Material Science, de Bayer, firma alemana que también se enfoca a la industria farmacéutica.
- **Dupont.** Ofrece soluciones a clientes en el sector minero, de resinas, recubrimientos y limpieza, a través de seis unidades de negocio que representan aproximadamente 400 productos.
- **Peñoles.** Fundada en 1887, produce químicos inorgánicos, así como fundición y afinación de metales no ferrosos a través de las empresas Minas Peñoles, Metales Peñoles y Químicos Industriales Peñoles.
- **Cydsa.** 18 empresas agrupadas en seis divisiones le permiten ser un importante jugador nacional en la elaboración y la comercialización de sal, cloro, sosa cáustica, hipoclorito de sodio, resinas de PVC y gases refrigerantes.
- **Celanese Mexicana.** Con más de 50 años en México, es líder en químicos básicos, fibras celulósicas, especialidades químicas y resinas de ingeniería. Posee dos complejos petroquímicos: La Cangrejera y Ocotlán.

La industria química corre el riesgo de quedarse atrás si no actualiza sus procesos. Pero para realizar las inversiones que se requieren en ese sector, es necesaria una reforma que ponga a su alcance la energía y los petroquímicos esenciales.

#### 1.4.5. Demanda mundial de gas natural y su relación con México

La demanda mundial de gas natural, en el periodo 1990 a 1998, creció en promedio anual 1.5%, siendo los países Asiáticos (Medio, Lejano Oriente y Oceanía) los que observaron las tasas más altas, 7 y 6% respectivamente. Los países Latinoamericanos promediaron una tasa de crecimiento promedio anual del 6%. (cuadro 11)

En cuanto a volumen, corresponde el mayor consumo a los países de Europa Oriental y Ex-Unión Soviética, Norteamérica, Europa Occidental y Lejano Oriente y Oceanía con 31.8, 31.4, 16 y 10%, aunque el bloque Oriental, registra una tasa de crecimiento negativa de menos 2.8% en el periodo referido.

El crecimiento de la demanda del gas natural, se debió, en gran medida al mayor uso de éste energético, y a la promoción que se le ha dado derivado de que existen, al parecer, abundantes reservas mundiales y a la preferencia de este combustible por su bajo nivel de emisión de contaminantes al medio ambiente frente a otros combustibles.

En la región Norte del continente la demanda de este energético crece en forma importante, no obstante que la relación oferta-demanda, es rigurosamente deficitaria tanto en Estados Unidos como en México.

Además de presentar un balance deficitario<sup>14</sup> para los próximos años, la Unión Americana es hoy el principal proveedor de gas en México, lo cual deja expuesto no sólo la alta dependencia que tienen México de este mercado sino también de la vulnerabilidad de la planta productiva y del desarrollo económico del país.

De mantenerse las condiciones actuales, la demanda futura de EU y México será fuerte y al ser ambos importadores netos de gas natural, la región esta obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria, mientras que en regiones como Asia la abundancia del insumo sobre todo en China, las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 a 3.0 dólares por millón de BTU's (Unidades Térmicas Británicas, por sus siglas en Inglés) es decir, 50% por debajo de la cotización con la que tienen que competir las empresas mexicanas.

La estancada producción de gas natural registrada en ambas naciones –particularmente México-, presenta un escenario poco alentador pues la demanda se espera crecerá a un ritmo mucho más dinámico que la oferta. En los próximos siete u ocho años, el nivel de la demanda estará en alrededor de 6.8% mientras que la oferta apenas registrará 5.0%.<sup>15</sup>

Se ha propiciado una dependencia de combustibles fósiles, además de la demanda de gas natural, el cual hoy a pesar de que se tiene identificados yacimientos importantes, no se cuenta con la inversión necesaria para su disposición, por lo que debe ser importado de los EU, un país dependiente en alto grado de sus compras externas, lo que explica porque los consumidores nacionales tienen que pagar un precio bastante caro por este insumo.

Así, la creciente demanda de este energético, propiciada por la generación de electricidad en el país, es algo que marcha contra toda lógica, no es entendible porque apostarle a fuentes de energía insuficientes. Cuando EU decidió consumir mas carbón, fue porque contó con las reservas que garantizaban esa decisión, y en el caso de países con menos potencial en materia de energías renovables -como Costa Rica- han invertido más en esa industria, antes de aumentar su dependencia en la quema de combustibles fósiles, como inexplicablemente México lo ha hecho en los últimos 20 años. Dependier de importaciones crecientes, como es el caso del gas natural, hace insostenible la eficiencia de cualquier sistema energético. Prueba de ello es la reciente decisión de el Gobierno Federal de subsidiar el consumo residencial de este combustible, lo que provoca un daño enorme, tanto por las distorsiones del mercado como por representar un serio obstáculo para el desarrollo de energías

---

<sup>14</sup> Villarreal P. Enrique, "Las paradojas del gas." en: El mundo del petróleo, (octubre-noviembre), 2004. pp. 16 y 17. y Petróleos Mexicanos: "Memoria de Labores", 2001.

<sup>15</sup> Estadísticas publicadas por la Secretaría de Energía (Sener) revelan que desde el año 2000 a la fecha México ha elevado sus importaciones de gas natural desde 231.4 MMpcd hasta un promedio de 754.4 MMpcd durante los primeros meses de 2005, adicionalmente, el analista en jefe de Wood Mackenzie para América Latina, alerta que de continuar con las actuales circunstancias México podría reducir sus importaciones de gas a 700 MMpcd para 2006 y seguiría elevándolas considerablemente en los próximos años y que de 2007 a 2010, México estaría regresando a un nivel de importaciones 1,100 pcd. Estiman que la demanda de gas dentro de México crecerá a una tasa de 3.5% anula durante los próximos cinco años. En: Álvarez, Carmen. "Pemex, incapaz ante la crisis de precios", en: Energiyahoy, ruta de negocios, año 2, No. 17 (agosto), 2005. pp. 51-52.

renovables como la eólica -entre otras- la cual, pese a su gran potencial, no tiene un precio de producción competitivo frente a un combustible subsidiado.<sup>16</sup>

Para paliar esta tendencia, el objetivo de la política energética del país debería estar concentrada en alcanzar una producción suficiente para garantizar un abasto confiable, oportuno y de precios competitivos, ese al menos debería ser el principio básico del programa del Gobierno Federal, sobre todo considerando que el recurso lo tiene México y no se está explotando.

Otra alternativa que podría considerarse para alcanzar la producción suficiente y así garantizar un abasto confiable, es el desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado<sup>17</sup> (LNG, por sus siglas en Inglés) como las que se están gestando desde 2001, a través de siete contratos a desarrollarse en varios estados del territorio nacional, con estas plantas se podría traer, a través de barcos, especialmente adaptados, el gas de países como: Rusia, Australia, Malasia, Indonesia, Medio Oriente, Trinidad y Tobago, Colombia y Perú, hasta de países africanos. Con lo cual se podría mitigar el efecto de dependencia regional, además de que con esto se abrirían grandes posibilidades de diversificar las fuentes de importación con lo cual se tendría acceso a precios de gas natural más accesibles para la gran mayoría de la población.(figura 5 y apéndice 10)

La mayor parte del gas de dichas plantas será para abastecer al sector industrial mexicano y para la generación de electricidad. Se contempla exportar el excedente al mercado estadounidense. Sin embargo mientras la Sener se empeña en sostener la creencia de que con las terminales de GNL, México tendrá gas natural barato, el sector industrial hace caso omiso y se prepara para enfrentar el porvenir de los altos costos del energético<sup>18</sup>

Sin duda la mejor alternativa, sería que Pemex pudiera incrementar su producción de gas natural, actividad que según parece en los últimos años se mantiene estancada, pese a que el precio del insumo se ha apreciado sustancialmente y presupone un incentivo a la inversión de nuevos proyectos de exploración-explotación de gas natural.

Pese a todo, el Gobierno Federal ha seguido autorizando permisos para proyectos de distribución y transporte de gas natural, se percibe cierto desaliento entre los inversionistas privados particularmente en los denominados contratos de Servicios Múltiples donde algunos legisladores han cuestionado su legitimidad, porque todo indica que son contratos de riesgo.

Superar este tipo de retos daría a México una verdadera soberanía económica, eliminaría la riesgosa dependencia que significa estar importando gas de un país deficitario, lo cual implica pagar un mayor precio que el de referencia, pues a esté hay que sumarle el costo del transporte, efecto que en un plazo no muy largo termina por minar la competitividad de las empresas nacionales.

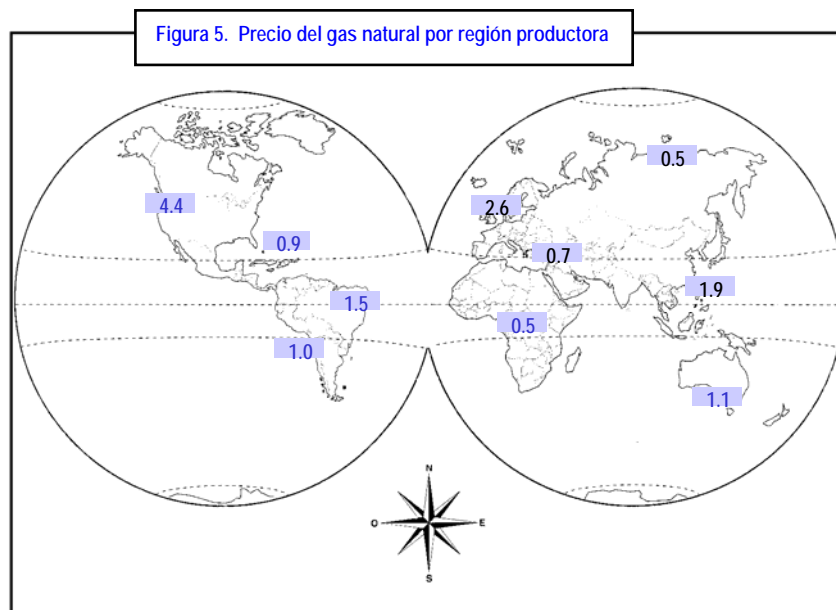
---

<sup>16</sup> Villarreal P. Enrique. "México negro" en: "Ejecutivos de finanzas, el poder de los negocios, (agosto), año XXXIV, No. 32, 2005. p. 34.

<sup>17</sup> Cadena de valor del GNL.

- **Extracción.**- el gas natural es extraído desde los campos gaseros y enviado a la planta de licuación mediante los ductos.
- **Licuación.**- en la planta de gas natural licuado se enfría a una temperatura de -161 °C creando así el GNL. Al condensar el gas natural hasta que se convierta en líquido, su volumen se reduce 1/600 de espacio que ocupa en su estado gaseoso, lo cual permite que se almacene y transporte de manera segura y eficiente a través de largas distancias.
- **Transporte.**- el GNL se embarca en buques portadores de casco doble, con tanque de almacenamiento bien aislado. Posteriormente se transporta a través del mar, a fin de satisfacer la demanda de gas en diversas partes del mundo.
- **Regasificación.**- el GNL se transfiere a una instalación de recepción en donde se almacena en su forma líquida a la presión atmosférica en tanques aislados, hasta que se necesita el gas natural. Cuando se requiere, el GNL se calienta a temperaturas normales, regresándolo a su estado gaseoso. Después, se entrega el gas natural a un sistema de gasoductos.
- **Distribución.**- el gas natural entonces se distribuye mediante los gasoductos a clientes que utilizan energía tales como plantas generadoras de electricidad y usuarios residentes, comerciales e industriales. en: Gutiérrez, Mariana. "Isla coronado: nuevo polo energético del Pacífico.", El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine (abril-mayo), 2005 año 2, Tomo 5, p. 56.

<sup>18</sup> Al respecto el Presidente de la Comisión Nacional de Energía de la Confederación Nacional de Cámaras Industriales (Concamin) enfatiza que los costos de transportación y distribución de México, tendrán, un fuerte impacto en la determinación del precio al consumidor a pesar de que los costos de extracción sean bajos. Extraer gas natural de origen en Rusia, Malasia, Indonesia, Perú o cualquier otra parte del mundo, cuesta 60 centavos de dólar, pero el valor crece conforme avanza la cadena de GNL. El precio aproximado al que llegará a las terminales de GNL es de 3.40 dólares/MMbtu's. A esto hay que sumar el costo de regasificación, pues el insumo llegará en estado líquido, más el costo de transportarlo y distribuirlo para sacarlo de la terminal regasificadora y llevarlo a los consumidores. Esta última parte de la cadena, obliga a construir nuevos ductos para inyectarlo al Sistema Nacional de Gasoducto (SNG), es de las más costosas y elevan el precio hasta en 5 dólares o más. El costo de transportación y distribución en nuestro país es alto, sumarlo a la fórmula de precios "tienen un impacto negativo", y es que el Gobierno Federal resta importancia al hecho de que en el norte, el país carece de infraestructura de ductos propia para llevar gas natural a consumidores de la Península de Baja California, Sonora, Chihuahua o Coahuila. en: Martínez, Mayra. "Arrecia debate por precios del GNL" en: Energía hoy, ruta de negocios, año 2, No. 19 (octubre), 2005. pp. 42-43



Fuente: Rosas P. Ana Ma. "Como entrar el precio del gas" en: *Expansión*, No.89 (mayo) 2004, pp.19

#### 1.4.6. Mercado Interno de gas natural

La combustión limpia y la transportación y uso relativamente seguros del gas natural son elementos que contribuyen a que continúe creciendo en popularidad en México, tendencia apoyada por la política energética del Gobierno Federal, por ello el mercado nacional ha enfrentado un proceso de cambio estructural orientado a satisfacer la creciente demanda de este energético, que en el período en análisis<sup>19</sup> 1993 a 2001, registro una tasa de crecimiento del 4.4% anual promedio, pero aun insuficiente para el mercado. (cuadro 12)

La estructura del consumo interno se caracteriza por ventas internas a Pemex (Interorganismos) y a terceros (Sector Industrial, Eléctrico y Doméstico).

- Pemex autoconsume cerca del 50% del gas que produce como materia prima, cuyo uso ha significado una tendencia de crecimiento del 2.7% anual promedio, al pasar de 1,497 MMpcd en 1993 a 1,829 en el 2001.
- El sector industrial, consumió cerca del 28% del gas, lo que represento una tasa de crecimiento del 2.7%, y esta condicionado por la evolución de la economía, al igual que en los otros casos, lo cual influye sobre la demanda de gas, lo mismo que la sustitución del combustóleo por el gas natural, para disminuir las emisiones contaminantes al medio ambiente.
- El consumo del sector eléctrico, a través de la Comisión Federal de Electricidad, CFE; represento el 19% de las ventas en el período de análisis, y represento un crecimiento promedio anual del 13%, el cual seguramente seguirá creciendo por la intención de sustituir el combustóleo por combustible limpio en la generación de electricidad, y la necesaria ampliación de la capacidad para la generación eléctrica que demanda el crecimiento económico.

<sup>19</sup> Para efectos del análisis del comportamiento del gas natural, el periodo de estudio se inicia a partir del año de 1993, debido que no están disponibles las estadísticas para los años anteriores.



Sin embargo la creciente demanda de gas natural de esa Paraestatal más el consumo de los Productores Independiente de Energía, PIE's; para la generación de electricidad es lo que ha inquietado al Gobierno Federal. Y es que este sector absorbe cerca de una quinta parte del gas que se produce en el país.

La demanda de este energético, aunado a lo anterior, aumento en los últimos años porque se ha privilegiado la construcción de centrales eléctricas de ciclo combinado con base en gas natural, ya que al parecer son mas eficientes, más rentables, menos contaminantes y se construyen en dos o tres años, tiempo relativamente menor al que se lleva construir otro tipo de plantas. A lo anterior hay que agregarle la falta de inversiones que durante 20 años no se dirigió a la exploración, desarrollo y explotación de nuevos campos productores, lo que provoco una caída en las reservas y en los niveles de producción en los últimos años, lo que mantiene latente la amenaza de una escasez del energético a escala nacional, cuyas consecuencias podrían ser incalculables.(apéndice 11)

Pero las presiones de la demanda de gas no solo provienen de la generación de electricidad, sino de las grandes empresas que pertenecen a la industria química: metales básicos, vidrio, celulosa y papel; alimentos, bebidas y tabaco; cemento textil y minería, entre otras y que son fuertes consumidores del energético.

Además de la falta de inversión, evidentemente también hubo problemas de planeación y coordinación entre los titulares de Pemex, CFE y que decir de la Sener, ya que al privilegiar la generación de electricidad con centrales de ciclo combinado a base de gas natural, no se planteó al mismo tiempo a Pemex la necesidad de dar prioridad a la producción de gas y así garantizar el suministro a las plantas eléctricas. En su lugar, Pemex mantuvo su interés en la producción de crudo, pues resulta más rentable producir petróleo en vez de GN. Hay que ver que un millón de Unidades Térmicas Británicas (BTU's) de gas natural se cotizaron en 2.4 dólares en promedio en el mercado estadounidense, lo que resulta muy inferior a los 16 dólares en que se cotizo en el mismo periodo el barril de petróleo de la mezcla mexicana de exportación.

El elevado consumo de gas en EU, región que consume casi un tercio de la producción mundial del energético, frente a las reservas probadas en la zona que representan apenas 4.2% del total; generan un desvalance de recursos que afecta a un país deficitario como es México, que ha tenido que cubrir su faltante de gas en una de las regiones donde más escasea el energético y por lo tanto con precios también muy elevados.

El consumo del gas natural en el sector residencial es aun incipiente, ya que representa tan sólo el 3%, lo mismo el sector servicios con menos de .05% del total<sup>20</sup>: En contraste el consumo del gas LP (licuado de petróleo) representa el 64%, pero diversas empresas principalmente grupos trasnacionales de origen estadounidense, belga, español y francés, se han apresurado a establecerse en el país, y controlan 88% del mercado en cuanto a cobertura de usuarios y han realizado 90% de las inversiones. Las compañías extranjeras saben que en el mediano y largo plazo el negocio del transporte, la distribución, comercialización y el almacenamiento del gas natural será muy rentable, pues las proyecciones apuntan a que en 2013 un 16.4% de los hogares en México ya usarán gas natural.<sup>21</sup>

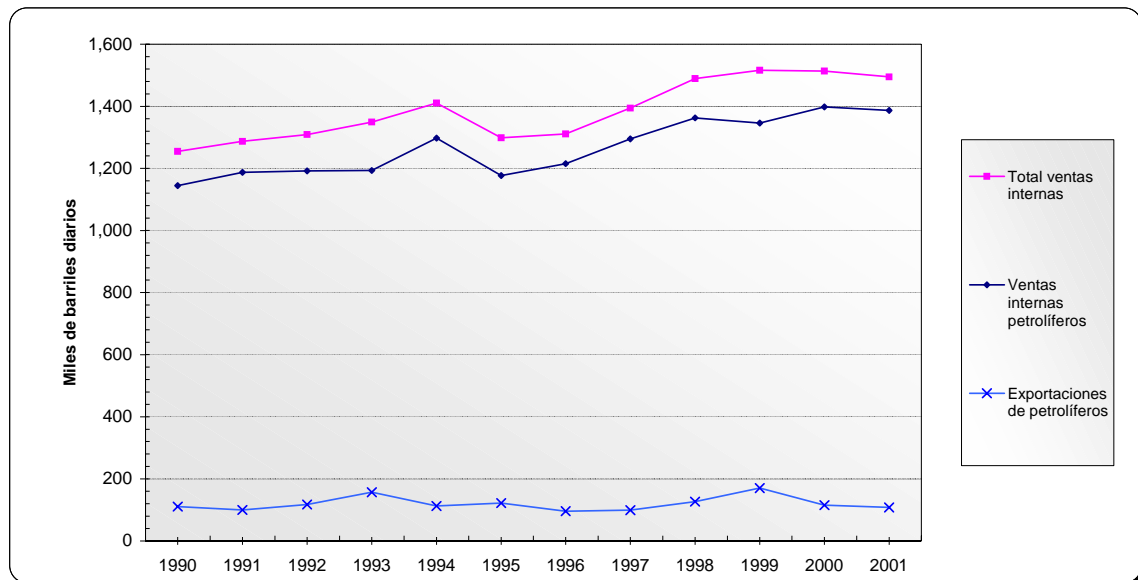
---

<sup>20</sup> Durante 2003 sólo 3.7% del sector residencial cubrió sus necesidades de energía con gas natural; 28.6% utilizo leña y 64.6% más empleo gas licuado del petróleo (GLP).

<sup>21</sup> Las tres principales empresas que comercializan el gas natural a nivel residencial son las siguiente:

- **Gas Natural de México**, filial del grupo español Gas Natural, inicio sus operaciones en México en 1994. Esta presente en Nuevo Laredo, Tamaulipas, Coahuila; Toluca, Monterrey, Celaya, Irapuato, León, Salamanca y Silao, en el Estado de Guanajuato, las ciudades de Aguascalientes, San Luis Potosí y D.F. A nivel nacional la empresa proyecta sumar un 1.8 millones de clientes con una inversión de 620 millones de dólares.
- **Tractebel**. Filial del grupo Suez, líder mundial en energía y servicios, con 190 mil empleados, 200 millones de clientes y operaciones en más de 130 países, tiene una inversión comprometida de 353 millones de dólares y espera contar con 260 mil usuarios finales de distribución de gas para 2006. La empresa tiene presencia en diferentes municipios de Tamaulipas, Jalisco y Querétaro.
- **Maxigas Natural**. Nombre con el que opera en México el grupo francés GasFrance, tiene permisos para distribuir gas natural en las zonas del norte de Tamaulipas, el Valle de Cuautitlan-Texcoco y Puebla-Tlaxcala. En el segmento de la distribución Maxigas tiene comprometida una inversión de 500 millones de dólares y una cantidad similar en el desarrollo de infraestructura para transporte de gas natural.

Cuadro 9  
Ventas internas y externas de petrolíferos  
(Miles de barriles diarios, Mbd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Total ventas internas</b>	<b>1,254.9</b>	<b>1,286.8</b>	<b>1,309.0</b>	<b>1,349.6</b>	<b>1,410.2</b>	<b>1,298.8</b>	<b>1,311.5</b>	<b>1,394.4</b>	<b>1,489.6</b>	<b>1,516.0</b>	<b>1,513.4</b>	<b>1,494.8</b>
<b>Ventas internas petrolíferos</b>	<b>1,144.5</b>	<b>1,187.3</b>	<b>1,191.9</b>	<b>1,193.0</b>	<b>1,297.5</b>	<b>1,176.9</b>	<b>1,215.4</b>	<b>1,295.0</b>	<b>1,363.0</b>	<b>1,346.1</b>	<b>1,398.4</b>	<b>1,386.7</b>
Gasolinas	443.8	478.4	482.1	489.6	501.7	479.5	482.5	499.6	513.3	512.5	532.6	551.8
Nova	390.1	428.9	379.6	325.3	270.4	221.3	188.8	78.4	-	-	-	-
Pemex Magna <sup>a</sup>	52.7	48.6	101.7	163.6	230.6	257.5	290.3	408.2	481.2	468.0	472.3	476.5
Pemex Premium	-	-	-	-	-	-	1.6	11.2	30.5	43.0	59.1	74.1
Gasaviones	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4
Otras	-	-	-	-	-	-	1.2	1.2	1.1	1.0	0.8	0.8
Querosenos	44.7	44.2	48.0	48.0	52.0	46.8	47.3	48.4	53.2	56.1	56.2	56.1
Turbosina	35.5	37.0	41.2	42.8	47.7	43.9	44.9	47.2	52.4	55.3	55.5	55.3
Otros <sup>b</sup>	9.2	7.2	6.8	5.2	4.3	2.9	2.4	1.2	0.8	0.8	0.7	0.8
Diesel	210.1	223.9	227.3	234.3	247.7	228.2	243.9	262.4	276.2	274.7	284.7	275.8
Pemex Diesel	-	-	-	7.2	73.5	132.3	187.8	218.9	225.8	224.9	228.6	226.4
Desulfurado	34.2	48.0	143.4	217.5	144.6	65.9	19.9	0.8	-	-	-	-
Otros	175.9	175.9	83.9	9.6	29.6	30.0	36.2	42.7	50.4	49.8	56.1	49.4
Combustible Industrial <sup>c</sup>	-	1.4	10.3	6.7	5.4	5.0	5.3	5.5	6.5	4.3	2.3	-
Combustóleo	421.4	408.7	391.4	380.9	453.1	390.6	411.2	453.9	489.1	470.8	492.4	474.9
Asfaltos	14.8	21.3	22.6	23.8	27.3	15.6	15.4	16.3	17.1	19.5	20.6	20.9
Lubricantes	7.1	7.1	7.6	6.5	6.5	7.0	6.6	5.7	5.2	5.8	6.4	5.5
Grasas	0.2	0.2	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Parafinas	1.7	1.6	1.7	1.5	1.5	1.6	1.7	1.6	1.3	1.3	1.3	1.2
Otros	0.6	0.4	0.7	1.6	2.1	2.8	1.6	1.5	1.0	1.1	1.8	0.4
Petroquímicos (Mt)	-	-	-	-	-	-	161.1	90.6	51.0	84.5	201.1	301.6
<b>Exportaciones de petrolíferos</b>	<b>110.4</b>	<b>99.5</b>	<b>117.1</b>	<b>156.6</b>	<b>112.7</b>	<b>121.9</b>	<b>96.1</b>	<b>99.4</b>	<b>126.6</b>	<b>169.9</b>	<b>115.0</b>	<b>108.1</b>

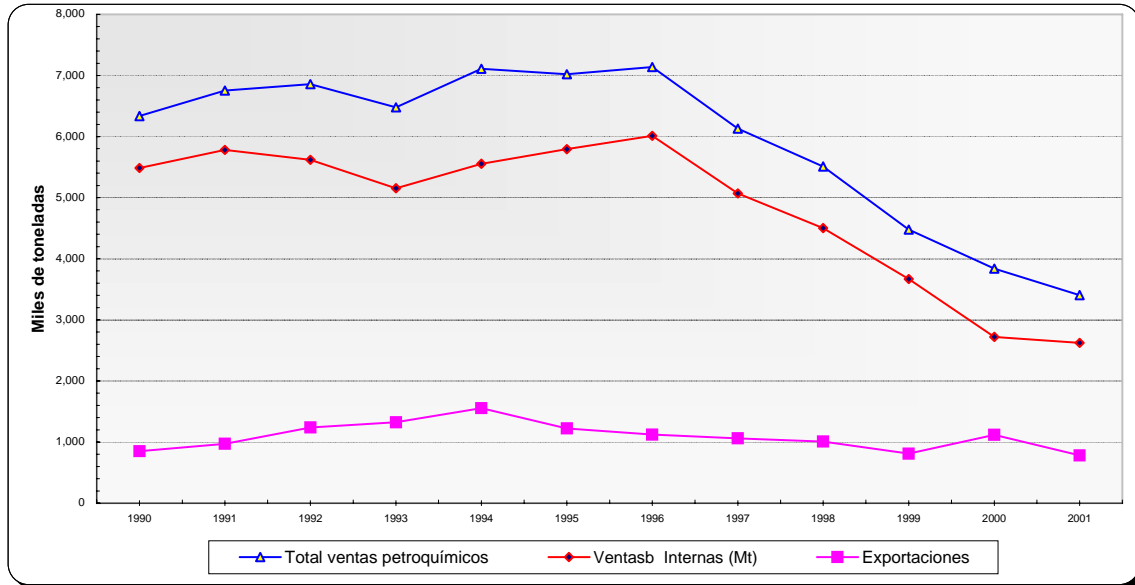
Fuente: Pemex, Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

- a. A partir de septiembre de 1990 la gasolina Pemex Magna sustituyó a la gasolina Extra
- b. A partir de 1997 incluye el gasóleo doméstico
- c. A partir de 1998 el combustóleo industrial sustituyó al gasóleo industrial.

- Los totales pueden no sumar debido a redondeos

**Nota:** no incluye gas natural

Cuadro 10  
**Volumen de las ventas internas y externas de petroquímicos**  
 (miles de toneladas, Mt)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Total ventas petroquímicos</b>	6,335	6,754	6,857	6,477	7,111	7,019	7,137	6,130	5,510	4,477	3,836	3,405
<b>Ventas<sup>b</sup> Internas (Mt)</b>	5,485	5,782	5,619	5,153	5,555	5,794	6,014 <sup>d</sup>	5,070 <sup>d</sup>	4,501 <sup>d</sup>	3,668 <sup>d</sup>	2,720 <sup>d</sup>	2,625
Derivados de metano	3,325	3,654	3,262	3,000	3,287	3,464	3,740	2,864	2,488	1,787	1,110	1,034
Derivados de etano	1,042	1,016	1,221	1,164	1,120	1,178	1,202	1,242	1,194	1,135	990	916
Aromáticos y derivados	737	700	701	643	739	739	724	667	606	554	340	309
Propileno y derivados	261	308	310	230	282	294	283	255	183	167	253	332
Otros	120	104	126	117	127	119	65	42	30	25	27	34
<b>Exportaciones</b>	850	972	1,238	1,324	1,556	1,225	1,123	1,060	1,009	809	1,116	780

Fuente: Pemex, Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

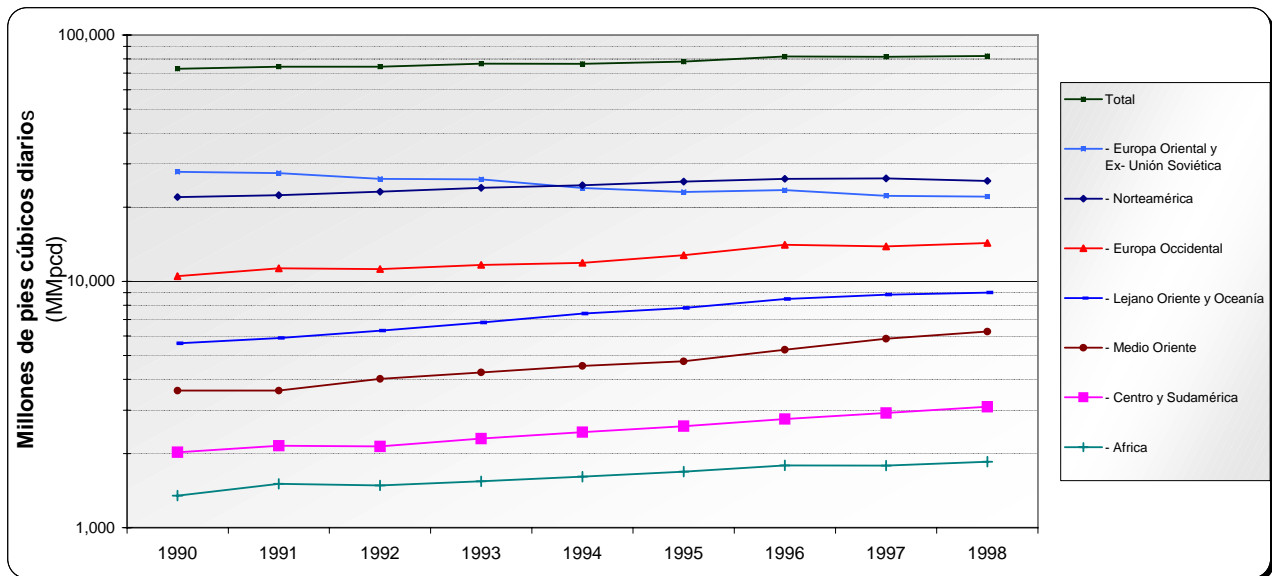
a. Incluye condensados estabilizados.

b. Productos de Pemex Petroquímica

d. Incluye Productos de Pemex Refinación.

- Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Cuadro 11  
**Demanda mundial de gas natural**  
 (Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



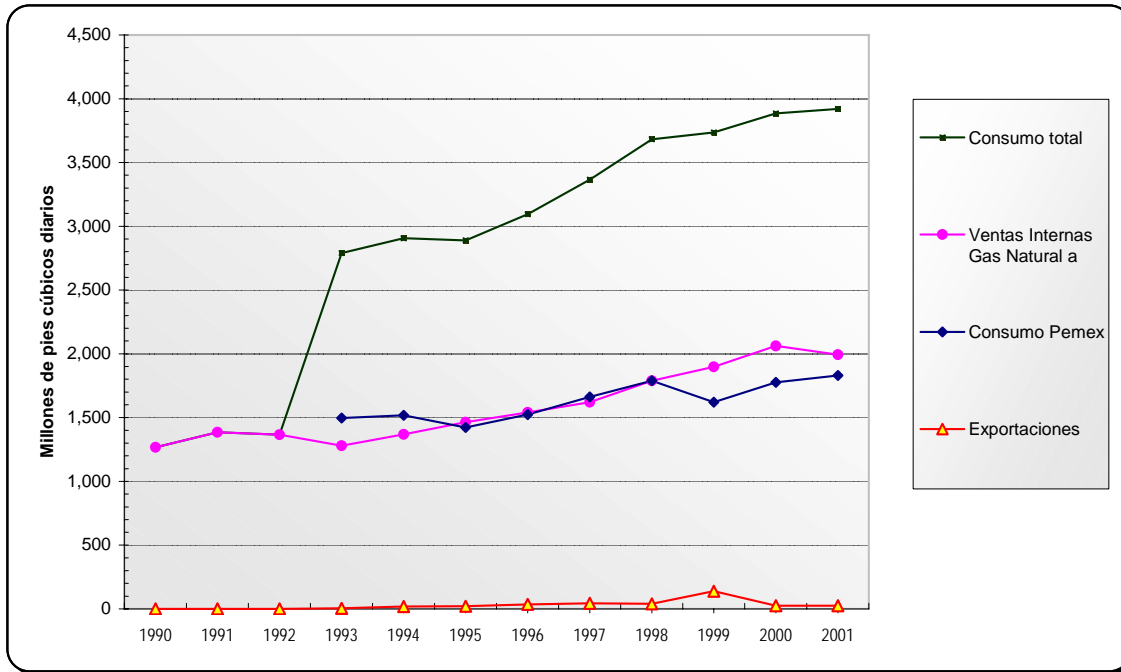
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
- Norteamérica	22,012	22,384	23,099	23,992	24,559	25,414	26,069	26,185	25,585	n.d	n.d	n.d
- Centro y Sudamérica	2,024	2,151	2,136	2,301	2,440	2,581	2,761	2,922	3,094	n.d	n.d	n.d
- Europa Occidental	10,496	11,288	11,231	11,671	11,886	12,761	14,075	13,872	14,309	n.d	n.d	n.d
- Europa Oriental y Ex- Unión Soviética	27,825	27,555	26,080	25,994	23,920	23,057	23,458	22,221	22,093	n.d	n.d	n.d
- Medio Oriente	3,599	3,603	4,018	4,274	4,540	4,735	5,274	5,849	6,250	n.d	n.d	n.d
- África	1,351	1,505	1,483	1,542	1,610	1,689	1,790	1,788	1,854	n.d	n.d	n.d
- Lejano Oriente y Oceanía	5,605	5,894	6,306	6,803	7,409	7,790	8,480	8,827	9,005	n.d	n.d	n.d
<b>Total</b>	<b>72,912</b>	<b>74,380</b>	<b>74,353</b>	<b>76,577</b>	<b>76,364</b>	<b>78,027</b>	<b>81,907</b>	<b>81,664</b>	<b>82,190</b>	<b>85,275</b>	<b>88,275</b>	<b>89,459</b>

Fuente: Petróleos Mexicanos y EIA,

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Grafica logarítmica

Cuadro 12  
Consumo interno y exportaciones de gas natural  
(Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Consumo interno</b>	1,267	1,384	1,365	2,785	2,886	2,869	3,058	3,323	3,643	3,598	3,861	3,896
Consumo Pemex	n.d	n.d	n.d	1,497	1,518	1,421	1,524	1,663	1,788	1,620	1,775	1,829
Ventas Internas Gas Natural <sup>a</sup>	1,267	1,384	1,365	1,280	1,368	1,464	1,541	1,620	1,789	1,899	2,061	1,993
Sector Industrial				803	823	906	956	983	1,056	1,095	980	984
Sector Domestico	n.d	n.d	n.d	92	80	63	93	100	94	99	209	n.d
Sector Eléctrico	n.d	n.d	n.d	385	466	494	492	538	639	705	871	1,010
Empaque	n.d	n.d	n.d	-	1	-	(2)	-	-	(1)	(1)	3
Diferencia estadística	-	-	-	8	(1)	(16)	(5)	40	66	80	26	71
<b>Exportaciones</b>	-	-	-	5	19	21	36	43	40	138	24	25
<b>Consumo total</b>	1,267	1,384	1,365	2,790	2,905	2,890	3,094	3,366	3,683	3,736	3,885	3,921

Fuente: Pemex: Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

<sup>a</sup> Volúmenes medidos a 1 kg/cm<sup>2</sup> y 20° C, sin corregir por poder calorífico.

Nota: Para el año 2001, la estadística de ventas internas del sector domestico no desagrega las ventas del sector domestico

El consumo interno incluye importaciones

Los totales pueden no sumar debido a redondeos.

n.d: no disponible

## 2. Oferta de mundial y nacional de crudo y gas

El objetivo que se persigue con este estudio, es determinar las cantidades actuales de crudo, gas natural y derivados<sup>1</sup> del petróleo (petrolíferos y petroquímicos) que en el ámbito mundial y nacional, de acuerdo a la estructura de su producción y precio vigente; se ofrecen en el mercado, con la finalidad de obtener un balance con el consumo de los mismos, y así conocer si la producción ofrecida por este proyecto, podrá cubrir una cuota del mercado así como mostrar el entorno económico y político en que se producen.

### 2.1 Antecedentes

Pasados los años setenta, caracterizados por el inicio de importantes cambios en el mercado petrolero mundial. Al estallar una nueva y más aguda crisis, el petróleo volvió a mostrar su carácter estratégico, su condición como definió el Ing. Jorge Díaz Serrano (ex director de Pemex), de "elemento básico para el desarrollo y factor decisivo para la estabilidad y sobrevivencia social" y materia prima para la civilización. Las potencias dominantes, especialmente EU, intervinieron para asegurar su suministro. "El nuevo orden petrolero mundial" comenzó a estructurarse a partir de las *nuevas formas de control*, que pasaron de las concesiones de territorios y yacimientos a las nuevas formas de dominio mediante la *deuda y la tecnología*.<sup>2</sup>

#### El antiguo control de precios y regulación de la oferta

Hegemonizado por las *siete hermanas*, (Big oils) en su mayor parte transnacionales petroleras de Estados Unidos, en el período anterior funcionaban en un "arreglo" que comprendía, en primer lugar, el *control de los recursos* por el sistema de concesiones territoriales, el cual había ido sufriendo un creciente deterioro, pero en los rasgos básicos subsistió hasta los setenta.

En segundo lugar, un *sistema de suministro* que cubría ampliamente, el déficit de Estados Unidos básicamente con la producción venezolana y marginalmente de Canadá, en tanto las "hermanas" destinaban la producción de Medio Oriente y África para los grandes bloques en la estructura de la demanda: Europa y Japón

Finalmente ese Orden petrolero comprendía *un cierto equilibrio en el mercado, especialmente el control de la oferta y un sistema de precios diferencial para países* y aún dentro de ellos, como era el caso especialmente de los Estados Unidos, que entre los objetivos principales que se buscaban, se encontraba el de evitar la saturación que expulsaría a los productores marginales de los Estados Unidos.

De tal manera, los mecanismos de formación de precios y desde luego también los sistemas fiscales diferenciales lograron mantener los precios en el nivel de los yacimientos de mayores costos de producción. Si el petróleo fuera un mercado de concurrencia perfecta, el precio debería caer junto con los costos. La consecuencia sería que los yacimientos más viejos y de más altos costos serían abandonados, expulsados del mercado. Este mecanismo tendería a limitar el excedente. Pero el **petróleo es un producto estratégico y articulado a los problemas de seguridad nacional**: en Estados Unidos, dejar a esta franja de productores *inermes ante el mercado, implica acentuar la dependencia de las importaciones*. Si para estos pequeños productores se trataba de una cuestión de sobrevivencia a las grandes corporaciones petroleras les permitían disfrutar de la llamada renta diferencial, pues sus beneficios aumentan con el control de los yacimientos de petróleo baratos.

#### Rentabilizar nuevas tecnologías para ampliar la frontera hacia nuevas zonas de "petróleo fácil"

Los *shocks* fueron simplemente la forma, la coyuntura por la cual se abrió paso un proceso más complejo. Las decisiones de la OPEP actuaron como catalizador que precipitó procesos en curso: el agotamiento del viejo sistema y de algunas regiones de petróleo fácil.

Para superar problemas de insuficiencia de oferta era necesario un importante aumento de los precios que permitiera rentabilizar nuevas tecnologías y hacer viable la explotación de nuevas áreas, (es cierto que frente a la emergencia se diseñaron un

---

<sup>1</sup> El estudio de los derivados del petróleo como son: petrolíferos y petroquímicos, se presentan sus estadísticas únicamente a nivel nacional y no a nivel internacional por no ser motivo de este estudio. N del A.

<sup>2</sup> Barbosa Cano, Fabio, "Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México", Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM-Miguel Ángel Porrúa, México, 2000. p. 162.

conjunto muy amplio de medidas), pero la más importante fue vigorizar y diversificar la oferta, impulsando la entrada al mercado de nuevos productores. En este renglón se asignó un papel privilegiado a los que parecían "recientes" descubrimientos en el Mar del Norte, Alaska y en la Sonda de Campeche de México, y en general se desarrollaron fondos para el desarrollo de programas de exploración petrolera para una veintena de países.

En los Estados Unidos, la industria se desplazó a regiones 500 kilómetros al norte del Círculo Polar Ártico considerando el proceso en su conjunto. Lo que caracteriza a esta etapa es el impulso a la exploración y explotación de las regiones petrolíferas *off shore* (mar adentro), que aguardaban desde hacía décadas.<sup>3</sup> Por la forma como se presentaron los aumentos de precios, parecía que la OPEP tenía el control. Sin duda tomó iniciativas en la intención de elevar su participación en la renta petrolera, sin descartar que muchas decisiones fueran simple expresión de la voracidad de las oligarquías de los países productores. Nadie tenía el control, se pretendía un aumento de precios, pero al mismo tiempo una elevación de estos más allá de ciertos límites contribuía a los trastornos inflacionarios y a la recesión.

### La nueva sobreoferta

El conjunto las medidas adoptadas provocó con rapidez un cambio en los volúmenes y la estructura de la oferta. México pasó, de producir menos de medio millón de barriles diarios de petróleo (MMbpd), al comienzo de los setenta, a más de 2 MMbpd en 1981, año en que el panorama cambió con el nuevo derrumbe de precios. El Mar del Norte, cuya explotación comenzó en los setenta, contribuía con 5 MMbpd para la misma fecha. La URSS pasó, de poco más de 8 millones, a casi 12 MMbpd. En el período de alza de precios que estamos considerando. En resumen, las reservas mundiales pasaron de medio billón a un poco más de un billón de barriles diarios, lo que significó un amortiguador de los impactos de futuros debilitamientos productivos, que permitió a los países dominantes recuperar la capacidad de someter a los oferentes.

Si consideramos que la brecha entre la oferta y la demanda al estallar la crisis energética ascendía a unos 4-5 MMbpd, es decir que el déficit de oferta era de muy pequeña magnitud, se puede concluir que en ese breve lapso se creó una capacidad excedente, un amortiguador de los impactos de futuros debilitamientos productivos, que permitió a los países dominantes recuperar la capacidad de someter a los oferentes.

Para 1980 se produjeron las primeras señales de sobreoferta y, como es sabido, en el primer semestre de 1981 otra vez el mercado se encontraba inundado, se inició entonces una lenta caída, con la que sobrevino un derrumbe de los precios. Para los inicios de esa década, hubo incluso destrucción de excedentes, como ocurrió durante la guerra entre Irán e Irak.

Un nuevo equilibrio no podía ser resultado de arreglos armoniosos sino de choques entre los protagonistas. El sentido de su reorientación fue el traslado del dominio directo de las reservas al control de ellas, a través de lo que el teórico francés Louis Turner llama *sus nuevas ventajas en las fronteras de la tecnología*. Se señala que "cualquier país que desee explotar los hidrocarburos de sus costas tiene que recurrir a las grandes compañías petroleras"<sup>4</sup> en el gran trasiego se redefinieron los sistemas de suministro entre países y regiones.

En el caso de México, parece que hemos quedado inscritos en la llamada área de América del Norte, que paulatinamente logró la superación de la dependencia de Medio Oriente. Desde los ochenta, Estados Unidos incluso provocó la ruptura petrolera con los países más radicales de la OPEP, como Libia o Irak y, en los noventa, se han llegado a establecer acuerdos, explícitos o no, para la seguridad de los suministros, como el TLC firmado con Canadá.

En este marco se inscribe la creciente importancia de México como productor de crudo, atrapado por una deuda contraída en el efímero lapso de alza de precios.

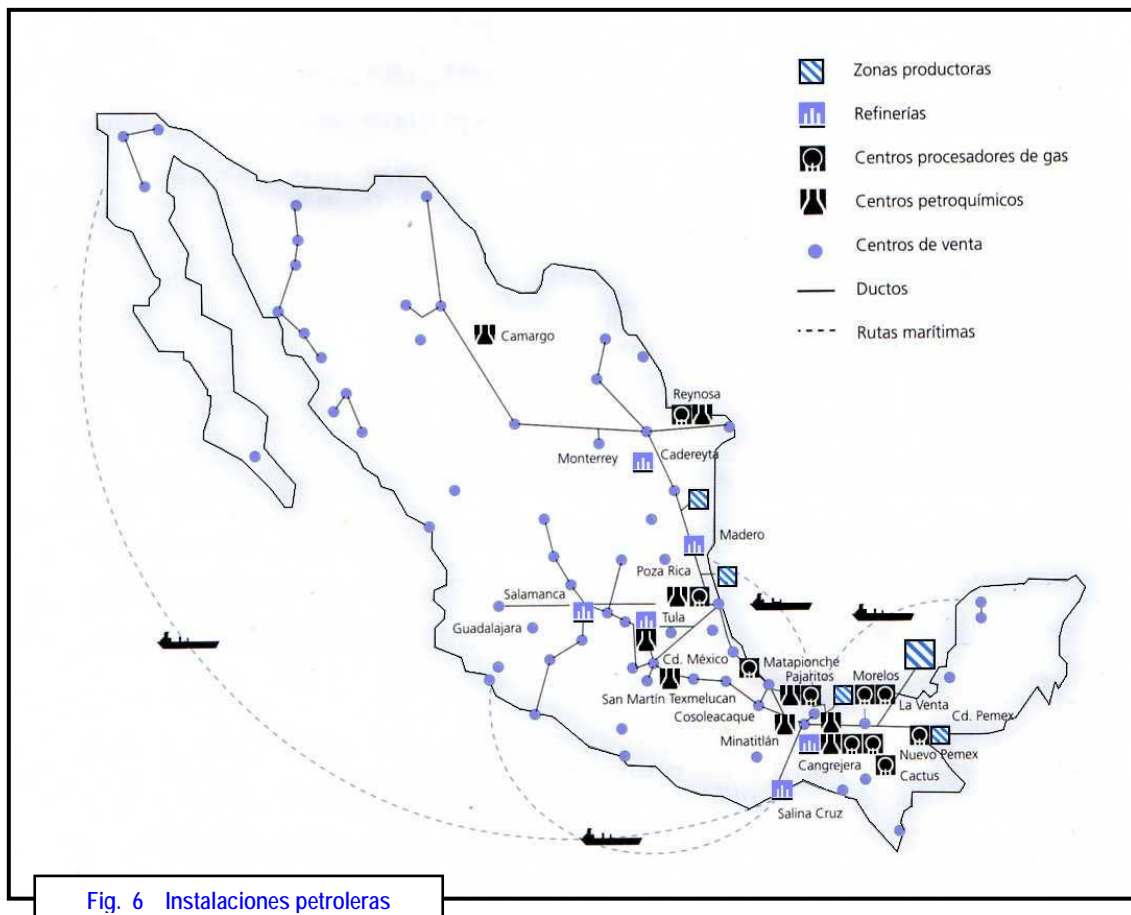
---

<sup>3</sup> La explotación frente a las costas de Florida, Louisiana y Texas fue considerada por Roger Morton Titular de la Junta Nacional de Energía creada por el presidente Ford, como la principal oportunidad de aumentar la producción nacional (de Estados Unidos). En los días de alza de precios, esta zona del Golfo de México, llegó a contar con 25,000 plataformas marinas, cifra que podemos comparar con las 185 plataformas instaladas hasta el 2001 en la Sonda de Campeche, después de 20 años de operaciones. en: Barbosa Cano, Fabio, "Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México", Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM-Miguel Ángel Porrúa, México, 2000. p. 165

<sup>4</sup> Louis Turner, op cit. El autor señala que incluso la ex URSS y Vietnam han tenido que suscribir convenios con las grandes transnacionales petroleras para el desarrollo de los recursos costa afuera. Idem anterior.

## 2.2 Estructura interna de la oferta

La estructura de la oferta se conforma a partir de petróleo crudo y sus diferentes tipos estratificados e identificados a partir de su disponibilidad y densidad, y de acuerdo al proceso de transformación, como ya se señaló con anterioridad, en petrolíferos y petroquímicos, ya que el petróleo crudo por sí mismo, tiene poca utilidad, es por eso que se somete a un proceso de conversión de energía primaria a secundaria llamado refinación, que es un conjunto de procesos que se aplican al petróleo crudo con la finalidad de separar sus componentes útiles y además, adecuar sus características a las demandas de una sociedad en cuanto a productos terminados. En tanto que para el gas natural, este se clasifica en gas asociado y no asociado. (cuadro 15) y son producidos de acuerdo a las instalaciones petroleras que se citan en el cuadro 13 y figura 6, y que han sido producto de inversiones como se observan en el cuadro 14, en el que resalta una mayor inversión para la subsidiaria PEP, a razón de una tasa de crecimiento promedio del 27 y 41% para PG y PB. Aunque en promedio PEP ha tenido el 76% de las inversiones seguida por Pemex Refinación con 15% y 6, 2 y 1 % para Pemex Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica y Corporativo respectivamente.



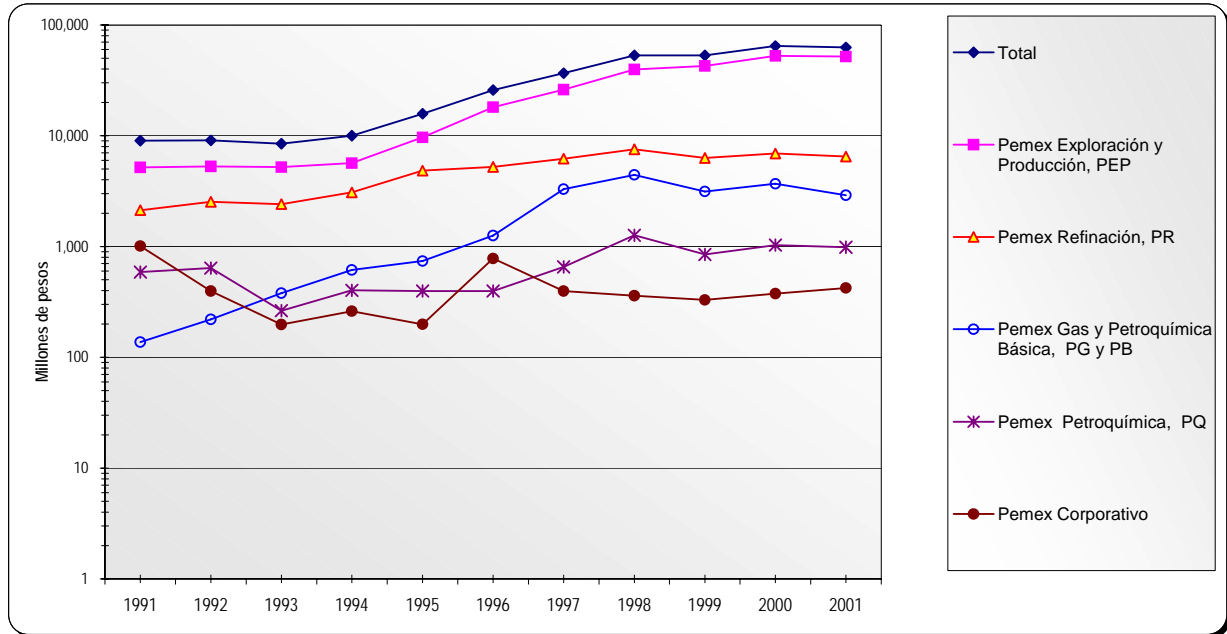


Cuadro 13  
**Instalaciones petroleras**  
 (2000-2001)

Concepto	2000	2001	Var %
Campos de producción	299	301	0.7
Pozos en explotación	4,363	4,185	(4)
Plataformas marinas	164	185	13
Centros procesadores de gas	10	10	-
Endulzadoras de gas	17	19	12
Plantas criogénicas	14	14	-
Plantas de absorción	2	2	-
Fraccionadoras	7	7	-
Endulzadoras de condensados	8	6	(25)
Recuperadoras de azufre	15	12	(20)
Refinerías	6	6	-
Complejos petroquímicos	9	8	(11)
Plantas petroquímicas	46	43	(7)
Terminales de distribución de gas licuado	16	16	-
Plantas de almacenamiento y agencias de ventas de productos petrolíferos	77	77	-

Fuente: Pemex; Anuario estadístico 2000 y 2001

Cuadro 14  
**Gastos de inversión por empresa<sup>a</sup>**  
 (Millones de pesos)



	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Total</b>	<b>9,038</b>	<b>9,059</b>	<b>8,468</b>	<b>10,009</b>	<b>15,840</b>	<b>25,901</b>	<b>36,625</b>	<b>53,170</b>	<b>53,231</b>	<b>64,535</b>	<b>62,548</b>
Pemex Exploración y Producción, PEP	5,181	5,274	5,208	5,658	9,656	18,136	26,068	39,589	42,610	52,526	51,836
Pemex Refinación, PR	2,122	2,531	2,419	3,073	4,850	5,232	6,206	7,531	6,303	6,918	6,493
Pemex Gas y Petroquímica Básica, PG y PB	137	220	379	614	738	1,255	3,300	4,427	3,141	3,683	2,901
Pemex Petroquímica, PQ	589	638	264	403	397	396	656	1,262	848	1,032	985
Pemex Corporativo	1,009	396	198	261	199	782	396	360	329	376	423

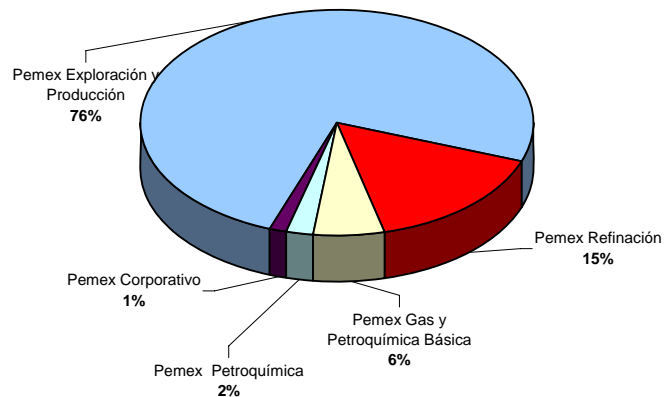
Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

www.pemex.com

<sup>a</sup> corresponde al ejercicio en devengado

Grafica logarítmica



## 2.2.1. Oferta mundial de petróleo y gas natural

En el período de estudio, 1990 a 2001, la oferta mundial de petróleo registro una tasa de crecimiento promedio anual de 1.4%. al pasar de 66.9 al inicio del periodo a 76.9 MMbpcce al final de éste. La mayor parte de la década se caracterizo por un esfuerzo continuo de producción, alcanzando una máxima de 76.9 al final de la década de los noventa. Ímpetu que ha sido moderado por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético, como se observa en 1999 .

Cuadro 15

Oferta mundial e interna de petróleo y gas natural  
(MMbpd, MMbd, Mt, MMpcd)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Oferta mundial de petróleo <sup>1</sup>	66.8	66.7	67.0	67.4	68.3	69.9	71.8	74.1	74.9	73.6	76.9 <sup>5</sup>	77.7
Oferta interna de petróleo <sup>1</sup>	2.5	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.9	3.0	3.1	2.9	3.0	3.1
Oferta interna total de petrolíferos <sup>2</sup>	1.59	1.65	1.69	1.73	1.78	1.67	1.69	1.75	1.86	1.86	1.90	1.91
Prod. interna de petrolíferos <sup>2</sup>	1.49	1.51	1.51	1.55	1.60	1.53	1.51	1.45	1.53	1.53	1.54	1.53
Imp. petrolíferos <sup>2</sup>	0.11	0.14	0.17	0.18	0.19	0.14	0.18	0.30	0.33	0.33	0.37	0.38
Oferta interna total de petroquímicos <sup>3</sup>	12,686	13,165	13,708	11,997	13,244	13,545	13,382	11,678	10,033	8,097	7,153	6,122
Prod. interna de Petroquímicos <sup>3</sup>	12,685	13,117	13,638	11,910	13,066	13,448	13,292	11,513	9,961	7,991	6,836	5,994
Imp. petroquímicos <sup>3</sup>	1	48	70	87	178	97	90	165	72	106	317	128
Oferta mundial gas natural <sup>4</sup>	73,570	74,780	74,840	76,360	76,930	77,960	81,640	81,610	82,960	n.d.	n.d.	n.d.
Oferta nacional de gas natural	3,695	3,798	3,834	3,673	3,750	3,932	4,279	4,582	4,943	4,940	4,910	4,803
Prod. interna gas natural <sup>4</sup>	3,652	3,634	3,584	3,576	3,625	3,759	4,195	4,467	4,790	4,791	4,679	4,511
Imp. gas natural	43	164	250	97	125	173	84	115	153	149	231	292

Fuente: Pemex, Anuario estadístico; 1999, 2000 y 2001

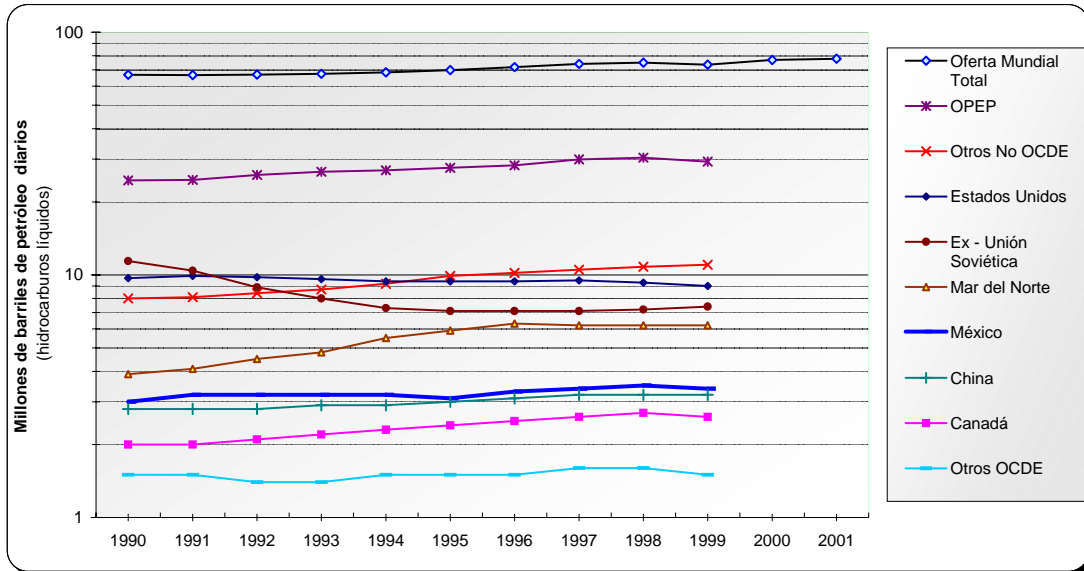
<sup>1</sup> Millones de barriles de petróleo diarios, MMbpd (hidrocarburos líquidos: crudo más líquidos del gas)<sup>2</sup> Millones de barriles diarios, MMbd<sup>3</sup> Miles de Toneladas, Mt.<sup>4</sup> Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd.<sup>5</sup> Opec: Montly Oil Report; april 2002

n.d.: No disponible

- Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Lo anterior se verifica, en un análisis por grupo de oferentes, en el cual, los países que conforman el bloque de la OCDE, registraron una tasa de crecimiento del 1.4% en el periodo analizado, disminuyendo sus producciones a partir de 1997. (Cuadro 16)

Cuadro 16  
Oferta mundial de petróleo <sup>1</sup>  
(MMbpd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>OCDE</b>												
Estados Unidos	9.7	9.9	9.8	9.6	9.4	9.4	9.4	9.5	9.3	9.0	n.d	n.d
Canadá	2	2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.6	n.d	n.d
Mar del Norte	3.9	4.1	4.5	4.8	5.5	5.9	6.3	6.2	6.2	6.2	n.d	n.d
Otros OCDE	1.5	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.5	n.d	n.d
<b>Total OCDE</b>	<b>17.1</b>	<b>17.5</b>	<b>17.9</b>	<b>18.0</b>	<b>18.7</b>	<b>19.2</b>	<b>19.7</b>	<b>19.9</b>	<b>19.7</b>	<b>19.4</b>	n.d	n.d
<b>No-OCDE</b>												
OPEP	24.5	24.6	25.8	26.6	27.0	27.6	28.3	29.9	30.4	29.3	n.d	n.d
Ex - Unión Soviética	11.4	10.4	8.9	8	7.3	7.1	7.1	7.1	7.2	7.4	n.d	n.d
China	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	3	3.1	3.2	3.2	3.2	n.d	n.d
México	3	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.3	3.4	3.5	3.4	n.d	n.d
Otros No OCDE	8	8.1	8.4	8.7	9.2	9.9	10.2	10.5	10.8	11	n.d	n.d
<b>Total no OCDE</b>	<b>49.7</b>	<b>49.1</b>	<b>49.1</b>	<b>49.4</b>	<b>49.6</b>	<b>50.7</b>	<b>52.0</b>	<b>54.2</b>	<b>55.2</b>	<b>54.3</b>	n.d	n.d
<b>Oferta Mundial Total</b>	<b>66.8</b>	<b>66.7</b>	<b>67.0</b>	<b>67.4</b>	<b>68.3</b>	<b>69.9</b>	<b>71.8</b>	<b>74.1</b>	<b>74.9</b>	<b>73.6</b>	<b>76.9</b>	<b>77.7</b>

Fuente: Petróleos Mexicanos y EIA.

Gráfica logarítmica

Las cifras pueden no sumar debido a redondeos

<sup>1</sup> Corresponde a hidrocarburos líquidos (petróleo crudo mas líquidos del gas)

<sup>2</sup> Opec: Montly Oil Report; April 2002

Por lo que respecta a los países no pertenecientes al Organismo antes mencionado, obtuvieron un crecimiento del 1%. Este grupo sin embargo, frena su producción hasta 1999, después de alcanzar una producción de 55.2 MMbpd, con la intención de recuperar el nivel de precios. Destaca la OPEP, en este segmento, con una participación cercana al 40% de la oferta mundial; la Ex-Unión Soviética, segundo mayor exportador, que a partir de 1997 parece haber tocado fondo en sus niveles de producción (efecto de su reorganización económico-político-social) y quien ha mostrado poco interés, en la década presente, en seguir apoyando al cartel con un recorte de 150 Mbd<sup>5</sup>.

México por su parte tuvo una tasa de crecimiento del 1.5% (medido en hidrocarburos líquidos) en dicho período y una participación alrededor del 4% con respecto a la oferta total. En 1999 registro una disminución en la producción del 0.1 MMbpd con respecto al año anterior; como ya se menciona reflejo del acatamiento de la disminución en su cuota de producción en 100 Mbd como productor independiente afín de contribuir a la estabilización del precio internacional del crudo.

## 2.2.2 La producción mundial del gas natural.

La producción mundial de gas natural registro una tasa de crecimiento del 1.5%, al pasar de 73,570 MMpcd en 1990 a 82,960 MMpcd en 1998, con una producción en promedio de 77,850 MMpcd. Los bloques más representativos son: el integrado por los países de Europa Oriental y la Antigua Unión Soviética junto con el de Norteamérica, representan el 35 y 31% del total ofertado en el período. (cuadro 17)

En un análisis más detallado de estos bloques, el primero registra en el periodo de estudio una disminución de 4,970 MMpcd de gas natural, al pasar de 30,130 MMpcd al inicio del periodo de estudio a tan solo 25,160 MMpcd al final de ese, producto de su reorganización política y social. Ello significo una tasa negativa de crecimiento de 2.2%, en los primeros cinco años, la segunda mitad de la década fue de mejores resultados al registrar una tasa, aunque aún negativa de 0.09%.

Mientras que el segundo bloque, el más importante, en cuanto a volumen; al contrario, logro incrementar su producción en 3,600 MMpcd, al pasar de 22,560MMpcd a 26,160 MMpcd, en el periodo referido, lo que represento una tasa de crecimiento del 1.9%.

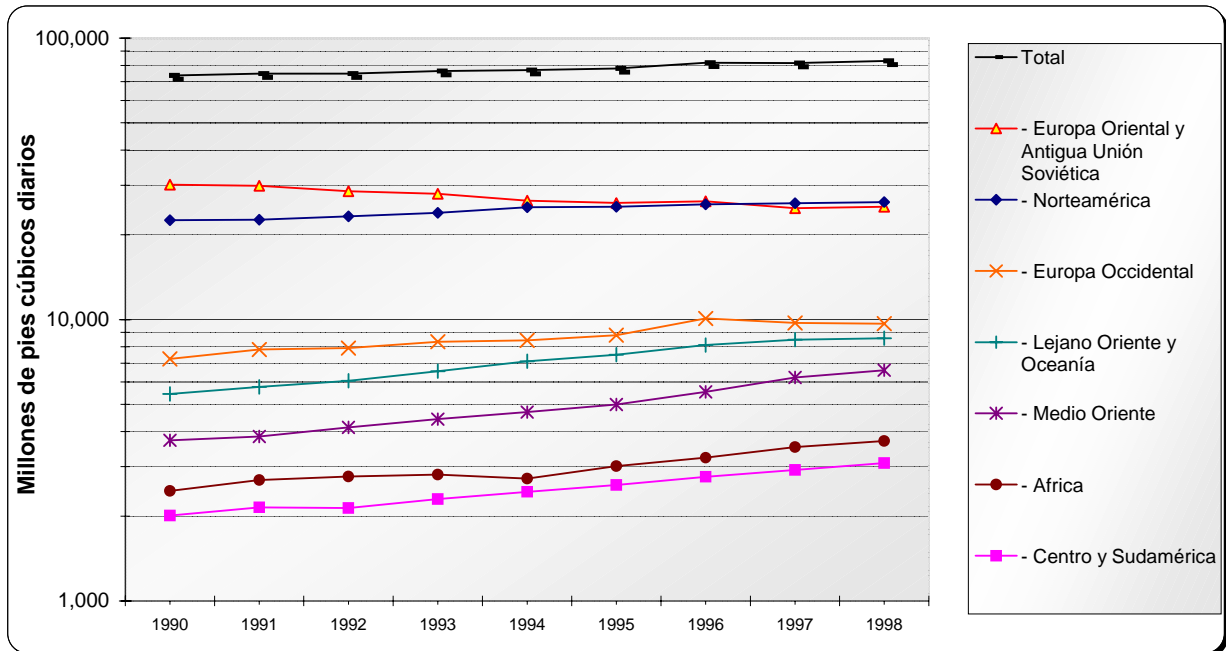
Los otros oferentes, registran igualmente, interesantes esfuerzos particularmente de 1996 en adelante, como se muestra en la cuadro referido. En esta destacan los países agrupados en el bloque del Medio Oriente, que en los primeros cinco años registro una tasa de 6.1%, en el periodo inmediato fue de 9.9%, para lograr una tasa promedio de crecimiento en el periodo de estudio de 7.5%.

La tasa promedio de crecimiento para los bloques: Lejano Oriente y Oceanía, Centro y Sudamérica, África y Europa Occidental fueron de; 5.9, 5.5, 5.3 y 3.8% respectivamente.

---

<sup>5</sup> Los esfuerzos por mantener los niveles de producción se planean por lo menos hasta el primer trimestre del año. Un segundo esfuerzo de recorte de la producción en cerca de 2 MMbpd, se pacto en noviembre de 2001, aplicable a enero de 2002, con la intención de estabilizar el precio en 22 dólares (1.5 y .5 MMbpd para miembros de la OPEP y países independientes respectivamente). El Financiero, 1-marzo-02,

Cuadro 17  
Oferta mundial de gas natural  
(MMpcd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
- Norteamérica	22,560	22,650	23,240	23,950	25,060	25,160	25,640	25,910	26,160	n.d	n.d	n.d
- Centro y Sudamérica	2,010	2,150	2,140	2,300	2,440	2,580	2,760	2,920	3,090	n.d	n.d	n.d
- Europa Occidental	7,240	7,830	7,920	8,330	8,440	8,800	10,090	9,720	9,660	n.d	n.d	n.d
- Europa Oriental y Antigua Unión Soviética	30,130	29,850	28,580	27,980	26,470	25,930	26,280	24,850	25,160	n.d	n.d	n.d
- Medio Oriente	3,720	3,840	4,140	4,430	4,690	4,990	5,530	6,220	6,610	n.d	n.d	n.d
- África	2,460	2,690	2,770	2,810	2,720	3,010	3,230	3,520	3,700	n.d	n.d	n.d
- Lejano Oriente y Oceanía	5,440	5,760	6,060	6,550	7,110	7,500	8,110	8,480	8,580	n.d	n.d	n.d
<b>Total</b>	<b>73,570</b>	<b>74,780</b>	<b>74,840</b>	<b>76,360</b>	<b>76,930</b>	<b>77,960</b>	<b>81,640</b>	<b>81,610</b>	<b>82,960</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

Fuente: Petróleos Mexicanos,

Gráfica logarítmica

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

n.d: no disponible

## 2.3 Oferta nacional de petróleo y gas natural.

El mercado se configura a partir de la producción de Pemex: hidrocarburos petrolíferos (crudo y líquidos del gas) y gas natural, de los cuales a través de procesos se obtienen petroquímicos y petrolíferos.

La producción de petróleo crudo incluye: crudo *pesado*, su mayor volumen de producción proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche, Región Marina Noreste. El *ligero* al igual que el anterior se produce en su mayoría en esa área, en la Región Marina Suroeste. Y por último el *superligero*, se produce en yacimientos de las áreas mesozoicas de la Región Marina Sur. Las regiones marinas se mantuvieron como las áreas más importantes por su volumen de producción.

Durante la década pasada, el crudo registro una tasa de crecimiento cercana al 2%, con una producción de 2.548 en 1990 y una producción de 3.127 MMbpd en el 2001; lo que significó una producción en promedio de 2.8 MMbpd en el periodo en mención. Esta producción se logró por efecto de las inversiones recientes en el yacimiento Cantarell, el cual por sí mismo participo con una producción diaria de 1.699 MMbpd en 2001, 54% de la producción total. De este yacimiento se espera, en fechas no muy distantes, una producción máxima cercana a los 2 MMbpd, en ese momento la producción podrá iniciar su declive.

La participación de crudo pesado (maya) en dicho periodo representa, una participación en promedio del 52% de la producción total (cuya procedencia, como ya vimos, en su mayoría es del yacimiento "Cantarell"), el ligero el 28% y el superligero el 20% respectivamente. De estos el crudo pesado registra una tasa de crecimiento del 4.5%, el ligero y el superligero presentan tasas negativas de 0.4 y 1.7 respectivamente. Mayor dinámica registro la segunda parte de la década al registrar una tasa del 8%. Lo que por supuesto nos permite concluir que el crudo pesado, en cuanto a su volumen, es el de mayor importancia en la producción nacional. (cuadro 18, 19 y 26)

### 2.3.1 Producción e importaciones de gas natural

El gas natural, cuyas fuentes provienen del gas asociado y no asociado, reflejó una tasa de crecimiento del 2.0%, al pasar de 3,652 MMpcd en 1990 a 4,511 MMpcd en el 2001, con una producción promedio de 4,478 MMpcd, en el periodo de estudio. La producción máxima registrada fue de 4,791 MMpcd en el año de 1999 y su caída se explica, entre otras causas, por la declinación natural en la producción de gas en las regiones Sur y Marinas que generan actualmente casi tres cuartas partes de la producción total de ese gas; y pese a que la producción fue apoyada por los resultados de corto plazo del proyecto Cantarell, cuyos objetivos e inversiones incluyen la fabricación de infraestructura para evitar la quema de gas asociado. La producción del gas natural asociado y no asociado represento el 80 y 20% del total en el periodo analizado respectivamente. (cuadro 19 y 20)

Sin embargo el crecimiento del gas asociado, en el periodo analizado, fue de tan sólo 0.8% contra el 13.7% del no asociado; y es que la producción de gas asociado se cae junto con la de crudo, aunque en el 2001 esta recupera el nivel alcanzado en 1998, no así la del gas. En los últimos cinco años la tasa de crecimiento fue del 0.6% contra cerca del 14% del no asociado, por efecto de los bloques recientemente desarrollados en la Región Norte del país (Burgos), los que contribuirán con mayores volúmenes, reflejo de inversiones recientes, si bien aún lejano de los niveles alcanzados por el gas asociado.

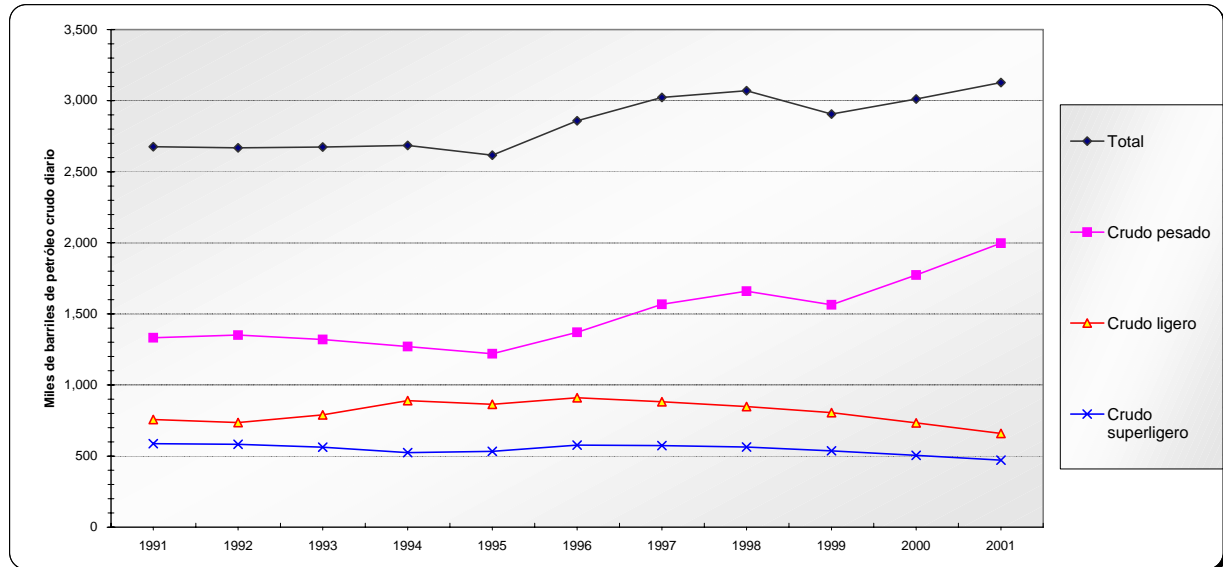
Para completar la oferta, se importaron en promedio 156 MMpcd, cuya tasa de crecimiento anual fue del 40%, al registrar importaciones iniciales de 43 en 1990 y 292 MMpcd en el 2001.

### 2.3.2 Producción e importaciones de petrolíferos

Los petrolíferos integrados fundamentalmente por gasolinas, combustóleo, diesel y gas licuado, lograron una producción con una tasa de crecimiento del 0.3%, al producir a inicios de 1990, 1,485 Mbpd y 1,528 Mbpd en el 2001. Una producción en promedio de 1,522 Mbpd, y una producción máxima de 1,596 Mbpd en 1994. La oferta nacional, se compone por producción local 86% e importaciones con 14% en promedio, durante el periodo de estudio. (cuadro 19 y 29).

Las importaciones promediaron 253 Mbpd, cuya tasa de crecimiento anual promedio fue de 13.7%, obtenida de importaciones iniciales de 115 Mbpd en 1990 y finales de 377 Mbpd en 2001. Los productos más significativos en el total fueron: combustóleo, gasolinas, diesel y gas licuado con 27.8, 27.5, 18 y 16% respectivamente.

Cuadro 18  
Producción de petróleo crudo por región y tipo  
(Mbdpd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Total</b>	2,548	2,676	2,668	2,673	2,685	2,617	2,858	3,022	3,071	2,906	3,012	3,127
Crudo pesado	1,266	1,333	1,350	1,321	1,270	1,220	1,371	1,567	1,659	1,564	1,774	1,997
Crudo ligero	707	757	735	791	890	864	910	882	849	806	733	659
Crudo superligero	576	587	582	562	525	533	578	574	563	536	505	471
<b>Región Marina Noreste</b>	1,225.3	1,289.2	1,296.1	1,300.9	1,287.9	1,215.9	1,352.6	1,540.2	1,641.5	1,554.3	1,763.2	1,985.8
Crudo pesado	1,220.0	1,280.2	1,295.7	1,264.9	1,214.8	1,165.5	1,314.6	1,511.0	1,605.4	1,516.3	1,730.5	1,953.7
Crudo ligero	5.3	9.0	0.4	36.0	73.1	50.3	38.0	29.2	36.1	38.0	32.7	32.1
<b>Región Marina Suroeste</b>	568.4	615.1	618.1	649.0	713.8	721.6	779.5	758.9	715.7	683.5	621.7	554.0
Crudo ligero	568.4	615.1	618.1	649.0	713.8	721.6	779.5	758.9	715.7	683.5	621.7	554.0
<b>Región Marina Sur</b>	650.5	665.0	654.3	625.3	585.7	584.4	629.9	626.9	620.8	587.2	549.6	508.7
Crudo pesado	1.5	2.1	1.5	1.4	1.1	1.0	1.0	0.6	0.2	-	-	-
Crudo ligero	73.4	76.5	70.8	61.7	59.5	50.8	51.2	52.6	57.5	50.8	44.9	37.3
Crudo superligero	575.8	587.0	582.3	562.2	525.1	532.7	577.7	573.7	563.1	536.4	504.6	471.4
<b>Región Marina Norte</b>	103.8	106.5	99.1	98.3	97.7	95.3	96.3	96.3	92.4	81.0	77.5	78.5
Crudo pesado	44.2	50.3	53.2	54.4	54.1	53.9	55.0	55.5	53.3	47.2	43.7	43.3
Crudo ligero	59.5	56.1	45.9	43.9	43.6	41.4	41.3	40.8	39.1	33.9	33.7	35.2

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001  
Los totales pueden no sumar debido a redondeos



### 2.3.3 Producción e importaciones de petroquímicos

Los petroquímicos, comprendidos principalmente por **metano, etano y aromáticos y sus derivados**, presentaron una producción poco regular hasta 1996 cuyo mayor nivel de producción se registro en 1992 con 13,638 Mt (miles de toneladas) a partir de esa fecha hubo intentos de recuperar ese nivel. Sin embargo en 1996, se precipita la producción hasta llegar a 5,994 Mt en el 2001, lo que representa una pérdida de producción de más del 50%, que a decir de la Subsidiaria que los produce, es producto de los "*crecientes costos de las materia primas, asociados con los cambios en las políticas de precios en México*". A lo que hay que agregar, la falta de reinversión en ese sector. La oferta de la paraestatal se compone en promedio por 99% de producción local e importaciones el 1%, durante el período de estudio. (cuadro 19, 29 y apéndice 12)

Las importaciones que complementaron la producción promediaron 113 Mt, cuya tasa de crecimiento anual promedio fue de 33.6%, obtenida de importaciones iniciales de 1Mt en 1990 y finales de 128 Mt en 2001. Lo cual correspondió principalmente a los productos: amoniaco, propileno, xileno y benceno con participaciones del 33, 21, 20 y 14% respectivamente, como los más significativos.

## 2.4 Reservas nacionales de petróleo y de gas natural

El tema de las reservas<sup>6</sup> petroleras de México ha sido de gran interés en el país, situación natural por el papel fundamental que los hidrocarburos desempeñan en la economía, por los antecedentes históricos. Contribuye también al interés, el comportamiento de las reservas, particularmente en el último cuarto de siglo, cuando ocurre su mayor expansión; y es probable que la creciente demanda de petróleo, tanto en los países industrializados como en el mundo en vías de desarrollo, se convierta en el factor más importante dentro de los conflictos geopolíticos del primer cuarto del siglo XXI. Las proyecciones de la EIA sobre la demanda global de petróleo revelan lo difícil que serán los retos que nos esperan. Según esa agencia, la demanda diaria mundial de petróleo aumentará de 80 a 120 MMbp al día antes de 2020, un aumento del 50% en menos de 20 años. Será difícil encontrar y extraer 40 MMbp adicionales de petróleo barato al día. (apéndice 13)

Debe quedar claro que la cuestión no es si el petróleo se está agotando ó no; sino si la producción de petróleo, que ha sido el lubricante de los grandes avances del siglo XX, esta a punto de tocar techo. Sobre este punto existen diferencias de opinión entre los expertos. La combinación del descenso en el ritmo de los descubrimientos y en la tasa de extracción de petróleo de los yacimientos existentes hace que finalmente la producción toque techo.

Los analistas de la industria afirman que cuando los productores estratégicos, los 5 principales países productores de Oriente Medio, lleguen a controlar más de un tercio de la producción mundial, volverán a estar en posición de dictar el precio del petróleo en los mercados mundiales, tal como hicieron durante un breve período de tiempo en los años 70. La cuestión depende en buena medida de cuándo comiencen a disminuir las exportaciones rusas de crudo.

Por ello, atendiendo las recomendaciones de investigadores de (patrocinados por agencias estadounidenses) contrarrestar los efectos negativos del pico del petróleo con anticipación, es de vital importancia y quizá 20 años serian suficientes para la penetración de la tecnología y la construcción de plantas productoras de combustibles que contrarresten la falta de hidrocarburos, pero si la preparación es de tan sólo 10 años, las tecnologías consideradas podrían ayudar, solo en parte, a mitigar los efectos negativos de la disminución de producción de petróleo, pero no sería suficiente.

Así que, si EU, principal consumidor de energéticos, no comienza a prepararse para mitigar los efectos del pico sino hasta que ocurra, no habrá tiempo para evitar que falten combustibles. La experiencia vivida en otras crisis energéticas (1973-74), no servirán de nada ante este potencial problema de enormes consecuencias económicas y sociales nunca experimentadas. Habrá inflación y gran desempleo, una menor inversión de capital, el nivel de vida bajara y habrá una recesión económica prolongada. Las consecuencias en los países desarrollados serán aún más devastadoras. Por ser menos eficientes en su uso energético y sus procesos de manufactura que contribuyen en gran parte a su PIB, ya que son intensos en energía. Además de su limitada habilidad para usar combustibles alternos y la poca sofisticación de sus instituciones financieras y monetarias. Entre más pobre sea el país, las consecuencias serán mayores, pues si el petróleo es más caro menos dinero se tendrá para

---

<sup>6</sup> Es necesario tener presente que las reservas son cantidades que cambian por las innovaciones tecnológicas, por las condiciones económicas y comerciales, y por la producción misma. Los pormenores factores que inciden sobre la rentabilidad de la explotación de cada campo. El tercer factor indica que las reservas tienen que ser actualizadas, independientemente de otros factores, por el simple hecho de que parte de la reserva ya ha sido producida. Por ello, las reservas deben ser continuamente revisadas para reflejar las condiciones operativas y económicas existentes al tiempo de la evaluación. N del A.

comprar otros bienes y servicios que no sean energéticos; y éstos serán más caros por el alto costo de la energía necesaria para producirlos. En la historia de los EU, los precios altos del petróleo han precedido la mayoría de las recesiones desde 1969.

Por ello es importante que en México, también se realicen ese tipo de estudios; comenzando con los del pico de la producción nacional. Serían de mucho beneficio para la sociedad mexicana y convendría incluir el análisis de las estrategias de EU que contemplan a México de alguna manera. Los tomadores de decisiones de nuestro país debieran estar al tanto del tema y entender las amenazas potenciales de su ocurrencia. Podría Pemex encargarse de estos estudios a instituciones nacionales independientes de ese organismo que sean imparciales y con capacidad para realizarlos. Después de todo los energéticos son un asunto estratégico.

Aún así, para muchas personas, la posibilidad de que nos estemos quedando sin las reservas necesarias de petróleo barato para mantener en pie el estilo de vida industrial resulta inimaginable que probablemente contemplan con incredulidad la simple idea de que tal cosa pueda suceder.

#### 2.4.1 Reservas de hidrocarburos

El número de campos cuantificados en México, de acuerdo a la más reciente metodología de evaluación, asciende a 50, distribuidos en las cuatro Regiones que administran éstos. De la Región Marina Noreste se presentan 4 campos, de la Marina Suroeste 7, de la Norte 13 y de la Sur 26.

La suma de reservas de hidrocarburos para el año 2001 se calculó en 56,154 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), las cuales en la década anterior registraron una tasa de crecimiento *negativa del 1.5%* y que según los cálculos de la paraestatal que las genera, tendrían una duración cercana a los 41 años de acuerdo a los ritmos de producción y tecnología existentes, aunque como se analiza en el [apéndice 14](#), su duración es cada vez inferior a las referidas (13.3 años). ([cuadro 21](#))

Las [reservas totales de hidrocarburos](#) se distribuyen en las cuatro regiones en las que se compone administrativamente Pemex Exploración y Producción (PEP) de la siguiente manera: 19,445 MMbpce (35%) en la Marina Noreste; 5,203 (9%) en la Marina Suroeste; 21,917 (38%) en la región Norte; y 9,584 (17%) en la región Sur. ([cuadro 22](#))

Cabe señalar, que de las reservas totales de aceite, el 52 por ciento corresponden a aceite pesado, en tanto que el 37 y el 10 por ciento son reservas de aceite ligero y superligero respectivamente.

Por su clasificación, las reservas de hidrocarburos se integraron como sigue: las *probadas* ascendieron a 32,615 (58%) MMbpce, las *probables* a 12,196 (22%) y las *posibles* a 11,343 (20%) respectivamente. ([ver anexo 2](#))

Estas, a su vez se componen de petróleo crudo en 39,917 MMbpce, líquidos del gas en 5,574 MMbpce y gas seco 10,662 MMbpce.

De las reservas de crudo, hay que apuntar que al inicio de la década, inician con 45,250 MMbp y al 2001, se ubican en 39,917, lo que representó una pérdida de reservas de 5,333 MMbp, con un tasa de crecimiento negativa de 1.1%. ([cuadro 23](#))

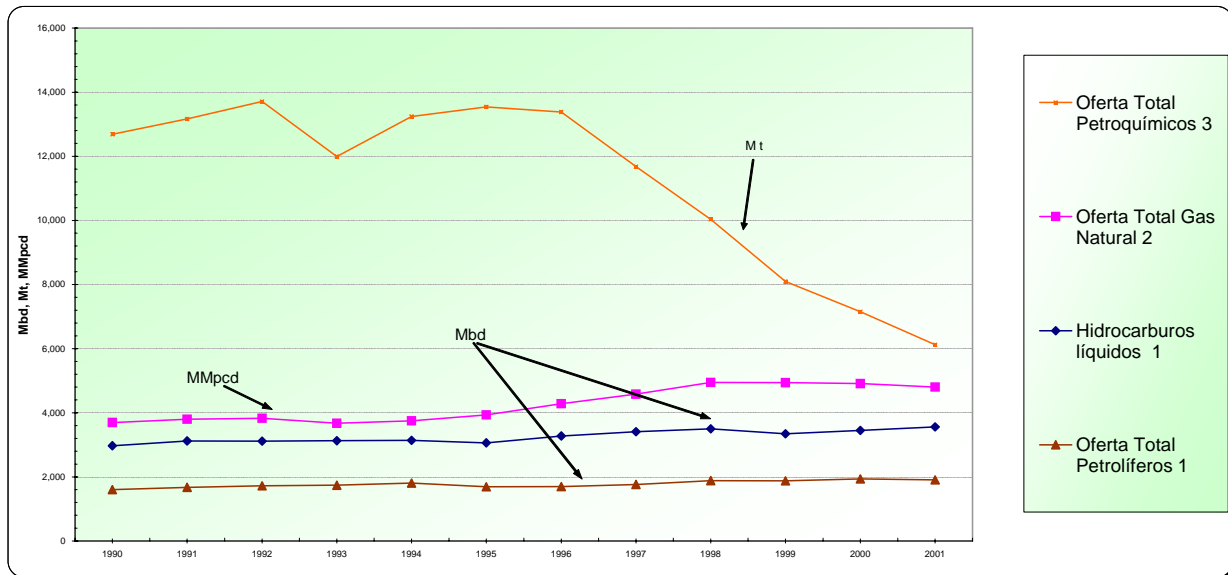
Esta abundancia mayoritaria de aceite pesado<sup>7</sup> se refleja, evidentemente, en la producción de crudo efectuada por PEP, empresa que durante 2001 tuvo una producción promedio de 3.127 MMbd, cifra 3.8 % superior a lo alcanzado en 2000 y una producción de gas natural de 4,511 inferior en 3.6% a la alcanzada en el 2000 que fue de 4,679 MMpcd.

De la producción total de aceite, a ese año, el 72 por ciento correspondió a crudo tipo Maya, poco más del 15 por ciento al tipo Istmo y cerca del 13 por ciento al tipo Olmeca.

---

<sup>7</sup> Es relevante mencionar que, dado que los crudos pesados tienen menor rendimiento para la elaboración de productos petrolíferos (gasolinas, diesel, turbinas, etc.) su precio es también inferior al de los crudos ligeros.

Cuadro 19  
Producción e importación de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos  
(Mbd, Mt, MMpcd)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Hidrocarburos líquidos <sup>1</sup></b>	<b>2,970</b>	<b>3,124</b>	<b>3,116</b>	<b>3,128</b>	<b>3,138</b>	<b>3,062</b>	<b>3,277</b>	<b>3,410</b>	<b>3,498</b>	<b>3,343</b>	<b>3,450</b>	<b>3,560</b>
Petróleo crudo	2,548	2,676	2,668	2,673	2,685	2,617	2,858	3,022	3,070	2,906	3,012	3,127
Líquidos del gas natural <sup>a</sup>	422	448	448	454	453	445	419	388	428	437	438	433
<b>Oferta Total Gas Natural <sup>2</sup></b>	<b>3,695</b>	<b>3,798</b>	<b>3,830</b>	<b>3,672</b>	<b>3,750</b>	<b>3,932</b>	<b>4,278</b>	<b>4,582</b>	<b>4,943</b>	<b>4,940</b>	<b>4,910</b>	<b>4,803</b>
Importación	43	164	246	96	125	173	83	115	153	149	231	292
Gas natural (MMpcd)	3,652	3,634	3,584	3,576	3,625	3,759	4,195	4,467	4,790	4,791	4,679	4,511
Gas asociado	3,031	3,039	3,025	3,093	3,108	3,154	3,478	3,631	3,703	3,526	3,380	3,239
Gas no asociado	620	594	559	483	517	605	717	837	1,087	1,265	1,299	1,272
Proceso de crudo	1,271	1,287	1,265	1,295	1,333	1,267	1,267	1,242	1,283	1,228	1,227	1,252
<b>Oferta Total Petrolíferos <sup>1</sup></b>	<b>1,600</b>	<b>1,677</b>	<b>1,721</b>	<b>1,742</b>	<b>1,803</b>	<b>1,695</b>	<b>1,700</b>	<b>1,767</b>	<b>1,882</b>	<b>1,877</b>	<b>1,934</b>	<b>1,905</b>
Importación	115	167	208	191	207	165	190	316	357	347	397	377
<b>Prod. Nal. Petrolíferos</b>	<b>1,485</b>	<b>1,510</b>	<b>1,513</b>	<b>1,551</b>	<b>1,596</b>	<b>1,530</b>	<b>1,510</b>	<b>1,451</b>	<b>1,525</b>	<b>1,530</b>	<b>1,537</b>	<b>1,528</b>
Gas licuado	242	249	243	254	267	257	249	215	225	232	229	233
Gasolinas automotrices	408	412	402	416	428	421	415	386	410	441	465	427
Diesel	259	276	278	267	284	255	270	275	290	280	280	292
Combustóleo	425	413	407	419	420	417	418	426	446	428	423	436
Turbosina	51	62	65	72	74	70	62	56	57	58	55	58
Otros	101	98	119	123	122	111	98	93	97	91	86	82
<b>Oferta Total Petroquímicos <sup>3</sup></b>	<b>12,686</b>	<b>13,165</b>	<b>13,708</b>	<b>11,997</b>	<b>13,244</b>	<b>13,545</b>	<b>13,382</b>	<b>11,678</b>	<b>10,033</b>	<b>8,097</b>	<b>7,153</b>	<b>6,122</b>
Importación	1	48	70	87	178	97	90	165	72	106	317	128
<b>Prod. Nal. Petroquímicos</b>	<b>12,685</b>	<b>13,117</b>	<b>13,638</b>	<b>11,910</b>	<b>13,066</b>	<b>13,448</b>	<b>13,292</b>	<b>11,513</b>	<b>9,961</b>	<b>7,991</b>	<b>6,836</b>	<b>5,994</b>
Derivados del metano	6,274	6,537	6,453	5,185	5,927	5,862	5,961	5,067	4,374	3,019	2,271	1,752
Derivados del etano	3,116	2,967	3,377	3,087	3,048	3,140	3,088	3,089	2,945	2,696	2,636	2,408
Aromáticos y derivados	1,758	1,758	1,679	1,598	1,700	1,738	1,649	1,461	1,402	1,235	667	642
Propileno y derivados	362	445	400	282	346	477	446	377	243	193	180	127
Otros	1,175	1,410	1,729	1,758	2,045	2,230	2,147	1,519	996	848	1,083	1,065

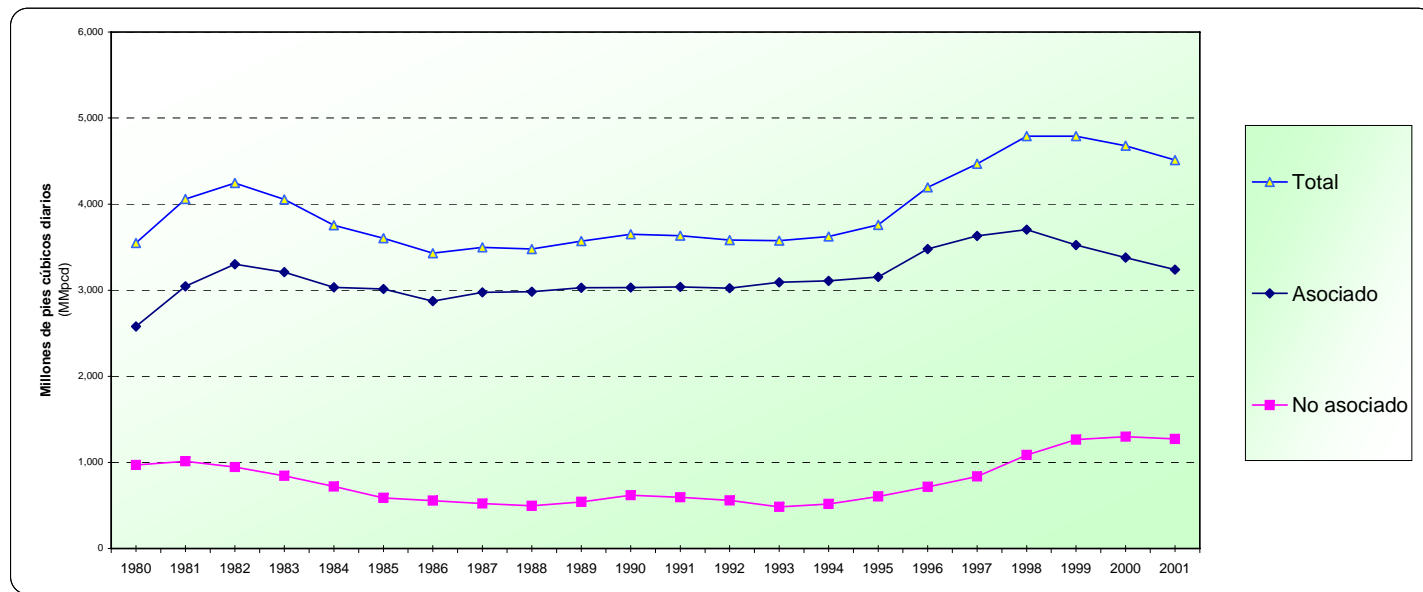
Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

<sup>a</sup>. Incluye condensados estabilizados

<sup>2</sup>. Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd.

<sup>3</sup>. Mt: Miles de toneladas.

Cuadro 20  
**Producción nacional de gas natural**  
 (millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



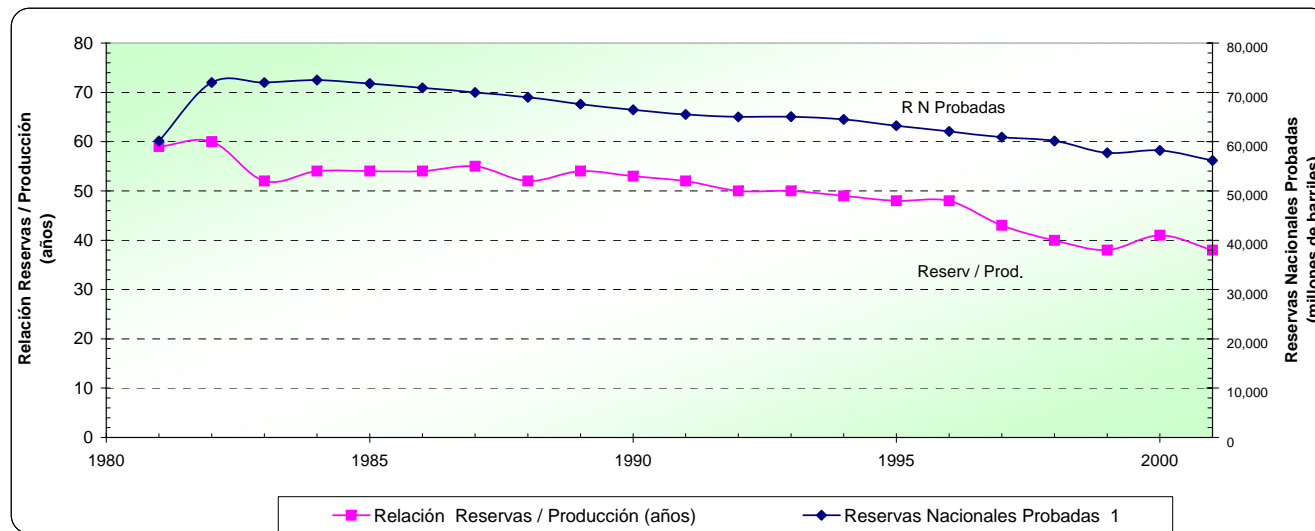
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Asociado</b>	2,578	3,046	3,302	3,210	3,034	3,015	2,874	2,977	2,983	3,030	3,031	3,039	3,025	3,093	3,108	3,154	3,478	3,631	<b>3,703</b>	3,526	3,380	3,239
<b>No asociado</b>	970	1,014	945	845	720	589	557	522	495	542	620	594	559	483	517	605	717	837	1,087	1,265	<b>1,299</b>	1,272
<b>Total</b>	<b>3,548</b>	<b>4,060</b>	<b>4,247</b>	<b>4,055</b>	<b>3,754</b>	<b>3,604</b>	<b>3,431</b>	<b>3,499</b>	<b>3,478</b>	<b>3,572</b>	<b>3,651</b>	<b>3,633</b>	<b>3,584</b>	<b>3,576</b>	<b>3,625</b>	<b>3,759</b>	<b>4,195</b>	<b>4,468</b>	<b>4,790</b>	<b>4,791</b>	<b>4,679</b>	<b>4,511</b>

Fuente: Sener y Huerta, Juan N. "Imparable demanda, Industria y CFE presionan la producción", En: Energía hoy, ruta de negocios, año 2, No. 13 (abril), 2005, pp. 43

Cuadro 21

Reservas de Hidrocarburos

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMBpce)



	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Reservas Nacionales Probadas <sup>1</sup>	45,803	60,126	72,008	72,008	72,500	71,750	70,900	70,000	69,000	67,600	66,450	65,500	65,000	65,050	64,516	63,220	62,058	60,900	60,160	57,741	58,204	56,154
Relación Reservas / Producción (años)	58	59	60	52	54	54	54	55	52	54	53	52	50	50	49	48	48	43	40	38	41	38

<sup>1</sup> Información a principios de cada año. Incluye gas natural, condensados y crudo; de reservas probadas, probables y posibles.

Fuente: Secretaría de Energía, con datos proporcionados por PEMEX para Informe de Gobierno.

Pemex: Anuario estadístico 1999, 2000 y 2001.

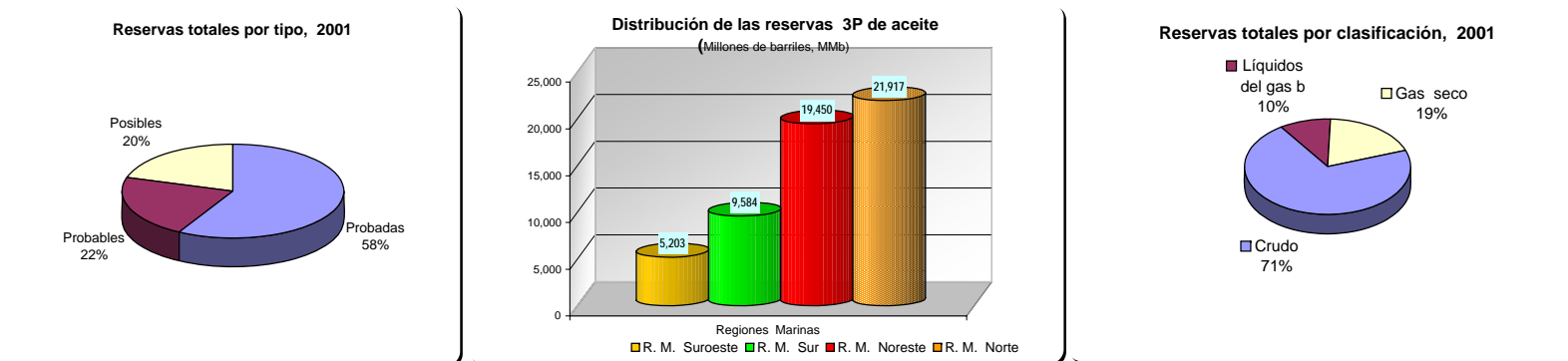
<http://www.energia.gob.mx/estadisti/hidrocarburos/reserva.htm>

n.d.: no disponible

Cuadro 22

Reservas de hidrocarburos <sup>a</sup>

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



	1999				2000				2001			
	Crudo	Líquidos del gas <sup>b</sup>	Gas seco	Total	Crudo	Líquidos del gas <sup>b</sup>	Gas seco	Total	Crudo	Líquidos del gas <sup>b</sup>	Gas seco	Total
<b>Total</b>	<b>41,064.0</b>	<b>5,874.7</b>	<b>10,802.5</b>	<b>57,741.2</b>	<b>41,495.3</b>	<b>6,036.3</b>	<b>10,672.5</b>	<b>58,204.1</b>	<b>39,917.9</b>	<b>5,573.8</b>	<b>10,662.3</b>	<b>56,154.0</b>
Región Marina Noreste	17,917.6	1,113.8	655.2	19,686.7	18,346.8	1,271.9	906.5	20,525.2	17,359.3	1,243.0	847.6	19,449.9
Región Marina Suroeste	3,374.1	480.3	628.1	4,482.5	3,811.1	782.2	748.2	5,341.3	3,540.0	877.6	785.0	5,202.6
Región Marina Sur	6,047.7	2,387.5	2,276.8	10,712.1	5,653.1	1,962.7	2,418.7	10,034.5	5,428.4	1,787.0	2,368.6	9,584.1
Región Marina Norte	13,724.6	1,893.0	7,242.3	22,859.9	13,684.4	2,019.7	6,599.1	22,303.2	13,590.1	1,666.2	6,661.1	21,917.4
<b>Probadas</b>	<b>24,700.1</b>	<b>3,698.9</b>	<b>5,780.5</b>	<b>34,179.5</b>	<b>24,631.3</b>	<b>3,628.6</b>	<b>5,843.8</b>	<b>34,103.8</b>	<b>23,660.4</b>	<b>3,280.4</b>	<b>2,673.5</b>	<b>32,614.6</b>
Región Marina Noreste	11,936.1	844.6	496.9	13,277.6	11,721.7	905.4	636.0	13,263.1	11,048.0	871.8	589.0	12,508.8
Región Marina Suroeste	1,366.1	203.4	264.6	1,834.1	1,563.8	290.9	278.2	2,132.8	1,451.2	317.4	283.8	2,052.4
Región Marina Sur	4,414.0	1,729.9	1,582.5	7,726.3	4,317.4	1,455.7	1,776.0	7,549.1	4,158.5	1,286.7	1,664.5	7,109.7
Región Marina Norte	6,984.0	920.9	3,436.6	11,341.5	7,028.4	976.7	3,153.6	11,158.8	7,002.6	804.7	3,136.5	10,943.5
<b>Probables</b>	<b>8,885.1</b>	<b>1,055.7</b>	<b>2,163.7</b>	<b>12,104.5</b>	<b>9,035.0</b>	<b>1,073.2</b>	<b>2,032.7</b>	<b>12,140.8</b>	<b>8,982.3</b>	<b>1,054.7</b>	<b>2,159.3</b>	<b>12,196.2</b>
Región Marina Noreste	4,514.6	194.5	114.4	4,823.6	4,650.8	235.1	178.8	5,064.7	4,553.8	246.6	175.3	4,975.7
Región Marina Suroeste	804.4	103.1	132.0	1,039.5	785.2	159.7	152.9	1,097.7	798.9	181.7	162.5	1,143.1
Región Marina Sur	703.9	339.3	345.2	1,388.4	748.3	235.3	303.5	1,287.0	774.2	271.7	398.6	1,444.6
Región Marina Norte	2,862.1	418.8	1,572.0	4,852.9	2,850.7	443.2	1,397.6	4,691.4	2,855.5	354.6	1,422.8	4,632.8
<b>Posibles</b>	<b>7,478.7</b>	<b>1,120.2</b>	<b>2,858.3</b>	<b>11,457.2</b>	<b>7,829.1</b>	<b>1,334.5</b>	<b>2,795.9</b>	<b>11,959.5</b>	<b>7,275.2</b>	<b>1,238.7</b>	<b>2,829.4</b>	<b>11,343.4</b>
Región Marina Noreste	1,466.9	74.7	43.9	1,585.5	1,974.3	131.3	91.7	2,197.4	1,757.5	124.7	83.3	1,965.5
Región Marina Suroeste	1,203.6	173.7	231.5	1,608.9	1,462.1	331.5	317.1	2,110.8	1,289.9	378.5	338.6	2,007.1
Región Marina Sur	929.8	318.5	349.1	1,597.3	587.4	271.8	339.2	1,198.4	495.7	228.6	305.4	1,029.7
Región Marina Norte	3,878.5	553.3	2,233.8	6,665.5	3,805.2	599.8	2,047.9	6,453.0	3,732.0	506.9	2,102.1	6,341.1

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

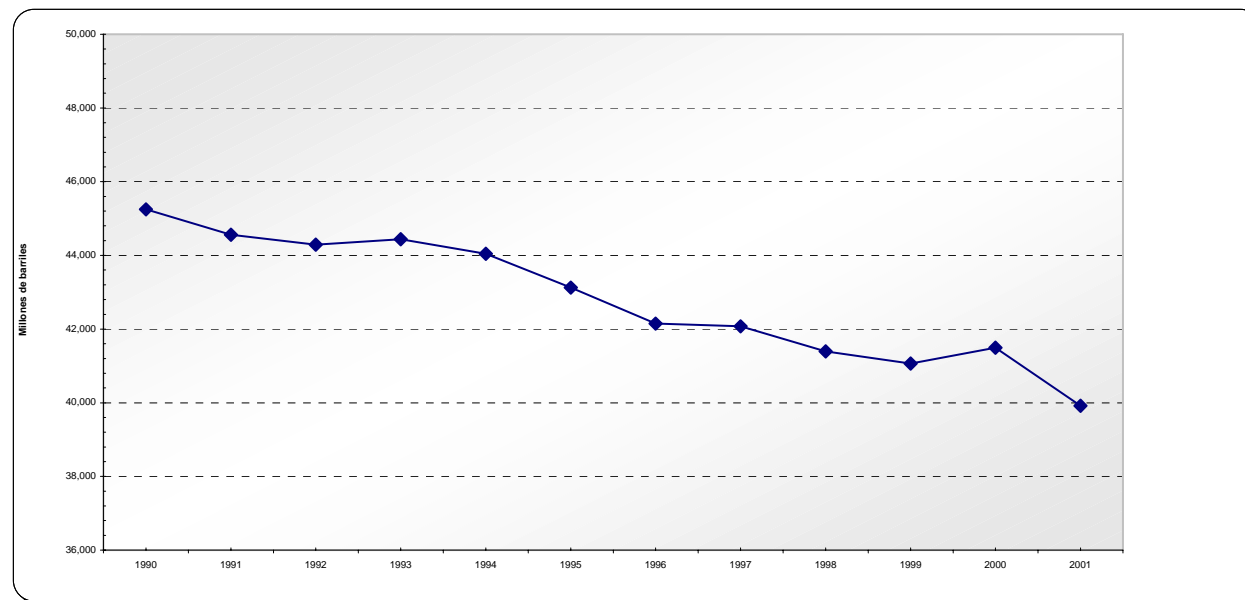
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

<sup>a</sup>. Cifras al inicio del año

<sup>b</sup>. Incluye condensados

**Nota:** Debido a la falta de inversión y una reclasificación en la contabilidad de las reservas del país, se propició una caída en las reservas probadas de 8,958 MMbpc, 35% al pasar estas de 34,103.8 en el 2000 a 20,077.3 en el 2003. Esta afectación se dio principalmente en la Región Norte donde las reservas económicamente rentables cayeron 85% y redujeron su participación en el total, de 35% a 8.1% entre 2002 y 2003. Fuente: Serrano, Noe Cruz, "Pierden su valor reservas de Pemex" El Universal, Finanzas, 4-agosto-2003.

Cuadro 23  
Reservas de petróleo crudo  
(MMbp)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Reservas de crudo	45,250	44,560	44,292	44,439	44,043	43,127	42,146	42,072	41,392	41,064	41,495	39,917

Fuente: Pemex: Anuario estadístico 1999, 2000 y 2001.

<sup>1</sup> Reservas totales (3P) al 1 de enero de 2001

<http://www.energia.gob.mx/estadisti/hidrocarburos/reserva.htm>

## 2.4.2 Reservas de gas seco

Las reservas de gas, para el año de 2001, se ubican en un total de 55,515 MMMpc, y se integran como sigue: *probadas*, 29,505 (53%); *Probables* 11,294 (20%) y *Posibles* 14,716 MMMpc (27%). (cuadro 24 y 25)

Por Región: es la Norte la que posee el mayor volumen con 34,644.4 MMMpc (62%); la Sur con 12,379.7 (22%); la Noreste con 4,408.5 (8%) y la Suroeste con 4,082.5 (7%).

Sin embargo, de su análisis en el período 1990-2001, éstas al igual que las de crudo, presentan una tasa negativa, en este caso de 2.4% ya que en 1990 registro reservas por 72,744 y en el 2001; 55,515 MMpcd, lo que significó una disminución de 17,224 MMpcd, producto de la falta de inversión en la reposición de las reservas.

Como hemos visto, una vez identificadas y cuantificadas las reservas, el siguiente hecho a no perder de vista, es que presentan una tendencia decreciente, producto de la declinación natural de los yacimientos y en lo fundamental, a que no se ha destinado suficiente inversión para su reposición mediante la exploración y descubrimiento de nuevos depósitos de hidrocarburos<sup>8</sup>, y a que se adolece de la tecnología de punta. Los casos más importantes son: la franja de Plegado de Perdido en la zona transfronteriza junto con el yacimiento denominado Hoyo de Dona. (apéndice 15 y 16)

## 2.4.3 En el próximo agotamiento de yacimientos

Resalta el denominado yacimiento "Cantarell"<sup>9</sup> cuyas características y potencialidades ya se analizaron en el capítulo 2 y se refiere al hecho de que para el año 2001, éste solo yacimiento aportó una producción diaria de 1.699 MMbpd lo que representó el 54 % de la producción total para ese año, cuadro 26. Y es en el año 2011, si es que no antes, dados los actuales y cada vez más exigentes ritmos de producción, cuando podrá alcanzar su punto de inflexión de producción (pico de producción), con los respectivos estragos para la nación. Los activos que más se acercan por su importancia en su cuota de producción son: Abkatúm con 313 Mbpd (10%) y el compuesto por los yacimientos Ku-Maloob-Zap con una producción de 247 Mbpd (8%) del total respectivamente. Naturalmente, sin que se pueda pensar en ellos como verdaderos sustitutos.

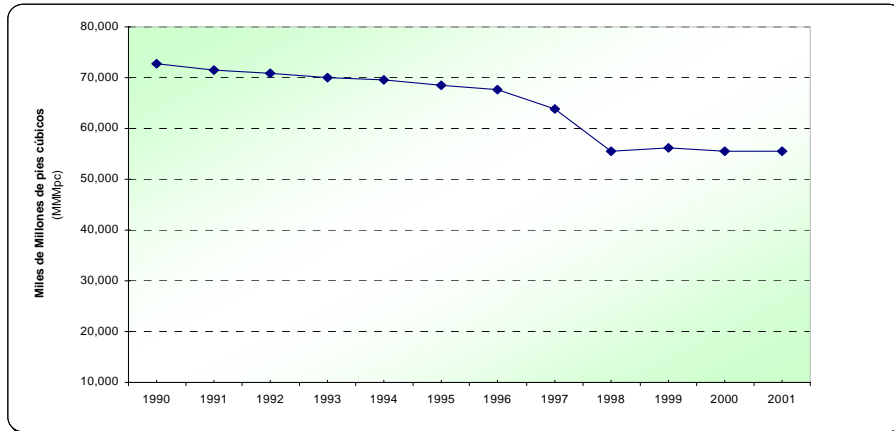
A todo esto, las alternativas que analiza el Gobierno Federal, fundamentalmente; alianzas, aprovechando las pequeñas rendijas legales para invertir en sociedad con otras empresas, pero fuera del país. (apéndice 16) llegan cuando está próximo a vencerse el período de cerca de 10 años, que México y Estados Unidos se dieron para "no realizar trabajos de exploración y perforación en esa parte de las aguas profundas del Golfo de México, dada la controversia sobre los límites marítimos". Sin embargo hay indicios de que, las compañías estadounidenses ya exploran esta zona, e inclusive es muy probable que ya estén produciendo, lo que causaría graves efectos a las reservas mexicanas en esa área. Ello se da en momentos en que nuestro país aún no define su política energética, y aunque ha incrementado su nivel de inversión en proyectos de exploración y producción, y se han detectado a nivel prospectivo 53.8 MMbpce no será suficiente (apéndice 17), mientras no se acompañe de inversiones mayores para determinar su factibilidad; resultaran insuficientes debido al rezago acumulado a ello hay que agregar, la falta de exploración y que México sigue careciendo de tecnología para perforar a grandes profundidades mar adentro, donde se localiza el 55% de los prospectos. En lo inmediato México podría avanzar, apoyándose en alianzas invertir fuera del territorio nacional en proyectos que garanticen rentabilidad en espera de la reforma que de la pauta a seguir en materia energética. Y mientras llega esa redefinición, la única forma de financiamiento seguirá siendo la deuda a través de PIDIREGAS, mientras tanto, esta empresa ya califica, en su género, como la más endeudada del mundo.

<sup>8</sup> "...en el año de 2000 la reposición de reservas era de 20 por ciento" en: Vargas, Rosa E. "En dos años se buscará reponer el 100% de las reservas petroleras, anuncia Fox", en: La Jornada, secc. Economía, junio 24, 2005. p. 25.

<sup>9</sup> Recordemos que este yacimiento fue descubierto en julio de 1979 y para septiembre de 1996 poseía aún reservas remanentes de 14,518.0 MMbpce (67%) lo que dio motivo a la mayor inversión en Pemex. Su producción remanente se recuperó mediante sistemas secundarios de producción, y es en el año 2011, dados los actuales y cada vez más exigentes ritmos de producción, cuando podrá alcanzar su punto de inflexión de producción. Para entonces muchos de los yacimientos, hoy existentes, habrán quedado consumidos, aunque quizá se podrá utilizar la misma tecnología que en Cantarell (inyección de gas N<sub>2</sub>) para recuperar sus niveles de producción, que por falta de presión podrá no ser económicamente aceptable su extracción. Sin embargo esa producción remanente en ningún caso será significativa. N. del A.



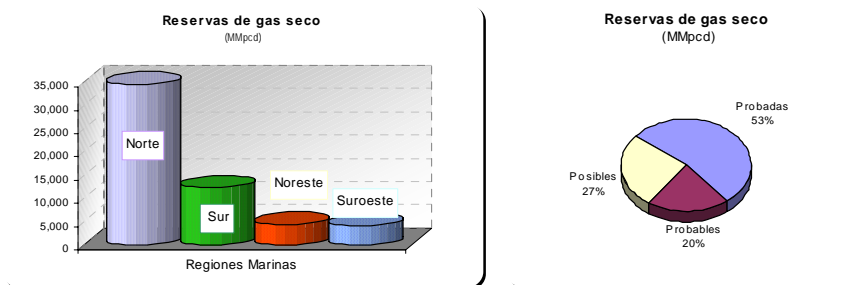
Cuadro 24  
Reservas de gas seco  
(MMMpc)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Reservas de gas seco	72,744	71,508	70,954	70,046	69,675	68,413	67,668	63,913	55,614	56,183	55,507	55,515

Fuente: Pemex: Anuario estadístico 1999, 2000 y 2001.  
 \* Reservas totales (3P) al 1 de enero de 2001  
<http://www.energia.gob.mx/estadsti/hidrocarburos/reserva.htm>

Cuadro 25  
Reservas de gas seco 2001  
(MMpcd)



	Probadas	Probables	Posibles	Total
<b>Reservas de gas seco (MMpcd)</b>	<b>29,505.4</b>	<b>11,293.8</b>	<b>14,715.9</b>	<b>55,515.1</b>
Región Marina Norte	16,311.4	7,399.8	10,933.1	34,644.4
Región Marina Sur	8,654.7	2,136.7	1,588.3	12,379.7
Región Marina Noreste	3,063.2	911.9	433.4	4,408.5
Región Marina Suroeste	1,476.1	845.4	1,761.1	4,082.5

Fuente: Anuario estadístico, 2001

Cuadro 26

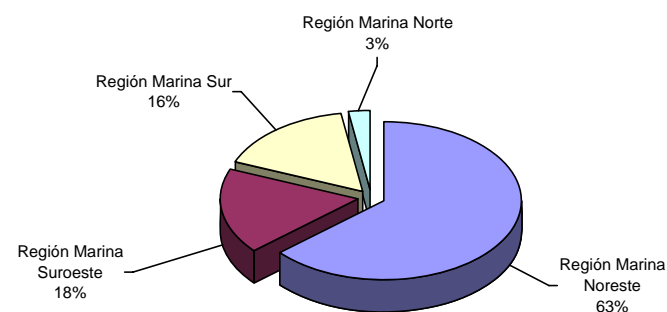
## Producción de petróleo crudo por región y activo

(miles de barriles de petróleo diario)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Participación de las producciones diarias en las Regiones Marinas y sus activos en el total, 2001
<b>Total</b>	<b>2,548.0</b>	<b>2,675.8</b>	<b>2,667.7</b>	<b>2,673.4</b>	<b>2,685.1</b>	<b>2,617.2</b>	<b>2,858.3</b>	<b>3,022.2</b>	<b>3,070.5</b>	<b>2,906.0</b>	<b>3,012.0</b>	<b>3,127.0</b>	<b>100.0</b>
<b>Región Marina Noreste</b>	<b>1,225.3</b>	<b>1,289.2</b>	<b>1,296.1</b>	<b>1,300.9</b>	<b>1,287.9</b>	<b>1,215.9</b>	<b>1,352.6</b>	<b>1,540.2</b>	<b>1,641.5</b>	<b>1,554.3</b>	<b>1,763.2</b>	<b>1,985.8</b>	<b>63.5</b>
Cantarell	1,011.5	1,079.2	1,070.5	1,045.1	1,019.7	961.1	1,074.2	1,207.5	1,312.4	1,227.6	1,438.4	1,698.9	54.3
Ku-Maloob-Zaap	208.5	200.0	214.2	202.3	187.9	197.5	230.4	295.6	285.1	281.5	284.6	247.0	7.9
Ek-Balam	5.3	9.9	11.4	53.5	80.3	57.3	48.0	37.1	44.0	45.2	40.2	40.0	1.3
<b>Región Marina Suroeste</b>	<b>568.4</b>	<b>615.1</b>	<b>618.1</b>	<b>649.0</b>	<b>713.8</b>	<b>721.5</b>	<b>779.5</b>	<b>758.9</b>	<b>715.7</b>	<b>683.5</b>	<b>621.7</b>	<b>554.0</b>	<b>17.7</b>
Abkatúm	347.3	356.6	355.4	388.0	483.4	477.0	470.0	442.5	407.4	362.3	343.2	313.4	10.0
Pol-Chuc	218.3	257.1	262.3	260.2	228.1	238.5	262.8	237.8	228.1	251.1	214.3	183.4	5.9
Litoral Tabasco	2.9	1.3	0.4	0.7	2.3	6.0	46.7	78.6	80.1	70.2	64.2	57.3	1.8
<b>Región Marina Sur</b>	<b>650.5</b>	<b>665.0</b>	<b>654.3</b>	<b>625.3</b>	<b>585.7</b>	<b>584.5</b>	<b>629.9</b>	<b>626.9</b>	<b>620.8</b>	<b>587.2</b>	<b>549.6</b>	<b>508.7</b>	<b>16.3</b>
Samaria-Sitio Grande	170.1	167.0	157.5	142.2	131.3	142.3	171.2	178.0	196.8	194.9	189.9	180.6	5.8
Jujo - Tecminoacán	205.1	209.5	199.1	185.7	180.8	183.7	180.9	176.4	154.7	140.7	132.1	118.6	3.8
Bellota-Chinchorro	100.9	103.3	106.6	100.0	97.7	99.7	107.1	100.9	98.0	87.8	83.8	78.5	2.5
Luna	51.8	65.9	80.1	96.4	84.7	73.1	79.3	80.4	80.2	79.6	68.8	67.8	2.2
Muspac	61.0	53.9	50.3	48.0	41.1	43.3	50.4	49.1	46.2	43.7	37.0	31.9	1.0
Cinco Presidentes	61.5	65.0	60.2	52.6	49.7	41.9	40.6	41.5	43.9	39.4	37.3	30.7	1.0
Chilapilla-José Colomo	0.2	0.5	0.6	0.4	0.4	0.5	0.4	0.7	1.0	1.1	0.7	0.7	0.0
<b>Región Marina Norte</b>	<b>103.8</b>	<b>106.5</b>	<b>99.2</b>	<b>98.2</b>	<b>97.7</b>	<b>95.3</b>	<b>96.3</b>	<b>96.3</b>	<b>92.4</b>	<b>81.0</b>	<b>77.5</b>	<b>78.5</b>	<b>2.5</b>
Altamira	42.1	43.2	44.1	43.8	44.4	44.1	46.3	47.5	45.3	41.5	39.2	41.0	1.3
Poza Rica	50.3	53.2	49.1	49.4	48.5	46.8	45.6	44.8	43.8	37.4	36.3	35.9	1.1
Veracruz	11.2	10.1	6.0	5.0	4.8	4.4	4.4	4.0	3.3	2.1	1.9	1.6	0.1
Burgos	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

<sup>a</sup> Cifras al inicio del año<sup>b</sup> Incluye condensados<sup>1</sup> La participación en el total, se refiere únicamente para el año 2001**Nota:** El total de campos asciende a 50: RM. Noreste 4; RM. Suroeste 7; RM. Norte 13; RM. Sur 26 y la agregación de éste cuadro, no altera el resultado.

### 3 Determinación del precio del petróleo y gas

Durante 1921, hasta la Segunda Guerra Mundial, los precios fueron unilateralmente fijados por las empresas del Cartel, hasta 1960 en la Posguerra, pero se mantiene en general, a la fecha, como fijación unilateral por esas compañías también llamadas Big Oils.

Por otro lado, derivado de la influencia que tuvo la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo, (apéndice 18) en los mercados petroleros, durante los 70s y hasta principios de los 80s, prevalece la falsa percepción acerca de esa Organización, entorno a que en el presente, es la responsable de determinar el precio del crudo, como lo hizo en ese periodo. Sin embargo es cierto que en la actualidad los países miembros, modifican su nivel de su producción a fin de influir en el mercado petrolero y evitar fluctuaciones de los precios.

Adicionalmente, el precio del crudo esta diferenciado por región y es determinado en dos de los más importantes mercados internacionales de petróleo (apéndice 19):

- La bolsa de intercambio mercantil de Nueva York, USA (New York Mercantile Exchange, NYMEX, por sus siglas en inglés), y
- En el Intercambio internacional de Petróleo con sede en Londres, Inglaterra (International Petroleum Exchange in London, IPE, por sus siglas en inglés) que cotiza la variedad Brent del Mar del Norte.

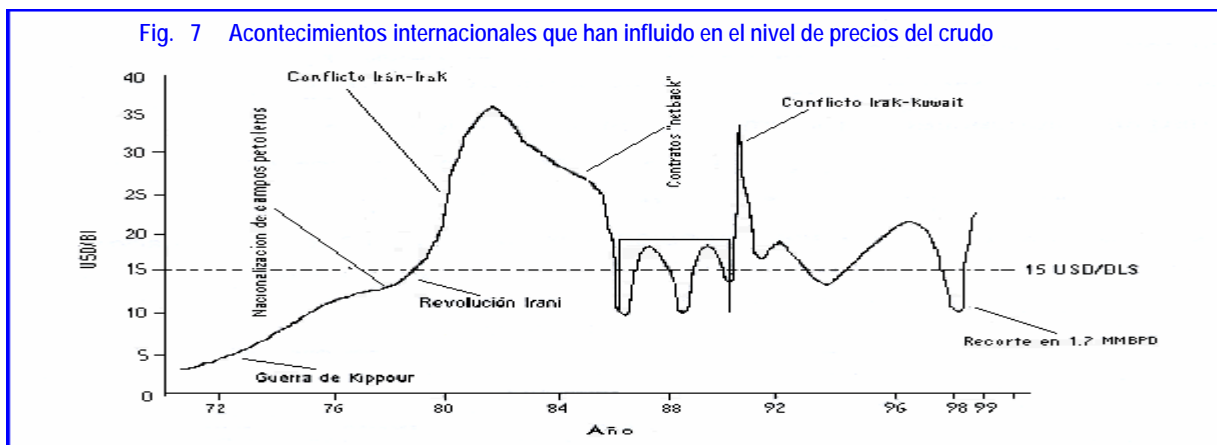
Estos mercados, Nymex e IPE<sup>10</sup>; se han caracterizado por ser sensibles a las decisiones de las grandes empresas petroleras, la OPEP, y a los acontecimientos internacionales que provocan nerviosismo entre sus participantes, como los que se muestran en la figura 7, y recogen, como ya se apuntó, las diversas circunstancias, artificiales y naturales como económicas, financieras, especulativas, geopolíticas y desinformativas, que influyen en el equilibrio de la demanda y la oferta, apéndice 20 y en consecuencia en la determinación del precio y recientemente a la gran demanda por parte de los países asiáticos; China e India.

Para América operan los mercados más importantes son:

- New York Mercantile Exchange (Nymex), USA
- West Texas Intermediate (WTI), USA

El punto de referencia para el precio gas de importación para México es:

- Henry Hub, Sur de Texas



<sup>10</sup> Nymex e IPE pertenecen a la banca internacional y a las grandes petroleras, ambas de EU y Gran Bretaña, en: Jalife-Rahme, Alfredo. "Los cinco precios del petróleo", 1ª edición, Edit. CADMO & Europa, Buenos Aires, Argentina, 2006. p. 19.

### 3.1 Fijación del precio del crudo mexicano<sup>11</sup>

El precio del crudo mexicano se fija con base en las referencias que se dan principalmente en los mercados del West Texas Intermediate (WTI) y en el New York Mercantile Exchange (Nymex), ambos en Estados Unidos; y México a través de la Pemex y su subsidiaria PMI Internacional, actúa como tomador de precios en esas plazas.

Estos mercados recogen, como ya se apuntó, las diversas circunstancias, económicas, financieras, especulativas, geopolíticas y desinformativas, que influyen en el equilibrio de la demanda-oferta y en consecuencia en la determinación del precio.

Desde mediados de los 80's y hasta los 90's, el precio del crudo se ha mantenido oscilando alrededor de 15 usd/bp. Esta oscilación está dividida en dos zonas. La primera representa el espacio de la curva por encima de 15 dólares (zona de ganancias altas) y la segunda el área por debajo de dicho valor (zona de ganancias bajas o marginales). En la zona de ganancias marginales, PEP tiene garantizada su existencia debido a los bajos costos de extracción y producción que permiten las aguas someras, alrededor 3.01 y de 5.6 dólares por barril en promedio en el periodo 1997-2001. Figura 7

En la zona de ganancias altas, y con el fin de responder de manera precisa al incremento en la demanda mundial de los hidrocarburos, Pemex deberá, aumentar sus reservas probadas en los campos existentes y en tirantes de aguas profundas, optimizar la explotación de los campos en producción, mediante el mantenimiento de la presión, modernización, optimización, proceso logísticos y administrativos y mejorar la selección de los proyectos de desarrollo, favoreciendo aquellos con mayor beneficio económico.

Para el periodo de estudio el precio de la mezcla del crudo mexicano de exportación fue en promedio de 16.3 usd/bp, con un repunte en el 2000 que lo ubicó en 24.62 usd/bp en promedio, y representó en ese periodo, una tasa de crecimiento del 3.8%, cuadro 27, aunque se prevé un periodo relativamente largo de precios superiores a los observados en los años recientes, provocado por la rigidez en la oferta, el crecimiento económico mundial, demográfico y la geopolítica.

### El mantenimiento de la capacidad de producción excedente<sup>12</sup>

El conservar la capacidad excedente, tiene que ver mucho para influir en el precio, así como la determinación y la posibilidad de hacer uso efectivo de la flexibilidad que ésta otorga, han sido instrumentos clave en la administración de la oferta petrolera global y constituyen una característica central del régimen vigente de precios del petróleo. Esta capacidad remanente se ha concentrado en un pequeño grupo de países productores del Golfo Pérsico, encabezados por Arabia Saudita. El gran cambio que se ha gestado en el balance oferta y demanda globales ha sido la reducción de esta capacidad excedente a su nivel histórico más bajo. De esta manera se ha perdido la flexibilidad necesaria para regular dicho balance con objeto de estabilizar el precio a un nivel razonable.

En una situación como esta de rigidez en la oferta global de crudo, el nivel de precios estará determinado fundamentalmente por el ritmo del crecimiento de la economía global y, muy particularmente, de las economías estadounidenses y de los países asiáticos entre ellos, China e India. Asimismo, la volatilidad de precios será afectada por cambios en los riesgos geopolíticos percibidos.

La expansión económica global ha sometido al mercado petrolero a un shock en la demanda de sus productos, eliminando la capacidad excedente del sistema. Ahora surge la posibilidad de que surjan precios por encima de los 50 usd/bpc y que afecte la economía estadounidense (como principal socio comercial) y la salud económica global<sup>13</sup>. Por un lado altos precios petroleros

---

<sup>11</sup> Al interior de la Pemex, el precio de la cesta de la mezcla mexicana, lo determinan el Comité de Comercio Exterior del Petróleo (COCEP) quien acuerda ajustes técnicos en los términos constantes de las fórmulas de precios de los crudos que México exporta a sus clientes en los mercados del Continente Americano, Europa y el Lejano Oriente.

<sup>12</sup> Lajous Vargas, Adrián. "Petróleo y presupuesto". En: La jornada, Secc. Política, México, 19 de agosto de 2004. p. 21.

<sup>13</sup> Es muy probable que Estados Unidos, en un plazo razonable, no logre reconstruir Irak (la percepción es de que se regularizará su producción de crudo hasta el 2008. hay países como Nigeria que han reducido su capacidad de producción debido a problemas laborales; Venezuela, donde el gobierno decidió correr a todos los técnicos de la empresa estatal PEDVESA y sustituirlos por soldados con la consecuente reducción de la producción; Arabia Saudita invierte para elevar su producción hasta en 2.0 Mbpd adicionales, este proyecto madurará hasta por lo menos 18 meses y en Venezuela tendrá que transcurrir por lo menos una década para subir su oferta en 1.0 Mbpd. No hay razones para pensar que los países productores invertirán más de lo programado en sus campos de extracción y refinación -pues ya están a cerca de sus máxima capacidad y la reposición de los yacimientos convencionales esta en su nivel más bajo y cada vez requerirá de mayor inversión. Cuando además, hay una campaña global por reconvertir la industria del gas natural, cara pero con futuro incierto. Entonces, ¿como se apaciguara la demanda mundial del crudo?. Con certeza sabemos que los precios altos seguirán. El drama esta por otro lado, si la OPEP

se traducen inmediatamente en mayores ingresos fiscales y, por el otro, en un menor crecimiento de la economía estadounidense que incide directamente sobre el nivel de actividad económica de nuestro país.

Un crecimiento más lento de la economía se traduciría eventualmente en una demanda de petróleo menos dinámica, que modificaría a su vez la trayectoria de los precios.

A pesar de la exigua capacidad excedente en los mercados de crudo y en la industria de refinación, se ha tendido a castigar los precios de las variedades de menor calidad. La diferencia de precios entre la canasta mexicana y el crudo marcador de referencia -WTI- ha tendido a aumentar en el periodo de estudio.

En los medios, y en algunos círculos políticos, esta tendencia ha sido interpretada erróneamente como el otorgamiento de precios preferenciales por parte de Pemex. La explicación del creciente castigo a los precios de crudos de menor calidad radica en los cambios de las especificaciones de la gasolina y del diesel que exigen menor contenido de azufre, y el aumento de la oferta de crudos pesados y amargos. Suele descontarse arbitrariamente un 5% y se le restan 10 dólares correspondientes al diferencial entre WTI.

Por ello, los crudos ligeros y dulces como el WTI se han vuelto más atractivos dadas las restricciones ambientales y en la capacidad de plantas de desulfuración y de inversión de combustible a combustibles automotrices en las refinerías estadounidenses, europeas y del Lejano Oriente. Por otra parte, conforme se agota la capacidad excedente de producción primaria, los países exportadores tienden a extraer sus crudos más pesados, que son los más baratos. La oferta creciente de crudos de baja calidad y la menor producción de crudos ligeros en Norteamérica y en el Mar del Norte explican también los cambios en sus precios relativos. En México, el predominio de crudos pesados y amargos es cada vez mayor. Así por ejemplo si por alguna causa se bajara el nivel de exportación del tipo Istmo, como ha sucedido en otros momentos. Este cambio en la mezcla de exportación contribuiría a disminuir el precio de la canasta mexicana con relación al del WTI, y cada dólar en el precio del crudo de exportación afectaría notoriamente los ingresos por este concepto.

### 3.2 Precio del gas natural

El precio del gas natural, GN; se determina con base en las referencias que se dan en el mercado "Henry Hub, en el sur de Texas" y cuya medida para comercializarse es en BTU (Unidades Térmicas Británicas, por sus siglas en Inglés), que como ya se apuntó resulta inadecuado para los intereses nacionales.<sup>14</sup> Al interior esta formulado como se muestra en el [apéndice 21](#).

Este precio a diferencia del crudo, no se encuentra sujeto a regulaciones en cuanto a su producción o precio como el petróleo. Así, en el periodo 1992 a 2001, registro una tasa de crecimiento del 13% y un precio promedio en México de [2.4 usd/MMpc](#). ([cuadro 28](#))

El mayor aumento se registro en 2000, año en el que paso de 2.19 a 4.33 usd/MMbtu. Estos aumentos en el precio del gas natural y de los precios derivados, causaron conmoción a nivel mundial al sector industrial y demás consumidores. A pesar de la volatilidad del precio del gas natural, éste constituye una piedra angular de la estrategia energética de México.

Los estudios recientes muestran que la futura demanda de EU y México será fuerte y al ser ambos importadores netos de gas natural, la región está obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria, mientras que en regiones como Asia las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 y 3.0 usd/MMbtu, es decir, 50% por debajo de las cotizaciones con las que tienen que competir las empresas mexicanas.<sup>15</sup>

La estancada producción de GN en ambas naciones, particularmente México, presenta un escenario poco alentador pues la demanda crecerá a un ritmo mucho más dinámico que la oferta.

---

ya no puede activar los mecanismos de control, estamos en la antesala de un cambio en las fuerzas que controlan este sector. La extracción de los próximos años vendrá de aguas profundas con un costo promedio de entre 12 y 15 usd/bl. En tanto que la producción en tierra oscilará entre los 3 y 5 usd/bl

<sup>14</sup> A la fecha la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN) negocia con la Secretaría de Energía (Sener), Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) un nuevo mecanismo para determinar el precio para el Gas Natural que se comercializa en México, y abandonar el índice de referencia del Sur de Texas, el Houston Ship Channel, que ha sido cuestionado por no reflejar apropiadamente las condiciones del mercado. De esta forma esperan influir para que haya un precio de referencia mexicano que, a diferencia del que se toma en la actualidad, esté compuesto sólo en 15 ó 20% con el precio de referencia estadounidense, mientras que el restante 75 u 80% podría formarse con base en un precio determinado en México, tomando en cuenta los costos de producción de Pemex, mismos que se calculan entre [2.7 usd/MMbtu](#).

<sup>15</sup> Villarreal P. Enrique, "Las paradojas del gas." en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine (octubre-noviembre), 2004. pp.16-17.

El mercado de gas natural puede registrar aumentos de precios cíclicos, aunque en los próximos dos o tres años, la cotización se prevé, estará entre 4 y 6 usd/MMbtu.<sup>16</sup>

#### 4. Comercialización exterior de hidrocarburos y derivados

La comercialización al exterior, como ya se apuntó, de los hidrocarburos y derivados se realiza a través de la empresa PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. y sus filiales supervisan todas las actividades de comercio internacional de los productos de Pemex, a través de sus oficinas en México, Londres y Houston. La compañía gestiona las ventas de exportación del crudo mexicano, las cuales totalizaron en el periodo de estudio en promedio 1,490 Mbd, las exportaciones máximas logradas fueron de 1,741 Mbd en 1998 y 1,710 Mbd para 2001, con un valor en promedio de 8,919 y 11,592 MMUSD para 2001 respectivamente. (cuadro 29)

A mayor detalle, las exportaciones en volumen, tuvieron una demanda creciente, al pasar de 1,277 en 1990 a 1,710 Mbd al término del periodo, lo que significó una tasa de crecimiento anual promedio del 3%. La cesta mexicana se compone de tres tipos de petróleo crudo: pesado (maya), superligero (Olmeca) y ligero (Istmo) con participaciones en promedio del 62%, 30% y 8% respectivamente.

La participación de las exportaciones con respecto a su producción, alcanzó en promedio el 53% de esas, y representó una tasa del 2.7% en el periodo. La diferencia 47%, se consume en la industria mexicana. Mejores resultados se obtuvieron en los últimos cinco años al alcanzar una tasa de crecimiento del 4.8%.

En cuanto a valor, en el periodo referido, las exportaciones netas de hidrocarburos y sus derivados (petrolíferos y petroquímicos) pasaron de 8,977 en 1990 a 8,518 MMUSD en 2001, ello significó un saldo en promedio de 7,726 MMUSD, lo que representó una balanza positiva para esta industria, con una tasa promedio de crecimiento del 4.2%.

Las exportaciones registraron un saldo promedio de 9,885 MMUSD y una tasa promedio de crecimiento el 5.9%, destacan: el crudo con un valor promedio de 8,919 MMUSD, gas natural 28 MMUSD, petrolíferos 741 MMUSD y petroquímicos con 197 MMUSD, lo que representa el 90.2, 0.3, 7.5 y 2 % del total respectivamente.

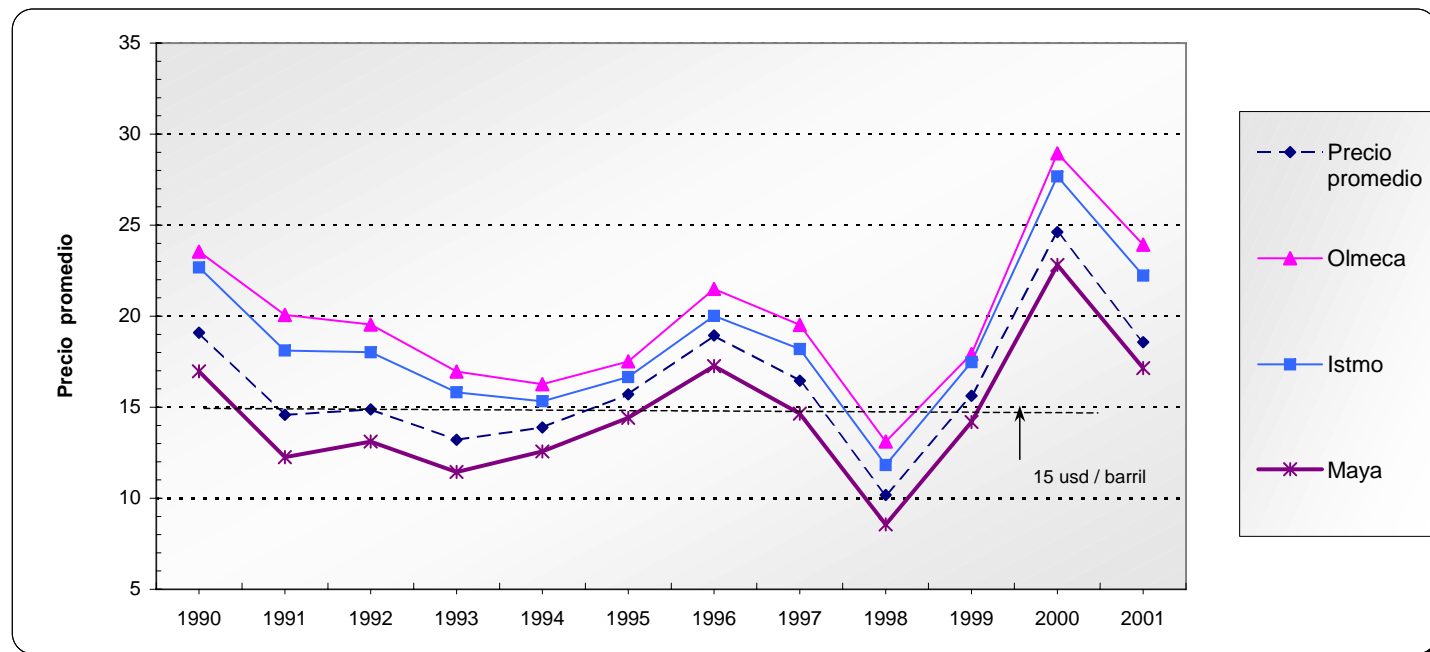
Las Importaciones promediaron 2,159 MMUSD, con una tasa en promedio de crecimiento cercana al 18%, destacan: el gas natural con 149 MMUSD, petrolíferos 1,977 MMUSD y petroquímicos con 32 MMUSD, lo que representa el 7, 92 y 1% del total respectivamente. (cuadro 30)

Por destino, las exportaciones de petróleo crudo, identifican a los Estados Unidos como el principal consumidor del petróleo mexicano con una participación del 71%, España 11%, Japón 5%, Antillas Holandesas y el Pacto de San José con 3% cada uno (este último comprende países de Centroamérica) y los restantes países con 7%, con porcentajes inferiores que complementan el total de las exportaciones. (cuadro 31, 32 y figura 8)

---

<sup>16</sup> Sin embargo no debe descartarse la aparición de picos como los registrados en enero de 2003 (10 usd) cuando el recrudescimiento del clima, incremento sustancialmente el consumo de gas natural, particularmente en la generación de energía eléctrica.

Cuadro 27  
 Precio promedio del petróleo crudo exportado  
 (dólares por barril, usd/b)



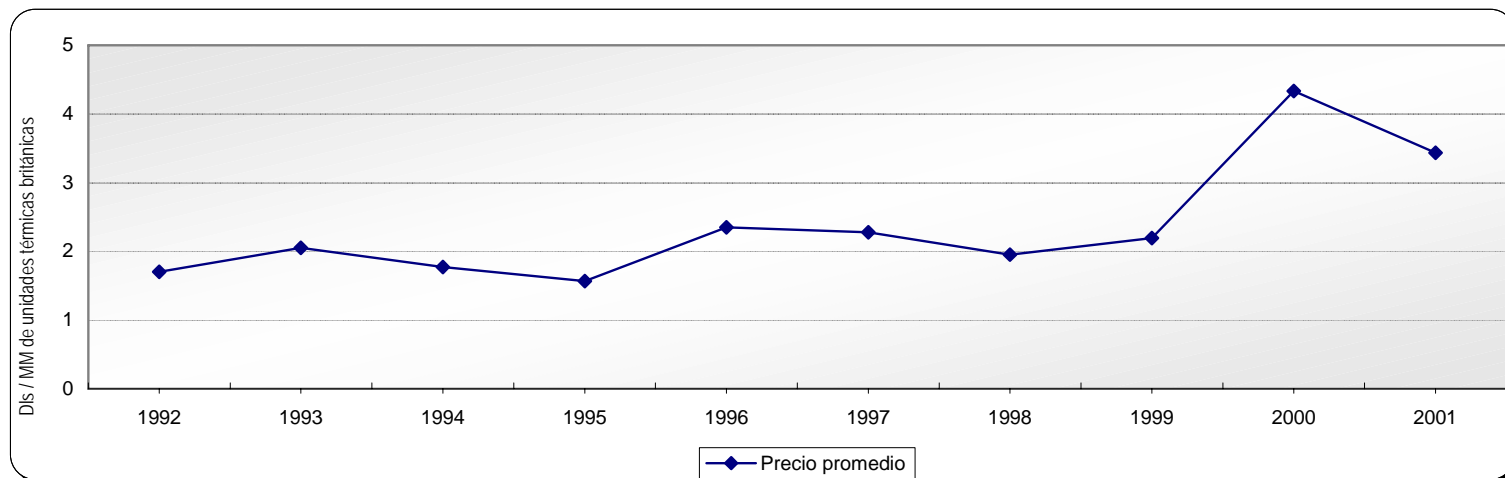
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Precio promedio	19.09	14.58	14.88	13.2	13.88	15.7	18.94	16.46	10.17	15.62	24.62	18.57
Olmeca	23.54	20.07	19.54	16.95	16.27	17.51	21.50	19.52	13.11	17.92	28.94	23.93
Istmo	22.68	18.11	18.01	15.81	15.33	16.66	20.02	18.19	11.82	17.47	27.67	22.23
Maya	16.97	12.25	13.11	11.44	12.57	14.41	17.25	14.65	8.56	14.18	22.81	17.15

Fuente: Pe,mex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Cuadro 28

Precio promedio del gas natural  
(dls / Millones de Unidades Termicas, dls/MMbtu)



	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Precio promedio	1.70	2.05	1.77	1.57	2.35	2.28	1.95	2.19	4.33	3.43

Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGyPB), Anuario estadístico: 1999, 2000 y 2001.

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

n.d.: no disponible

dls/MMbtu: dólares / Millones de unidades térmicas británicas.



#### 4.1 Productos petrolíferos y petroquímicos.

El volumen total de exportaciones e importaciones de productos **petrolíferos** que Pemex a través de PMI comercializó, fue en promedio de 119.4 y 253.3 Mbd, por lo que arroja una balanza, en el periodo de estudio, año con año negativa, de 134 Mbd. Configuran las importaciones las: gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural; con: 37, 27, 15 y 9% como las más significativas. (cuadro 29)

En el periodo estudio, el **valor las exportaciones e importaciones** en promedio fueron de 741 y 1,977 MMUSD, con un saldo negativo en promedio de 121, 1,237 y 1,357 MMUSD, para el **gas natural, petrolíferos** (sin gas natural) y **total de petrolíferos** respectivamente; con tasas de crecimiento promedio de 28, 54 y 52%. (cuadro 30 y 33)

Este hecho es de llamar la atención, porque en los últimos tres años el saldo negativo en la balanza de petrolíferos, ha representado consumir el 17, 21 y 25% del ingreso total de las exportaciones totales petroleras. (cuadro 35)

Los **petroquímicos**, pese a la caída en la producción interna, tuvieron un volumen de exportaciones e importaciones en promedio 1,089 y de 113 Mt (miles de toneladas), lo que se refleja en una balanza positiva de 959 Mt en promedio anuales.

En valor las exportaciones e importaciones han generado un saldo positivo en su balanza, en promedio anual de 165 MMUSD. (cuadro 30 y 34)

Pero, estos números no son reflejo de una sana actividad en esa actividad; por el contrario, como ya se apuntó, la producción se ha visto afectada drásticamente y es que los precios de oportunidad, han coadyuvado a la quiebra de empresas y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido es la base de cálculo de los precios de los productos de Pemex Petroquímica, PPO: etano, etileno, propano, propileno y butano. El gas natural, ha sido columna vertebral de desarrollo de industria de México, a partir de él se desarrolla la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país las cuales hoy, se están desplomando.

Se agudiza la situación de la industria agroquímica. Desde la privatización de esta industria, la gran mayoría de los fertilizantes comercializados en México, se importan de EU y Rusia, debido a los precios internacionales con que Pemex encarece el amoníaco. Como consecuencia, se destruye la cadena productiva del amoníaco –materia prima de la urea y fosfatos amoníacos- y prácticamente se cancela la industria de los fertilizantes adquirida y concentrada por privados y convertidas a la fecha en distribuidoras de importaciones. Además, se contribuye a la crisis del campo mexicano: el consumo de fertilizantes se ha reducido drásticamente, disminuyendo su productividad y áreas de cultivo e incrementando el déficit comercial agropecuario con Estados Unidos.

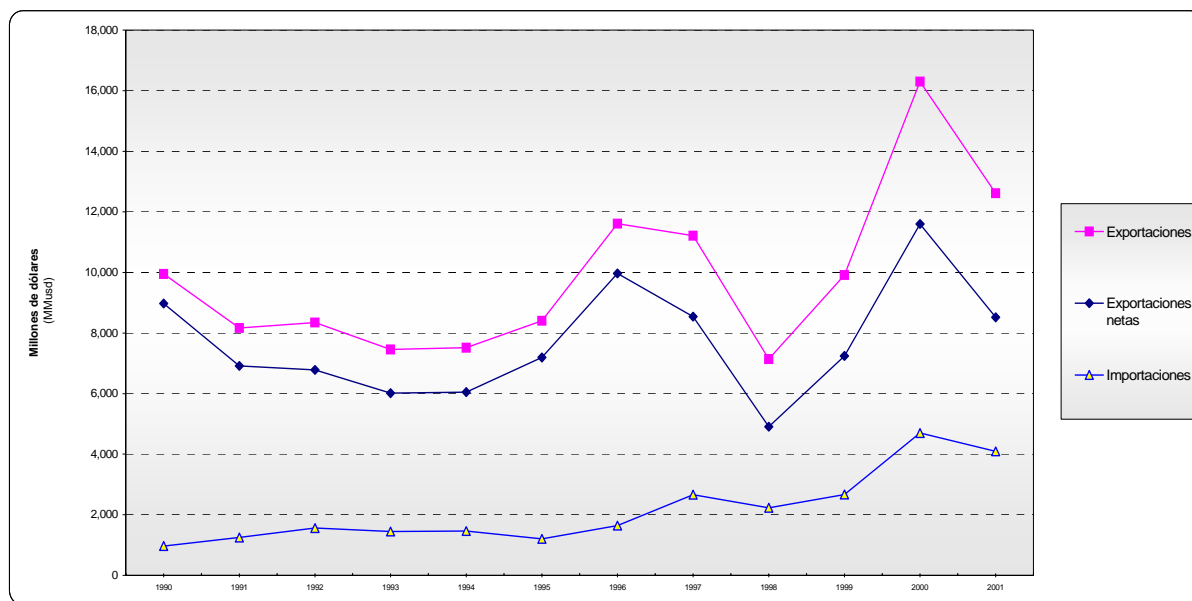
El encarecimiento del gas ha provocado el incremento de costos y hasta cierre empresas siderúrgicas, papeleras, sementeras y vidrieras. Al aplicar los precios internacionales al gas, insumo de la petroquímica nacional, los precios de sus productos encarecen el mercado de la industria química y se opta por las importaciones de productos petroquímicos. Por ello, encarecimiento en las importaciones de productos petroquímicos ha sido constante (apéndice 11).

PMI también provee transporte, almacenamiento y servicios de distribución para derivados del petróleo que se comercializan internacionalmente, con la administración de riesgos financieros y seguros de servicios correspondientes. Esta es una subsidiaria de Pemex que cuenta con capital propio y vende sus servicios de comercialización a terceros y compra y vende por su cuenta, de acuerdo a la **figura 9** (en los apartados anteriores se señalaron los volúmenes de las operaciones).

La comercialización local se lleva a cabo bajo la denominación de “ventas Interorganismos” de acuerdo a las **figuras: 10, 11, 12, 13.**



Cuadro 30  
Comercio exterior de hidrocarburos y sus derivados  
(Millones de dólares, MMUSD)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Exportaciones netas</b>	<b>8,976.9</b>	<b>6,913.0</b>	<b>6,784.7</b>	<b>6,013.0</b>	<b>6,051.1</b>	<b>7,194.4</b>	<b>9,966.4</b>	<b>8,543.6</b>	<b>4,910.3</b>	<b>7,244.4</b>	<b>11,601.0</b>	<b>8,517.6</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>9,946.9</b>	<b>8,166.6</b>	<b>8,344.8</b>	<b>7,458.6</b>	<b>7,517.1</b>	<b>8,400.7</b>	<b>11,608.4</b>	<b>11,209.6</b>	<b>7,142.2</b>	<b>9,914.2</b>	<b>16,300.4</b>	<b>12,611.7</b>
Petróleo crudo.	8,899.9	7,286.2	7,448.1	6,441.0	6,624.1	7,479.6	10,704.0	10,340.1	6,465.6	8,858.8	14,887.0	11,592.0
Olmeca	1,354.4	1,192.9	1,126.5	1,351.6	1,948.5	2,739.2	3,868.5	3,456.9	2,250.9	2,846.2	4,280.2	2,694.0
Istmo	2,422.9	2,172.2	1,891.9	1,513.6	1,004.0	959.1	1,385.8	1,432.1	897.6	1,209.7	1,160.1	665.0
Maya <sup>a</sup>	5,122.5	3,921.0	4,429.7	3,575.8	3,671.5	3,781.3	5,449.7	5,451.0	3,317.1	4,803.0	9,446.7	8,233.0
Gas natural	-	-	-	3.4	14.8	12.4	31.8	37.0 <sup>d</sup>	30.9 <sup>d</sup>	114.3 <sup>d</sup>	48.8	47.8
Prod. Petrolíferos	811.1	634.3	693.4	827.9	602.9	661.9	671.6	646.0	527.1	832.7	1,118.9	858.8
Prod. Petroquímicos	235.9	246.1	203.3	186.3	275.4	246.8	201.0	186.5	118.6	108.4	245.7	112.9
<b>Importaciones</b>	<b>970.0</b>	<b>1,253.6</b>	<b>1,560.1</b>	<b>1,445.6</b>	<b>1,466.0</b>	<b>1,206.2</b>	<b>1,642.0</b>	<b>2,666.0</b>	<b>2,231.9</b>	<b>2,669.7</b>	<b>4,699.4</b>	<b>4,094.1</b>
Gas natural	31.0	106.4	175.2	77.5	82.2	99.1	67.1	107.9 <sup>d</sup>	121.7 <sup>d</sup>	132.2 <sup>d</sup>	366.5	423.8
Prod. Petrolíferos	937.2	1,128.6	1,358.6	1,341.2	1,326.7	1,074.9	1,550.0	2,506.3	2,089.5	2,511.5	4,261.0	3,641.8
Prod. Petroquímicos	1.8	18.6	26.3	26.9	57.1	32.2	24.9	51.8	20.7	25.9	72.0	28.6

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

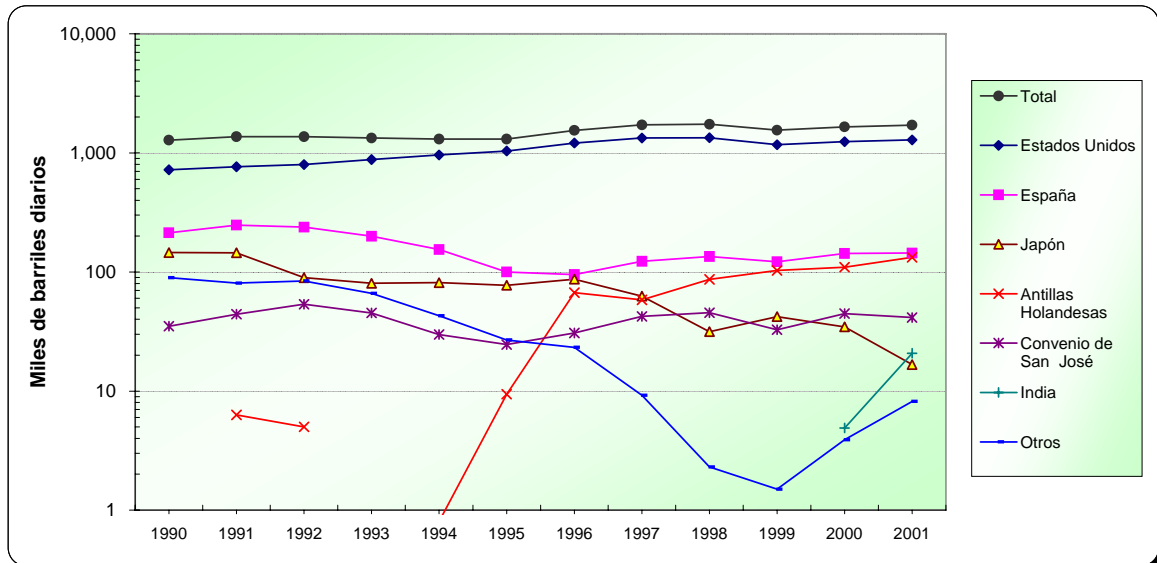
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

[www.pemex.com](http://www.pemex.com)

<sup>a</sup> Incluye MTBE

<sup>d</sup> Incluye la compra y reventa de gas en Estados Unidos.

Cuadro 31  
Exportaciones de petróleo crudo por país de destino  
(miles de barriles diarios)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Estados Unidos	720.5	765.8	798.0	879.3	960.8	1,037.1	1,209.6	1,334.9	1,341.5	1,171.2	1,241.6	1,285.4
España	213.1	247.1	238.7	199.2	154.4	99.8	95.2	122.8	134.8	121.9	142.8	144.4
Japón	145.7	144.6	89.7	80.4	81.2	77.2	86.9	62.6	31.5	42.1	34.6	16.7
Antillas Holandesas	-	6.3	5.0	-	0.8	9.4	67.0	58.2	86.5	103.0	109.7	132.5
Convenio de San José	35.0	44.2	53.6	45.3	29.9	24.6	30.7	42.3	45.4	32.8	44.7	41.5
Canadá	4.9	13.6	31.1	25.6	18.9	11.5	20.5	30.4	32.6	22.9	28.5	25.8
Portugal	10.0	17.3	24.8	15.1	10.0	10.1	7.5	15.5	20.7	20.4	17.5	15.2
Israel	28.8	29.2	28.6	18.3	-	-	-	5.1	3.5	4.6	4.8	3.6
Gran Bretaña	-	9.0	9.4	7.8	8.6	6.1	3.1	9.2	11.4	16.7	17.8	14.6
Holanda	29.4	10.7	4.8	-	-	2.7	-	17.9	18.3	11.1	1.4	-
Sudáfrica	-	-	-	-	-	-	-	12.7	12.8	4.9	-	1.8
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.9	20.8
Otros	89.8	80.8	84.2	66.2	42.8	26.9	23.3	9.2	2.3	1.5	3.9	8.2
<b>Total</b>	<b>1277.1</b>	<b>1368.7</b>	<b>1367.8</b>	<b>1337.1</b>	<b>1307.4</b>	<b>1305.5</b>	<b>1543.8</b>	<b>1720.7</b>	<b>1741.2</b>	<b>1553.5</b>	<b>1652.1</b>	<b>1,710.5</b>

Fuente: Anuario estadístico; 1999, 2000 y 2001  
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

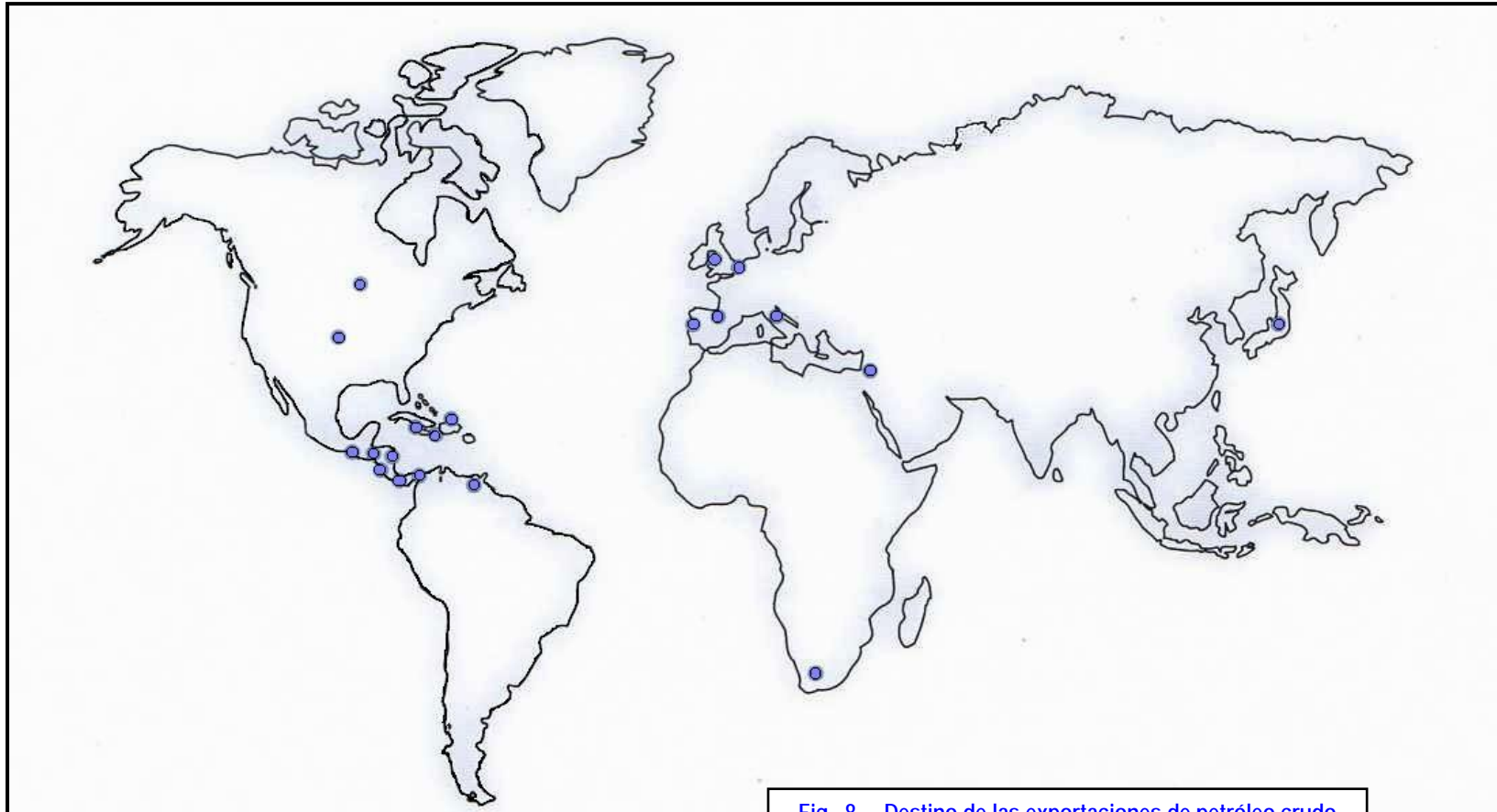
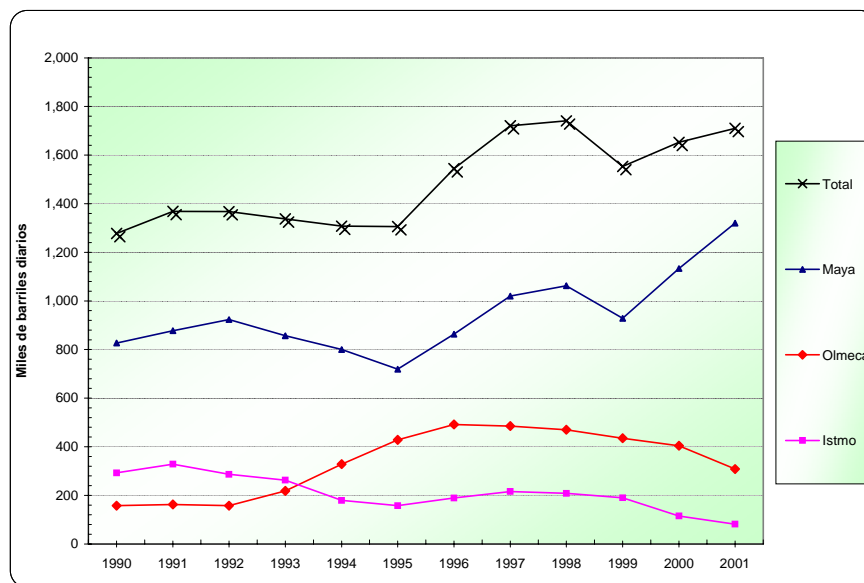


Fig. 8 Destino de las exportaciones de petróleo crudo

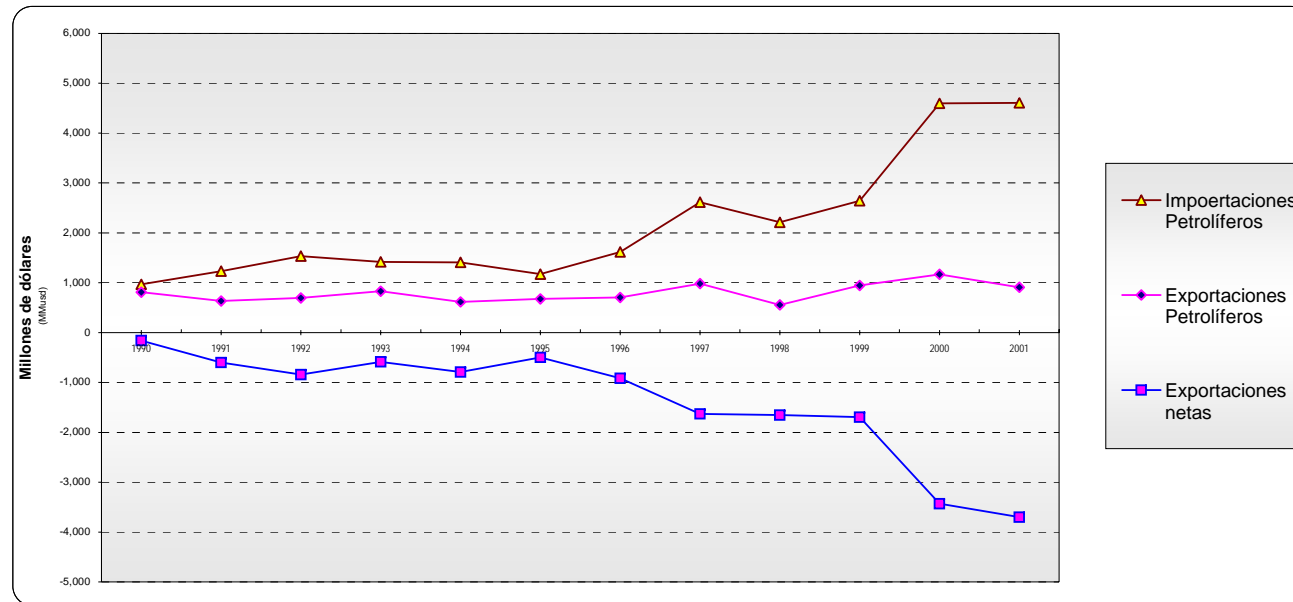
Cuadro 32

Volumen de las exportaciones de petróleo crudo por destino geográfico  
(miles de barriles diarios)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Total</b>	<b>1277.1</b>	<b>1368.7</b>	<b>1367.8</b>	<b>1337.1</b>	<b>1307.4</b>	<b>1305.5</b>	<b>1543.8</b>	<b>1720.7</b>	<b>1741.2</b>	<b>1553.5</b>	<b>1652.1</b>	<b>1710.3</b>
América	770.5	834.1	914.2	970.5	1030.4	1094.2	1335.2	1469.5	1506.6	1329.9	1424.5	1485.1
Estados Unidos	720.5	765.8	798.0	879.3	960.8	1037.1	1209.6	1334.9	1341.5	1171.2	1241.6	1285.4
Olmeca	138.5	158.9	156	213.4	305.6	406.3	464.7	457.5	463.5	431	380.7	281.7
Istmo	90.9	117.6	107.8	102.7	61.4	66.7	67.3	87.7	83.7	97.7	62.1	41.1
Maya	491	489.3	534.2	563.3	593.8	564.1	677.7	789.7	794.2	642.5	798.8	962.5
Otros	50	68.3	116.2	91.2	69.6	57.1	125.6	134.6	165.2	158.7	182.9	199.8
Europa	350.8	388.3	361.4	286.2	196.8	134	121.7	175.9	190.3	176.5	188.1	181.2
Lejano Oriente	155.8	146.3	92.2	80.4	81.2	77.2	86.9	62.6	31.5	42.1	39.5	42.1
África	-	-	-	-	-	-	-	12.7	12.8	4.9	-	1.8
<b>Olmeca</b>	<b>157.6</b>	<b>162.8</b>	<b>157.5</b>	<b>218.4</b>	<b>328</b>	<b>428.7</b>	<b>491.5</b>	<b>485.2</b>	<b>470.3</b>	<b>435.2</b>	<b>404.1</b>	<b>308.5</b>
América	149.4	160.1	157.5	218.5	328.0	428.7	491.5	483.0	469.4	435.2	404.1	308.4
Estados Unidos	138.5	158.9	156.0	213.4	305.6	406.3	464.7	457.5	463.5	431.0	380.7	281.7
Otros	10.9	1.2	1.5	5.1	22.4	22.4	26.8	25.5	5.9	4.2	23.4	26.7
Europa	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	-	-	-	-	-	-	-	2.2	0.8	-	-	-
<b>Istmo</b>	<b>292.7</b>	<b>328.7</b>	<b>287</b>	<b>262.3</b>	<b>179.4</b>	<b>157.8</b>	<b>189.1</b>	<b>215.8</b>	<b>208.1</b>	<b>189.7</b>	<b>114.6</b>	<b>82.0</b>
América	118.6	159.4	166.6	156.8	90.8	80.6	103.0	131.0	128.8	134.4	88.2	63.0
Estados Unidos	90.9	117.6	107.8	102.7	61.4	66.7	67.3	87.7	83.7	97.7	62.1	41.1
Otros	27.7	41.8	58.8	54.1	29.4	13.9	35.7	43.3	45.1	36.7	26.1	21.9
Europa	59.2	57.3	52.6	42.4	18.0	11.4	9.2	21.4	44.8	29.0	10.9	10.2
Lejano Oriente	114.8	112.0	67.8	63.0	70.5	65.8	76.9	57.0	23.5	21.4	15.4	8.7
África	-	-	-	-	-	-	-	6.4	11.0	4.9	-	-
<b>Maya</b>	<b>826.8</b>	<b>877.2</b>	<b>923.3</b>	<b>856.5</b>	<b>800</b>	<b>719</b>	<b>863.2</b>	<b>1019.7</b>	<b>1062.9</b>	<b>928.6</b>	<b>1133.5</b>	<b>1,319.8</b>
América <sup>a</sup>	502.4	514.6	590.1	595.3	611.6	585.0	740.7	855.5	908.4	760.4	932.2	1113.6
Estados Unidos <sup>a</sup>	491.0	489.3	534.2	563.3	593.8	564.1	677.7	789.7	794.2	642.5	798.8	962.5
Otros	11.4	25.3	55.9	32.0	17.8	20.9	63.0	65.8	114.2	117.9	133.4	151.1
Europa	283.4	328.3	308.8	243.8	177.8	122.6	112.5	154.5	145.5	147.5	177.2	171
Lejano Oriente	41.0	34.2	24.4	17.4	10.7	11.4	10.0	5.6	8.0	20.5	24.1	28.7
África	-	-	-	-	-	-	-	4.1	0.9	-	-	6.4

Cuadro 33  
Comercio exterior de productos petrolíferos y gas natural  
(Millones de dólares)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Exportaciones netas</b>	<b>(157.1)</b>	<b>(600.8)</b>	<b>(840.4)</b>	<b>(587.4)</b>	<b>(791.2)</b>	<b>(499.8)</b>	<b>(913.7)</b>	<b>(1,631.2)</b>	<b>(1,653.2)</b>	<b>(1,696.8)</b>	<b>(3,432.1)</b>	<b>(3,699.0)</b>
Exportaciones Petrolíferas	811.1	634.3	693.4	831.3	617.7	674.2	703.4	983.0 <sup>d</sup>	558.0 <sup>d</sup>	947.0 <sup>d</sup>	1,167.7	906.6
Importaciones Petrolíferas	968.2	1,235.1	1,533.8	1,418.7	1,408.9	1,174.0	1,617.1	2,614.2 <sup>d</sup>	2,211.2 <sup>d</sup>	2,643.8 <sup>d</sup>	4,599.8	4,605.6

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

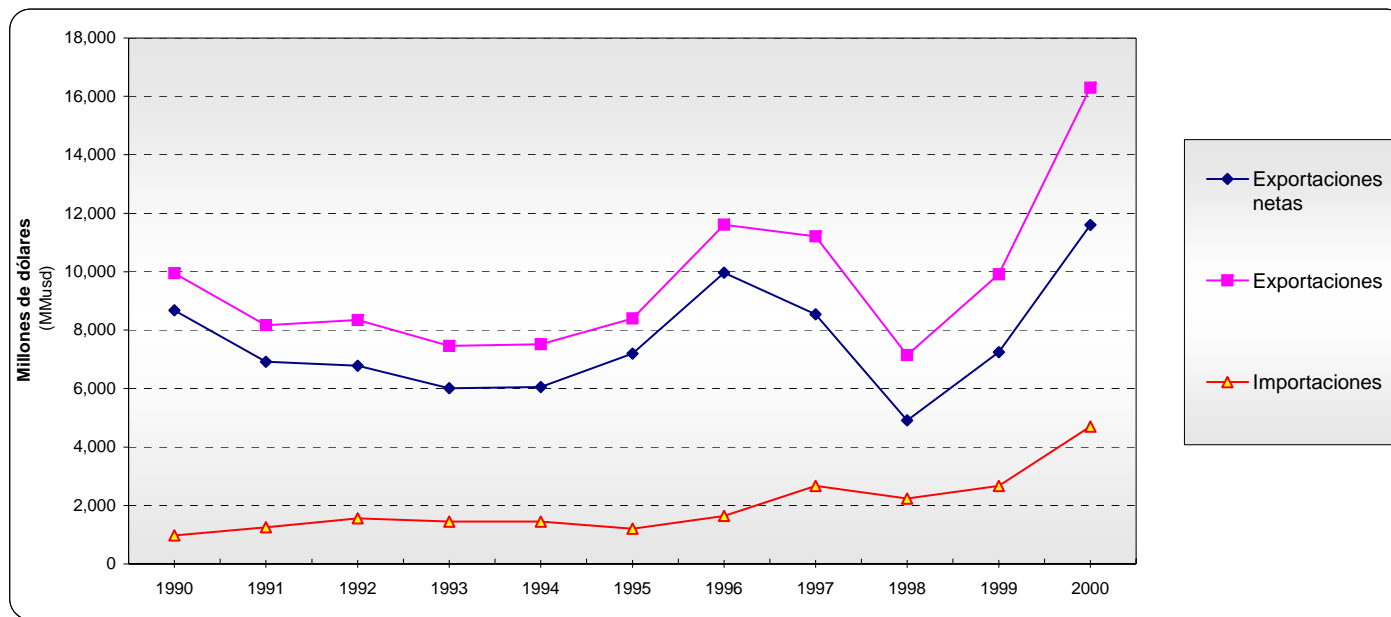
www.pemex.com

<sup>a</sup> Incluye MTBE

<sup>d</sup> Incluye la compra y reventa de gas en Estados Unidos.

Cuadro 34

Comercio exterior de productos petroquímicos  
(Millones de dólares)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Exportaciones netas</b>	234.1	227.5	177.0	159.4	218.3	214.6	176.1	134.7	97.9	82.5	173.7	84.3
Exportaciones petroquímicos	235.9	246.1	203.3	186.3	275.4	246.8	201.0	186.5 <sup>d</sup>	118.6 <sup>d</sup>	108.4 <sup>d</sup>	245.7	112.9
Importaciones Petroquímicos	1.8	18.6	26.3	26.9	57.1	32.2	24.9	51.8 <sup>d</sup>	20.7 <sup>d</sup>	25.9 <sup>d</sup>	72.0	28.6

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

www.pemex.com

<sup>a</sup> Incluye MTBE

<sup>d</sup> Incluye la compra y reventa de gas en Estados Unidos.



**Cuadro 35**  
**Participación del saldo de los petrolíferos en el comercio exterior de hidrocarburos y derivados**  
(Millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Valor total de las exportaciones</b>	<b>9,947</b>	<b>8,167</b>	<b>8,345</b>	<b>7,459</b>	<b>7,517</b>	<b>8,401</b>	<b>11,608</b>	<b>11,210</b>	<b>7,142</b>	<b>9,914</b>	<b>16,300</b>
<b>Petróleo crudo.</b>	<b>8,900</b>	<b>7,286</b>	<b>7,448</b>	<b>6,441</b>	<b>6,624</b>	<b>7,480</b>	<b>10,704</b>	<b>10,340</b>	<b>6,466</b>	<b>8,859</b>	<b>14,887</b>
Olmeca	1,354	1,193	1,127	1,352	1,949	2,739	3,869	3,457	2,251	2,846	4,280
Istmo	2,423	2,172	1,892	1,514	1,004	959	1,386	1,432	898	1,210	1,160
Maya <sup>a</sup> .	5,123	3,921	4,430	3,576	3,672	3,781	5,450	5,451	3,317	4,803	9,447
Export Gas natural	-	-	-	3	15	12	32	37 <sup>d</sup>	31 <sup>d</sup>	114 <sup>d</sup>	49
Import Gas natural	31	106	175	78	82	99	67	108 <sup>d</sup>	122 <sup>d</sup>	132 <sup>d</sup>	367
<b>saldo</b>	<b>(31)</b> 0.3%	<b>(106)</b> 1.3%	<b>(175)</b> 2.1%	<b>(74)</b> 1.0%	<b>(67)</b> 0.9%	<b>(87)</b> 1.0%	<b>(35)</b> 0.3%	<b>(71)</b> 0.6%	<b>(91)</b> 1.3%	<b>(18)</b> 0.2%	<b>(318)</b> 1.9%
Export Petrolíferos	811	634	693	828	603	662	672	646	527	833	1,119
Import Petrolíferos	937	1,129	1,359	1,341	1,327	1,075	1,550	2,506	2,090	2,512	4,261
<b>saldo</b>	<b>(126)</b> 1.3%	<b>(494)</b> 6.1%	<b>(665)</b> 8.0%	<b>(513)</b> 6.9%	<b>(724)</b> 9.6%	<b>(413)</b> 4.9%	<b>(878)</b> 7.6%	<b>(1,860)</b> 16.6%	<b>(1,562)</b> 21.9%	<b>(1,679)</b> 16.9%	<b>(3,142)</b> 19.3%
<b>Saldo total de petrolíferos</b>	<b>(157)</b> 1.6%	<b>(601)</b> 7.4%	<b>(840)</b> 10.1%	<b>(587)</b> 7.9%	<b>(791)</b> 10.5%	<b>(500)</b> 5.9%	<b>(914)</b> 7.9%	<b>(1,931)</b> 17.2%	<b>(1,653)</b> 23.1%	<b>(1,697)</b> 17.1%	<b>(3,460)</b> 21.2%
Export Petroquímicos	236	246	203	186	275	247	201	187	119	108	246
Import Petroquímicos	2	19	26	27	57	32	25	52	21	26	72
<b>saldo</b>	<b>234</b>	<b>228</b>	<b>177</b>	<b>159</b>	<b>218</b>	<b>215</b>	<b>176</b>	<b>135</b>	<b>98</b>	<b>83</b>	<b>174</b>

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 2001

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

www.pemex.com

<sup>a</sup> Incluye MTBE<sup>d</sup> Incluye la compra y reventa de gas en Estados Unidos.**Nota 1:** La separación del gas natural del resto de los petrolíferos, es únicamente para analizar su comportamiento.**Nota 2:** El porcentaje que aparece a la derecha de los valores de los saldo que resultan de restar las importaciones a las exportaciones, se refiere a la participación de éste en el valor de las exportaciones totales.

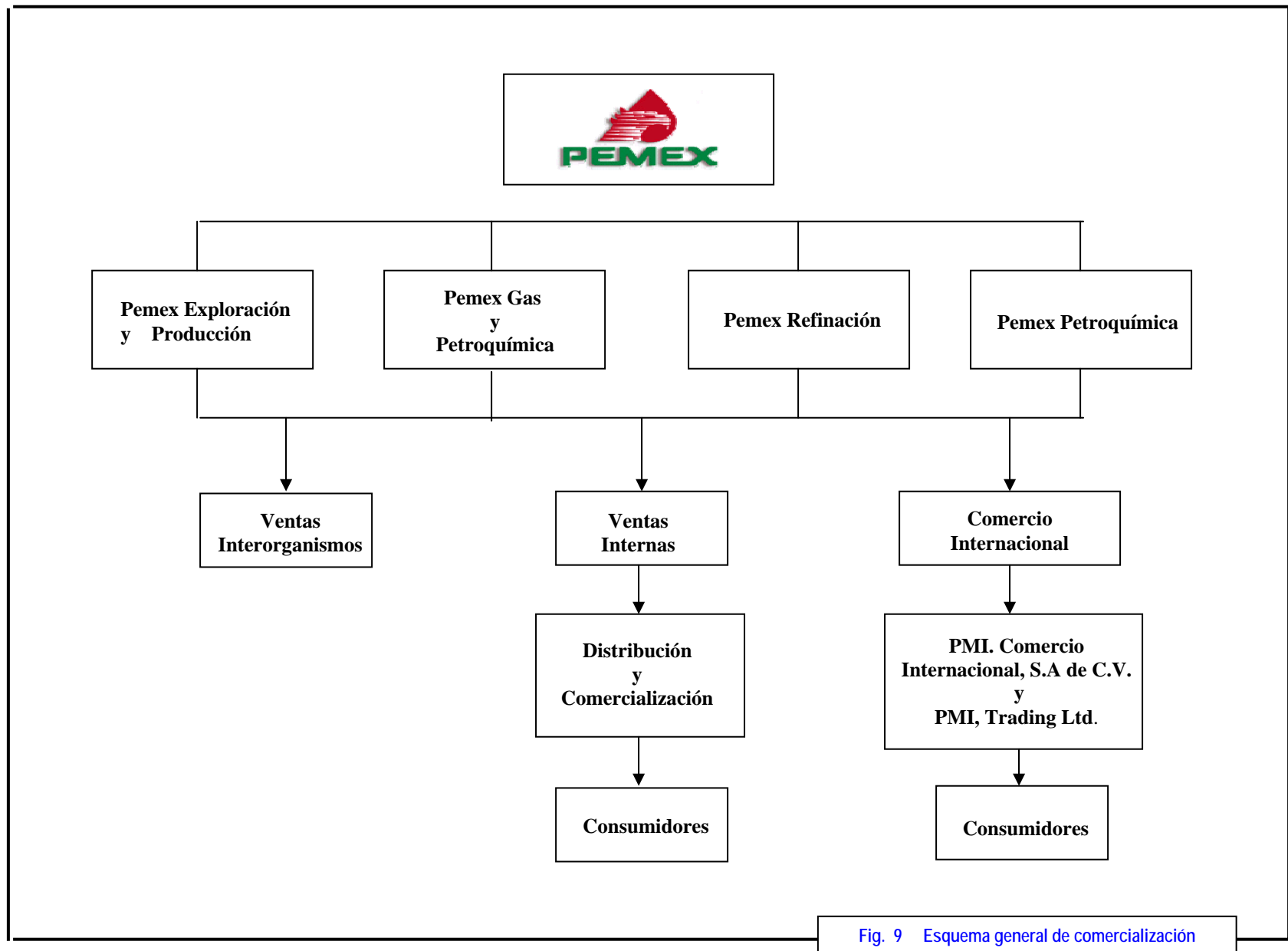
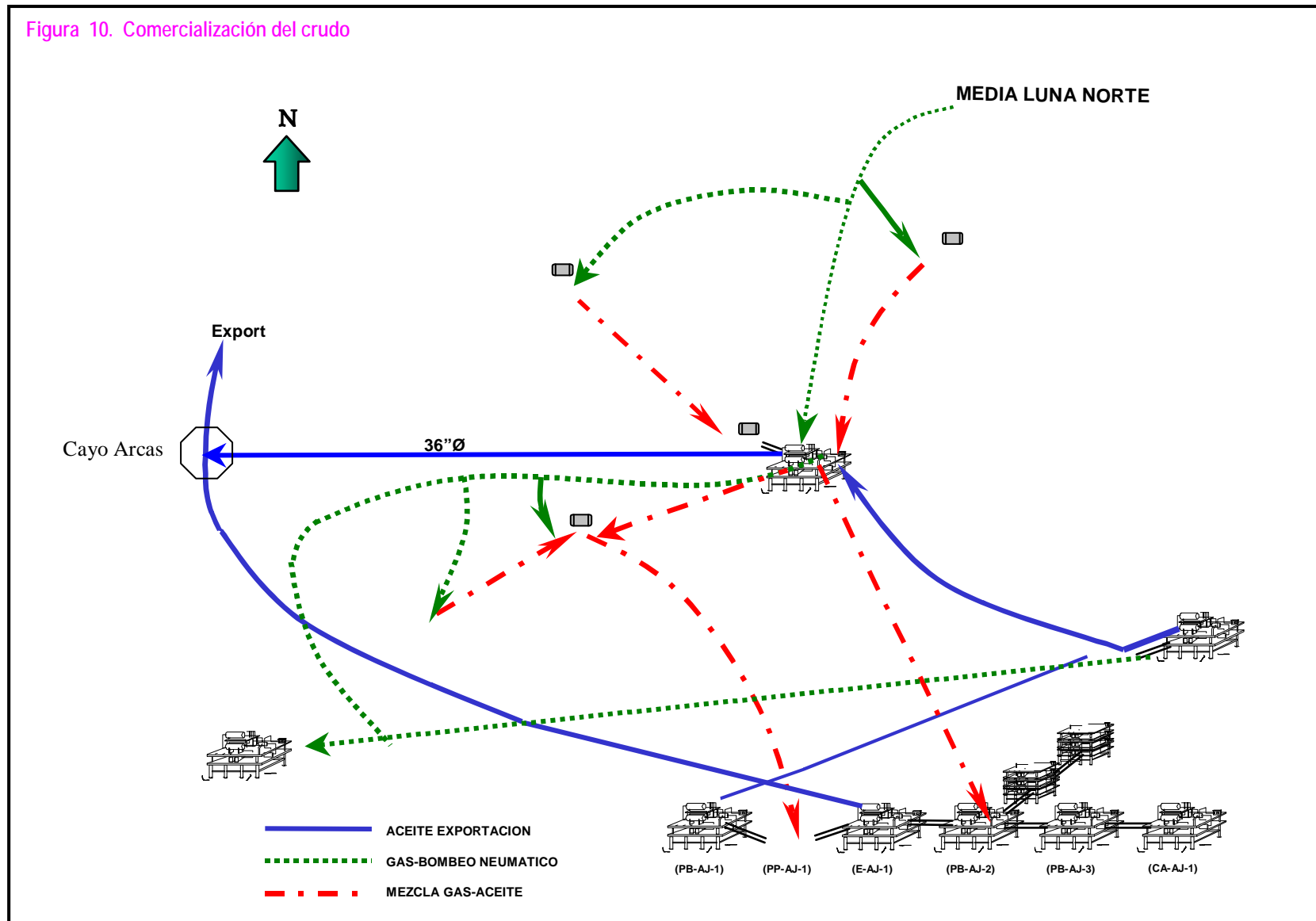


Figura 10. Comercialización del crudo



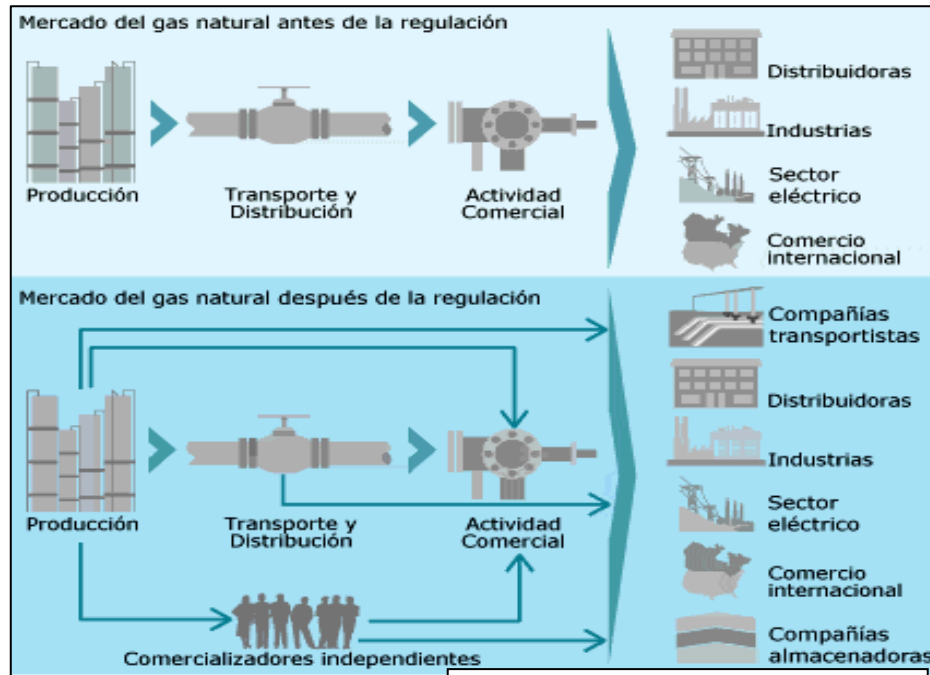


Fig. 11 Comercialización del gas natural

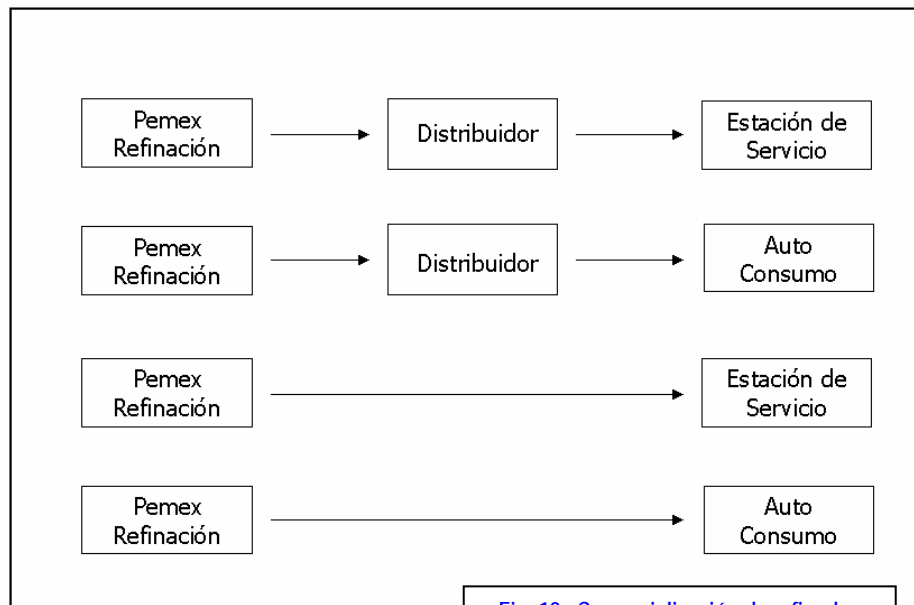


Fig. 12 Comercialización de refinados

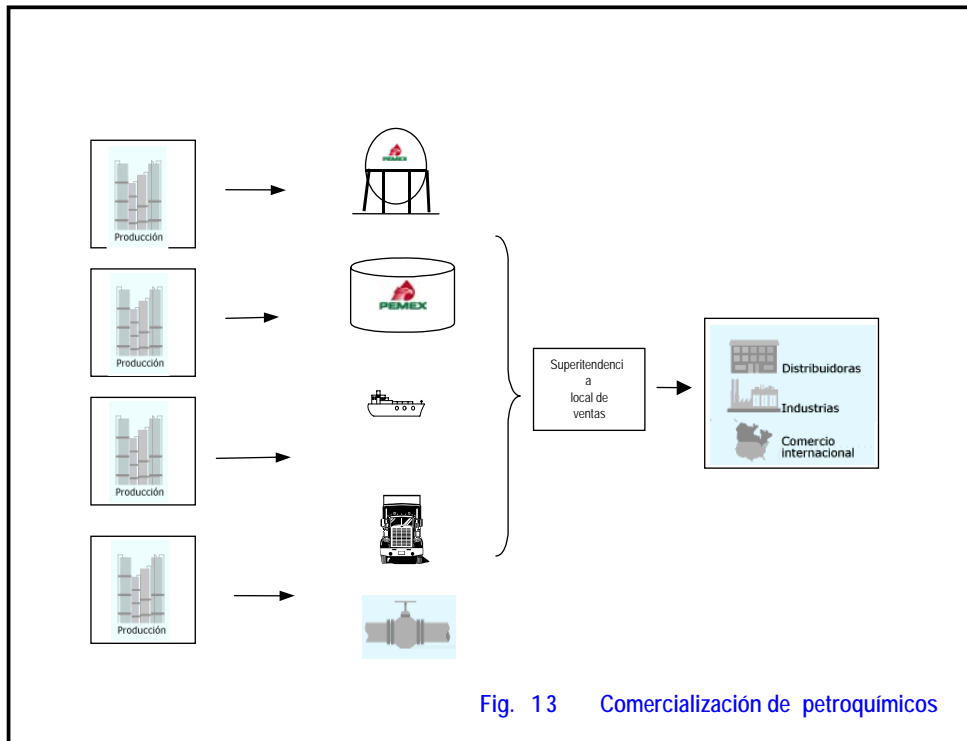


Fig. 13 Comercialización de petroquímicos

## 5. Proyección del balance de la oferta y la demanda

Una vez integrada la oferta y la demanda, a través de las series estadísticas de producción, comercio exterior (importaciones y exportaciones) y ventas internas, por el periodo 1990 a 2001; se efectúa el balance que nos permitirá conocer el estado que guarda la demanda en este mercado, así de existir una demanda insatisfecha o creciente, esta se proyectará para los siguientes 5 años con la finalidad de justificar la continuidad de este estudio, para los productos: crudo, petrolíferos, petroquímicos y gas natural, como sigue:

### 5.1 Crudo

En el periodo referido, la oferta mundial de petróleo registro una tasa de crecimiento promedio anual de 1.4%. al pasar de 66.9 MMbpced al inicio del periodo, a 76.9 MMbpced al final de éste. La mayor parte de la década se caracterizo por un esfuerzo continuo de producción, como la alcanzada al final del periodo citado. Este ímpetu ha sido moderado por momentos, por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético, así, la proyección de la oferta para el periodo referido, se espera sea de una producción de entre 77.9 a 81.9 MMbpce, (cuadro 36) como sigue:

Oferta proyectada	2002	2003	2004	2005	2006
MMbpce	77.9	78.9	80.0	81.0	81.9

En el mercado domestico, la producción logró un crecimiento cercano al 2%, con una producción de 2.5 en 1990 y una producción de 3.1 MMbpced en el 2001, la segunda parte de la década de los noventa fue la mas dinámica al registrar una tasa de crecimiento del 3%.

En esa década la demanda global, observó una tasa de crecimiento del 1.3%, muy semejante a la de la oferta. Los países pertenecientes a la OCDE consumieron cerca del 58% y los países no pertenecientes a esa organización, el 42% respectivamente. La expansión global de la economía demandará mayores niveles de crudo, así para el periodo proyectado -2002 a 2006- se espera una demanda de 77.4 a 81.4 MMbpced, acercándose peligrosamente a la capacidad máxima de producción global la cual se estima en poco más de 80 MMbpced.

Demanda proyectada	2002	2003	2004	2005	2006
MMbpced	77.4	78.4	79.4	80.4	81.4

La demanda interna, registro una tasa promedio de crecimiento del 1.2%, con un consumo de 1.26 en 1990 y 1.35 MMbpced en 2001.

En el balance de la oferta y demanda, como se advierte en el cuadro 36, existe una demanda creciente muy semejante a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de la oferta, característica de este mercado, que en nuestro periodo de estudio fue en promedio de 0.4 MMbpce, y se desprenden lo siguiente:

- La demanda se esta acercando a la capacidad de la producción global, y no se debe a la falta de inversión como en el caso mexicano, se debe más bien, a que la capacidad de reposición de reservas, de acuerdo a los registros, están llegando a su termino.

- Esta rigidez de la oferta, expresada por la baja incorporación de nuevos yacimientos, cuando menos de crudo convencional, la expansión de la población, las economías y la demanda de energía que ello implica, provocará presiones sobre el precio del crudo, sólo atenuadas por el desarrollo de cualquiera de los sustitutos energéticos en combinación de acciones de ahorro de energéticos y la adición de nuevos yacimientos muy probablemente en aguas profundas.
- El mantenimiento de la capacidad de producción excedente, así como la determinación y la posibilidad de hacer uso efectivo de la capacidad que esta otorga han sido instrumentos clave en la administración de la oferta petrolera global y constituyen una característica central del régimen vigente de precios del petróleo.
- Esta capacidad excedente se ha concentrado en un pequeño grupo de países productores del Golfo Pérsico, encabezado por Arabia Saudita. El gran cambio que se ha gestado en el balance de la oferta y la demanda globales ha sido la reducción de esa capacidad excedente a su nivel histórico más bajo. De esta manera se ha perdido la flexibilidad necesaria para regular dicho balance con objeto de estabilizar el precio a un nivel razonable.<sup>17</sup>
- Respecto de los sucedáneos como son: carbón, gas natural, energía nuclear, eólica y el hidrógeno, entre otros, cuyas propiedades tienen un carácter sustitutivo o cercano a los del proyecto y que pudieran competir en el mercado, juegan aún un papel discreto, aunque con importantes expectativas para el futuro próximo

## 5.2 Petrolíferos

La demanda de los petrolíferos en el mercado nacional, se caracteriza por ser creciente, con una tasa de crecimiento del 2% anual promedio, al registrar ventas de 1,145 en 1990 y 1,387 Mbdp en 2001, cuyo promedio fue de 1,386 Mbdp, compuesta por ventas internas de productos refinados de 91% y externas 9% en promedio.

Esa demanda ha sido cubierta, en promedio, con una producción de 1,522 Mbdp, que representa una tasa de crecimiento del 0.3% al registrar 1,485 en 1990 y 1,528 Mbdp en el 2001, compuesta por una producción local con el 86% e importaciones con 14%.

Los productos producidos fueron: combustóleo, gasolinas automotrices, diesel, gas licuado, turbosina y otros con: 27.8, 27.5, 18, 16, 4 y 7 % respectivamente.

Las importaciones promediaron 253 Mbdp, con una tasa de crecimiento anual promedio del 13.7%, al pasar de 115 a principios de la década a 377 Mbdp en el 2001, y la configuran principalmente los productos: gasolinas, combustóleo, gas licuado(LP) y gas natural con: 37, 27,15 y 9% como los más significativos

Se exportaron en promedio 119 Mbdp, que representa una tasa de crecimiento promedio de 2.5%; al pasar de 110 a 108 Mbdp; en el periodo referido; destacan las gasolinas, gas licuado, diesel y pentano con: 25, 16, 14 y 11 por ciento.

En cuanto al balance de la importaciones y exportaciones (cuadro 33) el resultado es negativo para nuestra país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbdp, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado(LP) y gas natural, reflejo de el atraso que priva en la industria de refinación de estos productos.

- Por lo que toca a **gasolinas**, es de esperar un mayor crecimiento de estas importaciones, por la creciente demanda que el incremento de vehículos ocasionará, toda vez que en promedio se consumen 478 Mbdp (producción 419, importaciones 93 y exportan 34 Mbd) cuya producción ha permanecido en el periodo de estudio en un margen de entre 402 a 441 Mbdp, con una tasa promedio de crecimiento cercana al 6%, limitada por la capacidad de refinamiento. Las importaciones están en

---

<sup>17</sup> Pese a los esfuerzos de la OPEP por incrementar su participación en el mercado, la Agencia Internacional de Energía, AIE, plantea que la capacidad excedente de esa organización petrolera, es de 1.2 MMbdp, si bien los niveles efectivamente disponibles son de sólo medio millón de bpd, aunque es posible que cuente además con 1.5 a 2.0 MMbdp de capacidad no sostenible, por encima de su capacidad 9.3 MMbdp. el Departamento de Energía de los Estados Unidos coincide en que la capacidad excedente es de 500 mil bpd. Frente a ello el mercado ha recibido esta noticia con escepticismo y con un reconocimiento explícito de la exigua capacidad de maniobra que le resta a la OPEP, dado que todas las estimaciones establecen que la industria petrolera opera a un ritmo equivalente a 98 o 99 por ciento de la capacidad instalada mundial. Medio millón o un millón de b/d es un volumen poco significativo frente a una oferta global de más de 80 MMbdp y a la producción de la OPEP de cerca de 30 MMbdp –el nivel más alto en la historia de esa organización, salvo por los años de 1973 y 1979-

un margen de 36 a 138 Mbpd, que representa una tasa media de crecimiento del 19% y es en la segunda parte de la década (1996-2001) donde se configura esta tendencia con el 17%. Esto es, 2 de cada 10 barriles que circulan por el territorio nacional diariamente vienen de EU.

- El **combustóleo**, su producción esta dentro de un margen de 407 a 446 Mbpd, que refleja su capacidad máxima de producción. Se consumen en promedio 484 Mbpd (producción de 423, importaciones 69 y exportaciones 8 Mbpd) y la producción ha permanecido con una tasa promedio de crecimiento apenas del 0.3%. En consecuencia, las importaciones han avanzado de un margen de 30 a 85 Mbpd, con una tasa de crecimiento del 12.5%.
- El **gas licuado (LP)**, registra una producción en un rango de 215 a 267 Mbpd, con una **tasa** media de crecimiento **negativa del 0.2%**. Se consumen en promedio 262 Mbpd (producción 241, importaciones 39 y exportan 18 Mbpd) las importaciones registran entre 13 a 75 Mbpd, lo que represento una tasa de crecimiento del 18.3%. y al igual que en el primer caso, es en el período 1996-2001 donde se configura esa participación con 16.5%. Si la demanda se presenta en el futuro como en el periodo referido, el país seguirá importando este combustible, máxime que el 80%<sup>18</sup> de los hogares en México usan este energético. Hasta 1995, mediante la producción interna, Pemex alcanzo a cubrir la demanda nacional, en 95%, pero a partir de 1996 y hasta 2001, únicamente se logra atender el 77% en promedio esos requerimientos, así por la ya apuntado, las importaciones seguirán creciendo, aunque el mercado de abastecimiento que es el Sur de Texas, EU; esta dando visos de agotamiento, por lo que se auguran cambios importantes en este sector.

La proyección de la demanda futura se presenta en el **cuadro 37**, y se observa la demanda proyectada para el periodo 2002 al 2006, la cual es en promedio de 1,613, integrada por ventas internas de 1,474 Mbpd y exportaciones de 139 Mbpd; misma que será cubierta por la producción interna, aunque muy cercana al limite de su capacidad, por esa razón, se requerirán cada vez mayores importaciones, que generaran mayores presiones en el saldo de la balanza de estos productos.

Demanda proyectada	2002	2003	2004	2005	2006
MMbpced	1,556	1,582	1,608	1,634	1,684

### 5.3 Petroquímicos

El mercado de los petroquímicos, en contraste con los productos petrolíferos, se caracterizó por una demanda decreciente, lo que significo ver reducir sus ventas de 5,485 Miles de toneladas, Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 2,625 Mt en el 2001; y se integra por ventas internas 82 y externas 18%, que en total promediaron 5,921 Mt, con una tasa de crecimiento negativa del 5%,

Esa demanda ha sido cubierta por medio de producción interna, que al inicio del periodo de estudio fue de 12,685 y una al final de 5,994, Mt; con una producción en promedio de 11,121 Mt, lo que significo una tasa media de crecimiento **negativa del 6.1%**, compuesta por una producción interna en 99% y externa por 1% respectivamente. Por esa razón se genero un excedente de 5,314 Mt en promedio, que representa el 47% de la oferta total, que sin duda se reflejo en los costos. De esta forma y antecedentes la demanda ha sido satisfecha<sup>19</sup>, en el periodo de estudio.

A mayor detalle, las **importaciones** promediaron **113 Mt**, cuya tasa de crecimiento fue de 33%, al pasar de 1 a 128 Mt, en el periodo referido, lo cual correspondió principalmente a los productos: amoniaco, propileno, xileno, benceno y otros con: 33, 21, 20, 14, 5% y otros con el 7%.

<sup>18</sup> Martínez, Mayra. "México Tiene Petroquímica dependiente" en: Energiahoy, ruta de negocios, año 3, No. 25 (abril), 2006. pp. 45-47

<sup>19</sup> Este estudio no incluye las posibles compras o importaciones que haya podido realizar el sector privado. N del A.



Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual "reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración".

Las exportaciones promediaron 1,089 Mt: destacan; el azufre, amoniaco, etileno, glicoles etilénicos y polietilenos con: 36, 31, 12, 6 y 5% y otros con el 10%, en el período señalado. Las exportaciones tuvieron una tasa promedio de crecimiento de 1.3% , al registrar 850 Mt en 1990 y 780 Mt en el 2001, respectivamente.

En cuanto al balance de las importaciones y exportaciones, de acuerdo a las operaciones realizadas por Pemex, el resultado es positivo para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este ha sido de ese signo positivo, en cerca de 959 Mbpd, caracterizado principalmente por las azufre, amoniaco y etileno.

La proyección de la demanda futura se presenta en el cuadro 38, en este se muestra la demanda proyectada para el periodo 2002 al 2006, y la cual es de 2,688 Mt en promedio, integrada por ventas internas 2,693 y exportaciones por 1,036 Mt en promedio, misma que será cubierta por la producción interna mas las importaciones.

Demanda proyectada	2002	2003	2004	2005	2006
MMbpced	4,267	3,998	3,729	3,460	3,192

#### 5.4 Gas natural<sup>20</sup>

La producción del gas natural, en el periodo 1990 a 2001, cuyas fuentes provienen del gas asociado y no asociado, reflejo una tasa de crecimiento del 3%, al pasar de 3,652 MMpcd a 4,511 MMpcd, con una producción promedio de 4,262 MMpcd, en el periodo de estudio. La producción máxima registrada fue de 4,791 MMpcd en 1999 a partir de este año, la producción cae en 280 MMpcd por efecto de la declinación natural en la producción de gas en las regiones Sur y Marinas que generan actualmente casi tres cuartas partes de la producción total de gas natural.

La producción del gas natural asociado y no asociado represento el 80 y 20% del total respectivamente, lo que evidencia por un lado la falta de inversión en yacimientos gasíferos no asociados, que en fechas recientes se ha tratado de romper esa proporción al registrarse importantes inversiones en los yacimientos recientemente desarrollados en la Región Norte del país (Burgos), lo que contribuirá con mayores volúmenes, aunque aún lejano de los niveles alcanzados por el del gas asociado.

El consumo del gas natural se caracteriza por una demanda creciente, a razón de una tasa de crecimiento del 4.4%, compuesta por ventas interna y exportaciones con el 98 y 1% respectivamente. El consumo esta influido por Pemex, sector industrial, eléctrico y otros con el 48, 28, 19 y 5 % respectivamente.

En cuanto al balance de la importaciones y exportaciones el resultado es negativo para nuestra país, y es que las importaciones crecen a una tasa del 21%, lo que significa importar 156 MMpcd en promedio y ha significado a partir de 1997 gastar 107 MMUSD e incrementarse hasta 424 MMUSD en 2001.

A través de las Asociación mexicana de Gas Natural, AMGN; la Secretaria de Energía, SE; Petróleos Mexicanos, Pemex; la Comisión Reguladora de Energía, CRE; y la Comisión Federal de Electricidad, CFE; buscar un nuevo mecanismo para determinar el precio del gas natural que se comercializa en México, y abandonar el índice de referencia del sur de Texas, el Houston Ship Channel, que ha sido cuestionado por no reflejar apropiadamente las condiciones del mercado mexicano. Con ello, lograr un precio de referencia mexicano que ha diferencia del que se toma en la actualidad, esté compuesto sólo en 15 ó 20% con el precio de referencia estadounidense, mientras que el restante 75 u 80% podría formarse con base en un precio

<sup>20</sup> El gas natural es clasificado como un petrolífero, y normalmente es incluido en las estadísticas como tal, sin embargo, por su importancia como energético, se analiza por separado. N del A.

determinado en México, tomando en cuenta los costos de producción de Pemex, mismos que se calculan entre 1.75 y 2.0 dólares por millón de unidades térmicas británicas, BTU's

Por estos antecedentes, se puede concluir, que la demanda ha sido satisfecha, sin embargo, el consumo registra un crecimiento mayor al de la producción y de no incrementarse las inversiones, en los próximos años se podrá observar un aumento mayor en las importaciones. La proyección de la demanda futura se presenta en el cuadro 39, en este se muestra la demanda proyectada para el periodo 2002 al 2006, la cual es en promedio de 4,468 MMpcd, integrada por ventas internas 4,373 MMpcd y exportaciones por 95MMpcd respectivamente, la cual será cubierta por la producción interna mas las importaciones.

Demanda proyectada	2002	2003	2004	2005	2006
MMpcd	4,155	4,311	4,468	4,624	4,781

## 6. Resumen

Se caracterizo la importancia del petróleo a través de sus usos directos, como el del automóvil y por sus derivados, desarrollados por la petroquímica mediante la cual, con el uso del petróleo como insumo básico. Con la aparición de la petrolquímica, se obtienen determinados compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que determinan una amplia gama de productos denominados petroquímicos que se utilizan en las industrias de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras. Las principales cadenas petroquímicas son las del gas natural, las olefinas ligeras (etileno, propileno y butenos) y la de los aromáticos.

Lo anterior implica que los energéticos, cualquiera de sus formas, en particular el petróleo, no deba considerarse como un producto ó mercancía más en el mercado, y es que el petróleo es un producto estratégico y articulado a los problemas de seguridad nacional.

El petróleo mexicano, en los mercados interno y externo se presenta como una materia prima, extraída del subsuelo, en la que se distinguen diferentes tipos de crudo, como son: extrapesado, pesado, ligero y superligero, predominando el pesado (Maya, 52%) y en menor cantidad los restantes dos tipos en nuestro territorio. (Olmeca e Istmo)

Por su contribución de Pemex en la economía, el petróleo tiene una participación cercana del 2% en el PIB nacional. La contribución de Pemex, en los primeros años de los ochenta marca un punto de referencia al consolidarse la explotación del yacimiento Cantarell. De 1982 a 1983 se registro un crecimiento en la contribución de Pemex de 327 a 1,496 millones de pesos, 357% de incremento en promedio. Para la década de los noventa en su conjunto, la contribución fiscal de la Paraestatal, en promedio fue de 8,190 millones de pesos, 35% de los ingresos presupuétales del gobierno federal.

Los principales sucedáneos, como insumo estratégico, la energía se tiende a identificar como primaria y, la energía secundaria. Por su disponibilidad, se clasifican en renovables y no renovables, cuyo papel es aún discreto en el mercado.

En el mercado interno se analizo la integración del mercado, la distribución del mercado, la producción de y petrolíferos y petroquímicos:

Así la demanda de los petrolíferos en el mercado nacional, represento una tasa de crecimiento del 2% anual promedio. Esa demanda representa una tasa de crecimiento del 0.3% El balance de las importaciones y exportaciones es negativo para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbpd, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural, reflejo del atraso que priva en la industria de refinación de estos productos.

Los petroquímicos, en contraste, se registran una demanda decreciente, una producción de 12,685 y una al final de 5,994, Mt; lo que significó una tasa media de crecimiento negativa del 6.1%, por esa razón existe una capacidad ociosa cercana al 47%, que sin duda se reflejó en los costos. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual *reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración.*

La expansión global de la economía demandará mayores niveles de crudo, por lo que, para el período proyectado -2002 a 2006- se espera una demanda de **77.4 a 81.4 MMbpced**, acercándose peligrosamente a la capacidad máxima de producción global la cual se estima en poco más de 80 MMbpced

Este ímpetu ha sido moderado por momentos, por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético, y la proyección de la oferta para el período referido, se espera sea de una producción de entre 77.9 a 81.9 MMbpce.

En el **balance de la oferta y demanda** de crudo, existe una demanda creciente muy cercana a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de los productores, característica de este mercado, que en nuestro período de estudio fue en promedio de **0.4 MMbpce**, y mediante la construcción y operación de la plataforma propuesta, podrá apoyar el consumo interno, pero en lo fundamental, se dirigirá a la exportación de crudo pesado tipo maya, con ello, este proyecto participará con el **0.06%** en promedio de la creciente demanda proyectada mundial.

## 7. Conclusión

### Crudo

- Es recomendable, desde el punto de vista de mercado, la inversión en la construcción y operación de una plataforma petrolera octapoda de perforación-producción, cuya producción será de 48 Mbpd; podrá apoyar el consumo interno, pero en lo fundamental, se dirigirá a la exportación de crudo pesado tipo maya, con ello, este proyecto participará con el **0.06%** en promedio de la demanda proyectada mundial.
- Su comercialización en el mercado internacional se realizará considerando dos supuestos; el primero se refiere al fuerte empuje de la demanda ocasionado por las necesidades energéticas que el crecimiento mundial de la industria y población requieren (como son los casos de EU, y los países emergentes de Asia, encabezados por China e India), y a la insuficiencia ocasionada por el agotamiento de la producción, como reflejo de la declinación de las reservas, cuando menos las convencionales, que han empezado a dar visos de agotamiento.

### Petrolíferos

- Por lo anterior se recomienda, de manera apremiante; se invierta en la actualización de los procesos de las 6 refinerías existentes y de ser posible se incremente el número de esas, para no depender de procesos externos que encarecen los productos al interior del mercado nacional, destruyen cadenas productivas y ponen en riesgo la planta productiva de este país.
- En materia de gas licuado (LP), al carecer nuestra nación de las reservas de gas que sirven para su obtención, será necesario, al igual que el gas natural, identificar mercados de costos inferiores (EU) y que tengan disponibilidad inmediata y futura para garantizar el abasto interno en precio y cantidad.

### Petroquímicos

- Producto de la falta de inversión en la petroquímica de Pemex (PPO), iniciado desde el intento de privatización de 1995 y los precios de oportunidad, se coadyuva a la quiebra de empresas, y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido es la base de cálculo de los precios de los productos de PPO: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrolló la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país las cuales hoy se están desplomando.

- Se agudiza la destrucción de la industria agroquímica. En 2001, la gran mayoría de los fertilizantes comercializados en México –cerca de tres millones de toneladas- se importan de EU y Rusia, debido a los precios internacionales con que Pemex encarece el amoníaco. Como consecuencia, se destruye la cadena productiva del amoníaco –materia prima de la urea, fosfatos y amoníacos- y prácticamente se cancela la industria de los fertilizantes adquirida y concentrada por privados y convertidas a la fecha en distribuidoras de importaciones.
- Con ello, se contribuye a la crisis del campo mexicano: el consumo de los fertilizantes se ha reducido en más del 50%, disminuyendo su productividad y áreas de cultivo e incrementando el déficit comercial agropecuario con EU, desapareciendo a productores y dejando sin empleo a cerca de un millón de trabajadores.
- La industria petroquímica de Pemex, aún y cuando opera por debajo de su capacidad instalada, ha generado un excedente de 5,314 Mt en promedio anual y representa una tasa negativa del 6.1%. En el periodo 1996-2001 esta se reduce a 4,328, producto de que la demanda se cae y con ello la producción, esto sin duda es reflejo de los altos costos de las materias primas ofrecidas por la paraestatal referida y a la crisis que se vivió al inicio de ese periodo.
- La industria química corre el riesgo de quedarse atrás si no actualiza sus procesos. Pero para realizar las inversiones que se requieren en ese sector, es necesaria una reforma que ponga a su alcance la energía y los petroquímicos esenciales.

### Gas natural

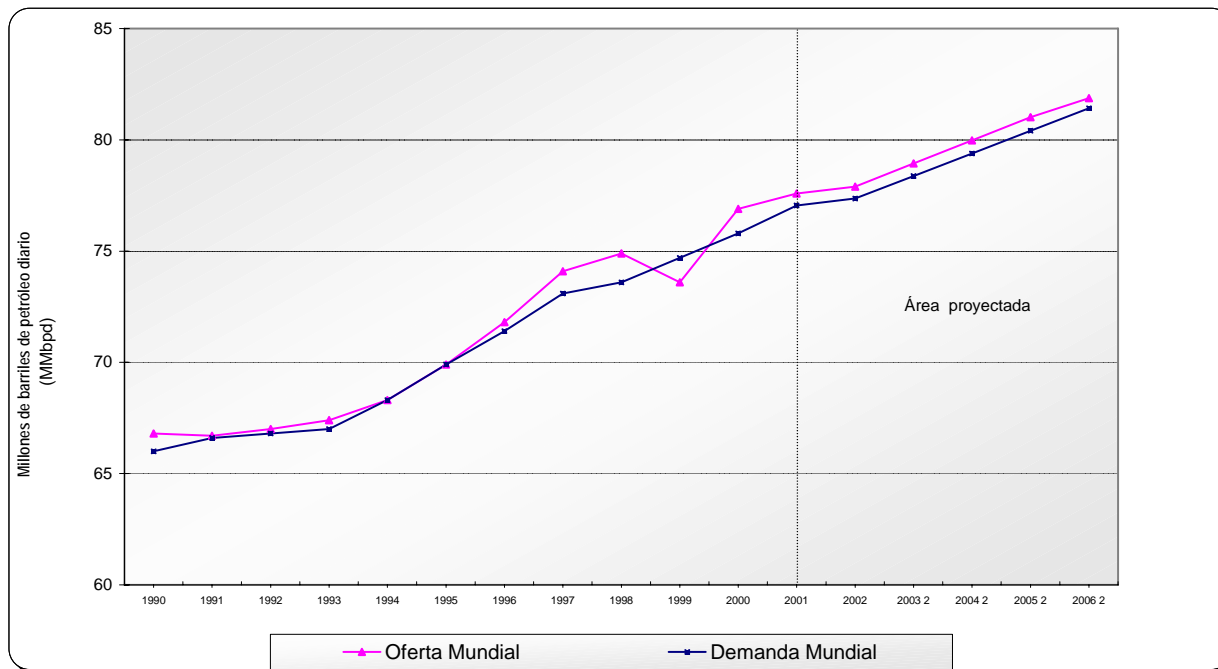
- Las reservas de gas natural durante el periodo de estudio, presentaron una tasa de crecimiento negativa del 2.4%, producto de la falta de inversión en la reposición de reservas.
- En la región norte del continente, la demanda de este energético crece en forma importante, no obstante que la relación oferta-demanda, es rigurosamente deficitaria tanto de EU como en México.
- Además de presentar un balance deficitario para lo próximos años, la Union Americana es hoy el principal proveedor de gas en México, lo cual deja expuesto no solo la alta dependencia que tiene nuestro país de ese mercado, sino también de la vulnerabilidad de la planta productiva y del desarrollo económico del país.
- De mantenerse las condiciones actuales, la demanda futura de EU y México será cada vez más fuerte y podrán pasar a ser importadores netos de ese energético, por lo que la región esta obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria.
- La dependencia de las importaciones del gas natural, procedentes de EU, un país dependiente en alto grado de sus compras externas, explica porque los consumidores nacionales tienen que pagar un precio bastante caro por ese insumo.
- El consumo registra un crecimiento mayor al de la producción y de no incrementarse las inversiones, en los próximos años se podrá observar un aumento mayor en las importaciones, acentuando la afectación que ello implica para el desarrollo industrial de México, ya que a partir de él, se desarrollo la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país, las cuales hoy se están al borde de la obsolescencia y con ello, se destruyen cadenas productivas.
- La creciente demanda de este energético, propiciada por la generación de electricidad en el país, es algo que opera contra toda lógica, ya que no es entendible porque pretender trabajar con fuentes de energía insuficientes.
- Una alternativa que podría considerarse para alcanzar la producción suficiente y así garantizar un abasto confiable, es el desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado (LNG, por sus siglas en ingles), con estas plantas se podría traer, a través de barcos, especialmente adaptados, el gas procedente de otras naciones; con lo cual se podría mitigar el efecto de dependencia regional, además de que con esto se abrirán grandes posibilidades de diversificar las fuentes de importación con lo cual se podría tener acceso a precios de gas más accesibles para la mayoría de los consumidores.

- Sin duda la mejor alternativa, sería que Pemex pudiera incrementar su producción de gas natural, actividad que en los últimos años se mantiene estancada, pese a que el precio del insumo se ha apreciado sustancialmente y presupone un incentivo a la inversión de nuevos proyectos de exploración–explotación ese energético
- Buscar un nuevo mecanismo para determinar el precio del gas natural que se comercializa en México, y abandonar el índice de referencia del sur de Texas, el Houston Ship Channel, que ha sido cuestionado por no reflejar apropiadamente las condiciones del mercado mexicano.
- Para paliar esta situación, el objetivo de la política energética del país debería estar concentrada en alcanzar una producción suficiente para garantizar un abasto confiable, oportuno y de precios competitivos, ese al menos debería ser el principio básico del programa del Gobierno Federal, sobre todo considerando que el recurso lo tiene México y no se ha explotando.
- Ante la falta de capital y el riesgo de escasez del gas natural, es muy probable que el camino para las nuevas inversiones, sea a través del esquema Pidiregas, y en su caso el de Contratos de Servicios Múltiples e inclusive una vez superado los límites constitucionales, prepararse para inversiones mixtas pero que en todo caso se garantice el mayor beneficio para México, sobra decir, salvaguardando la soberanía sobre ese recurso.
- Superar este tipo de retos daría a México una verdadera soberanía económica, eliminaría la riesgosa dependencia que significa estar importando gas de una país deficitario, lo cual implica pagar un mayor precio que el de referencia, pues a este hay que sumarle el costo de transporte, efecto que en un plazo no muy largo termina por minar la competitividad de las empresas nacionales.

#### Sucedáneos

- Dentro de los productos similares ó complementarios de mayores expectativas de crecimiento, cuyas propiedades tienen un carácter sustitutivo, al producto ofrecido en éste proyecto; es sin duda la energía nuclear, como lo demuestra su renacimiento sobre todo en Europa, donde ha tenido un repunte interesante y en segundo lugar se encuentra el hidrógeno con expectativas bastante positivas y en tercer lugar están la eólicas estas dos últimas particularmente en Europa.

Cuadro 36  
Balance Oferta - Demanda de hidrocarburos<sup>1</sup>  
(Mmbpce)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 2	2004 2	2005 2	2006 2
Oferta Mundial	66.8	66.7	67.0	67.4	68.3	69.9	71.8	74.1	74.9	73.6	76.9	77.6	77.9	78.9	80.0	81.0	81.9
Demanda Mundial	66.0	66.6	66.8	67.0	68.3	69.9	71.4	73.1	73.6	74.7	75.8	77.0	77.4	78.4	79.4	80.4	81.4
Balance	0.8	0.1	0.2	0.4	0.0	0.0	0.4	1.0	1.3	(1.1)	1.1	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.4

Fuente: Pemex; Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001

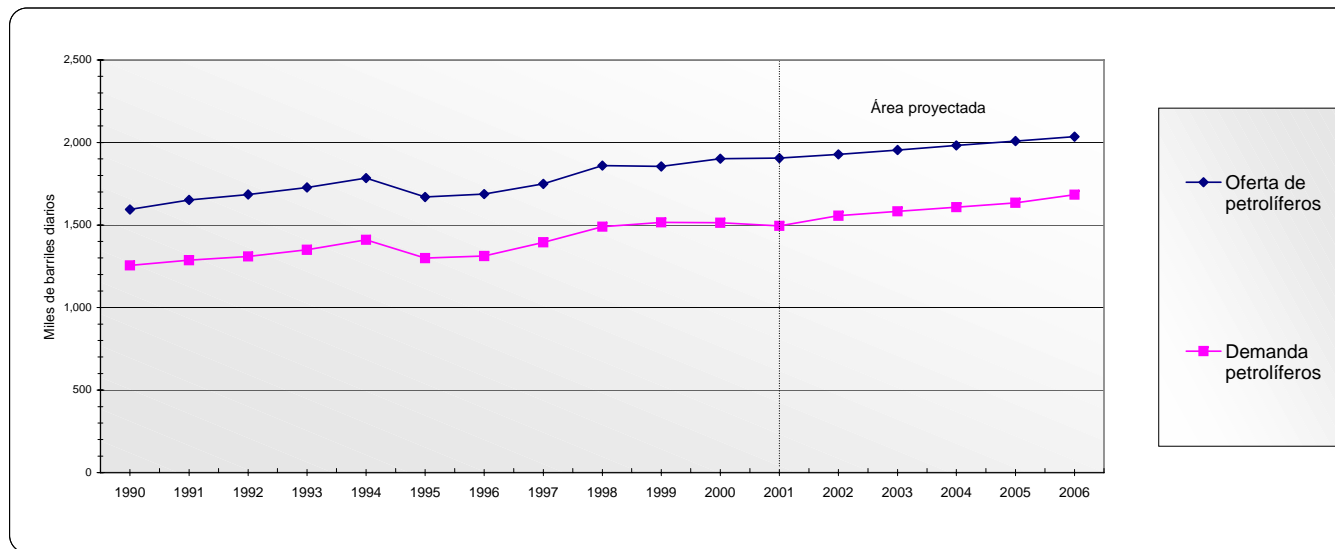
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

<sup>1</sup> Corresponde a hidrocarburos líquidos (petróleo crudo más líquidos del gas)

<sup>2</sup> Valores proyectados con base en series históricas.

**Nota:** De acuerdo a la revista Energía hoy, con datos de Energy Information Agency, International Petroleum Monthly, Oil demand. Se obtuvieron los siguientes valores de demanda global: 2001(77.66), 2002(78.36), 2003(79.89), 2004(82.48) y al 2do trimestre del 2005(82.32) MMbd(promedio anual)

Cuadro 37  
Balance oferta-demanda de petrolíferos  
(Mbd)



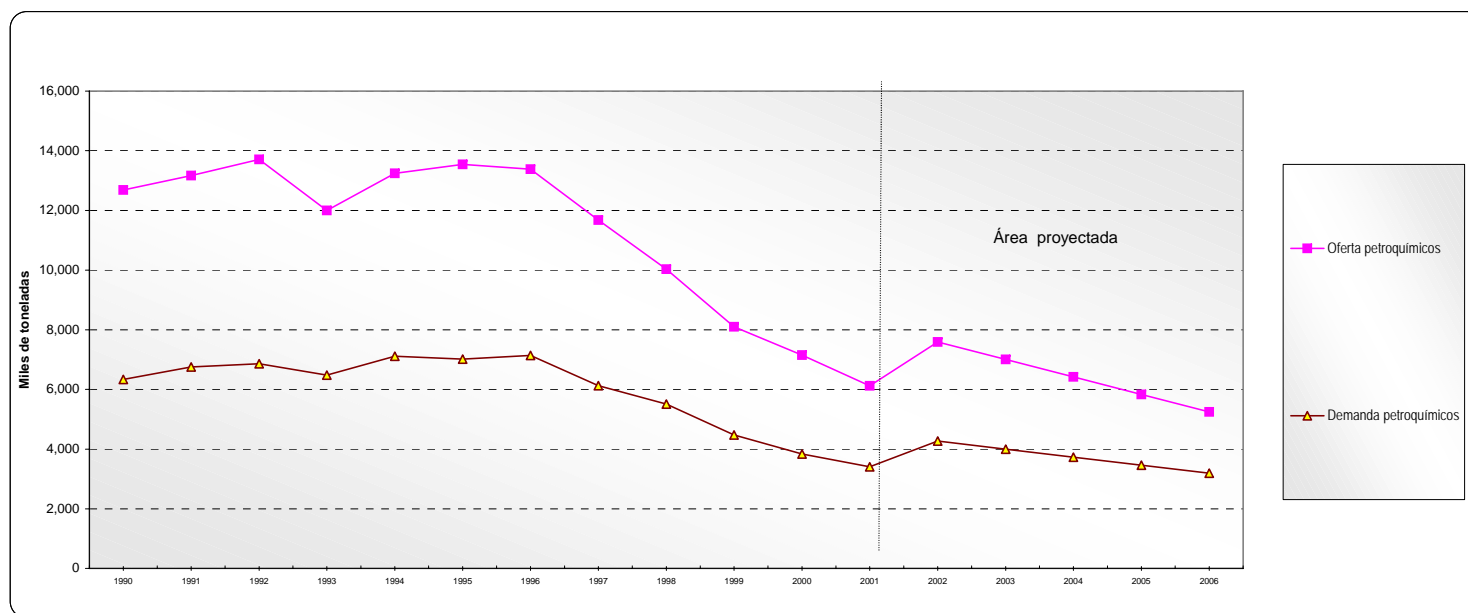
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prod. Nal. Petrolíferos <sup>1</sup>	1,485	1,510	1,513	1,551	1,596	1,530	1,510	1,451	1,525	1,530	1,537	1,528	1,533	1,534	1,536	1,537	1,539
Importaciones petrolíferos	109	143	172	177	189	140	177	299	334	325	365	377	396	421	446	471	496
<b>Oferta de petrolíferos</b>	<b>1,594</b>	<b>1,653</b>	<b>1,685</b>	<b>1,728</b>	<b>1,785</b>	<b>1,670</b>	<b>1,687</b>	<b>1,750</b>	<b>1,859</b>	<b>1,855</b>	<b>1,902</b>	<b>1,905</b>	<b>1,928</b>	<b>1,955</b>	<b>1,982</b>	<b>2,008</b>	<b>2,035</b>
Ventas internas petrolíferos	1,145	1,187	1,192	1,193	1,298	1,177	1,215	1,295	1,363	1,346	1,398	1,387	1,422	1,446	1,469	1,493	1,541
Exportaciones petrolíferos	110	99	117	157	113	122	96	99	127	170	115	108	135	137	139	141	143
<b>Demanda petrolíferos</b>	<b>1,255</b>	<b>1,287</b>	<b>1,309</b>	<b>1,350</b>	<b>1,410</b>	<b>1,299</b>	<b>1,312</b>	<b>1,394</b>	<b>1,490</b>	<b>1,516</b>	<b>1,513</b>	<b>1,495</b>	<b>1,556</b>	<b>1,582</b>	<b>1,608</b>	<b>1,634</b>	<b>1,683</b>
<b>Balance</b>	<b>339</b>	<b>366</b>	<b>376</b>	<b>378</b>	<b>375</b>	<b>371</b>	<b>376</b>	<b>355</b>	<b>370</b>	<b>339</b>	<b>389</b>	<b>410</b>	<b>372</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>374</b>	<b>351</b>

Fuente: Pemex, Anuario estadístico, 199, 2000 y 2001

<sup>1</sup> Incluye gas licuado

Los totales pueden no sumar debido a redondeos

Cuadro 38  
Balance demanda-oferta de petroquímicos  
(Miles de toneladas, Mt)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prod. Nal. Petroquímicos (Mt)	12,685	13,117	13,638	11,910	13,066	13,448	13,292	11,513	9,961	7,991	6,836	5,994	7,354	6,750	6,145	5,540	4,936
Importación (Mt)	1	48	70	87	178	97	90	165	72	106	317	128	237	255	273	290	308
<b>Oferta petroquímicos</b>	<b>12,686</b>	<b>13,165</b>	<b>13,708</b>	<b>11,997</b>	<b>13,244</b>	<b>13,545</b>	<b>13,382</b>	<b>11,678</b>	<b>10,033</b>	<b>8,097</b>	<b>7,153</b>	<b>6,122</b>	<b>7,591</b>	<b>7,004</b>	<b>6,418</b>	<b>5,831</b>	<b>5,244</b>
Ventas Internas (Mt)	5,485	5,782	5,619	5,153	5,555	5,794	6,014	5,070	4,501	3,668	2,720	2,625	3,213	2,953	2,693	2,433	2,173
Exportaciones (Mt)	850	972	1,238	1,324	1,556	1,225	1,123	1,060	1,009	809	1,116	780	1,054	1,045	1,036	1,027	1,018
<b>Demanda petroquímicos</b>	<b>6,335</b>	<b>6,754</b>	<b>6,857</b>	<b>6,477</b>	<b>7,111</b>	<b>7,019</b>	<b>7,137</b>	<b>6,130</b>	<b>5,510</b>	<b>4,477</b>	<b>3,836</b>	<b>3,405</b>	<b>4,267</b>	<b>3,998</b>	<b>3,729</b>	<b>3,460</b>	<b>3,192</b>
<b>Balance</b>	<b>6,352</b>	<b>6,411</b>	<b>6,852</b>	<b>5,520</b>	<b>6,133</b>	<b>6,527</b>	<b>6,245</b>	<b>5,548</b>	<b>4,523</b>	<b>3,620</b>	<b>3,317</b>	<b>2,717</b>	<b>3,324</b>	<b>3,006</b>	<b>2,688</b>	<b>2,370</b>	<b>2,052</b>

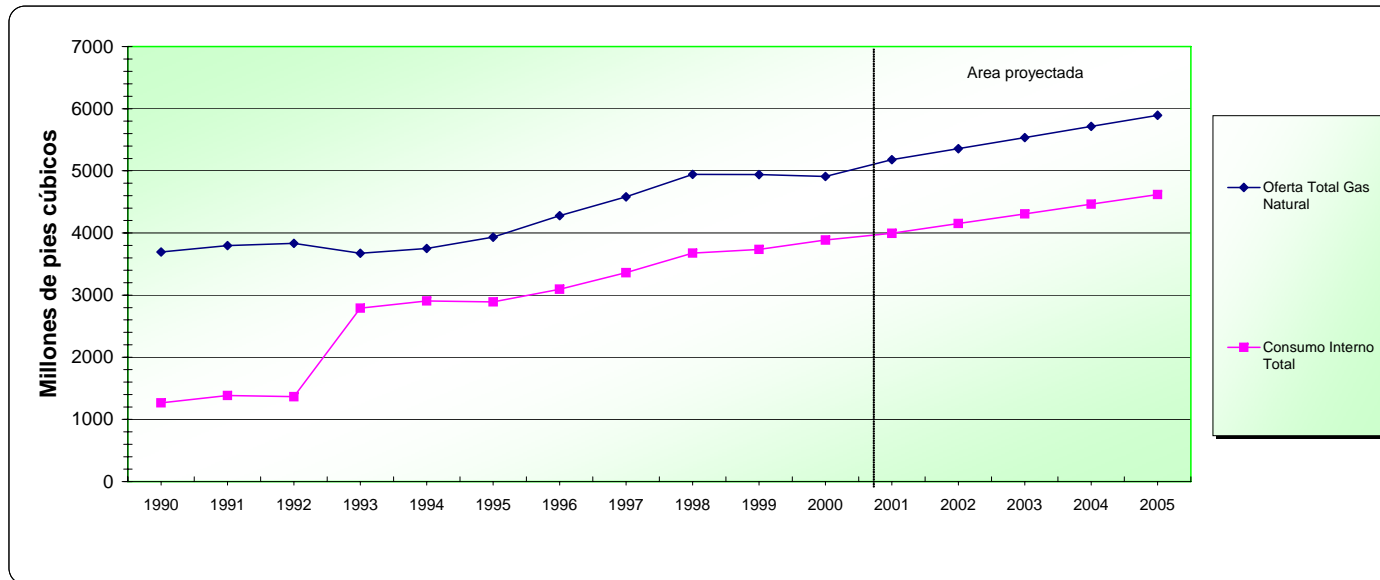
Fuente: Pemex, Anuario estadístico: 1999, 2000 y 2001

Nota: Valores proyectados a partir del año 2002

Los totales pueden no sumar debido a redondeos



Cuadro 39  
Balance oferta-demanda de Gas Natural  
(Millones de pies cúbicos diarios)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Oferta Total</b>	<b>3,695</b>	<b>3,798</b>	<b>3,830</b>	<b>3,672</b>	<b>3,750</b>	<b>3,932</b>	<b>4,278</b>	<b>4,582</b>	<b>4,943</b>	<b>4,940</b>	<b>4,910</b>	<b>4,803</b>	<b>5,358</b>	<b>5,537</b>	<b>5,715</b>	<b>5,894</b>	<b>6,072</b>
Producción Interna	3,652	3,634	3,584	3,576	3,625	3,759	4,195	4,467	4,790.0	4,791.0	4,679	4,511	5,152	5,319	5,486	5,652	5,819
Importación	43	164	246	96	125	173	83	115	153	149	231	292	206	218	230	241	253
<b>Consumo Total</b>	<b>1,267</b>	<b>1,384</b>	<b>1,365</b>	<b>2,790</b>	<b>2,905</b>	<b>2,890</b>	<b>3,094</b>	<b>3,366</b>	<b>3,683</b>	<b>3,736</b>	<b>3,885</b>	<b>3,921</b>	<b>4,155</b>	<b>4,311</b>	<b>4,468</b>	<b>4,624</b>	<b>4,781</b>
Consumo Interno	1,267	1,384	1,365	2,785	2,886	2,869	3,058	3,323	3,643	3,598	3,861	3,896	4,074	4,224	4,373	4,522	4,672
Exportaciones	-	-	-	5	19	21	36	43	40	138	24	25	80	88	95	102	109
<b>Balance</b>	<b>2,428</b>	<b>2,414</b>	<b>2,464</b>	<b>882</b>	<b>844</b>	<b>1,042</b>	<b>1,185</b>	<b>1,216</b>	<b>1,260</b>	<b>1,204</b>	<b>1,026</b>	<b>882</b>	<b>1,203</b>	<b>1,225</b>	<b>1,247</b>	<b>1,269</b>	<b>1,292</b>

Fuente: Pemex: Anuario estadístico, 1999, 2000 y 2001.

<sup>a</sup> Volúmenes medidos a 1 kg/cm<sup>2</sup> y 20° C, sin corregir por poder calorífico.

El consumo interno incluye importaciones.

Los totales pueden no sumar debido a redondeos.

Nota: Valores proyectados a partir del año 2002.

## **II. Tamaño y Localización**

## II. Tamaño y localización<sup>1</sup>

Con base en la demanda existente y proyectada del crudo, la identificación del proceso de producción, el tirante de agua existente, el número de pozos requerido por el programa de perforación, distancia a la zona de aprovisionamiento, costos de una plataforma para una profundidad determinada y horizonte de vida del proyecto; se determinará y justificará el tamaño y tipo óptimo de la plataforma de producción; y mediante la disponibilidad y ubicación de los insumos –recursos-, la localización de la infraestructura de producción.

Como apoyo de lo anterior y con el propósito de introducir al lector a este estudio, en el Anexo 2, se describen los conceptos básicos geológicos y técnicos: la definición del petróleo, su clasificación y reservas; los requerimientos geológicos, fase previa, para la formación de la etapa final de la historia de un campo de aceite, representada por el entrapamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Los antecedentes del descubrimiento de zonas petroleras marinas, las etapas de exploración, sistemas y fases de perforación de pozos petroleros, los esquemas de recuperación, la caracterización de yacimientos y el uso de las plataformas marinas, su clasificación y por último la descripción de las actividades de la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos, S.A. que es la encargada en México de esta actividad

### 1. Análisis de la disponibilidad de los suministros e insumos<sup>2</sup>

Hablar de suministros e insumos en el presente proyecto, es referirse a las reservas del bloque Akal, en el cual será instalada la plataforma de perforación-producción motivo del presente estudio.

Basándose en la información obtenida en el desarrollo del campo, así como de la producción acumulada a finales de 1996, se recalcularon las reservas originales de hidrocarburos, obteniéndose una reserva remanente de 14,518 de las cuales 13,229 MMbpce (91%) corresponde al bloque referido, cuadro 1. Lo que garantizará en los próximos años los insumos suficientes para el desarrollo de la infraestructura propuesta.

Cuadro 1  
Reservas de hidrocarburos  
(MMbpce)

Bloque	Reservas	
	Original	Remanente
Akal *	19,598	13,229
Nohoch	1,415	938
Chac	258	149
Kutz	202	202
<b>Total</b>	<b>21,473</b>	<b>14,518</b>

Fuente: Petróleos Mexicanos

\* Yacimiento en que se ubicará la infraestructura motivo de este estudio

<sup>1</sup> ONU. "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", México. 1958. pp 108-115.

<sup>2</sup> Pemex, PEP

### 1.1 Características de los materiales e insumos

Las características del crudo susceptible de extraerse del bloque petrolífero en mención, corresponden, como ya se citó en apartado anterior, a las del tipo maya, definido como un crudo pesado con densidad de 22 grados API y 33% de azufre en peso, y de acuerdo a las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) estas distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Así para este tipo de crudo se tendrá un rendimiento directo del 15.7%.

### 1.2 Características del yacimiento

El Complejo está compuesto por cuatro campos adyacentes en explotación: Akal, Nohoch, Chac y Kutz. Sin embargo el bloque de interés para el presente proyecto es el de "Akal", por poseer las mayores reservas.

Este bloque "Akal", es el más grande del complejo, las formaciones productoras que lo confirman son: Brecha Paleoceno-cretácico superior, Cretácico medio, Cretácico inferior y Jurásico superior kimmeridgiano. Fue descubierto en 1977 por el pozo C-1A, y explotado dos años después.

Basándose en los análisis presión, volumen, temperatura (PVT), se determinó que la presión de saturación era de 144.5 kg/cm<sup>2</sup> y por la presión original del bloque referida a 2,330 mvbmr (270 kg/cm<sup>2</sup>), el yacimiento se encontraba bajo saturado. En 1980, se alcanzó la presión de saturación en la cima del yacimiento, dando origen con ello a la generación de un casquete secundario. Actualmente la presión del yacimiento es de 123 kg/cm<sup>2</sup> y los mecanismos imperantes para el desplazamiento de fluidos en este bloque son, en primer lugar la segregación gravitacional del sistema roca-fluido.

De acuerdo a la información obtenida de los pozos que se han perforado a la fecha, este bloque se ha caracterizado como un yacimiento de aceite negro de 22° API, originalmente bajo saturado. Con espesores impregnados que varían de 650 hasta 1,000 m, permeabilidad de 2 a 5 Darcy y porosidad promedio de 7%.

### 1.3 Estratigrafía local

La columna estratigráfica determinada por los diferentes pozos perforados en el área, va desde el Jurásico Superior Oxfordiano al Plió-Pleistoceno. En el pozo Cantarell-91, está representada la mejor columna estratigráfica, constituida por una potente capa de rocas sedimentadas que incluye evaporitas en el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior Tithoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico Inferior y Medio, y brechas de clastos dolomitizados en el Cretácico Superior y Paleoceno Inferior.

El Terciario se manifiesta por grandes espesores de arcillas, alterando con limolitas, arseniscas y carbonatos en el Paleoceno Superior y arenas carbonatadas del Eoceno Medio. El reciente consta de una alternancia de arcilla y arenas poco consolidadas, cuyos detalles pueden ser encontrados en la [figura 1](#). La columna sedimentaria total descansa en basamento, inferido, de tipo ígneo-metamórfico. Las diferentes litologías que presenta esta secuencia sedimentaria se deben a cambios en el régimen tectónico, y a transgresiones y regresiones del nivel del mar. En las [figuras 2 y 3](#), se indican las secciones tipo, tanto estructural como sísmica del complejo.

**Trampa.-** En el campo Akal la trampa es principalmente de tipo estructural, con cierre por fallamiento inverso en la porción nororiental, y normal en la porción poniente. En Nohoch, se tiene una estructura anticlinal ligeramente alargada con el mismo rumbo noroeste y sureste, siendo afectada por un fallamiento inverso y normal en sus flancos este y oeste. Las trampas de los campos Chac y Kutz son principalmente de tipo estructural.

**Roca generadora.-** Dado su alto contenido de materia orgánica, se determinó que la principal roca generadora de los hidrocarburos existentes en la región marina, corresponde la Jurásico Superior Tithoniano. También, se ha planteado la existencia de otras rocas con potencial generador en los niveles del Jurásico Oxfordiano y Kimmeridgiano, así como también el Cretácico y Terciario. Sin embargo, la contribución de éstos parecería marginal comparando con el aceite generado por el Jurásico Superior Tithoniano

**Sello.**- La roca sello la constituye la gran cubierta sedimentaria del Terciario, formado principalmente por lutitas calcáreas y bentoníticas, por los cambios en las facies y propiedades petrofísicas de las rocas del Mesozoico.

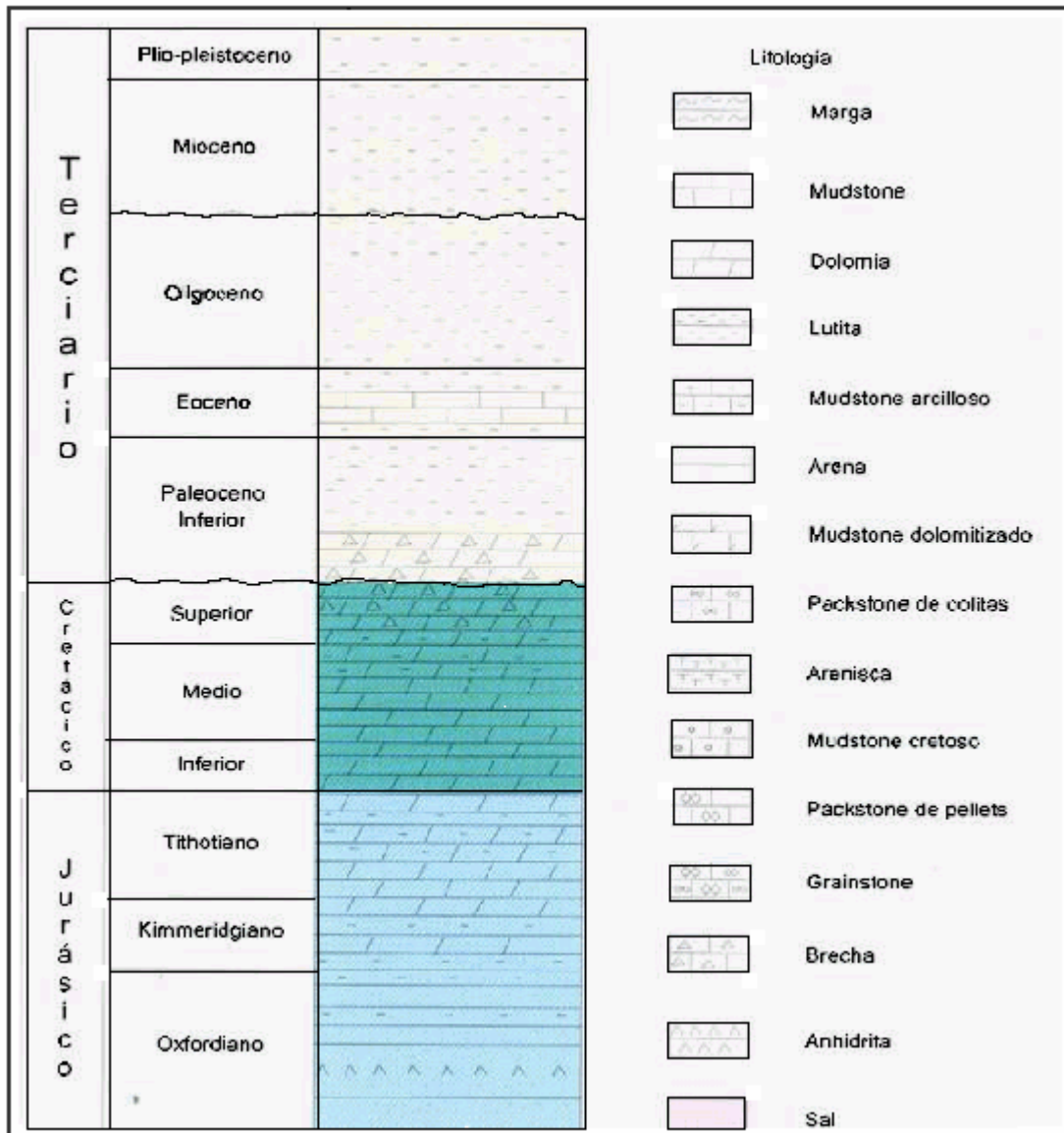
**Yacimiento.**- El Jurásico Superior se encuentra comunicado con el Cretácico debido a los saltos de falla que existen dentro del yacimiento, y por carecer de rocas sello y de espesores significativos entre ambos. Una evidencia más significativa de la comunicación es que se tienen las mismas presiones. Además, es posible que los yacimientos del Paleoceno y Eoceno Medio en el Terciario estén comunicados también. Sin embargo, actualmente no existe suficiente información de estas formaciones por existir solamente 3 pozos productores para el Eoceno Medio.

En el complejo, las formaciones productoras comprenden rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano, Cretáceo Inferior y Medio, y el Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, principalmente carbonatos. El espesor promedio de la columna de aceite en el complejo, varía entre los 141 y los 908 m. Las cimas de los yacimientos está, en promedio a 2,000 m para Akal; 2,400 m para Nohoch; 3,450 m para Chac; y 3,100 m para Kutz, bajo el nivel del mar.

El yacimiento en el Cretáceo Superior y Paleoceno Inferior es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos día-genéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Está constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12 por ciento, la saturación de agua varía de 14 a 21 por ciento y su permeabilidad es de 3,000 a 5,000 milidarcies. La temperatura del yacimiento en el complejo se encuentra entre 100 y 115 grados centígrados, y la salinidad del agua de la formación entre las 85,000 y 90,000 partes por millón. Se infiere que las formaciones principales que alojan al yacimiento fueron originadas por la erosión de la Plataforma de Yucatán. Las formaciones del Jurásico Superior y los cretácicos Inferior y Medio, son dolomias fracturadas y alteradas por proceso diagenéticos, con porosidades promedio entre 4 y 8 por ciento, con permeabilidades de 800 milidarcies para el Jurásico y de 2,000 para el Cretácico.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el campo Akal produce principalmente por medio de los mecanismos de segregación gravitacional, expansión del casquete de gas, expansión de los fluidos, y empuje hidráulico, siendo los dos primeros los predominantes. El campo Nohoch, al igual que en Chac, produce en primera instancia por el mecanismo de empuje hidráulico y en parte, por la expansión de los fluidos. Las presiones originales medidas en estos campos se encuentran entre los 270, 278, y 363 kg/cm<sup>2</sup> respectivamente. Asimismo, los contactos agua-aceite son diferentes en los cuatro yacimientos, cuyo análisis de presiones ha permitido establecer su comunicación hidráulica.

Figura 1  
Columna geológica del Complejo Cantarell



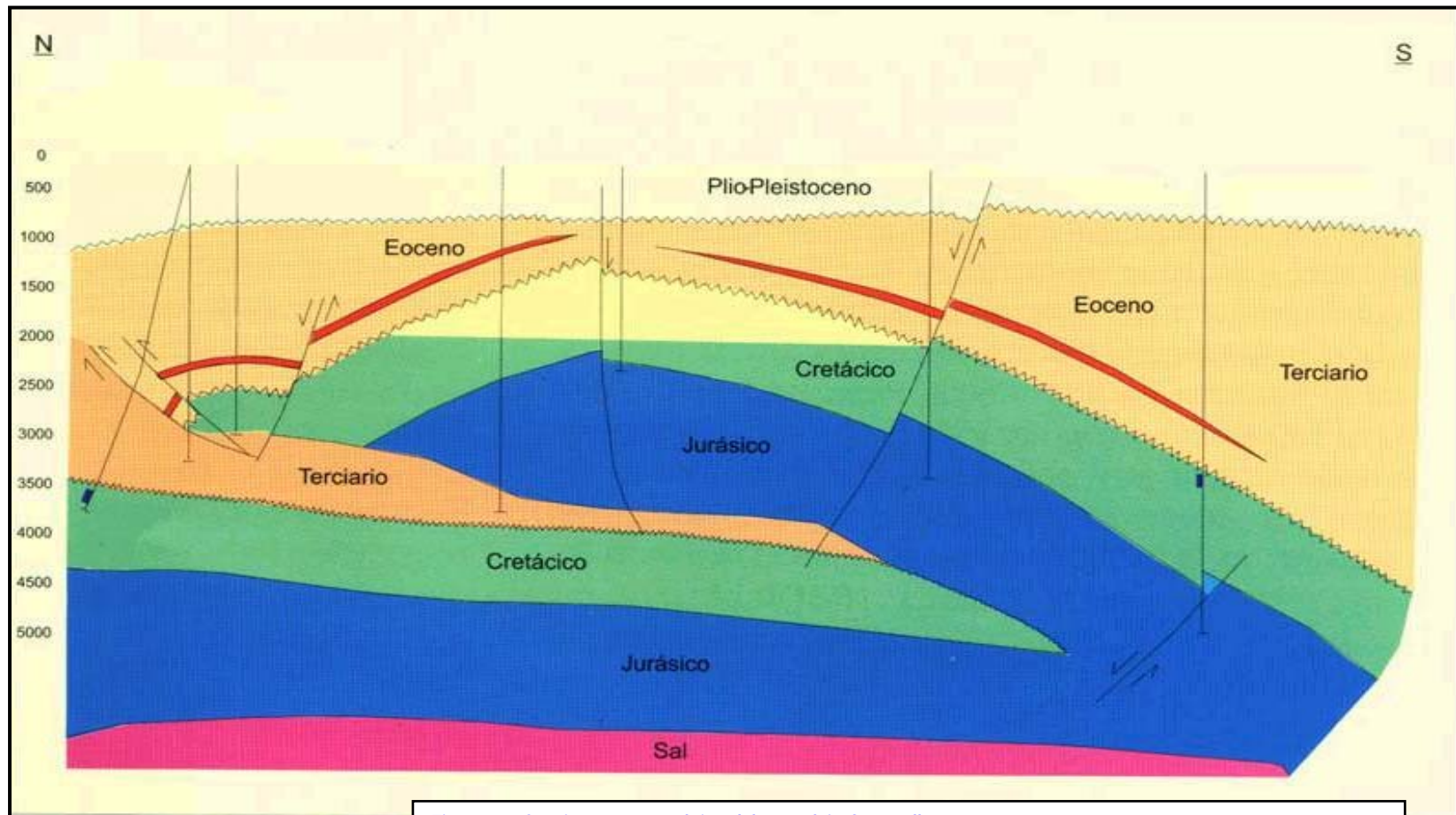


Figura 2. Sección estructural tipo del complejo Cantarell.  
(Las líneas sólidas negras corresponden a pozos perforados, los cuales han definido la geometría de los campos.)

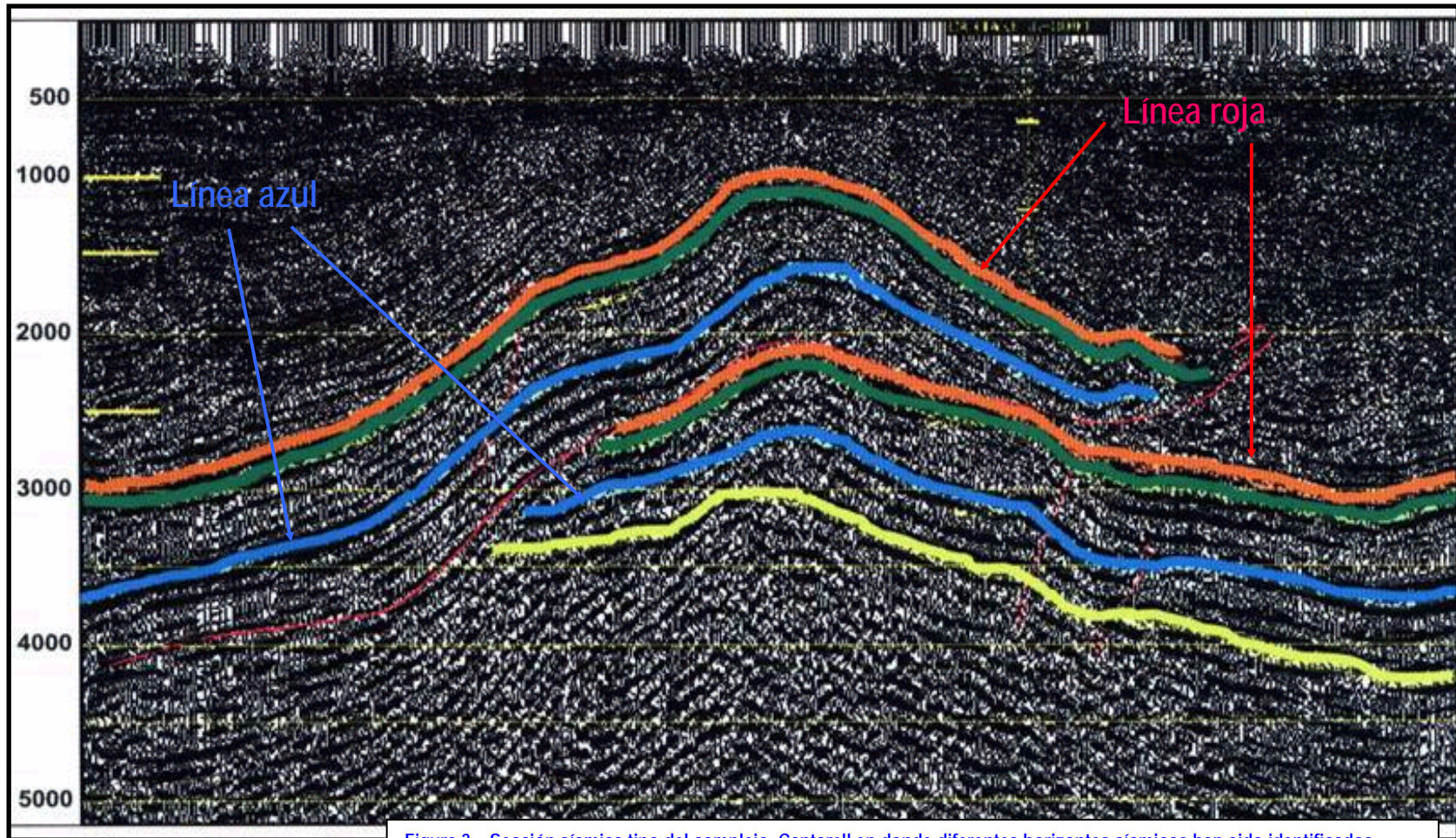


Figura 3. Sección sísmica tipo del complejo Cantarell en donde diferentes horizontes sísmicos han sido identificados. ( La línea sólida azul corresponde al reflejo sísmico del Cretácico, en tanto la línea sólida roja identifica una falla del tipo



## 1.4 Factibilidad técnica

La tendencia actual de incrementar las reservas de hidrocarburos, en principio, podría ser el resultado del descubrimiento de nuevos yacimientos a través de actividades de exploración o bien, aumentando los factores de recuperación de yacimientos ya descubiertos mediante la aplicación de nuevas tecnologías de explotación.

La utilización de modelos de caracterización y simulación de yacimientos, como los que actualmente están en uso en el estudio del campo, motivo de este proyecto, permiten evaluar diferentes alternativas de explotación así como los beneficios que se obtendrían de las mismas.

Basado en dichos trabajos se ha observado que las diferentes etapas de explotación a las que se ha sometido el complejo, muestran áreas de oportunidad para acelerar la recuperación de las reservas remanentes, permitiendo incorporar nuevas metas volumétricas.

## 1.5 Comportamiento histórico de la producción de Akal

El comportamiento de la producción del Complejo, consiste en cuatro etapas de explotación<sup>3</sup>:

- **Descubrimiento y desarrollo.**- Inicio en junio de 1979, con la terminación del pozo Akal 2, el cual aportó un gasto de 34,000 bpd de aceite con una densidad entre 19 y 22° API. En 1981 ya se habían perforado 40 pozos, alcanzando una producción máxima de 1,156 Mbd en abril de 1981. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios.
- **Desarrollo y explotación.**- Se logró mantener la capacidad productiva, a través de dos programas principales de inversión: desarrollo de campos e implementación gradual de un sistema artificial (bombeo neumático).

Proyecto Cantarell. Adicional a los dos programas de inversión anteriores, este se complementa, con la optimización del manejo superficial, incrementándose paulatinamente la producción hasta 1,112 Mbd en septiembre de 1991 y manteniéndose en los años subsecuentes una producción superior al millón de barriles al día.

- **Optimización del desarrollo.**- Involucra un aceleramiento en la recuperación de las reservas remanentes, hasta junio de 1996 se tiene una producción promedio de 1,078 Mbd y una producción acumulada de 5,813.9 MMbbls. (Millones de barriles líquidos). Para 1998, la producción promedio diaria en diciembre fue de 1.3 millones de barriles diarios de aceite y 528.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Al primero de enero de 1999 se han producido 6,934.4 millones de barriles de aceite y 2,954.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Para el manejo de la producción se cuenta actualmente con 3 complejos de producción, una plataforma modular, 17 plataformas satélite, 9 separadores remotos y 960 km. de ductos.

## 1.6 Aceleración de la extracción del crudo (áreas de oportunidad)

De acuerdo a las reservas actuales y los ritmos de extracción a que se ha sometido el complejo, resulta un tiempo muy prolongado para la extracción de las reservas, por lo cual es necesario incrementar el número de pozos, así como incrementar la capacidad de manejo de la producción, en suma es importante acelerar la extracción, debido a que:

- La vida útil de las instalaciones costa-fuera es limitada.
- La cantidad de reservas por pozo actualmente es muy alta.

---

<sup>3</sup> Pemex Exploración y producción y Cuevas López, Miguel A. y Ávila Jiménez, Jorge; "Aspectos Termodinámicos Involucrados en la Inyección de Nitrógeno en Akal", México. Tesis, Facultad de Ingeniería, (UNAM). 2001. p. 132.

## 1.7 Tecnologías a utilizar

Para la Implementación del proyecto se requiere:

- Sistema 3D
- Simulado numérico de yacimientos
- Aplicación de tecnologías Monobore en terminación de pozos
- Automatización del sistema artificial de producción de gas de BN por plataforma y campo
- Implantación del sistema artificial de producción de bombeo electro centrífugo (BEC)
- Optimización del sistema BN por pozo
- Implementación de tuberías de revestimiento de 9 5/8 como tubería de explotación
- Optimización e instalación de ductos e infraestructura para manejo de producción
- Perforación de pozos de diámetros amplios
- Perforación de pozos dobles desde un mismo conductor
- Perforación de pozos multidireccionales
- Uso de empacadores inflables con cemento para cementar TR's en zonas de pérdida
- Perforación bajo balance en yacimientos naturalmente fracturados
- Perforación de ambientes corrosivos
- Perforación de pozos de alcance extendido

## 1.8 Programa de explotación

El complejo Cantarell, por su importancia en el ámbito nacional, es uno de los campos que ha sido objeto de estudios para determinar su comportamiento.

Desde inicios de su explotación, se ha tratado de contar con un modelo de simulación numérica para reproducir su comportamiento y predecir las condiciones óptimas de explotación bajo diferentes procesos de comportamiento primario y recuperación secundaria; esto conlleva a contar con un modelo geológico bien caracterizado, que debido al desarrollo que ha sufrido el campo día a día, se está obteniendo información valiosa para su continua reinterpretación.

## 1.9 Estudio del comportamiento del yacimiento

Los alcances del estudio consistieron en generar un modelo geológico actualizado, revisión del modelo de simulación numérica y la optimización de las condiciones de explotación.

En la actualidad se cuenta con un modelo de simulación numérica (So), que solo incluye el área correspondiente al campo "A"; sin embargo, con la conclusión del nuevo modelo geológico, se tendrá un modelo de simulación mejorado (S1), y que incluirá los cuatro campos del complejo.

## 1.10 Perforación de pozos.

Las posibilidades de inversión en el complejo C, que redunden en incremento de la producción y por consiguiente aceleren la recuperación de hidrocarburos son:

- Desarrollo adicional
- Sistema artificial de producción
- Un proceso de mantenimiento de presión

Además de la aceleración de la recuperación de las reservas, el proyecto se sustenta en la necesidad de reposición de pozos que se han invadido o que en los próximos años se invadirán de agua o gas.

### 1.11 Pozos de desarrollo

De los pozos cerrados o taponados a la fecha, 16 están invadidos de agua o gas y no tienen posibilidad de reparación. Respecto de los pozos actualmente productores se prevé que en los próximos años se invadirán sin posibilidad de reparación.

Los avances de los contactos gas-aceite y agua-aceite, así como los pronósticos de producción, ubican una profundidad de terminación conveniente entre 2,350 y 2,450 m, para alargar al máximo la vida productiva de los pozos, esto basándose en el modelo de simulación actual, sin embargo, dicha profundidad, deberá ser revaluada constantemente.

Se contempla, igualmente, que los pozos a perforar tengan una geometría más propicia para los sistemas artificiales, ya que las tuberías cortas de los pozos actuales 4 1/2, 5 y 7" limitan la posibilidad de ajustar las profundidades de inyección de gas a fin de mejorar la producción.

### 1.12 Equipos de perforación

De acuerdo al número de pozos futuros, la estrategia del desarrollo del campo, incluye la utilización de un máximo de 11 equipos de perforación, el programa de equipos de perforación y plataformas se muestra en el [cuadro 2](#):

Cuadro 2

#### Equipos de perforación

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Equipos	9	11	11	7	6	3	3	2
Octapodos	5 *	6 **	-	-	2	-	-	-
Adosados	5	1	-	-	-	-	-	-
Tetrapodas	-	-	1	-	-	-	-	-

Fuente: Pemex Exploración y Producción

\* incluye dos octapodos existentes

\*\* incluye dos plataformas de inyección

### 1.13 Costos de perforación

Los costos de perforación se presentan en el cuadro 3.

Cuadro 3  
Costos de perforación

Año	Pozos a		Costos		Total (mmusd)
	Perforar	Terminar	Perforación (mmusd)	Terminación	
1997	37	32	1,534.374*	484.539*	2,018.913*
1998	56	57	368.348	116.879	485.227
1999	47	50	309.150	102.525	411.675
2000	24	24	157.864	49.212	207.076
2001	13	15	85.509	30.578	116.267
2002	15	15	98.665	30.758	129.422
2003	15	14	98.665	28.707	127.372
2004	10	11	65.777	22.556	88.332

Fuente: Pemex Exploración y Producción

\* Los costos de perforación y terminación de 1997 están en millones de pesos

## 2. Análisis y determinación del tamaño óptimo del proyecto

La selección del tipo de plataforma a utilizarse en un proyecto dependerá de diferentes factores que se deberán considerar para seleccionar el que represente la solución más práctica y económica a las necesidades de la empresa.

Aun cuando la experiencia en trabajos similares representa la mejor guía, cada nuevo requerimiento debe analizarse en forma independiente, de esta forma se obtendrá la capacidad de la instalación de producción.

### 2.1 Mercado<sup>4</sup>

El mercado de los hidrocarburos, representa la fuente más importante de ingresos del Gobierno Federal del país y de otras naciones en desarrollo. En el período de análisis, en el caso mexicano, las ventas de crudo representaron en promedio 1,470 Mbd y 8,919 MMusd en el periodo referido.

La demanda se constituye, por un segmento internacional, al cual será dirigido este proyecto, y que es el más importante en materia de divisas, producto de la exportación de crudo y en menor grado por sus derivados. Dichos ventas representan cerca del 35% del presupuesto del Gobierno Federal.

Respecto de la demanda mundial de crudo para los años de 1990 a 2001, esta creció a una tasa anual promedio del 1.4%, donde la segunda parte de ese período (1996-2001) registró una tasa 1.6%, superior a lograda en la década en su conjunto, en

<sup>4</sup> Pemex; "Anuario estadístico 2001."

tanto que para el periodo proyectado, 2001 a 2006 es de 1.2%, con producciones anuales de 77.9 hasta 81.9 MMbpd, en el periodo proyectado.

Del análisis de los hidrocarburos, la diferencia de la oferta y la demanda, nos arroja un saldo marginal en favor de la oferta (0.4 MMbpce); sin embargo, las producciones de todos los oferentes se han podido colocar en el mercado, sin que afecte, los acuerdos de cuotas de producción, cuya finalidad a partir de 1999, fue asegurar un mejor precio para los productores; lo que no ha impedido la incorporación de nuevas producciones a la oferta total, lo cual es explicable por la demanda creciente sustentada por el desempeño continuo e imparable de todas actividades productivas, necesarias para el crecimiento y desarrollo de las naciones.

## 2.2 Distribución geográfica del mercado.

La distribución geográfica de los hidrocarburos comprende, como ya se señaló con anterioridad, Pemex distribuye y comercializa en el mercado nacional e internacional, el crudo de la siguiente manera: a refinerías 39%, a maquila 1%, a plantas petroquímicas 7% y para exportación 53%, principalmente a tres clientes que, en el periodo de estudio corresponden a: Estados Unidos, España, y Japón con 71, 11 y 4% respectivamente.

## 2.3 Tamaño

La primer plataforma costa afuera, fue construida en EU, en Vermilion, Florida en 1974, en este sistema de producción se utilizaron por vez primera estructuras tubulares para las columnas de soporte, su instalación se efectuó mediante una barcaza de 75 ton. de capacidad, el tirante de agua de esta primer plataforma fue de apenas 6 m.

Lo anterior definió un sistema de diseño que aún se emplea en proyectos recientes, en el cual la plataforma esta construida por subestructura y superestructura tubular (capítulo C, figura 8). En los últimos años la tecnología de desplante de plataformas en aguas cada vez más profundas ha progresado en forma más importante, siendo comunes las plataformas con tirante de agua de 50 hasta 500 m.

A grandes profundidades se han empleado, además de las plataformas estructurales, otros tipos de plataformas como son: torres desplantadas en el fondo del mar; plataformas de columnas tensadas y plataformas flotantes del tipo semisumergible, constituidas por una especie de barco o balsa asegurada mediante un sistema de tensores anclados o lastrados en el lecho marino, plataformas autoelevables y plataformas de concreto asentadas sobre el fondo marino<sup>5</sup>, a mayor detalle en el anexo 1, se caracterizan e ilustran estos tipos de plataformas.

La elección sobre el tamaño (capacidad de la instalación) y tipo de la plataforma, esta relacionada, además de la demanda del producto en cuestión, con la elección del sistema de producción, costo de la plataforma para una profundidad entre otros factores como sigue:

- Demanda del producto,
- El tirante de agua,
- Costo de la plataforma para un tirante determinado.
- Numero de pozos,
- Profundidad del pozo,
- Disponibilidad de tecnología, materiales, abastecimientos y sitios para la fabricación, disponibilidad de embarcaciones para el transporte e instalaciones de las estructuras.
- Medio ambiente de localización: Oleaje, corrientes, mareas, vientos, incidencias de tormenta, sismos, suelos marinos, características geológicas, mecánicas.
- Servicio definido.

---

<sup>5</sup> Lemus Aragón, Antonio. "Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas". Edo. de México: Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM). 1997, p. 68.

### 2.3.1 Demanda del producto.

Como ya se dijo, existe una demanda creciente, generada por el crecimiento de la industria y población mundial, que sobrepasará fácilmente los 80 MMbpd en la presente década y que permitirá absorber, la producción de nuevos campos petroleros en el mundo y apoyar nuevas inversiones en exploración para reponer las reservas que están siendo explotadas.

### 2.3.2 Servicio definido

Este factor pretende dar claridad, respecto de cual será el uso específico de la plataforma requerida. En este estudio se refiere a una plataforma octópoda de perforación-producción con capacidad de 12 conductores y 6 pozos útiles, cuya producción, aceite y gas, se identifica como un bien intermedio. Así que un equipo mínimo, resulta no adecuado ya que su uso es de apoyo o de uso en yacimientos pequeños no adecuados por lo tanto para yacimientos mayores.

Existen equipos semisumergibles y móviles, que son fabricadas para resistir fuerte oleaje, como el existente en el Mar del Norte, [cuadro 4](#).

### 2.3.3 Tirante de agua

La profundidad del tirante de agua a considerar, para este proyecto es de 35 a 50 m, profundidad en la que califican las plataformas: de bajo tonelaje, fijas y sumergibles. ([anexo 1](#))

Las primeras se descartan debido a que, como veremos más adelante, el programa de perforación requiere de 12 conductores por plataforma, a fin de manejar hasta 6 pozos, sin contar que no son las más apropiadas para esta zona que es muy transitada.

El equipo sumergible, aunque califica en su capacidad de tirante de agua, su uso es primordialmente en aguas someras, especialmente en zonas lacustres donde la plataforma convencional no lo es. Y una variante que se utilizan para perforación, sin embargo su costo de operación es mayor.

La plataforma fija<sup>6</sup>, en el rango requerido, posee un amplio historial, particularmente en los campos mexicanos desde la década de los setenta y soporta sin problema los 12 conductores requeridos para la perforación de los pozos, apoyado además por su costo relativo, [cuadro 5](#); la hacen ser el tipo óptimo para este proyecto, en cuanto al tirante de agua se refiere.

---

<sup>6</sup> Aún cuando las plataformas fijas son las más numerosas, la viabilidad para su utilización termina entre los 1,300 y 1,600 pies de profundidad (500 m aprox.), debido principalmente a la rigidez propia de las estructuras lo que dificulta tanto el transporte e instalación de una subestructura de estas dimensiones, como la respuesta para resistir las fuerzas combinadas de corriente, mareas y vientos a las que estarías expuestas. N del A.

Cuadro 4  
Clasificación de plataformas

Concepto	Tipo	
Minimas	De bajo tonelaje	Conductor autotransportado Tripode recortado Cubierta mínima (mini jacket) Unidad moss I y II Guardián Caballo de mar (sea horse) Caballo en T (T- horse)
Fijas	De acero	Rígidas Flexibles
	De concreto	De piernas tensadas (TLG)
Flotantes	Autoelevables (Jack-Up)	Semisumergibles  Sistemas Flotantes de producción (F.P.S)

Fuente: Pemex Exploración y Producción y Muñoz Muñoz, Graciela y Almazan Castillo, Ruben; "Descripción General de Plataformas Marinas", México. Tesis, Ingeniero petrolero, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, (IPN). 1993. pp. 57-76.

### 2.3.4 Costo de la plataforma para una profundidad determinada

Uno de los aspectos, más importantes y decisivos lo representa el costo. Al respecto, con base en el cuadro 5, la mejor opción para un tirante de 50 m, y el tiempo para extraer el volumen de crudo, la representa la estructura fija, además la misma estructura una vez concluida la perforación es transformada en plataforma de producción, lo que representará un factor importante de decisión para la factibilidad de este estudio.

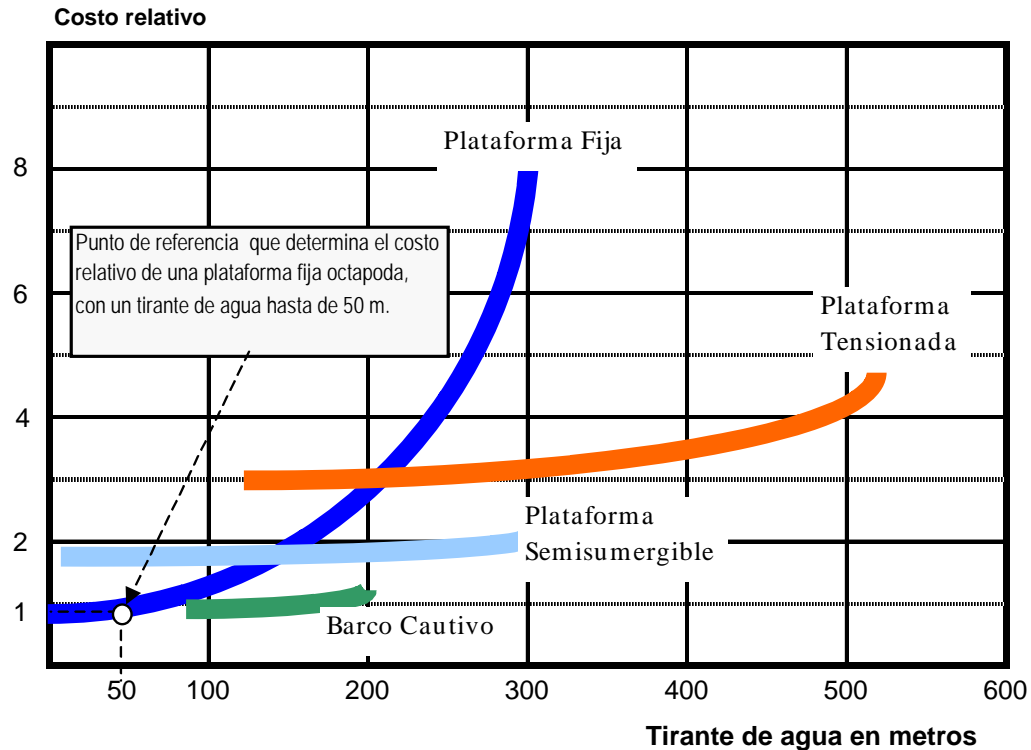
En la figura citada, se aprecia el costo relativo de las plataformas y se identifica como ya se menciona, la plataforma fija para el tirante referido, como la mejor opción únicamente seguida por el barco cautivo, las semisumergibles representarían un costo de cerca de dos veces el valor de una plataforma fija y la tensionada de cerca de 2.5 veces su valor, ya que esta plataforma en la mayoría de los casos se utiliza para yacimientos profundos, ya que han sido desarrollados para lograr la explotación de campos donde la instalación de una plataforma fija sería impráctica o excesivamente costosa.

### 2.3.5 Número de pozos

De los pozos actualmente productores, en el campo, se prevé que en los próximos años se invadirán sin posibilidades de reparación otros 30, dicho número de pozos puede variar en base a la actualización del modelo de simulación que se encuentra en proceso. Así, de acuerdo a la experiencia en el área, el número mínimo de pozos por sistema de producción será de 6.

Cuadro 5

## Costo relativo de diferentes tipos de plataformas



Fuente: Dynamics of offshore structures, Mini H. Patel, 1a ed, Ed. Butterworth & Co., Gran Bretaña. 1989.

### 2.3.6 Profundidad del pozo

La profundidad del yacimiento es de aproximadamente 3,000 m, aunque de acuerdo a los avances observados en los contactos de gas-aceite y agua-aceite, así como los presupuestos de producción, ubican una profundidad de terminación conveniente entre 2,350 a 2,450 m, para alargar al máximo la vida productiva de los pozos, esto en base al modelo de simulación actual, sin embargo, dicha profundidad, deberá ser revaluada para garantizar su éxito. El grado de incertidumbre de los avances, se puede mejorar, terminando los pozos futuros en agujero descubierto a fin de tener la posibilidad de reperforar en caso necesario.

Además se contempla que los próximos pozos incluirán una geometría más propicia para los sistemas artificiales, ya que las tuberías cortas de los pozos actuales 4 ½", 5" y 7", limitan la posibilidad de ajustar las profundidades de inyección de gas que mejorará la producción. Así que, en esta profundidad las plataformas fijas han probado su eficiencia.



Con las autoelevables se perforaran los dos primeros pozos que darán la producción inicial, y las semisumergibles<sup>7</sup> y móviles resultarían sobradas en sus capacidades de perforación que son hasta de 7,600 m y que en lo fundamental se utilizan para perforar o producir en yacimientos que su costo beneficio sea razonable. Su costo en la mayoría e los casos resulta mayor.

### 2.3.7 Disponibilidad de tecnología, materiales y servicios.

Para la fabricación de estas estructuras no se presentan limitaciones en cuanto a tecnología, materiales y sitios de fabricación; y se tiene disponibilidad de compañías que proporcionan el servicio de transporte e instalación de las mismas, suministro de equipo, materiales y de operarios mediante barcos de bajo calado y lanchas rápidas e incluso helicópteros. La distancia de abastecimiento, esta determinada por el punto de ubicación de la plataforma, a la plataforma de abastecimiento o a la costa más cercana, en este estudio es de 75 Km, distancia comprendida por el sitio de perforación a la Cd. del Carmen.

### 2.3.8 Medio ambiente

En la sonda de Campeche, la gran mayoría de las plataformas, aprovechan la tecnología de la plataforma octapoda existentes, la cual ha resultado adecuada, considerado el oleaje en esa área, y las condiciones que resultan de mayor relevancia para el diseño, corresponden a las meteorológicas y oceanográficas. Las condiciones sísmicas han demostrado no ser dominantes en la Sonda de Campeche. El perfil de las olas de diseño y sus velocidades y aceleración correspondientes se determinan con base en la teoría de oleaje seleccionada para cada combinación particular de tirante de agua, período, altura y longitud de ola. A mayor detalle en el capítulo 2, inciso 2, se especifican estos valores.

### 2.3.9 Antecedentes del área.

En el área del Golfo de México, Campeche, las practicas de perforación-producción en sus diferentes tipos de plataformas utilizadas, todas constan de subestructura y superestructura.

La subestructura es la parte inferior, que va apoyada sobre el lecho marino y empotrado en medio de pilotes; la subestructura es la parte superior que aloja a los paquetes de perforación, los equipos de producción, etc.

De acuerdo a los antecedentes de los yacimientos ubicados en la Sonda de Campeche, a inicios de los 90's, las plataformas en su mayoría han sido diseñadas para tirantes de agua comprendidos entre los 18 y 78 m. y el 60% de estas es de ocho patas (octapoda).<sup>8</sup>

Adicionalmente, el Complejo petrolero "Cantarell", cuyo tirante de agua es de 35 a 50 m; previo al mejoramiento de su infraestructura, contaba ya con plataformas de este tipo, razón por la cual, en dicho complejo, se planeo fabricar e instalar 27 plataformas, en su mayoría del tipo octapoda. (9 de perforación, 2 de producción, 1 de inyección, 2 de enlace, 7 habitacionales, 5 de compresión y 1 de procesamiento).<sup>9</sup>

### 2.3.10 Horizonte de vida del proyecto

Los proyectos petroleros se evalúan para una vida de 15 a 20 años, en la práctica Pemex realiza sus evaluaciones en horizontes de 15 años por lo que será el tiempo a considerar.

---

<sup>7</sup> Es practica común; que las Compañías dedicadas a la perforación, utilicen este tipo de plataformas para su función, y una vez concluida esta, son retiradas y se instala la plataforma fija. N del A.

<sup>8</sup> Muñoz Muñoz, Graciela y Almazán Castillo, Rubén: "Descripción General de Plataformas Marinas", México. Tesis, Ingeniero petrolero, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, (IPN). 1993.

<sup>9</sup> Pemex Exploración y Producción. "Proyecto Cantarell, Logros", Exitep. 2001, p. 9.

### 2.3.11 Volumen de crudo

El volumen es sin duda un factor de decisión para la determinación de un sistema de producción (plataforma), ya que si este es poco significativo, es posible que no permita la recuperación de la inversión y en consecuencia el sistema a elegir sea un sistema mínimo o de bajo tonelaje. Para este estudio el volumen del crudo no es una limitante ya que este campo, comprendido por los yacimientos que Akal, Nohoch, Chac y Kutz, pertenece a un yacimiento denominado "súper gigante" con reservas de 13,229 MMbp el cual garantiza, de acuerdo a la producción por pozo, que es de 8,000 por pozo (6) nos arroja una producción de 48,000 bd. Lo que conjugado con el precio base para la proyección de las ventas (12 usd/bp), se garantiza la recuperación de la inversión con la elección de una plataforma fija octapoda, como en el [capítulo 4](#) se detalla.

### 2.3.12 Conclusión del tamaño

Del análisis de este tipo de factores que han apoyado el desarrollo de la Sonda de Campeche, las necesidades de operación se han resuelto con el uso de plataformas fijas de acero que van desde plataformas aligeradas para la recuperación de pozos, hasta plataformas de doce piernas de producción permanente.

Dados los elementos técnicos, [cuadro 6](#), económicos y antecedentes del área; se concluye que la plataforma del tipo fija octapoda, representa la mejor opción sobre los equipos mínimos, semisumergibles y móviles. En el primer caso por quedar estos por debajo de la escala de producción, los segundos por ser tecnología mayor (oleaje entre otros) a la requerida para el lugar de la localización del yacimiento y los terceros por representar costos mayores en la operación por efecto principalmente, del posicionamiento dinámico y que su uso es primordialmente de perforación.

Resumiendo, el tamaño y tipo de instalación a elegir en este proyecto, es una plataforma fija (octapoda) con 12 conductores y 6 pozos útiles, de aproximadamente 3,000 tons. (sin contar el equipo de perforación) la cual tendrá una producción promedio de 8.0 Mbpd por pozo lo que significa una producción promedio de 48 Mbpd.

Quadro 6

#### Factores determinantes del tamaño

Volumen del yacimiento (mmbp)	Tipo de plataforma	Pozos (cantidad)	Tirante de Agua (m)	Distancia de Aprovisionamiento (km)	Profundidad del Pozo (m)	Producción Promedio por Pozo (Mbpd)	Vol. Total de Prodn. (Mbpd)
13,229	Fija octapoda	6	30 - 50 45 prom.	75	2,350 - 2,450	8.0	48

Fuente: Pemex Exploración y Producción

### 3. Proceso de recuperación secundaria de aceite<sup>10</sup>

El propósito principal que se tiene al inyectar nitrógeno en el yacimiento Akal, es incrementar el valor económico de las reservas. Como parte de este propósito esencial se puede mencionar el mantenimiento de presión para conservar y evitar pérdidas de la energía del yacimiento, contrarrestar el efecto de vaciamiento el cual es provocado por la producción, mejorar el mecanismo de drene gravitacional al ser el nitrógeno inyectado más ligero que el aceite del yacimiento, evitar el avance del contacto agua-aceite evitando una pérdida en la recuperación de la reserva y evitar el riesgo de que el agua invada el flanco norte del yacimiento Akal.

Igualmente hemos comentado, que a menores presiones hay un aporte menor de aceite al pozo, debido a que existe una correlación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de los pozos. Así un pozo típico del campo Cantarell al inicio de su explotación, con una presión del yacimiento de 270 kg/cm<sup>2</sup>, fue capaz de producir 30,000 bpd. Para abril de 1999 la presión había caído a 113 kg/cm<sup>2</sup>, y el pozo promedio podría producir sólo 7,000 bpd mediante el uso de bombeo neumático. Si no se implementara el mantenimiento de presión, en cinco años la presión caería a 83 kg/cm<sup>2</sup>, y el mismo pozo típico podría producir del orden de 3,200 bpd.

Si la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de la presión no se llevase a cabo, los tiempos de explotación de las reservas serían más grandes, y rebasaría la vida útil de las instalaciones, la que es aproximadamente de 20 años. Se estima que la explotación de las reservas con el mantenimiento de la presión sería de 15 años, comparado con 38 años sin inyección de nitrógeno

El costo por millar de pies cúbicos de nitrógeno producido, de acuerdo a los estudios hechos por Pemex, establece que el nitrógeno es la mejor opción con respecto al gas natural, con un precio de 1.10 usd contra un costo de 2.66 usd/Mpc.

### 4. Identificación y descripción del proceso de producción

**Plataforma de Perforación.**- Una vez que se ha concluido la perforación de un pozo y se han instalado los dispositivos de seguridad en la plataforma de perforación, se puede dar inicio a la explotación del campo. La producción<sup>11</sup> del campo fluye a través del árbol de pruebas de superficie, a presiones de hasta 68.95 mPa. El árbol contiene una válvula de seguridad de bola de apertura plena y una línea para cegar el pozo cuando sea necesario detener el flujo. (figura 4)

La producción del fluido brota desde el árbol de pruebas, dirigiéndose a un colector de información, donde se toman muestras para los análisis correspondientes. El fluido puede ser dirigido hacia el múltiple de estrangulamiento y, a través del mismo, hacia el estrangulador ajustable. Ambos colectores o estranguladores pueden ser cerrados y la producción podrá, a su vez, ser dirigida a través del tubo múltiple de derivación; haciéndose con ello posible la realización continua de las investigaciones, a la vez que se sirve de un colector.

La producción del fluido puede pasar o no por un intercambiador de calor. La producción a altas temperaturas se dirige entonces hacia un colector general que se interconecta al sistema de transporte de producción que envía la producción hacia un complejo central en donde se realizara el procesamiento de la corriente de Gas-Aceite. Asimismo se puede realizar la operación de Aforo de Pozos, esta operación consiste en desviar la producción de un pozo hacia un separador que se encuentra instalado en la misma plataforma de perforación, en este separador se lleva a cabo la separación física del gas del aceite, los cuales son medidos por separado y reintegrados a la corriente de salida de producción de la plataforma.

Este tipo de instalación dispone de 12 conductores de 30 pulgadas de diámetro, hincados a 60 metros aproximadamente por debajo del lecho marino, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. La cubierta consta de dos niveles, uno de producción que corresponde al primer nivel, mismo que aloja los árboles de Navidad de los pozos terminados, las

---

<sup>10</sup> Cuevas López, Miguel A. y Ávila Jiménez, Jorge; *Aspectos Termodinámicos Involucrados en la Inyección de Nitrógeno en Akal*, México. Tesis, Facultad de Ingeniería, (UNAM). 2001. pp. 23-28.

<sup>11</sup> El término "producción" usado en este estudio, no corresponde al empleado en las distintas materias ofrecidas en nuestra Facultad de Economía, que se define, entre otras acepciones, como: "la producción es un conjunto de procesos de trabajo coordinados, en los cuales, la actividad humana es conciente y dirigida hacia un fin predeterminado, es decir, el trabajo, transforma los objetos del trabajo y para lograrlo utiliza los medios de trabajo." en: Lange, Oskar, Economía Política II, F.C.E., México, 1981. p. 69

tuberías de conducción de la producción y además cuenta con los servicios auxiliares para las operaciones de perforación, el sistema contra incendio, el sistema de control de pozos y el sistema de transmisión de datos. El segundo nivel contiene todos los elementos para llevar a cabo la perforación de los pozos, tales como la torre de perforación, la mesa rotatoria, los paquetes de lodos de perforación, los equipos de bombeo y el sistema de generación eléctrica.

**Plataforma de Producción.**- Esta plataforma tiene como función la de procesar la producción de crudo que es enviado directamente de las plataformas de perforación o periféricas o que es enviado desde la plataforma de enlace, tanto la plataforma de producción así como la plataforma de enlace forman parte de una instalación conocida como complejo central de procesamiento. La corriente de producción es enviada al separador de primera etapa en donde el crudo o aceite se separa del gas, sin embargo el crudo no tiene las características mínimas necesarias para ser enviado a exportación o a tierra, motivo por el cual tanto el aceite como el gas son enviados a dos tanques, el aceite es enviado a un separador de segunda etapa en donde se le separa el gas que todavía pudo arrastrar de la etapa anterior, asimismo tiene función como tanque de succión de las bombas de crudo que enviarán el aceite a exportación o a almacenamiento en instalaciones terrestres.

El gas proveniente del separador de la primera etapa es enviado un rectificador de gas, en donde todos los líquidos que son arrastrados por la corriente gaseosa son retenidos para su envío posterior al separador de la segunda etapa. Asimismo este gas se le proporciona la energía necesaria por medio de paquetes de compresión para ser enviados a la plataforma de compresión en donde todo el gas es recolectado y aprovechado.

La cubierta consta de dos niveles, uno de bombeo y servicios auxiliares en este nivel se encuentra alojado el equipo mecánico de bombeo, el sistema de desfogue, las bombas de contra incendio, el cuarto de control y envío de señales de proceso, el sistema de gas combustible y el sistema de medición de crudo.

El segundo nivel aloja el equipo de procesamiento que cubre la separación del crudo y la rectificación del gas, teniendo estas operaciones en dos etapas de presión.

El gas que no puede ser aprovechado o bien en su momento no puede ser procesado en forma adecuada, por falta de infraestructura, entre otras causas; y que represente un riesgo para la instalación, es enviado a quemadores elevados en donde se queman en forma segura.

**Modulo de Compresión.**- La función principal de esta instalación es la de suministrar al gas separado y recolectado en el complejo, la energía de presión necesaria para su transporte a tierra para su aprovechamiento, para lo cual se cuenta con 4 módulos de compresión, siendo su capacidad total de compresión de 360 millones de pies cúbicos por día. Los módulos de compresión permiten el aprovechamiento de hasta un 98% del gas natural recolectado, evitando en la medida de lo posible la quema de gas y por consecuencia la contaminación ambiental.

Asimismo en esta plataforma se encuentran instalados equipos de separación y recuperación de condensados, los cuales son líquidos recuperados de las etapas de compresión, los cuales son inyectados al gasoducto de transporte para su posterior separación y recuperación en las instalaciones terrestres.

La plataforma esta integrada por varios niveles: el primero lo constituyen el equipo de generación de servicios auxiliares (Diesel, Aire de Planta e Instrumentos, Químicos, etc.) y por el equipo de separación de líquidos arrastrados por el gas, y los tanques de desfogue. En el segundo nivel se encuentran los módulos de compresión y los talleres de reparación y mantenimiento, así como el equipo utilizado para generara energía eléctrica. Entre el segundo y el tercer nivel se encuentra ubicado el cuarto de control de la plataforma, en donde se monitorean y controlan todos los procesos que se efectúan en la plataforma. En el tercer nivel se encuentran los principales servicios que deben proporcionarse a la plataforma como lo son: Los Hornos de Calentamiento de Aceite, las Plantas de Endulzamiento de Gas, la planta de Deshidratación de Gas, el equipo de acondicionamiento de Gas Combustible y el Laboratorio de Análisis de las corrientes o fluidos manejados en la plataforma.

**Modulo de Enlace.**- Es una instalación que forma parte de un complejo central de procesamiento cuya función es la recolectar la producción de Aceite-Gas del yacimiento en donde se encuentre ubicado el complejo, la producción es recibida a través de líneas provenientes de las plataformas satélites aportadoras que en algunas ocasiones pueden no pertenecer al yacimiento explotado.

La plataforma de Enlace distribuye la producción en función de la capacidad de procesamiento de las plataformas de producción pertenecientes al complejo. Asimismo la plataforma de Enlace es un punto de recolección y envío de los volúmenes de aceite y

gas ya procesados, los cuales son enviados a exportación por medio de líneas submarinas a las terminales de exportación de Cayo Arcas o bien a la terminal de Dos Bocas. (figura 5)

La instalación cuenta básicamente con equipo de recepción y envío de producción conocidos comúnmente como "Trampas de Diablos".

**Plataforma Habitacional.**- Esta plataforma forma parte también de los complejos de procesamiento y aunque no se lleva a cabo ningún tipo de proceso tiene la importante función de otorgar asistencia habitacional que requieren los trabajadores que laboran en las diferentes instalaciones del complejo.

Esta plataforma promedio, puede albergar hasta 127 personas (existen plataformas que albergan hasta 400 personas) cuenta con helipuerto, salas de recreación, comedor, sistema de radiocomunicación, potabilizadoras de agua de mar, planta de tratamiento de aguas negras, biblioteca, planta de energía eléctrica, clínica médica y en general los servicios mínimos requeridos para el albergue de personas.

## 5. Análisis y determinación de la localización óptima del proyecto

La localización de la infraestructura de producción propuesta, esta orientada por el producto natural<sup>12</sup>, es decir esta determinada por la ubicación del yacimiento petrolífero que se va a explotar y se encuentra en el campo petrolero "Cantarell", ubicada dentro de las aguas territoriales de la República Mexicana, cercana a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 Km al noreste (NW) de Ciudad del Carmen, Campeche; figura 6, en tirantes de agua entre 30 y 50 m, en lo que se conoce como la Sonda de Campeche, perteneciente a la Región Marina Noroeste la cual se encuentra ubicada en el Sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 mil kilómetros cuadrados y tiene tres proyectos estratégicos: Campeche Oriente de incorporación de reservas, Progreso de evaluación de potencial y un proyecto de delimitación y caracterización de yacimientos. La figura 7, ilustra la localización de algunos de estos proyectos.

Esta región queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Su extensión geográfica es mostrada en la. En esta porción de la Plataforma Continental, Pemex, realiza una extracción de hidrocarburos que constituye el 68% de la producción total de crudo en el país, y se produce el 25% del total de la producción de gas.

La Sonda se halla localizada en el Golfo de México al oeste de la península de Yucatán y al norte de Cd. del Carmen, Campeche; y constituye junto con el banco de Campeche, la parte occidental de la plataforma marina.

En la explotación de esta región se han construido más de 185<sup>13</sup> plataformas para diferentes usos tales como: perforación, producción, enlace, separación, rebombeo, compresión y habitacional, y se han tendido más de 1,260 Km de tubería submarina para la conducción de crudo, gas y condensados a los diferentes centros de tratamiento, distribución y consumo.

La Sonda y el Banco de Campeche, tienen por límites las isóbatas 0 y 200 m, con una profundidad media de 40 m posiblemente de ahí provenga el nombre de Sonda, o sea "el paraje marino cuya profundidad se da por conocida", las coordenadas geográficas que limitan a esta región corresponden aproximadamente a los 90° y 94° de longitud Oeste y los 18° y 22° de latitud Norte.

El campo "Cantarell", esta compuesto por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, ubicándose en lo que geológicamente se conoce como la Provincia Marina de Coatzacoalcos. La roca almacén es una brecha de clastos de caliza dolomitizados del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, y carbonatos dolomitizados del Cretácico Medio, Inferior y Jurásico Superior.

Los yacimientos de este complejo se encuentran en trampas de tipo estructural y con espesores netos de hasta 980 m. La densidad del aceite de estos yacimientos varía de 20 a 22 grados API.

<sup>12</sup> Zurita C. Jaime M; "Evaluación de Proyectos Industriales" FE-UNAM, México. 1997, p. 102.

<sup>13</sup> Al cierre de 2001, en: "Petróleos Mexicanos: Pemex, anuario estadístico", 2002

Los cuatro campos tienen una extensión de 162 km<sup>2</sup> donde se han perforado 211 pozos de los cuales 174 están activos. El espaciamiento entre ellos varía de 400 a 800 m. En términos de producción, Cantarell es la zona productora más importante del país, el segundo en reservas totales, después de Chicontepec, y el primero en reservas probadas. También, por la magnitud de sus reservas, éste campo es el octavo en el mundo de acuerdo a la asociación Americana de Geólogos Petroleros, considerándose un campo súper gigante.<sup>14</sup>

Se circunscribe dentro de las coordenadas geográficas 19° 19' y 19° 28' latitud Norte 91° 54' y 92° 09' longitud Oeste respecto al meridiano de Greenwich. Las isobatas de área varían entre 40 y 50 m. Los trabajos exploratorios se iniciaron en 1975 con la perforación del primer pozo llamado Chac-1, con resultados positivos y no fue sino hasta 1976 que se perforó el segundo pozo exploratorio; Bakab-2 a una profundidad de 3,382 m, mismo que resulto productor de crudo y gas, ya para 1976 estaba confirmada la potencialidad de la Sonda.

De este tiempo a la fecha se han descubierto 17 campos productores, seis de ellos han sido clasificados como "Supergigantes" con reservas potenciales de explotación del orden de 5 mil MMbpc, estos son Abkatúm, Cantarell, Kanaab, Maloob-Zap, Ku y Ek, tres más han sido clasificados como Gigantes", con reservas probadas superiores a 100 MMbpc, estos son Ckuc, Pol y Bakab

## 6. Resumen

A fin de justificar el tamaño y localización de la infraestructura de producción de aceite, se han analizado factores como la demanda existente y proyectada de crudo, características de los insumos (aceite), características del yacimiento, la identificación del proceso de producción y recuperación secundaria del crudo y gas, el tirante de agua existente, el número de pozos requerido por el programa de perforación, distancia a la zona de aprovisionamiento, costos relativos de una plataforma para un tirante y profundidad determinada, el horizonte de vida del proyecto y la localización de la infraestructura.

## 7. Conclusión

Del análisis de los factores antes mencionados, que han apoyado el desarrollo petrolero en la Sonda de Campeche, y resuelto entre otras, con el uso de plataformas fijas hasta de 12 patas; se concluye que el tamaño y tipo de instalación a elegir en este proyecto, es una plataforma fija (octapoda) con 12 conductores para 6 pozos útiles, de aproximadamente 3,000 tons. (sin contar con el equipo de perforación) la cual tendrá una producción secundaria (apoyada mediante la inyección de gas nitrógeno), en promedio de 8.0 Mbpd por pozo lo que significa una producción promedio de 48 Mbpd. Y su localización al estar orientada por el producto natural, será la ubicación misma del campo petrolero "Cantarell".

---

<sup>14</sup> Las reservas de hidrocarburos de México: Pemex Exploración y Producción, volumen I, evaluación al 1 de enero de 1999.

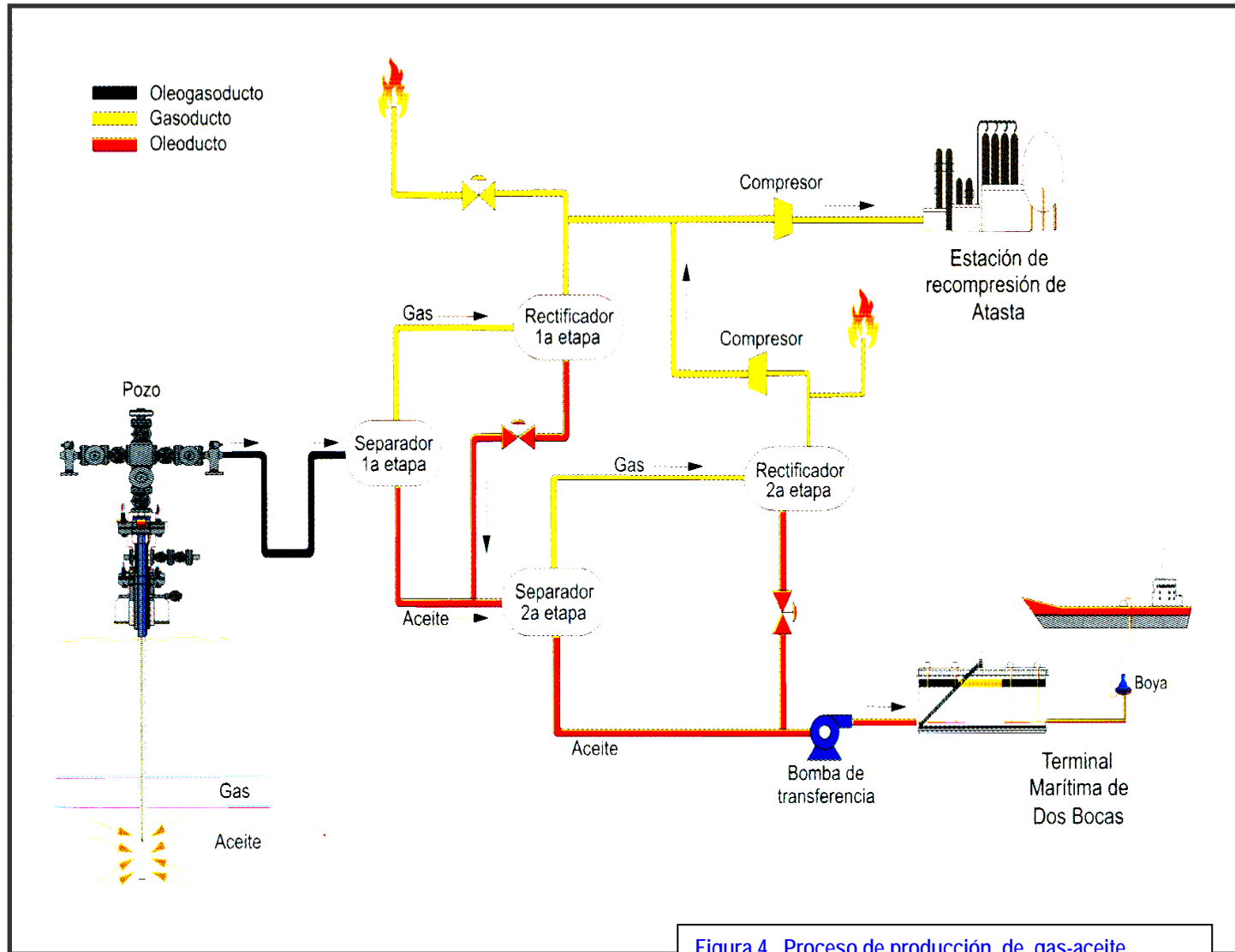


Figura 4. Proceso de producción de gas-aceite

Fuente: Pemex; Las reservas de hidrocarburos en México, Volumen I, evaluación al 1 de enero de 1999.

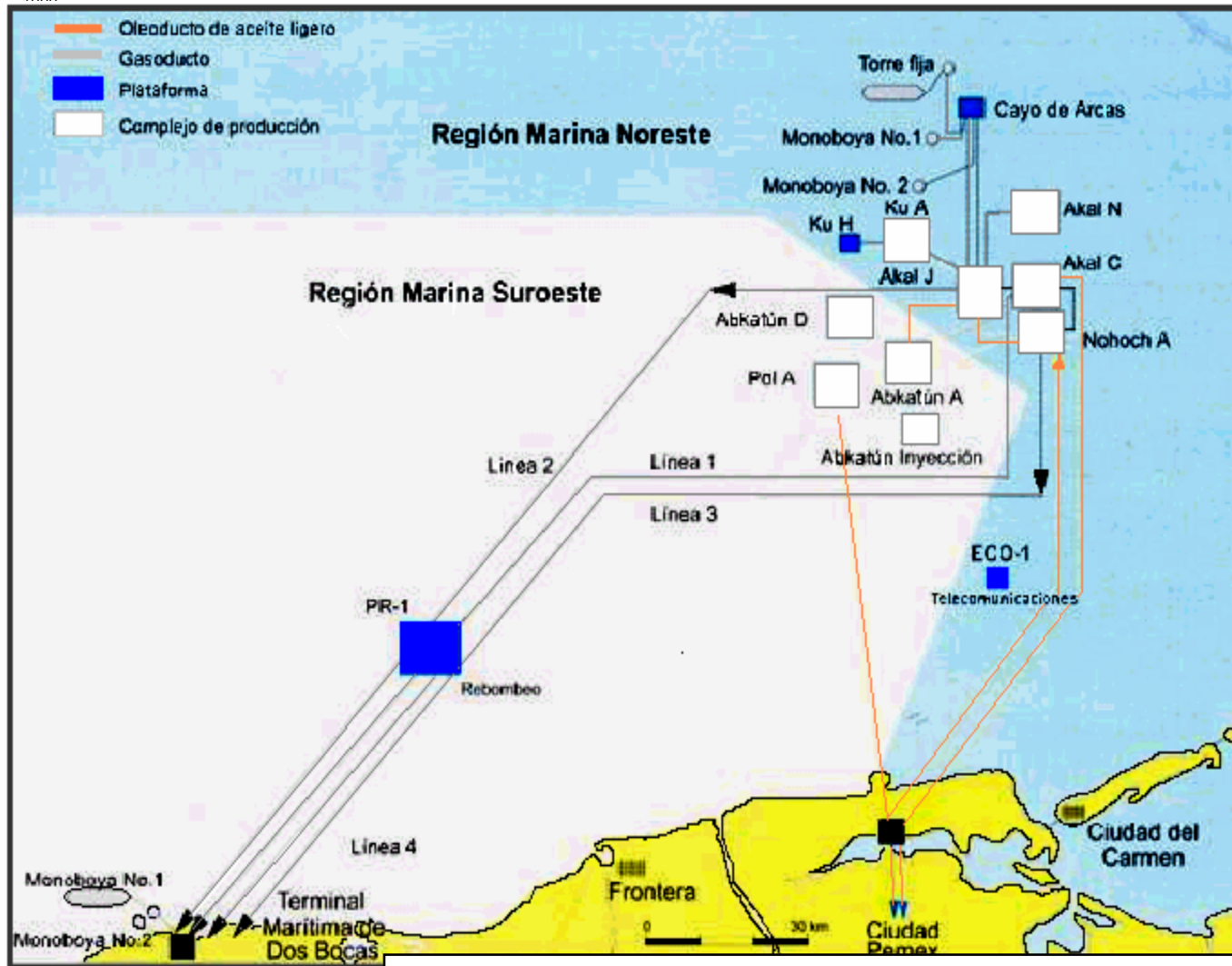


Figura 5. Red de proceso y transferencia de hidrocarburos en las Regiones Marinas





Figura 6. Localización de los activos de producción de la Región Marina Noreste, administrados costa fuera



Figura 7. El activo de exploración de la Región Marina Noreste y ubicación de sus proyectos principales

# **III. Ingeniería del Proyecto**

### III. Ingeniería del proyecto

En este capítulo se retoma el proceso de producción de aceite-gas y se describe el diseño y construcción de un sistema de producción (plataforma octapoda); su fase operativa y de diseño: subestructura, superestructura, pilotes y apéndices; sus códigos de fabricación, materiales y su proceso de izaje e instalación hasta la fase de inspección y mantenimiento.

#### 1. Análisis del proceso de producción

El proceso de producción de aceite-gas ya fue analizado en el capítulo II, apartado 4, el cual sirvió de referencia para la determinación del tamaño y tipo del sistema de producción.

#### 2. Diseño de plataformas<sup>1</sup>

El diseño integral de una estructura marina implica una serie de análisis relacionados y dependientes entre sí, bajo las condiciones implícitas en cada una de las siguientes etapas de la vida de la estructura, el orden de ejecución es el siguiente:

- Fase operativa de la plataforma
- Fase de fabricación
- Fase de transporte e instalación
- Fase de inspección y mantenimiento

#### Códigos de fabricación

El diseño de estructuras marinas destinadas para la sonda de Campeche, se apoya en los códigos:

- Recommend practice for planning designing and constructing fixed offshore Platforms. American Petroleum Institute, Dallas Texas, API-RP-2<sup>a</sup> (revisado anualmente)
- Specification for the design, indications and erection of structural steel for buildings. American institute of steel construction, New York, N.Y. 1978.
- Estructural welding code. American welding society, Miami, Florida. AWS D1.1, 1977.
- ANSI para tubería (figura 1)

Se complementan con los siguientes reglamentos:

- Rules for design, construction of offshore structures, det Norske Veritan, Oslo, Noruega. 1977.

#### 2.1 Fase operativa de la plataforma.

Se describen los aspectos relacionados con el diseño, códigos de fabricación, materiales, tipos de cargas, determinación de fuerzas; oleaje, corriente y flotabilidad. Diseño y análisis estructural.

---

<sup>1</sup> Muñoz Muñoz, Graciela y Almazán Castillo, Rubén; "Descripción General de Plataformas Marinas", Tesis, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN. 1993. pp. 57-243 y Pemex Exploración y Producción.

### 2.1.1 Cargas de diseño.

Las cargas consideradas para el diseño de los componentes de una plataforma se dividen en dos ramas: cargas verticales y cargas ambientales

a. **Cargas verticales**, este tipo de cargas incluyen:

- Peso propio de la estructura y sus apéndices.
- Cargas muertas y vivas de equipos y paquetes.
- Cargas vivas uniformes sobre áreas abiertas de cubiertas.

A manera de ejemplo, el equipo instalado en una plataforma de perforación, consiste en lo siguiente:

- Una torre de perforación
- Tanques de lodos y líquidos
- Paquetería de perforación.
- Modulo de bombas
- Modulo de maquinas
- Modulo de almacenamiento de insumos
- Otros equipos secundarios.

El equipo de perforación actualmente representa cargas uniformes del orden de 5 a 7 ton/m<sup>2</sup>. (1000 a 1 500 lb/pie<sup>2</sup>).

En una plataforma de producción el equipo a instalar representa una carga viva uniforme de 5 ton/m<sup>2</sup> /1000 lb/pie<sup>2</sup>). Las cargas vivas uniformes aplicadas sobre áreas abiertas oscilan entre 0.75 y 1.25 ton/m<sup>2</sup> (150 y 250 lb/pie<sup>2</sup>) dependiendo de la intensidad de uso de la cubierta y consiste en lo siguiente:

- Separadores de crudo.
- Compresores de gas.
- Tanques de almacenamiento
- Turbogeneradores
- Múltiples de tuberías.

El **cuadro 1**, proporciona una idea general de la magnitud de las cargas verticales actuando sobre la plataforma de perforación de 8 patas y 49 m. (160') de tirante.

b. **Cargas ambientales**.- Las cargas ambientales dependen de las condiciones meteorológicas oceanográficas y geológico-geofísicas, características de las zonas de emplazamiento de las plataformas e incluyen:

- Fuerza de oleaje y flotabilidad.
- Fuerza de viento.
- Fuerza sísmicas.

Para el tipo y tamaño de plataformas hasta ahora manejadas, las condiciones que resultan de mayor relevancia para el diseño, corresponden a las meteorológicas y oceanográficas. Las condiciones sísmicas han demostrado no ser dominantes en la Sonda de Campeche.

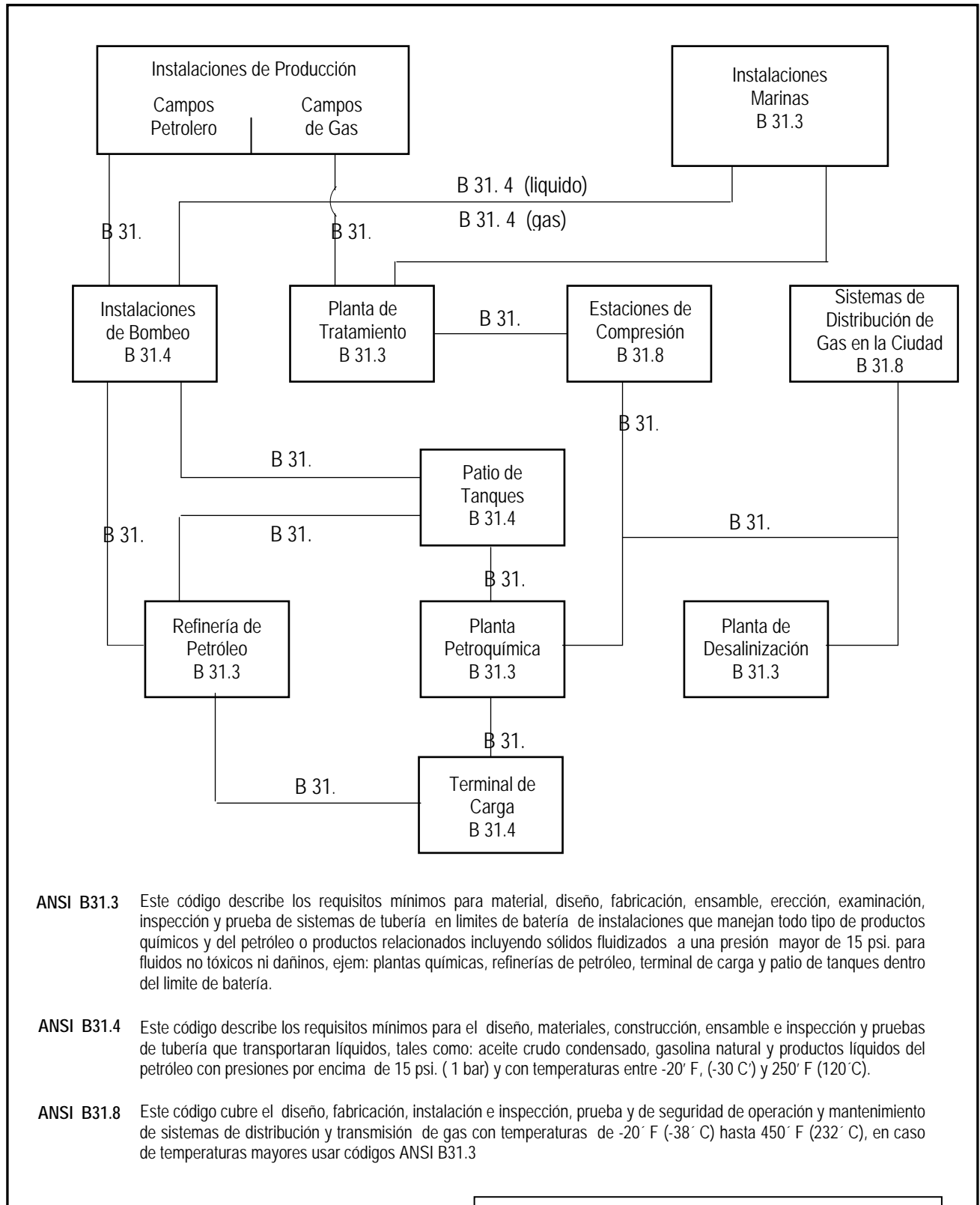


Fig. 1 Alcance de los códigos aplicables a tubería

Cuadro 1. Cargas verticales de una plataforma octapoda

Componente	Magnitud	%
▪ Superestructura	500 ton. (1,100 k-lb)	5.7
▪ Subestructura	1,295 ton. (2,850 k-lb)	14.8
▪ Pilotes (peso arriba del lecho marino) (Peso total del pilote)	659 ton. (1,450 k-lb)	7.5
Cargas muertas y cargas vivas de equipos:		
▪ Cubierta superior	4,773 ton. (10,500 k-lb)	54.5
▪ Cubierta inferior	432 ton. (950 k-lb)	4.9
Cargas vivas sobre áreas abiertas:		
▪ Cubierta inferior	1,091 ton. (2,400 k-lb)	12.6
<b>Total</b>	<b>8,750 ton.</b>	<b>100.0</b>

Las **condiciones ambientales** de diseño incluyen condiciones de operación y tormenta, características del lugar de instalación de la plataforma en la Sonada de Campeche y corresponden a solicitantes de viento, oleaje y corriente con un periodo de recurrencia de 1 año y de tal magnitud que aún permitan el desarrollo normal de actividades en la plataforma.

Las condiciones de tormenta corresponden a solicitaciones ambientales severas características de una tormenta en un periodo de recurrencia de 100 años; en la Sonda de Campeche, bajo los parámetros de condiciones ambientales, se señalan en los [cuadro 2 y 3](#).

Para el diseño global de una plataforma se utiliza el viento correspondiente al de 1 minuto de duración, mientras que para el diseño de un apéndice o equipo importante en cubierta, se utiliza el correspondiente al de ráfaga máxima instantánea.

Para brindar una idea de la magnitud de las fuerzas de viento y oleaje sobre una plataforma de perforación típica, de 8 patas y tirantes de 49 m (160'), se presenta el [cuadro 4](#).

Cuadro 2. Parámetros de condiciones ambientales de operación

Viento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Velocidad independiente de la altura sobre el nivel del mar</li> </ul>	50 kph (32 mph)																																	
Mareas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marea astronómica máxima</li> <li>Marea durante condiciones de operación</li> <li>Marea total</li> </ul>	0.8 m (2.5 pie) 0.5 m (1.5 pie) 1.2 m (4.0 pie)																																	
Oleaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>Altura de ola</li> <li>Longitud de ola</li> <li>Período</li> </ul>	7.3 m (24 pie) 128.0 m (420 pie) 9.0 seg.																																	
Corrientes	Se utiliza el siguiente perfil natural: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>%</th> <th>m/seg</th> <th>pie/seg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0.61</td><td>2.00</td></tr> <tr><td>10</td><td>0.57</td><td>1.86</td></tr> <tr><td>20</td><td>0.52</td><td>1.72</td></tr> <tr><td>30</td><td>0.48</td><td>1.58</td></tr> <tr><td>40</td><td>0.44</td><td>1.44</td></tr> <tr><td>50</td><td>0.40</td><td>1.32</td></tr> <tr><td>60</td><td>0.36</td><td>1.18</td></tr> <tr><td>70</td><td>0.32</td><td>1.04</td></tr> <tr><td>80</td><td>0.27</td><td>0.90</td></tr> <tr><td>90</td><td>0.21</td><td>0.68</td></tr> </tbody> </table>	%	m/seg	pie/seg	0	0.61	2.00	10	0.57	1.86	20	0.52	1.72	30	0.48	1.58	40	0.44	1.44	50	0.40	1.32	60	0.36	1.18	70	0.32	1.04	80	0.27	0.90	90	0.21	0.68	
%	m/seg	pie/seg																																	
0	0.61	2.00																																	
10	0.57	1.86																																	
20	0.52	1.72																																	
30	0.48	1.58																																	
40	0.44	1.44																																	
50	0.40	1.32																																	
60	0.36	1.18																																	
70	0.32	1.04																																	
80	0.27	0.90																																	
90	0.21	0.68																																	

Cuadro 3. Parámetros de condiciones ambientales de tormenta

<ul style="list-style-type: none"> <li>Viento con duración de 3 horas</li> <li>Viento de 1 hora</li> <li>Viento de ½ hora</li> <li>Viento de 1 minuto</li> <li>Ráfaga máxima instantánea</li> </ul>	170 kph (105 mph) 190 kph (118 mph) 200 kph (124 mph) 240 kph (149 mph) 290 kph (180 mph)
---	---



Cuadro 4. Fuerzas de viento y oleaje en una plataforma octapoda

Carga ambiental	Magnitud		% del Total
	(ton)	(K-lb)	
▪ <b>Viento</b>			
Superestructura	523	1,150	
Subestructura	0	0	
<b>Sub-tot</b>	<b>523</b>	<b>1,150</b>	<b>21.5</b>
▪ <b>Oleaje y corriente</b>			
Estructura	1,136	2,500	46.7
Conductores y apéndices	773	1,700	31.8
<b>Sub-tot</b>	<b>1,909</b>	<b>4,200</b>	<b>78.5</b>
<b>Cortante total</b>	<b>432</b>	<b>5,350</b>	<b>100.0</b>

### 2.1.2 Determinación de fuerzas de viento, oleaje, corriente y flotabilidad

Se ejemplifican los factores determinantes de las cargas ambientales para el diseño de plataformas, sus formulas de calculo para las fuerzas del viento, oleaje, corriente y flotabilidad.

#### ▪ Fuerzas del viento.

Las fuerzas de viento se calculan mediante la conocida fórmula.

$$F_v = k C_s a v^2$$

*En donde:*

k = 0.0473 para sistema métrico y 0.00256 para sistema ingles.

C<sub>s</sub> = Factor de forma

a = Área expuesta (m<sup>2</sup>, ft<sup>2</sup>)

v = Velocidad del viento ( KPH , MPH).

F<sub>v</sub> = Empuje por viento (n, Lb).

En algunos casos y a juicio del diseñador, se pueden especificar factores de escudeo cuando los elementos expuestos se encuentran relativamente cercanos entre sí. Todo elemento estructural localizado arriba del perfil de la ola en cuestión, se considera bajo la acción del viento.

- **Fuerzas de oleaje y corriente**

Las fuerzas generadoras por oleaje y corriente sobre la plataforma se obtienen con la fórmula de "Morrison", que representa la fuerza sobre un elemento tubular mediante dos componentes, de arrastre e inercial.

$$F = \frac{1}{2} C_d C A u |u| + C_m V \frac{du}{dt}$$

Donde, sin especificar unidades:

F = Fuerza hidrodinámica lineal actuando perpendicularmente al eje longitudinal del elemento.

C = Densidad del agua.

A = Área expuesta proyectada por el elemento en la dirección del movimiento del agua, incluyendo incrustaciones marinas.

C<sub>d</sub> = Coeficiente de arrastre.

C<sub>m</sub> = Coeficiente de inercia.

u = Velocidad del agua incluyendo la velocidad de la corriente.

V = Volumen por el elemento.

du/dt = Aceleración de las partículas del agua.

El perfil de las olas de diseño y sus velocidades aceleraciones correspondientes se determinan en base a la teoría de oleaje seleccionada para cada combinación particular de tirantes de agua, periodo, altura y longitud de ola.

Las teorías de oleaje comúnmente usadas son:

- Airy
- Stokes 5°
- Función corriente

Corresponde a la fórmula de Stokes 5°, la seleccionada con mayor frecuencia, la cual señala que "todo elemento o porción de este que se localice abajo del perfil de la ola en cuestión, recibe carga por oleaje y corriente"; no considera escudeo entre elementos cercanos.

El perfil de la ola, sus velocidades, aceleraciones y las presiones sobre los elementos expuestos se obtienen mediante métodos computarizados.

- **Coeficiente de arrastre.**

Normalmente se utilizan en coeficientes de arrastre, variables en función del número de Reynolds, *R*. la variación (cuadro 5), usada corresponde a la propuesta por Jean (1976):

- **Coeficiente de inercia-** En combinación con los valores de *C<sub>d</sub>* anteriores, se utiliza un coeficiente de inercia constante para todos los elementos tubulares igual a 1.36. Cuando se especifican coeficientes de arrastres constantes, el *C<sub>m</sub>* se hace variar en función del diámetro del elemento, dentro del rango de tirantes manejado, las fuerzas de oleaje calculadas en

base a  $C_d$  variable ( $R$ ) y  $C_m$  constante, aumentan en promedio un 31% en tormenta y un 38% en operación. Con respecto a las calculadoras con  $C_d$  fijos y  $C_m$  variables.

Cuadro 5. Coeficientes de arrastre, R

$C_d$	R
1.2	$R \leq 3.0 \times 10^5$
2.112 $R^{-0.5148}$	$3.0 \times 10^5 \leq R \leq 5.48 \times 10^5$
3.01 $R^{-0.08186}$	$4.48 \times 10^5 \leq R \leq 17.32 \times 10^5$
0.9883 $R^{-0.7412}$	$17.32 \times 10^5 \leq R \leq 34.60 \times 10^5$
0.76	$R > 34.60 \times 10^5$

- **Incrustaciones Marinas.**- Las incrustaciones de animales y plantas marinas en los tubos sumergidos de las subestructuras aumenta su diámetro y hacen rugosa su superficie, implicando un doble efecto en las fuerzas de oleaje por un lado, crece el área expuesta y el volumen desplazado; y por otro, la rugosidad de los tubos hace que los coeficientes de arrastre aumenten.

Para considerar los efectos de las incrustaciones marinas en el cálculo de las fuerzas de oleaje, se especifican aumentos en los diámetros de los tubos. Para el Golfo de México, el tamaño de las incrustaciones normalmente especificado es de 2.5 a 3.8 cm (1.0" a 1.5").

- **Posición crítica de la ola.**- La cresta de la ola debe posicionarse con respecto a la estructura de tal manera que produzca el mayor efecto horizontal sobre la plataforma.

Para determinar la posición crítica, es necesario enviar sobre la plataforma un tren de olas con características iguales a intervalos constantes y obtener los cortantes correspondientes a cada una de las posiciones resultantes.

El rastreo del oleaje se efectúa posicionando inicialmente a la ola a unos 30 o 40 m. (100 o 130 ft), del centro de la subestructura y posteriormente haciéndola avanzar en intervalos de 3 o 6 m. (10 o 20 ft) hasta que la cresta quede finalmente a unos 6 o 10 m. (20 o 30 ft), del otro lado del centro de la subestructura.

- **Fuerzas de flotabilidad**

La fuerza de flotabilidad generada por todo elemento sumergido (localizado bajo del perfil en la ola en cuestión) se calcula en base al método marino: peso del agua desplazada por el elemento y aplicado verticalmente. Generalmente se utiliza en perfil horizontal de agua para la obtención de la flotabilidad con el objetivo de simplificar su cálculo.

### 2.1.3. Diseño estructural in-situ

El comportamiento de las estructuras marianas bajo las diferentes condiciones de carga se analiza estáticamente, utilizando una interacción lineal con el suelo. Se consideran regularmente las siguientes condiciones de carga.

- Solicitaciones ambientales de operación en combinación con pesos muertos y cargas vivas máximas usando esfuerzos permisibles normales.
- Solicitantes ambientales de operación en combinación con pesos muertos y cargas vivas mínimas usando esfuerzos permisibles normales.
- Solicitaciones ambientales de tormenta en combinación con pesos muertos y cargas vivas máximas acordes a condiciones extremas, usando un factor de incremento de esfuerzos permisibles de 1.33.
- Solicitaciones ambientales de tormenta en combinación con peso muerto y cargas vivas mínimas acordes a condiciones extremas, usando un factor de incremento de esfuerzos permisibles de 1.33.

Las combinaciones de carga incluyen solicitaciones ambientales en direcciones de ataque transversal, longitudinal y en varias direcciones oblicuas.

### 2.1.4. Análisis estructural.

Las plataformas se idealizan mediante nodos, elementos barra y soportes elásticos en la figura 2, se muestra la simulación de una elevación transversal y que a su vez corresponde al resultado de una gratificación automática de sus nodos y elementos para fines de reconfirmación geométrica visual.

El modelo debe representar con exactitud el comportamiento estructural de la topología en consideración. Se deben incluir todos los elementos principales y la mayoría de los secundarios para simular la estructura lo mas realistically posible.

Estas simulaciones sujetas a las combinaciones de carga de diseño se resuelven mediante sistemas computarizados desarrollados específicamente para el diseño de estructuras marinas.

Dentro de la configuración estructural de una plataforma existen ciertos elementos de importancia radical cuya simulación es necesario escribir con mayor detalle:

- Conectores pata-pilote
- Conectores conductores-subestructura y
- La rigidez diafragmal de cubiertas.

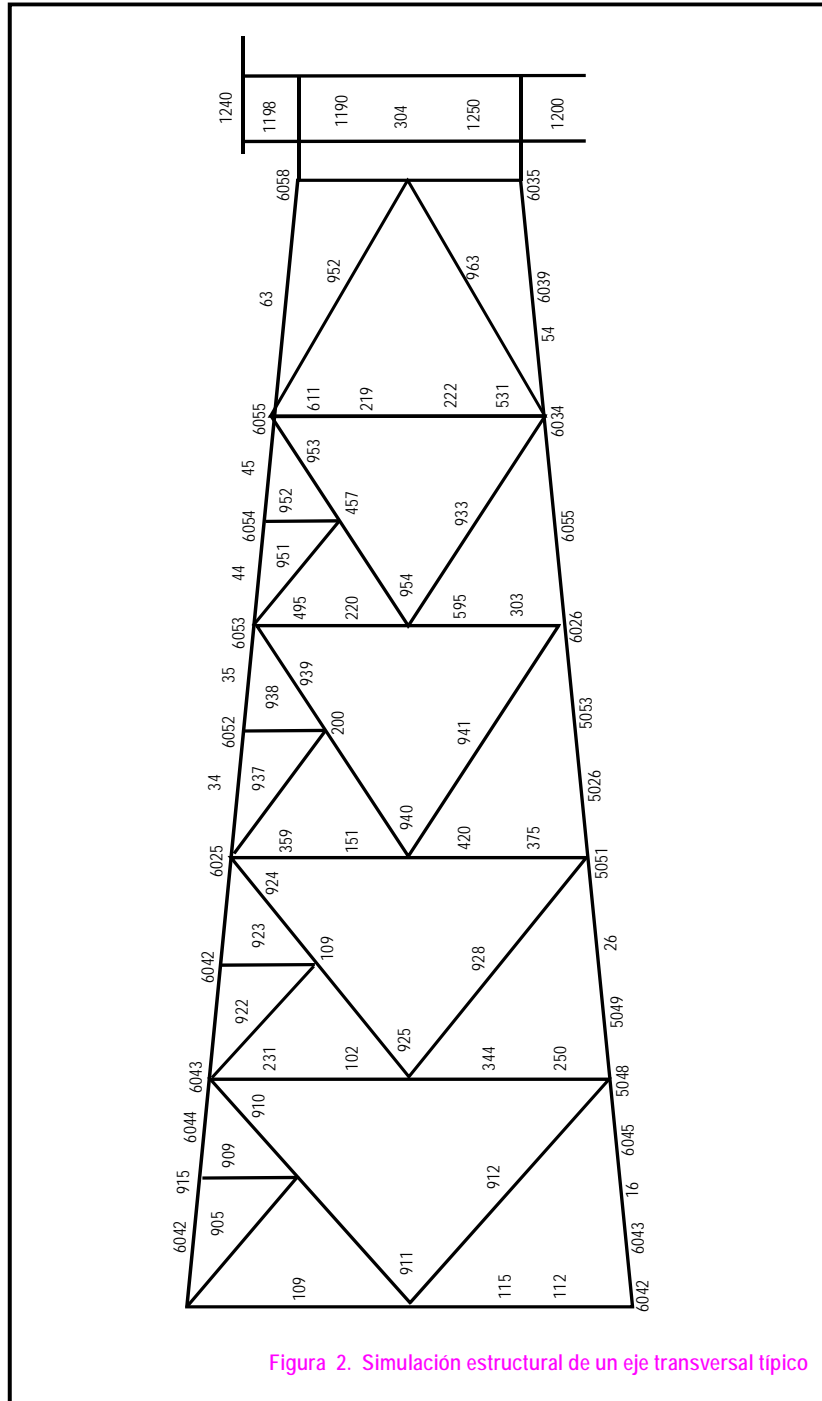
Los conectores pata-pilote deben simularse a imagen de su único objetivo: la transmisión de fuerzas laterales entre estos dos elementos. En las plataformas de perforación, la interacción entre conductores y la subestructura debe representarse mediante la adecuada simulación de sus elementos conectores, también transmisores de fuerzas laterales únicamente. La rigidez diafragmal contribuida por largueros, placa, polines o rejilla y normalmente no incluidos en la modelación estructural de las cubiertas de las superestructuras, debe simularse mediante elementos ficticios de arriostamento en el plano horizontal.

### 2.1.5. Interacción suelo-estructura.

La practica común para simular la naturaleza no lineal de la interacción suelo-estructura, consiste en la utilización de uno o varios conjuntos de resortes lineales conectados a los extremos de los pilotes a nivel del lecho marino. Estos resortes se obtienen de análisis axiales y laterales de la interacción suelo-pilote bajo cargas anticipadas específicas.

Debido a que el sistema suelo-pilote también se comporta en forma no lineal, los resultados de estos análisis dependen de los niveles de cargas utilizadas; niveles que a su vez dependen de los resortes usados en el análisis in-situ de la plataforma, debido

a esta interdependencia se tiene que seguir un proceso interactivo hasta lograr una compatibilidad adecuada entre los desplazamientos supuestos y los calculados en las cabezas de los pilotes.



Los análisis laterales de la interacción no lineal suelo-pilote relacionan las deformaciones pilote-suelo con la resistencia del suelo para predecir su comportamiento, para ello se utiliza la información denominada "*curvas p-y*", en donde "*p*" es la resistencia lateral del suelo, y la deformación lateral correspondiente es representada por "*y*".

Los análisis axiales, por su parte, relacionan el desplazamiento axial del suelo con su reacción axial para predecir el comportamiento bajo tales cargas. Para esto, se utiliza la información denominada "*curvas t-z*" en donde "*t*" representa la relación axial del suelo y "*z*" su deformación axial correspondiente. Estos análisis producen el resorte representativo del comportamiento axial del sistema suelo-pilote.

Finalmente, estos resortes axiales, laterales y rotacionales (y uno torsional), se aglutinan en una matriz de  $6 \times 6$  simétrica, no diagonal y es conectada a los extremos de los pilotes para simular linealmente la interacción no lineal suelo-estructura.

#### 2.1.6. Otros diseños

Dentro del contexto global del análisis in-situ de una plataforma, se encuentran también el diseño de pilotes, la revisión de las uniones entre elementos tubulares de la subestructura, el diseño de las placas para su apoyo sobre el lecho marino y la revisión de elementos tubulares contra el colapso hidrostático.

- **Pilotes.** La porción de los pilotes localizados debajo del lecho marino se diseña aisladamente en función de las descargas axiales y de cortante proveniente del análisis in-situ. Su diseño se basa en un método elástico utilizando las "*curvas p-y*" descritas anteriormente y es aplicable aún cuando el suelo se comporta plásticamente.

La zona crítica de diseño de los pilotes es la inmediata al lecho marino. En donde se presentan los mayores momentos inducidos conjuntamente por la restricción rotacional impuesta por la subestructura sobre la cabeza del pilote, y por las deformaciones del suelo provocadas por los altos cortantes que allí ocurren.

Son estos momentos flexionantes, los que en combinación con las cargas axiales determinan los mayores espesores de pared requeridos para pilotes, y usualmente en aceros de alta resistencia.

Por su longitud, los pilotes tienen que segmentarse en 4, 5 ó 6 tramos, dependiendo del tirante de agua y de la penetración requerida.

- **Uniones tubulares.** Análisis por cortante de penetración.

Las uniones entre elementos tubulares se revisan para evitar la falla de penetración o el colapso por cortante del elemento receptor, debido a la complejidad que caracteriza a la determinación teórica de los esfuerzos de una conexión, se recurre a métodos semi-empíricos para su revisión.

La API-RP-2<sup>a</sup> proporciona recomendaciones detalladas para el cálculo de los esfuerzos actuantes y permisibles en conexiones lapadas y no traslapadas.

En general, el esfuerzo cortante actuante inducido por un elemento incidente sobre un receptor, depende del ángulo de incidencia de los axiales y flexionantes presentes en cada elemento incidente y de la relación de espesores entre ambos elementos tubulares.

El esfuerzo cortante permisible, por su parte, depende del tipo de unión de los diámetros de los elementos y del espesor del tubo receptor.

Para prevenir las fallas en las conexiones se utilizan segmentos en espesores de pared mas gruesos que el espesor del elemento receptor y son fabricados con aceros especiales o de alta resistencia. Estos segmentos reforzados se denominan comúnmente "*carretes*".

- **Análisis de fatiga.**

Las conexiones y los elementos de la subestructura se revisan para prevenir la aparición de grietas inducidas por fatiga, y la vida de una conexión soldada en una estructura marina depende de los siguientes factores:

- El número de ocurrencia de las olas de cierta magnitud
- La calidad de acabado del acero en la unión
- Estados físicos de soldaduras
- El tipo de unión
- El comportamiento metalúrgico del acero y otros

Debido al carácter cíclico de las cargas de oleaje, se deben considerar métodos que evalúen el daño acumulado, como el método "Palmgren-miner":

$$D = \sum_{i=1}^k n_i / N_i = < 1$$

*Donde:*

D = Relación de daño acumulado por fatiga por año

$n_i$  = No. de ciclos de ocurrencia de cierto rango de esfuerzos durante un periodo determinado (ciclos / año).

$N_i$  = No. de ciclos para ocasionar la falla dentro de los rangos de esfuerzos anteriores (de este número se obtiene de las "curvas s-n" para elementos tubulares prescritas por Aws).

K = Total de rangos de esfuerzos.

El inverso de D es la vida de la conexión sin que se presente la falla por fatiga y debe ser de 2 a 3 veces la vida útil de la plataforma.

El parámetro "n" se determina en función de datos oceanográficos del lugar genérico de emplazamiento de la estructura y así por ejemplo, para tirantes de 64 m. (210 ft) en la Sonda de Campeche se tiene la siguiente distribución de oleaje a largo plazo. (cuadro 6 y 7)

- **Colapso hidrostático de elementos.**- Se efectúa también una revisión de los elementos no inundados de la subestructura para prevenir su colapso inducido por la presión estática del agua, correspondiente a la profundidad máxima donde vaya a quedar sumergido el elemento.
- **Placas de apoyo.**- Las placas de apoyo tienen como misión evitar el hundimiento excesivo de la subestructura en el lecho marino y proveerla de cierta capacidad contra fuerzas de volteo mientras se instalan los primeros pilotes.

Típicamente son de forma triangular como se observa en la figura 12, aunque cuando los requerimientos de sustentación son mayores, se recurre generalmente a placas rectangulares corridas. Las placas se proporcionan según la capacidad de sustentación de los estratos superficiales y se fabrican con placa de acero o polines de madera rigidizados con elementos de sección abierta.

Cuadro 6. Distribución del oleaje para tirantes de 64 m. en la Sonda de Campeche

Altura de la ola		Número de olas excediendo la altura especificada
(m)	(ft)	
0	0	5,256,000
1.2	4	1,320,000
2.4	8	336,000
3.7	12	86,000
4.9	16	21,800
6.1	20	5,420
7.3	21	1,370
8.5	24	343
9.8	28	86
11.0	32	22
12.2	36	5
13.4	40	1

Las condiciones ambientales oceanográficas consideradas para la determinación de las presiones sobre las placas de apoyo durante la instalación de la subestructura, son las que se muestran en el cuadro 7.

Cuadro 7. Parámetros ambientales oceanográficos para determinar las presiones sobre placas de apoyo durante la instalación de la subestructura

▪ Marea	0.6 m
▪ Oleaje. Altura Periodo Profundidad	2.5.m. 7.0 seg. mar en calma



## 2.2 Fase de fabricación

En este capítulo se describen los materiales y procedimientos generales implícitos en la fabricación de los componentes principales de una plataforma fija tubular octapoda.

### 2.2.1. Materiales utilizados

Se requiere conocer las características elásticas, inelásticas de fractura y fatiga de un metal a fin de evaluar si es adecuado para fabricar un miembro estructural de una plataforma.

La American Society for Testing and Materials (ASTM), ha establecido especificaciones de los valores mínimos del punto de fluencia, de la resistencia, última de tensión, de los índices de ductilidad y de la química para controlar la aceptación de los aceros estructurales.

Para la fabricación de los diferentes componentes de una plataforma se especifican usualmente los siguientes materiales:

- **Superestructura.**
  - Acero estructural, ASTM-36 regular ( $F_y = 36$  ksi), punto de fluencia mínima  $2,530 \text{ kg/cm}^2$  resistencia última  $4,080 - 5,625 \text{ kg/cm}^2$  en traveses transversales, longitudinales, puntuales, pedestales de grúa, columnas interiores, etc.
  - Acero estructural A-537 clase 1 ( $F_y = 50$  ksi), en columnas de esquina en algunas ocasiones.
  
- **Subestructura.**
  - Acero estructural ASTM A-36 regular o API – 5L-GB ( $F_y = 35$  KSI): en elementos de arriostramiento en general.
  - Acero estructural ASTM A-36 regular, en aproximadamente  $2/3$  partes de las patas.
  - Acero estructural ASTM A-537 clase 1, en aproximadamente  $1/3$  de patas y en las uniones de estas con el arriostramiento.
  - Acero estructural ASTM A-36 S-2, en las uniones entre elementos del arriostramiento (carretes).
  
- **Pilotes**
  - Acero Estructural ASTM A-36 regular, este acero se usa como base para el diseño de los pilotes.
  - Acero estructural ASTM A-537 clase 1, en los segmentos de los pilotes situados en las inmediaciones del lecho marino.
  
- **Apéndices y accesorios**
  - Acero estructural ASTM A-36 regular: este acero se usa para todos los apéndices mayores y menores como embarcaderos, orejas de izaje, placas de apoyo, etc.
  
- **Perfiles y placas de acero estructural**
  - Acero Estructural, ASTM A-36,

- Acero al carbono estructural de tubería formada en caliente con soldadura y sin costura, ASTM A-501,
- Acero estructural de alta resistencia y baja aleación ASTM A-242,
- Acero estructural de baja aleación magnesio-vanadio y alta resistencia, ASTM A-441,
- Acero estructural de baja aleación y alta resistencia con un punto de fluencia mínimo de 3515 kg/cm<sup>2</sup> a 4 pulg. de espesor ASTM A-588,
- Tubería estructural de baja aleación y alta resistencia formada en caliente, con soldadura y sin costura, ASTM A-618,
- Acero de alta resistencia y baja aleación de columbio-banadio de calidad estructural ASTM A-572,
- Placa de acero de aleación templada de punto de fluencia elevada, adecuada para soldar, ASTM A-514,

### 2.2.2 Fabricación de la subestructura

El paso inicial para la fabricación de una subestructura consiste en la construcción dentro del patio de fabricación (figura 3), de dos traveses de deslizamiento paralelos (figura 4) al ras del suelo o proyectándose 1 o 2 m. arriba de este, de unos 50 cm. de ancho y de longitud suficiente para acoger una subestructura completa.

La separación entre ambos traveses esta en función de la distancia que la subestructura tendrá entre sus dos patas laterales interiores. Para una subestructura de 8 patas, esta distancia es de 12 a 18 m generalmente.

Estos traveses se utilizan para fabricar a la subestructura sobre ellos, así como para deslizarla posteriormente hacia o sobre la barcaza transportadora.

Los traveses de deslizamiento, por lo tanto, deben cimentarse adecuadamente para resistir el peso total de la subestructura y sus apéndices sin sufrir asentamientos diferenciales que dañen a la estructura o sean causantes de errores en su fabricación. Los traveses deben orientarse perpendicularmente al muelle donde eventualmente la subestructura se cargara sobre una barcaza.

La mayor parte posible de los marcos y accesorios integrantes de una subestructura son fabricados en el suelo (figura 5, 6, 7 y 8). Las patas son los primeros componentes fabricados, y los marcos transversales inferiores (aquellos a los que se les ha instalado las correderas de deslizamiento) son a su vez los primeros en ser terminados.

Ya completos, y con la ayuda de varias grúas, cada uno de estos marcos es levantado girándolo con respecto a la pata donde se ha instalado la corredera de deslizamiento (figura 9), siendo entonces colocado directamente sobre las traveses de deslizamiento descritas anteriormente. Mientras se soldan los elementos de arriostamiento entre ellos, los marcos se mantienen en posición mediante cables tensionados.

Los elementos de arriostamiento se miden a la longitud requerida y sus extremos son reportados basándose en plantillas que representan las líneas de intersección con los elementos donde inciden. El resto de los marcos transversales, también fabricados sobre el suelo, son izados, colocados en posición y soportados temporalmente hasta finalizar la instalación de los arriostamientos entre los otros marcos.

La mayor parte posible del apéndice y accesorios, como ánodos, defensas, orejas de arrastre, de izaje, etc. (figura 10 y 11) es instalada en los marcos antes de sus verticalización. Paralelamente a estas operaciones, los apéndices mayores, como embarcaderos, retículas para guías de conductores, pasillos, tanques de flotación, placas de apoyo, etc., son fabricadas en otros sitios del patio para disponer de ellos oportunamente. En las figuras 12 y 13 se observa una forma mas acabada de la subestructura -deck-.

En cuanto a los análisis practicados para avalar las operaciones de esta etapa, solo se requiere revisar la capacidad de las patas para resistir el lanzamiento de los elementos de arriostamiento que inciden en ellos y que soportan todo el peso de los marcos transversales durante esa posición.

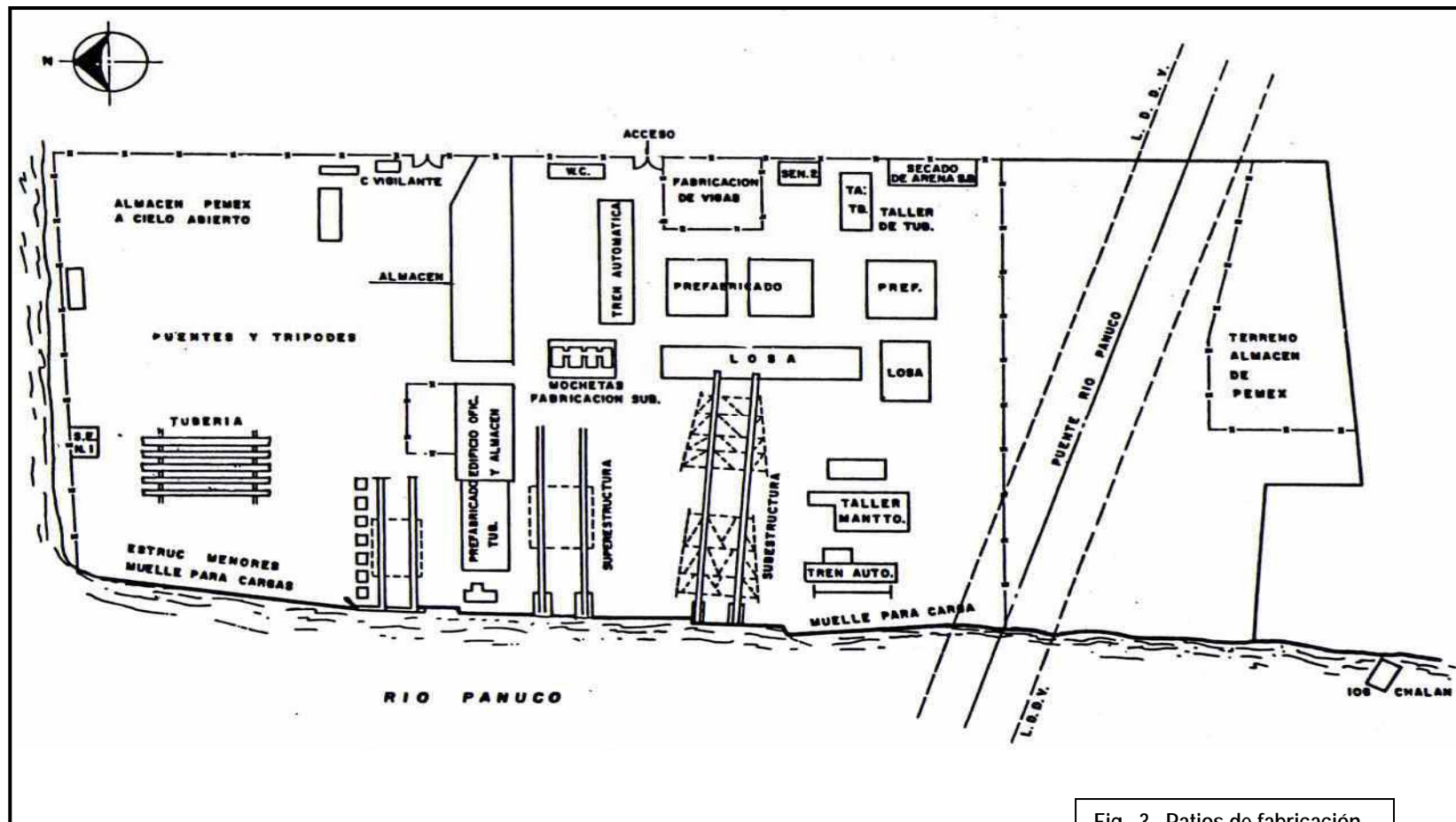


Fig. 3 Patios de fabricación

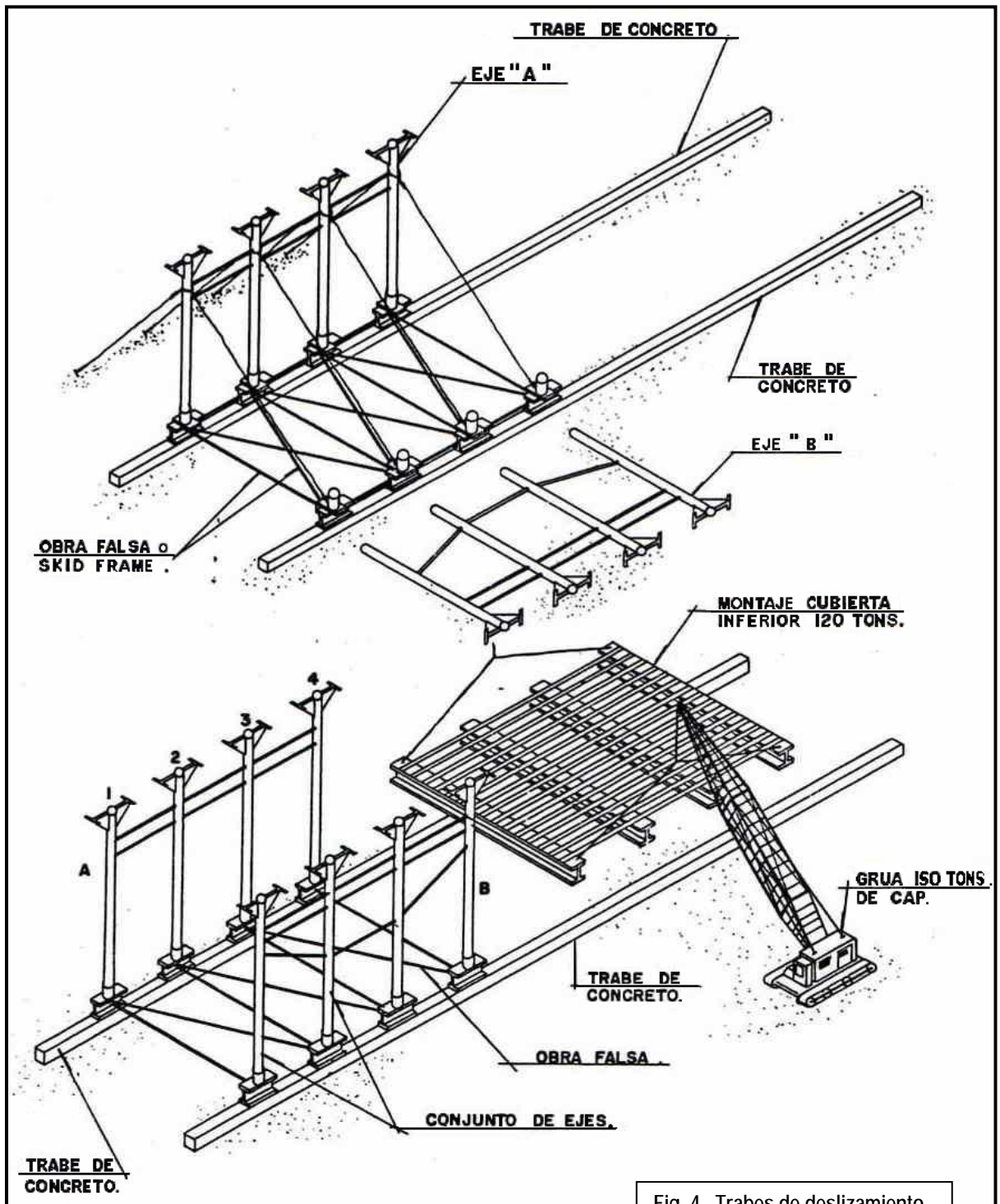


Fig. 4 Trabes de deslizamiento

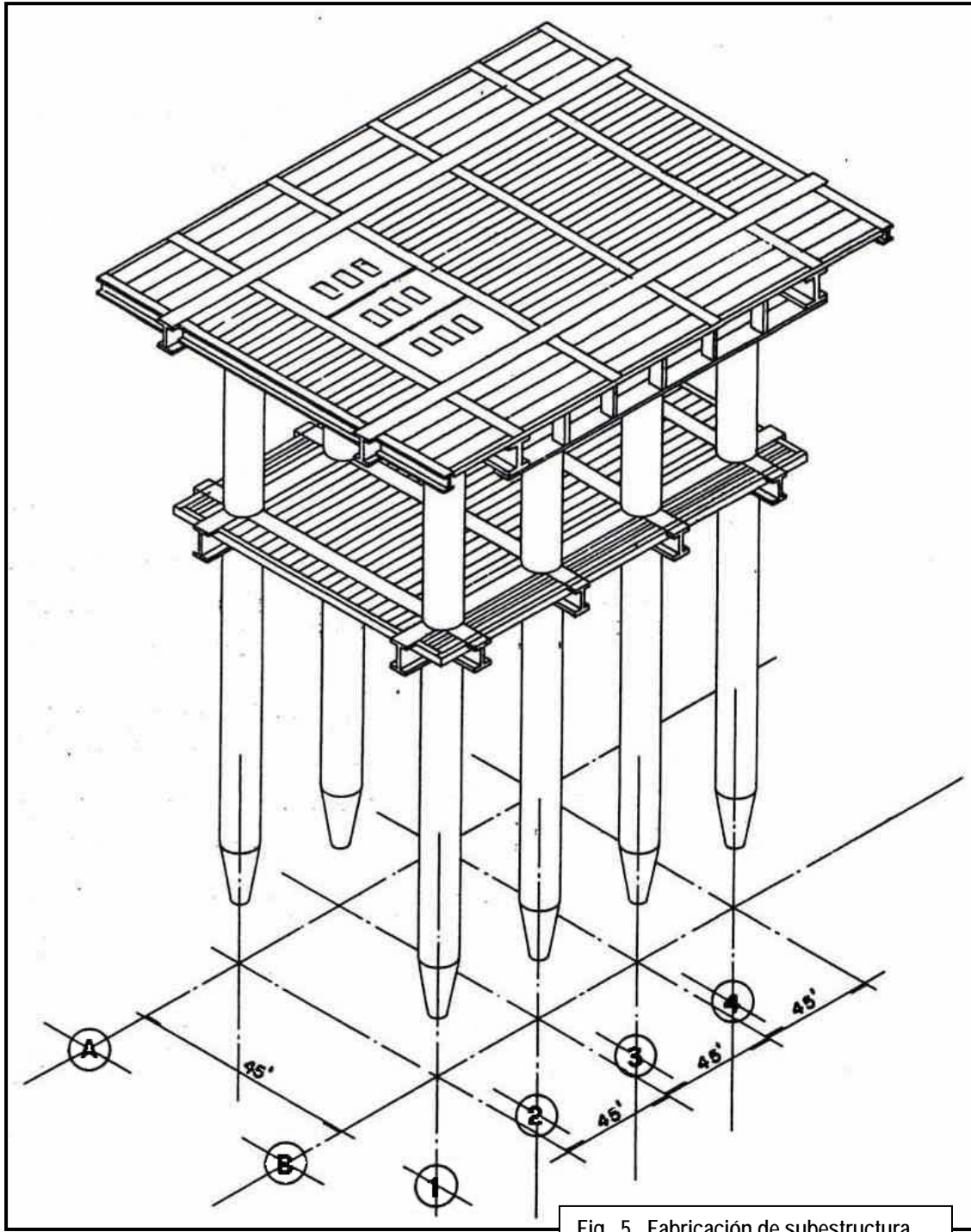


Fig. 5 Fabricación de subestructura

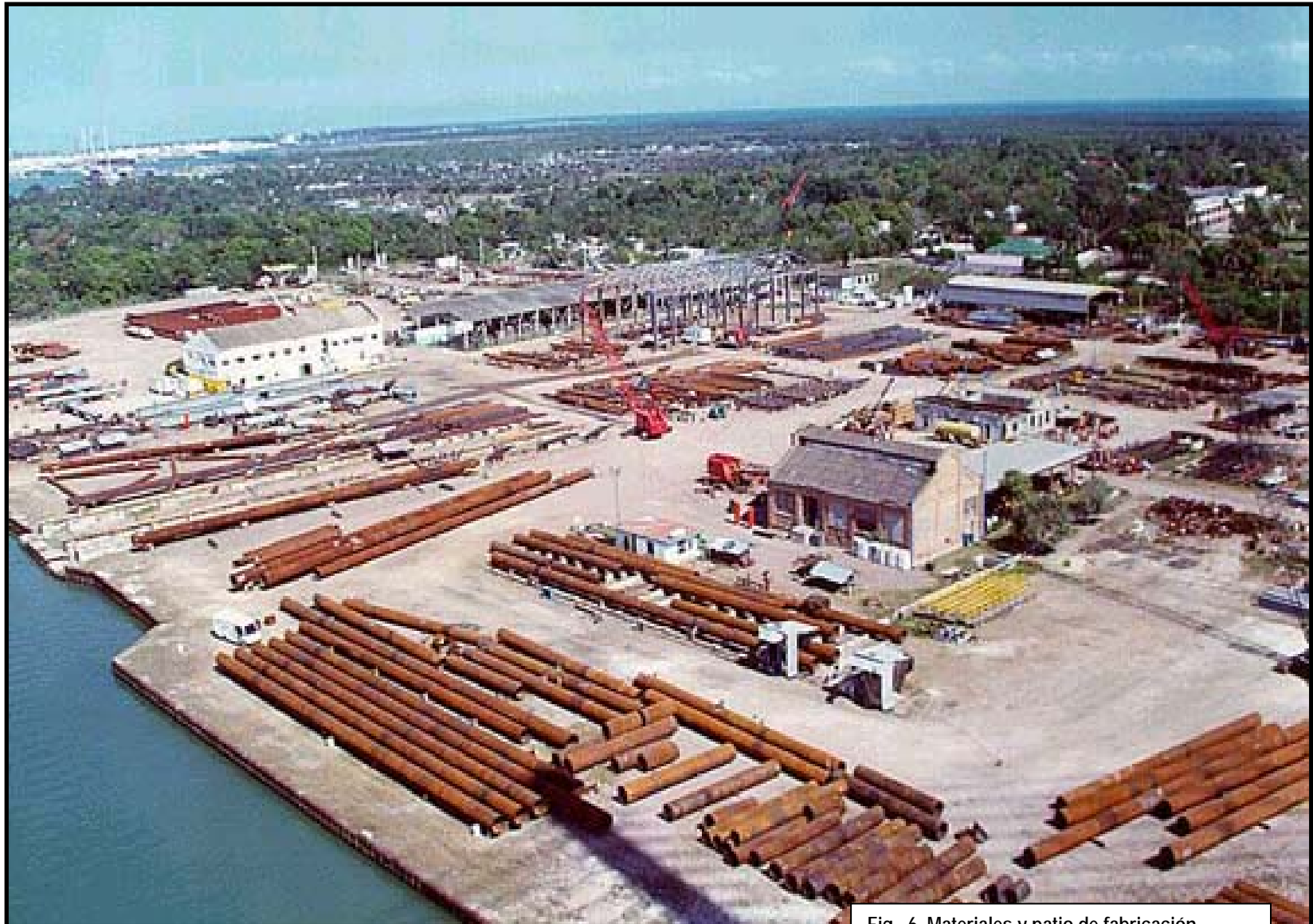


Fig. 6 Materiales y patio de fabricación



Fig. 7 Armado de marcos

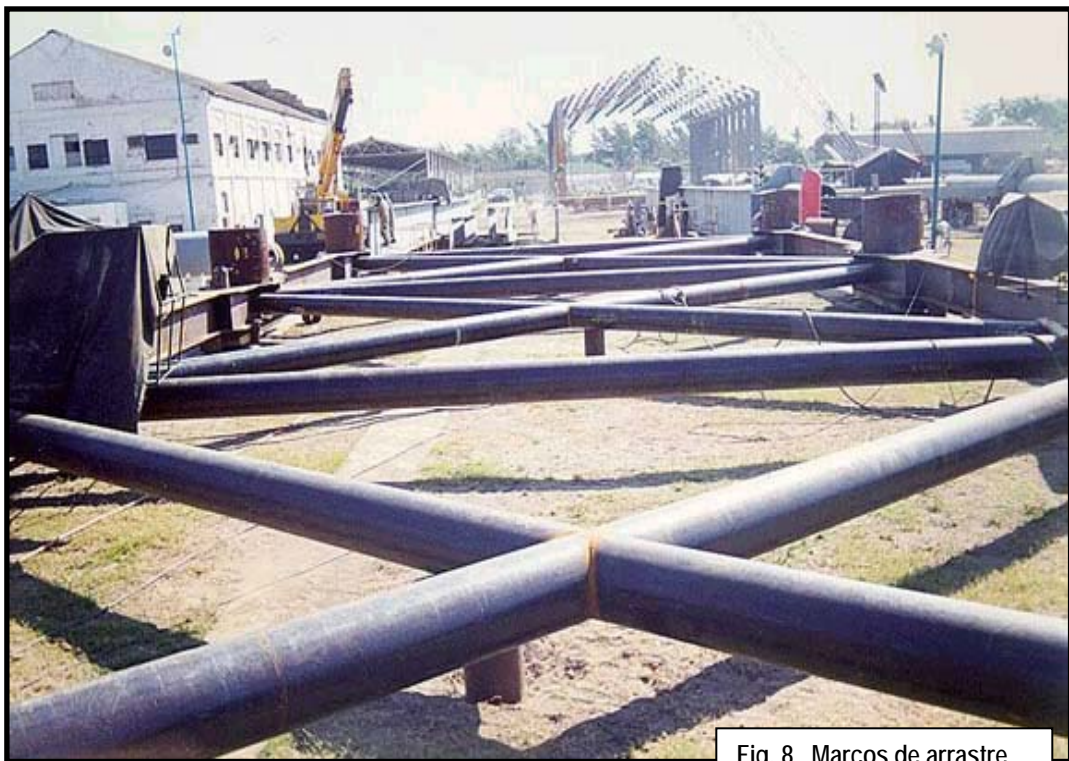


Fig. 8 Marcos de arrastre



Fig. 9 Izaje de marcos





Fig. 10 Orejas de posicionamiento



Fig. 11 Guía de conductores

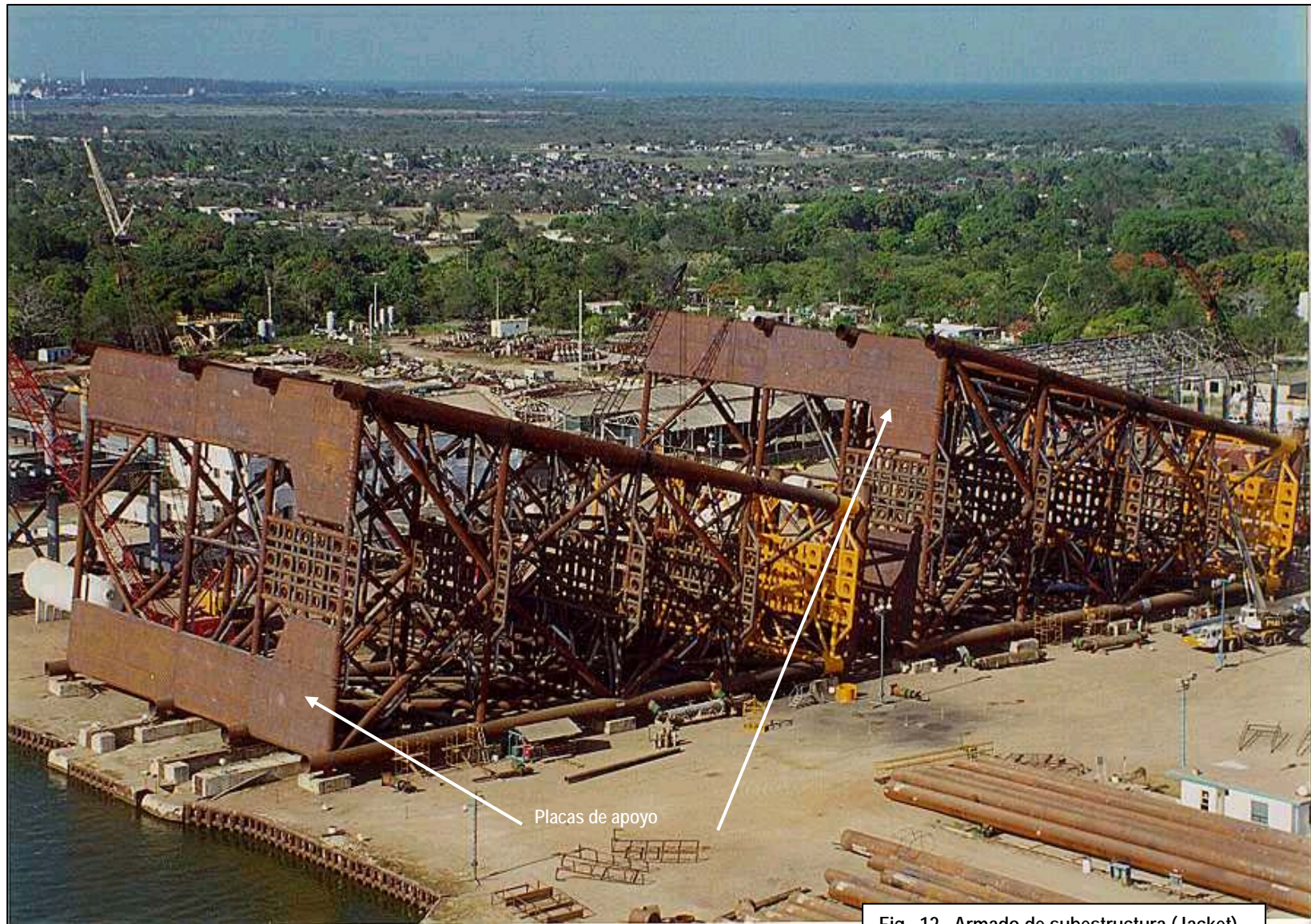


Fig. 12 Armado de subestructura (Jacket)



Fig. 13 Otro ángulo del armado de subestructuras (Decks)

### 2.2.3 Fabricación de la superestructura

La verticalización de una superestructura de 8 columnas y 2 cubiertas comienza con la fabricación de las trabes, armaduras, columnas y apéndices sobre el piso. Los marcos transversales son también terminados acostados sobre el piso y cuando 2 de estos se encuentran listos, se levantan y se colocan sobre los casquillos de la base de deslizamiento construido previamente (figura 14 y 15).

Manteniendo estas estructuras, en posición vertical por grúas (figura 9), se procede a soldar los segmentos de las trabes longitudinales entre ellos en ambas cubiertas, proporcionando la rigidez adecuada para que se auto sostengan. Los otros 2 marcos transversales se erigen de la misma forma, para después ser conectados con los otros marcos.

Las trabes intermedias, los largueros y la rejilla o placa de piso se instalan una vez terminada la fabricación de ensamble de los marcos.

En el patio se procura instalar también la mayor cantidad de equipo, tubería y apéndices posibles sobre las superestructuras en la medida en que las capacidades de las barcasas o barcos grúa disponibles lo permitan. (figuras 16, 17 y 18)

Sin embargo todo equipo o apéndice que por sus dimensiones pudieran obstaculizar o arriesgar las operaciones de instalación, es colocado en el mar, ejemplo de estos, son las proyecciones de los pedestales para grúas arriba de la última cubierta y los módulos de equipo. El comportamiento de los módulos de equipo durante sus izaje también es analizado.



Fig. 14 Armado de superestructuras (Decks)



Fig. 15 Avance en la construcción de una subestructura (Deck) en patios del fabricante



Fig. 16. Separador de producción (separa gas del aceite)



Fig. 17 Depurador de gas para servicio



Fig. 18 Algunos equipos instalados



## 2.3 Fase de transporte e instalación

La tarea de construir plataformas marinas, tender líneas de conducción para gas, aceite y oleogasoductos, la perforación de pozos así como la producción de crudo y gas, en estos últimos años, ha desarrollado la infraestructura existente en la Sonda de Campeche, para lograrla se han conjugado técnicas modernas de construcción, así como también equipos especializados, una muestra de ello, es la técnica para la instalación de plataformas marinas misma que se expone en forma sencilla y accesible en este apartado.

### 2.3.1 Equipos disponibles

Para desarrollar el trabajo de instalación de plataformas marinas se cuenta con los siguientes equipos: 3 barcos grúas de 65 mil T.P.M. y con 1,815 ton. de capacidad de izaje, para ilustrar las dimensiones y características principales de estos barcos grúa, en las siguientes paginas se presenta un diagrama de planta y elevación del barco grúa "Sarita y Huasteco" (figura 19 y 20), en donde se aprecian las siguientes características del primer barco:

- Largo 206.2 m.
- Ancho 37.0 m.
- Profundidad 15.44 m.
- Tirante mínimo de agua para trabajar 8.3 m.
- Desplazamiento 62 000.0 ton.
- Propulsión 15 400.0 vhp.
- Generadores 2 x 370 Kw. (diesel)  
3 x 1500 kw (diesel)  
1 x 184 Kw. de energía
- Grúa estacionaria 2 000.0 ton.
- Grúa de orugas 165.0 ton. para cubierta.
- 8 anclas 10.0 ton. c/u de peso, con 4 000.0 pies de cable de acero de 3.0 pulg. de ø.
- Hotel para alojamiento 200 personas en cabinas de 1 y 2 camas,
- Espacio en cubierta 33 000.0 pies<sup>2</sup>.
- Capacidad de carga 1.0 ton. de pie<sup>2</sup>.
- Servicios generales
- Potabilizadora de agua
- Planta de tratamiento
- Taller mecánico
- Grúa viajera
- Radiocomunicación completa
- Helipuerto.

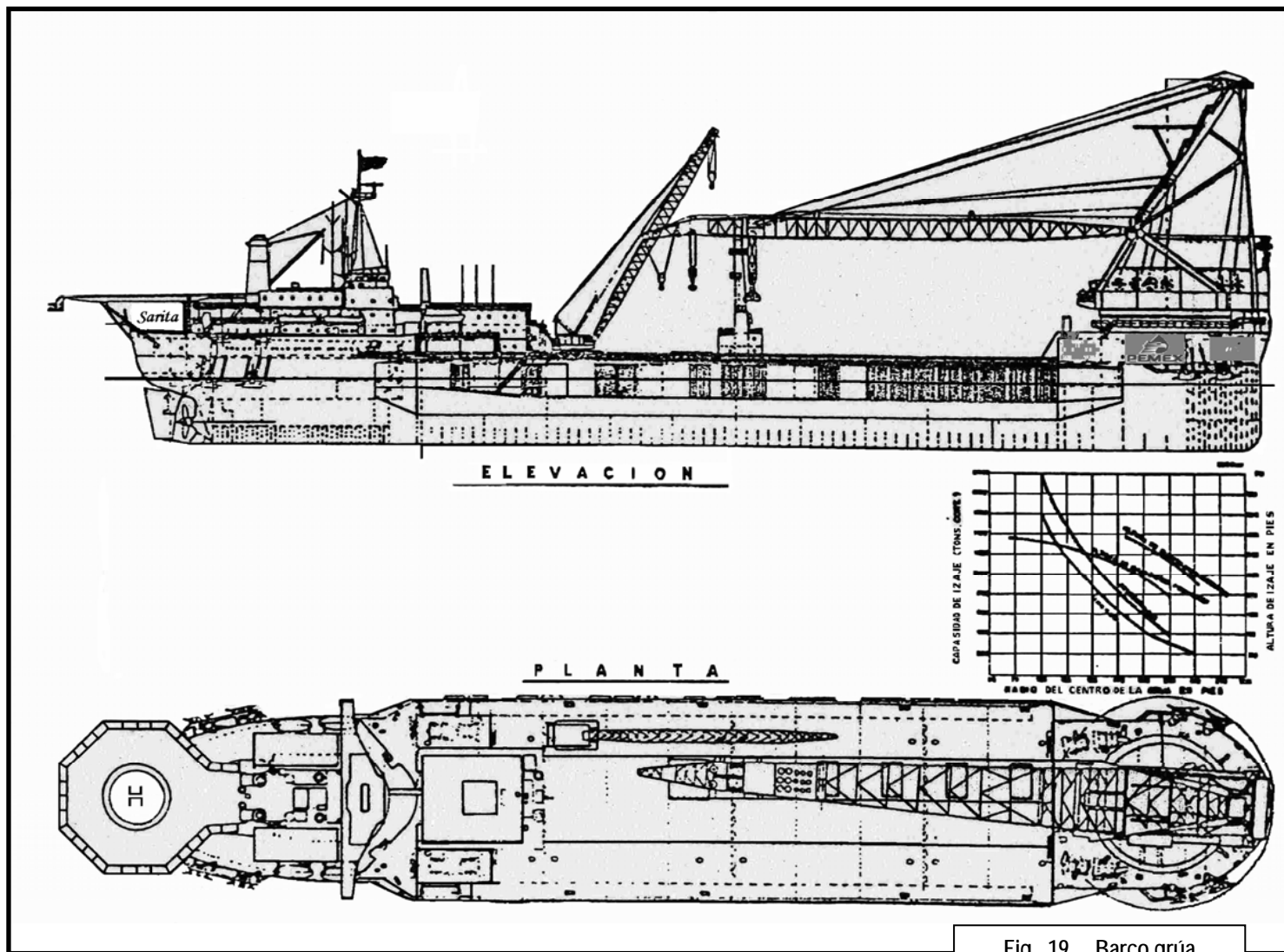


Fig. 19. Barco grúa



Fig. 20 Barco grúa "Huasteco"

En la [figura 19](#), aparecen las curvas de capacidad de izaje de la grúa principal del barco, las cuales varían dependiendo de la longitud del radio al centro del eje de la grúa y del ángulo de inclinación de la pluma. Esta gráfica es muy importante conocerla ya que es la que indica la altura máxima a la que puede ser izado un peso determinado.

Se cuenta también con 3 remolcadores, uno para cada barco grúa con capacidad de 8 000 hp. con una longitud de eslora de 45.73 m, manga de 12.80 m, puntal de 4.57 m. y 630 T.P.M.

Además se tienen 4 chalanes para el lanzamiento de la plataforma, 8 chalanes para el transporte de superestructuras, pilotes y módulos de perforación: aparte de estos equipos también se tienen disponibles equipos de buceo los cuales se encargan de inspeccionar el fondo marino antes de lanzar al mar alguna subestructura; equipos de ultrasonido para efectuar la inspección de las juntas soldadas de los pilotes, base de la cimentación de las plataformas marinas; ingenierías topográficas para el posicionamiento de las áreas de estructuras, mecánica de suelos y oceanografía.

### 2.3.2 Trabajos previos a la salida de las piezas estructurales de los patios de fabricación

De acuerdo con la ruta crítica, la preparación de las estructuras y de los chalanes que las transportan al campo para su instalación es importante, ya que de acuerdo a las condiciones de llegada de las estructuras dependerá la minimización de los tiempos de trabajo en la instalación, la ruta crítica esta elaborada en base a la experiencia que han tenido diferentes compañías en la Sonda de Campeche.

En esta ruta crítica no se contemplan pérdidas de tiempo debido a modificaciones en las estructuras, demoras en los patios de fabricación, mal tiempo u otros imprevistos que puedan suspender o retardar las actividades que aparecen en el diagrama de tiempos y movimientos; para lograr una optimización de estos tiempos es menester contar con toda la información necesaria para desarrollar los trabajos de instalación de la plataforma: deberá contarse con un juego completo de planos estructurales; conocer el peso y centro de gravedad de la estructura; un estudio completo de mecánica de suelo de la localización en la cual aparezca el tirante de agua; la estratigrafía del terreno; las curvas de penetración contra resistencia del suelo, esto con el fin de poder seleccionar el tipo de martillo adecuado para el hincado de los pilotes; también se requiere tener datos sobre oleaje, vientos y mareas, para posicionar el barco grúa.

Es necesario considerar que, antes de que llegue la subestructura al sitio donde será instalada; la embarcación que vaya a realizar el trabajo, se deberá encontrar ya en el sitio de la localización para proceder a efectuar el lanzamiento.

Para evitar demoras en el lanzamiento de la subestructura, será necesario que antes de que salga la estructura al mar, en el patio de fabricación se supervisen los trabajos que se enlistan a continuación:

- **Preparación de la barcaza de lanzamiento y de la subestructura**

1. La plataforma de maniobras deberá ser instalada en lo alto de la subestructura entre las patas B-2 y B-3, esta plataforma de maniobras deberá ser asegurada a la subestructura por medio de abrazaderas y deberá ir soldada al paño superior del plano horizontal de la subestructura.
2. Para la maniobra del izaje de la superestructura, de acuerdo al arreglo general de estobos y grilletes de la subestructura, estos deberán ser colocados en las orejas que se localizan en el nivel más 3.66 m. de la siguiente manera: para los elementos de izaje en las patas A-2 y A-3, un estrobo de 15 cm. (6") de diámetro por 24 m. de longitud y un grillete de 270 ton. en cada una de ellas. Para las patas B-2 y B-3 un estrobo de 15 cm. (6"), de diámetro por 24 m. de longitud y un grillete de 180 ton. en cada una de ellas.

La diferencia entre la capacidad de los grilletes, es debido a que el centro de gravedad de la estructura obligara a las orejas colocadas en el eje "A" a cargar mayor peso que las colocadas en el eje "B", la razón es que el eje "A" viene con atracaderos y defensas, no así el eje "B".

Una vez colocados los estobos y grilletes a las orejas de la estructura, los estobos se colocan sobre la plataforma de maniobras y son asegurados a ésta con cabos de manila de 1 cm. ( 3/8), de diámetro, dejando los ojillos libres.

3. Los cables de arrastre o de recuperación de la subestructura de acuerdo a lo especificado, deberán ser dos cables de acero de 3.8 cm. ( 1 ½") de diámetro, por 23 m. de longitud conectados a los grilletes de 200 ton. mismos que estarán localizados en la parte superior de la estructura cuando ya este cargado sobre el chalán, es decir deberán ser conectados a las patas B-2 y B-3, en su otro extremo estarán ambos conectados a un mismo grillete, desde el cual saldrá otro cable de acero de 15.24 m. de longitud por 3.8 cm. (1 ½"), de diámetro, y en su extremo deberán tener un cabo; el grillete de 91 ton. deberá ser, debidamente asegurado sobre la cubierta del chalán del lado de la popa. Una vez preparada la estructura para el lanzamiento, el cabo será conectado al cable del ancla número 1 ó 2 del barco grúa, con el objeto de que una vez efectuado el lanzamiento, la estructura se encuentre flotando en el mar y sea recuperada por el barco mediante este sistema de cables.
4. De acuerdo a lo especificado, dos cuerdas de polipropileno de 122 m. de longitud por 36 cm. (14"), de circunferencia con boyas color naranja en sus extremos deberán ser colocadas en el plano horizontal inferior en donde terminan las patas B-2 y B-3, esto con el objeto de que después de efectuar el lanzamiento un remolcador recupere uno de estos cabos y realice la acción de ir aguantando y guiando la subestructura mientras esta es jalada con el cable del ancla del barco grúa, el otro cabo de polipropileno es de urgencia por si el primero llegara a romperse.
5. Los puntos de gateo en los skis de lanzamiento, consisten en una placa vertical la cual es colocada a 61 cm. del final de la guía de lanzamiento en que va colocada la subestructura en el chalán, esto es con el fin de ayudar a despegar la subestructura utilizando para ello gatos hidráulicos de 55 ton. los cuales deberán ser proporcionados en campo por el barco grúa, esto es recomendable usar ya que en la mayoría de las ocasiones los malacates de lanzamiento son incapaces de romper la fricción que existe entre la subestructura y los skis de lanzamiento.
6. Las características de un chalán para el lanzamiento de subestructuras, deberán ser las siguientes:
  - 76 m. de eslora
  - 22 m. de manga y 5 m. de puntal,
  - Equipado con skis de lanzamiento dobles, de vigueta W-36 con una longitud de 70 m. por 12 m. de centro a centro, volteo de la vigueta de lanzamiento en tramo final de 15 m,
  - 2 malacates de cubierta tipo RB-90, con jalón de cable sencillo de 40,900 Kg,
  - Correderas de lanzamiento con 7 poleas cada una,
  - Cable de acero del tipo "mar love", modelo "golfo ecco" de diesel;
  - Válvulas de transferencia para lastre separadas, accionadas desde el cuarto de control sobre la cubierta del chalán, la barcaza de lanzamiento esta equipada en la proa con cables de acero para remolque con los extremos enganchados a las cadenas propias del chalán;
  - Cabos de remolque de emergencia y todas las señales requeridas para llenar los requisitos de la certificación de las autoridades marítimas.
  - Un Ingeniero calificado de campo deberá encontrarse en la barcaza durante el lanzamiento con el fin de supervisar que todos los equipos a bordo operen de manera satisfactoria durante el lanzamiento.
7. Equipo adicional requerido en la barcaza de lanzamiento, deberá ser instalado sobre la esa, en el patio de fabricación con el objeto de ahorrar tiempo en el momento de efectuar el lanzamiento:
  - Equipo de corte: 15 botellas de oxígeno, 7 botellas de acetileno y 8 equipos de corte incluyendo mangueras de 76.22 m. de longitud.
  - Un malacate neumático con 183 m. de cable de acero de 2.2 cm. (7/8"), de Ø, con 8 m. de manguera para aire de 0.7 cm. (1/4"), de Ø, incluyendo coples y conexiones.

- Un compresor de aire de 700 ft<sup>3</sup>/min.
  - Un depósito de 210 lts. (55 gal) de diesel, par los motores de combustión interna que requiere combustible. Todo el equipo anterior deberá ser asegurado apropiadamente sobre la cubierta del chalán.
8. Inspección final de la subestructura y chalán de lanzamiento, es extremadamente importante que los siguientes puntos sean doblemente verificados tanto por el fabricante como por el supervisor de Pemex antes de que la subestructura sea declarada lista para ser lanzada al mar.
- Todas las válvulas de indicadores cerradas.
  - Las válvulas de descarga de aire arriba de la subestructura cerradas.
  - Todas la protecciones de fabricación deberán retirarse de las válvulas de inundación.
  - Todos los estrobos para las maniobras de izaje deberán estar asegurados a la plataforma de maniobras.
  - Cables para arrastre de piezas y cobos de polipropileno para retenida y guía deberán estar completamente asegurados en su posición para el arrastre.
  - Los malacates y las bombas de lastrado deberán operar bien.
  - Todo el equipo adicional (malacates neumáticos, compresores, equipo de corte, etc.), deberá estar asegurado a bordo del chalán.
- **Preparación de la barcaza para izaje de la subestructura**

De acuerdo con la secuencia de izaje de una subestructura, [figuras 21, 22 y 23](#), directamente del chalán en planta y en elevación, es necesario verificar el chalán y la subestructura antes de salir del patio de fabricación considerando lo que se menciona en los cuatro puntos siguientes, sin embargo antes es conveniente señalar que para bajar subestructuras del chalán existen dos procedimientos: uno, el que se refiere a lanzar la plataforma al mar; y el otro, el de izar la pieza estructural directamente del chalán; de estos dos procedimientos el mas cómodo y seguro es este último, sin embargo en algunas ocasiones no es posible llevarlo a cabo debido a lo grande y bromoso de la base de la subestructura, que tiene forma piramidal, lo que hace difícil acercar el chalán con la pieza estructural al barco grúa sin que esta sufra daño, es por ello que se hace necesario el lanzar la estructura al mar y una vez en el agua acercarla al barco grúa para su recuperación. Los puntos a verificar son los siguientes:

- Colocación de la plataforma de maniobras para izaje desde el chalán.
- Colocación de estrobos y grilletes para realizar el izaje de la subestructura.
- Colocación de la plataforma de maniobras para colocar la subestructura en posición vertical.

**Nota:** se deberán instalar dos plataformas de maniobras, una para colocar los estrobos para efectuar el izaje de la subestructura del chalán y otra para efectuar la colocación en posición vertical, esta plataforma deberá colocarse al centro entre las orejas de izaje y asegurada a los miembros de la subestructura mediante abrazaderas, deberá tener una elevación de 92 cm. por encima del plano horizontal de la subestructura cuidando que al ser abordada por la tripulación de especialistas se mantenga seca, una vez terminada la maniobra la plataforma será sacada del mar mediante buzos.

- Elementos para el izaje: de los estrobos y grilletes no se pueden mencionar sus características hasta que no se haya conocido con exactitud la posición del centro de gravedad, una vez obtenida la información anterior deberá colocarse los estrobos sobre las plataformas de maniobras dejando los ojillos libres y asegurados con cabo de manila.

- **Preparación de los pilotes**

Los pilotes y conductores deberán cargarse sobre un chalán de 8.0 por 23.0 m. con soporte en las esquinas a base de postes y placas soldadas; se colocan sobre la cubierta del chalán y se aseguran con cable de acero de 3.8 cm. (1 ½") de Ø, para permitir un manejo rápido de los pilotes y conductores en campo; deberá dejarse acceso para transitar entre las diferentes secciones que integran el pilote, venir preparados con su agujero de 13 cm (5"), de Ø, cada sección de pilote y conductor a 61 cm. de distancia del extremo superior. El arreglo de las secciones de pilotes y conductores deberán ser el mismo, en caso contrario, se tendrán demoras al no haber continuado en la correspondencia entre una sección y la siguiente. (figuras 24 y 25)

- **Preparación de la subestructura**

La siguiente preparación deberá realizarse en los patios de fabricación, como sigue:

- **Instalación de la grúa.**- La grúa de la plataforma deberá ser instalada previamente cuidando de no correr el centro de gravedad de la superestructura. La pluma de la grúa deberá colocarse en el pedestal de descanso y asegurarse en posición horizontal, la grúa no deberá ser un obstáculo al momento de instalar la superestructura o los paquetes de perforación.
- **Elementos de izaje.**- La información sobre el peso de la superestructura y el centro de gravedad es proporcionada por el fabricante antes de salir la estructura fuera de la costa. Al peso de la estructura deberá agregarse el peso de los estrobos y grilletes mas un 10% del peso total por despegue sin exceder de 635 tons. la sección de estrobos y grilletes es la siguientes:
  - Estrobos de 15 cm. (6"), de Ø, por 21.5 cm. de longitud
  - Grilletes de 181 tons.

Los ajustes a la longitud de los estrobos debido a la localización del centro de gravedad, se hará por medio de grilletes extras, esto se refiere a que el centro de gravedad de la pieza estructural deberá coincidir con el centro geométrico de los estrobos y el gancho principal de la grúa.

- La superestructura deberá ser reforzada con elementos estructurales que rigidizen las columnas, para cuando se efectúe el izaje no se abran y presente problemas al asentarla en la subestructura. Estos refuerzos serán de tubo de 25.5 cm (10"), de Ø y 1.3 cm. (½"), de espesor. (figura 26)

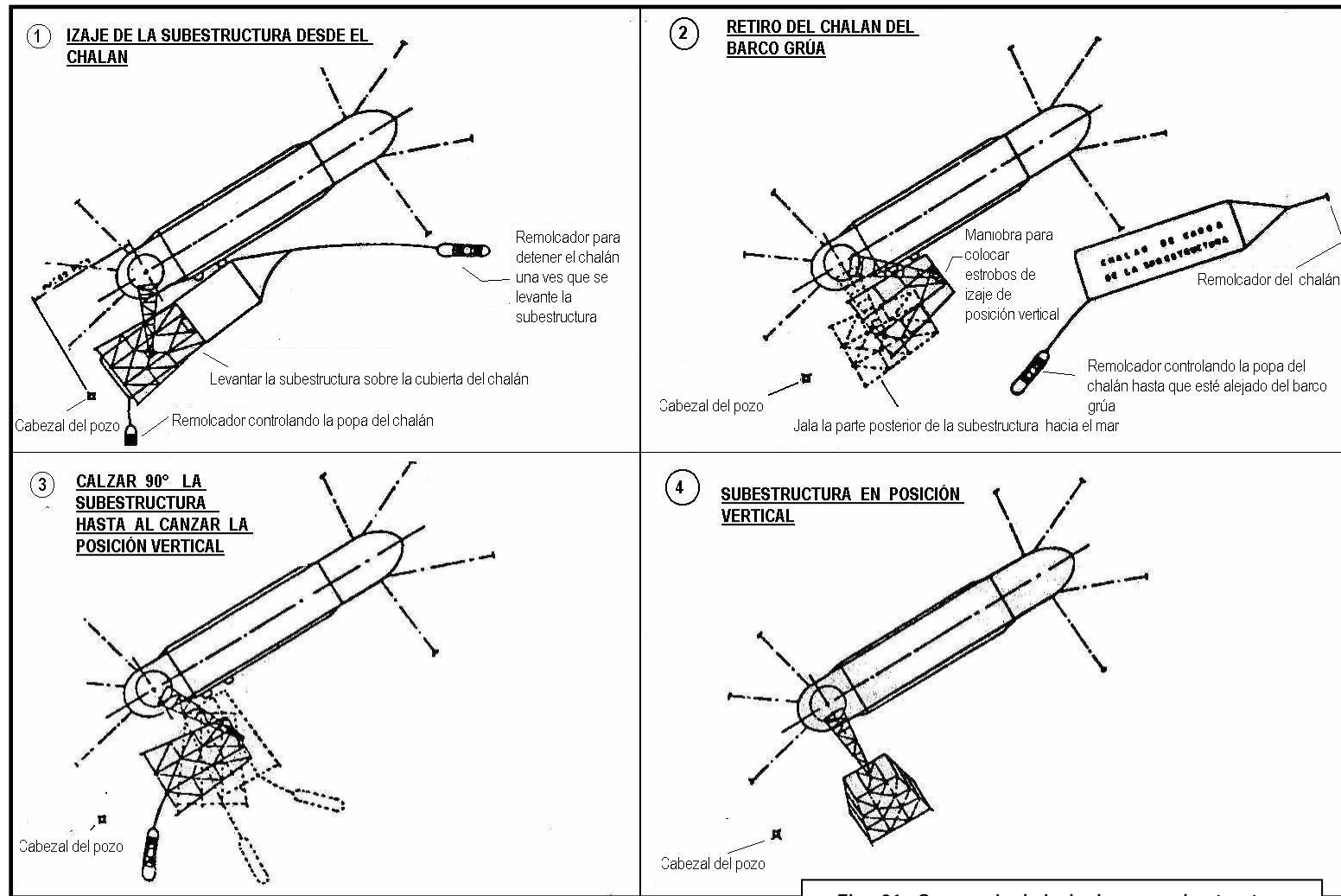
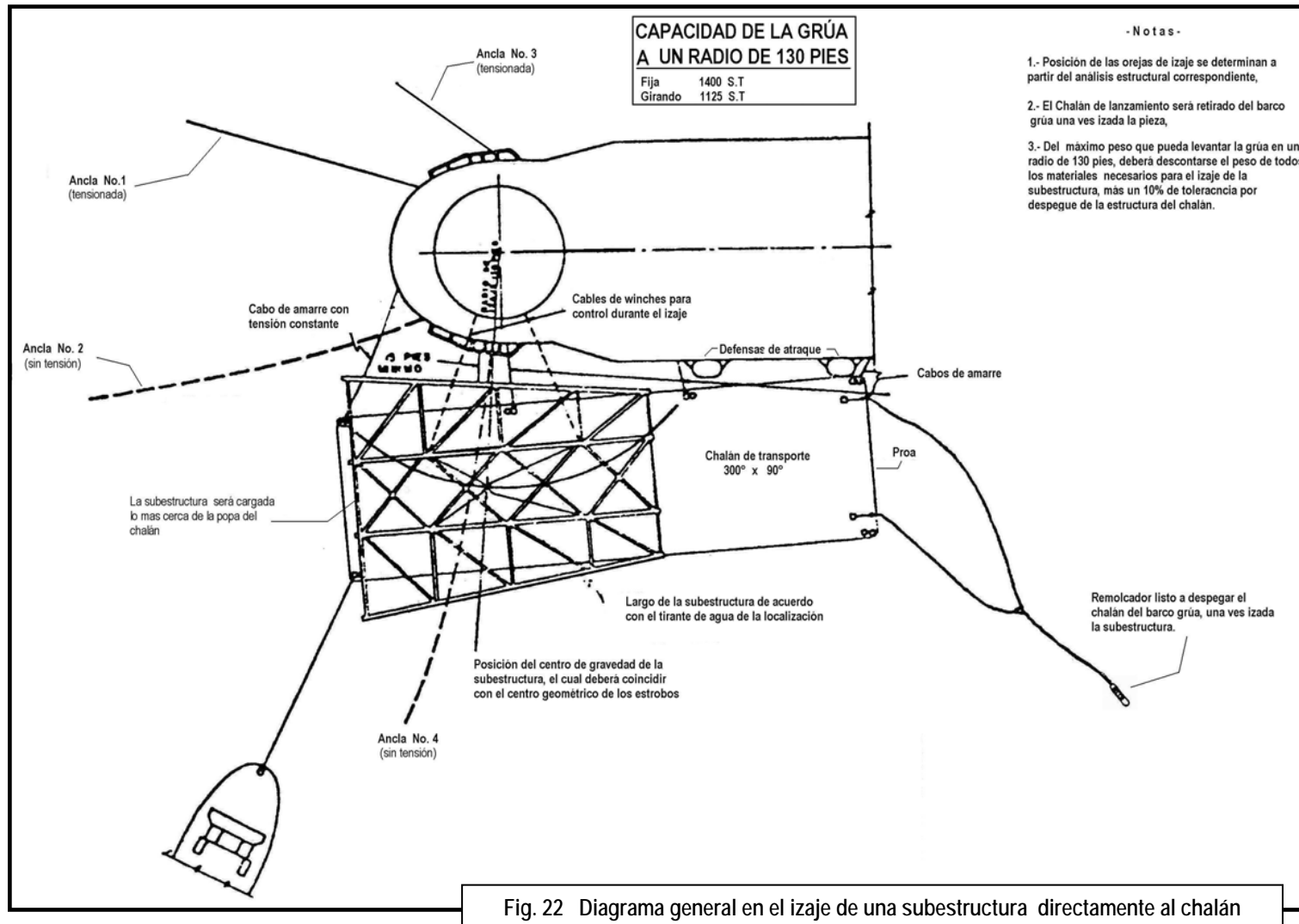


Fig. 21 Secuencia de izaje de una subestructura





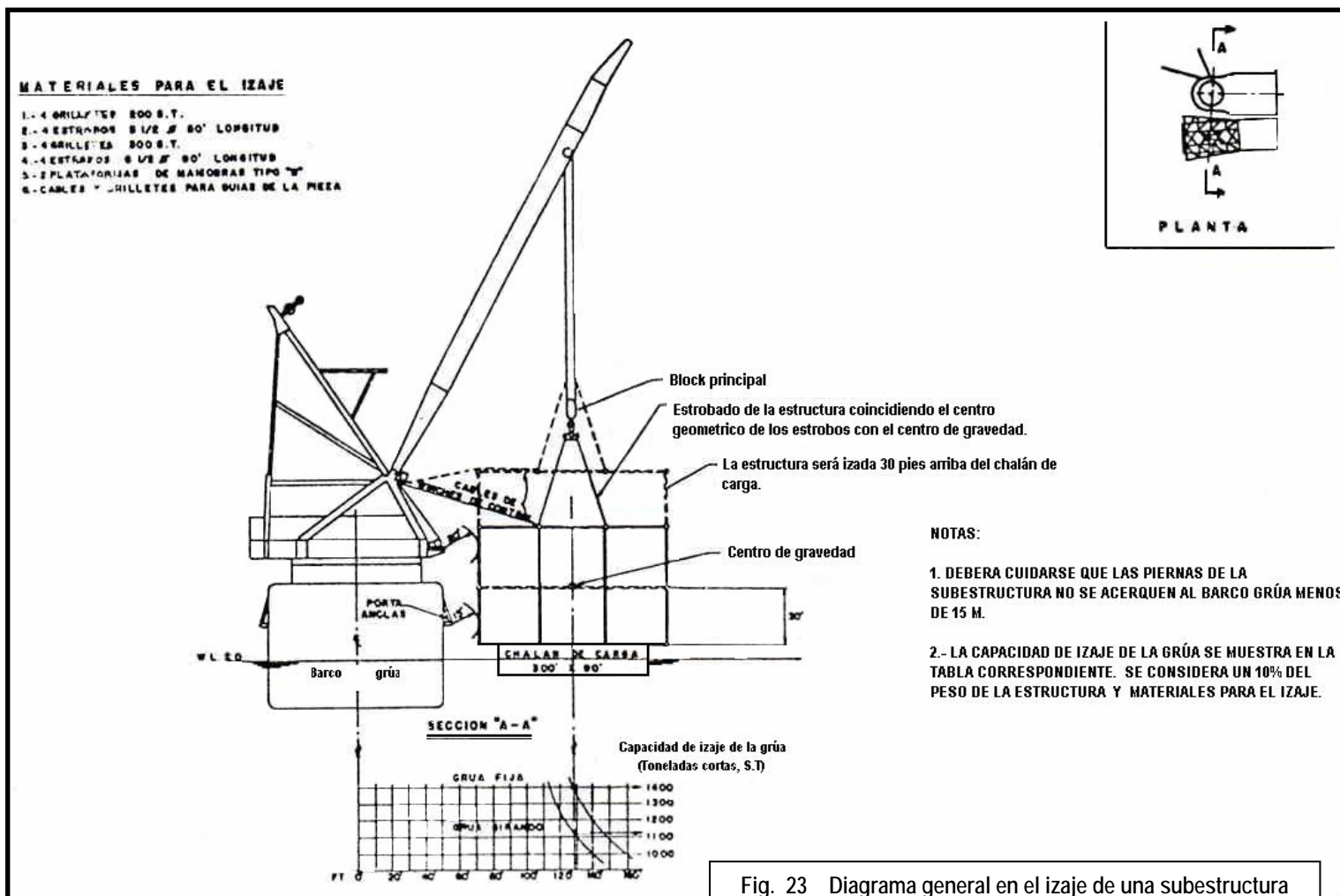


Fig. 23 Diagrama general en el izaje de una subestructura directamente del chalán, elevación.



Fig. 24 Detalle de amarre de pilotes y conductores para transporte



Fig. 25 Transporte de pilotes y conductores al sitio de instalación



Fig. 26 Subestructura sobre chalán

### 2.3.3 Instalación de la subestructura en el mar

Se describe el procedimiento para la instalación de una subestructura mar adentro (off shore).

- **Reconocimiento submarino**

El barco grúa se posicionará en la localización donde va a ser instalada la subestructura, la localización será proporcionada por un barco posicionador el cual verificará las coordenadas con los sistemas "Shore-an" y "Argo"; una vez posicionado el barco procederá a lanzar sus 8 anclas como se aprecia en la [figura 27](#), para quedar fijo en la posición. Una vez hecho esto, se verificará que el barco grúa se encuentre en la posición correcta y se lanzara una boya de señalamiento misma que se recuperara, una vez que se instale la subestructura.

La tolerancia en este caso, oscila en un radio de 50 m. del lugar exacto, en el caso de que haya pozo exploratorio y la subestructura deba de ir encima de este ([figura 33](#)). Únicamente se deberá localizar la boya de señalamiento del pozo, verificar las coordenadas mediante el barco posicionador y proceder a anclar al barco grúa. Una vez en posición, la primera actividad será la de verificar el fondo marino con buzos para detectar si existen obstáculos que puedan entorpecer los trabajos de instalación de la subestructura; en caso afirmativo se retiran con cables accionados por malacates desde la superficie del barco, hasta quedar completamente limpio el fondo marino en un área de 61 por 39 m, esta operación dura alrededor de 2 hr. para ello se utiliza un equipo de buceo de superficie con 6 elementos (3 buzos y 3 ayudantes), el buzo baja en una canastilla que es sostenida desde la cubierta del barco grúa, en el caso en que la subestructura vaya colocada encima del pozo exploratorio. El barco deberá alejarse en dirección contraria donde quedará instalada la estructura, aproximadamente a 60 m, con el objeto de evitar que al recuperar la pieza estructural y colocarla en posición vertical, pueda ser dañado el cabezal del pozo.

- **Colocación de la subestructura en el mar**

Para la colocación de la subestructura en el mar se reconocen dos procedimientos como sigue:

#### **Alternativa 1.- Lanzamiento.**

Una vez terminado el reconocimiento submarino la barcaza de lanzamiento deberá colocarse entre 365 y 455 m. del barco grúa del lado de estribor preferentemente, pero todo dependerá de las condiciones del tiempo y del mar. La tripulación saldrá en un remolcador, hacia la barcaza de lanzamiento para prepararla e incluirá el siguiente personal:

- 12 Soldadores
- 8 Maniobristas
- 2 Mecánicos
- 1 Ingeniero de campo
- 1 Superintendente del barco grúa
- 2 Sobrestante de soldadura y cubierta.

Además incluir el equipo adicional necesario para dejar en libertad la estructura y que pueda ser lanzada al mar. Este deberá incluir 2 gatos hidráulicos con capacidad de 55 ton cada uno, barras de palanca, herramientas para motores diesel, y los demás artículos que considere necesario el sobrestante de cubierta, y se deberá llevar a cabo la siguiente secuencia de los trabajos a bordo del chalán de lanzamiento:

1. Distribución de los equipos de corte a todo lo largo de los 4 corredores en donde se localizaran los seguros marinos, según se puede apreciar en la [figura 28](#), e iniciación de operaciones de corte.
2. Verificar el funcionamiento de todos los equipos, incluyendo bombas para lastrado del chalán, malacates de lanzamiento y Compresor de aire.

1. Se recorrerá hacia la proa los cables y poleas de lanzamiento utilizando el malacate neumático y el compresor.
2. Lastrar la popa del chalán 2 o 3 grados.
3. Colocar los gatos hidráulicos de 60 T.C. en posición por detrás de las vigas que soportan la estructura sobre las correderas de deslizamiento, ajustarlos y dejarlos preparados.
4. Para llevar desde el barco grúa el cable del ancla 1 o 2 (previamente recuperada y desconectada), al chalán de lanzamiento, deberá ser conectada por la popa del chalán a la subestructura. (figura 29a)
5. Utilizando el malacate neumático los especialistas conectan el cable del ancla a los cables de arrastre de la subestructura.
6. Una vez conectado el cable del ancla a los estrobos de arrastre, el remolcador deja en libertad este cable, el cual debe quedar flojo y no producir ninguna tensión a la subestructura.
7. Cuando faltan por cortar los 2 últimos seguros de babor y estribor de proa, se deberá cortar el cable que asegura el grillete de 91 ton. y que conecta los cables de arrastre de 3.8 cm. (1 ½"), de Ø, por 23 m. de longitud.
8. Toda la tripulación deberá instalarse en la proa del chalán.
9. Lanzar al mar las anclas de retenida de la subestructura las cuales se localizan en la proa del chalán.
10. Cortar finalmente los 2 últimos seguros marinos.
11. Operar los malacates y accionar los gatos hidráulicos para iniciar el despegue de la subestructura. Continuar operando estos malacates hasta que caiga la pieza estructural.
12. Una vez en el mar, el remolcador deberá alejar el chalán de lanzamiento.
13. El remolcador del barco grúa recogerá del mar una de las anclas o cabos de retención, lo conectara al malacate de cubierta y tensionará hasta la estructura, el barco grúa empezara a jalar el cable del ancla para acercar la pieza estructural al barco grúa, la secuencia de lanzamiento de la subestructura puede observarse claramente en las figuras 29a, 29b, 30 y 31.

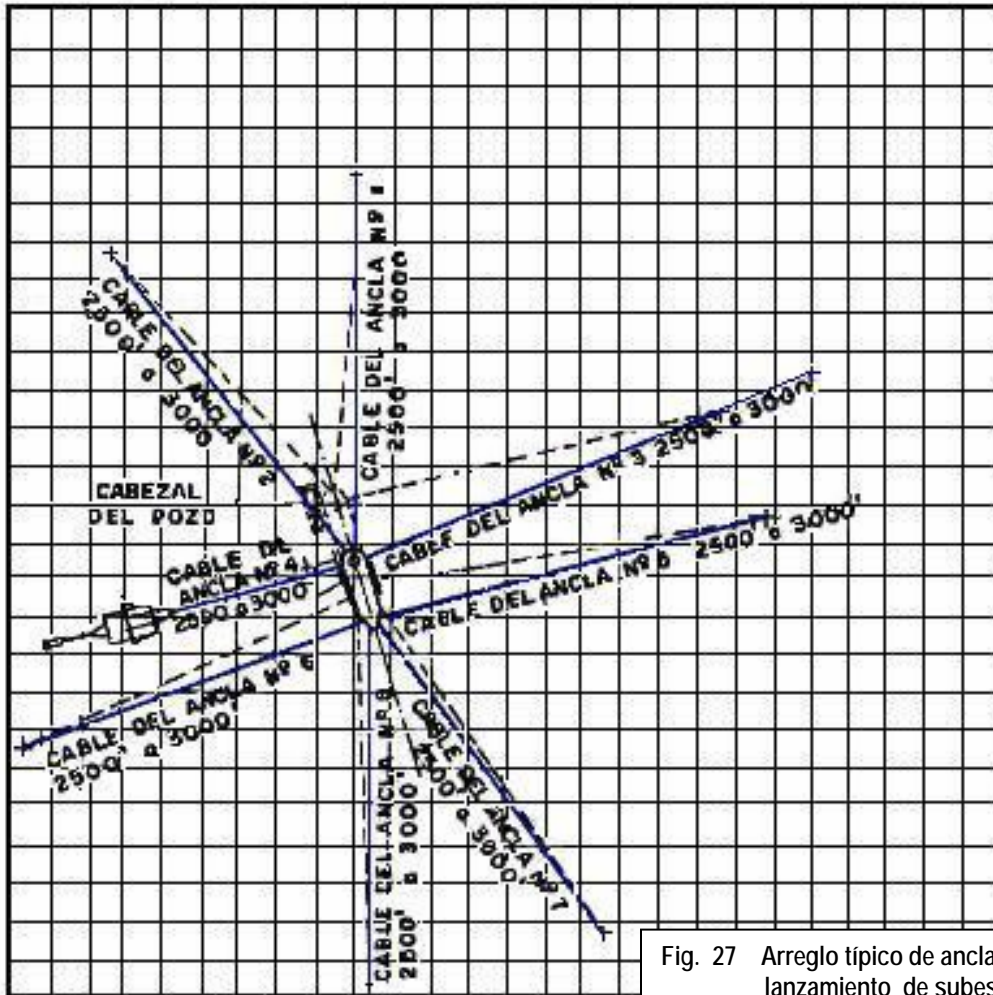


Fig. 27 Arreglo típico de anclas para el lanzamiento de subestructura

**Nota**

1. El anclado del barco grúa se efectúa de acuerdo con las coordenadas de la plataforma o del pozo exploratorio ya perforado.
2. El cabezal del pozo deberá ser instalado antes del arribo del barco grúa.
3. El arreglo de las anclas del barco grúa y su lanzamiento serán estrictamente competencia del capitán del mismo, dependiendo de las condiciones del tiempo y del fondo marino



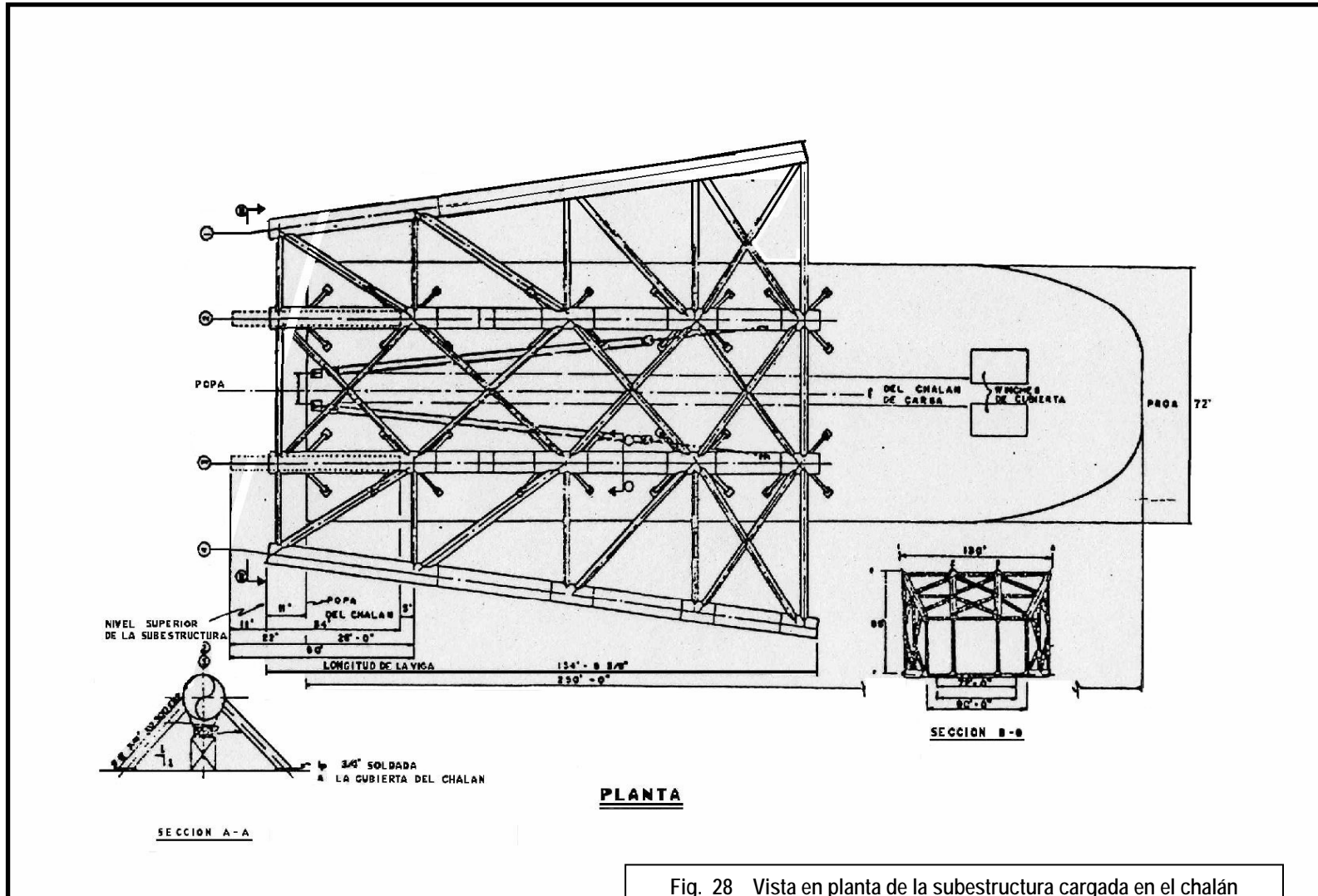


Fig. 28 Vista en planta de la subestructura cargada en el chalán

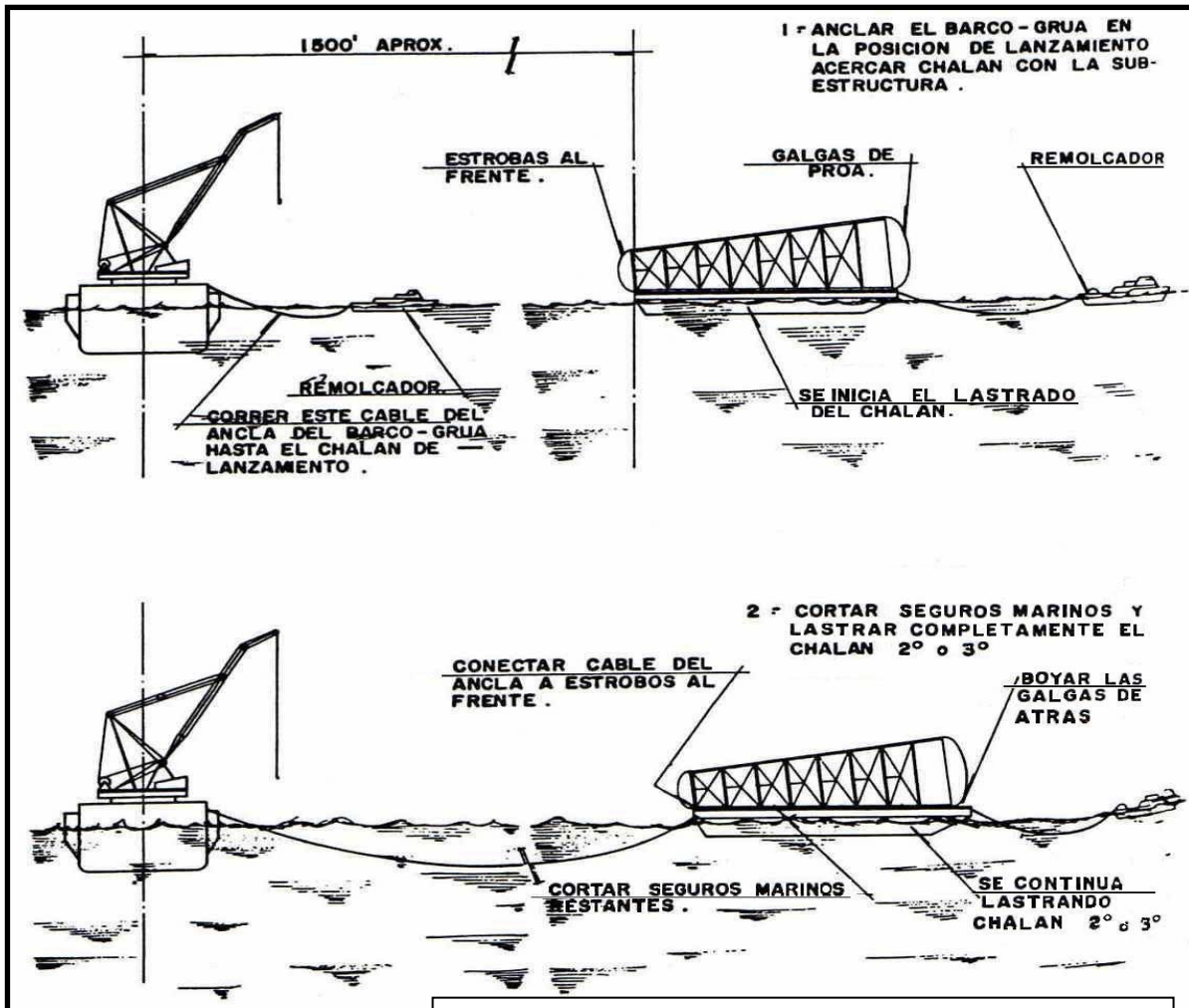


Fig. 29a Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura

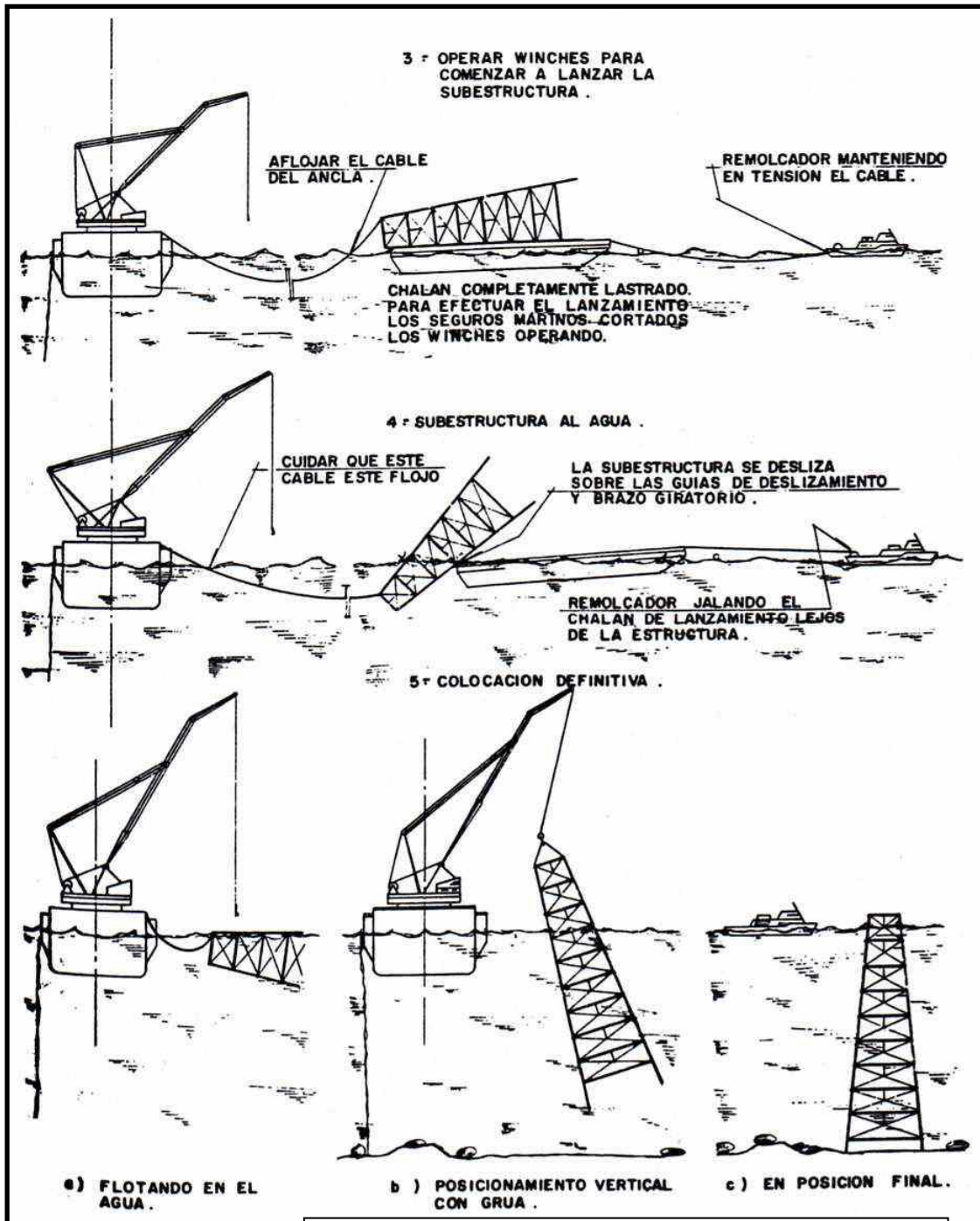


Fig. 29b Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura



Fig. 30 Secuencia del lanzamiento de una subestructura



Fig. 31 Secuencia de izaje de subestructura

### Alternativa 2, Izaje directo del chalán

A partir de que se ha efectuado el reconocimiento del fondo marino se trae el chalán con la estructura y se acodera del lado de babor del barco grúa en dirección proa-popa y con el remolcador del barco grúa se deberá controlar la popa del chalán.

Para poder contar con la capacidad completa de la grúa del barco, el centro del arreglo de estrobos deberá quedar localizado adyacente al centro del eje de la grúa, la proa del barco, las 2 anclas de la proa del lado de babor en donde se encuentra acoderado el chalán, deberán estar completamente flojas y perpendiculares al plano horizontal del barco para permitir que el chalán pueda ser retirado al ser izada la subestructura, al faltarle al barco grúa las 2 anclas de proa y para compensar esta falta de rigidez se usara la propela de proa.

La proa del chalán es amarrada al barco grúa y el chalán descansará en las defensas colocadas en la banda de babor, la popa será controlada juntamente con el remolcador por un malacate a vapor desde el barco, el cual transmitirá al chalán una tensión constante y lo mantendrá fijo. Con la subestructura en esta posición el barco grúa tiene una capacidad de izaje de 1,270 ton. en posición fija y de 1,020 ton. en movimiento, las que pueden apreciarse en la tabla de capacidad de izaje de la grúa; que aparece en la figura 19, por lo tanto, de acuerdo con esto es posible izar con comodidad subestructuras que se adecuen a estos pesos.

Una vez que la estructura es izada 6 ó 9 m. por encima del chalán, esta deberá ser llevada fuera de la zona de izaje de la estructura y quedar en espera de instrucciones; una vez fuera el chalán se procederá a bajar al mar la pieza estructural y dejarla flotando, para que los especialistas aborden la plataforma de maniobras y procedan a colocar los estrobos sobre la polea principal de la grúa. Antes de izar la estructura a su posición vertical, deberá de largarse un cabo de retenida, mismo que será conectado al remolcador, este deberá colocarse a 90 grados con respecto al barco grúa y jalar el cabo conforme se vayan desarrollando las maniobras de izaje.(figuras 22 y 23)

#### ▪ Procedimiento para la colocación de la subestructura en posición vertical para las alternativas 1 y 2

1. Una vez que la subestructura fue asegurada al barco grúa, una cuadrilla de especialistas deberá abordar la plataforma de maniobras para proceder a colocar los estrobos en el gancho principal de la grúa (figura 32)
2. Si la plataforma de maniobras no queda lo suficientemente separada de la superficie del mar, entonces deberá de conectarse el arreglo de los estrobos de arrastre al gancho auxiliar de la grúa hacia arriba y la estructura quedara en posición horizontal tal, que la plataforma estará arriba del nivel del mar y será fácilmente alcanzable por los especialistas,
3. Cortar los cabos de manila que sostienen los estrobos a la plataforma de maniobras y con la ayuda de un cable de 1.3 cm. (1/2"), de Ø, el cual esta conectado por un extremo al gancho de 14 ton. de la propia grúa y se colocaran los 4 estrobos en los cuatro soportes del gancho principal de la grúa,
4. Conectar a las patas 2 y 3 del eje B de la subestructura, 2 cables de los malacates de la grúa para poder gobernar la pieza en dirección vertical,
5. Tan pronto como se hayan terminado de colocar los estrobos a la grúa, se regresa la tripulación al barco y se procederá a tensionar los estrobos,
6. El que esta sujetando la estructura con las anclas de retenida, deberá de colocar la estructura a 90 grados del plano del barco grúa,
7. Se iniciará el izaje de la estructura aplicando una tensión de 270 ton, la pieza comenzará a girar suavemente hasta que alcance su posición vertical, lo cual se logra incrementando la tensión de la polea de la grúa, durante el izaje, los malacates estarán en tensión para gobernar la pieza y no deberán abrirse las válvulas de inducción para lastrar la estructura,
8. Ya en posición vertical la estructura deberá lastrarse por el centro abriendo las válvulas de inducción de las patas A2 y A3,
9. Ya lastrada la estructura en las patas A2 y A3; se abrirán las válvulas opuestas, es decir B2 y B3 para lastrar la parte central, hecho esto se subirá la pieza entre 9 y 12 m. del lecho marino para ser colocada en posición,

10. El barco grúa se moverá a la posición donde deberá colocarse la estructura por medio de las anclas del propio barco,
11. Se prepararan los buzos para bajar la estructura y colocarla sobre el pozo exploratorio si es necesario, como se observa en la figura 33, se bajará la estructura guiada por los buzos, y con los malacates de la grúa, se colocará la subestructura según como se marque en los planos la orientación de la plataforma, en caso de no ser necesario, no bajarán los buzos.
12. Ya posicionada la estructura en el lecho marino y orientada con una tolerancia de 2 grados de error, se lastraran completamente las otras 4 patas de la pieza y se abrirán las válvulas de venteo para dejar salir el aire de las 4 patas previamente lastradas.
13. Se dejará la subestructura libre de estrobos, se retirará la grúa y se procederá a cortar las tapas de las patas una vez abiertas las válvulas de venteo.

- **Piloteo de la subestructura**

Se deberá contar con los siguientes martillos para poder realizar el piloteo.

- Un martillo de 44 650 kg/mt (30 000 lbs/pie) de energía
- Dos martillos de 268 000 kg/mt (180 000 lbs/pie) de energía
- Un martillo de 450 000 kg/mt (300 000 lbs/pie) de energía

Estos martillos deberán ser de vapor con un peso no mayor a 118 ton. el mas grande; la máxima cantidad de golpes permitida para estos martillos no podrá exceder los 820 golpes/m. (250 golpes/ft), de penetración en 1.5 m (5 ft), seguidos, en caso contrario el martillo puede sufrir daño. (figura 34 y 35)

- **Características de los pilotes**

Los pilotes tienen un diámetro exterior de 120 cm. (48"), o más según sea el tipo de plataforma, y el espesor es variable, en un rango de 3.2 a 6.5 cm. ( 1 ¼ a 2 ½"), según sea la posición a donde va a quedar el pilote; de acuerdo con el estudio de mecánica de suelos la estrategia del terreno es conocida hasta la profundidad de 116 m; se tienen también las curvas de profundidad-resistencia a la penetración, donde se marca la tensión y compresión última. El factor de seguridad es de 1:1.5 y en base a este estudio se diseñan los pilotes de fricción los cuales van a estar sujetos a cargas laterales, los mayores espesores de pilote se encuentran en la punta en donde se tiene una zapata para ir rompiendo las formaciones y en la transacción agua-suelo que el punto donde la plataforma tiene sus mayor momento de volteamiento debido a la acción de oleaje, corrientes y viento.

Los pilotes vienen en secciones de longitud variable, un pilote generalmente se compone de 3 ó 4 secciones de acuerdo con el tirante de agua y la penetración de diseño, sus características son las que se muestran en el cuadro 8 y se dividen los pilotes en 3 tipos:

- Pilotes interiores (patas A2, A3, B2, B3)
- Pilotes de esquina (patas A1, A4, B1, B4)
- Pilotes de prueba (cualquier interior)

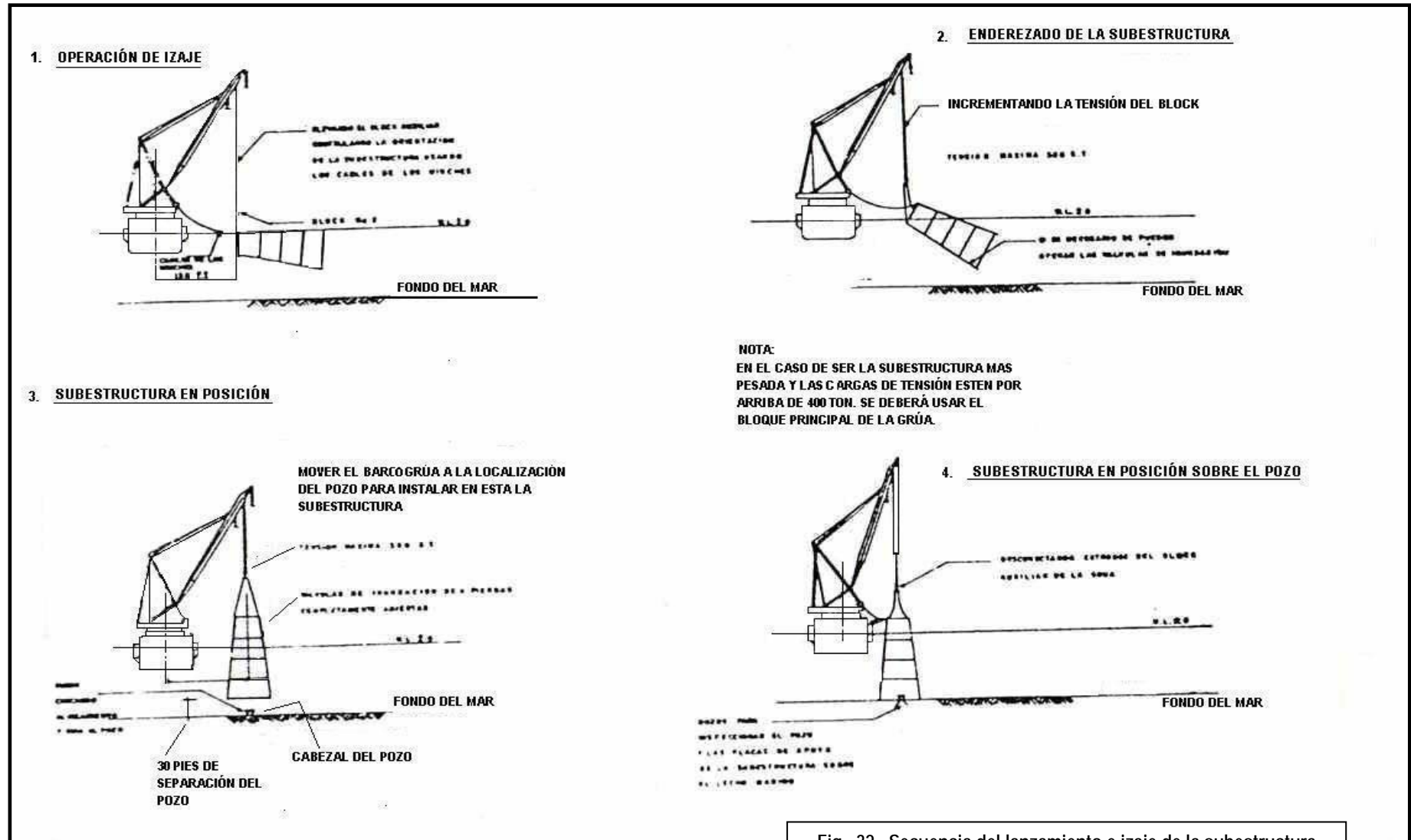


Fig. 32 Secuencia del lanzamiento e izaje de la subestructura



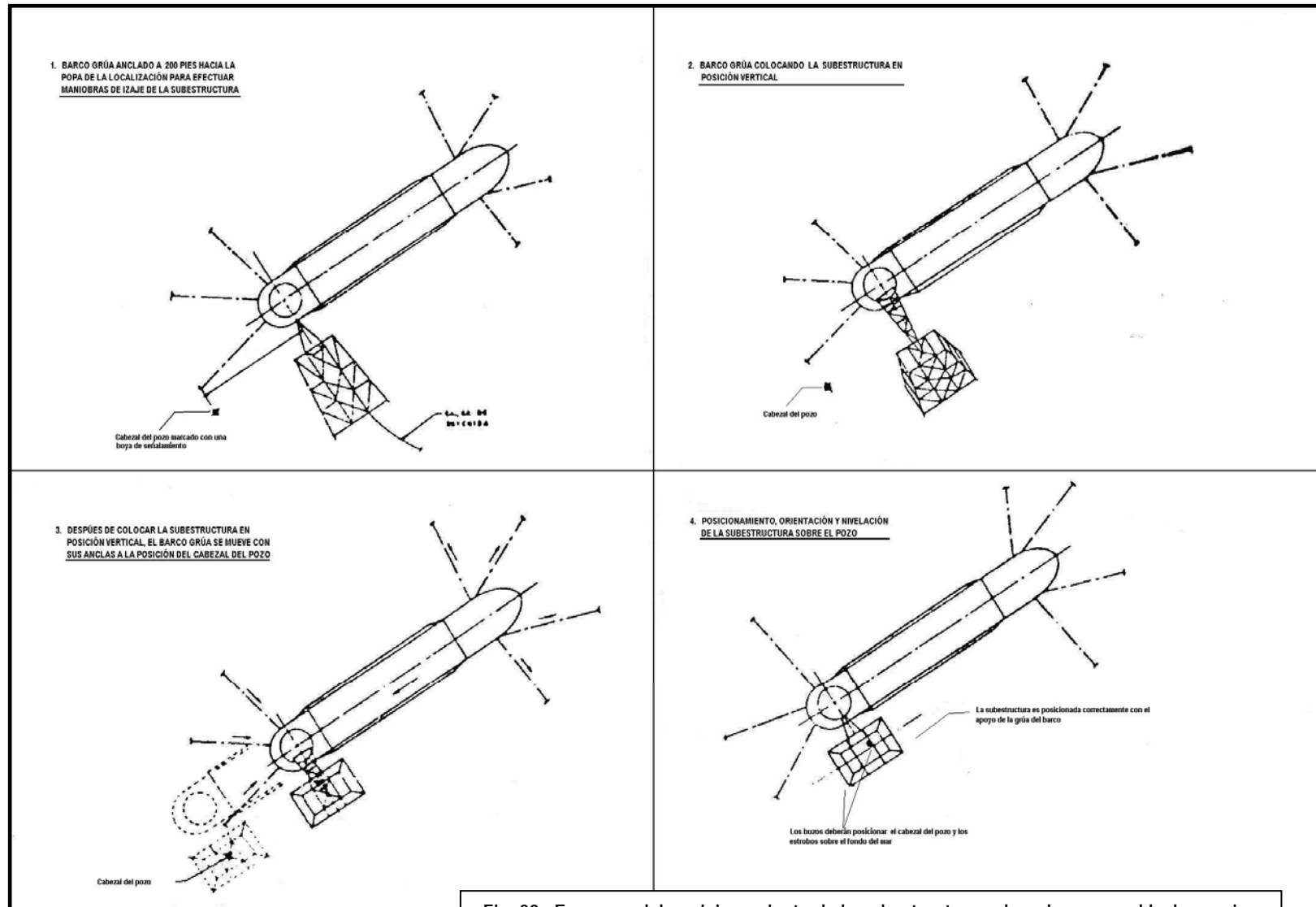


Fig. 33 Esquema del posicionamiento de la subestructura sobre el pozo en el lecho marino

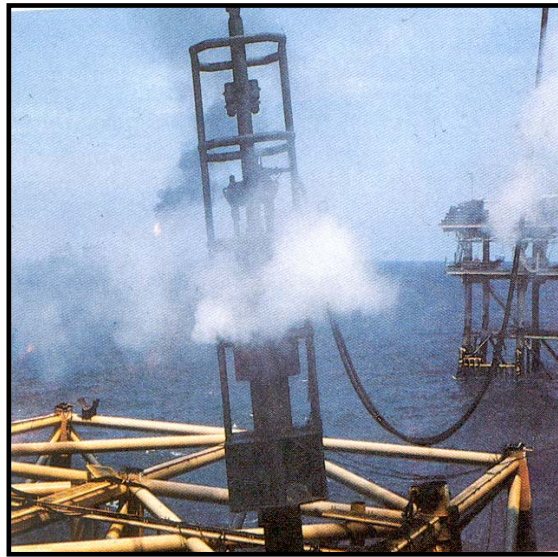


Fig. 34 Hincado de pilotes

Cuadro 8. Características de pilotes

Sección	Peso	Longitud	
	(ton)	(m)	(ft)
I	de 71 a 77	de 64 a 73	de 210 a 240
II	de 41 a 45	de 31 a 37	de 100 a 120
III	de 16 a 20	de 18 a 21	de 60 a 70
IV	de 16 a 20	de 18 a 21	de 60 a 70

De acuerdo con la penetración de diseño los pilotes son hincados hasta alcanzar esta; si hubiera rechazo, entonces se deberá de remover el tapón de la punta a base de chorro- agua. Antes de iniciar el piloteo se deberá de verificar la nivelación, y a partir de esta, se decide que pierna interior se va a pilotear, generalmente es la que queda en el lado que se encuentra mas bajo. El primer pilote que se instala es el de prueba, el cual se hinca y se va verificando paralelamente el registro del número de golpes por metro (pie), de penetración con las gráficas de resistencia a la penetración del estudio de mecánica de suelos.

Una vez terminado este pilote de prueba al 100% y alcanzada su penetración de diseño se procede a hincar el opuesto y así sucesivamente, después de terminar el hincado de cada pilote es necesario correr una nivelación, la tolerancia de desnivel al terminar de pilotear la subestructura no excederá de 5 cm. (2"); una vez terminados los 4 pilotes interiores se procede a hincar los de esquina, la diferencia entre los pilotes interiores y los de esquina, es que estos últimos son mas largos en 4.6 m, el pilote de prueba es de la misma longitud que uno de esquina, la penetración de diseño es variable entre los 73 y 84 m. en la [figura 35](#), se puede observar el proceso de piloteo.

#### ▪ Piloteo

Los siguientes puntos deberán ser observados durante la operación de piloteo:

- Cada sección de pilote deberá contar con 2 agujeros de 12.5 cm. (5"), en la punta para poder ser engrillutado, estrobadado e izado,
- Las primeras secciones de los pilotes deberán tener topes de protección para evitar que se vayan dentro de la pata en caso de que el suelo no mantenga mucha resistencia,
- Las primeras secciones de los pilotes son de 18 a 21 m, más largas que las patas de la subestructura, por lo tanto, para lograr romper el diafragma de la pata deberá soltarse este tramo de pilote en caída libre desde una altura aproximada de 13 m,
- Las secciones complementarias del pilote deberán estar arregladas con guías de acoplamiento para facilitar la soldadura entre una sección y la siguiente,
- Deberán realizar los cortes en la parte superior de las secciones de los pilotes 61 cm. abajo del extremo ya que este tramo sufre deformaciones por efecto del piloteo, según puede observarse en la [figura 35](#).

- Una vez terminada la soldadura entre dos secciones del pilote, deberá efectuarse la inspección correspondiente de la calidad de esta, por medio de ultrasonido,
- El orden que seguirán los pilotes para ser hincados es decidido por los técnicos encargados de realizar esos trabajos,
- Al iniciar la colocación de pilote este deberá trabajarse en forma continua y no dejar ninguna de sus etapas a medio concluir, si no hasta alcanzar la penetración de diseño, ya que de no ser así, el pilote puede sufrir los efectos de congelamiento del suelo y ocasionarse daños al volverse a pilotear,
- Una vez terminado el piloteo y comprobado el nivel de la subestructura se procederá a fijar el pilote con la pata de la subestructura a través de placas de ajuste de diferentes espesores de 0.65 a 3.8 cm. (¼ a 1½”), soldadas a todo el rededor de la pata.

▪ **Nivelación de la subestructura**

El nivelado es uno de los detalles mas importante que deberá cuidarse al instalar las subestructura ya que si la pieza queda fuera del nivel, tal vez no sea posible perforar en ella, por lo tanto como van entrando los pilotes deberá comprobarse el desnivel que sufre la pieza, para corregir este nivel será necesario que se pilote el lado mas bajo y conforme va penetrando el pilote la estructura va subiendo de nivel, para el caso que se tenga un desnivel fuera de especificación, lo más recomendable para corregirlo es tratar de levantar nuevamente la pieza sin que la tensión de la polea principal exceda de 545 ton. la tolerancia de desnivel es de 5 cm. (2”), y la altura máxima recomendable para levantar es de 46 cm. en caso de no corregir el desnivel con este procedimiento entonces se tendrá que limpiar con el chorro de agua el área lodosa de las patas en el fondo marino y con ayuda de gatos hidráulicos llevarla a su posición.

▪ **Piloteo de conductores.**

Los conductores son tubos de acero A-36 de 76 cm. (30”) de Ø exterior y 2.5 cm. (1”) de espesor, estos conductores son prácticamente los que contienen a los pozos de perforación, cada plataforma de perforación tiene 12 conductores o más, para permitir la perforación de 12 posibles pozos<sup>1</sup>, los conductores para ser hincados dentro del lecho marino vienen en 3 ó 4 secciones dependiendo del tirante de agua que se trate. Los tamaños de las secciones se presentan en el cuadro 9.

Cuadro 9. Longitudes de los pilotes

Sección	Longitud	
	(m)	(ft)
I	de 61 a 67	de 200 a 220
II	de 31 a 37	de 100 a 120
III	de 12 a 27	de 40 a 90
IV	de 12 a 27	de 40 a 90

<sup>1</sup> En este estudio, y de acuerdo a mejoras en la tecnología, se maneja una plataforma con 18 conductores. El número de posibles pozos se mantiene en 6. (N del A).

Una última sección es instalada hasta el piso de producción el cual es el nivel (+) 52' y mide 9.2 m. los conductores carecen de guías de acoplamiento por lo que es necesario usar un aparato llamado "caja de soporte" (bear case), para acoplar las secciones y efectuar la soldadura. Para pilotear se utiliza el martillo de 134,000 kg/m. (90,000 lb/ft), de energía para iniciar el rompimiento de la formación del suelo, una vez que se incrementa la resistencia del suelo se cambia al de 268,000 kg/m (180,000 lb/ft), hasta alcanzar la penetración de diseño que es de 67 m dentro del lecho marino, es conveniente señalar que se deberá tener mucho cuidado al pilotear los conductores ya que van hincados en un área muy reducida y en ocasiones el suelo presenta resistencia la cual puede colapsar la punta del conductor y cuando se va a perforar el pozo este se pierde porque a partir del nivel (-) 220' del lecho marino, la barrena de perforación ya no entra.

### 2.3.4 Instalación de la superestructura

El barco grúa se encuentra anclado en la posición que se detalla en la [figura 27](#), los pasos para realizar este trabajo son los siguientes.

- **Corte de los pilotes.**

Todas las plataformas, como ya se comento, que se han instalado en la sonda de Campeche se componen de 3 partes principales: subestructura, superestructura y paquetes, según sea para lo que se vaya a utilizar la plataforma, la subestructura es piloteada y queda cimentada en el mar, sobre los pilotes de ésta, se monta directamente la superestructura sin que haya elementos de intersección, realmente lo más importante del montaje de estas estructuras es el corte que se haga a los pilotes, de la calidad de este dependerá el desnivel que tenga la subestructura y de la habilidad que tengan los cortadores, los pasos para montar la superestructura son los siguientes, y se puede apreciar la maniobra de izaje en las [figuras 36 y 37](#).

1. Colocar el nivel en el centro de la subestructura y visar los 8 pilotes con claridad.
2. Con el estadal tomar las alturas a ambos lados de cada pilote sobre los elementos estructurales que se localizan en el nivel (+) 12'.
3. Calcular la elevación media de la subestructura.
4. Usando la elevación media como dato, reposicionar el nivel a esta altura.
5. Izar los 8 pilotes a la altura media en una plano horizontal y marcar cada uno de ellos al centro sobre el punto más bajo.
6. Medir hacia arriba una distancia igual a la diferencia entre el punto teórico más bajo que será la altura final del contraviento en la elevación (+) 12' y la altura a que se encuentra colocado el instrumento, marcar este punto en cada uno de los 8 pilotes y este será el punto más bajo de estos.
7. Colocar la plantilla sobre el pilote a partir del punto más bajo y el punto de trabajo en el pilote mismo que se localiza en el nivel (+) 16'.

**Nota:** La plantilla de corte la proporcionara el fabricante, y deberá tenerse cuidado al colocarla en cada pilote, ya que hay una para pilotes de esquina y otra para los interiores.

8. Marcar los puntos claramente siguiendo el declive de la plantilla, considerando que para los pilotes de esquina tendrá dos y para los interiores uno, una vez hecho esto, se retirara la plantilla y se procede a cortar el pilote siguiendo la línea marcada.

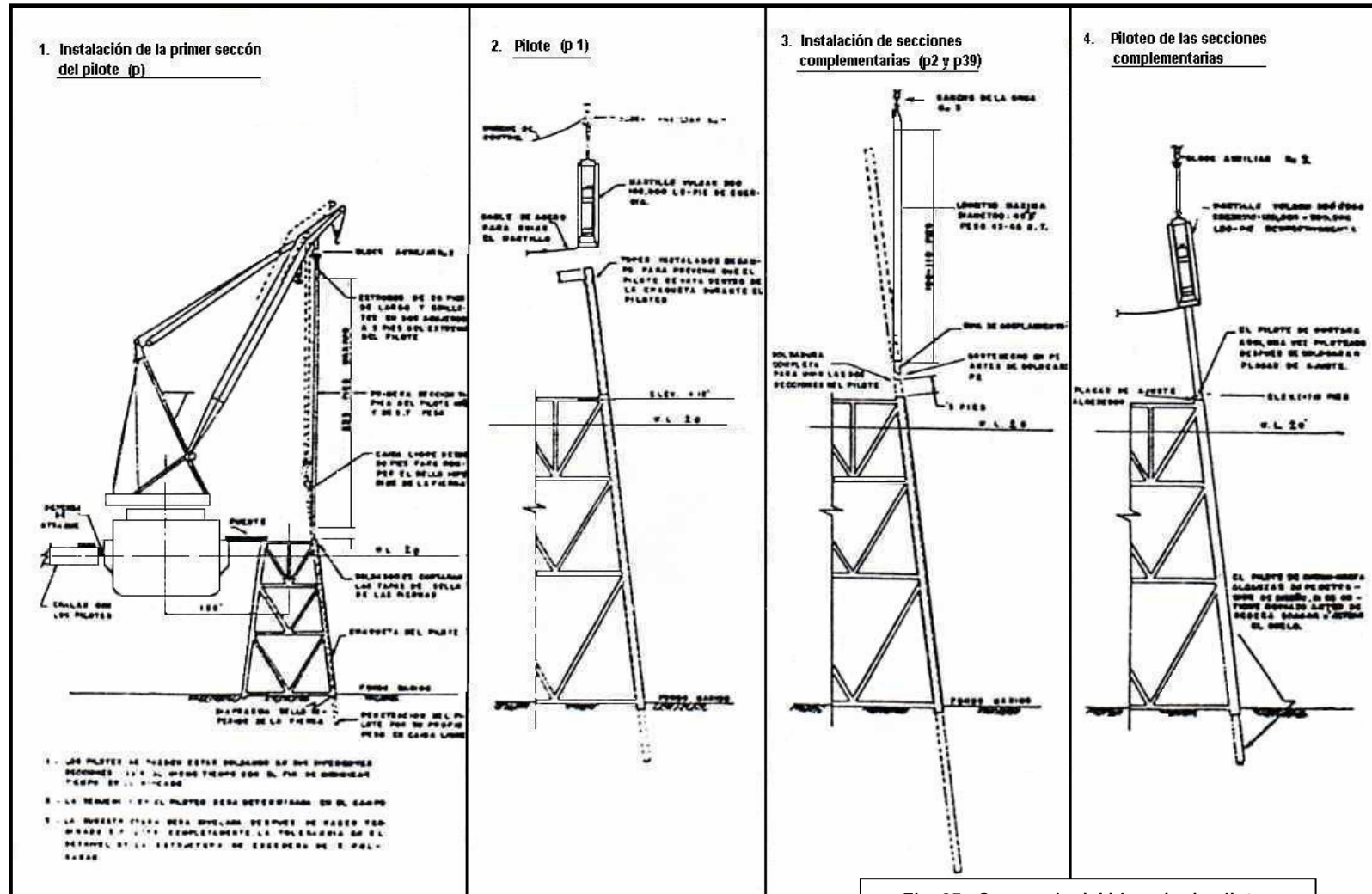


Fig. 35 Secuencia del hincado de pilotes

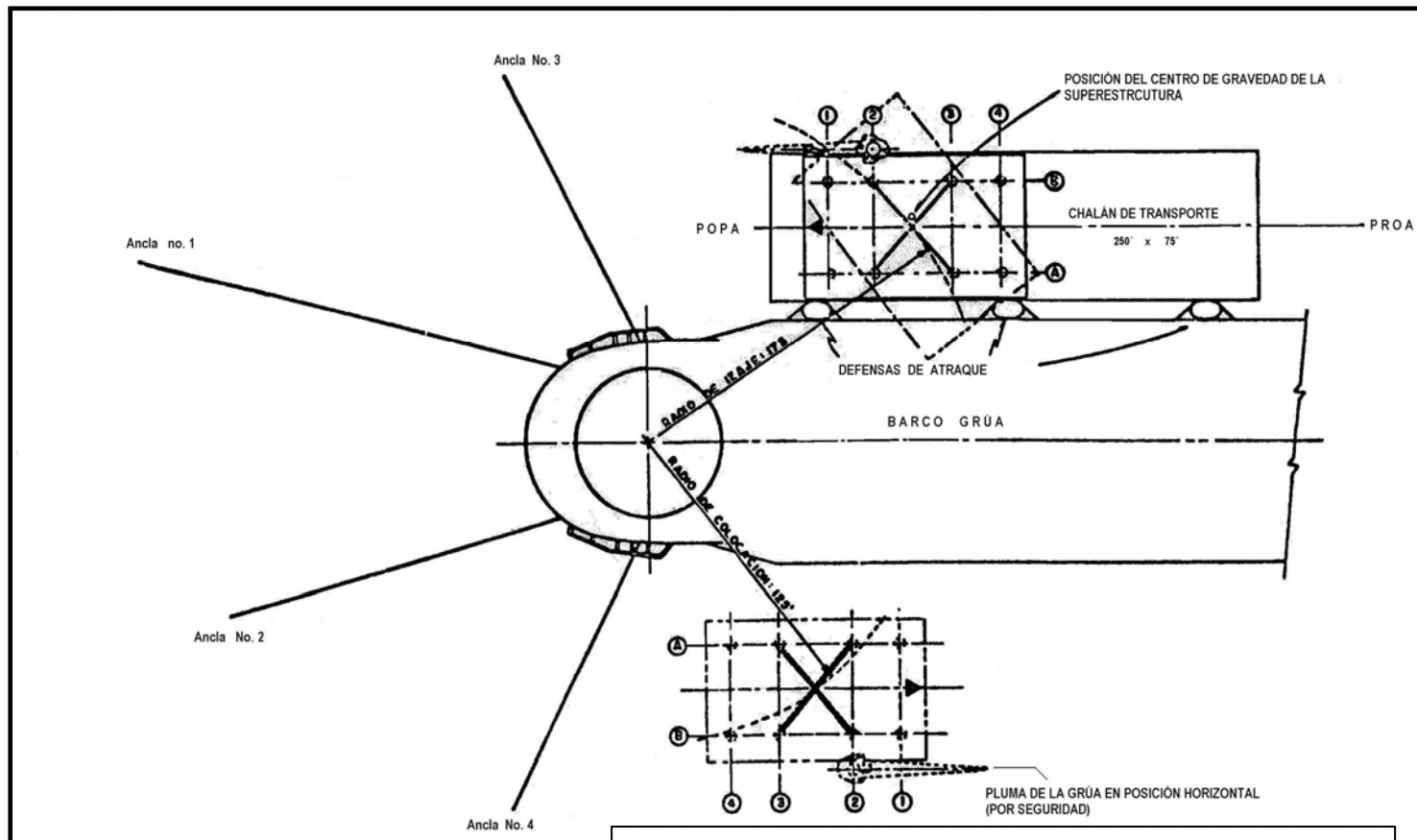
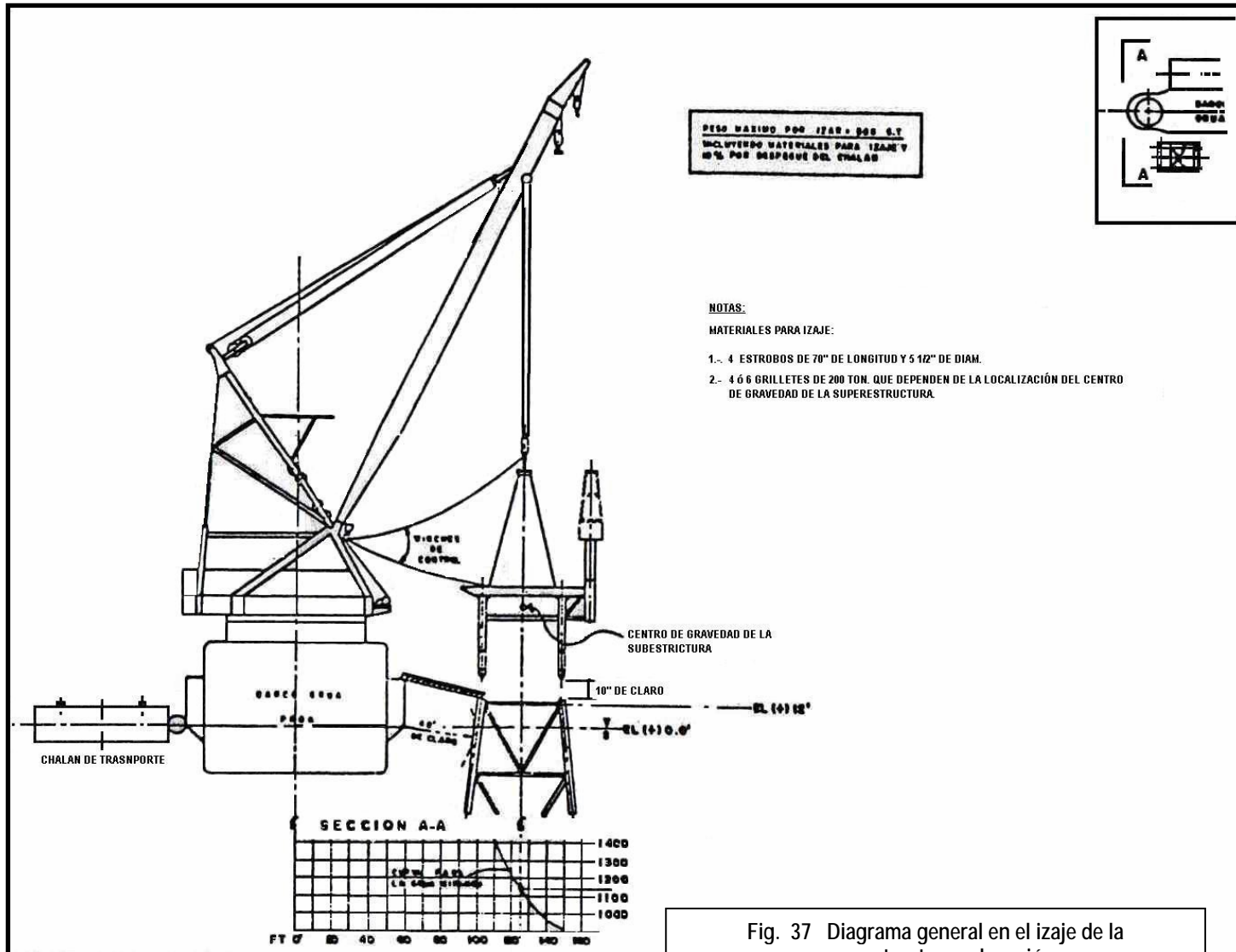


Fig. 36 Diagrama general en el izaje de la superestructura de la planta





- **Izaje de la superestructura.**

El izaje de la superestructura se llevará a cabo de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Acoderar el chalán al barco grúa de manera que la pluma de la grúa forme un ángulo de 90 grados con el centro longitudinal de la superestructura.
2. Colocar los estrobos y grilletes adecuados de acuerdo con el peso de la superestructura y enganchar a la polea principal de la grúa; la longitud de los estrobos deberá ser tal que el centro geométrico del sistema de izaje coincida con el centro de gravedad de la superestructura, en la [figura 37](#) aparece la nota 2, la cual señala que deberán utilizarse 4 ó 6 grilletes de 200 ton; es precisamente para que los estrobos que se encuentran del lado del pedestal con la grúa aumenten su longitud con un grillete mas, longitud suficiente para absorber el sobrepeso de un lado y equilibrar la superestructura logrando la coincidencia de los centros geométricos y de gravedad. ([figuras 38, 39 y 40](#))
3. Cortar los seguros marinos que sujetan la superestructura al chalán, colocar los cables de los malacates de gobierno de la grúa a las columnas 2ª y 3ª, izar la pieza estructural y colocar sobre los pilotes de la subestructura.
4. Una vez colocada la subestructura se efectúan las soldaduras de las juntas pilote-columna y se corre una nivelación de la cubierta, para esto se toman elevaciones con el estadal de los 2 lados del triángulo de las 4 esquinas, el nivel debe estar al centro de la cubierta, se saca la altura media de cada esquina y se comparan entre si. La tolerancia de desnivel no debe ser mayor de 10 mm.
5. Terminada de soldar la superestructura, se procede a colocar las escaleras retráctiles para tener acceso a ésta, colocar las defensas de los atracaderos, soldar las camisas de las bombas de pozo profundo, limpiar todo el material que haya quedado adherido a las columnas debido al corte de seguros marinos y contravientos de embarque, colocación de las últimas secciones de los conductores hasta el nivel (+) 52', pintura en las zonas donde hubo cortes y limpieza general de la subestructura y superestructura.

- **Colocación de paquetes de perforación.**

Debidamente instalada la superestructura se procede a marcar sobre la cubierta las zonas donde van a ser colocados los 6 pilotes de perforación, los que deberán ir en niveles, intermedio y superior, se colocan guías sobre la cubierta, las características de estos paquetes aparecen en la [figura 42](#), los paquetes vienen sobre un chalán y para su colocación se siguen los pasos que se enunciaron en la instalación de la superestructura; una vez instalados los paquetes de perforación suben a plataforma un nuevo grupo de técnicos que son los encargados de efectuar las interconexiones de los 6 paquetes para que operen, las actividades que se realizan en este campo de las interconexiones son las siguientes:

- Mecánicas
- Eléctricas
- Tuberías
- Instrumentación
- Pintura
- Armado de la torre de perforación.

El tiempo en que se efectúan las interconexiones es de aproximadamente 30 días, una vez terminada esta actividad la plataforma se entrega al departamento de perforación para que la opere.

## **2.4 Arreglo general**

En las [figuras 41, 42, 43, 44 , 45 y 46](#) se muestra el arreglo general de una plataforma de producción –sistema de producción- con distintas vistas y elevaciones, e incluyen la subestructura y estructura instaladas con los equipos más importantes a utilizar para 18 conductores –slots- de los cuales 6 son efectivos., lista para operar.



Fig. 38 Izaje de la superestructura por el barco grúa DB-101



Fig. 39 Secuencia nocturna del izaje de una superestructura



Fig. 40 Secuencia de instalación de una subestructura



Fig. 41 Personal de perforación

### CARACTERISTICAS DE PAQUETES DE PERFORACION

GMM, RAC

DESCRIPCION	DIMENSIONES DEL PAQUETE	PESO
MAQUINAS	24'-11 1/2" x 45'-11 1/2" x 14' ALTO	252 TONS
QUIMICO	19'-11 1/2" x 85'-11 1/2" x 19' ALTO	173 TONS
BOMBAS	23'-11 1/2" x 65'-11 1/2" x 15' ALTO	350 TONS
TANQUES	8'-7/8" x 85'-11 1/2" x 6' ALTO	40 TONS
HABITACIONAL	30' x 70' x 25' ALTO	178 TONS
PERFORACION	30' x 30' x 25' ALTO	350 TONS

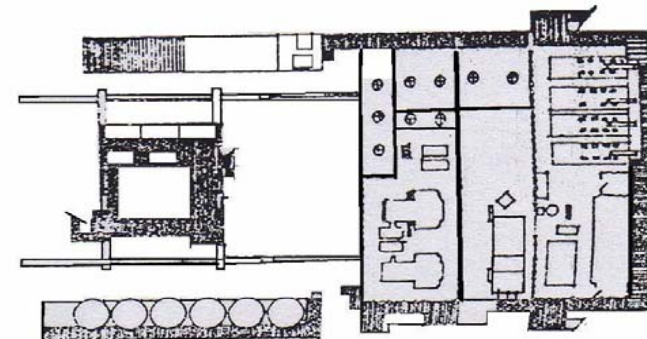
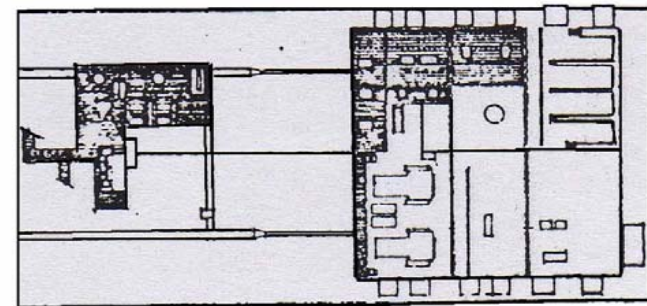
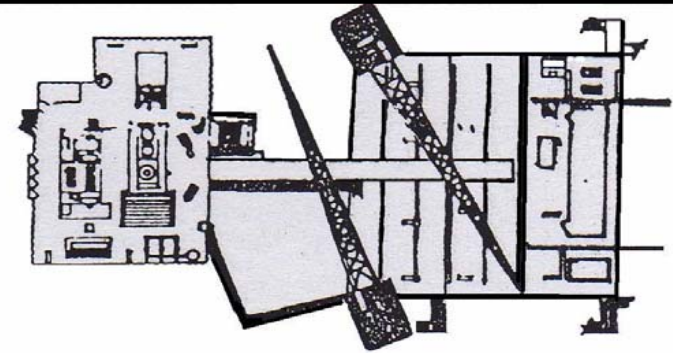
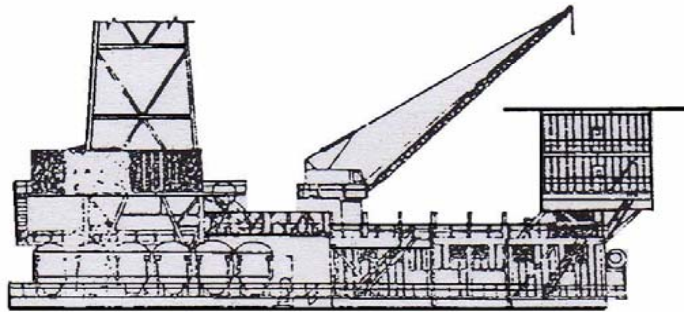


Fig. 42 Arreglo general

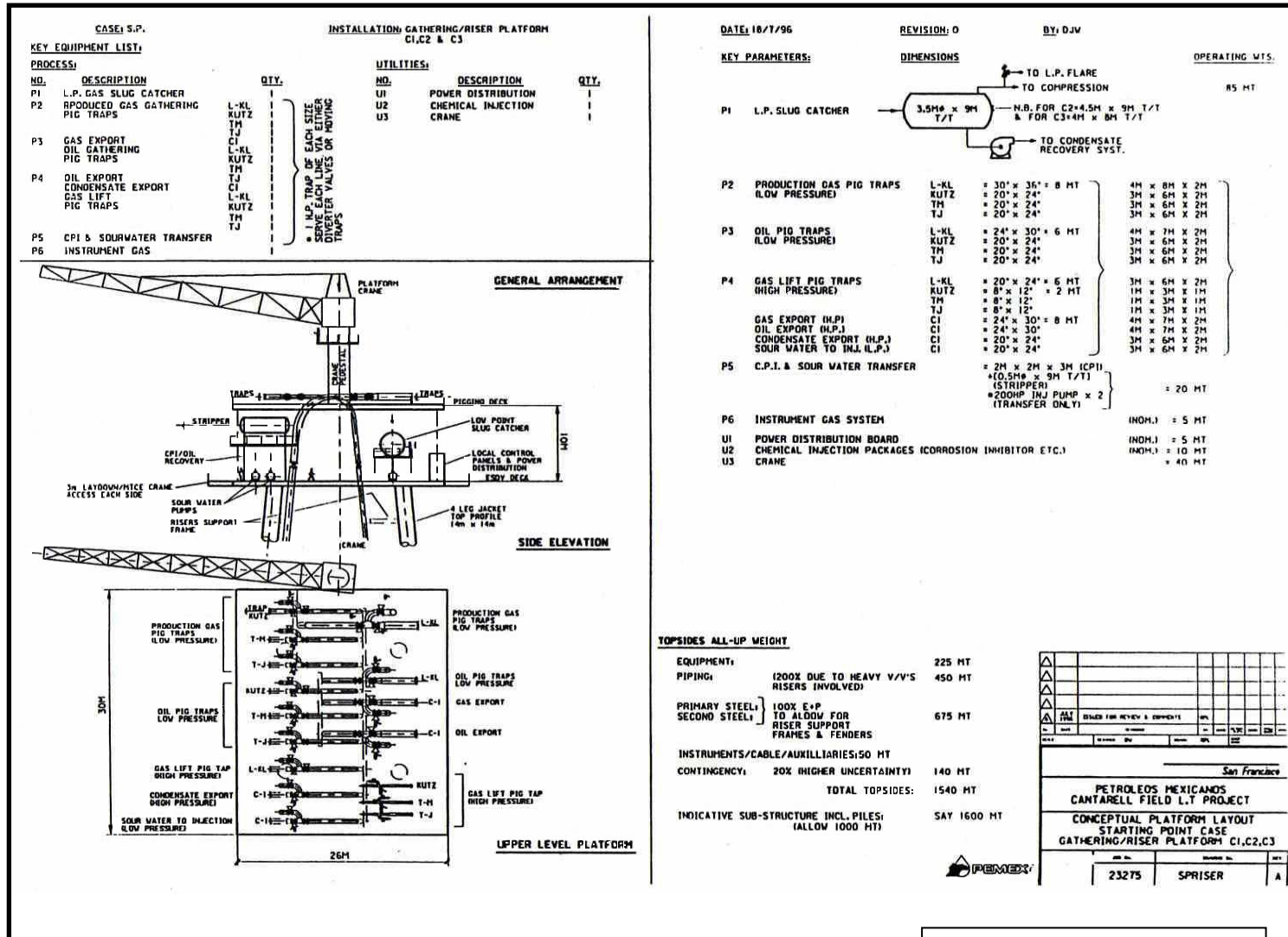


Fig. 43 Arreglo general, riser

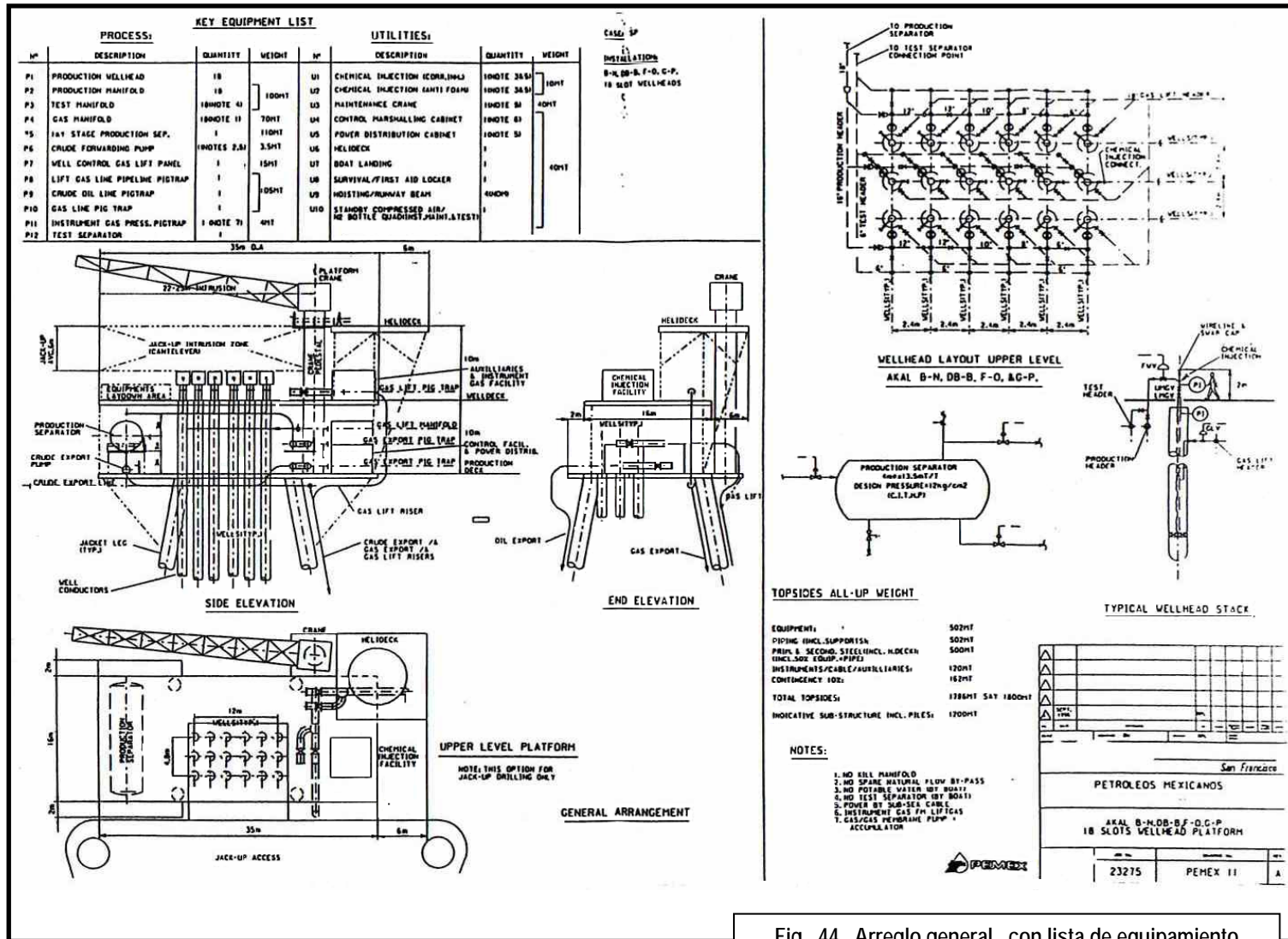


Fig. 44 Arreglo general, con lista de equipamiento



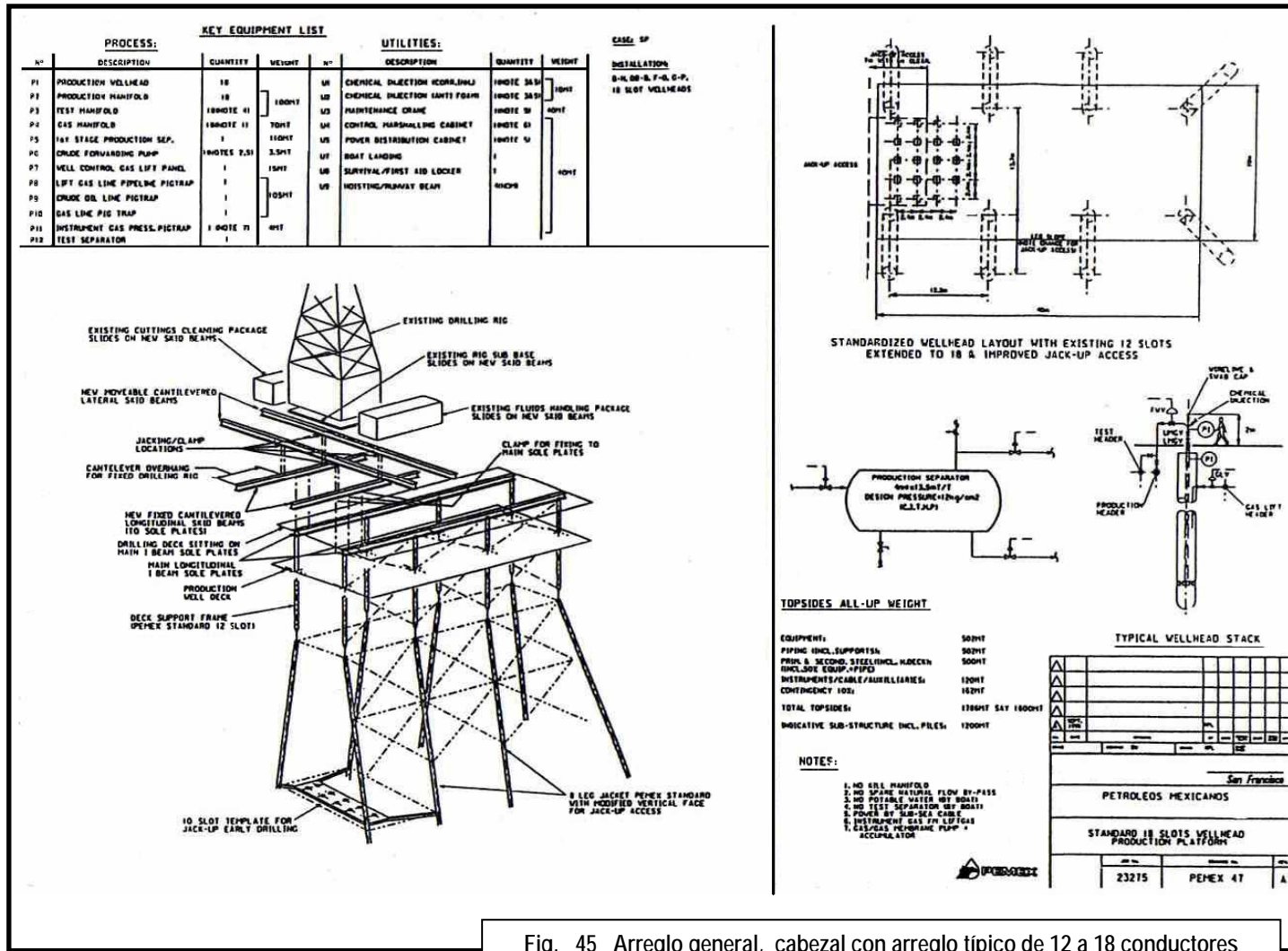


Fig. 45 Arreglo general, cabezal con arreglo tipico de 12 a 18 conductores

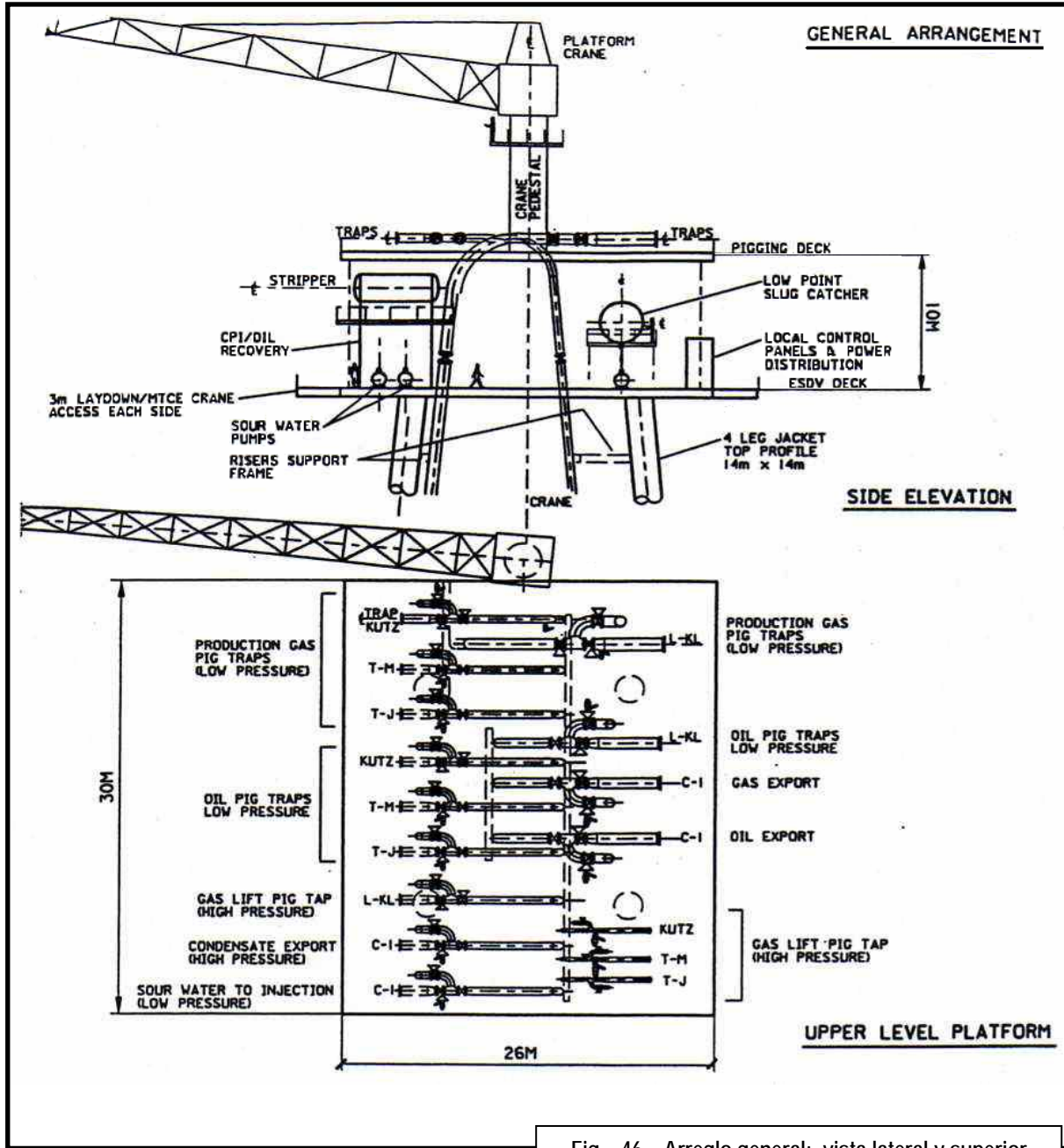


Fig. 46 Arreglo general: vista lateral y superior

## 2.5 Fase de inspección y mantenimiento

Se describen las diversas etapas de inspección y mantenimiento de las partes que integran la plataforma.

### 2.5.1 Revisión estructural de plataformas marinas en operación.

Las superestructuras son la parte más importante de la plataforma, desde el punto de vista operativo. Es desde ahí donde se realizan y dirigen todas las maniobras y trabajos requeridos para la explotación petrolera mar adentro.

Dado el alto costo que representa instalar una plataforma de este tipo, la limitación de espacio es una de las características de estas estructuras. Por este motivo, las necesidades de operación obligan a la modificación de las estructuras, principalmente en la creación de nuevos espacios como son los voladizos (cantilvers), y en algunos casos hasta la construcción de cubiertas adicionales.

Ocasionalmente se tienen cambios en las condiciones de carga, que con frecuencia ocurren cuando nuevamente por necesidades de espacio; se montan equipos, contenedores, tambores (lubricantes u otros), etc. en lugares donde antes no existían cargas de esa magnitud, o cambian su localización en la misma plataforma.

Estos factores junto con las deficiencias en el mantenimiento de las plataformas, en algunos casos, modifican las condiciones para su diseño y construcción; provocando una distribución de esfuerzos, en donde algunos miembros pudieran estar soportando esfuerzos mayores a los de sus capacidades permisibles. Por lo mencionado, el establecer un programa para la inspección y mantenimiento de las superestructuras, es una necesidad para garantizar la confiabilidad de la estructura toda su vida útil.

### 2.5.2 Revisión del estado de cargas y estructuración con los datos de diseño.

Las estructuras marinas ya instaladas se ven afectadas, además de las solicitaciones consideradas en el diseño por cambios en las características de los elementos que las componen y en forma más importante por la adición de área en las cubiertas de las plataformas.

Todos estos cambios que sufren las estructuras ya en operación, son muy difíciles de estimar desde su etapa de diseño, dadas las variantes tan amplias que motivan las modificaciones del estado de carga y de servicio a que se ven sometidas. Lo que sí se puede conocer es el origen de estos cambios, y de esta forma clasificarlos para poder estimar en forma cualitativa la importancia de estos.

Es importante mencionar que para saber en forma exacta la resistencia estructural, o la magnitud de la influencia por cargas no previstas en las estructuras es necesario realizar un levantamiento físico de todas las modificaciones y efectuar una revisión local o global, dependiendo de la modificación.

Una clasificación de los factores que influyen en los cambios son:

- Por operación
- Por reparaciones causadas por daños.
- Por mantenimiento.
- Por cambios de servicio.

**Modificaciones de operación.**- Son las que más influencia tienen en las estructuras, y pueden ser debidas a la adición de voladizos para carga y estiba de material o equipo, la incorporación de grúas, contenedores de servicio y habitacionales, instalación de líneas, etc.

**Modificaciones por mantenimiento.**- Son los cambios que se realizan al reparar algún desperfecto en la estructura y dejar instalado un elemento con características diferentes a las de diseño, o modificar la estructura para mejorar servicios.

**Modificaciones por reparaciones causadas por daños.-** Suceden estas modificaciones por la premura de reparar y restituir el grado de seguridad de la instalación. Por la magnitud del daño los cambios pueden ser locales o globales.

**Modificaciones para cambios de servicios.-** Las modificaciones por este concepto no son muy frecuentes, pero suceden básicamente en estructuras que se les modifica sustancialmente el número de servicios que presenta. La revisión que se realiza en estos casos es global de la estructura y se incluyen los pilotes.

En conclusión, para realizar cualquier revisión de la estructura ya en servicio, es necesario comparar los datos de diseño con el historial de cambios y reparaciones que tenga la estructura.

### 2.5.3 Tipos y niveles de inspección

La seguridad y la confiabilidad de las instalaciones, serán alcanzadas mediante la planeación, ejecución y evaluación de los programas de inspección y mantenimiento.

Estos programas dependerán de la frecuencia de inspección requerida para cada instalación. Se deberá elaborar un programa específico para cada una de las instalaciones. Dentro de estos programas se consideran 2 tipos generales de inspección

- I. Inspección general de la estructura.
- II. Inspección de áreas seleccionadas.

Extendiendo tres niveles de inspección:

1. Inspección visual general.
2. Inspección visual detallada.
3. Inspección empleando pruebas no destructivas.

#### ▪ Tipos de inspección

**I Inspección general de la estructura.-** El objeto de la inspección general de la estructura es la de identificar daños evidentes que no hayan sido previamente registrados o evaluados, o bien, se hayan producido durante su instalación.

La inspección se realiza en forma visual, *nivel 1 de inspección* con personal que tenga conocimientos en el comportamiento estructural y operación de la plataforma.

En caso de encontrar daño en áreas que no estén definidas como significantes dentro de los programas de inspección, se podrá proceder a realizar los niveles de inspección 2 y/o 3.

**II Inspección de áreas seleccionadas.-** El objetivo de la inspección de áreas seleccionadas, es controlar las áreas, partes o secciones con alto grado de significancia.

Para la inspección de áreas seleccionadas se podrá ignorar la inspección visual nivel 1 (si se considera pertinente), y se procederá directamente con la inspección visual detallada nivel 2 dependiendo de los resultados de la inspección, el inspector deberá realizar o pedir que se efectúe una inspección con pruebas no destructivas nivel 3, o bien algún tipo de medición especial.

#### ▪ Niveles de inspección

1. Inspección visual general, se realiza en forma visual por medio de personal calificado, para descubrir cambios estructurales, daños obvios o cualquier anomalía que afecta a las estructuras, en este caso no se requiere de limpieza previa ni mediciones especiales.

2. Inspección visual detallada, es la inspección que se realiza en forma detallada para comprobar la existencia de daños, determinar dimensiones y/o realizar levantamientos de secciones, requiere de limpieza intensa en el área o miembro inspeccionado.
3. Inspección empleando pruebas no destructivas, es realizada para detectar daños que no son visibles o bien que se requieran cuantificar.

En este nivel se requiere el empleo de un método de pruebas no destructivas, cuya aplicación hace necesario realizar limpieza a metal blanco del área o sección a ser inspeccionada.

#### 2.5.4 Frecuencia de inspección

La determinación de la frecuencia de inspección de una estructura es un aspecto fundamental para garantizar su integridad, de no llevar a cabo la inspección dentro de los periodos adecuados podrían existir daños significativos no detectados con anterioridad, lo cual crea un riesgo y aumenta el costo de su mantenimiento, pudiendo llegar en el peor de los casos, la reducción o pérdida del factor de seguridad inicial de la estructura.

En la actualidad no existen métodos o reglas que permitan en forma objetiva la selección de uno u otro intervalo para la frecuencia de inspección, debido principalmente a que intervienen un gran número de variables que deben evaluarse después de cada ciclo de inspección.

De esta forma, con los resultados de una inspección, del programa establecido originalmente, deberá definir los plazos en el que será realizado el siguiente ciclo de inspección.

Entre los factores a considerar para fijar las frecuencias de inspección destacan:

- Condiciones de operación.
- Niveles estáticos de esfuerzos.
- Existencia de esfuerzos cíclicos.
- Condiciones ambientales que favorezcan la activación de diferentes procesos de corrosión.
- Daños mecánicos como flexión.
- Presencia de grietas.
- Abolladuras o fracturas.
- Integridad de los recubrimientos de las tuberías.
- Defectos de fabricación o instalación.

Y todos aquellos aspectos que pueden significar algún riesgo para la integridad de la estructura, entre estos últimos se debe considerar el análisis de los posibles daños que puedan ocurrir, así como sus tiempos esperados de ocurrencia y la programación de inspecciones antes de que ocurra el máximo deterioro permitido, para evitar que la instalación se vuelva inapropiada para cumplir con su finalidad.

Adicionalmente se deberán tomar en cuenta los costos de operación, para la definición de las frecuencias de las inspecciones. Es un hecho evidente que entre más frecuente sea la inspección, mayor será el nivel de seguridad de la estructura, sin embargo, si la frecuencia es demasiado alta, los costos resultantes pueden ser de un nivel inaceptable, por lo que es necesario efectuar un balance racional entre el nivel de seguridad y los costos involucrados.

Otro objetivo para determinar la frecuencia de inspección, "es la obtención de una base de datos confiables para evaluar la condición de la estructura dentro de periodos razonables".

El programa de inspección debe estar formulado de tal manera que pueda hacerse una evaluación integral de la condición de la estructura como un todo, y que permita conocer el nivel de seguridad con el que opera al final de cada ciclo de inspección anual. Estos datos a su vez, proporcionan la base para mejorar la programación de las inspecciones posteriores. Los programas de inspección se clasifican en la siguiente forma:

- Programa de inspección inicial.
- Programa de inspección a largo plazo (5 años).
- Programa de inspección a corto plazo (anual).
- Programa de inspección especial.

- **Programa de inspección inicial**

La inspección inicial tiene por objeto verificar que la estructura en servicio cumpla correctamente con los criterios de diseño, como son: normas, reglas, especificaciones, etc.

Así mismo, se pretende detectar cualquier daño que hubiese ocurrido durante su transporte, instalación durante el tiempo en operación antes de la inspección.

Los resultados que se obtengan de la inspección, serán la base para definir, si es necesario, los programas propuestos de inspecciones periódicas. Debido a la importancia de estos resultados, la inspección tendrá que efectuarse cuidadosamente, para conseguir los datos más confiables de la condición de la estructura y lograr así la correcta programación de las inspecciones posteriores.

El programa deberá incluir los siguientes documentos:

- Definición de áreas para la inspección general (tipo I),
- Definición de áreas significantes de la estructura (tipo II).
- Niveles de inspección en cada área.
- Formas de registro de elaboración de informes de resultados.
- Organización del programa de trabajo de inspección (aprobados por Pemex).
- Plan de acción en el caso de que se encuentren resultados significativos y/o ocurran desviaciones del programa.

- **Programa de inspección a largo plazo**

Este programa abarca un periodo de 5 años, plazo durante el cual se inspeccionara integralmente la estructura, se definirán las actividades que se realizaran anualmente, tomando en cuenta que al final de cada inspección anual deberá poderse garantizar la condición de la estructura, por lo que debe iniciarse con las actividades más criticas, por lo que este programa incluye el programa inicial y los programas a corto plazo. Como criterio general se debe abarcar aproximadamente el 70% del total de actividades seleccionadas en la inspección inicial, dada la facilidad para inspeccionar arriba del agua, y el resto dividirlo en cada uno de los periodos anuales, sin embargo, no es requisito fundamental el hacerlo así, ya que estas actividades se verán afectadas por los resultados de las inspecciones anteriores. Una condición obligatoria es que al término del plazo fijado se cubra el 100% de las actividades inicialmente definidas.

Se tomara en cuenta, que algunas áreas requerirán ser inspeccionadas varias veces a lo largo del periodo de 5 años.

Mientras que otras necesitarán solamente una, de acuerdo con los deterioros esperados y con el grado de significancia que cada una tenga.

El programa a largo plazo se revisara después de cada inspección anual, haciendo las modificaciones necesarias, considerando la influencia de los resultados obtenidos que van a tener en el desarrollo del resto del programa final. Al termino final de cada periodo de 5 años, se hará una evaluación global de los resultados de todas las inspecciones realizadas en este periodo a fin de preparar el programa para los 5 años siguientes.

Por el carácter de esta evaluación, es posible que de acuerdo a la experiencia ganada pueda revisarse en esta etapa, las acciones y conceptos del programa de inspección y/o preparar de acuerdo a esas experiencias, mejoras a los procedimientos de diseño, fabricación o instalación, e incluso modificar las normas o códigos vigentes.

Este programa deberá incluir los siguientes documentos:

- Identificar todas las áreas importantes de la estructura que se incluirán en cada inspección anual.

- Tipo de inspección en cada área.
  - Modificaciones derivadas de la actualización del programa a largo plazo.
- 
- **Programa de inspección a corto plazo (anual).**

Con base a la evaluación de los resultados obtenidos en la inspección inicial y al programa de inspección a largo plazo, definido originalmente, se procederá a formular el primer programa anual.

Los subsecuentes programas a corto plazo serán preparados, basándose en el programa a largo plazo actualizado y en el registro de condición de la estructura obtenida en el último ciclo anual de inspección, incluyendo resultados de inspecciones especiales efectuadas en este último informe.

El programa normalmente debe incluir los documentos siguientes:

- Definición de las áreas sujetas a inspección tipo I y II.
- Nivel de inspección en cada área.
- Formato de registro e informes de los resultados.
- Organización del programa de trabajo (aprobado por Pemex).
- El plan de acción en caso de que se encuentren resultados significativos y/o ocurran desviaciones del programa.

Una vez realizada la inspección, se efectuará la evaluación de los resultados y se procederá tanto a actualizar los programas a largo plazo, como a incorporar los trabajos de reparación a los correspondientes programas de mantenimiento. El grado de seguridad que tenga la estructura y los detalles relevantes serán consignados en el registro de condición de la estructura.

- **Programas de inspecciones especiales**

Estos programas son aquellos que siguen una periodicidad definida, sino que dependen de la ocurrencia de eventos extraordinarios y situaciones imprevistas. Dentro de esta clasificación básicamente se consideran:

1. **Programa de inspecciones ocasionales.** Cuando se presentan cargas extraordinarias o imprevistas sobre las estructuras, como son:
  - Las producidas por huracanes de fuerte intensidad.
  - Choques de barcos con plataforma.
  - Contingencia dentro de la misma.
  - Deslizamiento del suelo.
  - Accidentes por mala operación, etc.

Hay probabilidad de que la estructura sufra daños, que dependiendo de la intensidad de las cargas, o imprevistos, se deberán evaluar para determinar si es necesario o no tomar medidas correctivas y conocer en que grado se afecto la seguridad de la estructura.

Para realizar dicha evaluación se procederá a la programación de una inspección ocasional cuya extensión dependerá de la naturaleza y magnitud de la carga extraordinaria, así como la extensión del área involucrada y de su grado de significancia.

El programa deberá incluir todos los puntos mencionados y sus resultados se adicionaran al registro de condición de la estructura. Estos datos se deberán tomar en cuenta para la actualización de los programas de inspección a largo y corto plazo.

2. **Programa de inspección de seguimiento.**- Los resultados de las inspecciones en algunos elementos podrían ser tales, que la frecuencia con que deban inspeccionarse no corresponda a alguna de las previstas en los programas normales, siendo por ejemplo necesario investigar las condiciones de un defecto varias veces en un año para tener un control riguroso de su comportamiento. De acuerdo a los resultados que se obtengan de la evaluación y características

propias del área en cuestión como: grado de significancia, importancia desde el punto de vista de integridad, etc. se deberá proceder a la formulación de un programa de inspección de seguimiento.

La frecuencia con que debe llevarse a cabo tal programa dependerá principalmente del comportamiento del defecto, el cual será definitivo, previa evaluación del grupo de análisis correspondiente. Aunque, este mismo programa deberá ser guía para determinar el grado real del daño existente.

De acuerdo a la magnitud del defecto, el grado de significancia del elemento y la posibilidad de repararlo, puede darse el caso de recomendar la instalación de instrumentos para monitorear en forma continua el comportamiento del defecto considerado.

Algunos defectos típicos que pueden requerir de un programa de inspección de seguimiento son:

- Daños mecánicos.
- Grietas.
- Fallas locales.
- Pandeo.
- Asentimientos, etc.

Los informes y resultados de este tipo de programas, tiene la misma finalidad que la de los programas anteriores, por lo que deberán tratarse de la misma manera, en cuanto a su secuencia de programación, reporte, evaluación y mantenimiento señalado anteriormente.

La información que deberá contener un programa de inspección de seguimiento es el siguiente:

- Definición de las áreas sujetas a inspección.
- Dibujos de referencia y sistema de identificación.
- Tipos de inspección.
- Procedimientos detallados de inspección (métodos, equipos, recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos).
- Instrumentación (en caso de requerirse).
- Calendario y organización de programa de inspección.

#### ▪ Programa general de actividades

Con el programa de inspección elaborado para cada una de las estructuras, se deberá elaborar un programa general que prevea la optimización del uso, administración e interacción de actividades con los equipos y recursos humanos con que se cuentan, y deberá considerar cuando menos, lo siguiente:

- Programa de inspección para cada estructura.
- Prioridades de inspección de las estructuras.
- Periodo del año a realizar las inspecciones.
- Recursos humanos disponibles.
- Equipo de inspección y auxiliar disponible.
- Localización de estructuras.
- Inspección y reparaciones previas.
- Cambios en los servicios o en la distribución de cargas.

### 2.5.5 Evaluación preliminar de resultados de inspección

El responsable de la inspección hará una evaluación preliminar que permite identificar para cuales de los defectos encontrados, dada su magnitud, se requiere emitir un informe de inmediato para que el personal encargado haga la evaluación correspondiente y genere los comentarios necesarios con el fin de evitar la propagación del daño que puede ocasionar en casos extremos el colapso de la estructura.



La evaluación final es una de las etapas más importantes de los trabajos de inspección, ya que una vez definidos los daños y sus efectos en la integridad general de la estructura se cuenta con bases firmes y suficientes para decidir el tipo y extensión del mantenimiento requerido.

La evaluación de los resultados deberá ser efectuada por un grupo de especialistas que analice cuidadosamente toda la información recabada durante los trabajos de inspección. Para realizar dicho análisis, el grupo de evaluación deberá tomar en cuenta cuando menos los siguientes puntos:

- Nivel inicial de seguridad y operabilidad como se especifica en las consideraciones de diseño estructural,
- Función presente de la estructura (sistema modificado o afectado),
- Registro de resultados del programa de inspección en cuestión así como la información adicional de importancia obtenida del Contratista, en su caso,
- Reparaciones efectuadas o cambios de diseño.

Una vez efectuados los análisis correspondientes se determinará la magnitud de los daños y se clasificará según lo siguiente:

- a. **Daños mayores.** Son aquellos que en periodo breve o a corto plazo ponen en peligro la integridad de la estructura y requiere que se tomen medidas correctivas lo antes posible.
- b. **Daños menores.** Son los que a corto plazo no tienen efecto significativo para la integridad de la estructura, pero que a mediano o largo plazo pueden convertirse en daños mayores o incluir daños a otras áreas o elementos de la estructura.

En este caso, y de acuerdo a la evaluación realizada, se determinará el periodo dentro del cual deberá darse el mantenimiento preventivo y/o correctivo para evitar el desarrollo de problemas posteriores.

- c. **Daños irrelevantes.** Son aquellos daños evaluados o determinados como tales que después de un análisis detallado se ha encontrado que no tienen ningún significado ni a corto, ni a largo plazo para la integridad de la estructura.

Cuando se hayan identificado y clasificado los daños, deberá el responsable de la evaluación proceder a actualizar el programa de inspección correspondiente, así como a evaluar el factor de seguridad de la estructura. El siguiente paso consiste en definir los procedimientos y especificaciones de mantenimiento requeridos en cada caso, los periodos convenientes dentro de los que deba darse dicho mantenimiento, así como las prioridades a considerar en el programa sujeto a un calendario.

Los resultados de la evaluación y la información concerniente a los procedimientos y especificaciones de mantenimiento deben ser enviados al grupo de coordinación para que este pueda desarrollar las actividades bajo su responsabilidad, como son modificar el programa, calendario, etc. cuando sea necesario para poder dar el mantenimiento, así como almacenarla convenientemente al concluir el proceso.

Al evaluar un informe de urgencia, se deberá tener presente el carácter del mismo para emitir un dictamen a la brevedad posible, en caso de confirmar la gravedad del daño, el responsable de la evaluación enviará al de coordinación, un informe extraordinario con el resultado de la evaluación junto con las recomendaciones que procedan.

La importancia y consecuencia de los daños, depende del lugar donde el daño ocurra y de:

- La resistencia del área dañada.
- El tipo de elementos mecánicos actuantes en el área dañada.
- **Grietas.**

Son consideradas generalmente como los daños más serios, por la elevada concentración de esfuerzos que se producen en los extremos de las grietas, las grietas pueden fácilmente extenderse cuando el área dañada está sujeta a fuerzas extremas respectivas.

- **Daños mecánicos.**

Pueden ser críticos dependiendo de su localización. Un hecho importante, relativo a esto, es observado a la geometría de la sección dañada, curvaturas suaves o agudas, que crean concentración de esfuerzos que pueden conducir a la generación de grietas.

**Corrosión.** La corrosión puede producir daños considerables a mediano plazo, y a largo plazo el efecto puede ser muy serio.

**Protección anticorrosiva.**

Para fines de protección anticorrosiva, una plataforma se divide en cuatro zonas, siendo el sistema anticorrosivo utilizado diferente en cada una de ellas.

- **Zona de oleaje.** Esta zona corresponde al del rompimiento y rocío del oleaje. Los elementos estructurales comprendidos en esta zona se protegen generalmente aumentando los espesores de pares y/o mediante su envoltura con material sintético impermeable. Esta zona es la más propensa a la corrosión.
- **Zona sumergida.** Esta zona se localiza entre el lecho marino y la zona de alcance del oleaje. Todos los elementos localizados en esta zona se protegen mediante un sistema catódico de sacrificio.
- **Zona enterrada.** La porción de los pilotes penetrada en el suelo marino se protege mediante el mismo sistema catódico de sacrificio provisto para la zona sumergida. Esta zona es muy propensa a la corrosión.
- **Zona seca o atmosférica.** Esta zona comprende a todos los elementos arriba mencionados de la zona de alcance del oleaje y se protegen con sistemas de recubrimientos (pinturas), anticorrosivos especiales, algunos de estos son:
  - Recubrimiento epoxico R-32 (reactivo y activador a 30 minutos).
  - Recubrimiento epoxico R-26
  - Recubrimiento napko.
  - Recubrimiento amercoat.

Los sistemas anticorrosivos anódicos de sacrificio, (bien diseñados y mantenidos), tienen capacidad para proteger a una plataforma por espacio de 15 a 20 años, y deben ser valorados periódicamente con una prueba a base de cloruro de plata y un voltímetro.

- **Corrosión de elementos.**

La corrosión de elementos estructurales tiende a incrementar los esfuerzos actuantes, por tal motivo la corrosión no esta permitida en elementos en los cuales no se les consideró un sobre espesor para sacrificio. Sin embargo considerando que no todos los elementos de la estructura trabajan al 100% de su capacidad, es posible determinar la reducción de espesores permitida si se conoce el rango de esfuerzos real de trabajo.

Además considerando que a lo largo de los elementos estructurales los diagramas de esfuerzos no son uniformes, se puede definir en que puntos no se permite reducción de espesor:

- Los puntos de conexión de elementos hiperestaticos (nodo), ni en una longitud menor de  $L/4$ , medida a partir del punto de conexión.
- El centro del claro de vigas simplemente apoyadas (vigas estáticas).
- En los puntos de aplicación de cargas concentradas.

En los elementos secundarios y en puntos de elementos principales no considerados en los incisos anteriores, se permitirá una reducción máxima de espesor de 1.0 mm. en el periodo de la inspección anual.

En el **cuadro 10**, se muestran los daños más comunes, sus posibles causas y consecuencias.

Cuadro 10. Daños comunes en las estructuras marinas

Tipo	Posible Causa	Posible consecuencia
1. Pandeo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobre carga,</li> <li>▪ Golpes de objetos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla del miembro estructural</li> </ul>
2. Grietas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vibraciones,</li> <li>▪ Cargas cíclicas,</li> <li>▪ Sobrecargas,</li> <li>▪ Soldaduras defectuosas,</li> <li>▪ Mano de obra de mala calidad,</li> <li>▪ Repentina concentración de esfuerzos, etc,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desarrollo progresivo de fallas estructurales</li> </ul>
3. Abolladuras	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ golpes de objetos</li> <li>▪ impactos de embarcaciones, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla del miembro estructural</li> </ul>
4. Elementos faltantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falta de supervisión durante la fabricación construcción, o</li> <li>▪ Por modificaciones en campo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobre esfuerzo en miembros adyacentes</li> </ul>
5. Agujeros	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Construcción,</li> <li>▪ Reparación,</li> <li>▪ Corrosión,</li> <li>▪ Impactos de cuerpos extraños</li> <li>▪ Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla del miembro estructural</li> <li>▪ Grietas y</li> <li>▪ Corrosión interna.</li> </ul>
6. Asentamiento diferencial	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Problemas de suelo,</li> <li>▪ Deficiencias en el diseño de la cimentación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobreesfuerzo en zonas de la estructura, pilote y</li> <li>▪ Posible suspensión en operación de equipos</li> </ul>
7. Elementos desprendidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deficiencias con la soldadura durante la construcción,</li> <li>▪ Corrosión,</li> <li>▪ Golpes a miembros estructurales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla de elementos adyacentes</li> </ul>
8. Corrosión de elementos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deficiencias de mano de obra durante fugas de agua,</li> <li>▪ Aplicación de recubrimientos,</li> <li>▪ Daños mecánicos,</li> <li>▪ etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla localizada o general del recubrimiento de corrosión rápida,</li> <li>▪ Reducción de capacidad de carga de los estructurales.</li> </ul>
1. Áreas en corrosión	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falta de mantenimiento del recubrimiento anticorrosivo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reducción de espesor de los elementos,</li> <li>▪ Propagación de grietas en la conexión.</li> </ul>
10. Pandeo del alma en traves	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobrecargas,</li> <li>▪ Impactos</li> <li>▪ etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla del elemento,</li> <li>▪ Sobre esfuerzo en adyacentes.</li> </ul>
11. Pandeo del patin en traves	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobrecargas,</li> <li>▪ Impactos,</li> <li>▪ etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Falla del elemento,</li> <li>▪ Sobre esfuerzo en adyacentes</li> </ul>

### 2.5.6 Pandeo de miembros estructurales

La pérdida de rectitud en un elemento, es una excentricidad que produce incremento de esfuerzos en el mismo elemento provocando reducción de su capacidad de carga. La variación de la rectitud en miembros sujetos a esfuerzos de compresión estará controlada de acuerdo con lo siguiente:

- En segmentos de 3.05 m. será menor a 3.1 mm.
- En segmentos de 12.02 m. será menor a 9.5 mm.
- En segmentos mayores de 12.02 m. será menor a 12.7 mm.
- En vigas trabajando por flexión se acepta una flecha de  $L/360$  (longitud del claro/360).

La rectitud deberá verificarse por lo menos en dos planos perpendiculares entre sí, en secciones circulares, deberá revisarse la rectitud de preferencia en 3 puntos radiales.

### 2.5.7 Inclinación de la estructura

Se considera que cada tramo de columna esta a plomo si la desviación de la vertical de su línea de trabajo no excede de 1:500 de su longitud, con las siguientes limitaciones.

- Los puntos de trabajo de cualquier tramo de columna exterior a cualquier nivel de empalme en estructuras de varios niveles, o en el extremo superior de columnas en el caso de estructuras de un solo nivel, no deberán quedar fuera de una envolvente horizontal de 40 mm. de ancho, para estructuras hasta de 100 m. de largo.
- Los puntos de trabajo de los tramos de columnas exteriores podrán estar desplazados de su eje teórico, no más de 50 mm, comparados con respecto al punto de trabajo de la plataforma.

Las tolerancias de montaje se definen en relación con los puntos y líneas de trabajo de los miembros como sigue:

- Para miembros no horizontales, los puntos de trabajo son centros geométricos en cada extremo de la pieza.
- Para miembros horizontales, los puntos de trabajo son el centro de la superficie o patín superior de cada extremo.

### 2.5.8 Calidad de las soldaduras de acuerdo con las normas internacionales.

Todas las soldaduras, así como su ejecución, inspección y pruebas deberán cumplir con las especificaciones contenidas en el código de soldadura para acero estructural. Ansi/Aws DI.I.

**Perfiles de soldadura.**- La corona de la soldadura de filete podrá ser ligeramente convexa, plana o ligeramente cóncava y se rechazarán si tienen defectos fuera de código.

Excepto en la soldadura externa de las juntas de esquina. La convexidad "C" de la soldadura o de cada convexidad individual de la corona no deberán exceder de 0.7 veces el ancho de la corona o el ancho de cada convexidad individual, más 1.5 mm. (0.60").

Excepto para socavación, los requerimientos anteriores no aplican en los extremos de soldaduras de filete intermitente fuera de su longitud efectiva.

Las soldaduras de preparación se efectuarán preferentemente con muy ligera corona de refuerzo, excepto cuando se indique lo contrario. En el caso de conexiones de esquina y a tope, el refuerzo de la corona no deberá exceder de 3.20 mm: (1/8 ") de espesor debiéndose proporcionar una transición gradual al plano de la superficie del metal base.

En superficie de juntas soldadas a tope que requieran ser esmeriladas para su terminación, no se permite reducción de espesor del material más delgado (metal base o metal de aporte), por más de 0.8 mm. (1/32"), 9.5% de su espesor, ni se permitirán refuerzos que excedan de 0.8 mm. (1/32").

Sin embargo todos los esfuerzos serán removidos donde la soldadura forme parte de un traslape o superficie de contacto. Cualquier refuerzo deberá extenderse sobre la superficie de la placa base debiéndose proporcionar áreas de transición de socavación. Las rebabas deben eliminarse mediante el empleo de un esmeril.

En superficies de soldaduras terminadas, el valor de la rugosidad no debe exceder de 0.0063 mm. (250 micro pulg.), las superficies con rugosidad comprendida ente 0.0032 y 0.0063 mm, deberán ser terminadas paralelamente a la dirección de los esfuerzos normales. Superficies con rugosidad menor de 0.0032 mm, podrán ser terminadas en cualquier dirección.

Extremos de juntas sacadas a tope que requieran ser esmeriladas, serán terminadas de modo de no reducir el ancho efectivo por más de 3.2 mm. de modo de evitar refuerzos mayores a los permitidos.

Extremos de conexiones soldadas a tope, que requieran de alguna transición, se les proporcionara una pendiente no mayor de 1 por cada 10.

Las soldaduras deberán estar libres de traslape.

#### Calificación de las soldaduras de acuerdo con las normas internacionales.

1. Juntas de secciones abiertas. Deberán ser evaluadas de acuerdo a lo siguiente:

- Calificación de soldaduras por inspección visual detallada.
- Todas las soldaduras deberán ser inspeccionadas visualmente.
- Una soldadura podrá ser aceptada por inspección visual si se demuestra que:
  - La soldadura no tiene grietas.
  - Existe fusión completa.
  - Todos los cráteres de la sección transversal de la soldadura deben rellenarse excepto para los extremos de soldadura de filete intermitente, que quedan fuera de su longitud efectiva.
- Los perfiles de los cordones de soldadura están de acuerdo con la sección 3.6 de las normas internacionales.
- Independiente de la longitud, la socavación no deberá exceder de su valor, el cual es aplicable en áreas que contienen socavación.

2. Juntas de secciones tubulares.

- Inspección visual.
- Todas las soldaduras serán inspeccionadas visualmente.
- Una soldadura deberá ser aceptada por inspección visual detallada si se demuestra que:
  - La soldadura no tiene grietas.
  - Existe fusión completa entre metal base y metal de aporte.
- Todos los cráteres de la sección transversal de la soldadura se rellenaron completamente, excepto para los extremos de soldadura de filete intermitente que quedan de su longitud efectiva.
- Los perfiles de los cordones de soldadura están de acuerdo con la sección 3.6 de las normas internacionales.
- La socavación no es mayor de 0.25 mm. de profundidad, cuando están en dirección transversal a los esfuerzos predominantes de tensión y no mayor de 0.8 mm. para otros casos.

## **IV. Estudio Económico y Financiero**

## IV. Estudio económico y financiero

(Análisis de costos, inversiones y financiamiento)

El estudio de estos aspectos tiene como propósito determinar los recursos para la realización del proyecto, diseñar una estrategia que permita allegarse de ingresos necesarios para su ejecución, y generar la suficiente liquidez y solvencia para las operaciones productivas y comerciales. Aporta también la información necesaria para evaluar el proyecto en su conjunto y estimar su rentabilidad. El resultado nos dirá si un proyecto es rechazado, aceptado, modificado o inclusive clasificado dentro de un cierto orden de prioridades.

La fase de estimación de costos de inversión constituye una de las primeras etapas y es de vital relevancia durante el proceso de análisis y evaluación del proyecto de ingeniería. A dichas estimaciones se apoyan en información histórica, conocimiento del entorno económico.

De lo anterior resulta evidente la necesidad de contar con una metodología formal con la cual se pueda efectuar la estimación de costos de inversión de cualquier proyecto y financiamiento, estudio o análisis que se requiera. Una vez tomada la decisión de llevar a cabo la ejecución de un proyecto de inversión es necesario implementar un adecuado "Control de Costos" que nos permita tener un control sobre el presupuesto, conociendo de esta forma todas las posibles desviaciones para que la Gerencia de Proyectos pueda tomar a tiempo las mediadas correctivas necesarias.

### 1. Que es un estimado<sup>1</sup>

El estimado de costos de inversión es una predicción en unidades monetarias de la manera en la cual se espera que un proyecto sea ejecutado. Las bases del estimado son los documentos y consideraciones que se toman como partida y se van modificando en la mediada que el proyecto progresa. Estos documentos son, por ejemplo; bases de diseño, alcance del proyecto, horas hombre de ingeniería, programa ejecutivo del proyecto, lista de equipo, lista de materiales, etc.

Al hacer lo anterior se estará prediciendo cuanto costará y cuando se comprará el equipo y/o materiales, asimismo se estará haciendo pronósticos del país de origen de los bienes y servicios (tipos de divisas a emplear) y en base a lo anterior desarrollará un plan o programa de compromisos de pago y un plan de cómo se pagaran estos, esto es; anticipos, pagos parciales, pagos totales, escalaciones, financiamiento, etc. Todo estimado debe estar documentado para su revisión, validación y debe estar conformado por los siguientes documentos:

- Integración y alcance del estimado,
- Lista de las bases y premisas del estimado,
- Resumen global del estimado,
- Desglose global del estimado.

### 2. Costo total de un proyecto

A través del ciclo vital de un proyecto es necesario efectuar en forma continua desembolsos de capital; invertir en su diseño y construcción, gastar en nóminas, comprar materia prima e insumos durante su operación, comprar refacciones y pagar reparaciones para su mantenimiento e inclusive se requiere invertir en su paro, cierre de operaciones y desmantelamiento. Para la evaluación económica o social del proyecto es esencial conocer y estimar cada uno de los costos que inciden en el costo total del proyecto (egresos); desde su concepción, diseño y construcción hasta su operación durante un período determinado de años (vida útil del proyecto). Adicionalmente se requiere conocer y estimar todos los beneficios (ingresos) económicos y sociales que se obtendrán con su ejecución y operación en el mismo período de años. La suma total de egresos e ingresos es conocida como "**flujo de efectivo**", punto de partida para la evaluación de proyectos. El costo total del proyecto se conoce como "Costo Total de Inversión", se integra por los gastos antes y después de la puesta en operación de la planta:

---

<sup>1</sup> El termino "estimado", es el utilizado con la acepción antes referida y de acuerdo a la terminología utilizada en la ingeniería de costos para la construcción de obra pública y privada, y de la Asociación de Ingeniería de Costos, AACE. No se debe interpretar dicho termino al derivado de la Ciencia Estadística como "estimación", ya que se refiere a la acción de obtener un valor particular de las observaciones de la muestra, a través de la regla ó método para calcular un parámetro de población. El procedimiento de juzgar acerca de un parámetro de población se llama entonces "estimación estadística", que a su vez se divide en estimación puntual y estimación por intervalos. En: Chao, Lincoln L. "Estadística para las ciencias administrativas", 2ª edición, Edit. Mc Graw-Hill. México. 1975. p. 169.

## 2.1. Inversión fija

A los costos de inversión fija también se les conoce como gastos de "inversión inicial", y son todos los gastos en que se incurre para el diseño, construcción y puesta en operación de la instalación. Adicional al costo del equipo de proceso y servicios auxiliares y deben incluirse los gastos de edificios administrativos, almacenes, laboratorios y todos aquellos componentes que son parte de la instalación.

Los gastos que integran la inversión fija de cualquier planta generalmente son agrupados como "costos directos" y "costos indirectos", los primeros están relacionados en forma directa con el suministro de los equipos, materiales e instalaciones (terrenos, edificios, etc.), los costos indirectos son los gastos en que se incurre para llevar a cabo la obra; ingeniería, construcción, etc.

Esta clasificación / programación generalmente comprende los conceptos indicados en el [cuadro 1](#).

## 2.2. Costos de operación

Una vez que la instalación ha iniciado su operación estable, principia la fase operativa del proyecto, todos los gastos o desembolsos de capital que se requiere efectuar a partir de este momento son denominados gastos de operación o capital de trabajo.

Lo anterior se clasifica a través de los costos de producción como costos "fijos" y "variable"; los costos fijos, no cambian con el volumen total de las ventas o la cantidad de cambios producidos, estos costos pueden incluir sueldos administrativos, depreciaciones, seguros, publicidad, licencias e impuestos sobre terrenos o derechos de vías, etc. ([cuadro 2](#))

Cuadro 2  
Resumen de elementos que integran el costo de operación

<b>Costos fijos:</b>	
	Administración central (nomina de personal directivo, oficinas, etc.)
	Renta y mantenimiento de edificios, oficinas, bodegas y almacenes.
	Depreciación
	Indirectos y seguros,
	Publicidad
	Derechos de vía
<b>Costos variables:</b>	
	Materia prima y manejo de inventarios,
	Nomina de personal operativo,
	Empaque y transporte de producto terminado,
	Costo de servicios auxiliares (agua, gas, químicos, electricidad, etc.)
	Costos de mantenimiento operativo y mayor.



Cuadro 1

Resumen de elementos que integran el costo de la inversión fija para la construcción y puesta en marcha de una plataforma de producción de aceite

1 de 4

<b>Suministros :</b>	
Equipos	<p>Todos los equipos de proceso y servicios auxiliares indicados en la lista de equipos y comprendidos en el alcance del proyecto (incluye equipo eléctrico, de seguridad y telecomunicaciones)</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación.</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB planta o patio de Contratista.</p> <p>Indirectos y utilidad, solo en los casos de que el Contratista suministre los equipos</p>
Instrumentos	<p>Todos los instrumentos, válvulas, y accesorios requeridos por el proceso y servicios auxiliares indicados en DFPs, DTIs y hojas de datos.</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación.</p> <p><u>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB planta o patio de Contratista.</u></p> <p>Indirectos y utilidad, solo en los casos de que el Contratista los suministre.</p>
Materiales	<p>Todos los materiales requeridos por el proceso y la infraestructura (tuberías, eléctrico, acero) y que no estén incluidos en el alcance del o los Contratistas.</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB almacén o patio de Contratista.</p>
Insumos	<p>Todos los químicos, grasas y lubricantes requeridos para la carga inicial, pruebas y arranque de la instalación.</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB almacén o patio de Contratista.</p> <p>Indirectos y utilidad, solo en los casos de que el Contratista los suministre.</p>
Terrenos	<p>Todos los terrenos que se requieren para la ejecución del proyecto.</p> <p>Impuestos y permisos de construcción.</p>
<b>Fabricación :</b>	
Paquetes	<p>Todas las plantas tipos "paquete" y/ equipos que tienen un proceso de fabricación o integración especial. Montados sobre un patín común.</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB la planta o patio de Contratista.</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación.</p> <p>Indirectos y utilidad, solo en los casos de que el Contratista los integra.</p>
Módulos	<p>Todos los "módulos" requeridos por el proyecto; incluye suministro de materiales, obra civil (estructuras del módulo), suministro, fabricación, instalación e interconexión de equipos, suministro de material y obra electromecánica (tuberías, eléctrico, instrumentación, aire acondicionado, etc.) suministro de material y obra arquitectónica (módulos habitacionales).</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB planta o patio de Contratista.</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación.</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>

Cuadro 1

Resumen de elementos que integran el costo de la inversión fija para la construcción y puesta en marcha de una plataforma de producción de aceite

2 de 4

Fabricación : (continua)	
Ductos	<p>Todos los ductos requeridos para el manejo de productos o insumos, incluye el suministro de materiales, prefabricación, lastrado, protección catódica, mecánica, transportes, tendido e interconexión.</p> <p>Impuestos y seguros,</p> <p>Indirectos y utilidad,</p>
Obra civil	<p>Todos las obras civiles requeridas por el proyecto: Topografía, geotécnia, sondeos, edificios, cuartos de control, vialidades, banquetas, pavimentos, cimentación de equipos, bancos de ductos, drenajes pluviales, sanitarios, aceitosos, desplantes, terracerías, etc., Incluye suministro de materiales y obra civil (concretos, armados, etc.).</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros. LAB la planta o patio de Contratista,</p> <p>Indirectos y utilidad,</p>
Obra eléctrica	<p>Todas las obras eléctricas requeridas por el proyecto: Suministro de equipos, acometidas, subestaciones, centro de control de motores, distribución de fuerzas, red de tierras, protecciones, contra descargas eléctricas, alumbrado, etc., Incluye suministro de materiales y obra electromecánica (instalación de equipos, materiales, cableado, etc.).</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros de equipo y materiales LAB la planta o patio de Contratista.</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación. (si se requiere)</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>
Obra electromecánica	<p>Todas las obras electromecánicas requeridas por el proyecto: incluye suministros de polipastos, malacates, etc, tuberías, accesorios, materiales para conexión de instrumentos, suministros de equipos y ductos para aire acondicionado, etc., y la obra electromecánica para su manejo, prefabricación, montaje, instalación e interconexión.</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros de equipo y materiales LAB la planta o patio de Contratista.</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>
Obra arquitectónica	<p>Toda la obra "arquitectónica" requerida por el proyecto en edificios, cuartos de control, oficinas, bodegas y almacenes. Incluye suministro de materiales y obra para acabados en pisos, paredes, techos, suministro de mobiliario, muebles de baños, instrumental, muebles de laboratorio, cocina comedor, servicios médicos, etc.</p> <p>Partes de repuesto para dos años de operación. (si se requiere)</p> <p>Impuestos, empaque, fletes y seguros de equipo y materiales LAB la planta o patio de Contratista.</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>

Cuadro 1

Resumen de elementos que integran el costo de la inversión fija para la construcción y puesta en marcha de una plataforma de producción de aceite

3 de 4

<b>Transporte:</b>	
Estructuras	<p>Transporte costa afuera de todas las estructuras requeridas por el proyecto. Incluye movilización y limpieza de chalán, maniobra de carga y amarre, remolque al sitio de su instalación y despido del chalán/remolcador.</p> <p>Impuestos, flete y seguros marítimo.</p> <p>Indirectos y utilidad,</p>
Equipos	<p>Transporte costa afuera de todos los equipos que no fue posible montar durante la fabricación de cubiertas o módulos de tierra y/o que así lo requiere el proceso constructivo. (el transporte de equipos y materiales desde el almacén de proveedor a patio de fabricación o sitio de sus instalación ya esta considerado en el costo de adquisición). Incluye movilización y limpieza de chalan o embarcación, maniobra de carga y amarre, transporte al sitio de su instalación y despido de chalán/remolcador o embarcación.</p> <p>Impuestos, fletes y seguro marítimo.</p> <p>Indirectos y utilidad,</p>
<b>Instalación:</b>	
Estructuras y módulos	<p>Instalación costa afuera de todas las estructuras y módulos requeridos por el proyecto. Incluye movilización y posicionamiento del barco grúa, maniobra de izaje o lanzamiento, posicionamiento y montaje de superestructura y puentes, montaje de módulos sobre cubierta (según se requiera) despido de barco grúa.</p> <p>Impuestos, fletes y seguro marítimo.</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>
Equipos	<p>Instalación costa afuera de todos los equipos que no fue posible montar durante la fabricación de cubiertas o módulos en tierra y/o que así lo requiere el proceso constructivo. (La instalación de los equipos y materiales debe considerarse dentro del contrato de fabricación de estructuras o en los contratos de obra civil, eléctrica, electromecánica y arquitectónica según corresponda). Incluye reposicionamiento de barco grúa (si así se requiere), maniobra de izaje, montaje y fijación del paquete o equipo.</p> <p>Impuestos, fletes y seguro marítimo.</p> <p>Indirectos y utilidad.</p>

Cuadro 1

Resumen de elementos que integran el costo de la inversión fija para la construcción y puesta en marcha de una plataforma de producción de aceite

4 de 4

<b>Interconexión, pruebas y arranque:</b>	
Cubiertas y/o módulos en mar	Interconexión costa afuera de todos los equipos sobre cubierta, paquetes y módulos que integran el proyecto. Incluye transporte de personal, herramientas, equipos y materiales de consumo.  Impuestos y seguros.  Indirectos y utilidad,
Equipos y paquetes en tierra	Interconexión de todos los equipos, paquetes y sistemas que construyen la instalación. Incluye el personal, herramientas equipos y materiales de consumo.  Impuestos y seguros.  Indirectos y utilidad,
<b>Ingeniería y administración:</b>	
Ingeniería	Cálculo, diseño, selección y especificación de tipo proceso, equipos, tipos de control y materiales. Incluye elaboración de balances, planos hojas de datos, especificaciones, revisión de dibujos de fabricante, etc.  Impuestos y licencias,  Indirectos, utilidad y reembolsos solo en caso de que sea contratada,
Administración	Planeación, coordinación, control y seguimiento del proyecto. Incluye programación, facturación, procura, expeditación, inspección, supervisión de ingeniería y construcción, asesorías externas, etc.  Impuestos,  Indirectos, utilidad y reembolsables solo en caso de que sea contratada.
Certificación	Revisión externa de cualquier fase del proyecto para garantizar su correcta ejecución,  Impuestos,

Lemus Aragón, Antonio. "Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas". Edo. de México.: Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM). 1997. pp. 10-13

### 3. Precisión de un estimado<sup>2</sup>

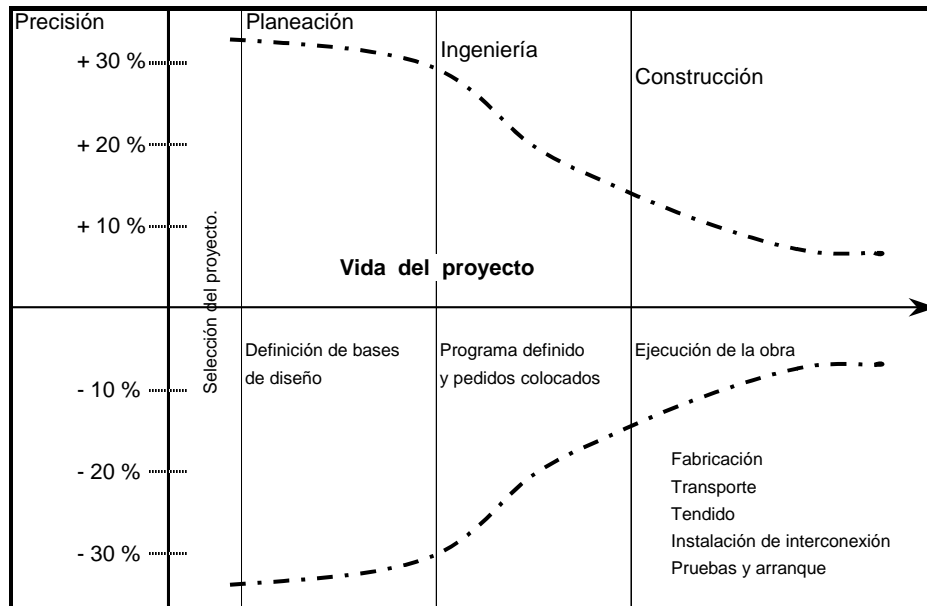
El estimado de costo de inversión fija tiene diferentes niveles de precisión, los cuales dependen de la cantidad de información y tiempo disponible para generar el cálculo en mención. Antes de explicar los niveles de precisión es necesario definir que se considera generalmente como un estimado bueno o preciso, esto se logra fácilmente definiendo las características que debe cumplir:

- Alcance del proyecto definido,
- Plan de ejecución realista,
- Tiempo adecuado para estimar,
- Métodos de estimación adecuados,
- Buena base de datos,
- Buena experiencia del grupo estimador.

Las tres primeras condiciones son inherentes al proyecto mismo, dependen de la dirección del proyecto y del grupo de ingeniería, las tres últimas están directamente relacionadas con el grupo de estimación y sus herramientas de cálculo y control.

La importancia de que el "Alcance del proyecto" y las "Bases de diseño" sean establecidas lo más rápido al inicio del proyecto radica en que a partir de ellos, se genera la mayoría de los documentos de ingeniería y de costos; el estimado de costos de inversión. Es necesario resaltar la relación que guarda el tiempo en que se desarrolla el proyecto con la precisión del estimado de costos, en la figura 1, se ha graficado la precisión del estimado, expresada como el porcentaje de la desviación del estimado, con respecto al costo real, se muestra en forma esquemática la escala del tiempo a través del cual progresa el proyecto que en este caso esta dividido en tres etapas: planeación, ingeniería y construcción.

Figura 1  
Precisión del estimado



<sup>2</sup> Lemus Aragón, Antonio. "Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas". Edo. de México.: Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM). 1997. pp. 16-18 y 28-44.

La curva nos expresa la velocidad de cambio de la precisión del avance del proyecto y nos muestra, la forma obvia, que la máxima aproximación al costo real se obtiene una vez que se acerca la finalización del proyecto.

Existen dos conclusiones que se obtienen de esta curva: Primero, la duración del tiempo de planeación es un período impreciso y generalmente muy corto como para hacer un estimado detallado y por lo tanto el costo durante este período es errático, solamente se puede establecer el orden de magnitud de la inversión.

Segundo; existe un cambio radical en la pendiente, en el momento en que son establecidos los volúmenes de obra del proyecto, aumentando significativamente la precisión durante un período relativamente corto.

La razón por la cual la curva tiene la forma mostrada está directamente relacionada con el hecho de que a medida que avanza el proyecto se tiene datos más reales acerca del mismo, que permiten conocerlo mejor y precisar de esta forma su costo de inversión.

Un estimado de costos de "Orden de magnitud" preparado durante la fase inicial de un proyecto es errático debido a la poca información que se dispone durante esa etapa, por lo que su aproximación es de un  $\pm 40\%$  al costo real.<sup>3</sup>

Esta aproximación de un "n%", significa que el presupuesto estimado está, excedido o con un déficit de un n%, del costo real.

$$\text{Costo estimado} = \text{Costo real} * (1 \pm n\%)$$

Conociendo la precisión de un estimado se puede asistir a la "gerencia del proyecto" con una buena predicción del flujo de efectivo, que en caso de estimados tempranos deberá de ser ajustado por la relativa imprecisión de estos. Esta información es especialmente importante en el caso de proyectos multimillonarios en donde pequeñas desviaciones producen diferencias de varios millones de pesos.<sup>4</sup>

En ocasiones la gerencia, desea conocer en forma aproximada el costo de algún cambio, alternativa o proyecto, en estos casos se puede preparar el método y nivel de detalle que es conveniente emplear, y por lo tanto métodos rápidos tales como gráficas o exponenciales.

### 3.1. Tipos de estimados

Un estimado de costos esta destinado a cubrir ciertas necesidades en función del grado de desarrollo del proyecto, por lo cual se acostumbra identificar a los diferentes estimados con un nombre que nos relaciona el avance del proyecto con el nivel de precisión que debe esperarse.

Es claro que un estimado variará continuamente de acuerdo a la forma en que se establezca el flujo de información hacia el grupo de estimación, pero para fines de control de costo y presupuesto se establecen cinco diferentes niveles o tipos de estimado (cuadro 3), que de acuerdo con la "Asociación de Ingeniería de Costos (AAE)" son:

- Orden de magnitud
- Estudio
- Preliminar
- Detallado
- Definitivo.

No es una norma general el emplear los cinco tipos, en la práctica se emplean solo tres niveles debido a las interrelaciones que existen entre un tipo de estimado y otro, estos son; de estudio, preliminar y detallado.

---

<sup>3</sup> Lemus Aragón, Antonio. "Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas". Edo. de México.: Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM). 1997. pp. 16-18

<sup>4</sup> N del A.

### 3.2. Introducción a los tipos de estimación

Existen varios métodos para obtener el costo de la inversión fija de un proyecto para obtener el costo de inversión fija de un proyecto o de algún concepto. Cada uno de ellos puede ser útil o no dependiendo del enfoque original para el que se creó, así tenemos métodos que se ajustan a un tipo de estimado y a otros no, los métodos son los siguientes:

- Método exponencial (seis decimales),
- Método del factor de Lange,
- Método modular,
- Método de Happel,
- Método general de porcentajes,
- Método detallado.

De lo anterior tenemos que debemos seleccionar el método de estimación de acuerdo a lo siguiente; la información disponible, el tipo de estimado que se desee obtener y por lo tanto la precisión esperada, y el tiempo disponible para su elaboración.

Hay que señalar que algunos métodos de estimación, solo se pueden emplear como referencias para la estimación de costo de instalaciones costa afuera (Offshore) ya que originalmente fueron enfocados al desarrollo de estimados de costo de plantas de proceso localizadas en tierra (Onshore).

Por otra parte los factores o porcentajes empleados por algunos de ellos solo tienen aplicación en el país de origen del método, debido todo esto a que la información estadística en la que se fundamentan proviene de la misma región, aunque de cualquier forma es factible tomar sus principios y aplicarlos a nuestros problemas desarrollando nuestra propia información.

Cuadro 3  
Tipos de estimados en función del ciclo del proyecto

1 de 3

Tipo de Estimado	Objetivo	Uso	Precisión Máxima <sup>1</sup>	Requerimientos Mínimos Necesarios	Observaciones
<b>Orden de magnitud</b>	Se prepara cuando se tiene un mínimo de información acerca del proyecto y no se justifica hacer un gasto mayor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conocer la magnitud aproximada del costo del proyecto y determinar su factibilidad</li> <li>- Seleccionar un proyecto entre otros,</li> <li>- Seleccionar un tipo de tecnología,</li> <li>- Seleccionar algunas características del proyecto (capacidad, localización, etc.)</li> </ul>	± 40	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Información general definida,</li> <li>- Localización casi definida.</li> </ul>	Para el caso que nos ocupa el primero se refiere al tipo de plataforma, capacidad y peso aprox, de estructuras y equipos, y lo segundo, proporciona información acerca del tirante de agua, vientos dominantes, oleaje, etc., es decir, factores sobre tamaño,
<b>De estudio</b>	Se prepara o desarrolla cuando se cuenta con el tipo y se justifica el costo de los estudios e ingeniería para continuar con un análisis más detallado, generalmente por alguna de las siguientes razones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Existe una diferencia de costo mínima entre dos o más alternativas (proceso, tecnología, etc,</li> <li>- Existe duda en el costo y se requiere mayor detalle,</li> <li>- Se desea continuar con el proyecto y se requiere más estudios (selección de equipos, materiales, etc.)</li> </ul>	Será de cuando menos un ± 40%, hasta cuando más un ± 25% de desviación con respecto al costo real del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Información general definida,</li> <li>- Localización definida,</li> <li>- Alcance del proyecto definido,</li> <li>- Diagramas de flujo de proceso (bosquejo),</li> <li>- Balance de materia y energía (bosquejo),</li> <li>- Listas de equipos, (bosquejo)</li> <li>- Lista de materiales (bosquejo),</li> <li>- Programa de ejecución (bosquejo).</li> </ul>	Es obvia la interrelación que guarda con el estimado anterior, y al aproximarse a una precisión mayor estará en función de que el alcance del proyecto se establezca rápidamente y permanezca fijo.



Cuadro 3  
Tipos de estimados en función del ciclo del proyecto

2 de 3

Tipo de Estimado	Objetivo	Uso	Precisión Máxima <sup>1</sup>	Requerimientos Mínimos Necesarios	Observaciones
<b>Preliminar</b>	Normalmente en este nivel, con el avance de la ingeniería alcanzado, ya se ha decidido la aceptación o rechazo del proyecto, si la decisión ha sido la de construir es necesario desarrollar un presupuesto (con su respectivo flujo de efectivo), y si se trata de un proyecto muy complejo es necesario iniciar los trámites para obtener un adecuado financiamiento. Este estimado es la base para el control de costos del proyecto, y es empleado para:	- Estimado base, - Presupuesto base, - Desarrollo del flujo de efectivo.	Debe ser lo más aproximado al costo real, por lo se espera dentro de un rango de entre $\pm 20\%$ a $\pm 10\%$ de aproximación del costo real.	- Alcance y localización definidos y fijos, - Diagramas de flujo y Balance de materia y energía preliminares, - Especificaciones del proyecto preliminares, - Listas de equipos preliminares, - Lista de materiales preliminares, - HH de ingeniería pronóstico, - Programa de ejecución preliminares, - Necesidades aproximadas de servicios de apoyo técnico (asesorías, inspección, admón, etc.)	Resulta claro que es riesgoso tanto excederse como limitarse en el presupuesto solicitado, y que es aquí donde inician los problemas de elaborar un flujo de efectivo pronóstico de todas y cada una de las actividades pendientes para la ejecución y marcha del proyecto. Es conveniente indicar que en este nivel debe iniciarse el control de costos del proyecto.
<b>Detallado</b>	Al avanzar la ingeniería surge más información, se definen actividades y sistemas con mayor detalle que pueden o no modificar significativamente el costo de un proyecto, sobre todo al colocarse contratos de construcción y/o al comprar equipo y material. En este punto surge la necesidad de que el control de costos será más estricto para poder auxiliar a la dirección del proyecto, anticipándose a posibles desviaciones del presupuesto por cualquiera de los siguientes puntos:	- Gastos excesivos en áreas problemáticas, - Retraso en adquisiciones, - Retrasos en adjudicación y/o ejecución de contratos, - Desviaciones del alcance original del proyecto, - Cambios de paridad, entorno económico, etc.	Se espera dentro de un rango de entre $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$ del costo real.	- Alcance y localización definidos, - Diagramas de flujo y Balance finales, - Plano de localización final, - Especificaciones definidas, - Listas de equipos preliminares finales, - HH de ingeniería preliminares, - Admón., asesorías, etc. definidas, - Pedidos de equipo y materiales asignados, - Contratos de construcción definidos (en conceptos y cantidad) - Contratos preliminares de transporte, - Contratos preliminares de instalación, - Contratos preliminares de pruebas	Dado el avance de proyecto y a manera de corte, es necesario efectuar una revisión al estimado anterior desarrollando un nuevo pronóstico para que nos sirva como puente hasta el estimado definitivo del proyecto.

Cuadro 3  
Tipos de estimados en función del ciclo del proyecto

3 de 3

Tipo de Estimado	Objetivo	Uso	Precisión Máxima <sup>1</sup>	Requerimientos Mínimos Necesarios	Observaciones
<b>Definitivo</b>	Es el último estimado que se emite del proyecto, no representa el costo final del proyecto, solo es el puente entre los últimos presupuestos y la terminación del proyecto y es el medio que permite a la dirección la base para la supervisión de los trabajos finales pendientes.	Este estimado está dirigido a proveer a la dirección del proyecto de información acerca de lo planeado contra lo realizado.	El rango de precisión deberá ir desde $\pm 5\%$ y tender al 0 % de desviación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Todos los contratos de construcción asignados,</li> <li>- La mayoría del equipo (80%) comprometidos e instalados,</li> <li>- La mayoría de los materiales (0%) comprometidos e instalados.</li> </ul>	Permite la elaboración de reportes finales, par auxiliar a control de costos o simplemente para conocer de una forma aproximada el costo del proyecto.

Tabla elaborada por el autor.

<sup>1</sup> Respecto del costo real

### 3.3. Integración del estimado de costo de inversión

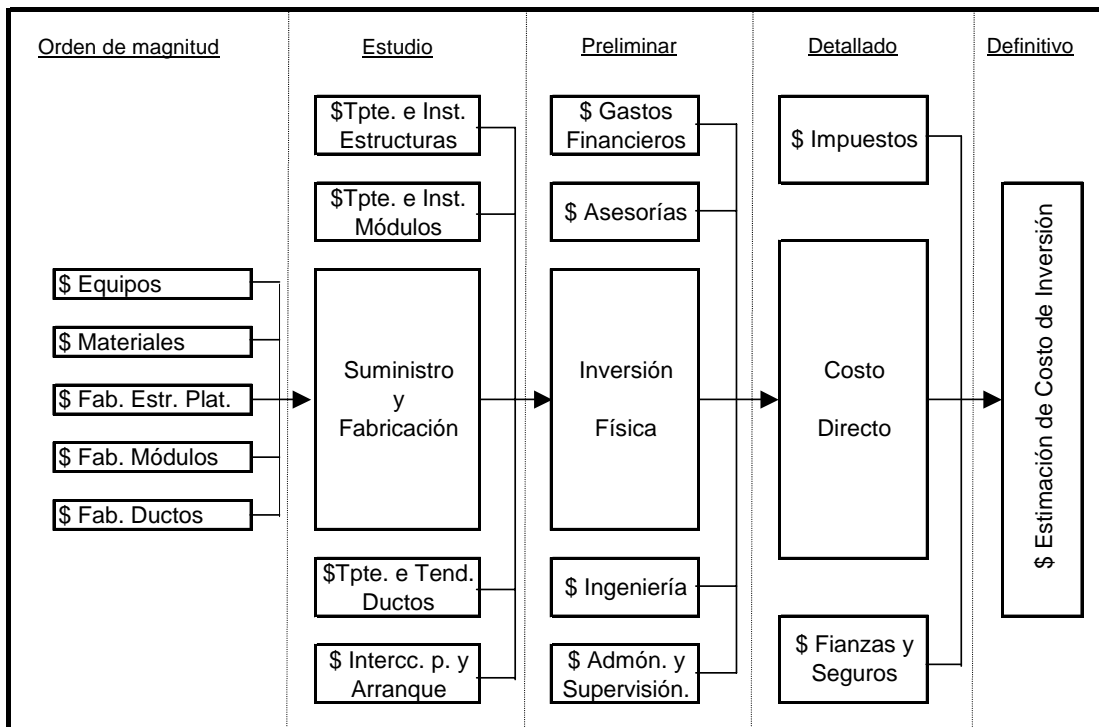
Se ha comentado que el estimado de costos debe reflejar el detalle que tiene el proyecto y que este detalle debe agruparse en forma tal que concuerde con el desglose que guardan los programas del proyecto y el flujo de efectivo del mismo.

En el caso de las plataformas marinas se tiene un desglose muy similar de las partidas que integran el costo, para cada proyecto y que en la mayoría de los casos las diferencias entre un estimado y otro se encuentran en los equipos, módulos o paquetes localizados sobre cubierta.

De cualquier forma podemos integrar de una forma conceptual el estimado de costo global de las plataformas marinas tal como se muestra en la figura 2. En este se tiene como antecedente, la información anterior de cada etapa, hasta llegar al definitivo.

Figura 2

Integración conceptual del estimado de costo de inversión



En el diagrama de bloques, se agrupan los costos de acuerdo al tipo de inversión; física, fija, costo directo y costo indirecto. En la figura 2, se agrupan de acuerdo a la actividad; suministro de equipo y materiales, fabricación, transporte, instalación e interconexión, pruebas y arranque. Este último agrupamiento es la forma en que comúnmente se emplea para la estimación y control de costo, **para fines explicativos de la forma de estimar cada uno de los costos se seguirá el siguiente orden:**

- Fabricación de estructuras y módulos,
- Transporte,
- Instalación costa fuera,
- Interconexión, pruebas y arranque,
- Suministro de equipo y su montaje,
- Ductos submarinos,
- Ingeniería y administración.

Adicionalmente es práctica común considerar un costo por contingencias para cubrir eventos imprevistos durante la construcción tales como tormentas, inundaciones, huelgas, accidentes, etc.; y es necesario sobre todo durante las etapas de estudio el considerar un margen de error para cubrir el costo de conceptos menores que no fueron incluidos en el alcance u omitidos inadvertidamente durante la estimación del costo de inversión del proyecto.

El rango para las contingencias ó imprevistos es del 10% del costo de la inversión fija, el cual se considera un valor aceptable.

#### 4. Programa de ejecución del proyecto

La programación del proyecto requiere los tiempos de implantación de la plataforma considerando que el alcance del proyecto abarca desde la ingeniería básica y de detalle, la procuración del equipo y materiales, el reacondicionamiento de equipo disponible, la fabricación de una estructura, la instalación de equipos, transporte e instalación de estructuras y cubiertas, interconexión, pruebas y arranque de la planta de tratamiento e inyección de gas nitrógeno.

Estos tiempos fueron estimados basándose en proyectos similares y a información de proveedores de equipo. Considerando los tiempos necesarios para la instalación interconexión, pruebas y arranque se obtuvo el programa de ejecución mostrado en el cuadro 4, el cual tiene un alcance hasta de 43 meses<sup>5</sup>.

#### 5. Costo de perforación y terminación de pozos

Los avances observados de los contactos gas-aceite y agua-aceite, así como los pronósticos de producción, ubican una profundidad de terminación conveniente entre 2,350 y 2,450 m, para alargar al máximo la vida productiva de los pozos, esto basándose en el modelo de simulación actual, sin embargo, dicha profundidad, deberá ser reevaluada. El grado de incertidumbre de los avances se puede manejar terminando los pozos futuros en agujero descubierto a fin de tener la posibilidad de reperforar en caso necesario.

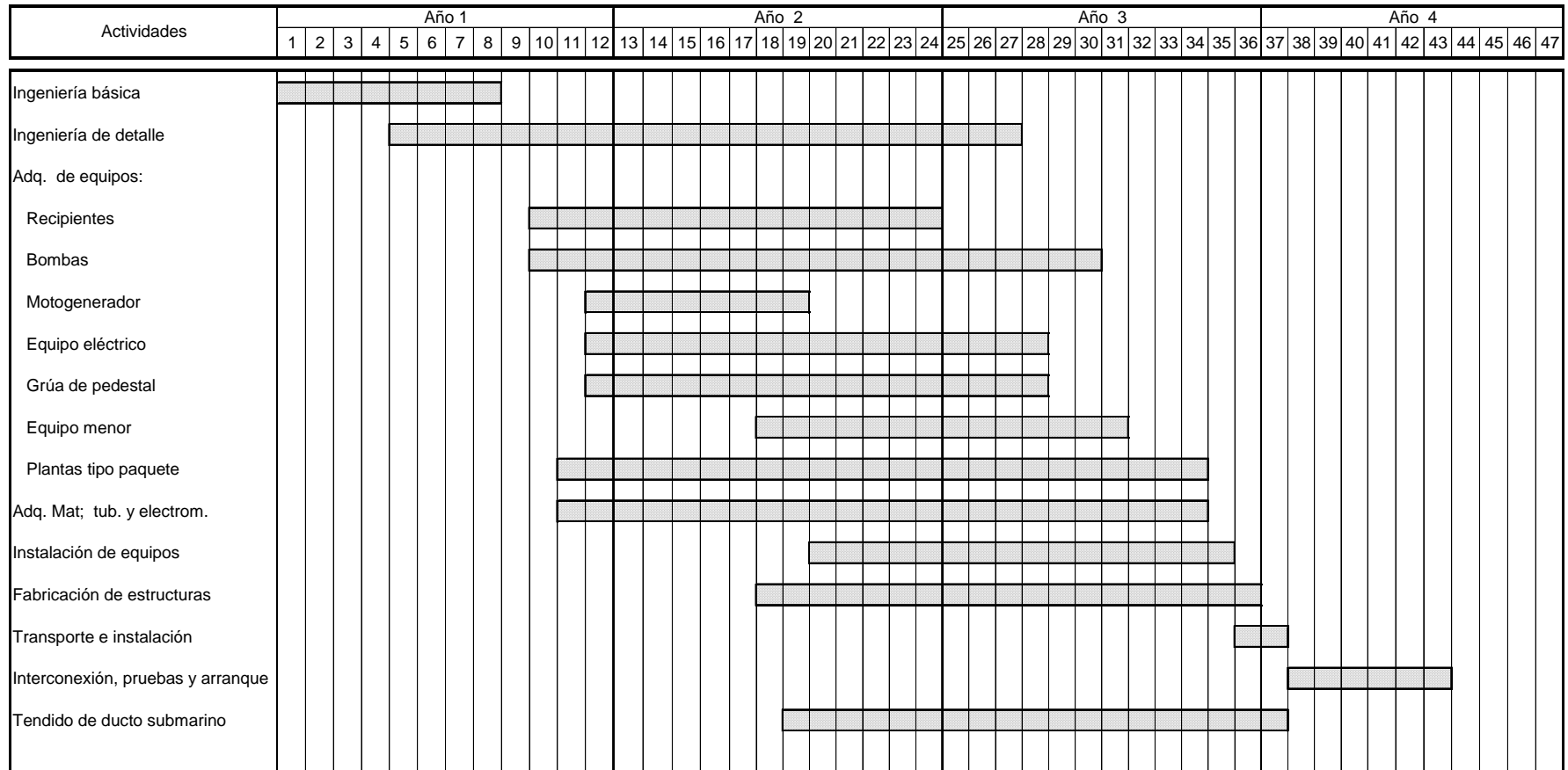
Los pozos programados a perforar podrán utilizar el mismo sistema artificial de explotación del complejo, que es el bombeo neumático; sin embargo, actualmente el 94% de los pozos del complejo Cantarell no fluyen con la energía propia del yacimiento, por lo que es necesario contar con un sistema artificial de producción (inyección de gas nitrógeno).

---

<sup>5</sup> Hay que hacer notar que esta calendarización parte de la elaboración de la ingeniería básica hasta la interconexión pruebas y arranque. En la practica, se licitan las plataformas con la ingeniería básica ya elaborada. N del A.

Cuadro 4

**Programa ejecutivo; diseño y construcción de una plataforma octopoda de 06 pozos de perforación / producción**  
(años/meses)



Fuente: Pemex Exploración y Producción

Desde 1987 se inició el implantamiento gradual del sistema de bombeo neumático, mismo que cuenta con un anillo de gas que alimenta a todas plataformas con una presión del orden 71 kg/cm<sup>2</sup>, el sistema de bombeo electro centrífugo (BEC) es un sistema artificial de producción alternativo, que utiliza bombas electro centrífugas y motores de fondo eléctrico, por lo que sus requerimientos son de energía eléctrica.

El programa de perforación y terminación de los pozos se desarrollará a lo largo de un año, teniendo los costos que se muestran en el [cuadro 5](#).

Cuadro 5  
Costos de perforación

Pozos	Cantidad	Costo (usd)	Total (usd)
a perforar	6	6,500,000	39,000,000
a terminar	6	2,050,000	12,300,000
<b>Total</b>			<b>51,300,000</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

## 6. Costo de inversión

Se presenta el alcance y bases del estimado, el cual se efectúa a un nivel de "Estimado de Estudio" bajo las siguientes bases y al desglose del alcance general para este estimado.

Item	Concepto	Alcance y bases
1	Ingeniería,	Se estimó como un 10% del costo total de la inversión física.
2	Adquisición e instalación de equipos y materiales	Equipo.- Suministro LAB patio del contratista, se estimó basándose en la lista de equipo preliminar y las cotizaciones existentes para equipos similares, extrapolando los costos con base a capacidades y/o dimensiones.  Suministro.- Habilitado y montaje de materiales estructurales y electromecánicos e instalación de equipos por el Contratista para la fabricación de estructuras. Estimando basándose en las cotizaciones de Contratista de los catálogos y cantidades de obra para los módulos de las plataformas.
3	Fabricación, estructuras	Se tomaron como base las cantidades de obra para la plataforma y sus estructuras.
4	Transporte	Se estimó basándose en rentas diarias de transportistas estimando los tiempos requeridos para el transporte.
5	Instalación costa fuera	Se estimó con base a rentas diarias para barcos grúa y apoyo, estimando los tiempos requeridos para la instalación.
6	Ductos submarinos; Suministro, lastrado, tendido.	Materiales.- Suministro LAB patio de Contratista, se estimaron con base a listas de precios.  Lastrado.- Cotizaciones de Contratistas, extrapolando cantidades y costo por diámetro y espesor.  Tendido.- Cotizaciones de contratistas y gráficas de precios unitarios.
7	Interconexión, pruebas y arranque.	Personal, equipo, herramienta y transporte para la interconexión, pruebas y arranque de la plataforma (Se tomó como base el estimado de costo para la interconexión de los cabezales de inyección de las plataformas de inyección del complejo Abkatúm).
8	Administración.	Personal administrativo del proyecto; se estimó como un 4% del costo total de la inversión física.
9	Imprevistos.	Se consideró un 10% del costo total de la inversión física.

### 6.1 Estimado de costo de la fabricación de estructuras y módulos.

Para desarrollar un estimado de "Estudio" del costo de las estructuras es necesario contar con al menos la siguiente información:

- Tipo de estructuras,
- Tirante de agua, profundidad,
- Peso aproximado (aproximado)

En este nivel de detalle basta con que el costo pueda proporcionar el siguiente desglose:

- Suministro de personal,
- Habilitado y montaje

Para obtener dicho costo es necesario obtener un precio unitario que involucre tales conceptos, este se obtiene a partir de precios de Contratistas que hayan sido cotizados para la fabricación de estructuras similares, dicho precio debe de englobar todos los conceptos cotizados en moneda nacional y moneda extranjera (generalmente en dólares americanos) en una relación (precio unitario de \$/Ton de material procesado)

De esta forma el costo de fabricación (incluyendo el suministro del material) de "n" toneladas de tubería estructural para una estructura determinada sería el siguiente:

$$\text{Coste Total} = \text{"n" Ton. Mat. Estructural} * \$/\text{Ton.}$$

En las [figuras 3 y 4](#), se muestran las escalas para estimar el peso de los diferentes tipos de estructuras y diferentes tirantes de agua, con este peso se aplican los precios unitarios antes mencionados.

Para el estimado de costos detallado de las estructuras es necesario estimar cada uno de los conceptos que integran el documento conocido como "Catalogo de conceptos y cantidades de obra", "Volumen de obra" o "Anexo C" (cuadro 6), espacio donde se cotizan los conceptos de éste rubro, en este catalogo se incluyen los precios de: materiales de consumo (soldadura, oxígeno, acetileno), mano de obra (por jornada; de cabos de oficio, operarios especialistas, operarios de 1ª, ayudante de operarios, etc.), maquinaria (por jornada; grúa de 140 Ton. aproximadamente, equipo de oxicorte, soldadura 400 amp, generador 355 KVA).

Este documento se genera para la cotización, fabricación y control de la obra, en dicho catalogo se especifican claramente todos y cada uno de los conceptos de que consta la fabricación de la estructura o modulo de que se trate. Basándose en este documento el contratista efectuará su cotización, el área de construcción llevará a cabo el control de avance de la fabricación –avance físico de obra- y el área administrativa controlará el costo de la obra –avance financiero-.

La estimación detallada de cada uno de los conceptos es requerida para la evaluación económica de los Contratistas durante el período denominado "concurso de obra", ya que esta estimación detallada junto con el análisis de precios de los conceptos integra el "Presupuesto Interno".



Figuras 3

**Pesos estimados para estructuras tubulares (octapodas), plataformas fijas de perforación en el Golfo de México**

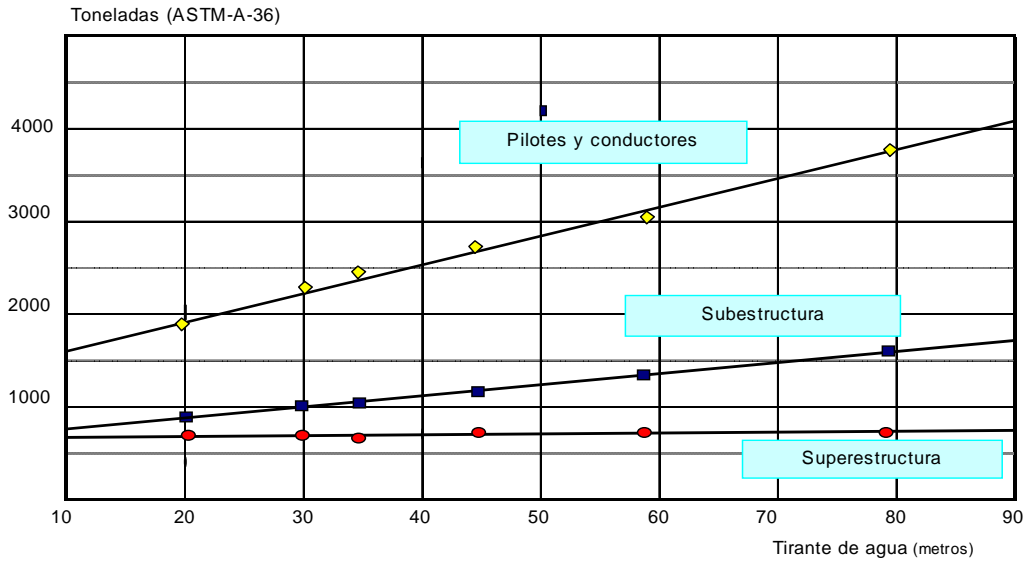
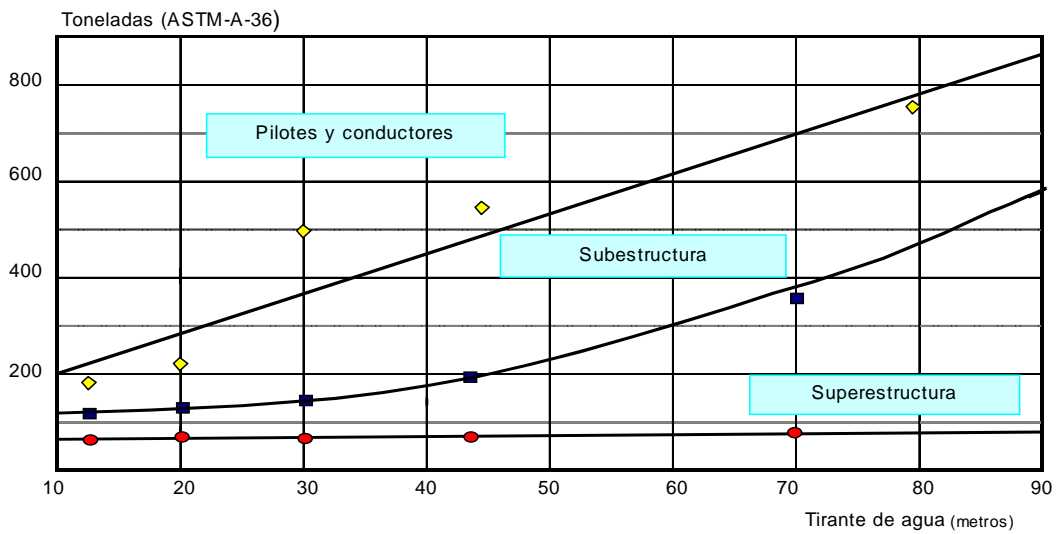


Figura 4

**Pesos estimados para estructuras tubulares menores: trípodos.**



**Cuadro 6**  
**Resumen de conceptos e importes de obra**

Concepto	M.N.	USD	Total	
			M.N.	USD
Equipo	861,706	7,491,559	83,268,851	7,569,896
Subestructura	12,002,429	2,095,732	35,055,484	3,186,862
Modificaciones de columnas.	1,033,135	7,039	1,110,562	100,960
Superestructura	13,977,291	940,880	24,326,976	2,211,543
Pilotes y conductores	9,700,188	5,752,224	72,974,649	6,634,059
Carga y amarre	762,642	44,495	1,252,082	113,826
Certificación	-	87,872	966,589	87,872
Ingeniería	-	889,210	9,781,310	889,210
Apoyo operacional	1,027,529	63,100	1,721,631	156,512
	<b>39,364,920</b>	<b>17,372,110</b>	<b>230,458,133</b>	<b>20,950,739</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Nota: <sup>1</sup> Los precios unitarios de los conceptos afectados por insumos de procedencia extranjera, están calculados tomando como base una paridad de \$11.0 m.n. por dólar estado unidense

<sup>2</sup> Por su extensión, únicamente se presenta un resumen de los importes del denominado Catalogo de conceptos o anexo "C".

<sup>3</sup> La columna de total en m.n, expresa el total de la obra en moneda nacional a un tipo de cambio de \$11.0 m.n. por dólar.

<sup>4</sup> La columna de total en usd, expresa el total de la obra en Dólares americanos a un tipo de cambio de \$11.0 m.n. por dólar.

Una vez adjudicado el contrato de obra se tienen los precios cotizados por el fabricante con el cual se genera el estimado preliminar y la única variación con el estimado definitivo radica en la diferencia de conceptos involucrados, ya que durante la etapa constructiva se ajustan las cantidades, precios y varían los conceptos de obra, por omisiones, errores o por cambios de alcance en la fabricación y/o en la ingeniería.

Cuando algún concepto no esta incluido en el catalogo se utilizan precios unitarios de la memoria estadística que se tiene a partir de otros proyectos, para los conceptos que aún así permanecen sin poder estimarse (conceptos especiales) es necesario desarrollar el análisis de precios unitarios extraordinarios, estimando cada uno de los conceptos que intervienen en el precio unitario, materiales, mano de obra, equipo y herramienta, indirectos y utilidad, similar a lo que debe cotizar el contratista para cada uno de los conceptos del catálogo.

## 6.2 Estimación de costo de transporte

El estimado del costo del transporte de orden de magnitud se obtiene suponiendo los días que se requirieren para el transporte de las estructuras, módulos, equipos o paquetes, y aplicando las tarifas de renta diaria de las embarcaciones para transporte, el estimado detallado se obtiene a partir de los días determinados por el "programa de transporte e instalaciones" (cuadro 7), finalmente el estimado "preliminar" se obtiene con los montos de los contratos de transporte. La variación en la precisión de los estimados se basa más sobre la suposición correcta de los días y el tipo de embarcación, lo cual está en función del objeto a transportar, esto lo podemos agrupar de la siguiente manera:

- Estructuras, módulos y puentes.
- Equipos, materiales, suministros y personal.

### • Transporte de estructuras, módulos y puentes

Para llevar a cabo el transporte marino de las estructuras o módulos desde el patio de fabricación hasta la zona marina o a otro patio de fabricación se emplean diferentes tipos de chalanes tirados por un remolcador, se puede observar en el cuadro 8, como ejemplo, los diferentes conjuntos remolcador / chalán que se emplean en el Golfo de México, así como las diferentes tarifas que se manejan.

Cuadro 8

#### Renta de embarcaciones de apoyo

Tipo de Chalán / Remolcador		Renta diaria
Chalán	Remolcador	USD
Plano de 250' x 72'	4,200 HP.	7,414
Plano de 300' x 90'	5,600 HP.	9,046
Lanz. de 250' x 72'	4,200 HP.	12,600
Lanz. de 300' x 90'	5,600 HP.	16,150

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

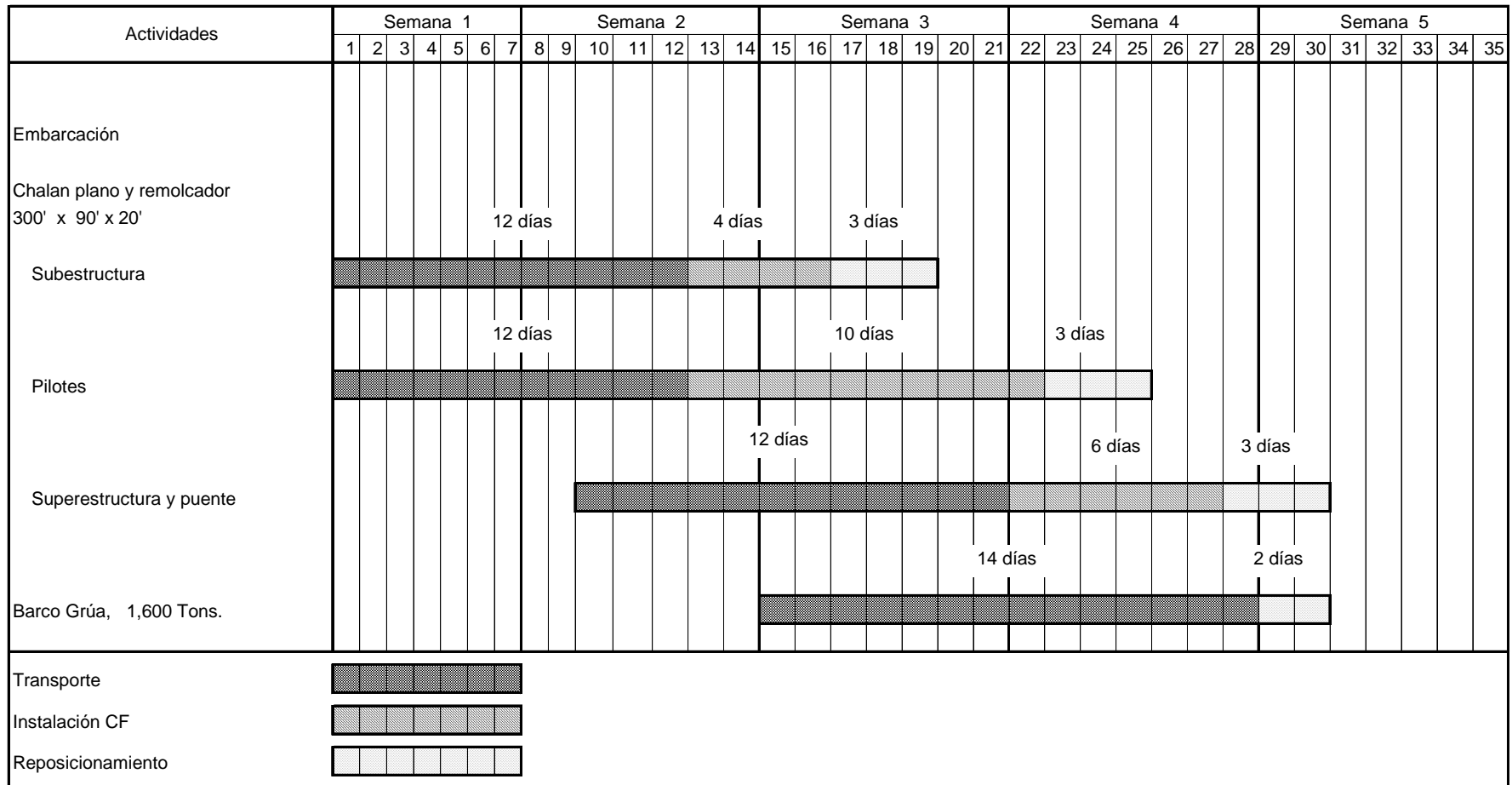
Precios con base a precios cotizados a Pemex por diferentes Contratistas y escalados de acuerdo a indicadores económicos.

No obstante los diferentes tipos de chalán y remolcador que se emplean, el desglose de conceptos que se muestra a continuación es similar en la mayoría de los casos.

- Movilización,
- Limpieza y acondicionamiento,
- Carga y amarre,
- Transporte,
- Descarga (instalación),
- Imprevistos (10%).

Cuadro 7

Programa ejecutivo; Transporte e instalación costafuera de una plataforma octapoda de Perforación / Producción  
(semanas/días)



Fuente: Pemex Exploración y Producción

El concepto de **movilización** se refiere al tiempo que ocupa el chalán / remolcador en trasladarse desde el puerto en donde se encuentre, hasta la zona de embarque de la estructura, comúnmente se aceptan de 3 ó 4 días por este concepto.

**Limpieza y acondicionamiento**, se refiere al tiempo requerido para limpiar todo herraje y obstrucción que pueda tener el chalán sobre cubierta debido a transportes anteriores (amarra), también incluye el tiempo necesario para ajustar las vigas de deslizamiento sobre las que se apoyará la estructura o módulo, ya que deben coincidir en los propios apoyos de la estructura.

El concepto de **carga y amarre** involucra el tiempo necesario para efectuar la maniobra de carga y aseguramiento de la estructura sobre la cubierta del chalán, ya que esta debe ir prácticamente unida al chalán mismo. (figs. 28, 29 y 30 del Cap. III)

Se debe considerar el tiempo requerido para el **transporte** desde el patio de fabricación hasta la zona marina donde se instalará la estructura o a otro patio de construcción en donde se descargaría, el mismo tiempo de **descarga o instalación** y el tiempo para el despido de chalán.

Adicionalmente es necesario considerar tiempo por **imprevistos** tales como; huracanes, nortes, marejadas, movimientos por ajustes del barco grúa, tiempos de espera, etc., por este concepto se efectúa un cargo de hasta el 10% del total de la suma de todos los tiempos anteriores.

Cuadro 9

## Ejemplos de tiempos considerados para la renta de embarcaciones de apoyo

Concepto	Duración	Unidad
Movilización	1	Día
Limpieza de chalán	1	Día
Carga y amarre	2	Día
Transporte	3	Día
Descarga	3	Día
Despido	1	Día
<b>Subtot</b>	<b>11</b>	<b>Día</b>
Imprevistos (10% ant.)	1	Día
<b>Total Chalán Plano</b>	<b>12</b>	<b>Día</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

En el caso de que se tengan embarcaciones disponibles, ya que Pemex contrata estas por plazos que van desde seis meses hasta un año, no es necesario considerar el tiempo de movilización o despido, ya que estos tiempos van incluidos dentro del precio unitario del contrato del transportista.

- **Transporte de equipos, materiales, suministros y personal**

Comúnmente los equipos se transportan instalados (montados) sobre la cubierta del módulo o de la superestructura de la plataforma, por lo que en estos casos no se considera un costo adicional por transporte de equipos como tal. Sin embargo hay casos en los que el equipo se transporta separadamente, por razones de ingeniería o de construcción, para ser instalados en la cubierta correspondiente mar adentro; en estos casos es necesario el considerar la renta de un chalán plano y remolcador o alguna embarcación adecuada para su transporte de acuerdo a sus dimensiones o peso.

De igual manera, en ocasiones se requiere estimar el costo por el transporte de aprovisionamiento de suministros tales como; diesel, agua, alimentos, herramientas especiales o transporte de personal para lo cual se emplea desde una lancha rápida hasta un helicóptero, para estos casos y el anterior se debe estimar el tiempo requerido y aplicar la tarifa, de acuerdo al transporte a utilizarse, como se señala en el [cuadro 10](#):

Cuadro 10

## Renta de embarcaciones, transporte de apoyo

Tipo de transporte / embarcación		Renta Diaria	Renta 720 <sup>3</sup> días
Tipo	Capacidad	(usd)	(usd)
Barco abastecedor	1,400 HP	2,193	1,578,960
Lancha de pasajeros	50 a 60 plazas	1,076	774,720
Lancha 100 plazas	100 tons. carga	1,600	1,152,000
Helicóptero <sup>1</sup>	12 plazas	1,536	1,105,920
Barcaza <sup>2</sup> Hotel Júpiter	127 personas	9,271	6,675,120
<b>Total</b>			<b>11,286,720</b>

Precios con base a precios cotizados a Pemex por diferentes Contratistas y escalados de acuerdo a indicadores económicos.

<sup>1</sup> Precios por persona/ viaje : 128.0 usd.

<sup>2</sup> Precios por persona/ día. 73.0 usd

<sup>3</sup> La renta de embarcaciones y transporte de apoyo es igual a 750 días, que corresponde a los 24 meses que comprende: la instalación de los equipos; transporte e instalación de las estructuras: interconexión, pruebas y arranque y tendido de ductos submarinos

- **Estimación de costos de instalación costa fuera**

Para la instalación de las estructuras, módulos o paquetes se emplea un "Barco Grúa", dicho barco efectúa las maniobras de deslizar (lanzar), flotar, posicionar y pilotear la subestructura, izar y posicionar la superestructura, izar y colocar módulos, paquetes y equipos sobre cubierta, izar y posicionar puentes, etc. (figs: 19, 20, 21, 22, 23, 28, 29a y b, 30, 31, 32, 33, 37, 38, 39 y 40 del Cap. III)

Por lo que, para cualquiera estructura, módulo, paquete o equipo a instalar, el estimado de costos se efectuara calculando el número de días que se emplearán para que el barco efectúe toda maniobra de izaje e instalación, a lo que se adicionaran "n" días por imprevistos:

$$\text{Costo Total} = \text{"n" días de barco grúa} \times \text{\$/día}$$

La tarifa diaria de los barcos grúa incluyen normalmente además de la grúa totalmente giratoria instalada permanentemente en el barco y el personal, los siguientes conceptos y equipos para las operaciones normales de construcción costa fuera:

- Martinete de 1200,000 lb.-ft,
- Equipo de soldadura necesaria, incluyendo maquinas de soldar eléctricas y/o diesel de 300 a 600 amp, varillas y equipos de corte oxiacetilénicos con suministros,
- Herramientas pequeñas, estrobos, grilletes, andamios, cuerdas y suministros requeridos para labor normal de construcción costa fuera,
- Personal, mano de obra y subsistencia del mismo, hasta por el complemento máximo,
- Una lancha rápida de 6 plazas, un barco abastecedor y un remolcador para movimientos de anclas.

Estos trabajos generalmente son realizados con una barcaza y dos remolcadores, incluye el tiempo en que se realiza el hincado de los pilotes, durante este período el chalán de transporte se programa de acuerdo al tiempo de hincado de estos.

El costo determinado para este concepto, se extrapolo de un contrato similar cuyo servicio fue proporcionado a Pemex por una Contratista especializada, con los siguientes costos y características, [cuadro 11](#).

### 6.3. Suministro de equipo de perforación (y su montaje)

El estimado del equipo de proceso se efectúa con base a la información de ingeniería disponible, ya que se puede desarrollar elemento por elemento o todo el equipo de proceso en conjunto, empleando métodos de estimación detallados y modulares respectivamente, [cuadro 12](#).

Respecto del estimado de costos de los equipos e instrumentos, tienen como base la "lista de equipo preliminar" que emite el grupo de ingeniería, este estimado crece en precisión en la medida que se actualiza la lista de equipos o si se cuenta con información más detallada de los equipos tal como hojas de datos, especificaciones, etc.

Cuando se estima el costo de equipos a partir de información histórica de cotizaciones de equipo y listas de precios en el caso de materiales, se deben leer todas las notas y aclaraciones incluidas en las gráficas o tablas para conocer las bases sobre las cuales se desarrollaron, el rango dentro del cual pueden ser empleadas y las limitaciones de que adolecen. Se debe tener conciencia del país o región de donde fueron desarrolladas, ya que puede obtenerse un costo muy acertado para el equipo, pero al cual debieron de haberse agregado otros costos por ejemplo; fletes, impuestos de importación, refacciones, asesoría técnica, pruebas certificadas, etc.

**Cuadro 11**  
**Transporte e instalación de estructuras**

Concepto	Usd/día	Días (No.)	Total (usd)
Transporte (Barcaza o chalán c/remolcador)	275,000	1	275,000
Desmovilización (cuota fija)	275,000	1	275,000
Carga, amarre y transporte de:			
Pilotes y conductores	95,000	15	1,425,000
Subestructura (Jacket)	95,000	-	-
Superestructura (deck)	95,000	14	1,330,000
<b>Sub-tot</b>		<b>31</b>	<b>3,305,000</b>
Izaje e instalación de estructuras (buque instalador)			
Movilización (cuota fija)	933,312	1	933,312
Desmovilización (cuota fija)	933,312	1	933,312
Llegada al sitio y posicionamiento	197,394	5	986,970
Izaje e instalación del jacket	197,394	5	986,970
Izaje e instalación del deck	197,394	5	986,970
<b>Sub-tot</b>		<b>17</b>	<b>4,827,534</b>
<b>Total</b>		<b>48</b>	<b>8,132,534</b>

Fuente: Pemex; Región Marina Noroeste, costos promedio.

Nota: En los días de instalación de la subestructura ahora es cero, ya que en el mismo período de pilotes y conductores (15) se instala la subestructura. Sin embargo se incrementa el número de días de instalación de la superestructura a 14 días, en lugar de 7, como normalmente se programa.

**Cuadro 12**  
**Adquisiciones de equipo de apoyo para perforación**

Concepto	M.N.	USD
Equipo de perforación	861,706	7,491,559
Equipo de apoyo para perforación	-	1,205,964
<b>Total</b>	<b>861,706</b>	<b>8,697,523</b>



#### 6.4. Estimado de costo de ductos submarinos

De forma general puede afirmarse que el estimado de costo de una línea submarina está bien definido, ya que es un concepto lo bastante repetitivo para poder tomar las mismas consideraciones para una u otra línea, las variaciones son generalmente por flujo (diámetro), longitud (Km.), presión de trabajo (espesor) e hidrocarburo a transportar (lastrado). Una línea submarina se estima mediante los siguientes conceptos principales:

- Suministro,
- Lastrado,
- Transporte y tendido,
- Conexión con ducto ascendente e interconexión.

##### ▪ Suministro de tubería<sup>6</sup>

Para el abastecimiento de tubería normalmente se asigna un contrato de suministro amparando la adquisición del material LAB el patio del Contratista que efectúa el lastrado. Para estimar el costo de suministro de la tubería se recurre a listas de precios, es obvio que como dato se requiere la especificación de la tubería, diámetro, espesor y cantidad de material, adicionalmente debe investigarse si se requiere algún tratamiento especial o recubrimiento.

El precio unitario se obtiene del proveedor de tubería, usualmente en pesos por metro lineal de tubería (\$/m), ya que para un diámetro y espesor determinados, el peso (Kg o ton.) esta implícito.

Cuando requerimos el costo de un tubo del mismo material pero de diferente diámetro y/o espesor a los indicados (siempre y cuando no sea un espesor o diámetro no comercial) se puede obtener el costo en función de la relación de diámetros y espesores, dentro de un mismo rango de diámetro de (6 a 16"  $\varnothing$  ó de 18 a 36"  $\varnothing$ ), mediante la siguiente formula:

$$\frac{\$}{m} \text{ Tub.}_a = \frac{\$}{m} \text{ Tub.}_b \left[ \left( \frac{\text{Diam.}_a}{\text{Diam.}_b} \right) \left( \frac{\text{Esp.}_a}{\text{Esp.}_b} \right) \right]$$

$$\frac{\$}{m} \text{ Tub.}_{4" \times .250} = \frac{\$}{m} \text{ Tub.}_{6" \times .250} \left[ \left( \frac{4.500"}{6.625"} \right) \left( \frac{0.250"}{0.250"} \right) \right]$$

$$\frac{\$}{m} \text{ Tub.}_{4" \times .250} = 220.39 \frac{\$}{m} \left[ \left( \frac{4.500"}{6.625"} \right) \right]$$

$$\frac{\$}{m} \text{ Tub.}_{4" \times .250} = 149.7 \frac{\$}{m}$$

<sup>6</sup> Pemex Exploración y Producción y Moratino Estivil J.L. "Plataformas Marinas" tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1989.

Para extrapolar de un rango a otro:

$$\frac{\$}{m} \text{ Tub.}_a \text{ (6 a 16" } \varnothing) = 0.855 \times \frac{\$}{m} \text{ Tub.}_b \text{ (18 a 36" } \varnothing) \left[ \left( \frac{\text{Diam.}_a}{\text{Diam.}_b} \right) \left( \frac{\text{Esp.}_a}{\text{Esp.}_b} \right) \right]$$

En nuestro caso de estudio, para el suministro de los materiales (tubería de línea) se empleó la lista de precios de tubería y como resultado se obtiene el estimado de suministro de tubería (cuadro 13):

Cuadro 13

Estimado de costo de suministro de tubería  
(M.N.)

Tubería: API 5LX52	Cantidad Km.	P. U. \$/ m.	Incremento de precio por conducción de gas amargo (10%)	Cargo por flete (5%)	Total M.N.
4.5" x 0.250"	4.7	149.70	1.10	1.05	812,646

Fuente: Pemex exploración y Producción

Determinado el costo de la tubería LAB al patio del Contratista, que efectuara el lastrado; suponemos que este se efectuará en Tuxpan, Ver. ó Tampico. Estados en los que México cuenta con diez patios de fabricación; dos en el primer Estado y ocho en el segundo. Los patios localizados en Tuxpan pertenecen a las Compañías siguientes:

- CCC
- Celasa

Los patios localizados en Tampico son:

- Sierrita
- Sociedad Civil
- Fimsa
- Bosnor
- Prieto
- Fabrimar
- Lassa

En estos patios se han construido a la fecha la mayoría de las plataformas que integran los diferentes complejos para los campos en explotación. Recientemente para el proyecto Cantarell se construyeron plataformas habitacionales en Inglaterra y España.

- **Lastrado**

Prosiguiendo con la secuencia lógica de la fabricación de las líneas submarinas, el siguiente concepto a estimar es el *lastrado*. Para esto, se asigna un contrato de construcción, para lo cual el Contratista debió presentar una cotización detallada del "catálogo de conceptos de volúmenes de obra", por lo que el estimado se basa en información de concursos anteriores los cuales cubren generalmente casi todo los conceptos, debiéndose ajustar tan solo en la práctica los kilómetros de tubería a lastrar.

Como estimado de orden de magnitud, se considera un costo global promedio; calculando un precio unitario por kilómetro de tubería a lastrar.

$$\text{Costo de lastrado} = \text{Precio Unitario} * \text{Km de tubería lastrada}$$

El costo detallado se estima determinando las cantidades para cada uno de los conceptos que integran el [anexo "C"](#) del concurso correspondiente al lastrado de la tubería, este estimado tiene como finalidad la elaboración del presupuesto interno, como en los casos anteriores, de dicho concurso.

En nuestro caso, para el estimado de costo del lastrado submarino se estimaron los conceptos que involucra el volumen de obra, este estimado se puede observar en el [cuadro 14](#), como un ejemplo de volumen de obra. El resumen del monto a considerar para el lastrado de la tubería se muestra en el [cuadro 15](#)

Cuadro 15

## Resumen del estimado de costo de lastrado de tubería

	Cantidad	Total
Lastrado de tubería submarina	(km)	(M.N.)
4.5" x 0.250"	4.7	733,912

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Cuadro 14

## Volumen de obra para el lastrado de tubería; 4.5" diámetro x 0.250" espesor

Part.	Concepto	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total (M.N.)
1.0	Carga de amarre de tubería desnuda de Pemex de tractocamión a estiba o viceversa, incluye distancia en patio, personal, maquinaria, equipo y materiales de consumo.  Tubería de 4.5" $\varnothing$ x 0.250" espesor.	39.74	Ton.	24.69	981.18
2.0	Carga y descarga de tubería desnuda propiedad de Pemex, desde cualquier distancia en patio, de chalán a tractocamión, acarreo y descarga en almacén o viceversa, incluye movimiento de personal, equipo, maquinaria para amarre o desamarre y materiales de consumo, así como la liquidación por parte del Contratista al gremio de alijadores.  Tubería de 4.5" $\varnothing$ x 0.250" espesor.	39.74	Ton.	257.06	10,215.56
3.0	Suministro e instalación de ánodos de aluminio de brazaletes tipo Galvanum III, incluye: suministro del ánodo LAB patio, acarreo de materiales desde el almacén al área de instalación, personal equipo y materiales de consumo.  Suministro de ánodos de 1" de espesor x 12" de longitud y 12.99 Kg. de peso para tubería de 4.5" $\varnothing$ .  Instalación de ánodos para tubería de 4.5" de $\varnothing$ .	25.00	Pza.	565.02	14,125.50
		25.00	Pza.	660.07	16,501.75
4.0	Protección mecánica anticorrosiva para tubería submarina a base de limpieza de la tubería da metal blanco ( se deberá hacer de granalla de acero), aplicación de primario, calentamiento de esmalte a la temperatura de aplicación dos capas de VidrioMat, incluye: suministro de materiales tales como; pintura primaria tipo Unisec marca Protexa o similar, VidrioFlex y VidrioMat de 18" de ancho marca Protexa o similar, así como todos los materiales de consumo, mano de obra, equipo, maquinaria, movimientos de tubería desnuda y esmaltada, desde la estiba de la tubería desnuda hasta la planta de recubrimiento y desde este lugar hasta el área de reposo de la tubería esmaltada.	4.70	Km.	77,861.12	365,947.26

Cuadro 14

Volumen de obra para el lastrado de tubería; 4.5" diámetro x 0.250" espesor

Part.	Concepto	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total (M.N.)
5.0	Lastrado de tubería submarina con 1" de espesor de recubrimiento de concreto con agregado mineral, incluye: acarreo de materiales y su colocación en tolvas de la lanzadora, elaboración y aplicación de concreto armado con malla de alambre galvanizado, mano de obra y materiales como: cemento normal agregado mineral, malla de alambre galvanizada, ganchos, resortes, curacreto sikacreto, bandas, cepillos de la cabeza impulsora, equipo y maquinaria necesaria, movimiento de la tubería esmaltada desde área de reposo hasta la lanzadora de concreto, de ahí al área de reposo de tubería instalada y de esta al área de almacenamiento de tubería lastrada, muelle de altura, concesión de la zona federal, arrendamiento del área, mantenimiento de patios e infraestructura necesaria.	4.70	Km.	59,679.43	280,493.32
	Tubería de 4.5" con 1" de espesor de recubrimiento de concreto de 140 lb/ft3 de densidad..				
6.0	Carga y amarre de tubería lastrada a chalán, incluye: carga de tubería lastrada a plataforma en el área de estiba, acarreo de muelle, carga a chalán, amarre, maquinaria, equipo, materiales necesarias para el amarre de la tubería lastrada sobre chalán, materiales de consumo y personal.	4.70	Km.	9,712.28	45,647.72
	Tubería de 4.5" $\varnothing$ x 0.250" espesor.				
	<b>Total</b>				<b>733,912.30</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

2 de 2

#### Transporte, tendido e interconexión

Las actividades restantes (y más costosas); transporte, fabricación de juntas de expansión, risers, cuellos de ganso, tendido, conexión ducto curva ascendente (risers), soldadura hiperbárica de líneas (si las hay), dragado y acolchonamiento de cruces están contenidas dentro del catálogo de conceptos correspondiente a lo que se ha denominado "tendido"; dado que su concurso y asignación es similar al lastrado, la forma de estimar el costo del tendido es similar también.

Como estimado de orden de magnitud se considera un costo global promedio, en base al costo global de contratos asignados de tendido; de las figuras 5 y 6, se obtiene el precio unitario por el primer kilómetro de tubería a transportar, tender e interconectar, y el precio unitario por kilómetro subsiguiente al primer kilómetro de tubería tendida, ambos en sus porciones nacional y extranjera.

$$\text{Costo de tendido} = P. U. * 1er Km + P.U. * Km. Subsiguiente (m.n. y usd)$$

El costo global promedio por kilómetro de tubería tendida considera dos interconexiones (esto comprende cuellos de ganso, conexión ducto-curva ascendente "riser", soldadura hiperbárica, dragado y acolchonamiento de cruces).

Para el estimado detallado se deben estimar rigurosamente los costos de cada una de las partidas que integran el anexo "C" de la documentación del concurso de obra ya que es este el presupuesto interno de dicho concurso, los conceptos son repetitivos de un concurso a otro, por lo que se emplea la información histórica de proveedores y/o el catálogo de conceptos de Pemex para obra marina con sus debidos índices de actualización de precios.

En el caso de que se requiera un estimado de estudio con mayor detalle pero que no se cuente con la información de ingeniería respecto a los conceptos y cantidades de obra, se pueden hacer extrapolaciones en función del diámetro y espesor, similar a los que se mencionó anteriormente para obtener el costo de suministro de tubería, tanto para obtener las cantidades equivalentes (volumen de obra), como para obtener el precio correspondiente a ese concepto, se utiliza la siguiente fórmula para obtener la cantidad de obra:

$$P.U. \text{ ó Cantidad de obra}_1 = P.U. \text{ ó Cantidad de obra}_2 \left[ \left( \frac{Diam. 1}{Diam. 2} \right) \left( \frac{Esp. 1.}{Esp. 2.} \right) \right]$$

En nuestro caso en estudio, el costo del tendido se estimó como ya se comentó, como sigue:

Cuadro 16

#### Estimado de costo de tendido de tubería submarina (4.5" x 0.250")

Concepto	Cantidad (km)	Precio Unitario		Total	
		MN / km	USD / km	MN	USD
1 <sup>er</sup> km	1.0	9,300,550	1,156,500	9,300,550	1,156,500
km subsec.	3.7	1,730,600	206,500	6,403,220	764,050
<b>Total</b>				<b>15,703,770</b>	<b>1,920,550</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Figura 5

Precios unitarios de tendido de tubería submarina, Porción "A"  
(Moneda nacional)

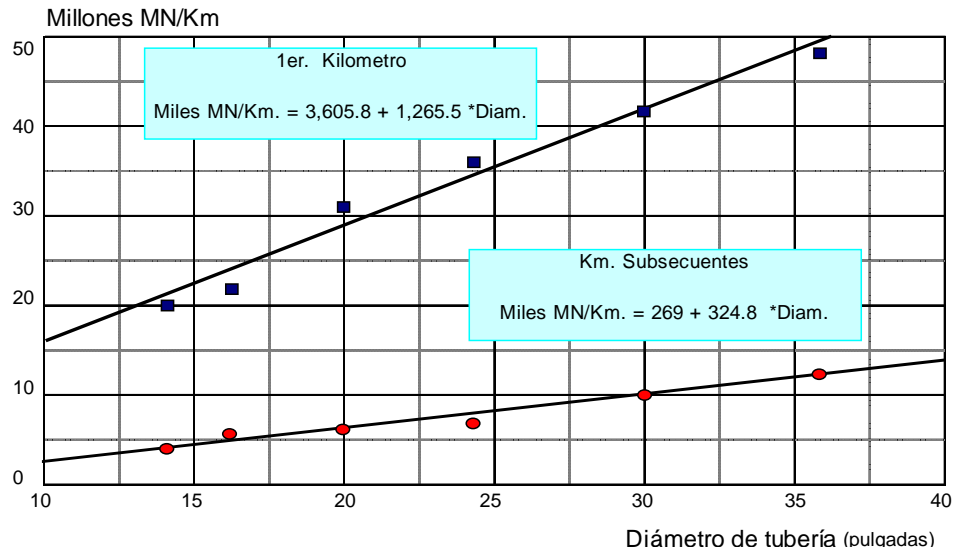
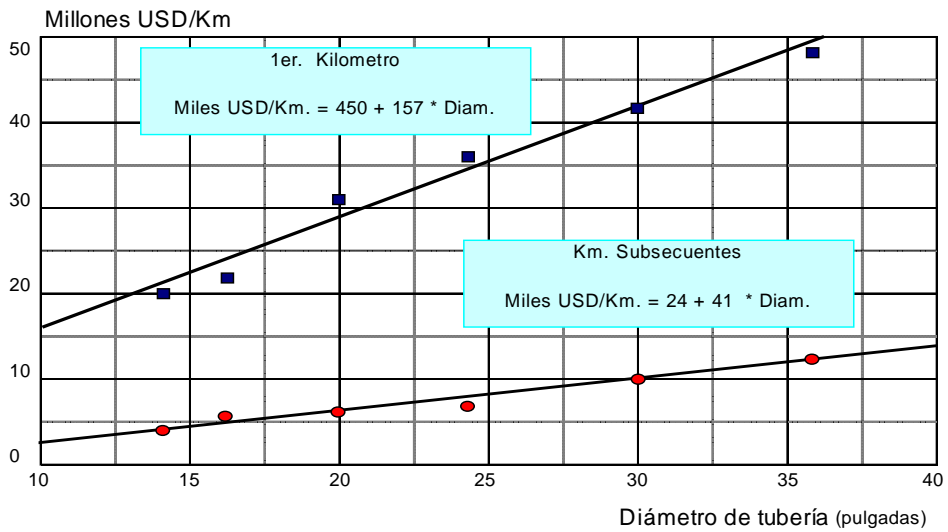


Figura 6

Precios unitarios de tendido de tubería submarina, Porción "B"  
(Dolares, USA)



- Resumen del estimado de costo del ducto submarino

El costo final del estimado para el ducto submarino es el que se muestra en el cuadro 17, conformado por la suma de materiales, lastrado y tendido de ductos:

Cuadro 17

## Resumen del estimado de costo del ducto submarino

Concepto	Total	
	MN	USD
Materiales	812,646	-
Lastrado	733,912	-
Tendido	15,703,770	1,920,550
<b>Total</b>	<b>17,250,329</b>	<b>1,920,550</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

## 6.5. Interconexión, pruebas y arranque

Para estimados detallados y preliminares generalmente se cuenta con un estimado o presupuesto de interconexión de la superintendencia de interconexión de plataformas de PEP<sup>7</sup>. La base del estimado de costo de interconexión fue el "presupuesto de interconexión de los cabezales de inyección de la plataforma de perforación Abk-J" presentado por la superintendencia de interconexión de plataformas de perforación y enlace de Tampico a la Gerencia del proyecto Abkatún.

Cuadro 18

## Estimado de costo de interconexión, pruebas y arranque

Concepto	Cantidad (días)	Precio unitario por día		Importe Total	
		M.N.	USD	M.N.	USD
Costo total de la interconexión	29	17,603.49	2,990.65	510,501	86,729

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Nota: El precio unitario se compone de una porción en moneda nacional y otra en dólares americanos.

<sup>7</sup> Al respecto, dentro del rango de magnitud, Lemus Aragón en "Estimación y control de costos en plataformas marinas" estima un porcentaje sobre la inversión física, del 10 al 15%.



## 7. Automatización

El diseño y la instalación de un sistema de control y monitoreo digital para la automatización de la plataforma de perforación-producción, se realizan mediante la asignación de un contrato a empresas especializadas, como Honey Web y Grupo Industrial del Atlántico, entre otras, cuyo monto se calcula en \$ 1,000,000.0 usd.

## 8. Ingeniería y administración

Generalmente al inicio de un proyecto es común evaluar el costo de la **ingeniería** como un porcentaje del costo total de inversión, comúnmente este porcentaje es del 5% cuando más. Para su cálculo primero se requiere estimar el costo de cada uno de los conceptos mencionados y después aplicar el porcentaje correspondiente de ingeniería sobre el costo total de la inversión física, pero el monto total resultante se considera solo como parte nacional.

Al definir el proyecto es necesario determinar detalladamente la cantidad de ingeniería necesaria para el desarrollo del proyecto, esto se hace definiendo la cantidad de horas hombre "HH" que se emplearan en cada especialidad de ingeniería para completar las actividades.

Con este dato y con el costo facturado de las HH se obtiene el costo total pronóstico de la ingeniería. Este costo, debe incluir costos directos (mano de obra) e indirectos (administración, papelería, oficinas, etc., más utilidad)

El costo de la ingeniería respecto del costo total de la inversión de una planta es muy bajo y si el control del proyecto es adecuado, siempre permanecerá inferior al 5% del costo total de la inversión física, pero si el proyecto en si, es un estudio o servicio, el costo principal será el de la ingeniería.

La ingeniería normalmente comprende "**Ingeniería básica**"; que internacionalmente se define como ingeniería de proceso; tipo de proceso, condiciones de presión, flujo, temperatura, requerimiento de servicios auxiliares, localización de equipos, diagramas de tubería, instrumentación, filosofía del control de procesos, etc., **información base para el diseño de la planta**. En función de esta ingeniería, estudios de campo y de la información de los fabricantes de equipo y proveedores de materiales se generará la "**Ingeniería de detalle**"; esto corresponde a la generación de los documentos de diseño y construcción detallada del total del proyecto y comprende todas las especialidades (**as built**), dependiendo esto último del tipo de proyecto.

Los **gastos de administración** son todos aquellos en que incurre Pemex o cualquier otra empresa para la dirección, coordinación y control del proyecto, se estima como un porcentaje de la inversión, dado que no se cuenta con plantilla de personal ni estructura definida para cada tipo de proyecto, y normalmente se dispone de información histórica, es práctica común estimar su costo como un porcentaje del 4 al 5% del costo total de la inversión física.

En el **cuadro 19**, se muestran las especialidades y su porcentaje de participación generales en un proyecto del tipo "Procesamiento de crudo, gas y condensado", estos porcentajes deben ajustarse de acuerdo a los requerimientos específicos de cada proyecto

## 9. Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación es cualquier gasto en que se incurra para la operación satisfactoria de cualquier equipo o planta, esto es, costo de los insumos LAB la planta, costo de la mano de obra requerida para operarla y costos de mantenimiento, costo que representa 30.4 millones de usd/año. (**cuadro 20**)

En el caso que nos ocupa, los insumos requeridos para la operación de la planta son los siguientes

- Energía eléctrica,
- Combustibles (diesel o gas natural),
- Agentes químicos,
- Mano de obra,
- Inyección de nitrógeno
- Otros.

Cuadro 19

**Porcentajes de participación de las diferentes áreas de ingeniería en proyectos de producción de crudo y gas**

Ingeniería	% participación
<i><b>Básica</b></i>	<b>20 a 35</b>
Proceso	4 a 10
Instrumentación	8 a 10
Transferencia de calor	4 a 6
Seguridad industrial	2 a 4
Eléctrica	1 a 3
Mecánica	1 a 5
<i><b>De detalle</b></i>	<b>60 a 80</b>
Eléctrico	4 a 10
Mecánico	4 a 10
Instrumentación	4 a 10
Tuberías y soporte	8 a 25
Transferencia de calor	4 a 5
Seguridad industrial	5 a 8
Civil concreto	5 a 15
Civil acero	5 a 25
Arquitectura	4 a 10
Telecomunicaciones	2 a 7
<i><b>Administrativas</b></i>	<b>5 a 12</b>
Evaluación de proyectos	1 a 2
Estimación de costos	2 a 4
Procura y expeditación	1 a 2
Ingeniería de proyectos	3 a 8

Cuadro 20  
Costo de operación de una plataforma octapoda de perforación / producción

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad requerida		Total	
			por día	unidad	M.N.	USD
<b>Operación</b>						
<b>Combustibles, químicos y energía eléctrica</b>					<b>39,497</b>	<b>3,591</b>
Gas dulce	0.58	\$ / m3	66,553.38	m3 / día	38,601	3,509
Diesel	9.28	\$ / Gal.	35.13	GPD	326	30
Kilowatts	0.29	\$ / Kw.	1,967.00	Kw. / día	570	52
<b>Químicos LAB Cd. Carmen</b>					<b>11,300</b>	<b>1,027</b>
Poli electrolito	36.95	\$ / Kg.	9.50	Kg. / día	351	32
Antiespumante	12.29	\$ / Kg..	9.50	Kg. / día	117	11
Inhibidor de corrosión	35.05	\$ / Kg..	190.57	Kg. / día	6,679	607
Inhibidor de incrustación	24.08	\$ / Kg..	114.43	Kg. / día	2,755	250
Biocida	30.72	\$ / Kg..	45.43	Kg. / día	1,396	127
Dietanolamina	12.29	\$ / Kg..	0.14	Kg. / día	2	0.16
<b>Transporte de químicos a plataforma</b>					<b>46</b>	<b>4</b>
Abastecedor	125.60	\$ / Ton.	0.37	Ton / día	46	4
<b>Inyección de nitrógeno</b>					<b>50,820</b>	<b>4,620</b>
Como gas de bombeo neumático	1.10	usd / mpc	4.20	mmpc / día	50,820	4,620
<b>Seguros</b>					<b>6,844</b>	<b>622</b>
Seguros de las instalaciones	227,094.1	usd / año	622.18	usd / día	6,844	622
<b>Distribución</b>					<b>18,701</b>	<b>1,700</b>
Aceite y gas	0.51	usd / bpce	36,668	usd / bpce	18,701	1,700
<b>Total por día</b>					<b>127,208</b>	<b>11,564</b>
<b>Contingencias 10%</b>					<b>12,721</b>	<b>1,156</b>
<b>Costo diario total</b>					<b>139,929</b>	<b>12,721</b>
<b>Costo por un año</b>					<b>51,074,169</b>	<b>4,643,106</b>
<b>Costo por quince años</b>					<b>766,112,540</b>	<b>69,646,595</b>
<b>Mano de obra y adicionales</b>						
Mano de obra				usd / día	37,103	3,373
Reserva laboral				usd / día	28,170	2,561
Reserva para exploración				usd / día	111,433	10,130
Productos inter organismos				usd / día	78,262	7,115
Servicios regionales				usd / día	86,984	7,908
Servicios de sede y corporativos				usd / día	82,103	7,464
<b>Total por día</b>					<b>424,054</b>	<b>38,550</b>
<b>Contingencias 10%</b>					<b>42,405</b>	<b>3,855</b>
<b>Costo diario total</b>					<b>466,459</b>	<b>42,405</b>
<b>Costo por un año</b>					<b>170,257,581</b>	<b>15,477,962</b>
<b>Costo por quince años</b>					<b>2,553,863,714</b>	<b>232,169,429</b>
<b>Mantenimiento</b>						
Plataforma, general	6,641.47	usd / día	6,641.47	usd / día	73,056	6,641
Pozos, menores (18)	663,727.27	\$ / intervención	32,731.76	\$ / intervención	32,732	2,976
Pozos, mayores (50)	1,290,818.18	\$ / intervención	176,824.41	\$ / intervención	176,824	16,075
<b>Total por día</b>					<b>282,612</b>	<b>25,692</b>
<b>Contingencias 10%</b>					<b>28,261</b>	<b>2,569</b>
<b>Costo diario total</b>					<b>310,874</b>	<b>28,261</b>
<b>Costo por un año</b>					<b>113,468,865</b>	<b>10,315,351</b>
<b>Costo por quince años</b>					<b>1,702,032,979</b>	<b>154,730,271</b>
<b>Costo total de operación y mantenimiento</b>						
<b>Total por día</b>					<b>833,875</b>	<b>75,807</b>
<b>Contingencias 10%</b>					<b>83,387</b>	<b>7,581</b>
<b>Costo diario total</b>					<b>917,262</b>	<b>83,387</b>
<b>Costo por un año</b>					<b>334,800,616</b>	<b>30,436,420</b>
<b>Costo por quince años</b>					<b>5,022,009,233</b>	<b>456,546,294</b>

Fuente: Pemex: Región Marina Suroeste, costos promedio, 2001 y Lemus Aragón, Antonio. "Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas". Edo. de México.: Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM). 1997.pp.163

### 9.1 Costos de combustibles, químicos y energía eléctrica

El costo de los químicos se obtuvo de listas de precios de agentes químicos, para el costo de gas natural, diesel y energía eléctrica se consideraron los precios internos autorizados por Pemex y ascienden a 3,591 usd/año. (cuadro 20)

La cantidad de combustibles y químicos a consumir fue estimada basándose en los equipos propuestos y se consideró un horizonte de estudio de una operación continua de quince años.

Para el transporte de agentes químicos se consideró un barco abastecedor dividiendo el costo diario entre la capacidad de transporte total de la embarcación.

### 9.2 Gas de bombeo neumático (recuperación secundaria<sup>8</sup>)

La recuperación secundaria, como técnica de explotación (capítulo C) consiste básicamente en la inyección de algún gas o agua al yacimiento para que se dé un proceso de desplazamiento, permitiendo incrementar los factores de recuperación finales con respecto a un comportamiento primario.

En el campo Akal, debido a sus características estructurales, están actuando favorablemente los mecanismos de empuje de agua y principalmente la segregación gravitacional.

De someter el campo Akal a un proceso de recuperación secundaria, no sería con el objeto de desplazar fluidos sino de mantener una presión constante en el yacimiento. Dicho mantenimiento de presión se tiene que dar debido a lo siguiente:

- La presión del yacimiento Akal ha caído de 270 a 123 kg/cm<sup>2</sup>, lo cual representa un 54% de reducción.
- El nivel de líquido en los pozos ha ido disminuyendo continuamente y esto repercute en una caída en la producción de los pozos.
- Los volúmenes de gas de inyección se están incrementando continuamente para mantener la producción en los pozos.
- Los puntos de inyección han tenido que ser profundizados continuamente, lo que representa una solución poco óptima.
- El mantenimiento de presión mediante la inyección de gas es necesario para impedir el movimiento del contacto agua-aceite, de esta forma el agua que está localizada en la parte sur del campo no migrará hacia las partes altas del centro de la estructura ni a los niveles bajos de la parte norte del campo.
- El incremento teórico, que se obtiene del factor de recuperación en yacimientos explotados con mecanismos de segregación gravitacional debido a la inyección de gas comparado con la inyección de agua es de aproximadamente del 15 a 20%.

El mantenimiento de presión, puede obtenerse mediante la inyección de agua o gas. Debido al alto grado de fracturamiento del campo, existe la incertidumbre en la definición del patrón de flujo que se tendría al inyectar agua y posiblemente habría una irrupción temprana en los pozos productores más cercanos. Por lo expresado y considerando las condiciones favorables que tiene Akal para la recuperación de hidrocarburos bajo el mecanismo de segregación gravitacional, la inyección de gas al casquete para un mantenimiento de presión, es considerada la mejor opción. Dentro de los gases más comunes para inyectar, están el gas natural y el nitrógeno, N<sub>2</sub>.

Se ha analizado que aplicando nitrógeno como gas de inyección al casquete se requiere de entre un 10 y 15 % de volumen menos, que si se utilizara gas seco ó gas producido, para alcanzar el mismo volumen a condiciones de yacimiento.

<sup>8</sup> Cuevas López, Miguel A. y Ávila Jiménez, Jorge; "Aspectos Termodinámicos Involucrados en la Inyección de Nitrógeno en Akal", México. Tesis, Facultad de Ingeniería, (UNAM). 2001. pp. 6,7 y 23 a 27.

Otra razón favorable en la inyección de nitrógeno, es que en tanto no irrumpa en los pozos, estos pueden ser explotados con alta RGA para producir el gas del casquete y una vez que irrumpa, se podrá instalar equipo para la recuperación de líquidos y posteriormente reinyectar la mezcla gas-nitrógeno, lo cual permitirá ir disminuyendo en forma gradual la generación de gas nitrógeno.

### 9.3. Costo de la fuente de producción criogénica del nitrógeno

El costo de la fuente de producción criogénica del nitrógeno depende principalmente de los siguientes parámetros:

- Costo de la energía para producir y comprimir el nitrógeno,
- Costo de la planta criogénica,
- Costo del equipo de compresión,
- Duración del proyecto,
- Costo por millar de pies cúbicos de nitrógeno producido,
- Localización de la planta,
- Tiempo de inicio de inyección

Los tres primeros rubros, son los que afectan el costo de la fuente de producción de nitrógeno. En cuanto al costo por millar del nitrógeno producido, de acuerdo a los estudios realizados por Pemex, se establece que el nitrógeno es la mejor opción con respecto al gas natural, con un precio de **1.10 usd**, contra un costo de **2.66 usd/MPC** (dólares por millar producido).

Respecto de la relación de N<sub>2</sub> como gas de bombeo neumático por barril de aceite producido, debido a las condiciones físico-químicas del mismo, en el yacimiento se requieren 4.2 MMpcd, por cada 8 Mbd de aceite producido.

Lo expresado nos permite determinar el costo de la inyección de nitrógeno durante la vida útil de la plataforma como se muestra en el [cuadro 21](#):

Cuadro 21  
Costos de inyección de nitrógeno, N<sub>2</sub>  
(Usd)

Relación de N <sub>2</sub> como gas de bombeo neumático por barril de aceite producido (mmpc)	Producción <sup>1</sup> diaria (mbd)	Costo de N <sub>2</sub> por			
		Usd / mpc	un día	un año	15 años
4.2	8	1.1	4,620	1,686,300	25,294,500

N<sub>2</sub>: Nitrógeno

<sup>1</sup>: Producción promedio

## 9.4 Costos de los seguros

El costo de los seguros correspondientes a la inversión física sujeta a esta acción, es de 75.7 MMusd, lo que ocasionará un gasto anual de 227,094 usd, como se ejemplifica en el [cuadro 22](#).

Cuadro 22

### Costo de los seguros (usd)

Concepto	Costo total de los activos fijos a asegurar (usd)	Costo anual de los activos fijos asegurados (usd/año)	Costo diario de los activos fijos asegurados (usd/día)	Costo por 15 años de los activos fijos asegurados (usd)
Perforación y terminación de pozos	51,300,000	153,900	422	2,308,500
Adquisiciones	8,775,860	26,328	72	394,914
Fabricación	12,133,424	36,400	100	546,004
Ductos submarinos	3,488,762	10,466	29	156,994
<b>Total</b>	<b>75,698,046</b>	<b>227,094</b>	<b>622</b>	<b>3,406,412</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Nota: La base de cálculo corresponde al 3 al millar sobre el costo de los activos fijos sujetos a asegurar.

## 9.5 Costos de la distribución (transporte)

El costo promedio del transporte es de 0.510 usd/bpce y se determina con base en los costos de transporte promedio de la región marina, [cuadro 23](#).

Cuadro 23

### Costo promedio del transporte (usd/bpce)

Concepto	usd/bpce	
Transporte troncal	0.150	Producto que no sale del campo
Transporte secundario	0.360	Producto que va a enlace, producción y después a exportación.
<b>Total</b>	<b>0.510</b>	

Fuente: Pemex Exploración y Producción

## 9.6 Costos de mano de obra

Los costos relativos a la mano de obra y costos adicionales, se tienen en el cuadro 24.

**Cuadro 24**  
Costo de mano de obra y adicionales

Concepto	Costos / USD			
	Día	Mes	Anual	15 años
Mano de obra	3,373	102,596	1,231,152	18,467,280
Reserva laboral	2,561	77,893	934,716	14,020,740
Reserva para exploración	10,130	308,128	3,697,536	55,463,040
Productos interorganismos	7,115	216,406	2,596,872	38,953,080
Servicios regionales	7,908	240,523	2,886,276	43,294,140
Servicios de sede y corporativos	7,464	227,027	2,724,324	40,864,860
<b>Total</b>	<b>38,550</b>	<b>1,172,573</b>	<b>14,070,876</b>	<b>211,063,140</b>

Fuente: Pemex; Región Marina Suroeste, costos promedio, 2001

## 9.7 Costos de mantenimiento a la infraestructura (plataforma)

Para el presente proyecto el costo del mantenimiento se establece en 2.5% del valor de la inversión física como sigue:

**Cuadro 25**

**Calculo del costo del mantenimiento de la infraestructura (usd)**

Inversión física total (usd)	Porcentaje aceptado para el calculo del mantenimiento de los activos (2.5% sobre la inversión física total)	Por día (usd)
96,495,225	2,412,381	6,641

Fuente: Pemex Exploración y Producción

## 9.8 Reparaciones mayores y menores de pozos ya perforados

En este proyecto se considera la optimización de la producción mediante 6 pozos, su mantenimiento, su reparación mayor y menor, con el objeto de incrementar la producción en cada uno de estos, así como mantener la continuidad operativa de los mismos.

Se considero una frecuencia de intervención en los equipos, de una cada 6 años por pozo para reparaciones menores y de acuerdo al esquema de explotación del proyecto, el simulador indica un promedio de 5 reparaciones mayores por año a partir del año 5º. El monto de la inversión se presenta en el [cuadro 26](#).

**Cuadro 26**  
**Costo de mantenimiento de los pozos**  
(usd/pozo)

	Año															(cantidad)	Costo unitario expresado en:		Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		m.n.	usd	m.n.	usd
<i>Reparación</i>																				
menor					5					5					5	15	7,301,000	663,727	109,515,000	9,955,909
mayor						5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	14,199,000	1,290,818	709,950,000	64,540,909
																	<b>21,500,000</b>	<b>1,954,545</b>	<b>819,465,000</b>	<b>74,496,818</b>

Fuente: Pemex; Región Marina Noroeste

Nota: Los totales se expresan en moneda nacional (MN) y su equivalente en dólares americanos (USD), al tipo de cambio de 11.0 pesos por dólar, únicamente como referencia.

## 10. Resumen del estimado de costo

Este estimado de costos, para la inversión inicial es de **107,504,201 usd** y representa la inversión requerida para la instalación de una plataforma octapoda, con las características previamente detalladas, el cual ha incluido las adquisiciones, fabricación, instalación, ingeniería, administración y contingencias. Incluye el gasto de operación, como referencia, calculados estos, para una vida útil de 15 años, como se muestra en el [cuadro 27](#).

## 11. Financiamiento (Gastos financieros y amortización de la deuda)

Del monto al que asciende la inversión inicial, **96,495,225 usd**, corresponden a la inversión física, para lo cual no se cuenta con un capital social suficiente, por lo que se recurrirá a un crédito refaccionario, el que generará un compromiso de pago independiente de la gestión y operación que se realice en la planta y contribuye a incrementar el riesgo de la inversión, sin embargo su ausencia, imposibilitaría el desarrollo de la infraestructura y la obtención de utilidades, motivo de este estudio.

### 11.1 Crédito refaccionario para activo fijo

Para solventar la inversión se gestionará un crédito, por el monto de la inversión física antes referida, ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, bajo la modalidad de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS), cuyas características son: garantía de 1 a 1, a una tasa del 8%<sup>9</sup> sobre saldos insolutos, pagos trimestrales, un plazo de pago de diez años, con un año de gracia incluido, y una paridad de 11.0 m.n. por dólar americano ([cuadro 28](#)).

<sup>9</sup> "En cualquier país, las leyes tributarias permiten deducir de impuestos, los intereses pagados por deudas adquiridas por la propia empresa". En: Baca Urbina, Gabriel. "Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición., Edit. Mc Graw Hill, México, 1994. p. 148.



Cuadro 27

## Resumen del estimado de costo

Inversión física	M.N.	USD	Total (a 11.0 \$/USD)	
			M.N.	USD
<b>Perforación y terminación de pozos</b>	-	<b>51,300,000</b>	<b>564,300,000</b>	<b>51,300,000</b>
Perforación (6 pozos)	-	39,000,000	429,000,000	39,000,000
Terminación (6 pozos)	-	12,300,000	135,300,000	12,300,000
<b>Adquisiciones</b>	<b>861,706</b>	<b>8,697,523</b>	<b>96,534,461</b>	<b>8,775,860</b>
Equipo de perforación	861,706	7,491,559	83,268,855	7,569,896
Equipo de apoyo para perforación	-	1,205,964	13,265,606	1,205,964
<b>Fabricación</b>	<b>36,713,043</b>	<b>8,795,875</b>	<b>133,467,668</b>	<b>12,133,424</b>
Subestructura	12,002,429	2,095,732	35,055,481	3,186,862
Modificaciones de columnas	1,033,135	7,039	1,110,564	100,960
Superestructura	13,977,291	940,880	24,326,971	2,211,543
Pilotes y conductores	9,700,188	5,752,224	72,974,652	6,634,059
<b>Transporte e instalación</b>	-	<b>19,419,657</b>	<b>213,616,227</b>	<b>19,419,657</b>
Transporte e instalación	-	8,132,937	89,462,307	8,132,937
Renta de embarcaciones, transporte de apoyo	-	11,286,720	124,153,920	11,286,720
<b>Ductos submarinos</b>	<b>17,250,329</b>	<b>1,920,550</b>	<b>38,376,379</b>	<b>3,488,762</b>
Materiales	812,646	-	812,646	73,877
Lastrado	733,912	-	733,912	66,719
Tendido	15,703,770	1,920,550	36,829,820	3,348,165
<b>Interconexión costa fuera</b>	<b>1,538,030</b>	<b>237,701</b>	<b>4,152,741</b>	<b>377,522</b>
Estructuras, equipos, paq, sistemas, prueba y arranque	510,501	86,729	1,464,519	133,138
Apoyo operacional	1,027,529	63,100	1,721,631	156,512
Certificación	-	87,872	966,592	87,872
<b>Automatización</b>	-	<b>1,000,000</b>	<b>11,000,000</b>	<b>1,000,000</b>
Automatización de la plataforma	-	1,000,000	11,000,000	1,000,000
<b>Total inversión física</b>	<b>56,363,108</b>	<b>91,371,306</b>	<b>1,061,447,476</b>	<b>96,495,225</b>
Ingeniería (5% componente en M.N)	2,818,155.41	889,210	12,599,465	1,145,406
Administración 4%	2,254,524.33	-	2,254,524	204,957
Estudios ambientales	100,000	-	100,000	9,091
Contingencias 10%	5,636,311	9,137,131	106,144,748	9,649,523
<b>Total Ingría, Admón y Conting.</b>	<b>10,808,991</b>	<b>10,026,341</b>	<b>121,098,737</b>	<b>11,008,976</b>
<b>Total Costo Directo (Inv. Física + Ingeniería, Adinistración y Contingencias )</b>	<b>67,172,099</b>	<b>101,397,647</b>	<b>1,182,546,213</b>	<b>107,504,201</b>
<b>Costo de operación y mantenimiento</b>	-	<b>447,127,679</b>	<b>4,918,404,471</b>	<b>447,127,679</b>
Operación	-	296,167,875	3,257,846,628	296,167,875
Mantenimiento (incluye mantenimiento de pozos)	-	150,959,804	1,660,557,843	150,959,804

Fuente: Pemex; Región marina Suroeste, costos promedio. 2001 y Lemuz Aragón, P.A. Tesis, FES-Cuautitlan, UNAM, 1997.

Nota: Los totales se expresan en moneda nacional (MN) y su equivalente en dólares americanos (USD), al tipo de cambio de 11.0 pesos por dólar, únicamente como referencia.

Cuadro 28

## Amortización de la inversión financiada directa

(usd)

Entidad:	PEP	Años de financiamiento:	10
Proyecto:	Cantarell	Pagos:	Trimestrales
Denominación del bien:	Unidad de prod.	Periodo de gracia:	1
Monto del bien:	96,495,225	Tasa de interés:	8.0%
Tipo de cambio promedio:	11.00 pesos / dólar	Base de calculo de interés:	Sobre saldos insolutos
Inicio de operaciones:			

años / fecha (i)	amortización		Intereses	
	pagos	saldo	tasa (%)	monto
inicio	<b>96,495,225</b>	<b>96,495,225</b>		
		96,495,225		
Trimestre 1		96,495,225	8.0	1,929,905
Trimestre 2		96,495,225	8.0	1,929,905
Trimestre 3		96,495,225	8.0	1,929,905
Trimestre 4		96,495,225	8.0	1,929,905
<b>suma año 1</b>	-	<b>96,495,225</b>		<b>7,719,618</b>
Trimestre 1	2,680,423	93,814,802	8.0	1,929,905
Trimestre 2	2,680,423	91,134,379	8.0	1,876,296
Trimestre 3	2,680,423	88,453,956	8.0	1,822,688
Trimestre 4	2,680,423	85,773,533	8.0	1,769,079
<b>suma año 2</b>	<b>10,721,692</b>	<b>85,773,533</b>		<b>7,397,967</b>
Trimestre 1	2,680,423	83,093,111	8.0	1,715,471
Trimestre 2	2,680,423	80,412,688	8.0	1,661,862
Trimestre 3	2,680,423	77,732,265	8.0	1,608,254
Trimestre 4	2,680,423	75,051,842	8.0	1,554,645
<b>suma año 3</b>	<b>10,721,692</b>	<b>75,051,842</b>		<b>6,540,232</b>
Trimestre 1	2,680,423	72,371,419	8.0	1,501,037
Trimestre 2	2,680,423	69,690,996	8.0	1,447,428
Trimestre 3	2,680,423	67,010,573	8.0	1,393,820
Trimestre 4	2,680,423	64,330,150	8.0	1,340,211
<b>suma año 4</b>	<b>10,721,692</b>	<b>64,330,150</b>		<b>5,682,497</b>
Trimestre 1	2,680,423	61,649,727	8.0	1,286,603
Trimestre 2	2,680,423	58,969,304	8.0	1,232,995
Trimestre 3	2,680,423	56,288,881	8.0	1,179,386
Trimestre 4	2,680,423	53,608,458	8.0	1,125,778
<b>suma año 5</b>	<b>10,721,692</b>	<b>53,608,458</b>		<b>4,824,761</b>
Trimestre 1	2,680,423	50,928,035	8.0	1,072,169
Trimestre 2	2,680,423	48,247,613	8.0	1,018,561
Trimestre 3	2,680,423	45,567,190	8.0	964,952
Trimestre 4	2,680,423	42,886,767	8.0	911,344
<b>suma año 6</b>	<b>10,721,692</b>	<b>42,886,767</b>		<b>3,967,026</b>
Trimestre 1	2,680,423	<b>40,206,344</b>	8.0	857,735
Trimestre 2	2,680,423	37,525,921	8.0	804,127
Trimestre 3	2,680,423	34,845,498	8.0	750,518
Trimestre 4	2,680,423	32,165,075	8.0	696,910
<b>suma año 7</b>	<b>10,721,692</b>	<b>32,165,075</b>		<b>3,109,291</b>
Trimestre 1	2,680,423	29,484,652	8.0	643,302
Trimestre 2	2,680,423	26,804,229	8.0	589,693
Trimestre 3	2,680,423	24,123,806	8.0	536,085
Trimestre 4	2,680,423	21,443,383	8.0	482,476
<b>suma año 8</b>	<b>10,721,692</b>	<b>21,443,383</b>		<b>2,251,555</b>
Trimestre 1	2,680,423	18,762,960	8.0	428,868
Trimestre 2	2,680,423	16,082,538	8.0	375,259
Trimestre 3	2,680,423	13,402,115	8.0	321,651
Trimestre 4	2,680,423	10,721,692	8.0	268,042
<b>suma año 9</b>	<b>10,721,692</b>	<b>10,721,692</b>		<b>1,393,820</b>
Trimestre 1	2,680,423	8,041,269	8.0	214,434
Trimestre 2	2,680,423	5,360,846	8.0	160,825
Trimestre 3	2,680,423	2,680,423	8.0	107,217
Trimestre 4	2,680,423	(0)	8.0	53,608
<b>suma año 10</b>	<b>10,721,692</b>	<b>(0)</b>		<b>536,085</b>
<b>Total</b>	<b>96,495,225</b>		<b>8.0%</b>	<b>43,422,851</b>

Fuente: Dirección General de Crédito Público; Dirección General de Programación y Presupuesto de Energía e Infraestructura. PIDIREGAS

## 11.2 Crédito de avio para capital de trabajo

Para el arranque de las operaciones se estimó un monto equivalente al promedio de 3 meses de producción. Las condiciones acordadas para el crédito destinado a cubrir la totalidad del capital de trabajo son las siguientes: una tasa de 7% fija durante todo el plazo, pagos mensuales, un plazo de 2 años sin periodo de gracia, garantía 1 a 1, y una paridad de 11.0 m.n. por dólar americano. (cuadro 29) Cabe aclarar que este crédito es contraído en el último mes del período de instalación, por lo que el pago de la primera anualidad se realizará en el año 1.

Cuadro 29

### Amortización del crédito para capital de trabajo (usd)

Año	Capital insoluto	Intereses	Anualidad	Amortización	Capital insoluto al final
1	13,860,588	970,241	7,666,178	6,695,936	7,164,652
2	7,164,652	501,526	7,666,178	7,164,652	0

## 12. Depreciación y amortización

El concepto de depreciación tiene varias acepciones dependiendo del activo al que se refiera, cuando se trata de activos tangibles (activo fijo) se denomina depreciación y cuando son bienes intangibles (activos diferidos) se considera amortización.

El objetivo de contabilizar dicho gasto es recuperar el capital invertido para el final de la vida útil del activo, de tal manera que permita su reposición. Esta previsión se hace a través de cargos por depreciación, los cuales son aplicaciones a cargos que no se hacen en dinero y que se efectúan periódicamente. La contabilidad de la depreciación también proporciona un medio sistemático para dar un valor declarado o no amortizado a las propiedades, denominado valor en libros.

Conviene señalar que si bien los cargos por depreciación son de carácter virtual, es decir, que no son en sí mismos movimientos en efectivo, afectan el cálculo y pago de los impuestos sobre la renta y por consiguiente afecta los flujos de efectivo.

La depreciación se define como la pérdida de valor que sufren los activos derivada de por lo menos alguno de los siguientes factores.

- El desgaste ordinario en función del uso al que se somete el activo,
- La influencia que se presenta cuando los activos no pueden cumplir con las funciones necesarias dentro de la producción,
- La obsolescencia del activo, debido fundamentalmente a innovaciones tecnológicas.
- La desvalorización del dinero por causas económicas, tales como: la inflación y la devaluación de la moneda ante divisas extranjeras.

Las técnicas de cálculo pueden ser complejas o sencillas, sin embargo para efectos de este estudio se considera el gasto deducible para efectos fiscales que al respecto contempla la Ley del Impuesto Sobre la Renta (LISR) vigente.

## 12.1 Depreciación

Para calcular la pérdida de valor existen muchos métodos como los de la línea recta, porcentaje constante, fondo de amortización, suma de los años y unidades producidas. Salvo uno de ellos, los métodos de depreciación no consideran el concepto de interés en sus definiciones; pero si manejamos ese concepto de la manera acostumbrada y se analizara el flujo de efectivo de estos, llegaríamos a una conclusión interesante: todos los métodos son equivalentes<sup>10</sup>. En el cuadro 30, se presenta el cálculo de la depreciación de los activos sujetos a esta normatividad que es de 1,502,473 usd/año, hasta el año 10 y de 624,887 usd/año, del año 11 al 15.

Cuadro 30  
Depreciación anual

Concepto	Inversión	Depreciación %	Años a depreciar	Depreciación		Valor en libros (año 16)
				año (1 al 10)	año (11 al 15)	
- Obra de ingeniería civil	12,133,424	4	25	485,337	485,337	4,853,370
- Maquinaria y equipo	8,775,860	10	10	877,586	-	-
- Ductos submarinos	3,488,762	4	25	139,550	139,550	1,395,505
<b>Total</b>	<b>24,398,046</b>			<b>1,502,473</b>	<b>624,887</b>	<b>6,248,874</b>

Fuente: Pemex, informe anual 2000

Nota: la depreciación se calcula a partir del año siguiente al que entran en operación los activos, por el método de la línea recta, en función al valor actualizado de los activos y a tasas acordes con su vida útil estimada en los avalúos.

## 12.2 Amortización

En el caso de la amortización, cuadro 31, como ya se hizo mención anteriormente, se aplica a la inversión diferida y es el artículo 44 de la citada Ley la que establece las diferentes tasas para amortizar.

## 13. Calendario de las inversiones y reinversiones

La calendarización de las inversiones y reinversiones permite identificar el monto requerido para la construcción de la plataforma y entre en funciones, cuyo monto es el que se muestra en el resumen de las inversiones iniciales (cuadro 32); por otra parte también permite observar cuáles son los requerimientos anuales por cada tipo de inversión necesarias para realizar las actividades planeadas en el horizonte de planeación

<sup>10</sup> "El gobierno; con base en el promedio de la vida útil de los bienes, les asigna un porcentaje, según su tipo y sólo permite, en México, el uso del método de depreciación llamado línea recta." En: Baca Urbina, Gabriel. "Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición., Edit. Mc Graw Hill, México, 1994. p. 138.

Cuadro 31  
Inversión diferida  
(usd/año)

Concepto	Inversión	Amortización %	Años a amortizar	Amortización			Por amortizar
				año 1	año: 2 al 4	año: 5 al 20	
- Perforación y terminación de pozos	51,300,000	5	20	2,565,000	2,565,000	2,565,000	12,825,000
- Transporte e instalación	19,419,657	5	20	970,983	970,983	970,983	4,854,914
- Interconexión costa fuera	377,522	5	20	18,876	18,876	18,876	94,380
- Automatización	1,000,000	25	4	250,000	250,000	-	-
- Ingeniería, admón. y contingencias	10,999,885	5	20	549,994	549,994	549,994	2,749,971
- Estudio de manifiesto de impacto ambiental (MIA)	9,091	100	1	9,091	-	-	-
<b>Total</b>	<b>83,106,155</b>			<b>4,363,944</b>	<b>4,354,853</b>	<b>4,104,853</b>	<b>20,524,266</b>

Fuente: Pemex, informe anual 2000

Nota: la amortización se calcula a partir del año siguiente al que entran en operación los activos, por el método de la línea recta, en función al valor actualizado de los activos y a tazas acordes con su vida útil estimada en los avalúos.

#### 14. Procedimiento para el presupuesto de la producción de aceite y gas

El presupuesto de producción de aceite y gas que a continuación se indica se elaboró tomando como base: el programa de terminación de pozos de desarrollo, (cuadro 33), una cuota de producción ajustada de 8,000 bpd de aceite, 4.2 MMpcd de gas nitrógeno de BN, (bombeo neumático) una relación de gas-aceite de 76 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. aparejo de 7 5/8 y una declinación anual de 3% en la producción, cuadro 34 y 35.

El mes-1 será el primer mes a partir del cual puede la plataforma entrar en operación. En este mes, podemos suponer que al menos 2 ó 3 pozos podrán entrar en operación, dos en nuestro estudio, ya que fueron pre-perforados antes de que se colocara la plataforma y fueron terminados posterior a la instalación de la superestructura.<sup>11</sup>

Se debe suponer que ya está colocado el templete, también en este mes se inicia la instalación del equipo fijo de perforación. La instalación de dicho equipo tarda, para fines de planeación, 21 días.

Después de pruebas, nivelación y calibración, se puede considerar que el equipo inicia la perforación de los otros pozos a partir del mes-2. (Un pozo cada 6 meses) debido a que solo se coloca un equipo de perforación, no se podrá perforar 2 pozos al mismo tiempo.

De esta forma se obtiene una producción diaria de 20,000 bpd, para llegar a una producción acumulada de 6.6 MMbpce, para el primer año,

Del año tres al seis, se alcanza, ya con los 6 pozos en operación, una producción máxima con 48,000 bpd, que representa 15.8 MMbpce.

En el año siete, en el que inicia la declinación de la producción primaria, a razón del 3% anual, y a fin de recuperar la presión perdida; inicia la recuperación secundaria, mediante la inyección de gas nitrógeno (N<sub>2</sub>), con el cual se recupera un 6% de la misma. (no antes, ya que el yacimiento es capaz de producir sin bombeo neumático, por lo menos 5 años) Se considera que el pozo que entró primero en operación, será el primero al que hay que aplicarle la tasa de declinación de la producción, y que las reservas son suficientes para soportar una vida útil de 15 años de producción.

Lo anterior representa para el primer año de inyección 307.2 Mbp, hasta alcanzar una recuperación máxima de 812.5 Mbp, cuadro 34, con un acumulado de 6.4 MMbpd, durante los nueve años que dura este procedimiento.

De esta forma mediante esta recuperación secundaria, se logra recuperar aproximadamente 6.4 mmbpce, con un importe cercano a 77.3 MMusd<sup>12</sup>

<sup>11</sup> La pre-perforación citada, significa hacer el pozo y dejarlo a nivel del lecho marino.

<sup>12</sup> Considerando un precio de 12.0 usd/bp

Cuadro 32

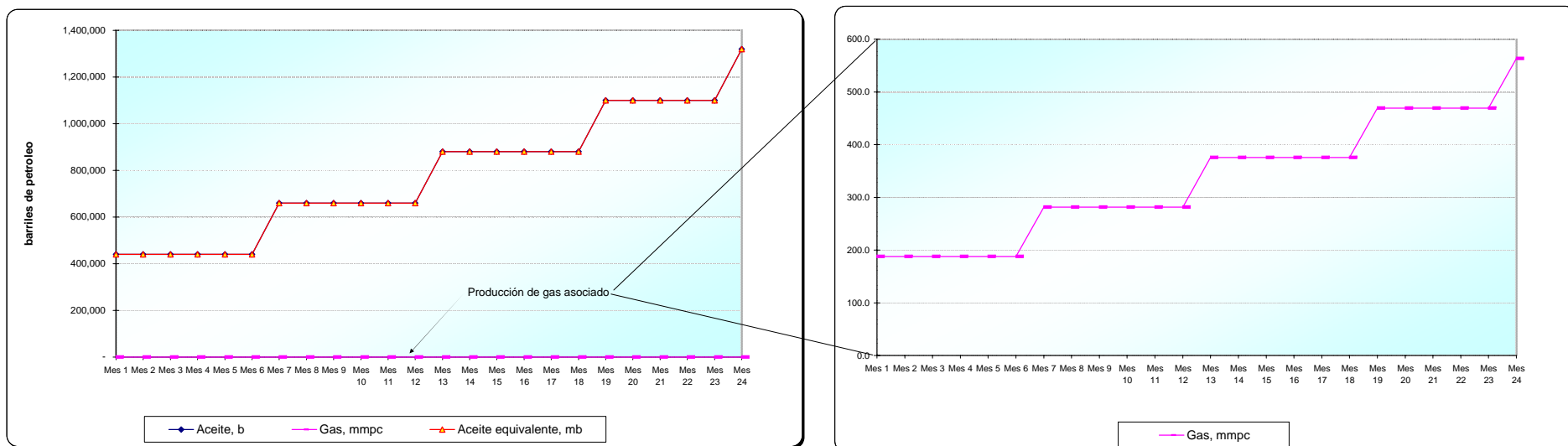
**Programa ejecutivo de inversiones para el diseño y construcción de una plataforma octapoda de 6 pozos de perforación / producción**  
 (año/mes)  
 (miles de dólares)

Actividades	Año 1												Año 2												Año 3												Año 4	Total (musd)	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37		
Perforación de pozos														2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	2,138	51,300
Adq. de mat y equipos.				798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798																									8,776
Fabricación de estructuras							867	867	867	867	867	867	867	867	867	867	867	867																					12,133
Renta de embarcaciones y transporte de apoyo	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451												11,287	
Transporte e instalación																						4,066	4,066															8,133	
Automatización																		333	333	333																		1,000	
Interconexión, pruebas y arranque																						126	126	126														378	
Ductos submarinos																																							
Materiales	11	11	11	11	11	11	11																															74	
Lastrado					11	11	11	11	11	11																													67
Tendido de ducto submarino								223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223	223															3,348	
<b>Total</b>	<b>467</b>	<b>462</b>	<b>462</b>	<b>1,260</b>	<b>1,271</b>	<b>1,285</b>	<b>2,138</b>	<b>2,350</b>	<b>2,350</b>	<b>2,350</b>	<b>2,339</b>	<b>2,339</b>	<b>2,348</b>	<b>4,477</b>	<b>3,679</b>	<b>3,679</b>	<b>3,679</b>	<b>3,679</b>	<b>4,012</b>	<b>4,012</b>	<b>3,146</b>	<b>7,004</b>	<b>6,781</b>	<b>2,715</b>	<b>2,589</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>2,138</b>	<b>96,495</b>		

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Cuadro 33

**Presupuesto de producción inicial**  
(aceite, gas natural asociado y crudo equivalente)

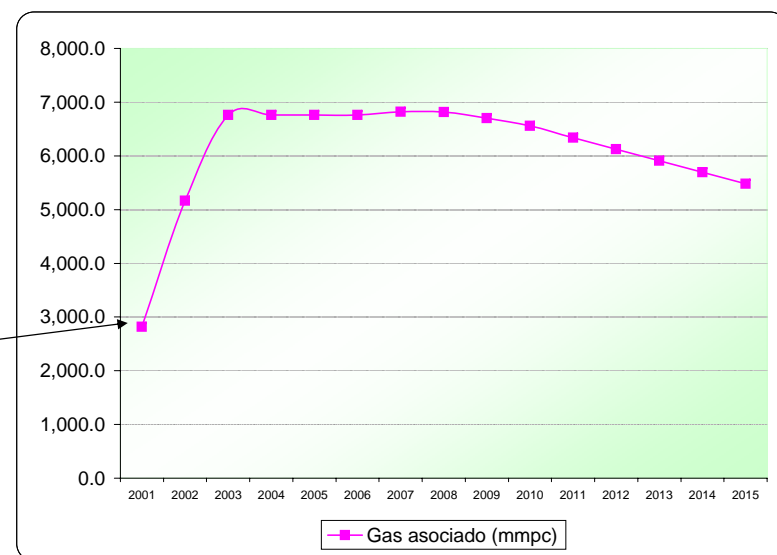
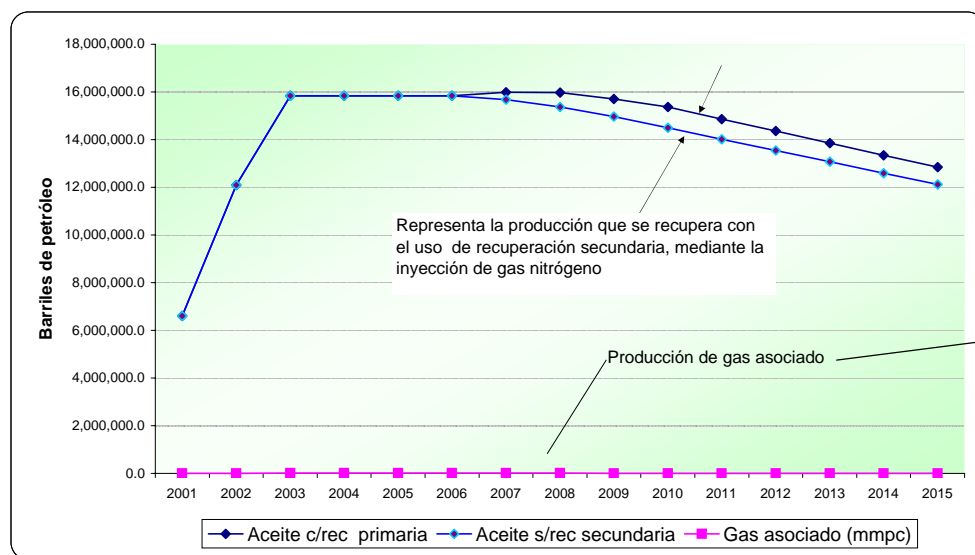


	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Aceite, b	440,000	440,000	440,000	440,000	440,000	440,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	880,000	880,000	880,000	880,000	880,000	880,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,320,000
Gas, mmpc	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6	281.6	375.5	375.5	375.5	375.5	375.5	375.5	469.4	469.4	469.4	469.4	469.4	563.3
Aceite equivalente, mb	440,000	440,000	440,000	440,000	440,000	440,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	880,000	880,000	880,000	880,000	880,000	880,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,100,000	1,320,000

- Notas:
- 1.- El Mes-1, será el primer periodo a partir del cual puede la plataforma entrar en operación. En este mes, podemos suponer que al menos 2 ó 3 pozos entrarán en operación, ya que fueron pre-perforados antes de que se colocara la plataforma y fueron terminados posterior a la instalación de la superestructura. La pre-perforación citada consistió en hacer el pozo y dejarlo a nivel del lecho marino y se deja colocado el templete. También en este mes se inicia la instalación del equipo fijo de perforación. La instalación de dicho equipo tarda, para fines de planeación, 21 días. Después de pruebas, nivelación y calibración, se considero que el equipo inicia la perforación de los otros pozos a partir del Mes-2. (Un pozo cada 6 meses). Debido a que solo se coloca un equipo de perforación, no podrá perforar 2 pozos al mismo tiempo.
  - 2.- La tasa de declinación, de acuerdo registros anteriores, se considera al 3% anual, a partir del año 7 para cada uno de los pozos. Igualmente se considera que el pozo que entró primero en operación, será el primero al que hay que aplicarle la tasa de declinación de la producción, y que las reservas son suficientes para soportar una vida útil de 15 años de producción.
  - 3.- A partir del año 7, para sostener el nivel de producción, se iniciará la inyección de N<sub>2</sub>. No antes, ya que el yacimiento es capaz de producir sin bombeo neumático, por lo menos 5 años. Después del año 7, (ya se tienen 2 años inyectándole N<sub>2</sub>) la producción decrecerá a razón del 3% anual. El N<sub>2</sub> ya no es suficiente para compensar la presión inicial del yacimiento.
  - 4.- Se presenta para fines prácticos, la producción inicia mensual, y no diaria como usualmente se presenta.

Cuadro 34

**Resumen del presupuesto de producción de aceite y gas**  
(aceite, gas natural asociado y crudo equivalente)



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Aceite c/rec primaria	6,600,000.0	12,100,000.0	15,840,000.0	15,840,000.0	15,840,000.0	15,840,000.0	15,988,896.0	15,969,888.0	15,708,528.0	15,363,216.0	14,859,504.0	14,355,792.0	13,852,080.0	13,348,368.0	12,844,656.0	
Aceite s/rec secundaria								15,681,600.0	15,364,800.0	14,968,800.0	14,493,600.0	14,018,400.0	13,543,200.0	13,068,000.0	12,592,800.0	12,117,600.0
Aceite recuperado							307,296.0	605,088.0	739,728.0	869,616.0	841,104.0	812,592.0	784,080.0	755,568.0	727,056.0	
Gas asociado (mmpc)	2,816.3	5,163.2	6,759.1	6,759.1	6,759.1	6,759.1	6,822.6	6,814.5	6,703.0	6,555.6	6,340.7	6,125.8	5,910.8	5,695.9	5,480.9	
Petróleo crudo equivalente	6,600,000.6	12,100,001.0	15,840,001.4	15,840,001.4	15,840,001.4	15,840,001.4	15,988,897.4	15,969,889.4	15,708,529.3	15,363,217.3	14,859,505.3	14,355,793.2	13,852,081.2	13,348,369.1	12,844,657.1	

Notas 1.- El presente pronóstico de producción de aceite y gas, se elaboró tomando como base el programa de terminación de los pozos de desarrollo, de acuerdo a una cuota de producción ajustada 8 Mbpd de aceite 4.2 MM de gas nitrógeno de BN. (bombeo neumático) y una relación de gas-aceite 76 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

2.- Este pronóstico es una herramienta de planeación que muestra los beneficios potenciales del proyecto, para poderlo considerar como un programa operativo anual, trimestral o pronóstico de producción deberá ser sancionado con las actividades de operación y mantenimiento (libranzas; cierre de pozos para reparación mayor o menor; toma de información; ajustes por: capacidad, cuota de explotación, estrangulación; movimientos operativos; mal tiempo; etc.)

3- Para fines prácticos, las cifras representan la producción acumulada anual, y no diaria como usualmente se presenta





## 15. Costos variables y fijos

- **Costos variables.** Son aquellos gastos que se modifican a medida que cambian el nivel de producción, esto es, mantienen una relación directa con el número de unidades producidas.
- **Costos fijos.** Al contrario los costos fijos se mantienen invariables independientemente del nivel de producción, aun cuando la plataforma (planta) no esté funcionando. Hay que aclarar que estos gastos son más o menos fijos para un determinado nivel de actividad, pero una vez excedido dicho nivel, varían aunque no en forma proporcional como el caso de los costos directos o marginales.

De manera general, los costos directos corresponden a los costos variables, mientras que los costos indirectos corresponden a los costos fijos, en el [cuadro 36](#) se presenta el cálculo para los [costos variables y fijos para la extracción del crudo](#) y en el [cuadro 37](#), se presenta el cálculo de los mismos [para la obtención del costo unitario de producción](#), para los cuales se tomo en consideración los conceptos incluidos en el Apéndice 1, inciso 15.

### 15.1 Costos unitarios

Los costos unitarios se define como los costos totales divididos por el nivel de producción a través de la siguiente formula.

$$CU = \frac{CV + CF}{X}$$

*Donde:*

*CU:* Costos unitarios

*CV:* Costos variables

*CF:* Costos fijos

*X:* Volumen de producción

El conocer los costos unitarios es necesario cuando se desea:

- Comparar los precios por tipo de producto, ya que el costo unitario por presentación corresponde al precio de nivelación, donde los ingresos son iguales a los costos.
- Comparar la competitividad de la empresa con otras del ramo, ya que mientras menores sean estos, mayor será la competitividad reflejada en el precio en el mercado.
- Conocer en cuanto disminuyen los costos si se aumenta la producción (economías de escala)

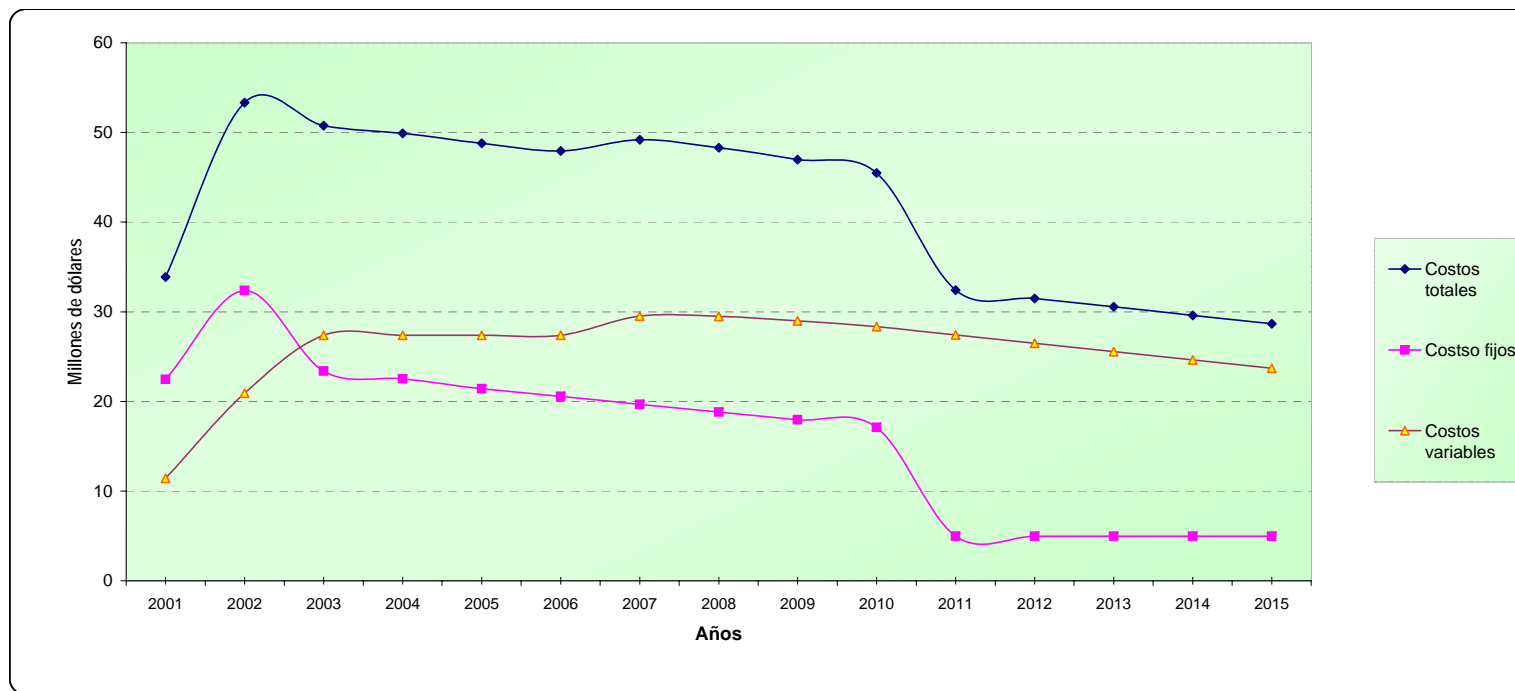
En el [cuadro 38](#), se muestran los [costos unitarios de extracción](#), para cada uno de los años de vida del proyecto, cuyo promedio es de **\$3.01 usd/bpce**, y presentan una tendencia decreciente; los cuales se afectan a medida que aumenta la producción, los costos variables aumentan y por el contrario, los costos fijos tienden a disminuir. Dicha relación puede notarse al ver que el costo por unidad disminuye mientras aumenta la producción.

**Nota.-** Es necesario señalar, que el costo unitario promedio obtenido en este estudio, no es representativo para toda la empresa Pemex, sólo lo es, bajo los supuestos de este estudio, para el campo referido "Cantarell". Para que pueda ser representativo para la paraestatal petrolera, habría que incluir un estudio semejante para los 50 campos que conforman las la producción de hidrocarburos en México. <sup>13</sup>

<sup>13</sup> Para 2003 el costo promedio de extracción era de 3.16 y para 2004 fue de 3.8

## Costos variables y fijos para la obtención del costo de extracción

(usd/año)



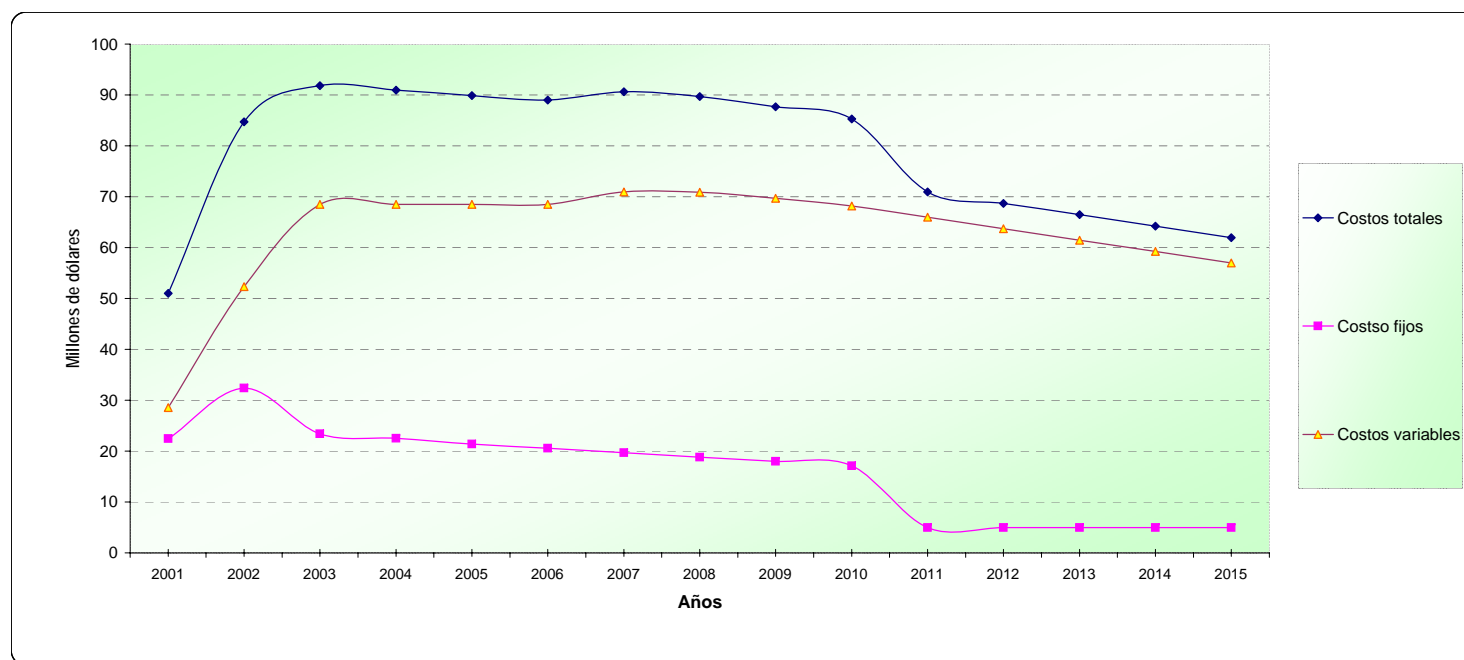
Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Capacidad de producción</b>	41%	76%	99.07%	99.07%	99.07%	99.07%	100%	99.9%	98%	96%	93%	90%	87%	83%	80%
	6,600,000.6	12,100,001.0	15,840,001.4	15,840,001.4	15,840,001.4	15,840,001.4	15,988,897.4	15,969,889.4	15,708,529.3	15,363,217.3	14,859,505.3	14,355,793.2	13,852,081.2	13,348,369.1	12,844,657.1
Combustibles, químicos y energía eléctrica	595,096	1,091,009	1,428,230	1,428,230	1,428,230	1,428,230	1,441,655	1,439,941	1,416,375	1,385,240	1,339,822	1,294,405	1,248,987	1,203,569	1,158,151
Químicos LAB Cd. Carmen	170,255	312,134	408,611	408,611	408,611	408,611	412,452	411,962	405,220	396,312	383,318	370,324	357,331	344,337	331,343
Transporte de químicos a plataforma	700	1,284	1,680	1,680	1,680	1,680	1,696	1,694	1,666	1,630	1,576	1,523	1,470	1,416	1,363
Mantenimiento (plataforma y pozos)	4,258,038	7,806,402	10,219,290	10,219,290	10,219,290	10,219,290	10,315,351	10,303,088	10,134,470	9,911,689	9,586,716	9,261,743	8,936,769	8,611,796	8,286,822
Inyección de nitrógeno	-	-	-	-	-	-	1,854,930	1,852,725	1,822,403	1,782,343	1,723,905	1,665,468	1,607,030	1,548,593	1,490,155
Mano de obra	6,389,093	11,713,338	15,333,824	15,333,824	15,333,824	15,333,824	15,477,962	15,459,561	15,206,553	14,872,276	14,384,660	13,897,045	13,409,429	12,921,813	12,434,198
<b>Total costos variables</b>	<b>11,413,181</b>	<b>20,924,166</b>	<b>27,391,635</b>	<b>27,391,635</b>	<b>27,391,635</b>	<b>27,391,635</b>	<b>29,504,047</b>	<b>29,468,972</b>	<b>28,986,688</b>	<b>28,349,490</b>	<b>27,419,998</b>	<b>26,490,507</b>	<b>25,561,015</b>	<b>24,631,524</b>	<b>23,702,032</b>
Seguros	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890
Depreciación	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	624,887	624,887	624,887	624,887	624,887
Amortización inversión diferida	4,363,944	4,354,853	4,354,853	4,354,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853
Anualidad de la deuda (refaccionario y de avío)	7,666,178	18,387,869	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	-	-	-	-	-
Intereses (refaccionario y de avío)	8,689,859	7,899,493	6,540,232	5,682,497	4,824,761	3,967,026	3,109,290.6	2,251,555	1,393,820	536,085	-	-	-	-	-
<b>Total costos fijos</b>	<b>22,468,344</b>	<b>32,390,578</b>	<b>23,365,140</b>	<b>22,507,405</b>	<b>21,399,669</b>	<b>20,541,934</b>	<b>19,684,199</b>	<b>18,826,463</b>	<b>17,968,728</b>	<b>17,110,993</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>
<b>Total</b>	<b>33,881,525</b>	<b>53,314,744</b>	<b>50,756,775</b>	<b>49,899,040</b>	<b>48,791,305</b>	<b>47,933,569</b>	<b>49,188,245</b>	<b>48,295,435</b>	<b>46,955,416</b>	<b>45,460,482</b>	<b>32,395,629</b>	<b>31,466,137</b>	<b>30,536,646</b>	<b>29,607,154</b>	<b>28,677,663</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Nota. Los conceptos de "Anualidad de la deuda y sus intereses", incluyen el pago del principal e intereses de los dos créditos.

Cuadro 37

### Costos variables y fijos para la obtención del costo unitario de producción (usd/año)



Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Capacidad de producción</b>	41%	76%	99.07%	99.07%	99.07%	99.07%	100%	99.9%	98%	96%	93%	90%	87%	83%	80%
Producción promedio anual	6,600,001	12,100,001	15,840,001	15,840,001	15,840,001	15,840,001	15,988,897	15,969,889	15,708,529	15,363,217	14,859,505	14,355,793	13,852,081	13,348,369	12,844,657
Exploración	12,210,001	22,385,002	29,304,003	29,304,003	29,304,003	29,304,003	29,579,460	29,544,295	29,060,779	28,421,952	27,490,085	26,558,217	25,626,350	24,694,483	23,762,616
Extracción	11,413,181	20,924,166	27,391,635	27,391,635	27,391,635	27,391,635	29,504,047	29,468,972	28,986,688	28,349,490	27,419,998	26,490,507	25,561,015	24,631,524	23,702,032
Compresión	4,620,000	8,470,001	11,088,001	11,088,001	11,088,001	11,088,001	11,192,228	11,178,923	10,995,971	10,754,252	10,401,654	10,049,055	9,696,457	9,343,858	8,991,260
Transporte	281,755	516,551	676,213	676,213	676,213	676,213	682,569	681,758	670,600	655,859	634,355	612,852	591,348	569,845	548,341
<b>Total costos variables</b>	<b>28,524,938</b>	<b>52,295,720</b>	<b>68,459,852</b>	<b>68,459,852</b>	<b>68,459,852</b>	<b>68,459,852</b>	<b>70,958,304</b>	<b>70,873,947</b>	<b>69,714,038</b>	<b>68,181,553</b>	<b>65,946,092</b>	<b>63,710,631</b>	<b>61,475,171</b>	<b>59,239,710</b>	<b>57,004,249</b>
Seguros	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890	245,890
Depreciación	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	1,502,473	624,887	624,887	624,887	624,887	624,887
Amortización inversión diferida	4,363,944	4,354,853	4,354,853	4,354,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853	4,104,853
Anualidad de la deuda (refaccionario y de avío)	7,666,178	18,387,869	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	10,721,692	-	-	-	-	-
Intereses (refaccionario y de avío)	8,689,859	7,899,493	6,540,232	5,682,497	4,824,761	3,967,026	3,109,290.6	2,251,555	1,393,820	536,085	-	-	-	-	-
<b>Total costos fijos</b>	<b>22,468,344</b>	<b>32,390,578</b>	<b>23,365,140</b>	<b>22,507,405</b>	<b>21,399,669</b>	<b>20,541,934</b>	<b>19,684,199</b>	<b>18,826,463</b>	<b>17,968,728</b>	<b>17,110,993</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>	<b>4,975,630</b>
<b>Total</b>	<b>50,993,282</b>	<b>84,686,298</b>	<b>91,824,992</b>	<b>90,967,256</b>	<b>89,859,521</b>	<b>89,001,786</b>	<b>90,642,503</b>	<b>89,700,411</b>	<b>87,682,766</b>	<b>85,292,545</b>	<b>70,921,722</b>	<b>68,686,262</b>	<b>66,450,801</b>	<b>64,215,340</b>	<b>61,979,879</b>

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Nota. Los conceptos de "Anualidad de la deuda y sus intereses", incluyen el pago del principal e intereses de los dos créditos.

Cuadro 38

**Costos unitarios de extracción**  
(usd / bpce)

Año	Producción promedio (bpce)	Costos				
		variables (usd)	fijos (usd)	Total (usd)	unitario (usd / bpce)	unitario variable (usd / bpce)
2001	6,600,000.6	11,413,181	22,468,344	33,881,525	5.1	1.73
2002	12,100,001.0	20,924,166	32,390,578	53,314,744	4.4	1.73
2003	15,840,001.4	27,391,635	23,365,140	50,756,775	3.2	1.73
2004	15,840,001.4	27,391,635	22,507,405	49,899,040	3.2	1.73
2005	15,840,001.4	27,391,635	21,399,669	48,791,305	3.1	1.73
2006	15,840,001.4	27,391,635	20,541,934	47,933,569	3.0	1.73
2007	15,988,897.4	29,504,047	19,684,199	49,188,245	3.1	1.85
2008	15,969,889.4	29,468,972	18,826,463	48,295,435	3.0	1.85
2009	15,708,529.3	28,986,688	17,968,728	46,955,416	3.0	1.85
2010	15,363,217.3	28,349,490	17,110,993	45,460,482	3.0	1.85
2011	14,859,505.3	27,419,998	4,975,630	32,395,629	2.2	1.85
2012	14,355,793.2	26,490,507	4,975,630	31,466,137	2.2	1.85
2013	13,852,081.2	25,561,015	4,975,630	30,536,646	2.2	1.85
2014	13,348,369.1	24,631,524	4,975,630	29,607,154	2.2	1.85
2015	12,844,657.1	23,702,032	4,975,630	28,677,663	2.2	1.85

Nota: La cuantificación de los ingresos se realizó con base en un pronóstico de venta de 12.0 USD para el crudo y de 2.4 Usd para el gas natural.

El costo hasta aquí obtenido corresponde a la extracción del crudo. Para obtener el costo de producción de crudo, es decir aquel que involucra la exploración, extracción, producción, compresión, transporte y comercialización, requiere del conocimiento al menos de los costos unitarios de dichos procesos, y que estaría en promedio en los **5.60 usd/bp** como se muestra en el **cuadro 39** y **figura 7**, y se explica a continuación:

1. El **costo de descubrimiento**, que se refiere a los costos incurridos para prospectar y examinar áreas que puedan contener reservas de aceite y gas, el costo obtenido, para periodo 1999-2001 fue cercano a los **2.0 usd/bpce**.
2. El **costo de extracción**, que forma parte del costo de desarrollo, y es el que se ha obtenido en este estudio, con un costo promedio de **3.01 usd/bpce**.
3. Al agregar los **costos de producción y compresión**, se requiere de las inversiones de una plataforma de **Producción** y una de **Compresión**. Estas plataformas son muy costosas y se justifica la inversión de la construcción e instalación de una de cada una ellas, cuando se tienen volúmenes de entrada al proceso muy grandes. En nuestro estudio, la producción es del orden de 8.0 Mbd por pozo (48.0 Mbd). Si se tuviera una producción superior a los 150 Mbd, sería atractivo, de lo contrario se tendrían instalaciones subutilizadas o sobradas (con capacidad ociosa) ya que se requieren inversiones en promedio del orden de más de 230.0 MMusd, para la plataforma de producción (400 Mbd, 200 produciendo y 200 de relevo) y 140 MMusd para la Plataforma de Compresión (240 MMpcd de compresión de gas, 120 comprimiendo y los otros

120 de relevo). Depende de la RGA (Relación Gas / aceite). En este estudio es el costo unitario de la compresión, con base en otros contratos se calcula en 0.70 usd/bpce.

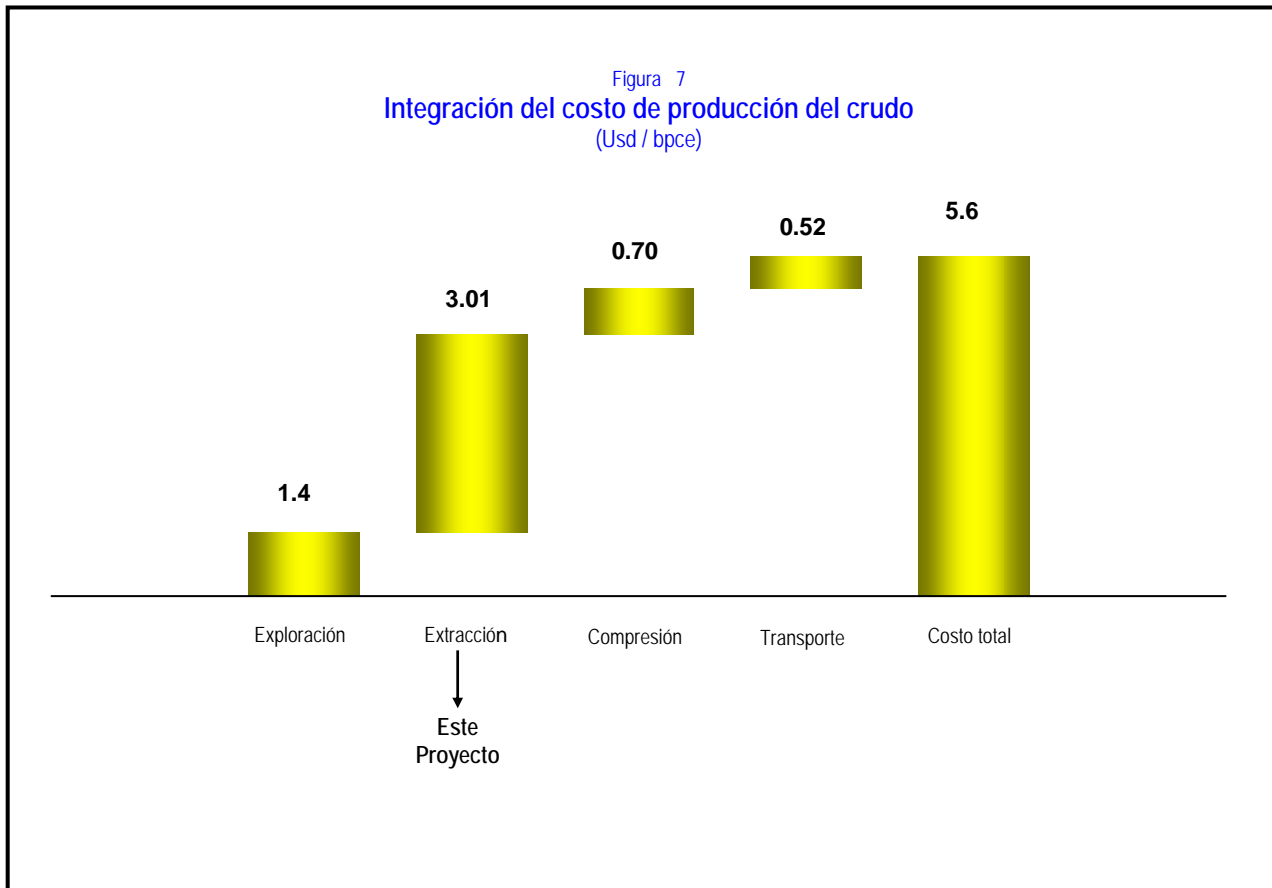
4. Transporte de la Plataforma de Perforación. En este caso se requiere de la inversión realizada en el ducto. Este costo se denomina como "**Costo de Transporte local y fuera del campo**", se ubica en 0.515 usd/bpce. En este costo se infiere que el producto sale de la plataforma y va en dos fases (mezcla de aceite y gas) a la Plataforma de Proceso y Compresión. El resto del transporte se refiere a la distribución a los puntos de venta y se cubre con el mismo dato.
5. Adicionalmente habría que calcular los costos inherentes a la comercialización, que no se incluyen en el presente estudio por carece de estos.

Hasta aquí hemos analizado como se integra el costo de extracción y producción y con la finalidad de contar con un punto de referencia, en el [apéndice 22](#), se muestran los costos de extracción y producción de Pemex, y otras empresas en el período 1997-2004.

Cuadro 39

**Costos unitarios de producción**  
(usd / bpce)

Año	Producción promedio (bpce)	Costos				
		variables (usd)	fijos (usd)	Total (usd)	unitario (usd / bpce)	unitario variable (usd / bpce)
2001	6,600,000.6	28,524,938	22,468,344	50,993,282	7.7	4.32
2002	12,100,001.0	52,295,720	32,390,578	84,686,298	7.0	4.32
2003	15,840,001.4	68,459,852	23,365,140	91,824,992	5.8	4.32
2004	15,840,001.4	68,459,852	22,507,405	90,967,256	5.7	4.32
2005	15,840,001.4	68,459,852	21,399,669	89,859,521	5.7	4.32
2006	15,840,001.4	68,459,852	20,541,934	89,001,786	5.6	4.32
2007	15,988,897.4	70,958,304	19,684,199	90,642,503	5.7	4.44
2008	15,969,889.4	70,873,947	18,826,463	89,700,411	5.6	4.44
2009	15,708,529.3	69,714,038	17,968,728	87,682,766	5.6	4.44
2010	15,363,217.3	68,181,553	17,110,993	85,292,545	5.6	4.44
2011	14,859,505.3	65,946,092	4,975,630	70,921,722	4.8	4.44
2012	14,355,793.2	63,710,631	4,975,630	68,686,262	4.8	4.44
2013	13,852,081.2	61,475,171	4,975,630	66,450,801	4.8	4.44
2014	13,348,369.1	59,239,710	4,975,630	64,215,340	4.8	4.44
2015	12,844,657.1	57,004,249	4,975,630	61,979,879	4.8	4.44



**Nota:** No incluye el costo de comercialización que realiza la subsidiaria PMI.

Una propuesta interesante es el determinar el costo de extracción, con el propósito de ver como afectaría una política de inversión privada en la cadena productiva, dejando al Gobierno la extracción y concesionar la maquila del resto de la cadena productiva para retomarla en la comercialización.

## 16. Presupuesto de producción

El objetivo de este apartado es el de agrupar las actividades generadoras de ingresos (producto de la extracción del aceite y gas asociado, mediante la infraestructura de perforación-producción) fundamentalmente las de carácter sustantivo, a fin de reflejar únicamente el efecto de los ingresos directos en los resultados del proyecto.

Los ingresos se calculan mediante la suma de los diferentes presupuestos de ingresos parciales (aceite y gas) que derivan de multiplicar las producciones, diarias, mensuales ó anuales de cada uno de los diferentes bienes por los precios de venta correspondientes, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$YT = P * X$$

Donde:

YT: Ingresos totales

P : Precios

X : Volumen de producción

En nuestro caso en estudio en el [cuadro 40](#), se muestra la cuantificación de las diferentes producciones anuales. Así la producción para el primer año, que es de [6,6 MMbpce](#) y que representa una operación del [41%](#) de su capacidad instalada, significa un posible ingreso de [79.2 MMUSD](#), al precio de referencia.

Durante los años [30 al 60](#), alcanza una producción anual de [15.8 MMbpce](#) para cada uno de los años lo cual representa un posible ingreso de [190.0 MMUSD por año](#) respectivamente, y es en el año [70](#), en que alcanza su máximo de producción con ventas cercanas a [191.8 MMUSD](#), momento en que inicia su declinación.

La producción por tipo de producto es multiplicada por los precios de referencia:

- 12.0 usd por barril de crudo.
- 2.4 usd por millar de pies cúbicos, para el gas natural asociado.

## 17. Punto de nivelación

El punto de nivelación se define como el nivel mínimo de ventas que una empresa debe realizar a fin de no tener pérdidas pero tampoco utilidades, es decir, cuando los costos de producción sean iguales a los ingresos totales.

Esta técnica es empleada para realizar la planeación financiera de las utilidades de la empresa y ofrece respuesta a diversos problemas como: cuanto deberán aumentar las ventas para sostener una disminución de precios; como impacta un incremento porcentual en los gastos directos o indirectos sobre la utilidad de la empresa; que volumen de venta cubre nuevos costos por la contratación de nuevos vendedores, etc.

Como es sabido, el punto de nivelación se puede calcular de tres formas: en unidades físicas, en unidades monetarias y en porcentaje de producción; sin que esto modifique en forma alguna su significado.

### Ventajas sobre el punto de nivelación

El empleo del punto de nivelación en un proyecto tiene las siguientes ventajas:

- El cálculo de este índice y su interpretación son claras y precisas.
- Esta misma sencillez permite su representación gráfica.
- Permite realizar el análisis de sensibilidad.



### Desventajas sobre el punto de nivelación

En cuanto a las desventajas que se señalan destacan las siguientes:

- En la práctica solo es aplicable para un producto. Este hecho limita el empleo del punto de equilibrio, ya que generalmente las empresas producen más de dos productos o servicios.
- Un problema que se generaliza para todo proyecto, es que existe dificultad para clasificar los costos fijos y variables, ya que existen algunos que son semifijos o semivariables.

Cuadro 40

Presupuesto de Ingresos  
(usd)

Año	Ingresos por Aceite			Ingresos por Gas Natural			Ingreso total	
	Producción promedio (bpce)	Ingresos (Usd)	acumulado	Producción promedio (mmpc)	Ingresos (Usd)	acumulado	Ingresos (Usd)	acumulado
2001	6,600,001	79,200,007	79,200,007	2,816.3	6,759	6,759	79,206,766	79,206,766
2002	12,100,001	145,200,012	224,400,019	5,163.2	12,392	19,151	145,212,404	224,419,170
2003	15,840,001	190,080,016	414,480,035	6,759.1	16,222	35,373	190,096,238	414,515,408
2004	15,840,001	190,080,016	604,560,052	6,759.1	16,222	51,594	190,096,238	604,611,646
2005	15,840,001	190,080,016	794,640,068	6,759.1	16,222	67,816	190,096,238	794,707,884
2006	15,840,001	190,080,016	984,720,084	6,759.1	16,222	84,038	190,096,238	984,804,122
2007	15,988,897	191,866,768	1,176,586,852	6,822.6	16,374	100,412	191,883,143	1,176,687,265
2008	15,969,889	191,638,672	1,368,225,525	6,814.5	16,355	116,767	191,655,027	1,368,342,292
2009	15,708,529	188,502,352	1,556,727,877	6,703.0	16,087	132,854	188,518,439	1,556,860,731
2010	15,363,217	184,358,608	1,741,086,485	6,555.6	15,734	148,588	184,374,341	1,741,235,072
2011	14,859,505	178,314,063	1,919,400,548	6,340.7	15,218	163,805	178,329,281	1,919,564,353
2012	14,355,793	172,269,519	2,091,670,067	6,125.8	14,702	178,507	172,284,221	2,091,848,574
2013	13,852,081	166,224,974	2,257,895,041	5,910.8	14,186	192,693	166,239,160	2,258,087,734
2014	13,348,369	160,180,430	2,418,075,470	5,695.9	13,670	206,363	160,194,100	2,418,281,834
2015	12,844,657	154,135,885	2,572,211,356	5,480.9	13,154	219,518	154,149,039	2,572,430,873

**Nota:** La cuantificación de los ingresos se realizó con base en un pronóstico de venta de 12.0 USD por barril de crudo y de 2.4 USD el millar de pies cúbicos para el gas natural.

### 17.1 Obtención de los puntos de nivelación (unidades, monetario y porcentaje)

Para el cálculo de los puntos de referencia de los beneficios, en unidades físicas, monetarias y porcentaje, se presentan los siguientes procedimientos:

- **Punto de nivelación en unidades.** Indica el número de unidades que hay que producir para que los costos sean iguales a los ingresos

$$PN = \frac{CF}{(P - CUV)}$$

Donde:

$PN$  : Punto de nivelación  
 $CF$  : Costo fijo  
 $P$  : Precio  
 $CV$  : Costo variable  
 $CUV$ : Costo unitario variable

En el **cuadro 41**, se calcula el punto de nivelación para la producción de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), para cada uno de los años de vida del proyecto, de esta forma, podemos conocer la cantidad mínima de bpce, que se debe colocar en el mercado para equilibrar las finanzas del negocio.

Así, mientras en el año uno, en que se inicia la operación con 3 pozos (2 pozos durante todo el ejercicio y un tercero iniciando el segundo semestre del año), es necesario producir y vender **2.9 MMbpce** para mantener el equilibrio financiero (no tener pérdidas ni ganancias). En el segundo año se registra el mayor nivel de ventas que es necesario realizar, **4.2 MMbpce**, respectivamente. En los años posteriores este nivel se reduce paulatinamente hasta el término de la vida del proyecto en que se tendrán que realizar en los últimos cinco años **0.66 MMbpce**. **En todos los casos de acuerdo al estudio de mercado, no se detectaron impedimentos para el logro de estos resultados.**

- **Punto de nivelación en unidades monetarias**

Cuando se desea conocer dicho dato en unidades monetarias, se multiplica el punto de nivelación en unidades (bpce) por el precio de venta.

$$PN = P \left[ \frac{CF}{(P - CUV)} \right]$$

Así, en el mismo cuadro, se procede a realizar los cálculos, a través de la fórmula que involucra los costos unitarios variables, costos fijo y precios, y se obtiene que, en el **primer año** se requieren ventas por un importe de **\$ 35.1 MMUSD**, mientras que en el **año dos** se deben registrar ventas por **\$ 50.6 MMUSD** para equilibrar los gastos. A partir de ese año, la tendencia general es que el punto de nivelación monetario, se alcanzará con ventas menores de crudo a las referidas.

- **Punto de nivelación en porcentaje**

Para conocer el punto de nivelación en porcentaje, se deberá aplicar la siguiente fórmula:

$$PN = \left[ \frac{CF}{(Y - CV)} \right] * 100$$

El punto de nivelación en porcentaje de la producción de crudo, alcanzado en el primer año deberá ser del **44.3%**. El segundo año, se reducirá en cerca del **21%** al alcanzar el **37%** de la capacidad instalada, influenciados estos porcentajes, por el cumplimiento de las obligaciones del crédito de avío y refaccionario. Posteriormente y paulatinamente ese porcentaje tenderá a decrecer favorablemente para el proyecto, hasta representar, desde un **16%** en el año 7º a cerca del **5%** en el **15º** año.

## 17.2 Representación grafica del punto de nivelación

Debido la necesidad de analizar las modificaciones que podría afectar el presupuesto de ingresos, al variar alguno de sus componentes significativos durante ciertos periodos de la vida útil del proyecto, se hace necesario analizar las variaciones que se tendrán en el **margen de seguridad** mediante la representación grafica de los presupuestos y la determinación de los llamados puntos de nivelación de los ingresos y gastos. Para identificar este punto de una manera gráfica, solamente es necesario trazar la curva de ingreso total y el costo total, la intersección representará dicho punto.

Así en la **figura 8**, a mayor detalle, se representan además, los *costos anuales variables, fijos y totales*; con este fin se puede trazar una línea que corresponde a los ingresos anuales para distintas producciones, supuesto un precio de venta constante, esta línea será una recta que pasa por el origen del diagrama (**OR**) en el gráfico.

De esta manera se habrá logrado representar gráficamente los costos e ingresos del proyecto para distintas porcentajes de utilización de la capacidad instalada. Las abscisas (**OC**) pueden presentar tanto el porcentaje de la capacidad instalada como el valor de la producción en unidades monetarias o el volumen físico de la producción. En las ordenadas los costos e ingresos se expresan en unidades monetarias.

En la **figura 8-A**, los *costos fijos* anuales representados por **OA**, para el primer año (2001) son **\$ 22.5 MMusd**, la línea **AB**, que los representa a distintos ritmos de producción, es paralela al eje de las abscisas. Los costos variables anuales para el 100% de la producción, serían de **\$ 28.5 MMusd** y los representa en el gráfico la línea **CE**. Los costos totales serían de **\$ 50.9 MMusd** a ese año y quedan representados por **CD**<sup>14</sup>. La misma interpretación se aplica para los años representados (**2007 y 2015**) en las **figuras 8-B y 8-C**.

El gráfico permite distinguir, claramente las zonas de pérdidas y ganancias del proyecto y el punto de nivelación de los gastos e ingresos, es decir, **el ritmo de operación necesario para que la empresa no tenga pérdidas ni ganancias**. En el gráfico en mención, la intersección de las líneas **OR** y **AD** nos da el punto de nivelación E, que corresponde a un porcentaje de capacidad instalada del **44, 16 y 5 %**, en que se logran los puntos de equilibrio, para los años **2001, 2007 y 2015** respectivamente, que a mayor interpretación, reflejan en la grafica un desplazamiento a la izquierda del punto referido en el año 2001, lo que significa un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada, provocando con ello un mayor beneficio o utilidad.

En resumen, los puntos de nivelación podrán ayudar a establecer y determinar las áreas críticas y probables en el funcionamiento de la empresa en función de las variaciones del precio y de la capacidad utilizada. Un ejemplo de ello se podrá observar en la forma de proceder en el apartado 19 de este capítulo, relativo al análisis de sensibilidad y sus correspondientes graficas.

<sup>14</sup> Como se ha aceptado la proporcionalidad estricta entre los gastos variables y la capacidad utilizada, las líneas OE y AD representan la forma en que se modifican los costos variables y totales respectivamente, de acuerdo con las variaciones del ritmo de producción. Si no hubiera proporcionalidad las líneas OE y AD serían curvas que se obtendrían uniendo varios puntos para los cuales se hicieron estimaciones separadas de costos anuales.

- **Precio de nivelación**

Ahora que se conocen los costos e ingresos puede establecerse el precio mínimo al que podría venderse el barril de crudo de tal manera que no se registren pérdidas ni ganancias. El precio mínimo puede conocerse al resolver la siguiente fórmula:

$$P = CUV + \frac{CF}{X}$$

*Donde:*

$P$  : Precio de nivelación  
 $CUV$  : Costo unitario variable  
 $CF$  : Costo fijo  
 $X$  : Nivel de producción

Al realizar esta aplicación, en los dos primeros años, se registra un precio de nivelación de 7.7 y 7.0 *usd/bpce*; los sucesivos precios, observan una variación de menos 17%, al pasar de 5.8 en el año tres hasta 4.8 *usd/bpc* en el año quince. En todos los casos, los precios de nivelación obtenidos son ampliamente inferiores al precio de venta de referencia (12.0 *usd/bpce, de crudo pesado*). De esta manera y de acuerdo al estudio de mercado, cada año existirá un amplio margen de utilidad bruta por la venta de crudo, considerando estos precios.

Cuadro 41

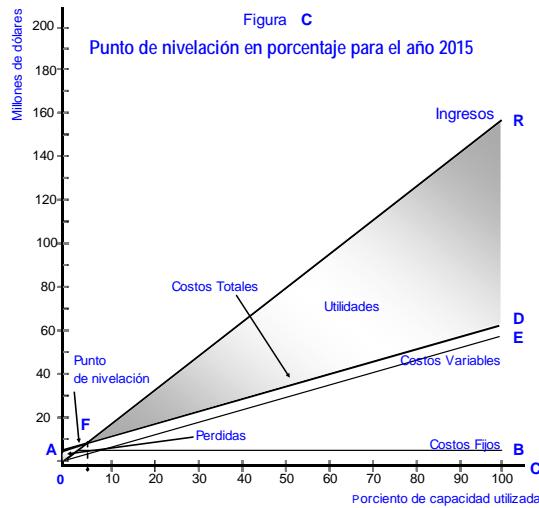
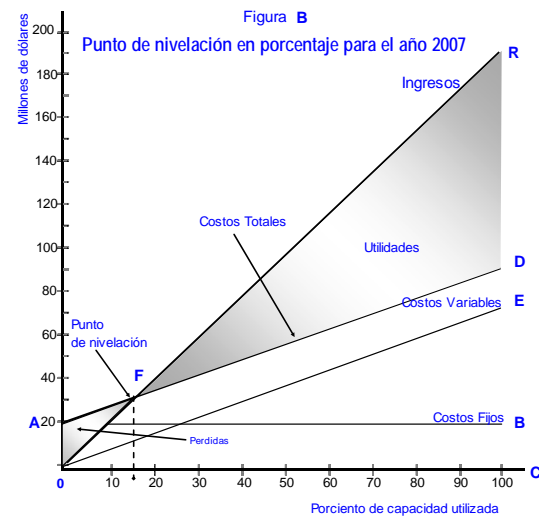
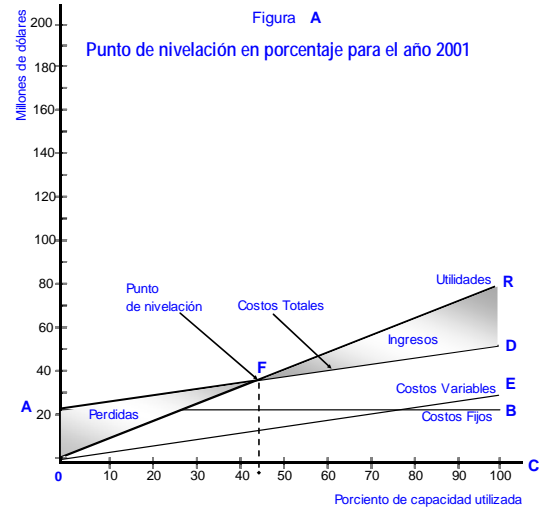
Punto de nivelación en unidades, monetario, porcentaje y precio  
(bpce-usd-porcentaje)

Año	Producción (bpce)	Ingresos (usd)	Costos				Utilidad		Punto de nivelación			
			fijos (usd)	variables (usd)	totales (usd)	unitario variable (usd / bpce)	Bruta (usd/bpce)	%	unidades (bpce)	monetario (usd/bpce)	porcentaje (%)	precio (usd/bpce)
2001	6,600,001	79,206,766	22,468,344	28,524,938	50,993,282	4.32	28,213,484	64	2,926,312	35,115,749	44.3	7.7
2002	12,100,001	145,212,404	32,390,578	52,295,720	84,686,298	4.32	60,526,106	58	4,218,600	50,623,198	34.9	7.0
2003	15,840,001	190,096,238	23,365,140	68,459,852	91,824,992	4.32	98,271,246	48	3,043,113	36,517,351	19.2	5.8
2004	15,840,001	190,096,238	22,507,405	68,459,852	90,967,256	4.32	99,128,982	48	2,931,400	35,176,797	18.5	5.7
2005	15,840,001	190,096,238	21,399,669	68,459,852	89,859,521	4.32	100,236,717	47	2,787,127	33,445,519	17.6	5.7
2006	15,840,001	190,096,238	20,541,934	68,459,852	89,001,786	4.32	101,094,452	47	2,675,414	32,104,965	16.9	5.6
2007	15,988,897	191,883,143	19,684,199	70,958,304	90,642,503	4.44	101,240,640	47	2,603,032	31,236,387	16.3	5.7
2008	15,969,889	191,655,027	18,826,463	70,873,947	89,700,411	4.44	101,954,617	47	2,489,606	29,875,267	15.6	5.6
2009	15,708,529	188,518,439	17,968,728	69,714,038	87,682,766	4.44	100,835,673	47	2,376,179	28,514,147	15.1	5.6
2010	15,363,217	184,374,341	17,110,993	68,181,553	85,292,545	4.44	99,081,796	46	2,262,752	27,153,028	14.7	5.6
2011	14,859,505	178,329,281	4,975,630	65,946,092	70,921,722	4.44	107,407,559	40	657,976	7,895,710	4.4	4.8
2012	14,355,793	172,284,221	4,975,630	63,710,631	68,686,262	4.44	103,597,959	40	657,976	7,895,710	4.6	4.8
2013	13,852,081	166,239,160	4,975,630	61,475,171	66,450,801	4.44	99,788,359	40	657,976	7,895,710	4.7	4.8
2014	13,348,369	160,194,100	4,975,630	59,239,710	64,215,340	4.44	95,978,760	40	657,976	7,895,710	4.9	4.8
2015	12,844,657	154,149,039	4,975,630	57,004,249	61,979,879	4.44	92,169,160	40	657,976	7,895,710	5.1	4.8

Nota: El sombreado distingue los valores de los años que se grafican en la fig. 8

Figura 8

Punto de nivelación en porcentaje



18. Utilidades obtenidas

Con la información obtenida hasta este apartado, puede realizarse el balance entre costos e ingresos antes de impuestos, de tal manera que permita observar en un primer acercamiento, si existe utilidad o pérdida (cuadro 42) mediante la siguiente ecuación:

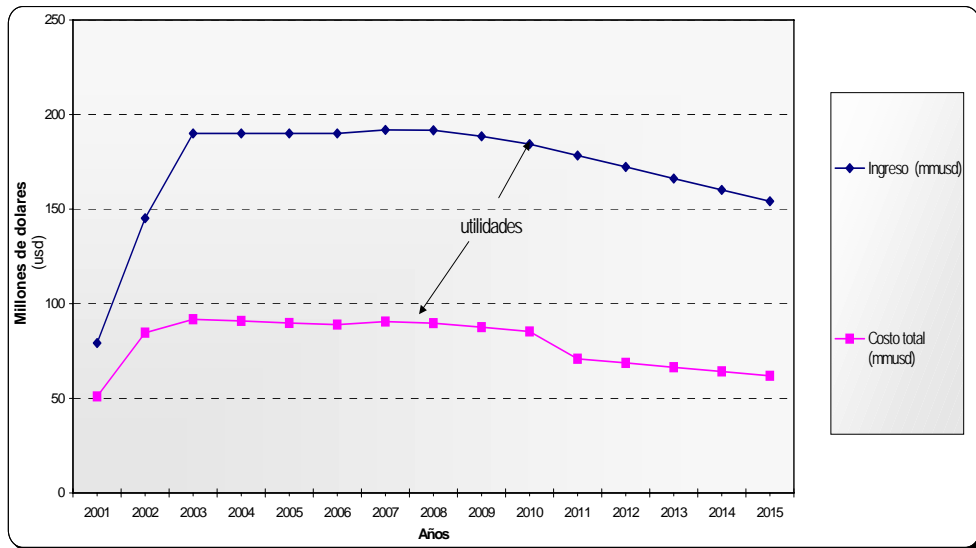
$$U = YT - CT$$

Donde:

- $U$  : Utilidades
- $YT$ : Ingresos totales
- $CT$ : Costos totales

Cuadro 42

Utilidades  
(MMUSD)



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingreso (mmUSD)	79.2	145.2	190.1	190.1	190.1	190.1	191.9	191.7	188.5	184.4	178.3	172.3	166.2	160.2	154.1
Costo total (mmUSD)	51.0	84.7	91.8	91.0	89.9	89.0	90.6	89.7	87.7	85.3	70.9	68.7	66.5	64.2	62.0
Utilidad bruta (mmUSD)	28.2	60.5	98.3	99.1	100.2	101.1	101.2	102.0	100.8	99.1	107.4	103.6	99.8	96.0	92.2
%	55	71	107	109	112	114	112	114	115	116	151	151	150	149	149

En su calculo se aprecia que durante todos los años, aun en los primeros, se obtiene una utilidad bruta, suficiente para cubrir los costos totales derivados de las obligaciones y operación, en proporciones superiores al 118% en promedio.



## 19. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite medir la variación o la sensibilidad de la rentabilidad de acuerdo a las modificaciones que sufran las diferentes variables decisorias.<sup>15</sup>

La rentabilidad directamente esta relacionada con la inversión y las utilidades, sin embargo estos factores dependen de otros como son: los precios, el nivel de ventas, los costos fijos, etc. ya que cualquier cambio que sufran éstos, afecta a los primeros factores mencionados, sin embargo cada factor afecta en diferente dimensión y de aquí la importancia de realizar un análisis que permita cuantificar los efectos en la rentabilidad e inversiones.

En el presente análisis utilizaremos el modelo de sensibilidad de la utilidad<sup>16</sup>, ante cambios asignados en el precio y volúmenes de venta previamente calculados.

A manera de ejemplo, tenemos que en los últimos años, los precios se han presentado con verdadera incertidumbre para muchos especialistas, el inicio de 2001, no fue la excepción: situaciones como los inventarios; la demanda estructural; la desaceleración económica; los conflictos regionales; el clima; la especulación, en fin muchas variables tienen que ver con las cotizaciones del crudo.

Los factores que impulsaron a los precios del crudo al alza no han cambiado, ahí siguen, la alta demanda, la falta de capacidad instalada, los conflictos geopolíticos (trance interno de Irak, las amenazas a Arabia Saudita y la inestabilidad política en Nigeria y Rusia)

Estas situaciones provocan inestabilidad en los mercados, con efectos múltiples de los que se pueden configurar, a manera de ejemplo, diferentes escenarios comunes<sup>17</sup>, todos ellos con repercusiones en los precios internacionales y por supuesto en la posible afectación de los precios de la cesta mexicana:

- Uno donde todo permanezca igual, en que los conflictos y temores regionales sigan latentes, que la economía crezca 3.5% anual, y que EU y Europa tengan un invierno "normal", la demanda estimada de crudo sería de 1.5 millones de barriles diarios, MMbd. Ante esta situación los precios del petróleo se ubicarían entre 35 y 40 usd, el barril en todo el año.
- Otro en que la economía se desacelere, aunque menos probable, existe la posibilidad que los precios altos tengan un impacto más severo en la economía mundial y se junte exactamente con la baja de las tasas de interés a nivel mundial, bajo este supuesto, la demanda estimada no se podría alcanzar y por lo tanto, se iniciaría una baja del precio del crudo en donde la OPEP seguramente tendría que aplicar una baja en la producción. Ante esta situación los precios podrían bajar hasta 30 usd por barril o menos, aunque habría que apuntar que el Cartel a externado que defenderá un precio promedio de entre 24 y 30 usd.
- En que el frío altere la demanda en EU y Europa y se junte con el conflicto de algún país, Esta situación sin duda, sería la peor porque los precios subirían por encima de 50 usd. Con un posible impacto negativo en la economía.
- Estos escenarios, son muestra de cómo a través de los factores citados, se influyen en el precios del crudo; sin embargo el mercado del petróleo no siempre se ha comportado en este sentido. Habrá que recordar en la década de los 80's, periodo en que se registraron precios cercanos a los 8.0 usd/bp, con afectaciones serias para la economía mexicana.

Estos extremos ejemplifican la necesidad; a fin de optimizar los recursos, pero sobre todo, reducir los riesgos, de realizar cuantos ejercicios de sensibilidad sean necesarios con la intención de calcular las posibles afectaciones en las utilidades del proyecto, por ello calcularemos tres escenarios: optimista, o alto, medio y pesimista ó bajo, con las posibles afectaciones en las variables: precio, capacidad instalada (seis pozos) y su combinación.

<sup>15</sup> "Existen diferentes modelos de sensibilización de aplicación directa a las mediciones del valor actual neto, tasa interna de retorno y utilidad.." (mediciones de carácter económico) "la sensibilización puede aplicarse al análisis de cualquier variable del proyecto, como la localización, el tamaño o la demanda", en: Sapag, Chain, Nassir y Sapag Chain, Reinaldo. "Preparación y Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición. Mc Graw Hill, México. 1989. p. 320.

<sup>16</sup> Este modelo permite determinar el comportamiento de la utilidad ante aumentos o disminuciones del precio de venta, con o sin variaciones en la cantidad vendida, o ante precios constantes y variaciones en la cantidad vendida. N del A.

<sup>17</sup> Mentado Pedro, "Acertijo petrolero 2005, análisis", en: Energía Hoy, ruta de negocios; Año 1, No.10 enero de 2005, p. 85

**Escenario I, caso optimo:** Como se afectaría la utilidad en promedio, ante una producción constante y una disminución en el precio en 33% al pasar de 12 a 8 usd/bpce, [cuadro 43 y figura 9 \(A, B y C\)](#), para los años 2001, 2007 y 2015.

- Los ingresos generados por el proyecto, bajo estas premisas, se disminuirá en promedio el 33%, al pasar de 171.5 a 114.3 MMUSD, no obstante los costos totales, que son en promedio de 78.8 MMUSD, se cubren 1.4 veces.
- La utilidad durante la vida del proyecto, bajo esta premisa, se disminuirá en promedio durante la vida del proyecto, el 64%, al pasar de \$92.6 a \$35.4 MMUSD.
- El punto de nivelación en unidades, que en los primeros dos primeros años es de 6.1 y 8.8 MMbpce, se incrementa en promedio, el 109.5%, al pasar de 2.1 a 4.4 MMbpce, calculado antes de esta posible afectación.
- El monetario, que en los primeros años es de 48.8 y 70.5 MMUSD, se incrementará en promedio el 40%, al pasar de 25.3 a 35.4 MMUSD.
- Lo mismo se refleja en el punto de nivelación en porcentaje, el cual se incrementa en promedio el 110%, al pasar del 16 al 33%, durante la vida del proyecto. Es de apreciar que el punto de nivelación (F), a lo largo de la vida del proyecto, observa un desplazamiento hacia la izquierda, lo que se interpreta como un signo positivo al registrar una mejora progresiva en el equilibrio entre los costos e ingresos.
- El precio de nivelación no se afecta, éste se conserva en promedio en 5.6 usd/bpce.

Por lo anterior, pese a los altos costos iniciales, se prevé que habrá utilidades suficientes para cubrir los costos totales, no obstante se requerirá de un mayor esfuerzo, particularmente en los primeros años, para producir y comercializar una mayor cantidad de crudo, a fin de equilibrar los ingresos y egresos, dados los supuestos mencionados.

**Escenario II, caso medio.-** Cuanto se afectaría la utilidad ante una variación en las utilidades por disminución en la producción del 50%, al operar 3 de 6 pozos, [cuadro 44 y figura 10 \(A, B y C\)](#), para los años 2001, 2007 y 2015.

- Los ingresos generados por el proyecto, bajo esta premisa, se disminuirán en 50%, al pasar de 171.5 a 88.8 MMUSD, no obstante los costos totales se cubren en 1.7 veces y son en promedio de 52.0 MMUSD.
- La utilidad bajo esta premisa, se disminuye en promedio el 60%, al pasar de \$92.6 a \$36.8 MMUSD.
- El punto de nivelación en unidades, se incremento en promedio el 5%, al pasar de 2.1 a 2.2 MMbpce, calculado antes de esta posible afectación.
- El monetario, que en los primeros años es de 35.1 y 54.6 MMUSD, se incrementa en promedio el 4.0%, al pasar de 25.3 a 26.3 MMUSD
- El punto de nivelación en porcentaje, se incrementará en promedio el 81%, al pasar del 16 al 29%, con un claro desplazamiento hacia la izquierda como el descrito en el caso I. ([fig. 10 A, B y C](#))
- El precio de nivelación se incrementará en promedio el 25%, al pasar de 5.6 a 7.0 usd/bpce.

Por lo anterior, se prevé, pese al decremento en 50% de la producción; que habrá en promedio ingresos suficientes, durante la vida del proyecto, para cubrir los costos totales en 1.7 veces, lo que hace viable este proyecto, dados los supuestos mencionados.

**Escenario III, caso pesimista.**- Cuanto se modifica la utilidad al variar la producción, al operar de 4 de 6 pozos, y una variación en el precio, al pasar de 12 a 8 usd/bpce, [cuadro 45 y figura 11 \(A, b y C\)](#), para los años 2001, 2007 y 2015.

- Los ingresos generados por el proyecto, bajo esta premisa, se disminuirán cerca de 55%, al pasar de 171.5 a 77.9 MMUSD, no obstante los costos totales se cubren en 1.2 veces y que son en promedio de 62.5 MMUSD. Al igual que en el escenario optimo, el año uno, al carecer de utilidades no se alcanza a obtener el punto de equilibrio durante ese periodo.
- La caída de la utilidad bajo esta premisa, es muy severa ya que ésta, se disminuye en promedio el 83%, al pasar de \$92.6 a \$15.5 MMUSD; no obstante estas utilidades no limitan la factibilidad de este proyecto.
- El punto de nivelación en unidades, se incrementará en promedio el 124%, al pasar de 2.1 a 4.7 MMbpce, calculado antes de esta posible afectación.
- El monetario, que en los primeros años es de 49 y 73 MMUSD, se incrementará en promedio el 50%, al pasar de 25.2 a 37.8 MMUSD.
- Lo mismo se refleja en el punto de nivelación en porcentaje (F), este se incrementará en promedio el 200%, al pasar del 16 al 48%, [con el mismo desplazamiento hacia la izquierda, como en los casos anteriores.](#)
- El precio de nivelación se incrementará en promedio el 14%, al pasar de 5.6 a 6.4 usd/bpce.

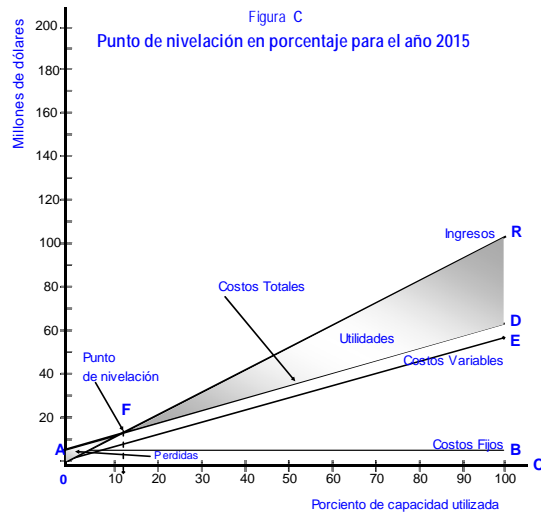
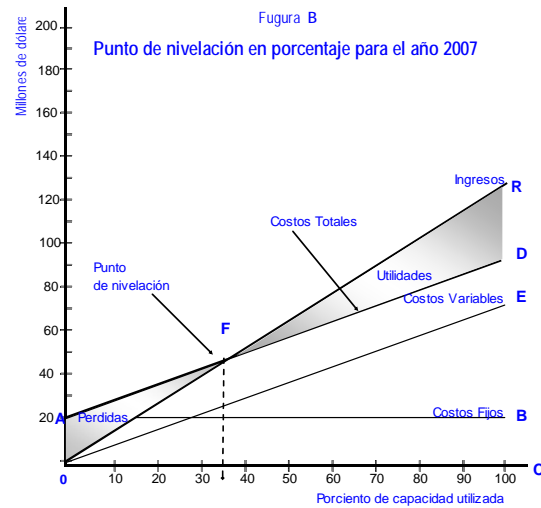
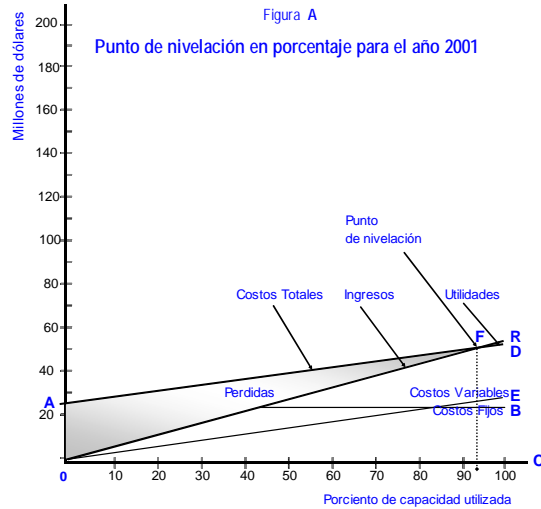
Por lo anterior, se prevé que habrá ingresos suficientes que generen utilidades; aunque al igual que en los casos anteriores, habrá que realizar mayores esfuerzos, de producción y comercialización a fin de equilibrar los costos e ingresos y lograr los puntos de nivelación: en unidades, monetario, porcentaje y precio; que aseguren la obtención de beneficios, dados los supuestos mencionados.

**Cuadro 43**  
**Caso óptimo, sensibilidad en las utilidades obtenidas**  
 (con una disminución en los precios del crudo del 33% al pasar de 12 a 8 usd./bpc)

Año	Producción			Ingreso a:				Costos				Utilidad bruta				Punto de nivelación			
	promedio (bpce)	(12 usd/bpce y 6 pozos - 100%)	(8 usd/bpce y 6 pozos - 100%)	Fijos (usd)	Variables (usd)	Total	Unitario variable (usd / bpce)	c / ingresos a 12.0 usd / bpce %	c / ingresos a 8.0 usd / bpce %	var %	Unidades (bpce)	Unidades monetarias (usd)	Porcentaje (%)	Precio (usd)					
2001	6,600,000.6	79,206,766	52,800,005	22,468,344	28,524,938	50,993,282	4.32	28,213,484	55	1,806,722	4	(94)	6,108,782	48,870,254	93	7.7			
2002	12,100,001.0	145,212,404	96,800,008	32,390,578	52,295,720	84,686,298	4.32	60,526,106	71	12,113,710	14	(80)	8,806,478	70,451,823	73	7.0			
2003	15,840,001.4	190,096,238	126,720,011	23,365,140	68,459,852	91,824,992	4.32	98,271,246	107	34,895,019	38	(64)	6,352,606	50,820,850	40	5.8			
2004	15,840,001.4	190,096,238	126,720,011	22,507,405	68,459,852	90,967,256	4.32	99,128,982	109	35,752,755	39	(64)	6,119,402	48,955,214	39	5.7			
2005	15,840,001.4	190,096,238	126,720,011	21,399,669	68,459,852	89,859,521	4.32	100,236,717	112	36,860,490	41	(63)	5,818,226	46,545,810	37	5.7			
2006	15,840,001.4	190,096,238	126,720,011	20,541,934	68,459,852	89,001,786	4.32	101,094,452	114	37,718,225	42	(63)	5,585,022	44,680,175	35	5.6			
2007	15,988,897.4	191,883,143	127,911,179	19,684,199	70,958,304	90,642,503	4.44	101,240,640	112	37,268,676	41	(63)	5,526,124	44,208,990	35	5.7			
2008	15,969,889.4	191,655,027	127,759,115	18,826,463	70,873,947	89,700,411	4.44	101,954,617	114	38,058,704	42	(63)	5,285,324	42,282,591	33	5.6			
2009	15,708,529.3	188,518,439	125,668,235	17,968,728	69,714,038	87,682,766	4.44	100,835,673	115	37,985,468	43	(62)	5,044,524	40,356,193	32	5.6			
2010	15,363,217.3	184,374,341	122,905,738	17,110,993	68,181,553	85,292,545	4.44	99,081,796	116	37,613,193	44	(62)	4,803,724	38,429,794	31	5.6			
2011	14,859,505.3	178,329,281	118,876,042	4,975,630	65,946,092	70,921,722	4.44	107,407,559	151	47,954,320	68	(55)	1,396,854	11,174,831	9	4.8			
2012	14,355,793.2	172,284,221	114,846,346	4,975,630	63,710,631	68,686,262	4.44	103,597,959	151	46,160,084	67	(55)	1,396,854	11,174,831	10	4.8			
2013	13,852,081.2	166,239,160	110,816,649	4,975,630	61,475,171	66,450,801	4.44	99,788,359	150	44,365,849	67	(56)	1,396,854	11,174,831	10	4.8			
2014	13,348,369.1	160,194,100	106,786,953	4,975,630	59,239,710	64,215,340	4.44	95,978,760	149	42,571,613	66	(56)	1,396,854	11,174,831	10	4.8			
2015	12,844,657.1	154,149,039	102,757,257	4,975,630	57,004,249	61,979,879	4.44	92,169,160	149	40,777,377	66	(56)	1,396,854	11,174,831	11	4.8			

Nota: El sombreado distingue los valores de los años que se grafican en la fig. 9

**Figura 9. Caso Optimo, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje**  
 (con una disminución en los precios del 33% al pasar de 12 a 8 usd.)



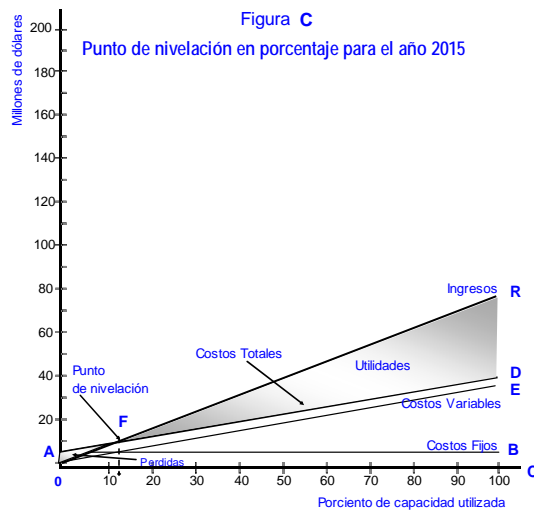
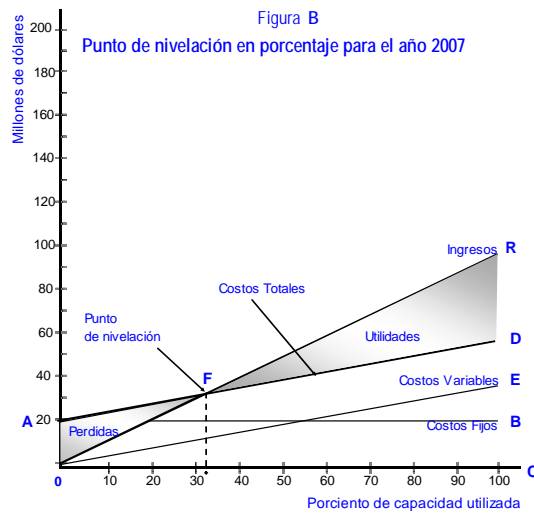
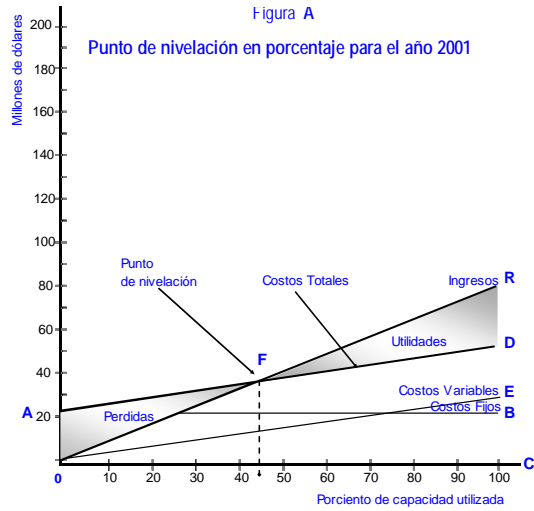
Cuadro 44

Caso medio, sensibilidad en las utilidades obtenidas  
(con una variación en las utilidades al disminuir la producción en 50%, al operar 3 de 6 pozos)

Año	Producción promedio		Ingreso		Costos				Utilidad				Punto de nivelación				
	con		(12 usd/bpce y	(12 usd/bpce y	Fijos	Variables	Totales	Unitario variable	c/ ingresos a 12.0 usd/bpce		c / ingresos a 12.0 usd/bpce		Unidades	Unidades monetarias	Porcentaje	Precio	
	(6 pozos - 100%)	(3 pozos - 50%)	6 pozos - 100%)	3 pozos - 50%)					(usd)	(usd)	(usd)	(usd / bpce)					y 6 pozos -100%
2001	6.600,000.6	6.600,000.6	79,206,766	79,200,007	22,468,344	28,524,938	50,993,282	4.32	28,213,484	55	28,206,725	55	(0)	2,926,312	35,115,749	44	7.7
2002	12,100,001.0	7,920,000.7	145,212,404	95,040,008	32,390,578	38,698,833	71,089,411	4.89	60,526,106	71	23,950,597	34	(60)	4,553,214	54,638,563	57	9.0
2003	15,840,001.4	7,920,000.7	190,096,238	95,040,008	23,365,140	34,866,602	58,231,742	4.40	98,271,246	107	36,808,266	63	(63)	3,075,311	36,903,730	39	7.4
2004	15,840,001.4	7,920,000.7	190,096,238	95,040,008	22,507,405	34,866,602	57,374,007	4.40	99,128,982	109	37,666,001	66	(62)	2,962,416	35,548,992	37	7.2
2005	15,840,001.4	7,920,000.7	190,096,238	95,040,008	21,399,669	34,866,602	56,266,272	4.40	100,236,717	112	38,773,736	69	(61)	2,816,616	33,799,396	36	7.1
2006	15,840,001.4	7,920,000.7	190,096,238	95,040,008	20,541,934	34,866,602	55,408,536	4.40	101,094,452	114	39,631,472	72	(61)	2,703,722	32,444,658	34	7.0
2007	15,988,897.4	8,068,896.7	191,883,143	96,826,760	19,684,199	35,550,110	55,234,309	4.41	101,240,640	112	41,592,451	75	(59)	2,592,011	31,104,135	32	6.8
2008	15,969,889.4	7,975,440.7	191,655,027	95,705,288	18,826,463	35,507,848	54,334,311	4.45	101,954,617	114	41,370,977	76	(59)	2,494,281	29,931,374	31	6.8
2009	15,708,529.3	7,723,584.7	188,518,439	92,683,016	17,968,728	36,251,300	54,220,028	4.69	100,835,673	115	38,462,988	71	(62)	2,459,308	29,511,700	32	7.0
2010	15,363,217.3	7,471,728.6	184,374,341	89,660,744	17,110,993	36,818,038	53,929,031	4.93	99,081,796	116	35,731,713	66	(64)	2,419,420	29,033,039	32	7.2
2011	14,859,505.3	7,219,872.6	178,329,281	86,638,471	4,975,630	37,589,272	42,564,903	5.21	107,407,559	151	44,073,569	104	(59)	732,396	8,788,747	10	5.9
2012	14,355,793.2	6,968,016.6	172,284,221	83,616,199	4,975,630	38,226,379	43,202,009	5.49	103,597,959	151	40,414,190	94	(61)	763,834	9,166,004	11	6.2
2013	13,852,081.2	6,716,160.6	166,239,160	80,593,927	4,975,630	38,729,357	43,704,988	5.77	99,788,359	150	36,888,939	84	(63)	798,220	9,578,639	12	6.5
2014	13,348,369.1	6,464,304.6	160,194,100	77,571,655	4,975,630	39,690,606	44,666,236	6.14	95,978,760	149	32,905,419	74	(66)	849,079	10,188,944	13	6.9
2015	12,844,657.1	6,212,448.5	154,149,039	74,549,382	4,975,630	34,202,549	39,178,180	5.51	92,169,160	149	35,371,203	90	(62)	766,128	9,193,539	12	6.3

Nota: El sombreado distingue los valores de los años que se grafican en la fig. 10

Figura 10. Caso medio, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje  
 (con una variación en las utilidades por: disminución en la producción del 50%, al operar 3 de 6 pozos)



Cuadro 45

## Caso pesimo, sensibilidad en las utilidades obtenidas

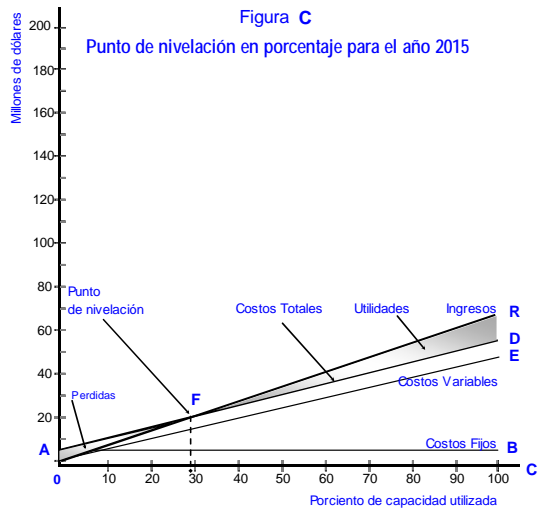
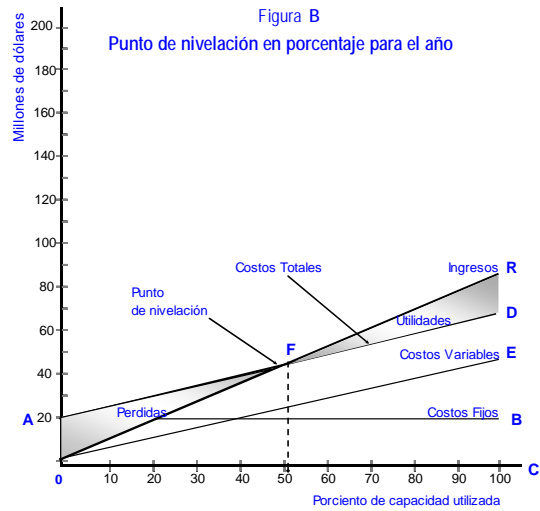
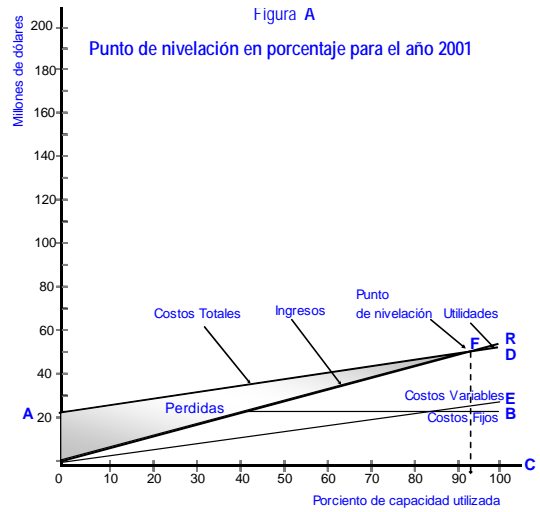
(con una variación en las utilidades por: disminución en la producción, al operar 4 de 6 pozos y una disminución en el precio de 12 a 8 usd.)

Año	Producción promedio		Ingreso		Costos				Utilidad				Punto de nivelación				
	con		(12 usd/bpce y 6 pozos - 100%)	(8 usd/bpce y 4 pozos - 66%)	Fijos (usd)	Variables (usd)	Totales (usd)	Unitario variable (usd / bpce)	c/ ingresos a 12.0 usd/bpce y 6 pozos -100%		c/ ingresos a 8.0 usd/bpce y 4 pozos - 66%		Unidades (bpce)	Unidades monetarias (usd)	Porcentaje (%)	Precio (usd)	
	(6 pozos - 100%)	(4 pozos - 66%)							%	var %	%	var %					
2001	6,600,000.6	6,600,000.6	79,206,766	52,800,005	22,468,344	28,524,938	50,993,282	4.32	28,213,484	55	1,806,722	4	(94)	6,108,782	48,870,254	93	7.7
2002	12,100,001.0	10,560,000.9	145,212,404	84,480,007	32,390,578	47,066,148	79,456,726	4.46	60,526,106	71	5,023,281	6	(92)	9,142,188	73,137,505	87	7.5
2003	15,840,001.4	10,560,000.9	190,096,238	84,480,007	23,365,140	46,230,938	69,596,078	4.38	98,271,246	107	14,883,929	21	(85)	6,450,769	51,606,149	61	6.6
2004	15,840,001.4	10,560,000.9	190,096,238	84,480,007	22,507,405	46,230,938	68,738,342	4.38	99,128,982	109	15,741,665	23	(84)	6,213,961	49,711,685	59	6.5
2005	15,840,001.4	10,560,000.9	190,096,238	84,480,007	21,399,669	46,230,938	67,630,607	4.38	100,236,717	112	16,849,400	25	(83)	5,908,131	47,265,051	56	6.4
2006	15,840,001.4	10,560,000.9	190,096,238	84,480,007	20,541,934	46,230,938	66,772,872	4.38	101,094,452	114	17,707,135	27	(82)	5,671,323	45,370,587	54	6.3
2007	15,988,897.4	10,708,896.9	191,883,143	85,671,175	19,684,199	47,258,231	66,942,429	4.41	101,240,640	112	18,728,746	28	(82)	5,487,631	43,901,045	51	6.3
2008	15,969,889.4	10,708,896.9	191,655,027	85,671,175	18,826,463	47,272,923	66,099,386	4.41	101,954,617	114	19,571,789	30	(81)	5,250,516	42,004,131	49	6.2
2009	15,708,529.3	10,354,080.9	188,518,439	82,832,647	17,968,728	47,823,830	65,792,558	4.62	100,835,673	115	17,040,089	26	(83)	5,314,366	42,514,927	51	6.4
2010	15,363,217.3	10,018,272.9	184,374,341	80,146,183	17,110,993	48,136,176	65,247,169	4.80	99,081,796	116	14,899,014	23	(85)	5,355,281	42,842,251	53	6.5
2011	14,859,505.3	9,682,464.8	178,329,281	77,459,719	4,975,630	48,536,324	53,511,954	5.01	107,407,559	151	23,947,765	45	(78)	1,665,654	13,325,231	17	5.5
2012	14,355,793.2	9,346,656.8	172,284,221	74,773,254	4,975,630	48,802,344	53,777,974	5.22	103,597,959	151	20,995,281	39	(80)	1,790,677	14,325,415	19	5.8
2013	13,852,081.2	9,010,848.8	166,239,160	72,086,790	4,975,630	48,934,236	53,909,866	5.43	99,788,359	150	18,176,924	34	(82)	1,936,488	15,491,907	21	6.0
2014	13,348,369.1	8,675,040.7	160,194,100	69,400,326	4,975,630	49,524,397	54,500,028	5.71	95,978,760	149	14,900,298	27	(84)	2,171,662	17,373,295	25	6.3
2015	12,844,657.1	8,339,232.7	154,149,039	66,713,862	4,975,630	49,365,680	54,341,310	5.92	92,169,160	149	12,372,552	23	(87)	2,391,774	19,134,196	29	6.5

Nota: El sombreado distingue los valores de los años que se grafican en la fig. 11



**Figura 11. Caso pésimo, sensibilidad en el punto de nivelación en porcentaje**  
 (con una disminución en las utilidades por: disminución en la producción, al operar 4 de 6 pozos  
 y una disminución en el precio del 33% al pasar de 12 a 8 usd/bp)



## 20 Estado de resultados pro-forma

Hasta este punto ya se tienen los presupuestos requeridos por el proyecto, los cuales se agrupan en el presupuesto de ingresos y el de costos totales (egresos), por lo que se procede a conformar el estado financiero que mostrará la situación futura de la empresa de acuerdo a lo que se plantea realizar.

La finalidad del análisis del estado de resultados o pérdidas y ganancias es calcular la utilidad real y los flujos netos de efectivo del proyecto, que son en forma general, el beneficio real de la operación de la unidad de producción y que se obtienen restando a los ingresos todos los costos en que incurra la planta y los impuestos que deba pagar. Para realizar este estado de resultados adecuado, el evaluador deberá basarse en la ley tributaria, en las secciones referentes a la determinación de los ingresos y costos deducibles de impuestos.<sup>18</sup>

Este estado pro-formal permitirá determinar si la empresa en cuestión tiene capacidad para:

- Realizar las inversiones necesarias para que la planta continúe operando en años futuros, de acuerdo a lo establecido.
- Hacer frente a los créditos contraídos para financiar parte de las inversiones,
- Determinar los flujos netos de efectivo, que son las cantidades que se utilizan en la evaluación económica.
- Las cifras del estado de resultados por sí solas aportan una información muy valiosa acerca del comportamiento del negocio.
- Permite evaluar objetivamente a la entidad y a su vez, señala los posibles caminos de acción para mejorar el negocio en todos los aspectos.
- Distribuir dividendos entre los accionistas.

### Componentes del estado de resultados pro-forma

Existen los siguientes componentes que constituyen el flujo de caja aunque estos de manera interna integran más o menos conceptos, dependiendo de las condiciones en que se plantea el proyecto: créditos, reinversiones, etc.

- **Egresos iniciales.**

Se refiere al total de las inversiones realizadas en el año cero requeridas para que la planta de inicio a sus operaciones.

- **Ingresos de operación**

Se compone de los ingresos presupuestados y provenientes de la venta de la producción de aceite y gas natural, así como de otros ingresos extraordinarios que se obtenga<sup>19</sup>, ya sea por la venta de desperdicios, productos financieros u otros cuya actividad no sea la principal. Ya que para este proyecto el estado de flujo se realiza de manera anual, los ingresos se registran también de manera anual. Estos ingresos extraordinarios no se consideran en el presente estudio con el fin de lograr un escenario más conservador.

---

<sup>18</sup> No hay que olvidar que en la evaluación de proyectos se está planteando y pronosticando los resultados probables que tendrá una entidad productiva, y esto, de hecho simplifica mucho la presentación del estado de resultados. Se llama "pro-forma" porque esto significa proyectado, lo que en realidad hace el evaluador: proyectará los resultados económicos que él calcula que tendrá la empresa.

<sup>19</sup> En la práctica los ingresos por la explotación del crudo son: por crudo, gas y condensados. En nuestro estudio, para simplificar, el gas se incluyó en el crudo, resultando el petróleo equivalente; y los condensados dado su valor relativo, no se incluyeron.

- **Egresos de operación**

Son los costos totales de producción a los que se incurre por el hecho de producir aceite y gas natural asociado, los cuales deberán ser registrados de manera anual. Así mismo hay que notar que existe un calendario de reinversiones, el cual marca los años en los que es necesario comprar un activo fijo por haber terminado la vida útil anterior, por lo que dichos egresos deberán ser también registrados.

- **Transferencias<sup>20</sup>**

Son los impuestos y derechos federales de los que Pemex es sujeto de leyes especiales de impuestos, las cuales se basan en ingresos por venta de petróleo y no generan diferencias temporales o impuestos diferidos. Pemex no es sujeto de la Ley del impuesto sobre la Renta ni de la Ley del impuesto al Activo, aunque algunas de las compañías subsidiarias son sujetas de la Ley del Impuesto sobre la Renta y no generan un monto significativo de impuestos diferidos.

Pemex es sujeto a los siguientes impuestos y derechos: derechos sobre extracción de petróleo, impuestos a los rendimientos petroleros e impuestos especiales sobre producción y servicios (IEPS); Pemex también es sujeto al impuesto al valor agregado (IVA), en los términos comentados.

A partir de enero de 1994 los Derechos sobre extracción de petróleo se calculan aplicando una tasa del 52.3% (derecho ordinario) sobre los flujos de efectivo de la diferencia entre las ventas de petróleo crudo y los costos y gastos de extracción. Se calculan derechos extraordinarios y adicionales sobre extracción de petróleo usando una tasa de 25.5 y 1.1%, respectivamente y sobre la misma base. El impuesto a los "rendimientos petroleros" al cual es sujeto Pemex exclusivamente, es equivalente al impuesto sobre la renta a la que son sujetas las compañías mexicanas excepto Pemex y cuya tasa es 35% y es aplicable al rendimiento neto del ejercicio obtenido por cada organismo..

La suma de todos los impuestos y derechos a cargo de Pemex mencionados anteriormente equivalen al 60.8% del total de las ventas a terceros

En resumen, mientras los Derechos sobre hidrocarburos no cubran el 60.8% de las ventas a terceros, se pagan derechos adicionales hasta alcanzar dicho tope.

NOTA: Adicionalmente se paga un 39.2% "aprovechamiento sobre rendimientos excedentes" que se determina multiplicando la diferencia entre el precio promedio ponderado mensual de barril de crudo y cualquier nivel de precios estimado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP y aprobado por el Congreso. Así, por el volumen total de exportación de hidrocarburos de cada mes, sobre la porción de los ingresos por ventas de crudo a un precio superior a los 15.0 y 9.25 dólares de los americanos por barril en 2000 y 1999, se calculo dicho impuesto. Este impuesto no se aplico en el presente estudio ya que, con el fin de establecer un escenario conservador, el precio de referencia es de 12.0 usd/bpce.

- **Valor de salvamento**

Se refiere a la estimación de valor que podría tener un proyecto después de varios años de operación, el cual deberá ir reflejado en el último flujo. Dicho valor se relaciona a los activos fijos, sin embargo en la elaboración de flujo de caja y la posterior evaluación *no se considero el valor de salvamento del proyecto, debido a que se optó por un escenario más conservador.*

## 20.1 Estado de resultados pro-forma del proyecto

Mediante este estado financiero, se busca reflejar la rentabilidad de la inversión, es decir se considera que toda la inversión es realizada con recursos propios, sin financiamiento alguno, por lo que se deja fuera la suma considerada como intereses de la deuda y amortización de la misma. (cuadro 46)

<sup>20</sup> Petróleos Mexicanos: "Pemex, Informe anual", 2000, p. 51

En todo flujo los gastos por depreciación y amortización de la inversión diferida son virtuales, sin embargo con fines fiscales son incorporados como un gasto antes de impuestos y posteriormente son sumados a la utilidad neta ya que no constituyen una salida de dinero real.<sup>21</sup>

Como se puede apreciar, los gastos de depreciación y amortización se incluyen primero dentro de los costos totales de producción para efectos tributarios, y posteriormente, dado que no significan salidas reales, se vuelven a sumar.

*Nota:* La sección sombreada no forma parte de la carátula del estado de resultados, pero conviene incluirla en la misma cedula, renglones abajo a fin de monitorear los indicadores de producción.

## Resultados de operaciones

Para disponer de un marco de referencia imaginemos una hipotética región petrolera del país, propiedad de la paraestatal Pemex o de cualquier empresa; de vasta extensión territorial y campos petroleros de muy diversas características, unos expandiéndose desde hace muchos años, otros aún en desarrollo, y varios más recién descubiertos y todavía en etapa de delimitación y caracterización, además de numerosos prospectos exploratorios de diferentes fases de estudio. Algunos de los campos de esa hipotética región son marinos, otros lacustres y los demás terrestres, y los yacimientos se alojan lo mismo en formaciones geológicas del Terciario que del Mesozoico. Esa diversidad explica que dentro de la misma región existen áreas que presentan mayores dificultades que otras para la exploración, desarrollo y explotación de los campos, con diferencias substanciales en sus productividades y costos.

Las características geográficas de esa región, la ubicación de sus yacimientos y la calidad de sus fluidos, así como la distribución y tipo de sus activos fijos, entre otros aspectos, hicieron recomendable organizarla a través de unidades que por sencillez llamaremos distritos, y una sede regional; porque se consideró que de esta forma se podría brindar una esmerada atención a sus yacimientos, plataformas, pozos y toda la compleja gama de instalaciones superficiales que hacen posible conducir adecuadamente los procesos de extracción de los hidrocarburos, su separación y tratamiento preliminar, su almacenamiento, bombeo o compresión, así como su transporte y venta. La importancia de esta hipotética región se refleja en los volúmenes de hidrocarburos comercializados cada año.

Para encargarse de esta región se selecciono un grupo de ingenieros petroleros, geólogos, geofísico, químicos, civiles, mecánicos, electricistas, electrónicos y topógrafos, por mencionar sólo algunas de las especialidades de la ingeniería, y profesionales de otras ramas como derecho, administración de empresas, física, matemáticas, actuaría, biología, *economía* y contaduría. Además se integraron importantes grupos de técnicos especializados en diversas ramas de la operación, el mantenimiento, la construcción, y la perforación entre otras disciplinas, aparte del imprescindible personal de apoyo para las funciones administrativas.

La misión encomendada a este grupo humano encargado del cuidado de esa inmensa riqueza nacional se puede expresar simple y llanamente como la de administrar los recursos petroleros de la Nación, en el entendido de que administrar significa lograr que todas y cada una de las funciones se ejerzan bien y en armonía unas con otras, y que los recursos materiales, financieros, humanos y tecnológicos, entre otros, puestos bajo la responsabilidad del grupo, se combinen de la mejor forma posible y se aprovechen óptimamente. De esa manera, a través de una gestión eficiente, se logrará que se explore el subsuelo, se descubra petróleo y se produzcan los hidrocarburos al menor costo posible, obteniendo con su explotación el máximo beneficio para la Nación, dentro de una perspectiva de largo plazo.

Como principio de una buena administración, la dirección deberá conocer y evaluar periódicamente los resultados de las operaciones, tanto en términos físicos y volumétricos, como en términos económicos y financieros. El análisis de las cifras de ventas y gastos permitirá conocer la cuantía e importancia relativa de las ganancias o de las pérdidas, así como su ubicación y origen, corregir las desviaciones y detectar las áreas de oportunidad para el mejoramiento del negocio.

---

<sup>21</sup> Los Flujos Netos de Efectivo (*FNE*) reales de un proyecto en marcha, incluyen los montos de depreciación y amortización, pues en realidad si representan dinero sobrante, pero se discute el hecho de que en la evaluación económica se inflen los *FNE* con dinero que no provenga de las operaciones propias de la empresa sino que provenga de la vía fiscal; esto es, si no se sumaran los cargos por depreciación y amortización a los *FNE*, estos serían menores, y lo mismo ocurriría con la rentabilidad del proyecto, pero sería una rentabilidad más realista, pues solo se incluirían los *FNE* provenientes de las operaciones de la empresa. A pesar de lo anterior, lo más usual es sumar los cargos de depreciación y amortización.

- Bajo esa perspectiva, con la infraestructura de producción en estudio, los ingresos anuales serán en promedio de \$171.5 millones de dólares anuales y provienen por la venta de petróleo crudo equivalente.
- A partir de los volúmenes y de los ingresos anuales calculamos los distintos indicadores de nivelación. Por su parte los egresos ascendieron en promedio a \$68.4 millones de dólares por año, e incluyeron los gastos de operación y mantenimiento, la depreciación de activos fijos y algunos gastos de inversión improductiva derivados de la perforación de pozos exploratorios y desarrollo y que en su caso, resultaran secos o sufrieran algún accidente que impidiera alcanzar el objetivo<sup>22</sup>.
- La utilidad de operación, diferencia entre los ingresos y los egresos, resulto en promedio de \$103.0 millones de dólares anuales.
- Por su parte los impuestos y derechos ascendieron en promedio a \$76.8 millones de dólares anuales. Cabe señalar que este y los otros montos suponen que toda la producción se vendió, ya que de no haber sido así, las pérdidas por evaporaciones en tanques atmosféricos o envíos de gas al quemador hubieran generado derechos adicionales; las pérdidas por derrames producen dos efectos negativos en los resultados; por un lado representan ingresos no captados y por otro constituyen gastos extraordinarios, culminando ambos en la disminución de los ingresos y el incremento de los egresos.
- Así, con esta estructura de producción, la región a la que estará incorporada logrará una utilidad anual promedio de \$26.3 millones de dólares.
- Se obtendrá un flujo de caja del proyecto en promedio de \$31.6 millones de dólares, durante todos los años de vida del proyecto, de tal forma que siempre habrá liquidez de sobra para financiar sus obligaciones y operaciones.
- Por último, se tienen costos unitarios de extracción y producción promedio anual de 3.05 y \$ 5.6 usd/bpce

## 20.2 Estado de resultados pro-forma del inversionista

El flujo de efectivo obtenido mediante este documento financiero, permite medir la rentabilidad del negocio con el apoyo de recursos ajenos, por lo que los costos totales deberán comprender el efecto del financiamiento para incorporar el impacto del apalancamiento de la deuda.

Los gastos de depreciación y amortización de la inversión diferida tienen el mismo trato que en el flujo anterior, el factor que ahora afecta las utilidades antes de impuestos es la incorporación de los intereses en los costos (antes de impuestos) ya que son gravables; no así la amortización de la deuda que al no constituir cambio en la riqueza de la empresa no esta sujeta a impuestos y se incorpora en el flujo después de haber calculado el impuesto.<sup>23</sup> (cuadro 47)

Este flujo de caja es el que finalmente debe utilizarse para la evaluación financiera, ya que es finalmente en donde quedan reflejados todas las erogaciones del proyecto

En los flujos siguientes, al igual que en el caso anterior, los valores positivos representan una entrada mientras que los valores negativos representan una salida.

### Resultado de operaciones

- Bajo este supuesto, en el caso en estudio, los ingresos anuales serán en promedio de \$171.5 millones de dólares anuales y provinieron básicamente por la venta de petróleo crudo equivalente.

---

<sup>22</sup> En oportuno aclarar que las cuantiosas inversiones realizadas durante la construcción se deberán ir traduciendo en activos fijos productivos conforme se va concluyendo cada obra y sus beneficios particulares se registraran oportunamente en el renglon de ingresos, en tanto que su costo se reflejo en el renglon de egresos por la vía de la depreciación. Solo quedaran pendientes de ser registradas las obras en ejecución, como pozos en perforación y otras instalaciones hasta que fueran concluidas.

<sup>23</sup> Zurita C. Jaime M; "Evaluación de Proyectos Industriales" FE-UNAM, México. 1997. p. 203

- Por su parte los egresos ascendieron en promedio a \$78.8 millones de dólares anuales, e incluyeron los gastos de operación y mantenimiento, la depreciación de activos fijos y algunos gastos de inversión improductiva derivados de la perforación de pozos exploratorios y desarrollo que resultaron secos o sufrieron algún accidente que impidió alcanzar el objetivo.
- La utilidad de operación, diferencia entre los ingresos y los egresos, resulto en promedio de \$92.6 millones de dólares anuales.
- Los impuestos y derechos ascendieron a \$69.0 millones de dólares y se deberá considerar el mismo supuesto anterior de que se logro vender toda la producción con las mismas posibles implicaciones.
- Con esta estructura de producción, la región a la que estará incorporada logrará una utilidad neta anual promedio de \$23.6 millones de dólares.
- Se obtendrá un flujo de caja del proyecto en promedio de \$29.0 millones de dólares, durante todos los años de vida del proyecto, de tal forma que siempre habrá liquides de sobra para financiar sus obligaciones y operaciones, sin tener que recurrir créditos adicionales.
- Finalmente, se tienen costos unitarios de producción promedio anual de \$5.6 usd/bpce

## 21 Resumen

En este capítulo, tuvo la finalidad de cuantificar y presupuestar (estimar) las operaciones necesaria para construir e instalar y mantener en optimas condiciones de operación, una infraestructura de producción de aceite y gas natural, en un yacimiento depresionado, para lo cual se aplico un método de recuperación secundaria mediante la inyección de gas nitrógeno, N<sub>2</sub>. Se prepararon los presupuestos de ingresos, egresos y utilidades sometiéndolas a análisis de sensibilidad, bajo tres escenarios. Se obtuvieron los puntos de equilibrio en unidades, monetario, porcentaje y precio. Se analizaron los efectos del financiamiento en el proyecto; lo anterior con la finalidad de conformar el estado financiero (pro-forma) para obtener los flujos de efectivo del proyecto y la posible utilidad real, aplicando la ley tributaria vigente, punto de partida para la evaluación financiera del proyecto.

## 22 Conclusión

Mediante la obtención de los estados pro-forma del proyecto, se aportó la información que servirá para evaluar el proyecto en su conjunto y calcular su rentabilidad; y cuyo resultado nos permite concluir que el proyecto es aceptado al generar flujos netos positivos suficientes de \$31.6 millones de dólares anuales en promedio, aún financiando en su totalidad el proyecto serían de \$29.0 millones de dólares. Pero más aún las transferencias fiscales serían del orden de \$76.8 y 69.0 millones de dólares considerando la realización del proyecto con recursos propios o con financiamiento.







## **V. Criterios de Evaluación Financiera**

## V. Criterios de evaluación financiera

El objeto de realizar la evaluación financiera es determinar la rentabilidad del capital invertido en la estructura de producción, teniendo presente que dicho rendimiento debe permitir la recuperación de dicho capital, mediante la generación de suficiente liquidez y solvencia para apoyar las operaciones de producción y comerciales, y solventar las obligaciones financieras; así como la generación de un beneficio que incluya las expectativas del inversionista; un rendimiento real, la pérdida de valor del dinero en el tiempo, un premio por el riesgo asumido y así como los efectos que el crédito tendría sobre la liquidez y el rendimiento.

Para la determinación del rendimiento es necesario aplicar los indicadores financieros generalmente aceptados, como son: Valor actual neto (VAN), la Tasa interna de retorno (TIR), Relación costo/beneficio (RBC), Índice de rentabilidad (IR) y el Periodo de recuperación del capital (PER), como sigue:

### 1. Valor actual neto (VAN)<sup>1</sup>

El VAN es un indicador absoluto que determina la equivalencia en el tiempo cero de los flujos que genera el proyecto y compara esta equivalencia con la inversión inicial.

Esta dado por la diferencia del valor actual de los beneficios menos el valor actual de la inversión y se expresa de la siguiente manera:

$$VAN = \left[ \sum FNE_t (1+i)^{-t} \right] - I_o$$

ó

$$VAN = \left[ \sum FNE (FSA) \right] - I_o$$

*Donde:*

$\Sigma$  : Sumatoria de  $t$  igual a cero hasta  $n$  periodos.

$FNE$  : Flujo neto de efectivo en el año  $t$ .

$I_o$  : Inversión inicial.

$FSA$  : Factor singular de actualización<sup>2</sup>

### 1.1 Determinación de la TREMA

La tasa de descuento utilizada en el proyecto y que se refiere a la *tasa de recuperación mínima atractiva para el inversionista*<sup>3</sup>, se establece arbitrariamente, y ya que no existe un método riguroso para establecerla, se hace compleja su determinación.

Entre los factores que deben tomarse en cuenta para establecer dicha tasa y que de alguna manera permiten establecer una TREMA certera serán:

<sup>1</sup> El Valor Presente Neto, es interpretado también como la ganancia, que resulta de la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. Por su traducción literal del inglés también se le llama *valor presente neto del flujo de efectivo*.

<sup>2</sup> La formula se refiere al factor singular de actualización, ya que los flujos difieren de un año a otro. En caso de que los flujos sean iguales todos los años se utiliza el factor de actualización.

<sup>3</sup> Se conoce también como la tasa de descuento del proyecto, o tasa de costo de capital, y es el precio que se paga por los fondos requeridos para cubrir la inversión. Representa una mediada de rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto. Sapag, Chain, Nassir y Sapag Chain, Reinaldo. " *Preparación y Evaluación de Proyectos* ", 2ª. Edición. Mc Graw Hill, México. 1989. p.248.

- Considerar la inflación prevaeciente en la economía.
- Considerar la tasa de interés sobre inversiones a largo plazo en el mercado de dinero ó capitales nacionales e internacional.
- Considerar el costo ponderado de capital de las diferentes alternativas de financiamiento para el proyecto
- Considerar el riesgo del proyecto.

A manera de ejemplo, para plantear la tasa de descuento, primeramente se observa que la inflación de los últimos tres años en y la tasa anual efectiva de rendimiento de los CETES a 364 días, cuya inversión se considera libre de riesgo no supera los 6 puntos porcentuales (5.76%) y el costo de la deuda contraída es del 8%.

Inicialmente se determina que el rendimiento esperado tendrá que ser mayor a los 5.76 puntos porcentuales que brindan los CETES a 364 días, ya que esta es una inversión segura y en este caso se está corriendo un riesgo que deberá tener un premio.

Si la deuda contraída costará 8% anualmente, el rendimiento mínimo tendrá que garantizar que dicho monto sea cubierto y generar una prima de riesgo, por lo que si se considera esta tasa como mínima más un margen, la TREMA tendría que superar cuando menos ese porcentaje,

Para el caso de las inversiones en Pemex, en este tipo de proyectos, ésta empresa toma como tasa de referencia (TREMA) el 10%, la que será utilizada en este estudio.

## 1.2 Criterios de aceptación o rechazo del VAN

La formula del VAN genera los siguientes dos criterios que permitirán tomar la decisión:

- Si el VAN es **positivo** el proyecto deberá **aceptarse**.
- Si el VAN es **cero** el proyecto se **aceptara** o en todo caso se **revisará**.<sup>4</sup>
- Si el VAN es **negativo** el proyecto deberá **rechazarse**.

Finalmente, aunque en muchos casos se calcula de una manera intuitiva con criterio de experto y en base al conocimiento de la situación económica del entorno, una combinación de todos estos factores parece ser lo más conveniente.

## 1.3 Calculo del valor actual neto (VAN)

En los cuadro siguientes se realiza el calculo del VAN para el proyecto y el inversionista como sigue:

---

<sup>4</sup> Esto no significa que la utilidad del proyecto sea nula. Por el contrario, indica que proporciona igual utilidad que la mejor inversión alternativa. Por lo tanto, si se acepta un proyecto con VAN igual a cero, se estará recuperando todos los desembolsos más la ganancia exigida por el inversionista, que está implícita en la tasa de descuento utilizada. Sapag, Chain, Nassir y Sapag Chain, Reinaldo. " Preparación y Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición. Mc Graw Hill, México. 1989. p. 272.

#### 1.4 VAN para el proyecto

Dicho lo anterior, se resuelve de acuerdo a la formula del anterior, primero se obtienen los factores singulares de actualización del flujo de efectivo del inversionista y se actualizan los flujos de efectivo previamente obtenidos, multiplicando dicho factor por el flujo respectivo, y así obtenemos los *flujos de efectivo actualizados para el proyecto*, los que se muestran en el **cuadro 1**:

Cuadro 1

#### Flujo de efectivo actualizado para el proyecto (usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al <u>10%</u>	Flujo de efectivo actualizado
0	(110,355,813)	1.000	
1	17,222,731	0.909	15,657,029
2	27,977,398	0.826	23,121,817
3	35,295,178	0.751	26,517,790
4	35,295,178	0.683	24,107,082
5	35,108,878	0.621	21,799,851
6	35,108,878	0.564	19,818,047
7	34,927,576	0.513	17,923,369
8	34,890,946	0.467	16,276,884
9	34,387,288	0.424	14,583,567
10	33,721,850	0.386	13,001,233
11	32,097,187	0.350	11,249,868
12	31,126,501	0.319	9,917,862
13	30,155,815	0.290	8,735,065
14	29,185,129	0.263	7,685,357
15	28,214,443	0.239	6,754,313
<b>Σ</b>	<b>474,714,976</b>		<b>237,149,133</b> <b>126,793,320</b>

Teniendo la sumatoria de los flujos actualizados como sigue:

$\Sigma$ FNE(FSA): 237'149,133

$I_0$  : (110,355,813)

**VAN** : 126'793,320 **usd**

- De acuerdo a los criterios para aceptación, se concluye que el proyecto; bajo este criterio, es aceptado, toda vez que el resultado es *positivo*.

### 1.5 VAN para el inversionista

De la misma forma, obtenidos los factores singulares de actualización del flujo de efectivo del inversionista, se actualizan los flujos multiplicando dicho factor por el flujo de efectivo, los flujos actualizados se muestran en el [cuadro 2](#):

Cuadro 2  
Flujo de efectivo actualizado para el inversionista  
(usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al <u>10%</u>	Flujo de efectivo actualizado
0	(110,355,813)	1.000	
1	13,055,213	0.909	11,868,376
2	21,279,378	0.826	17,586,263
3	30,896,840	0.751	23,213,253
4	31,115,391	0.683	21,252,231
5	31,147,642	0.621	19,340,235
6	31,366,193	0.564	17,705,398
7	31,403,442	0.513	16,114,931
8	31,585,363	0.467	14,734,805
9	31,300,256	0.424	13,274,364
10	30,853,368	0.386	11,895,309
11	32,097,187	0.350	11,249,868
12	31,126,501	0.319	9,917,862
13	30,155,815	0.290	8,735,065
14	29,185,129	0.263	7,685,357
15	28,214,443	0.239	6,754,313
<b>Σ</b>	<b>434,782,160</b>		<b>211,327,631</b>
	<b>VAN</b>		<b>100,971,818</b>

Teniendo la sumatoria de los flujos actualizados siguientes:

$\Sigma FNE(FSA)$ : 211'327,631

lo : (110,355,813)

**VAN** : 100'971,818 usd

- De igual forma, con base en los criterios para aceptar o rechazar un proyecto, aunque el VAN obtenido es menor que en el caso anterior, se concluye que el proyecto es aceptado, al ser el resultado positivo.

## 2. Tasa interna de retorno (TIR)<sup>5</sup>

La TIR<sup>6</sup> es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado en la evaluación de proyectos. En su término más general se puede definir como *la tasa de descuento que anula el VAN, es decir, la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.*

La tasa interna de retorno representa en términos económicos, el porcentaje o la tasa de interés devengada sobre el saldo aun no recuperado de una inversión. El saldo aun pendiente de una inversión puede verse como la porción de la inversión inicial que esta por recuperarse después de que los pagos de intereses y los ingresos se han agregado y deducido respectivamente, hasta el momento sobre la escala de tiempo que se esta considerando.

La diferencia de este indicador de rentabilidad con el VAN es que los resultados están expresados en términos porcentuales. Otra diferencia con el indicador anterior es que la TIR no necesita tasa de descuento para poder ser calculada, se requiere solamente la TREMA para fines comparativos.

### 2.1 Criterios de aceptación o rechazo de proyectos

La TIR tiene tres criterios para aceptar o rechazar propuestas de inversión.

- Si la TIR es mayor a la TREMA, el proyecto se **acepta**.
- Si la TIR es igual a la TREMA, el proyecto se **acepta** o se **revisa**.
- Si la TIR es menor que la TREMA, el proyecto se **rechaza**.

### 2.2 Calculo de la TIR

Para determinar el valor de la TIR, se realiza el procedimiento de ensayo y error o mediante el calculo automático de ordenadores, como sigue:

Se determina una primer aproximación de la tasa de descuento para encontrar un VAN cercano a cero.

Se calcula el VAN del proyecto utilizando como tasa de descuento el valor resultante y si verifica el signo del VAN. Si el VAN encontrado es positivo deberá volver a calcularse utilizando una tasa de descuento mayor hasta que el VAN encontrado sea negativo o viceversa.

Encontrados los dos valores (uno positivo y otro negativo) se determina la TIR mediante el uso de la siguiente formula:

$$TIR = i_1 + \frac{[(i_2 - i_1)(VAN_1)]}{[VAN_2 - VAN_1]}$$

**Donde:**

TIR : Tasa interna de retorno

$i_1$  : La tasa que genera el VAN positivo.

$i_2$  : La tasa que genera el VAN negativo.

$VAN_1$ : El VAN positivo.

$VAN_2$ : El VAN negativo.

<sup>5</sup> "... la TIR representa la tasa de interés más alta que un inversionista, podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomarán prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagaran con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fueran presentando". Sapag, Chain, Nassir y Sapag Chain, Reinaldo. "Preparación y Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición. Mc Graw Hill, México. 1989. p. 273

<sup>6</sup> Una interpretación equivocada del significado de la TIR, es considerarla como la tasa de interés que se gana sobre la inversión inicial del proyecto. Zurita C. Jaime M; "Evaluación de Proyectos Industriales" FE-UNAM, México. 1997. p. 228

### 2.3 TIR para el proyecto

En este sentido se procede a probar con una tasa de descuento **26.10 y 26.12%**. Con la que son actualizados los flujos netos de efectivo y se calcula el VAN (cuadro 3).

Cuadro 3  
**Tasa interna de retorno para el proyecto**  
 (flujo de efectivo actualizado a diferente tasa de descuento)  
 (usd)

Año	Flujo de efectivo	FSA al <b>26.10%</b>	Flujo de efectivo actualizado	FSA al <b>26.12%</b>	Flujo de efectivo actualizado
	(110,355,813)				
1	17,222,731	0.793	13,657,995	0.793	13,655,829
2	27,977,398	0.629	17,594,509	0.629	17,588,929
3	35,295,178	0.499	17,602,328	0.498	17,593,956
4	35,295,178	0.395	13,959,023	0.395	13,950,171
5	35,108,878	0.314	11,011,374	0.313	11,002,646
6	35,108,878	0.249	8,732,256	0.248	8,723,950
7	34,927,576	0.197	6,889,106	0.197	6,881,462
8	34,890,946	0.156	5,457,479	0.156	5,450,559
9	34,387,288	0.124	4,265,423	0.124	4,259,340
10	33,721,850	0.098	3,317,115	0.098	3,311,858
11	32,097,187	0.078	2,503,808	0.078	2,499,444
12	31,126,501	0.062	1,925,525	0.062	1,921,864
13	30,155,815	0.049	1,479,364	0.049	1,476,317
14	29,185,129	0.039	1,135,404	0.039	1,132,886
15	28,214,443	0.031	870,453	0.031	868,384
<b>Σ</b>	<b>474,714,976</b>		<b>110,401,162</b>		<b>110,317,596</b>
		<b>VAN</b>	<b>45,349</b>		<b>(38,217)</b>

*Resolviendo:*

$$=0.2610 + ((0.2612 - 0.2610) * (45,349) / (38,217 - 45,349))$$

$$=0.2610 + (9.0398 / 7,132)$$

$$=0.2610 + 0.00127$$

$$=0.2611 = \mathbf{26.11\%}$$

*Por medio de ordenador*

$$= \mathbf{26.11\%}$$

La tasa de **26.11%**, se interpreta como la máxima tasa a la que se puede contratar un crédito, es decir "representa la tasa más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero". Entonces se tiene que la TIR para ese proyecto es de **26.11%**, que resulta mayor que la TREMA (**10.0%**) por lo que bajo este indicador, el proyecto también es aceptado

## 2.4 TIR para el inversionista

Al igual que en el caso anterior se prueba con una tasa de descuento de 21.70 y 21.8%. Con la que son actualizados los flujos netos de efectivo y se calcula el VAN (cuadro 4).

Cuadro 4  
Tasa interna de retorno para el inversionista  
(flujo de efectivo actualizado a diferente tasa de descuento)  
(usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al <u>22.48%</u>	Flujo de efectivo actualizado	FSA al <u>22.50%</u>	Flujo de efectivo actualizado
	(110,355,813)				
1	13,055,213	0.816	10,659,057	0.816	10,657,317
2	21,279,378	0.667	14,184,975	0.666	14,180,344
3	30,896,840	0.544	16,815,839	0.544	16,807,604
4	31,115,391	0.444	13,826,573	0.444	13,817,546
5	31,147,642	0.363	11,300,542	0.363	11,291,320
6	31,366,193	0.296	9,291,177	0.296	9,282,079
7	31,403,442	0.242	7,594,882	0.242	7,586,206
8	31,585,363	0.197	6,236,838	0.197	6,228,696
9	31,300,256	0.161	5,046,163	0.161	5,038,753
10	30,853,368	0.132	4,061,167	0.131	4,054,541
11	32,097,187	0.107	3,449,451	0.107	3,443,261
12	31,126,501	0.088	2,731,166	0.088	2,725,820
13	30,155,815	0.072	2,160,348	0.071	2,155,767
14	29,185,129	0.058	1,707,061	0.058	1,703,164
15	28,214,443	0.048	1,347,392	0.048	1,344,096
<b>Σ</b>	<b>434,782,160</b>		<b>110,412,632</b>		<b>110,316,515</b>
	<b>VAN</b>		<b>56,819</b>		<b>(39,298)</b>

Resolviendo:

$$\begin{aligned}
 &= 0.2248 + ((0.2248 - 0.2250) * (56,819)) / (56,819 - (-39,298)) \\
 &= 0.2248 + (11.3638 / 96,117) \\
 &= 0.2170 + (.000118) \\
 &= \mathbf{0.224948 = 22.49\%}
 \end{aligned}$$

Por medio de ordenador

$$= \mathbf{22.49\%}$$

De la misma manera la tasa de 22.49%, se interpreta como la máxima tasa a la que se puede contratar un crédito. Entonces se tiene que la TIR para ese proyecto es de 22.49%, que resulta mayor que la TREMA (10.0%) por lo que bajo este indicador, el proyecto también es aceptado.



## 2.5 Comprobación de la TIR para el proyecto

Para demostrar que la TIR es correcta se procede a resolver la ecuación del VAN con una tasa de descuento equivalente a la TIR, mediante la siguiente ecuación, donde el resultado, por definición, tendrá que ser *cero*, como se muestra en el cuadro 5:

$$VAN = \left[ \sum FNE_T (1+i)^{-t} \right] - I_0$$

Cuadro 5

**Comprobación de la TIR para el proyecto**  
(flujo de efectivo actualizado a diferente tasa de descuento)  
(usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al <u>26.11%</u>	Flujo de efectivo actualizado
	(110,355,813)		
1	17,222,731	0.793	13,656,820
2	27,977,398	0.629	17,591,482
3	35,295,178	0.499	17,597,786
4	35,295,178	0.395	13,954,220
5	35,108,878	0.314	11,006,638
6	35,108,878	0.249	8,727,749
7	34,927,576	0.197	6,884,958
8	34,890,946	0.156	5,453,724
9	34,387,288	0.124	4,262,122
10	33,721,850	0.098	3,314,262
11	32,097,187	0.078	2,501,439
12	31,126,501	0.062	1,923,538
13	30,155,815	0.049	1,477,710
14	29,185,129	0.039	1,134,037
15	28,214,443	0.031	869,330
<b>Σ</b>	<b>474,714,976</b>		<b>110,355,813</b>
	<b>VAN</b>		<b>0</b>

## 2.6 Comprobación de la TIR para el inversionista

Bajo el mismo procedimiento, se comprueba la TIR para el inversionista en el cuadro 6.

Cuadro 6  
Comprobación de la TIR para el inversionista  
(flujo de efectivo actualizado a diferente tasa de descuento)  
(usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al 22.49%	Flujo de efectivo actualizado
	(110,355,813)		
1	13,055,213	0.816	10,658,029
2	21,279,378	0.666	14,182,238
3	30,896,840	0.544	16,810,971
4	31,115,391	0.444	13,821,237
5	31,147,642	0.363	11,295,091
6	31,366,193	0.296	9,285,799
7	31,403,442	0.242	7,589,753
8	31,585,363	0.197	6,232,025
9	31,300,256	0.161	5,041,783
10	30,853,368	0.132	4,057,250
11	32,097,187	0.107	3,445,792
12	31,126,501	0.088	2,728,006
13	30,155,815	0.072	2,157,640
14	29,185,129	0.058	1,704,757
15	28,214,443	0.048	1,345,443
<b>Σ</b>	<b>434,782,160</b>		<b>110,355,813</b>
	<b>VAN</b>		<b>0</b>

### 3. Razón costo / beneficio (RCB)<sup>7</sup>

La razón costo-beneficio<sup>8</sup> se define como un indicador *porcentual entre los ingresos y egresos generados por el proyecto*, es decir muestra cuanto gana el proyecto por cada peso invertido en el mismo. En este estudio solo se toman en cuenta los efectos directos y se emplea la valoración a precios de mercado<sup>9</sup>.

La relación se expresa de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{\sum Y_t (1+i)^{-t}}{\sum I_0 + E_t (1+i)^{-t}}$$

Donde:

$\Sigma$  : Sumatoria de  $t$  igual a cero hasta  $n$   
 $Y_t$ : Ingresos en el año  $t$   
 $I_0$  : Inversión inicial  
 $E_t$  : Egresos en el año  $t$

La actualización de los ingresos y egresos se realiza a partir del *año 0* (inversión inicial), esto es así, debido a que se esta considerando a la inversión inicial como un egreso en el *año 0*.

#### 3.1 Criterios de aceptación o rechazo de proyectos

Este indicador ofrece la misma información que el VAN: Si el VAN es cero la RCB es igual a 1; Si el VAN es positivo la RCB será mayor que 1 y viceversa, de esta manera se establecen los mismos criterios de decisión.

- Si la RCB es **positivo** el proyecto debe **aceptarse**.
- Si la RCB es **cero** el proyecto se **acepta o** en todo caso **se revisa**.
- Si la RCB es **negativo** el proyecto debe **rechazarse**.

#### 3.2 Ventajas y desventajas

- Considera el valor actual de los ingresos y egresos en base a la TREMA, es decir, es un criterio dinámico,

<sup>7</sup> "El método de la razón costo/beneficio, se utiliza para evaluar las inversiones gubernamentales o de interés social. Tanto los beneficios como los costos no se cuantifican como se hace en un proyecto de inversión privada, sino que se toman en cuenta criterios sociales...." en: Baca Urbina, Gabriel. "Evaluación de Proyectos", 2ª. Edición., Edit. Mc Graw Hill, México, 1994. p. 195.

<sup>8</sup> "...el criterio de rentabilidad del capital, da una mayor importancia a lo que le interesa al empresario, la utilidad por unidad de capital empleado en la empresa. Para el empresario el capital representa el poder con que cuenta para usar la variada gama de los recursos productivos. Bajo este aspecto, la rentabilidad es para el empresario la medida de los beneficios obtenibles por unidad de recursos totales empleados en un proyecto. Sin embargo desde un punto de vista social puede interesar más bien lograr el máximo de la producción total (no sólo del capital). El coeficiente de evaluación así definido se denomina de beneficios-costos y se expresa por el cociente obtenido al dividir el valor de la producción por los costos totales involucrados. De este modo, el criterio privado de la rentabilidad del capital se transforma en el criterio social de beneficios-costos. Uno es el equivalente conceptual del otro en sus respectivas esferas," ONU. "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", México. 1958. p. 255.

<sup>9</sup> Los cálculos, basados sólo en los beneficios y costos directos del proyecto, no conducirían a una evaluación que refleje en forma adecuada la mejor conveniencia social, para ello se toman en cuenta los coeficientes indirectos y están representados por el valor de los bienes y servicios que se utilizarán a consecuencia del proyecto, excluidos los costos directos y los asociados. Estos proyectos suelen acusar una baja tasa de C/B directos que hasta podría ser menor que la unidad e incluso nula si los servicios producidos no se venden. En esos casos los beneficios más importantes son indirectos, debido a que facilitan la producción de otros sectores de la economía: ONU. "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", México. 1958, pp. 255-256.

- Es coherente con el VAN y la TIR, es decir, utilizando estos tres criterios la decisión sobre un proyecto debe ser la misma,
- Muestra la rentabilidad de la inversión total del proyecto (inicial y de producción) y no solamente con relación a la inversión inicial como lo presupone el índice de rentabilidad,
- Es necesario realizar dos actualizaciones en lugar de una, por lo tanto, es más laborioso,
- No muestra un valor concreto en términos monetarios, pero si, un porcentaje sobre cada peso invertido durante toda la vida del proyecto.

### 3.3 Cálculo de la relación costo / beneficio

De igual forma que en los casos anteriores, primero se actualizan los flujos de ingreso y egresos con la TREMA y se obtienen la sumatoria de cada uno de estos flujos actualizados (cuadro 7):

Cuadro 7

Relacion costo beneficio para el inversionista y el proyecto (Ingresos y egresos actualizados) (usd)							
Año	Ingreso	Egresos Proyecto	Egresos Inversionista	FSA al 10.00%	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	
						Proyecto	Inversionista
0	(110,355,813)			1.0000			
2001	79,206,766	34,637,245	50,993,282	0.9091	72,006,150.77	31,488,405	46,357,529
2002	145,212,404	58,398,936	84,686,298	0.8264	120,010,251.28	48,263,584	69,988,676
2003	190,096,238	74,563,068	91,824,992	0.7513	142,822,117.23	56,020,337	68,989,475
2004	190,096,238	74,563,068	90,967,256	0.6830	129,838,288.39	50,927,579	62,131,860
2005	190,096,238	74,313,068	89,859,521	0.6209	118,034,807.63	46,142,569	55,795,693
2006	190,096,238	74,313,068	89,001,786	0.5645	107,304,370.57	41,947,790	50,239,188
2007	191,883,143	76,811,521	90,642,503	0.5132	98,466,392.41	39,416,455	46,513,936
2008	191,655,027	76,727,164	89,700,411	0.4665	89,408,484.63	35,793,788	41,845,904
2009	188,518,439	75,567,255	87,682,766	0.4241	79,950,221.11	32,047,893	37,186,052
2010	184,374,341	74,034,769	85,292,545	0.3855	71,084,290.02	28,543,608	32,883,969
2011	178,329,281	70,921,722	70,921,722	0.3505	62,503,325.05	24,857,631	24,857,631
2012	172,284,221	68,686,262	68,686,262	0.3186	54,895,062.06	21,885,560	21,885,560
2013	166,239,160	66,450,801	66,450,801	0.2897	48,153,563.21	19,248,430	19,248,430
2014	160,194,100	64,215,340	64,215,340	0.2633	42,184,113.23	16,909,906	16,909,906
2015	154,149,039	61,979,879	61,979,879	0.2394	36,902,054.45	14,837,490	14,837,490
<b>Σ</b>	<b>2,572,430,873</b>	<b>1,026,183,166</b>	<b>1,182,905,365</b>		<b>1,273,563,492</b>	<b>508,331,024</b>	<b>609,671,299</b>
						<b>618,686,837</b>	<b>720,027,112</b>

Relación Beneficio/Costo del proyecto

$$Y_t : 1,273,563,492$$

$$I_0 + E_t : 618,686,837$$

Resolviendo:

$$= 1,273,563,492 / 618,686,837$$

$$= \mathbf{2.06\%}$$

Relación Beneficio/Costo del inversionista

$$Y_t : 1,273,563,492$$

$$I_0 + E_t : 720,027,112$$

Resolviendo:

$$= 1,273,563,492 / 720,027,112$$

$$= \mathbf{1.77\%}$$

El resultado indica que este proyecto posee una RCB positiva, para el proyecto y para el inversionista por lo que podrá aceptarse en ambos casos, y se podrá obtener una ganancia de 1.06 y 0.77 **respectivamente**, por cada peso invertido, o lo que es lo mismo, se obtiene una ganancia de **106 y 77%** por peso invertido.

#### 4. Índice de rentabilidad (IR)

Este indicador tiene la misma connotación que la relación costo beneficio, sin embargo la diferencia radica en que el resultado indica el porcentaje ganado por cada peso invertido inicialmente y no sobre los egresos totales del proyecto durante la vida útil, además considera el flujo de efectivo. Los criterios para decidir sobre el proyecto son los mismos.

La formula que lo determina es la siguiente:

$$IR = \left[ \frac{\sum FNE_t (FSA)}{I_0} \right] * 100$$

*Donde:*

IR : Índice de rentabilidad  
 $\Sigma$  : Sumatoria de  $t$  igual a cero hasta  $n$  periodos  
 FNE : Flujo neto de efectivo en el año  $t$   
 FSA : Factor singular de actualización  
 $I_0$  : Inversión inicial

##### 4.1 Calculo del indice de rentabilidad para el proyecto

Los datos para determinar éste índice son los expuestos en los **cuadros 46 y 47 del capítulo IV**, flujo neto de efectivo actualizado para el proyecto y el inversionista, respectivamente.

$\Sigma FNE(FSA)$  : 237'149,133  
 $I_0$  : 110,355,813

Sustituyendo:

$$= (237'149,133 / 110,355,813) * 100$$

$$= \underline{\underline{2.15}}$$

El resultado obtenido indica que por cada dólar de inversión inicial, el proyecto genera **1.15 dólares**, es decir se obtiene una rentabilidad del **115%**.

##### 4.2 Calculo del indice de rentabilidad para el inversionista

$\Sigma FNE$  : 211'327,631  
 $I_0$  : 110,355,813

Sustituyendo:

$$= (211'327,631 / 110,355,813) * 100$$

$$= \underline{\underline{1.91}}$$

De forma semejante, el resultado obtenido indica que por cada dólar de inversión inicial, el proyecto genera 0.91 dólares, lo que igualmente se interpreta como un rendimiento del 91%. (inferior en 12.5% con respecto de la evaluación para el proyecto, es decir sin financiamiento)

## 5. Periodo de recuperación (PER)

El método del período de recuperación conocido también como método de reembolso tiene como objeto determinar el tiempo necesario para que el proyecto genere los recursos suficientes; a partir de los flujos de caja producidos para una tasa de interés igual a cero, a fin de recuperar la inversión realizada en él, o sea, los años, meses y días que habrán de transcurrir para que la erogación realizada se reembolse.

Para calcular el PER, solo es necesario sumar de manera acumulativa los flujos netos de efectivo actualizados (en base a la tasa dada por la TREMA sin que esto modifique el concepto).

### 5.1 Criterios de decisión

- El proyecto se acepta cuando el PER sea inferior a la vida del proyecto,
- Entre menor sea el PER, (considerando el punto anterior) el proyecto es más atractivo para el inversionista.

### 5.2. Ventajas y desventajas

- Es interesante para inversionistas con recursos escasos, pero con muchas oportunidades por invertir.
- Es de gran utilidad cuando las empresas tienen problemas de solvencia y por consiguiente se ven imposibilitadas para realizar inversiones cuya recuperación sea a mediano o largo plazo.
- Resulta de gran utilidad para aquellos proyectos en los cuales el progreso técnico impide inversiones de largo plazo.
- La principal desventaja se deriva al no considerar la TREMA o la tasa de descuento ni el valor del dinero en el tiempo
- Aun considerando una tasa de descuento, tiene el defecto, también, de conceder gran importancia a los rendimientos rápidos, olvidándose así de los flujos posteriores al año en que se recupera la inversión.
- No considera la rentabilidad real del proyecto.

### 5.3. Cálculo del PER para el proyecto

Se suman los flujos netos de efectivo del proyecto actualizados (con la TREMA), hasta obtener una cantidad que iguale a la inversión original neta, como se muestra en el cuadro 8, pudiéndose presentar dos casos:

- Que la suma sea exactamente igual a la inversión, siendo el periodo de recuperación el año de la última cifra sumada.
- Que la suma sea mayor a la inversión, estos es que sólo una parte de la última cifra sumada se utilice para completar el monto de dicha inversión.

Cuadro 8

**Periodo de recuperación para el proyecto**  
(flujo de efectivo acumulado)  
(usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al 10.00%	Flujo de efectivo actualizado	Flujo de efectivo acumulado
0	(110,355,813)	1.000		
1	17,222,731	0.909	15,657,029	15,657,029
2	27,977,398	0.826	23,121,817	38,778,845
3	35,295,178	0.751	26,517,790	65,296,635
4	35,295,178	0.683	24,107,082	89,403,717
5	35,108,878	0.621	21,799,851	111,203,568
6	35,108,878	0.564	19,818,047	131,021,615
7	34,927,576	0.513	17,923,369	148,944,984
8	34,890,946	0.467	16,276,884	165,221,868
9	34,387,288	0.424	14,583,567	179,805,435
10	33,721,850	0.386	13,001,233	192,806,668
11	32,097,187	0.350	11,249,868	204,056,536
12	31,126,501	0.319	9,917,862	213,974,398
13	30,155,815	0.290	8,735,065	222,709,463
14	29,185,129	0.263	7,685,357	230,394,820
15	28,214,443	0.239	6,754,313	237,149,133

La inversión inicial se recupera en el año 4.9 años, como se puede observar en el mismo cuadro y a continuación se muestra el cálculo:

*Datos:*

111,203,568.....5

110,355,813.....x

$$X = (110,355,813 * 5) / 111,203,568$$

$$X = 4.9$$

De esta manera, la recuperación completa se realiza en 4 años 11 meses; prácticamente en menos de un tercio de la vida del proyecto, lo que resulta favorable.

## 5.4. Cálculo del PER para el inversionista.

Al igual que en el caso anterior se procede de la misma forma, con lo que se obtiene el siguiente cálculo en el cuadro 9.

Cuadro 9  
**Periodo de recuperación para el inversionista**  
 (flujo de efectivo acumulado)  
 (usd)

Año	Flujo de de efectivo	FSA al <u>10.0%</u>	Flujo de efectivo actualizado	Flujo de efectivo acumulado
	(110,355,813)	1.000		
1	13,055,213	0.909	11,868,376	11,868,376
2	21,279,378	0.826	17,586,263	29,454,639
3	30,896,840	0.751	23,213,253	52,667,892
4	31,115,391	0.683	21,252,231	73,920,123
5	31,147,642	0.621	19,340,235	93,260,358
<b>6</b>	<b>31,366,193</b>	<b>0.564</b>	<b>17,705,398</b>	<b>110,965,756</b>
7	31,403,442	0.513	16,114,931	127,080,688
8	31,585,363	0.467	14,734,805	141,815,492
9	31,300,256	0.424	13,274,364	155,089,857
10	30,853,368	0.386	11,895,309	166,985,166
11	32,097,187	0.350	11,249,868	178,235,034
12	31,126,501	0.319	9,917,862	188,152,896
13	30,155,815	0.290	8,735,065	196,887,961
14	29,185,129	0.263	7,685,357	204,573,318
15	28,214,443	0.239	6,754,313	211,327,631

De la misma forma que en el caso anterior se calcula el PER, y como es de esperar, tiene un mayor plazo de recuperación mayor de **6 años y 1 mes**, pero aún inferior a la vida del proyecto; razón por la cual el proyecto es aceptado.

El periodo de recuperación en ambos casos, es de un plazo razonable, particularmente el plazo para el "inversionista", considerando el alto nivel de apalancamiento y tributario. Pese a ello, estos indicadores hablan de la factibilidad de este proyecto.



## 6. Resumen de indicadores financieros

Después de haber aplicado los principales indicadores para el estudio de factibilidad de un proyecto de inversión, se observa que en todos los casos se obtienen resultados positivos, pese al nivel de apalancamiento y tributario señalado, lo que incrementa la confiabilidad y disminuye el riesgo que pudiera tener el proyecto. Sin embargo cabe destacar que en la realidad no deja de ser un proyecto que fue establecido conforme datos recolectados en un momento dado, por lo que la decisión de llevarlo a cabo, deberá tomarse en el último momento basado en los resultados que aquí se ofrecen y en el panorama de la economía tanto nacional como internacional, cuyas variables podrán afectar de forma directa o indirecta los beneficios que se pudieran generar, como ya se ha observado en el análisis de sensibilidad.

La evaluación financiera del proyecto se llevó a cabo con las siguientes premisas:

**Cuadro 10. Resumen de premisas del proyecto**

Precio del crudo	12.0	Dólares/bpce
Precio del gas	2.4	Millar pc
Tasa de descuento (TREMA)	10	%
Horizonte de análisis	15	Años
Tipo de cambio	11.0	Pesos/dólar americano
<b>Demanda mundial</b>	79.4	MMbpc (promedio en el periodo 2002-2006)
Cantidad a participar en promedio en la demanda mundial, con este proyecto	43.3	Mbpd
	0.06	%
<b>Demanda nacional:</b>		
Petroquímica	2,688	Mt (promedio en el periodo 2002-2006)
Petrolíferos	368.5	Mbd (promedio en el periodo 2002-2006)
Gas natural	1,247	MM pcd
<b>Ingresos anuales</b> (promedio, antes de impuestos)	171.5	MM usd/año
Costo promedio de producción (en el caso del proyecto con financiamiento)	5.6	Usd / año
Aportación al fisco (en el caso del proyecto con financiamiento)	69.0	Millones de dólares en promedio anual

Así mismo la evaluación toma en cuenta inversiones, costos, beneficios e impuestos en un horizonte de vida del proyecto, suponiendo 2001 como el año de inicio, obteniéndose los resultados siguientes:

Cuadro 11. Resumen de indicadores financieros

Concepto	Proyecto	Inversionista	diferencia	Variación %
Valore presente neto (VPN), usd	126,793,320	100,971,818	25,821,503	20.3
Tasa interna de retorno (TIR), %	26.11	24.49	1.62	6.2
Relación Costo / beneficio (RCB), \$/\$	2.06	1.77	0.29	14.0
Índice de rentabilidad (IR), %	2.15	1.91	0.24	11.2
Periodo de recuperación (PER), año/mes	4.11	6.1	1.99	48.4

Nota: En los cálculos de las evaluaciones internas de las inversiones de la Paraestatal, es práctica común, que los resultados son presentados antes de impuestos, por representar éstos, un beneficio para el Gobierno Federal. (sic)

## 7. Beneficios sociales

La manera en que este proyecto, en el caso ejecutarse con financiamiento, podrá contribuir a la comunidad en su área de influencia, de la siguiente manera:

- Creación de 61 empleos para la construcción de esta infraestructura de producción
- Creación de empleos permanentes durante la operación y vida útil de esta infraestructura,
- Generación de divisas, en promedio con \$171 millones de dólares anuales,
- Favorece la región con una derrama económica, en promedio de \$78.8 millones de dólares anuales, durante la vida económica del proyecto,
- Aportación a la hacienda pública, \$69.0 millones de dólares anuales en promedio,
- Aporta al mercado mundial de crudo cerca de 43,300 bdce.
- Contribuye con empleos indirectos durante la operación de la infraestructura.

## 8. Resumen

A fin de determinar la rentabilidad de capital invertido en esta infraestructura de producción, a partir de los flujos de efectivo obtenidos en los estados financieros pro-forma, (cap. IV) se sometieron éstos a los criterios de selección requeridos por los indicadores financieros generalmente aceptados en la formulación y evaluación de proyectos de inversión siguientes: VAN, TIR, RCB, IR y PER cuyos resultados, todos ellos favorables, se resumen en el cuadro 11; y de su comparación, es posible calcular el impacto del financiamiento en el proyecto y por lo tanto en la decisión de inversión.

## 9. Conclusión

Considerando las premisas antes descritas en este estudio, y los indicadores financieros obtenidos, se recomienda la inversión con financiamiento en su modalidad Pidiregas, para la construcción y operación de una plataforma del tipo octapoda cuya producción máxima diaria será de 48,000 barriles diarios(Mbd); con apoyo de inyección de gas nitrógeno para recuperar la presión de producción perdida; cuyos ingresos de \$171 millones de dólares y gastos de \$78.8 millones de dólares anuales en promedio, arrojaran flujos de efectivo en promedio de \$29.0 millones de dólares anuales, suficientes para solventar la operación diaria de la infraestructura y el pago de los créditos, sin tener que recurrir a financiamiento adicional a los aquí descritos, con lo cual se tendrían los siguientes indicadores financieros para el inversionista:

- o Valor actual neto (VAN) positivo del orden de los 100.9 millones de dólares, una tasa interna de retorno (TIR) de 24.49%, una relación beneficio/costo (RBC) de 1.77; un índice de rentabilidad (IR) de 1.91% y un período de recuperación de la inversión (PER) de 6 años 1 mes.

De lo anterior se deduce que el efecto del financiamiento en el proyecto es en promedio del 20%, lo que fortalece la decisión de la inversión a través de ese.

A lo anterior se suma la retribución a la comunidad del área de influencia y la aportación que hace a la hacienda pública de la nación y el beneficio en general de haber aportado energéticos para apoyar el crecimiento y desarrollo nacional, debiendo observar apego a al cuidado y sustentabilidad de los recursos naturales. Elementos que sin duda influirán en forma determinante sobre la decisión de invertir en el proyecto, no obstante que éste sea financieramente rentable.

# **VI. Organización**

## VI. Determinación de la organización jurídica y humana que se requiere para la operación del proyecto

La organización jurídica y humana requerida para la construcción y operación de la infraestructura de producción petrolera, estará determinada por los aspectos siguientes:

- Selección y adopción de la forma jurídica para construir la empresa<sup>1</sup> que ha de llevar a cabo el proyecto,
- La organización técnica y administrativa de la empresa que desarrollará los trabajos de construcción y
- La organización técnica y administrativa de la operación del sistema de producción (plataforma)

Para el caso que nos ocupa, el primer inciso, esta resuelto desde el punto de vista que es la paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), empresa ya establecida, y a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), es la responsable del desarrollo de los recursos petrolíferos del país. Pemex, como ya se indico, es un organismo público descentralizado, con la forma jurídica y descrita en el anexo 1, inciso 17.

Respecto de la organización técnica y administrativa del proyecto, de acuerdo a la experiencia reciente, PEP transmite la ejecución a una Contratista, la cual contará con los recursos financieros, administrativos y técnicos para su ejecución, dicha compañía, será evaluada y seleccionada a través de un proceso de licitación pública (en los términos de la Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados) y de cuya propuesta en los cuadros 1 y 2, se muestra la relación de personal técnico administrativo y obrero encargado de la ejecución de los trabajos.

- La **modalidad de contratación** de las obras y los servicios, se realizaran bajo la modalidad denominada internacionalmente como EPC (Engineer, Procure and Construction, por sus siglas en inglés; Ingeniería, Procura y Construcción, IPC) toda vez que el contrato conlleva el desarrollo de la ingeniería de detalle, la adquisición de los materiales y la construcción de la obra.

Todas las obras y servicios bajo esta modalidad, involucra directa o indirectamente, los incrementos de producción de gas y aceite, por lo que la modalidad de contratación mencionada (EPC), fue seleccionada entre otros aspectos por los beneficios económicos que representa llevar a cabo un solo proceso licitatorio para la contratación y ubicar la responsabilidad en un solo Contratista.

Los paquetes serán integrados de acuerdo a las **bases de evaluación y técnica de los concursos**, con la ingeniería básica, especificaciones técnicas generales, volumétricos, criterios de evaluación y los lineamientos necesarios para que el contratista EPC, pueda presentar una propuesta técnicamente razonable y factible de ejecutar.

La contratación de los contratos EPC, serán bajo la modalidad de precios unitarios. En la presentación de las ofertas, los conceptos a cotizar serán a nivel lote y/o sistema. Habrá casos donde se proporcione información de detalle para cotizar algunos a nivel de unidad.

Se seleccionará la propuesta económica más baja, que haya cumplido con los requerimientos establecidos en las bases. Una vez adjudicado el contrato y que se cuente con la ingeniería de detalle, en una segunda fase, el contratista EPC, deberá entregar entre otros los programas de compras, de construcción y la oferta en detalle a nivel de unidad, con los análisis de integración de los precios unitarios correspondientes.

La organización técnica y administrativa de la operación del sistema de producción serán llevadas a cabo por un grupo denominado "Dirección del proyecto", cuyos integrantes, son todos servidores públicos que laboran dentro de la estructura de PEP, y organizados bajo el organigrama mostrado en la figura 1.

<sup>1</sup> La Ley General de Sociedades Mercantiles es la que rige a las sociedades mercantiles, de las que se reconocen las siguientes: Sociedad de Nombre Colectivo, Sociedad en Comandita Simple, Sociedad de Responsabilidad Limitada, Sociedad Anónima, Sociedad en Comandita por Acciones y Sociedad Cooperativa.

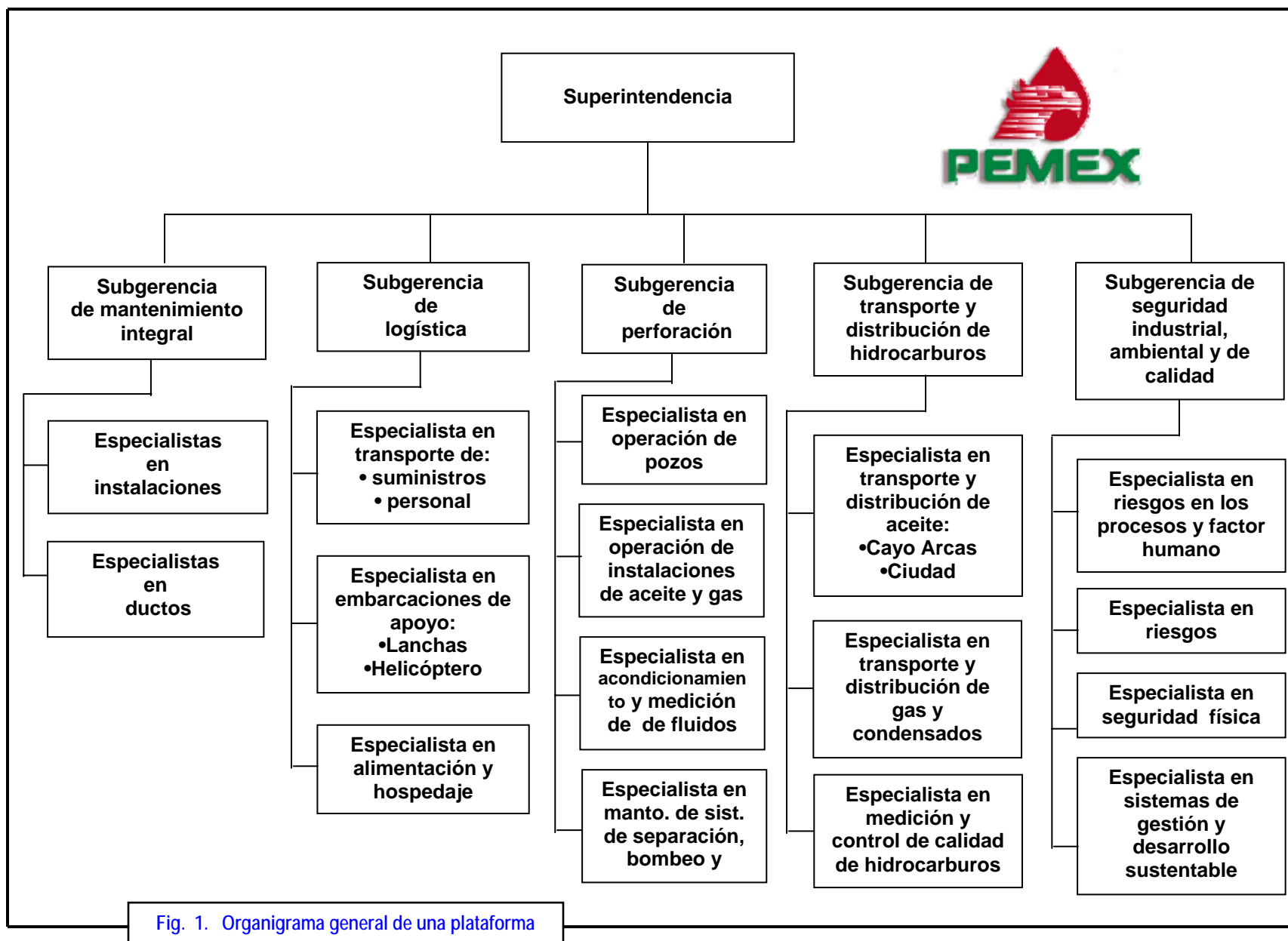


Fig. 1. Organigrama general de una plataforma

Cuadro 1

Programa calendarizado de utilización de personal técnico administrativo encargado de la dirección, supervisión y administración de los trabajos

Part.	Concepto	Unidad	Cantidad	Mes										
				1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1	Gerente de construcción en tierra y costa fuera	Personal	1											
2	Gerente de proyecto	"	1											
3	Gerente de aseg. de la calidad	"	1											
4	Gerente de ingeniería	"	1											
5	Gerente de suministro	"	1											
6	Gerente administrativo	"	1											
7	Superintendente de construcon.	"	1											
8	Superintendente de produccon.	"	2											
9	Suptte. de control de calidad.	"	1											
10	Jefe de área de estructuras	"	6											
11	Jefe de área eléctrica	"	3											
12	Jefe de área instrumentos.	"	3											
13	Inspector de control de calidad	"	8											
14	Jefe de área de mantenimiento	"	1											
15	Almacenista	"	4											
16	Jefe de recursos humanos	"	1											
17	Técnico administrativo	"	6											
18	Capturista	"	2											
19	Secretaría	"	2											
20	Jefe de seguridad industrial	"	1											
21	Apoyo técnico operativo	"	14											

Cuadro 2

## Programa calendarizado de utilización de personal encargado de la ejecución de los trabajos

Concepto	Unidad	Cantidad	Mes							
			1	2	3	4	5	6	7	8
Ayudante de operario especialista	Hrs.	275,589	461	41,852	58,850	69,969	54,399	33,731	15,367	960
Ayudante de operario especialista	Hrs.	18,543	308	28,160	40,145	46,823	36,407	21,774	9,285	641
Operario de primera	Hrs.	93,721	154	13,777	19,286	23,766	18,531	11,884	6,003	320
Cabo de oficios	Hrs.	56,401	92	8,399	11,993	14,348	11,234	6,873	3,269	193

Nota: El personal técnico y administrativo esta incluido en los indirectos

Fuente: Pemex Exploración y Producción



## **VII. Impacto Ambiental**

## VII. Impacto ambiental

Se describe a manera de antecedentes; la ubicación geográfica donde se ubicará la plataforma petrolera, la cual se suma a las ya existentes en esa área, y donde se han desarrollado las actividades petroleras desde el año de 1961, su progreso a través de instalaciones, construyendo por etapas la infraestructura necesaria para producir, acondicionar, almacenar y distribuir el crudo. De esas actividades, pese al control que se lleva durante las operaciones normales, existe la posibilidad de accidentes que propicien derrames de hidrocarburos que afectan de forma contundente y evidente a la fauna y flora marina, lo que hace a esa zona como de alto riesgo ecológico; a ello se suman los problemas sociales producto de afectaciones a áreas pesqueras. Así, a fin de elaborar y evaluar el impacto ambiental de este proyecto, se indica la normatividad a que deberá ceñirse, a fin de que se conozca ésta y no constituya una limitante ni antes ni después de su ejecución.

### Descripción del área

La Sonda de Campeche comprende una superficie aproximada de 92,000 m<sup>2</sup> y se encuentra localizada en la Plataforma Continental, entre la Costa de la Península de Yucatán hacia el Oeste y al Norte de la misma, hasta la isobara de las 100 brazas de profundidad. En esa Sonda se ha propiciado un desarrollo muy singular para México, debido a que en ella se han conjugado dos actividades productivas de características diferentes que representan importante fuente de entrada de divisas, una, la actividad pesquera que por más de 20 años ha ocupado los primeros lugares de captura de camarón en nuestro país, y la otra, la actividad petrolera, que ha permitido a México ocupar los primeros lugares a nivel mundial como exportador de crudo, y ser la Sonda de Campeche el escenario de uno de los desarrollos petroleros más importantes en el mundo.

Petróleos Mexicanos inicio la instalación de plataformas marinas en el año de 1961, con 10 plataformas para la explotación de yacimientos petroleros de Atún y Arenque en la costa Occidente del Golfo de México. Dichos trabajos fueron concluidos en 1974, y a partir de 1978 se inicio la fabricación de las plataformas para la Sonda de Campeche, la primera de las cuales fue la de Akal-C.

El crecimiento de la industria petrolera en la zona, ha sido progresivo, construyendo por etapas la infraestructura necesaria para producir, acondicionar, almacenar y distribuir el crudo. En el litoral del Golfo de México, se ubican otras instalaciones petroleras importantes como las terminales marítimas de Dos Bocas, Tab; Pajaritos y Tuxpan, Ver. La actividad petrolera se realiza de acuerdo a la política del Gobierno Federal en materia de protección ambiental que determina que debe darse a la protección del medio ambiente, el mismo cuidado que se da a las operaciones de producción.

Sin embargo, no obstante el control que se lleva durante las operaciones normales, existe la posibilidad de accidentes que propicien derrames de hidrocarburos. Las fuentes potenciales de contaminación son: plataformas marinas, ductos, monboyas y buque tanques; y sus causas principales son: descontrol de pozos, ruptura en líneas, ruptura de mangueras submarinas y accidentes, respectivamente.

Dependiendo del origen del derrame, el hidrocarburo derramado se comporta con ciertas variantes, como es el caso de las emulsiones de agua, las cuales se incrementan cuando el hidrocarburo proviene de ductos y preventores submarinos, evaporaciones súbitas, cuando se presenta el descontrol de un pozo con preventores en la superficie o cuando existe fuego; cuando se trata de accidentes de buque tanques, cuyos efectos son diferentes a los antes mencionados, se consideran contundentes y evidentes a la fauna y flora marina.

- **Golfo de México, una zona de alto riesgo ambiental<sup>1</sup>**

El Golfo de México –junto con el de Baja California y Tehuantepec- representa para el país la zona más productiva entre sus recursos oceánicos y costeros. En éste se concentran 62% de los ríos, estuarios, lagunas costeras y pantanos. El 90% del gas natural, y más del 80% de los hidrocarburos se genera en las ricas plataformas continentales de la región. Sus pesquerías demersales representan el 40% de la producción total del país, y de mantenerse las tendencias actuales, por lo menos un 20% de los mexicanos dependerá directa o indirectamente de los recursos del Golfo de México hacia la mitad del siglo XXI.

<sup>1</sup> Oilwatch México, "Golfo de México, zona de riesgo ambiental". México, en: Petróleo y Electricidad, número 67, año 6, septiembre de 2001. pp. 20-22

La contaminación en el Golfo de México, particularmente la que se deriva de las actividades vinculadas con el aprovechamiento de los recursos energéticos, hacen a esta área como una zona de alto riesgo.

Las diferentes causas de contaminación marina provenientes del petróleo, son: en primer lugar la transportación petrolera (hay 192 rutas petroleras en la Cuenca del Gran Caribe, en segundo termino la extracción petrolera; la tercera causa de contaminación son los subproductos y desechos de los procesos de transformación petrolera; la cuarta y la quinta la constituyen los accidentes de buques y fugas de ductos de transportación, respectivamente.

Sin embargo Pemex, no es la única fuente de contaminación de los recursos naturales. Por lo que es necesario observar el problema integralmente: los desechos municipales, los agroquímicos y otras actividades industriales también han contribuido a dañar el medio ambiente.

- **Cultivos desplazados**

La estructura productiva del estado de Tabasco durante los últimos 20 años se ha transformado por acción de la actividad petrolera, particularmente el desplazamiento de la producción de granos básicos y las principales actividades agrícolas del estado, como el cacao, la copra y el plátano.

La caída de la producción pesquera en los últimos años, cuyas causas son los accidentes y derrames que contaminan las lagunas costeras y que han producido fuertes mortandades de ostión en la Laguna de Meacoacán y el sistema lagunar Carmen-Pajonal-Machona. La explotación del petróleo ha afectado a otras actividades productivas principalmente de pescadores y campesinos, y ha dado lugar a lo que se llama "*la industria de la reclamación*" y esta relación ha derivado en fuertes conflictos sociales que no encuentran salida fácilmente. El número de reclamaciones, ha crecido enormemente, pues pasaron de 5,000 en 1976 a 26,000 en 1983, hasta alcanzar más de 60,000 en 2001.

La forma en que Pemex, enfrenta los conflictos sociales y ambientales que genera su operación, es a través de indemnizar a los afectados en sus bienes.

Esta forma de indemnización patrimonialista no considera, en la mayoría de los casos, los daños al ambiente, los cuales no son cuantificables en reclamaciones individuales. Los mecanismos de pago individual por daños demostrables en el patrimonio de las personas, generan pulverización social y deja intocado el costo ambiental de los recursos que son el sustento de las actividades productivas; lagunas, suelos, vegetación, recursos hídricos, etc. La indemnización individualista y patrimonialista pervierte de origen las relaciones por lo que resulta esencial buscar nuevas formas de resarcir los daños que permitan, por un lado, generar organización social sobre la base de una cultura productiva y, por otro, impulsar programas de rehabilitación ambiental.

- **Fondo de desarrollo sustentable**

En la ciudad de Atasta, Tab; se ha gestado con el movimiento de pescadores y campesinos; al que se han unido agrupaciones de Campeche, Tabasco y Veracruz; un esquema que se basa en el establecimiento del Fondo de Desarrollo Sustentable a través del cual, las indemnizaciones van a parar a un instrumento colectivo para el apoyo de proyectos productivos, al mismo tiempo, el convenio firmado con Pemex, y otras dependencias federales y estatales, establece el compromiso de elaborar y operar programas de mejoramiento ambiental.

Para el 2001, se han aprobado más de 62 proyectos productivos que serán financiados con las aportaciones de Pemex y la Secretaría de Desarrollo Social. El convenio firmado incluye también, la realización de visitas de inspección de la Profepa a las instalaciones de Pemex y el cumplimiento por parte de la paraestatal de las recomendaciones que de ellas se deriven. Sin embargo esta nueva forma de desarrollo, tendrá que vencer la falta de acción que prevalece en los niveles de dirección de la paraestatal, ya que los resultados y reclamaciones que en ellos se plasman se quedan a ese nivel y no bajan a los niveles en que tienen que operarse.

Pese a lo anterior, es necesario resaltar la escasa información que proporciona Petróleos Mexicanos; indispensable para fundamentar diagnósticos, críticas y propuestas de investigadores, ciudadanos, productores y trabajadores.

## 1. Normatividad ambiental

Por lo expresado, a fin de evaluar el riesgo ambiental de este proyecto, y en virtud de que las instalaciones petroleras forman parte de lo que se denomina como "fuentes fijas de jurisdicción federal", y que requieren de autorización para su operación y funcionamiento previa evaluación de su impacto ambiental, se indica la normatividad a que deberá ceñirse, a fin de que se conozca ésta y no constituya una limitante para su ejecución, toda vez, que en todas las instalaciones petroleras es muy importante la prevención de las afectaciones al medio ambiente, la pérdida de recursos naturales y daños a la salud; y evitar proyectos cuyos costos por la pérdida de recursos naturales y contaminación ambiental, puedan ser mayores a los beneficios esperados; trasladando los costos ambientales a la sociedad, subsidiando de esta manera las actividades que deterioran el ambiente, reduciendo el capital ambiental del país y poniendo en riesgo su sustentabilidad.

Así, con fundamento en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en los artículos: 28 y 30, párrafo primero, 35 bis y su Reglamento en los artículos: 5, 9 y 10 fracción II, 14 y 15, se deberá elaborar y presentar ante la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) la Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad Particular (homo clave: SEMARNAT-004-002-B).

### 1.1 Elaboración y presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad Particular (MIA)

La manifestación deberá incluir el estudio de riesgo ambiental, cuando se trate de Actividades Altamente Riesgosas enlistadas en los Acuerdos en que se expide el Primer Listado (Diario Oficial de la Federación del 28 de marzo de 1990) y el Segundo Listado (Diario Oficial de la Federación del 4 de mayo de 1992) de acuerdo a las bases que se muestran en el anexo 4.

## 2 Protección ambiental en plataformas con el apoyo de un departamento de protección ambiental

En materia ecológica, el objetivo primordial en las instalaciones petroleras mar adentro, es la protección ambiental, reduciendo al mínimo los daños a la ecología; por medio de equipos de control de los materiales y sustancias desechadas en las plataformas marinas, ya sean de perforación, producción, habitacional, etc. así como en barcos abastecedores, terminales marítimas y demás instalaciones relacionadas con la industria petrolera y especialmente con Pemex, ya que es la empresa responsable de todas las instalaciones de este tipo en México.

Los materiales de desecho pueden ser: basura en general, herramientas averiadas, fluidos de control, etc. Por su parte las sustancias contaminantes son: aguas residuales, lubricantes, combustibles, ácidos y petróleo crudo entre otras.

Las instalaciones mar adentro contarán con un Departamento de Protección Ambiental (DPA) y basar su desempeño en la normatividad siguiente.

- Reglamento de convenio internacional "MARPOL", a nivel mundial,
- Reglamento de buques tanque en el cual entran las plataformas,
- Reglamento para normar los vertientes al mar,
- Reglamento de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales,
- Reglamento de la Secretaría de Salubridad y Asistencia,
- Reglamento de Petróleos Mexicanos.

El DPA para inspeccionar, supervisar y corregir las anomalías en contra de la protección ambiental, contará con el siguiente personal de abordaje:

- 1 Ing. Mecánico,
- 1 Ing. Industrial,
- 1 Ing. Electricista,
- 3 Ing. Químico y Técnicos.
- 2 Biólogos
- 1 Ing. Mecánico

## 2.1. Programa de actividades del departamento de protección ambiental.

Las actividades primordiales de la superintendencia y principalmente del departamento de protección ambiental, tienen como objetivo cumplir un programa anual de inspecciones periódicas mensuales e informes diarios, sobre lo siguiente:

- Clasificación de fuentes fijas de contaminación
- Diagnostico ambiental.
- Estudios de los niveles de ruido.
- Muestreo de agua potable y residual.
- Intervención del barco recolector de chatarra.
- Localización de manchas de aceite.
- Sobrevuelos de inspección.
- Inspección a sistemas de drenajes
- Platicas de protección ambiental.
- Inspección a plantas de tratamiento de aguas negras y grises.
- Inspección a plantas potabilizadoras.
- Inspección a quemadores.
- Inspección a incineradores.
- Verificación de la selección de basura.

## 3. Resumen

A manera de antecedentes, se ha descrito la ubicación geográfica de ubicación de la plataforma petrolera, donde se han desarrollado las actividades petroleras desde el año de 1961, su progreso a través de diversas instalaciones petroleras. Sin embargo, pese al control que se lleva durante las operaciones normales, existe la posibilidad de accidentes que afectan de forma contundente y evidente a la fauna y flora marina, lo que hace a esa zona como de alto riesgo ecológico; a ello se suman los problemas sociales producto de afectaciones a áreas pesqueras. Por ello, a fin de elaborar y evaluar el impacto ambiental de este proyecto, se indica la normatividad a que deberá ceñirse, a fin de que se conozca ésta y no constituya una limitante ni antes ni después de su ejecución.

## 4. Conclusión

El conocer los antecedentes del área geográfica donde se localizará la infraestructura petrolera, y los riesgos de contaminación que durante su operación podrá afectar a la flora y fauna marina, con potencialidades que la ubiquen como zona de alto riesgo ecológico, y de los problemas colaterales, como los sociales producto de afectaciones a áreas pesqueras; son cuestiones que deberán considerarse en la toma de decisiones y fundamentalmente en la evaluación y elaboración del impacto ambiental de este proyecto, considerando la normatividad a que deberá ceñirse, se conozca ésta y no constituya una limitante durante su etapa de construcción y operativa.

## **C. Resumen y Conclusiones**

## C. Resumen y conclusiones

Como parte última de este estudio, se presenta un resumen que engloba los principales resultados que arroja cada uno de los capítulos y posteriormente se presentan las conclusiones que se desprenden del mismo:

### 1. [Resumen](#)

#### ▪ [Capítulo 1. Estudio de mercado y perspectivas](#)

Abordar el tema del petróleo requiere al menos, de una breve visión retrospectiva política y social de la lucha por la posesión de la renta petrolera: la lucha por la hegemonía y la concentración del poder a gran escala; y su contrapeso en la cancelación de concesiones a través de la nacionalización de los recursos petrolíferos y más tarde la aparición del Cartel de estados productores (OPEP) y su respuesta con la Agencia Internacional de Energía (AIEA, por los países pertenecientes a la OCDE) quien desarrolla estrategias y políticas en perjuicio de los países productores-exportadores y que dadas sus limitaciones, se ven afectados por una mentalidad de rentista y clientela en la economía, la sociedad, el sistema político y el Estado.

Dicho lo anterior, el análisis del mercado constituye la base fundamental del estudio de factibilidad, por ello es elemental destacar la importancia del bien o servicio a producir, en nuestro estudio el petróleo, y es que la vida sin él, no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos e insumos intermedios.

El petróleo empezó a utilizarse comercialmente a mediados del siglo XIX como lubricante y materia prima para alumbrado hasta finales de la Primera Guerra Mundial. En aquel tiempo los principales centros de producción se encontraban en Rusia y los EUA, aunque ya comenzaba a desarrollarse la producción del Medio Oriente.

La expansión del automóvil favoreció el surgimiento de la producción del petróleo, con lo que comenzó su carrera hacia la condición de principal fuente de energía primaria. Después de la Segunda Guerra Mundial completó sus aplicaciones como materia prima de la industria petroquímica.

Del petróleo se obtienen determinados compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que determinan una amplia gama de productos denominados petroquímicos que se utilizan en la industria de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras. Las principales cadenas petroquímicas son las del [gas natural](#), las [olefinas ligeras](#) (etileno, propileno y butenos) y la de los [aromáticos](#).

A partir del [gas natural](#) se produce el gas de síntesis que permite la producción a gran escala de hidrógeno, haciendo posible la producción posterior de amoníaco por su reacción con nitrógeno, y de metanol, materia prima en la producción de metil-terbutil-éter, entre otros compuestos.

De esta manera, el petróleo se vinculó estrechamente a los sectores productivos de la economía mundial, constituyendo una de las bases más importantes para la recuperación industrial durante la posguerra.

- [Como fuente de ingresos](#), partir de 1970 la acción mancomunada de los principales productores árabes produjo un fuerte incremento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que supuso un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento económico de los países, sino que también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países productores, en su mayoría países en vías de desarrollo.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Así, el petróleo cumple una triple función en la sociedad: es una fuente de energía que sirve para satisfacer necesidades energéticas de los consumidores finales e intermedios de la industria petroquímica y es una fuente de ingresos considerable para los agentes económicos que interactúan en esta actividad económica. Además, las diversas actividades técnico-económicas de la industria, relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y distribución del crudo y

derivados, han dado origen a la poderosa industria petrolera internacional, razón por la cual, **cumple un papel estratégico** para el crecimiento económico, el desarrollo social y la soberanía política.

- Por sus **características el petróleo**, en los mercados interno y externo se presenta como una materia prima, extraída del subsuelo, en la que se distinguen diferentes tipos de crudo, como son: **extrapesado, pesado, ligero y superligero**, predominando en México, el pesado (Maya, 52%) y en menor cantidad los restantes dos tipos en nuestro territorio (Olmeca 28% e Istmo con el 20%).
- Por su **participación en la economía**, el valor del petróleo vendido como producto final en 2000 tuvo una participación cercana del 2% en el PIB nacional de hecho la máxima participación ocurrió en 1983, con el 2.3%, cuando las exportaciones de crudo cobraron enorme importancia en el comercio exterior del país, tanto por el incremento en los volúmenes de exportación como por el disparo de los precios al alza.
- La **contribución de Pemex al fisco**, en los primeros años de los ochenta marca un punto de referencia al consolidarse la explotación del yacimiento Cantarell, tan sólo de 1982 a 1983 se registro un crecimiento en la contribución de Pemex de **327 a 1,496 millones de pesos**, 357% de incremento en promedio. Para la década de los noventa en su conjunto, la contribución fiscal de la Paraestatal, en promedio fue de 8,190 millones de pesos, 35% de los ingresos presupuestales del Gobierno Federal.
- Los **principales sucedáneos**, como insumo estratégico, la energía se tiende a identificar como **primaria** y, corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado. (como la caída del agua, vapor y carbón) y **la energía secundaria**, se define como los energéticos derivados de las fuentes primarias y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final (coque, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural, electricidad, hidrogeno y nuclear, el de mayor significancia, entre otros).

Por su disponibilidad, se clasifican en **renovables** y se definen como el flujo de energía que ocurre en forma natural y repetida en el ambiente, y que administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente ya que su cantidad disponible no disminuye a medida en que ésta se aprovecha, y los **no renovables** como; energía que no es capaz de regenerarse y son aquellos energéticos derivados de las fuentes primarias, que se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son: el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas-naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos derivados de los hidrocarburos, gas natural y electricidad.

- La **oferta mundial de petróleo** registro una tasa de crecimiento promedio anual de 1.4%, al pasar de 66.9 al inicio del periodo, a 76.9 MMbpced al final de éste. La participación de los países pertenecientes a la OCDE y de los no pertenecientes fue de 27 y 73% respectivamente. La mayor parte de la década se caracterizo por un esfuerzo continuo de producción, como la alcanzada al final del periodo citado. Este ímpetu ha sido moderado por momentos, por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético, así, la proyección de la oferta para el periodo 2002-2006, se espera sea de una producción de entre **77.9 a 81.9 MMbpce**.
- En esa década la **demanda global**, observó una tasa de crecimiento del **1.3%**, muy semejante a la de la oferta. Los países pertenecientes a la OCDE consumieron cerca del 58% y los países no pertenecientes a esa organización, el 42% respectivamente. La expansión global de la economía demandará mayores niveles de crudo, por lo que, para el periodo proyectado, se espera una demanda de **77.4 a 81.4 MMbpced**, acercándose peligrosamente a la capacidad actual máxima de producción global la cual se estima en poco más de **80 MMbpced**, con ello se perdería la capacidad que tiene que ver mucho con el precio, debido a que se carece de la flexibilidad necesaria para regular dicho balance, la cual ha sido instrumento clave en la administración de la oferta petrolera global y constituye una característica central del régimen vigente de precios del petróleo, además de los factores; económicos, financieros, especulativos, geopolíticos y desinformativos.
- En el **mercado nacional**, la producción logró un crecimiento cercano al 2%, al obtenerse 2.5 en 1990 y de 3.1 MMbpced en el 2001, la segunda parte de la década de los noventa fue la más dinámica al registrar una tasa de crecimiento del 3%.



La demanda interna, registra una tasa promedio de crecimiento del 1.2%, con un consumo de 1.26 en 1990 y 1.35 MMbpced en 2001, vista a través de petrolíferos y petroquímicos, como sigue:

La demanda de los **petrolíferos** en el mercado nacional, se caracteriza por ser creciente, con una tasa de crecimiento del 2% anual promedio, cuyo promedio fue de 1,386 Mbbpd, compuesta por ventas internas de productos refinados de 91% y externas 9% en promedio. Esa demanda ha sido cubierta, en promedio, con una producción de 1,522 Mbbpd, que representa una tasa de crecimiento del 0.3%, compuesta por una producción local con el 86% e importaciones con 14%. El balance de las importaciones y exportaciones es negativo para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbbpd, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural, reflejo del atraso que priva en la industria de refinación de estos productos.

Los **petroquímicos**, en contraste, se registran una demanda decreciente, lo que significa ver reducir sus ventas de 5,485 Miles de toneladas, Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 2,625 Mt en el 2001; y se integra por ventas internas 82 y externas 18%, con una tasa de crecimiento negativa del 5%. Esa demanda ha sido cubierta por medio de producción interna, que al inicio del periodo de estudio fue de 12,685 y una al final de 5,994, Mt; con una producción en promedio de 11,121 Mt, lo que significa una tasa media de crecimiento **negativa del 6.1%**, compuesta por una producción interna en 99% y externa por 1% respectivamente. Por esa razón existe una capacidad ociosa cercana al 47%, que sin duda se reflejó en los costos de esa Subsidiaria. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual "*reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración*". El **balance** de las importaciones y exportaciones, de acuerdo a las operaciones realizadas por Pemex, el resultado es positivo para nuestro país, en cerca de 959 Mbbpd.

El consumo del **gas natural** se caracteriza por una demanda creciente, a razón de una tasa de crecimiento del **4.4%**, compuesta por ventas internas y exportaciones con el 99 y 1% respectivamente. El consumo está influido por Pemex, sector industrial, eléctrico y otros con el 48, 28, 19 y 5 % respectivamente. La producción, cuyas fuentes provienen del gas asociado y no asociado (80-20%), reflejó una tasa de crecimiento del **3%**. En las regiones Sur y Marinas que generan actualmente casi tres cuartas partes de su producción total. En cuanto al balance de las importaciones y exportaciones el resultado es negativo para nuestro país, y es que las importaciones crecen a una tasa del 21%, lo que significa importar 156 MMpcd en promedio y ha significado a partir de 1997 gastar 107 MMUSD e incrementarse hasta 424 MMUSD en 2001. Un factor importante a mencionar, es el precio de este energético, cuya cotización de referenciada, es el mercado ubicado en el sur de Texas; el más caro del mundo, lo que impacta en los costos internos, y con esto se favorece a la quiebra de empresas y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido, es la base de cálculo de los precios de los productos de PPQ: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrolló la mayoría de las instalaciones industriales petroquímicas existentes en el país las cuales hoy se encuentran cerca de la obsolescencia.

- En el **balance de la oferta y demanda** de crudo, existe una demanda creciente muy cercana a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de los productores, característica de este mercado, que en nuestro periodo de estudio fue en promedio de **0.4 MMbpcce**, y mediante la construcción y operación de la plataforma propuesta, podrá apoyar el consumo interno, pero en lo fundamental, se dirigirá a la exportación de crudo pesado tipo maya, con ello, este proyecto participará con el **0.06%** en promedio de la creciente demanda proyectada mundial.

## Capítulo 2. Tamaño y localización

A fin de justificar el tamaño y localización de la infraestructura de producción de aceite, se analizaron factores como la demanda existente y proyectada de crudo, características de los insumos (aceite), características del yacimiento, la identificación del proceso de producción y recuperación secundaria del crudo, el tirante de agua existente, el número de pozos requerido por el programa de perforación, distancia a la zona de aprovisionamiento, costos relativos de una plataforma para un tirante y profundidad determinada, el horizonte de vida del proyecto y la localización de la infraestructura

Dados los antecedentes del yacimiento y del área, se considera que la plataforma fija (octapoda) de 12 conductores (slots) y 6 pozos útiles, con producción de 8.0 Mbbpd por pozo, representa la mejor opción sobre los equipos marinos denominados Mínimos ó de Bajo tonelaje, Semisumergibles y Móviles. En el primer caso, por calificar estos en una escala de producción inferior; en el segundo y tercer caso, porque básicamente son usadas para la perforación inicial de pozos (previa a la

instalación de las plataformas, como en este estudio) y ello representa un valor relativo cercano de 2 a 1, en el menor de los casos, respecto del costo de una plataforma fija como la propuesta, por incluir tecnologías superiores al área de localización lo que representa mayores costos.

- Las **características del yacimiento** referido, cuya presión ha caído de 270 a 123 kg/cm<sup>2</sup> para lo cual se ha aceptado como medio de producción secundaria, la técnica secundaria de explotación consistente en la inyección de gas nitrógeno al yacimiento para que se dé un desplazamiento, permitiendo incrementar los factores de recuperación finales con respecto a un comportamiento primario; y de acuerdo a la información obtenida de los pozos que se han perforado hasta 1998, se ha caracterizado como un yacimiento de **aceite negro de 22° API**, **aceite pesado del tipo "maya"** con espesores impregnados que varían de **650 hasta 1000 m**, permeabilidad de **2 a 5 darcy** y porosidad promedio del **8%**.

El bloque antes referido, representa la fuente disponible de insumos, y forma parte de las reservas de hidrocarburos totales del yacimiento, las cuales representan un volumen remanente de 13,229 MMbpce (calculadas al 1° de enero de 2000) nivel que garantiza los insumos suficientes para el aprovechamiento de la plataforma marina propuesta.

El proceso para la explotación de los hidrocarburos, da inicio una vez que se ha concluido la perforación de un pozo y se han instalado los dispositivos de seguridad en la plataforma de perforación, entonces se puede dar inicio a la explotación del campo. La producción del campo fluye a través del árbol de pruebas de superficie, a presiones de hasta 68.95 mPa. El árbol contiene una válvula de seguridad de bola de abertura plena y una línea para cegar el pozo cuando sea necesario detener el flujo.

- La **localización** de la infraestructura marina, al estar influida por el producto, crudo; se ubicará en el lugar de ubicación del yacimiento, en el bloque de nombre "Akal"; perteneciente al campo Cantarell, dentro de las aguas nacionales, cercana a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a los 75 Km al noreste de Cd. del Carmen, área que registra tirantes de agua de entre 30 a 50 m (45 m en promedio) en lo que se conoce generalmente, como la Sonda de Campeche.

### Capítulo 3. Ingeniería del proyecto

En este capítulo se retoma el proceso de producción de aceite-gas y se describe el diseño y construcción de una sistema de producción (plataforma octapoda); su fase operativa y de diseño: subestructura, superestructura, pilotes y apéndices; sus códigos de fabricación, materiales y su proceso de izaje e instalación hasta la fase de inspección y mantenimiento.

A cerca de 30 años de la instalación de la primer plataforma de estructuras tubulares para las columnas de soporte, se ha definido un sistema de diseño vigente a la fecha, cuyo uso se ha extendido y permanecido no solo en las prácticas de perforación y producción en los campos petroleros nacionales y que al año de 2001, se han construido 185 plataformas marinas en la Sonda de Campeche; las cuales en su mayoría, son estructuras reticulares formadas por tubos de acero y que constan de una subestructura que va apoyada en el lecho marino y empotrada por medio de pilotes.

Fuera del agua, está integrada por una superestructura que apoya los paquetes de perforación, los equipos de producción o los que se requieren según los tipos o propósitos de las plataformas, como son: perforación, producción, enlace, habitacional, rebombeo, almacenamiento, separación y quemador, compresión de gas, comunicaciones y helipuertos. Tal situación evidencia la preferencia sobre otros tipos de plataformas, para el área mencionada, que en términos generales, es acorde con el uso y lugar a utilizarse.

### Capítulo 4. Evaluación Económica

Este capítulo, tiene la finalidad de cuantificar y presupuestar (estimar) las operaciones necesaria para construir e instalar y mantener en optimas condiciones de extracción, una infraestructura de **producción** de aceite y gas natural, en un yacimiento depresionado, para lo cual se aplico el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de gas nitrógeno, N<sub>2</sub>; preparar los presupuestos de ingresos, egresos y utilidades sometiéndolas a análisis de sensibilidad, bajo tres escenarios. Se obtuvieron los puntos de equilibrio en unidades, monetario, porcentaje y precio. Se analizaron los efectos del financiamiento en el proyecto; lo anterior con la finalidad de conformar el estado financiero (pro-forma) para obtener la posible utilidad real y los

flujos de efectivo del proyecto, aplicando la ley tributaria vigente, punto de partida para la evaluación financiera del proyecto, como sigue:

- Por el alto costo de la operación en el mar; la fabricación, montaje y habilitación de la subestructura, pilotes, superestructura, módulos y equipos auxiliares que constituyen la plataforma, se efectúa en tierra y posteriormente se envían por paquetes al área destinada a su instalación. El estimado de costo de esta infraestructura de extracción petrolera asciende a **107.5 millones de dólares**: incluye la inversión física por **96.9 millones de dólares** la cual será financiada a través de un crédito denominado PIDIREGAS a razón del **8%** sobre saldos insolutos, pagos trimestrales y un plazo de 10 años; la ingeniería, administración y contingencias suma **11.0 millones de dólares**, serán financiadas mediante recursos propios de la empresa. A lo anterior habrá que adicionar **29.8 millones de dólares** anuales por concepto de operación y mantenimiento, para lo cual se requerirá de un crédito por **13.8 millones de dólares** con una tasa fija del **7%**, pagos mensuales y un plazo de 2 años.
- Los **posibles ingresos**, considerando un precio de venta del crudo de **12.0 usd/bp**, serán en promedio de **171.5 millones de dólares** anuales, los egresos se calcularon en promedio de **81.2 millones de dólares** de lo que resulta una utilidad de operación de **90.3** Millones de dólares, los impuesto y derechos representan **67.3 millones de dólares** en promedio anual lo que arroja una utilidad anual neta en promedio de **23.0 millones de dólares**, es decir un flujo de efectivo suficiente para sufragar las operaciones de la infraestructura de producción sin tener que recurrir a mayores créditos a los descritos.
- Los **costos** unitarios de extracción y producción en promedio serán del orden de: **3.01** y **5.6** usd/bp respectivamente.
- El punto de nivelación en porcentaje de la producción de crudo equivalente, en el primera año será del **44%**, el segundo se reducirá en cerca del 64% al alcanzar el 16%, influenciados estos porcentajes por el cumplimiento de las obligaciones crediticias. Posterior y paulatinamente ese porcentaje tenderá a decrecer favorablemente para el inversionista, hasta representar desde un 15.6% a cerca del 5% en los últimos cinco años. Respecto del precio de nivelación en todos los casos serán inferiores a los precios de venta de referencia. Inclusive al aplicar el análisis de sensibilidad a las utilidades, resulta favorable para el negocio.
- Se comprueba que mediante la recuperación secundaria –inyección de nitrógeno, N<sub>2</sub>-, se logra mantener la producción y recuperar, aproximadamente 6.4 MMbpce, con un importe cercano a 77.3 MMUSD.

## Capítulo 5. Evaluación financiera

Con la finalidad de determinar la rentabilidad del capital invertido en la estructura de producción petrolera, se calcularon los indicadores financieros generalmente aceptados: VAN, TIR, RBC, IR y PER con lo que se expondrá la recuperación de dicho capital, la generación de suficiente liquidez y solvencia para apoyar las operaciones de producción, comerciales y solventar las obligaciones financieras, así como la obtención de un beneficio que incluya las expectativas del inversionista; un rendimiento real, la pérdida de valor del dinero en el tiempo, un premio por el riesgo asumido, así como los efectos que el crédito tendrá sobre la liquidez y el rendimiento, en este caso, con resultados favorables para la inversión, como sigue:

- Los indicadores financieros para el inversionista, arrojan un VAN positivo del orden de los **97.5 millones de dólares**, una TIR de **21.7%**, una RBC de **1.72**, un IR de **87%** y un PER de **6.2 años**.
- Con esos indicadores (proyecto e inversionista) se calculo, con resultados favorables, el efecto del crédito en el proyecto.
- Habiendo obtenido esos parámetros nos permitió obtener el **beneficio social** con el cual, el proyecto retribuye a la comunidad, como sigue: **61 empleos** durante la construcción, además de **empleos permanentes**; generación de divisas, en promedio con **171 millones de dólares** anuales; favorece la región con una derrama económica en promedio de **81 millones de dólares** anuales; la aportación a la hacienda pública, en promedio de **67.3 millones de dólares** anuales y contribuye al mercado mundial de crudo con cerca de **43,300 bdc**, durante la vida útil de esta infraestructura de producción.
- El plazo de su ejecución será de **905 días** y considerando que se sujeta a la normatividad pública, aplicable para obras y adquisiciones; se licitará y asignará al postor, cuya propuesta garantice técnica y económicamente su ejecución.

## Capítulo 6. Determinación de la organización jurídica y humana que se requiere para la operación del proyecto

En este capítulo se determinó que la organización jurídica y humana requerida para la operación de la infraestructura de producción petrolera, distinguiría dos aspectos básicos: a) selección y adopción de la forma jurídica para construir la empresa que ha de llevar a cabo el proyecto y b) la organización técnica y administrativa de la empresa.

El primer apartado se resolvió desde el punto de vista que es la Paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), quien es la única responsable del desarrollo de los recursos petrolíferos del país. Pemex, como ya se indicó, es un organismo público descentralizado, con la forma jurídica y descrita en el anexo 1, inciso 17.

Respecto de la organización técnica y administrativa del proyecto, de acuerdo a la experiencia reciente, PEP transmite la ejecución a una Contratista la cual contará con los recursos financieros, administrativos y técnicos para su ejecución, dicha compañía, será evaluada y seleccionada a través de un proceso de licitación pública (en los términos de la Ley de Obra Pública) y de cuya propuesta resulta el personal técnico administrativo y obrero encargado directamente de la ejecución de los trabajos.

### ▪ Capítulo 7. Impacto ambiental

Se describe la ubicación geográfica donde se ubicará la plataforma petrolera, la cual se suma a las ya existentes en esa área, y donde se han desarrollado las actividades petroleras desde el año de 1961, su progreso a través de instalaciones, construyendo por etapas la infraestructura necesaria para producir, acondicionar, almacenar y distribuir el crudo; y no obstante el control que se lleva durante las operaciones normales, existe la posibilidad de accidentes que propicien derrames de hidrocarburos que afectan de forma contundente y evidente a la fauna y flora marina, lo que hace a esa zona como de alto riesgo ecológico. A ello se suman los problemas sociales producto de afectaciones a áreas pesqueras, agrícolas y habitacionales. De esta forma, a fin de evaluar el impacto ambiental de este proyecto, se indica la reglamentación a que deberá ceñirse, a fin de que se conozca y cumpla, mediante la elaboración del Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) en el nivel de riesgo 3, y no constituya una limitante ni antes ni después de su ejecución.

## 2. Conclusiones

De acuerdo a lo expuesto a través de estas páginas y resumido en el apartado anterior, se advierte que este proyecto es técnica y económicamente viable, al no presentar limitaciones de mercado, obtener flujos de efectivo que permiten obtener suficiente liquidez y solvencia para apoyar las operaciones de producción y comerciales, solventar las obligaciones financieras, un rendimiento real, la pérdida de valor del dinero en el tiempo y un premio por el riesgo asumido que incluye las expectativas del inversionista. Los siguientes indicadores financieros generalmente aceptados, ejemplifican lo expuesto, como sigue:

- Los indicadores financieros para el inversionista, arrojan un VAN positivo del orden de los 97.5 millones de dólares, una TIR de 21.7%, una RBC de 1.72, un IR de 87% y un PER de 6.2 años. Y los efectos del crédito en el proyecto se calculan en promedio de 20%, lo cual es ampliamente atractivo considerando el nivel del financiamiento.

Por el beneficio social, con el cual, el proyecto retribuye a la comunidad; respecto de la generación de empleos, de divisas y la derrama económica de su inversión, hace ampliamente favorable este proyecto.

Adicionalmente se tienen las siguientes conclusiones que se derivan del desarrollo del presente estudio, agrupadas por su tipo como son: político-sociales, económicas, construcción, sucedáneos, reservas de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos, gas natural, inversión, producción, administrativas, información y ambientales:

## Políticos y sociales

- Una retrospectiva política y social de las raíces y condicionantes de la renta petrolera como forma de garantizar la hegemonía y concentración del poder a gran escala, es imprescindible ya que muestra los puntos que necesariamente se habrán que considerar a la hora de analizar un estudio de factibilidad energético (petrolero), desde el momento en que la mercancía petróleo no debe evaluarse como cualquier otra mercancía en el mercado.
- Los yacimientos en todo el mundo, se encuentran dispersos y ubicados principalmente en colonias y países en desarrollo, por lo que se ven afectados por una mentalidad de rentista y de clientela en la economía, y cuya posesión del petróleo, para esos países, se ha convertido en una desventaja, dado que reduce el incentivo para apoyarse en las destrezas y calidad de la población. Así, la renta petrolera ha producido una alta propensión al consumo (en rubros, instrumentos y mecanismos de reciclaje y recuperación) y disminuye la eficiencia en la recaudación y administración de los recursos tributarios.
- Desde la década de 1920, siete compañías –las siete hermanas- (the big oils, por su traducción al inglés) van constituyendo un Cartel mundial, y se incorporan tempranamente al proceso de transnacionalización. Tienen ingerencia decisiva en lo tecnológico y lo económico-financiero y por su propia cuenta e iniciativa hacen política y diplomacia, hasta la guerra. Las empresas del Cartel aparecen más grandes e imponentes que la gran mayoría de los Estados.
- Desde 1921, hasta la Segunda Guerra mundial, los precios son unilateralmente fijados por las empresas del Cartel, hasta 1960 en la posguerra, pero se mantiene en general como fijación unilateral por las compañías.
- Desde 1907-08, entes públicos realizan relativamente temprano la ingerencia estatal en el petróleo, México en 1938, para lograr una más justa división de la renta petrolera. El sistema de concesiones comienza a ser impugnado por los países productores –exportadores, a partir de la experiencia precursora de México en ese año.
- Se dan así dos fases sucesivas: una primera de ascenso y bonanza, una siguiente de crisis, reversión y búsqueda de alternativas.
- Aprovechando la confluencia de varios factores. Acumulación de tensiones y conflictos entre las empresas del Cartel y sus gobiernos, en torno al régimen vigente, se agrega el efecto catalizador que producen las Siete Hermanas del Cartel al imponer unilateralmente dos bajas sucesivas de precios, y afectar así los ingresos gubernamentales, los representantes de Venezuela y Arabia Saudita, colaboran exitosamente y en 1960 crean la Organización de los Países Exportadores de Petróleo, OPEP.
- Entre 1970 y 1973, la OPEP logra una posición de fuerza de mercado y confianza política que le permite negociar con las compañías nuevos términos de ingreso: sobre precios, participación etc. Por ello, y con la especial incidencia de los conflictos en Medio Oriente y las dos crisis del petróleo, la demanda mundial crece más rápidamente que la producción mundial, los precios mejoran la posición negociadora de los países productores-exportadores. En octubre y diciembre de 1973, tras la Guerra Árabe-Israelí, la OPEP, duplica el precio del petróleo por propia decisión (40 usd/bp). La OPEP se afirma como Cartel de Estados productores, de enorme poder financiero, oligopolio estatal, multinacional que enfrenta al oligopolio privado del Cartel.
- Por un tiempo las Siete hermanas, pierden el control de precios, sus concesiones son compartidas, ocupadas o nacionalizadas, lo que las obliga a conceder demandas de los países productotes-exportadores. Como consecuencia, se reducen los beneficios que para las empresas del Cartel, hasta entonces derivaran primordialmente de la producción, y deben buscarlos más en la distribución y la venta.
- Bajo los impactos de la OPEP y de las crisis petroleras, los países desarrollados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE; se ven amenazados, en su seguridad energética, en sus balanzas de pagos, y en el sistema monetario internacional. En respuesta a esa situación se crea la Agencia Internacional de Energía dentro de la OCDE, y se va desarrollando una estrategia y políticas, con la intención de revertir la situación creada en la primera fase, en perjuicio ahora de los países productores-exportadores.
- Estrategias y políticas tienen, como principales polos y ejes: a) la racionalización tecnológico-económico-productiva en los centros; b) el uso irracional de la renta petrolera por los países productores exportadores; c) la operación de reciclaje de la

renta petrolera; d) el endeudamiento del "tercer mundo", la "crisis de la deuda" y las salidas que a partir de uno y otra se impone a los países productores-exportadores.

- Esta dinámica es parte de la mutación identificada con la Tercer Revolución Industrial-científica y la emergencia de un nuevo patrón de acumulación y de un nuevo paradigma tecnológico-productivo. Ello se expresa en la transformación de la matriz de insumo-producto, con el cambio de sus relaciones internas, el agregado de nuevas filas y columnas, la modificación radical de los costos y precios relativos de los insumos de la producción. Núcleo organizador del nuevo patrón de acumulación, y factor transformador y clave de esa matriz, es el complejo económico-tecnológico constituido por la "electrónica", y cristalizado como paradigma, como respuesta de los países avanzados a la crisis de los años 60s.
- Los países pertenecientes y de otros miembros del llamado "Tercer Mundo", dentro y fuera de la OPEP, intentaron aprovechar las oportunidades que les brinda en los setentas la bonanza en la demanda y/o los precios del petróleo (como de otros productos primarios), y se realiza a través de una estrategia de *desarrollo primario exportador* a fin de canalizar recursos hacia el sector no exportador, con impacto en el PIB de esos países creando ilusiones de prosperidad.
- La moneda nacional se sobrevalúa progresivamente, y por lo tanto no favorece o impide la expansión de las exportaciones tradicionales. A la inversa, "las importaciones suben tan rápidamente que cada país incurre un déficit de la cuenta corriente de la balanza de pagos durante la mayor parte de los años de altos precios de los energéticos, dejándolos peligrosamente vulnerables a la siguiente caída en los términos de intercambio" la distribución del ingreso se sigue deteriorando.
- El reciclaje de la renta petrolera contribuye a generar o reforzar un endeudamiento incontrolado de los países del Tercer Mundo, tanto productores como consumidores de petróleo, que desemboca en el estallido y desarrollo de la crisis de la deuda a partir de 1982. Los préstamos bancarios son otorgados libres de condiciones, a empresas estatales, gobiernos y privados, para el financiamiento de déficit en presupuestos y en balanza de pagos, y para la expansión de la producción petrolera y la diversificación de la economía y el aparato productivo.
- El rápido crecimiento de todo tipo de deudas desde finales de los 60s, es sostenible hasta la Segunda Crisis del Petróleo y es que las tasas de interés sobre la deuda se mantienen debajo de las tasas de crecimiento de las exportaciones nominales y sus ingresos. Por el contrario la Segunda Crisis petrolera produce una recesión que baja la demanda global y los precios de las mercancías y deteriora los términos de intercambio, y empuja las tasas de interés mundiales a niveles astronómicos.
- La relación deuda/servicio, el porcentaje de las ganancias de exportación y de las divisas requeridas para pagar los intereses y el principal de la deuda, dan un salto de lo posible a lo imposible. Se amplía el déficit de cuenta corriente. La fuga de capitales crece. Se detiene el flujo neto de préstamos bancarios a América Latina. Se incrementa la transferencia neta negativa de recursos. A partir del estallido de la deuda, se va desplegando una cadena de acontecimientos que lleva a los planes de rescate, las políticas de estabilización y ajuste y, al fin de la década, a un nuevo modelo de crecimiento basado en las exportaciones.
- A finales de los 80s, la industrialización sustitutiva de importaciones es parcialmente abandonada. Se opta por una estrategia de crecimiento impulsado por las exportaciones, la atracción de inversión extranjera, y favorecido por la liberalización comercial y financiera. Este modelo surge como una respuesta pragmática a los programas de ajuste y estabilización y tiene un acuerdo sin precedentes entre instituciones financieras internacionales, Estados de los países desarrollados, la mayoría del sector privado y buen número de gobiernos de AL. Instituciones académicas y gran número de intelectuales
- La reforma del Estado, su reubicación y refundación respecto a las áreas económico- financieras, en el nuevo proyecto, se presenta como premisa e instrumento para el pago de la deuda, la estabilización, la superación de la crisis, y la recuperación del crecimiento.
- La crisis resultante de la acumulación de los factores y procesos analizados desemboca en drásticos cambios en la situación, posibilidades y perspectivas de los países productores-exportadores dentro y fuera de la Organización petrolera. La OPEP se va revelando incapaz de establecer una estrategia de precios de largo plazo. De esa manera, desde 1982, fracasa esa Organización, para operar como Cartel para mantener los niveles de precios y fijar cuotas de producción para cada miembro, y revelan una incapacidad de aplicar sanciones o de supervisar a los miembros que incumplan las cuotas de producción.

- Tras una larga fase de estatización bajo diversas modalidades de empresa pública, para un gran número de ramas, sectores y empresas de la economía en general, y para hidrocarburos y otros en particular, ha ido sucediendo una fase comúnmente llamada "*neoliberal*", en el énfasis puesto en la apertura a la globalización, el mercado y la iniciativa privada, la desregulación, los intentos de privatización, incluso respecto de las empresas públicas petroleras y petroquímicas. Este fenómeno se ha venido dando tanto en países desarrollados como los de Europa Occidental, y en países en desarrollo, los latinoamericanos incluidos.
- La privatización en general, y específicamente respecto del petróleo y la petroquímica, ha sido intentada desde finales de los 80s con grados de éxito variables.
- Argentina, camino en ese sentido y a través del presidente Raúl Alfonsín, hace circular una lista de empresas a privatizar, caracterizadas por su rentabilidad y su condición de participación estatal minoritaria, pero encuentra oposición en diferentes sectores. Es la administración de Saúl Menem, a quien corresponde un impulso a una privatización efectiva. En 1996, Bolivia aprueba, pese a la oposición, un controvertido proyecto de Ley de Hidrocarburos, que abre el paso a la desincorporación de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia, YPF. En Perú, el presidente Humberto Fujimori, intenta privatizar (o en su defecto liquidar) unas 50 empresas estatales, incluso el consorcio petrolero estatal PETROPERU
- Finalmente, en América Latina se mantienen las oscilaciones y confrontaciones entre los esfuerzos de conservación y refuerzo de las empresas estatales, incluso las de hidrocarburos y petroquímicos y los proyectos e intento de privatizarlas. No parece fácil, ni cercana ni probable una solución definitiva de esta confrontación.

### Económicas

- Pese a que el proceso de industrialización en México, por varias décadas, se constituyó en el objetivo principal de la política económica. Tras la aplicación del esquema proteccionista -sustitución de importaciones- y la crisis en los años 80s, se da el abandono de las políticas anteriores, promoviéndola apertura económica, impulsó en la reorganización industrial y búsqueda de un nuevo modelo de desarrollo, que ha requerido de reorganización institucional; sin embargo, ésta ha resultado lenta y es que el fundamento de la política económica en general, es de estabilidad macroeconómica, tal y como se concibió desde 1988. Esa visión "primitiva" de la macroeconomía, que no incluye adecuadamente, aspectos macroeconómicos como empleo, salarios y distribución del ingreso, se concentra exclusivamente en el control de la inflación, el déficit fiscal y la inversión extranjera directa; sin mayor atención hacia la competitividad del sector productivo establecido en México.

Los aspectos anteriores explican una serie de mecanismos que tienen implicaciones para el sector productivo mexicano, pues afectan negativamente su competitividad. En lo fiscal se da un manejo preferencial, ¿para qué desgastarse cobrando impuestos a los empresarios y grupos influyentes si hay tanta renta petrolera?. Ello se refleja negativamente en la política energética, la cual al menos en teoría debería abocarse a la creación, fortalecimiento y desarrollo la infraestructura energética, aprovechando el amplio espectro de fuentes de energía alternas cuyo fin sea el de generar, insumos energéticos competitivos en cantidad, calidad y precio, en beneficio de la población y sector empresarial mismo.

- El papel de Pemex en el gasto social ha sido relevante. Históricamente, ha financiado responsabilidades que le corresponden al Estado, y no a la empresa.
- Los ingresos provenientes del crudo, si bien financian cerca del 40% gasto federal, han petrolizado las finanzas públicas. El problema es que la base de esos ingresos, el precio, es un factor externo que no lo controlamos y eso, nos hace vulnerables.
- El problema es que cuando se desploma por debajo de las estimaciones oficiales, como ocurrió en 1998 o en el 2001, nuestros ingresos públicos se ven afectados negativamente, obligando a autoridades de Hacienda a recortar el gasto público.
- Habrá que señalar que un precio del petróleo en aumento constante y por un período largo de tiempo, tampoco nos beneficia, ya que los efectos inmediatos derivados de mayores ingresos fiscales se verán mitigados por otros efectos negativos. Hay que recordar que la mayoría de las economías industrializadas son importadoras netas de petróleo

- Ello expone que el régimen impositivo vigente para Pemex, responde a la necesidad gubernamental de compensar la baja recaudación de su sistema hacendario con los ingresos generados con la venta de petróleo y sus derivados, los cuales aportan cerca de una tercera parte de los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal. Como ejemplo, en el país solamente el 10% del equivalente en el PIB proviene de la recaudación, cuando en países como Brasil (igualmente petrolero) se obtiene cerca del 34%.
- A partir de 1995, dada la ominosa carga fiscal de Pemex, a tenido que recurrir a financiamiento mediante la modalidad Pidiregas y a recursos de deuda para financiar el 90% de las inversiones. Actualmente, Pemex es la empresa petrolera más endeudada del mundo.
- El énfasis por incrementar la producción y exportación para obtener divisas que compensen nuestras deficiencias tributarias, ha restringido también la capacidad para impulsar la industria del gas natural y las actividades de refinación y la petroquímica, y es que importamos petrolíferos, petroquímicos y gas natural por una valor cercano al 24% del valor de las exportaciones anuales de petróleo crudo de Pemex.
- Petróleos Mexicanos, necesita contar con la capacidad propia y suficiente de inversión para promover la explotación racional de los hidrocarburos y sustituir el modelo de exportación de hidrocarburos crudos por un modelo de producción de mayor valor agregado y que asegure la autosuficiencia energética.
- El déficit que reporta el sector energético, nuestra que urge una política energética acorde con el entorno mundial.
- En el balance de la oferta y demanda, existe una demanda creciente muy semejante a la oferta, aunque en volumen, el saldo es en favor de la oferta, característica de este mercado, que en nuestro periodo de estudio fue en promedio de 0.4 MMbpce.
- La demanda se esta acercando a la capacidad de la producción global, y no se debe a la falta de inversión como en el caso mexicano, se debe más bien, a que la capacidad de reposición de reservas, de acuerdo a los registros, está llegando a su termino.
- Esta rigidez de la oferta, expresada por la baja incorporación de nuevos yacimientos, cuando menos de crudo convencional, la expansión de la población, las economías y la demanda de energía que ello implica, provocará presiones sobre el precio del crudo, sólo atenuadas por el desarrollo de cualquiera de los sustitutos energéticos en combinación de acciones de ahorro de energéticos y la adición de nuevos yacimientos muy probablemente en aguas profundas.
- En una situación como esta de rigidez en la oferta global de crudo, el nivel de precios estará determinado fundamentalmente por el ritmo del crecimiento de la economía global y, muy particularmente, de las economías estadounidenses y de los países asiáticos entre ellos, China e India. Asimismo, la volatilidad de precios estará determinada multifactorialmente por los factores: económicos, financieros, especulativos, geopolíticos y desinformativos.
- El mantenimiento de la capacidad de producción excedente, así como la determinación y la posibilidad de hacer uso efectivo de la capacidad que esta otorga, han sido instrumentos clave en la administración de la oferta petrolera global y constituyen una característica central del régimen vigente de precios del petróleo.
- Esta capacidad excedente se ha concentrado en un pequeño grupo de países productores del Golfo Pérsico, encabezado por Arabia Saudita. El gran cambio que se ha gestado en el balance de la oferta y la demanda globales ha sido la reducción de esa capacidad excedente a su nivel histórico más bajo. De esta manera se ha perdido la flexibilidad necesaria para regular dicho balance con objeto de estabilizar el precio a un nivel razonable.
- La expansión económica global ha sometido al mercado petrolero a un shock en la demanda de sus productos, eliminando la capacidad excedente del sistema. Ahora surge la posibilidad de que surjan precios por encima de los 50 usd/bpc y que afecte la economía estadounidense (como principal socio comercial) y la salud económica global. Por un lado altos precios petroleros se traducen inmediatamente en mayores ingresos fiscales y, por el otro, en un menor crecimiento de la economía estadounidense que incide directamente sobre el nivel de actividad económica de nuestro país.
- Un crecimiento más lento de la economía se traduciría eventualmente en una demanda de petróleo menos dinámica, que modificaría a su vez la trayectoria de los precios, como sucedió a principios de los 80s.



- A pesar de la exigua capacidad excedente en los mercados de crudo y en la industria de refinación, se ha tendido a castigar los precios de las variedades de menor calidad. La diferencia de precios entre la canasta mexicana y el crudo marcador de referencia -WTI- ha tendido a aumentar en el periodo de estudio.
- Por ello, los crudos ligeros y dulces como el WTI se han vuelto más atractivos dadas las restricciones ambientales y en la capacidad de plantas de desulfuración y de inversión de combustóleo a combustibles automotrices en las refinerías estadounidenses, europeas y del lejano oriente.
- Conforme se agota la capacidad excedente de producción primaria, los países exportadores tienden a extraer sus crudos más pesados, que son los más baratos. La oferta creciente de crudos de baja calidad y la menor producción de crudos ligeros en Norteamérica y en el Mar del Norte explican también los cambios en sus precios relativos.
- En México, el predominio de crudos pesados y amargos es cada vez mayor. Si por alguna causa se bajara el nivel de exportación del tipo Istmo, como ha sucedido en otros momentos. Este cambio en la mezcla de exportación contribuiría a disminuir el precio de la canasta mexicana con relación al del WTI, y cada dólar en el precio del crudo de exportación afectaría notoriamente los ingresos por este concepto.
- Los estudios recientes muestran que la futura demanda de EU y México será fuerte y al ser ambos importadores netos de gas natural, la región está obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria, mientras que en regiones como Asia las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 y 3.0 usd/MMbtu, es decir, cerca del 50% por debajo de las cotizaciones con las que tienen que competir las empresas mexicanas.
- El encarecimiento del gas ha provocado el incremento de costos y hasta cierre de empresas siderúrgicas, papeleras, cementeras y vidrieras. Al aplicar los precios internacionales al gas, insumo de la petroquímica nacional, los precios de sus productos encarecen el mercado de la industria química y se opta por las importaciones de productos petroquímicos. Por ello, el encarecimiento en las importaciones de productos petroquímicos ha sido constante.
- Los próximos gobiernos de la república enfrentarán severos cuellos de botella en el sector energético a grado tal que, de no tomar decisiones en lo inmediato, durante los próximos años, la importación de gasolinas podría duplicarse.
- México dispone de cerca de 1.2 millones de km<sup>2</sup> de sedimentos de petróleo y gas y esta superficie equivale a dos veces España. Para desarrollar ese potencial los próximos gobiernos tendrán necesidad de allegarse cantidades millonarias de dólares y difícilmente el Estado podría realizarlo. Esto obliga a pensar urgentemente en la reforma energética.
- Necesita invertir en la industria petrolera y si la reforma fiscal y energética no provee los recursos suficientes, tendrá que abrir contratos de riesgo, así como la posibilidad de que Pemex, realice *join ventures* con las principales petroleras del mundo, principalmente con las que pueden aportar experiencia.

## Construcción

- A cerca de 30 años de la instalación de la primer plataforma de estructuras tubulares para las columnas de soporte, se ha definido un sistema de diseño vigente a la fecha, para aguas someras, (tirante de hasta 45 m en promedio) cuyo uso se ha extendido y permanecido no solo en las practicas de perforación y producción en los campos petroleros nacionales y que al año de 2001, se han construido 185 plataformas marinas en la Sonda de Campeche; las cuales son estructuras reticulares formadas por tubos de acero y que constan de una subestructura que va apoyada en el lecho marino y empotrada por medio de pilotes.
- La plataforma fija (octapoda) de 06 pozos representa la mejor opción sobre los equipos marinos denominados Mínimos ó de Bajo tonelaje, Semisumergibles y Móviles. En el primer caso, por calificar estos en una escala de producción inferior; en el segundo y tercer caso, porque básicamente son usadas para la perforación inicial de pozos (previa a la instalación de las plataformas, como en éste estudio) y ello representa un valor relativo cercano de 2 a 1, en el menor de los casos, respecto del costo de una plataforma fija como la propuesta, por incluir tecnologías superiores al área de localización lo que representa mayores costos.

### Sucedáneos

- Respecto de los sucedáneos, cuyas propiedades tienen un carácter sustitutivo ó cercano a los del proyecto y que pudieran competir en el mercado son: el carbón, gas natural, energía eólica, hidrógeno y nuclear; el de mayor relevancia es éste último, aunque representa mayores costos en su construcción y dificultades en sus residuos que habrá que analizar detalladamente. El hidrógeno presenta una interesante oportunidad como sustituto, sin embargo, su proceso de generación convencional requiere de un flujo de energía eléctrica y agua para su obtención. Las otras opciones, juegan un papel discreto, aunque con importantes expectativas para el futuro próximo.

### Reservas de hidrocarburos

- Es probable que la creciente demanda de petróleo, tanto en los países industrializados como en el mundo en vías de desarrollo, se convierta en el factor más importante dentro de los conflictos geopolíticos del primer cuarto del siglo XXI.
- Las proyecciones de la EIA sobre la demanda global de petróleo revelan lo difícil que serán los retos que nos esperan. Según esa agencia, la demanda diaria mundial de petróleo aumentará de 80 a 120 MMbp al día antes de 2020, un aumento del 50% en menos de 20 años. Será difícil encontrar y extraer 40 MMbp adicionales de petróleo barato al día.
- Los datos relativos a las reservas se publican anualmente en el *Oil & Gas Journal* y el *World Oil*. Tales publicaciones realizan estudios en distintos países productores y elaboran sus estadísticas sin ningún tipo de verificación independiente.
- Los países de la OPEP, suelen exagerar sus cifras; según los criterios, para aumentar sus cuotas de producción y conseguir préstamos internacionales de instituciones como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, o para atraer préstamos de los bancos privados para el desarrollo de infraestructura y nuevos proyectos comerciales.
- Para hacerse una idea exacta de lo rápida e imprecisa que puede ser la circulación de informaciones, piénsese en el hecho de que a mediados de los 80 se estimaba que las reservas globales probadas de petróleo crudo estaban entre los 650,000 y 700,000 MMbpc. En los 90 ya se habían añadido 300,000 MMbpc a las reservas globales probadas a pesar de que no se habían realizado descubrimientos significativos de nuevos yacimientos. Prácticamente todo el aumento provenía de los países de la OPEP.
- La posible causa es que cuando los yacimientos petroleros eran propiedad de las compañías extranjeras, éstas acostumbraban a silenciar los nuevos descubrimientos para evitarse impuestos. Sin embargo, los monumentales aumentos de las reservas que se anunciaron a mediados y finales de los 80 superan con creces lo que puede justificar la corrección de las inexactitudes previas de las compañías.
- Otra prueba de la escasa fiabilidad de las cifras es que en los años 90 las compañías petroleras descubrieron una media de 7,000 MMbp al año, pero extrajeron más de tres veces esa cantidad. Sin embargo, a lo largo de los años 90, más de la mitad de los países incluidos en el informe anual de *Oil & Gas Journal*, pretendieron conservar, año tras año, las mismas reservas probadas que el año anterior. En 1997, 59 países no reportaban cambios en sus reservas y para 1999, el número había aumentado a 70.
- La preocupación creciente de los EUA y otros países y compañías energéticas globales, por su dependencia con el medio Oriente les obligo a buscar nuevos yacimientos sin éxito. Los resultados obtenidos en el resto del mundo fueron parecidos. Los geólogos coinciden en que la mayor parte de los grandes yacimientos petrolíferos habían sido descubiertos ya antes de la última ola de prospecciones. El argumento según el cual el aumento de los precios del petróleo tendría efecto de estimular las nuevas exploraciones y llevar al descubrimiento de yacimientos significativos, demostró ser cuestionable.
- Tal como ya se ha señalado, el petróleo está en cuencas donde se acumularon y preservaron los materiales orgánicos, esas cuencas se hallan en aguas marinas poco profundas y en el continente. Los geólogos han localizado 600 cuencas de este tipo y hay un convencimiento general de que faltan pocas por descubrir; 400 de éstas ya han sido explotadas. Las 200 restantes, están ubicadas en regiones remotas como Groenlandia y en aguas profundas cerca de las costas de Brasil, África Occidental y el Golfo de México, pero su exploración es difícil y costosa. No obstante se han encontrado cantidades significativas de petróleo en 125 de estas cuencas.

- En la actualidad, hay cerca de 1,500 yacimientos petrolíferos grandes y gigantes en el mundo. Entre todos contienen el 94% de todo el petróleo conocido. Los 400 yacimientos más importantes contienen entre el 60 y 70 % del total. Esto no significa que no se sigan descubriendo yacimientos, el problema es que no serán suficientes como para compensar el descenso continuado del inventario mundial de reservas probadas.
- Durante los próximos años, el descenso de la producción petrolera en Rusia, así como en el Mar del Norte, la vertiente norte de Alaska, las costas de África Occidental y otras regiones, podrá dejar al Medio Oriente en la envidiable posición de proveedor de los últimos recursos antes de que termine la década. A pesar de las exageraciones en cuanto a las reservas, todo el mundo está de acuerdo en que dos tercios del petróleo que queda en el mundo se hallan en Oriente Medio. Por sí sola, Arabia Saudí posee el 26% de las reservas globales de petróleo.
- El pico de producción del petróleo no se refiere a que habiendo alcanzado un máximo de producción ya no queda petróleo en el subsuelo o de que ya no se encuentran más yacimientos petroleros en el mundo. Únicamente se reseña que la producción del hidrocarburo en el mundo disminuirá después de su ocurrencia. De hecho, el petróleo que se extraerá en el futuro será obtenido de yacimientos que se encuentran en explotación, que empiezan a ser explotados o aquellos que serán descubiertos en los años venideros.
- Aún con toda la tecnología sofisticada ya no se han encontrado yacimientos supergigantes en el mundo. Los últimos de ese tipo fueron descubiertos en 1967 y 1968 y algunos de los más importantes, como el de Saudita, Ghawar, datan de 1938.
- El descenso en el número de nuevos descubrimientos y el agotamiento de las reservas probadas adquieren todavía más gravedad a la luz del aumento esperado en la demanda de petróleo para las próximas dos décadas. Se espera que la población mundial pasará de 6,200 a 7,500 millones de personas para el año 2020, por lo que la presión sobre las reservas petroleras, no hará más que intensificarse.
- Debe quedar claro que la cuestión no es si el petróleo se está agotando o no, sino si la producción de petróleo, que ha sido el lubricante de los grandes avances del siglo XX, está a punto de tocar techo. Sobre este punto existen diferencias de opinión entre los expertos. La combinación del descenso en el ritmo de los descubrimientos y en la tasa de extracción de petróleo de los yacimientos existentes hace que finalmente la producción toque techo.
- Los analistas de la industria afirman que cuando los productores estratégicos, los 5 principales países productores de Oriente Medio, lleguen a controlar más de un tercio de la producción mundial, volverán a estar en posición de dictar el precio del petróleo en los mercados mundiales, tal como hicieron durante un breve período de tiempo en los años 70. La cuestión depende en buena medida de cuándo comiencen a disminuir las exportaciones rusas de crudo.
- Si la UE, principal consumidor de energéticos, no comienza a prepararse para mitigar los efectos del pico sino hasta que ocurra, no habrá tiempo para evitar que falten combustibles.
- La experiencia vivida en otras crisis energéticas (1973-74), no servirá de nada ante este potencial problema de enormes consecuencias económicas y sociales nunca experimentadas. Habrá inflación y gran desempleo, una menor inversión de capital, el nivel de vida bajará y habrá una recesión económica prolongada. Las consecuencias en los países no desarrollados serán aún más devastadoras.
- La falta de preparación para mitigar los efectos de la falta de petróleo para los países en desarrollo, será de mayor riesgo porque sus procesos de manufactura que contribuyen en gran parte a su PIB, son intensos en el uso de la energía. Además de su limitada habilidad para usar combustibles alternos y la poca sofisticación de sus políticas financieras y monetarias.
- Entre más pobre sea el país, las consecuencias serán mayores, pues si el petróleo es más caro menos dinero se tendrá para comprar otros bienes y servicios que no sean energéticos; y éstos serán más caros por el alto costo de la energía necesaria para producirlos. En la historia de los EU, los precios altos del petróleo han precedido la mayoría de las recesiones desde 1969.
- Por ello es importante que en México, también se realicen ese tipo de estudios; comenzando con los del pico de la producción nacional. Serían de mucho beneficio para la sociedad mexicana y convendría incluir el análisis de las estrategias

de EU que contemplan a México de alguna manera. Los tomadores de decisiones de nuestro país debieran estar al tanto del tema y entender las amenazas potenciales de su ocurrencia.

- Podría Pemex encargarse de estos estudios a instituciones nacionales independientes de ese organismo que sean imparciales y con capacidad para realizarlos. Después de todo los energéticos son un asunto estratégico.
- Aun así, para muchas personas, la posibilidad de que nos estemos quedando sin las reservas necesarias de petróleo barato para mantener en pie el estilo de vida industrial, resulta inimaginable que probablemente contemplan con incredulidad la simple idea de que tal cosa pueda suceder.
- Las reservas nacionales de hidrocarburos calculadas en 2001 por 56,154 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), en el período de estudio, registraron una tasa de crecimiento *negativa del 1.5%*.
- De acuerdo a los lineamientos que establece la Securities and Exchange Comisión (SEC) de EUA, para las compañías petroleras; la falta de inversiones en materia de explotación y desarrollo de yacimientos petroleros; ha ocasionado, que las reservas probadas de petróleo crudo mexicano, consideradas originalmente por la comunidad financiera y petrolera internacional como económicamente rentables, sean reclasificadas a reservas probables, es decir, con menor posibilidad de explotación, por no contar con inversión de proyectos de desarrollo.
- No solo el mayor activo productor de Pemex, Cantarell, está en fase de declinación de reservas y producción. En total, 23 (72%) de los 32 yacimientos más importantes que en la actualidad explota la paraestatal, están perdiendo gradualmente hidrocarburos y ajustando su producción a la baja por la extracción diaria a que son sometidos, sin que cada barril que se extrae se compense con nuevos descubrimientos. Es decir, el petróleo fácil o barato se le está acabando a México.
- A todo esto, las alternativas que analiza el Gobierno Federal, fundamentalmente; alianzas, aprovechando las pequeñas rendijas legales para invertir en sociedad con otras empresas, pero fuera del país; llegan cuando está próximo a vencerse el período de cerca de 10 años, que México y Estados Unidos se dieron para *"no realizar trabajos de exploración y perforación en los campos transfronterizos, ubicados en parte de las aguas profundas del Golfo de México, dada la controversia sobre los límites marítimos"*.
- El riesgo de no iniciar a la brevedad, con las exploraciones y desarrollo de los campos transfronterizos, es que se nos adelanten con la extracción del crudo barato. Cuando hay yacimientos transfronterizos y cada socio lo explota individualmente, el que lo explote primero lleva la ventaja porque es el que va a sacar el petróleo barato, el que sale a presión y fácil de extraer. El que se queda atrás va a tener, si es que llega a explotarlo, un petróleo mucho más caro porque requeriría de técnicas mucho más costosas, como es el caso de la extracción secundaria, entre otras.
- Hay indicios de que, las compañías estadounidenses ya exploran esta zona transfronteriza conocida como el "Hoyo de Donna", e inclusive es muy probable que ya estén produciendo, lo que causaría graves efectos a las reservas mexicanas en esa área.
- El futuro de México en cuanto a sus reservas de hidrocarburos está a tres mil metros de profundidad, en las aguas del Golfo de México, donde, al parecer, yace un inmenso potencial petrolero.
- Ello se da en momentos en que nuestro país aún no define su política energética, y aunque ha incrementado su nivel de inversión en proyectos de exploración y producción, y se han detectado a nivel prospectivo 53.8 MMbpce, no serán suficientes, mientras no se acompañe de inversiones mayores para determinar su factibilidad, y resultarán insuficientes debido al rezago acumulado, a ello hay que agregar, la falta de exploración y que México sigue careciendo de tecnología para perforar a grandes profundidades, mar adentro, donde se localiza cerca de 55% de los prospectos.
- A pesar de la aparente enorme riqueza, Pemex, enfrenta una real pobreza en sus finanzas que le impide potenciar los recursos de la nación, principalmente los del Golfo de México. Para incursionar en estos mares Pemex, necesita algo más que cuantiosas inversiones, pues además de padecer la falta de recursos carece de la experiencia para desarrollar trabajos en aguas profundas y la transferencia de tecnología es condicionada a la participación de la producción.
- En lo inmediato México podría avanzar, apoyándose en alianzas e invertir fuera del territorio nacional, como ya lo hace, en proyectos que garanticen rentabilidad en espera de la reforma que dé la pauta a seguir en materia energética, y en su

caso la única forma de financiamiento seguirá siendo la deuda a través de PIDIREGAS, mientras tanto, Pemex, ya califica, en su genero, como la más endeudada del mundo.

### Petroquímicos y Petrolíferos

- Producto de la falta de inversión en la petroquímica de Pemex (PPQ), iniciado desde el intento de privatización de 1995 y los precios de oportunidad, se coadyuva a la quiebra de empresas, y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido es la base de cálculo de los precios de los productos de PPQ: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrollo la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país las cuales hoy están al borde de la obsolescencia.
- La falta de inversión en la capacidad de la refinación del crudo, incentiva las importaciones, por lo que se deberá de manera apremiante; invertir en la actualización de los procesos de las 6 refineries existentes y de ser posible se incremente el número de esas, para no depender de procesos externos que encarecen los productos al interior del mercado nacional, destruyen cadenas productivas y ponen en riesgo la planta productiva y ocupacional de nuestro país.
- Se agudiza la destrucción de la industria agroquímica. En 2001, la gran mayoría de los fertilizantes comercializados en México –cerca de tres millones de toneladas- se importan de EU y Rusia, debido a los precios internacionales con que Pemex encarece el amoniaco. Como consecuencia, se destruye la cadena productiva del amoniaco –materia prima de la urea, fosfatos y amonicos- y prácticamente se cancela la industria de los fertilizantes adquirida y concentrada por privados y convertidas a la fecha en distribuidoras de importaciones.
- Además, se contribuye a la crisis del campo mexicano: el consumo de los fertilizantes se ha reducido a más del 50%, disminuyendo su productividad y áreas de cultivo e incrementando el déficit comercial agropecuario con EU, desapareciendo a productores y dejando sin empleo a cerca de un millón de trabajadores.
- La industria química corre el riesgo de quedarse rezagada si no actualiza sus procesos. Pero para realizar las inversiones que se requieren en ese sector, es necesaria una reforma que ponga a su alcance la energía y los petroquímicos esenciales.
- En materia de gas licuado (LP), al carecer nuestra nación de las reservas de gas que sirven para su obtención, será necesario, al igual que el gas natural, identificar mercados de costos inferiores y que tengan disponibilidad inmediata y futura para garantizar el abasto interno en precio y cantidad. Lo mejor es que se produzca internamente.
- Reflejo de la falta de capacidad en la refinación se tiene un balance de las importaciones y exportaciones **negativo** para nuestro país, ya que en todos los años del periodo de estudio, este fue negativo en promedio en cerca de 134 Mbpd, caracterizado principalmente por las gasolinas, combustóleo, gas licuado (LP) y gas natural (GN).
- De las **gasolinas**, es de esperar un mayor crecimiento de estas importaciones, por la creciente demanda que el incremento de vehículos ocasionará, en promedio se consumen 478 Mbpd con una tasa promedio de crecimiento cercana al 6%. Las importaciones han alcanzado 138 Mbpd, y representa una tasa media de crecimiento del 19%. Esto es, cerca de 3 de cada 10 barriles que circulan por el territorio nacional diariamente vienen de EU.
- El **combustóleo**, se consumen en promedio 484 Mbpd y la producción ha permanecido con una tasa promedio de crecimiento apenas del 0.3%. En consecuencia, las importaciones avanzan a una tasa de crecimiento cercana al 13%.
- El **gas licuado (LP)**, registra una producción máxima de 267 Mbpd, con una **tasa** media de crecimiento **negativa del 0.2%, y** las importaciones registran una tasa de crecimiento del 18%. Si la demanda se presenta en el futuro como en el periodo referido, el país seguirá importando este combustible, máxime que el 80% de los hogares en México usan este energético. Hasta 1995, mediante la producción interna, Pemex alcanzo a cubrir la demanda nacional, en 95%, pero a partir de 1996 y hasta 2001, únicamente se logra atender el 77% en promedio esos requerimientos, así por la ya apuntado, las importaciones seguirán creciendo, aunque el mercado de abastecimiento que es el Sur de Texas, EU; esta dando visos de agotamiento, por lo que se auguran cambios importantes en este sector.

- El mercado de los petroquímicos, en contraste con los petrolíferos, se caracterizó por una demanda decreciente, lo que significó ver reducir sus ventas de 5,485 Miles de toneladas, Mt; a principios de la década de los noventa, a tan sólo 2,625 Mt en el 2001, con una tasa de crecimiento negativa del 6%, reflejo "a decir de sus directores" de los altos costos de las materias primas ofrecidas por la subsidiaria referida y a la crisis que se vivió a mediados de los 90s.
- La industria petroquímica al registrar una demanda decreciente, vio reducir su producción de 12,685 Mt, en 1990 a 5,994 Mt para 2001, lo que le implico para la subsidiaria, PPQ; mantener altos niveles de inventarios en promedio de 5,314 Mt, 47% de su producción y absorber los costos, con cargo a las utilidades.
- Pese a que se mantienen, en general, altos niveles de inventarios, en particular, las importaciones de los productos amoniaco, propileno xileno, presentan una tasa de crecimiento hasta del 33%. Los productos de mayor incidencia en esta tendencia fueron los derivados del metano (amoniaco entre otros) lo cual "*reflejó el alto costo del gas natural utilizado en su elaboración*".

### Gas Natural

- Las reservas de gas natural durante el periodo de estudio, presentaron una tasa de crecimiento negativa del 2.4%, producto de la falta de inversión en la reposición de reservas.
- En la región norte del continente, la demanda de este energético crece en forma importante, no obstante que la relación oferta-demanda, es rigurosamente deficitaria tanto de EU como en México.
- Además de presentar un balance deficitario para lo próximos años, la Union Americana es hoy el principal proveedor de gas en México, lo cual deja expuesto no solo la alta dependencia que tiene nuestro país de ese mercado, sino también de la vulnerabilidad de la planta productiva y del desarrollo económico del país.
- De mantenerse las condiciones actuales, la demanda futura de EU y México será cada vez más fuerte y podrán pasar a ser importadores netos de ese energético, por lo que la región esta obligada a mantener un precio alto del energético, como única forma de regular la oferta deficitaria. Mientras que en regiones como Asia la abundancia del insumo sobre todo en China, las empresas han logrado contratos de suministro de largo plazo en niveles de 2.5 a 3.0 dólares por millón de BTUs, es decir 50% por debajo de la cotización con la que tienen que competir las empresas mexicanas.
- La dependencia de las importaciones del gas natural, procedentes de EU, un país dependiente en alto grado de sus compras externas, explica porque los consumidores nacionales tienen que pagar un precio bastante caro por ese insumo.
- El balance de las importaciones y exportaciones del gas natural, arroja un resultado negativo para nuestro país, y es que las importaciones crecen a una tasa del 21%, lo que significa importar 156 MMpcd en promedio y ha significado a partir de 1997 gastar 107 MMUSD e incrementarse hasta 424 MMUSD (75%) en 2001.
- La creciente demanda de este energético, propiciada por la generación de electricidad en el país, es algo que opera contra toda lógica, ya que no es entendible porque pretender trabajar con fuentes de energía insuficientes y caras.
- Una alternativa que podría considerarse para alcanzar la producción suficiente y así garantizar un abasto confiable, es el desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), que ya se construyen con capacidad hasta de 5,000 MMpcd; se podría traer, a través de barcos, especialmente adaptados, el gas procedente de otras naciones; con lo cual se podría mitigar el efecto de dependencia regional, además de que con esto se abrirán grandes posibilidades de diversificar las fuentes de importación con lo cual se podría tener acceso a precios de gas más accesibles para la mayoría de los consumidores.
- Sin duda la mejor alternativa, sería que Pemex pudiera incrementar su producción de gas natural, actividad que en los últimos años se mantiene estancada, pese a que el precio del insumo se ha apreciado sustancialmente y presupone un incentivo a la inversión de nuevos proyectos de exploración-explotación de éste energético.
- Anular la dependencia en el gas para producir electricidad con el uso de energías alternas: fondos de torres de alto vacío, FATV, combustóleo, energía nuclear, eólica y priorizar el desarrollo y aplicación de programas de ahorro y uso eficiente de

energía. Con ello, redireccionar el flujo de gas natural a aplicaciones de superior rentabilidad: como la recuperación mejorada de hidrocarburos, que podrá beneficiar en la disminución de contaminantes y ciclo de vida de yacimientos; la reactivación de agroquímicos y la petroquímica; suministrar gas y etano para operar a plena capacidad plantas de PPO y reactivar las cadenas de amoníaco, metanol y etileno con insumos y precios con base en costos de producción y no de referencia internacionales, que además son las más caras del planeta.

- Es necesario que a través de los actores ligados al gas natural: Asociación Mexicana de Gas Natural, AMGN; la Secretaría de Energía, Sener; Petróleos Mexicanos, PEMEX; la Comisión Reguladora de Energía, CRE; y la Comisión Federal de Electricidad, CFE; buscar un nuevo mecanismo para determinar el precio del gas natural que se comercializa en México, y abandonar el índice de referencia del sur de Texas, el Houston Ship Channel, que ha sido cuestionado por no reflejar apropiadamente las condiciones del mercado mexicano.
- Una propuesta interesante es la formación de una fórmula para determinar el precio de referencia mexicano que ha diferencia de la que se toma en la actualidad, esté compuesto sólo en 15 ó 20% con el precio de referencia estadounidense, mientras que el restante 75 u 80% podría formarse con base en un precio determinado en México, tomando en cuenta los costos de producción de Pemex, mismos que se calculan entre 1.75 y 2.0 dólares por millón de unidades térmicas británicas, BTU's.
- Para paliar esta situación, de escasez, el objetivo de la política energética del país debería estar concentrada en alcanzar una producción suficiente para garantizar un abasto confiable, oportuno y de precios competitivos, ese al menos debería ser el principio básico del programa del Gobierno Federal, sobre todo considerando que el recurso lo tiene México y no se ha explotando.
- Ante la falta de capital y el riesgo de escasez del gas natural, es muy probable que el camino para las nuevas inversiones, continúe a través del esquema PIDIREGAS, y en el mejor de los casos, mediante una amplia reforma fiscal; reintegrarle una mayor parte de sus utilidades, ya que los Contratos de Servicios Múltiples, CSM, se encuentran impedidos, en espera de ser dictaminados en su procedencia por la Suprema Corte de Justicia, al parecer por ser contratos de riesgo, expresamente prohibidos por la Constitución Mexicana.
- Superar este tipo de retos daría a México una verdadera soberanía económica, eliminaría la riesgosa dependencia que significa estar importando gas de una país deficitario, lo cual implica pagar un mayor precio que el de referencia, pues este hay que sumarle el costo de transporte, efecto que en un plazo no muy largo termina por minar la competitividad de las empresas nacionales.

### Inversión

- Considerando los requerimientos financieros y tecnológicos de estos proyectos, se reconoce que México no tiene recursos para financiarlos, y es que la inversión presupuestada por el Congreso de la Unión y la SHCP, se destina a mantener la producción actual, a trabajar los proyectos en tierra, y medianamente, mantenimiento y para la restitución de reservas.
- A diferencia de otras empresas paraestatales, los trabajos de Pemex están limitados a los recursos que le asigna el Congreso de la Unión.
- Pese a que la inversión para financiar nuevos proyectos y operación de la paraestatal creció el 25%, al promediar 19,152 millones de pesos, es insuficiente para la envergadura de la empresa de más valía en nuestra nación, aún y cuando se le señala como *estratégica*.
- La Constitución Mexicana señala que el petróleo es estratégico. Pero más allá de este argumentos, esa categoría, no está definida en ningún documento, norma o regulación, a excepción de la Constitución misma en donde una de las condiciones de lo estratégico, se caracteriza por la exclusividad que reserva a la mayoría de las actividades petroleras del Estado. Por consiguiente, se reitera que se debe considerar "*estratégico*", porque seguramente, es patriótico y políticamente correcto, pero nadamas.
- La expropiación petrolera es un expediente abierto porque todavía no tomamos las medidas que garanticen que una actividad estratégica, tal y como cualquier estado definiría lo estratégico, sea tratada con parámetros que permitan su

subsistencia y el cumplimiento de una función que, en el caso de Pemex, esta total mente enmarcada dentro de la seguridad nacional.

- Es en esta vaguedad de definiciones que los porcentajes de reposición de reservas petroleras han sido descuidados durante periodos largos, como sucedió en los años noventa, y en donde la falta de precisión respecto a que es lo que objetivamente significa la exclusividad del Estado sobre una actividad es que se ha puesto en riesgo a Pemex, a las reservas petroleras y por consecuencia, a la seguridad nacional.
- La falta de un nivel adecuado en la inversión, se ha convertido en una descapitalización para Pemex, que de no modificar esta política, a través de reformas sustanciales, sin que se comprometa el papel sustantivo que tiene para los mexicanos, su destino será sin duda, el endeudamiento, como ya lo es a la fecha, e inmovilidad para responder al agotamiento y reposición de sus reservas y a un mayor incremento en las importaciones de petrolíferos y petroquímicos.
- El gran reto para México esta en los próximos años, el escenario puede mejorar si incursiona en el Golfo de México donde se tiene registro de gran potencial de hidrocarburos sin explorar ni explotar.

### Producción

- Es recomendable el uso del gas nitrógeno, N<sub>2</sub>, como método de bombeo y de recuperación secundaria, ya que mediante su inyección se logra mantener la producción y recuperar, aproximadamente 6.4 MMbpce, con un importe cercano a 77.3 MMUSD. Sin embargo, se deberá monitorear éste gas, a fin de prever la contaminación y pérdida de pozos.
- Se deberá cuidar los ritmos y técnicas de producción ya que a menores presiones hay un aporte menor de aceite por pozo, debido a que existe una correlación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de los pozos.
- Es conveniente la inyección de nitrógeno, como lo es el gas natural, para el mantenimiento de la presión ya que de no llevarse a cabo, los tiempos de explotación de las reservas serían más grandes, y rebasaría la vida útil de las instalaciones, la que es aproximadamente de 20 años. Se estima que la explotación de las reservas con el mantenimiento de la presión sería de 15 años, comparado con 38 años sin inyección de nitrógeno.
- A fin de responder de manera precisa al incremento de la demanda mundial de los hidrocarburos, Pemex deberá: aumentar las reservas probadas en campos existentes o en otros nuevos disponibles, a través de proyectos como la explotación de la costa del Golfo de México.
- El yacimiento "Cantarell" en el 2001, este solo yacimiento apporto una producción diaria de 1,699 Mbpd lo que represento el 54 % de la producción total para ese año, Y es en el año 2011, si es que no antes, dados los actuales y cada vez más exigentes ritmos de producción, cuando podrá alcanzar su punto de inflexión de producción (pico de producción). Los activos que más se acercan por su importancia de producción actual son: Abkatúm con 313 Mbpd (10%) y el compuesto por los yacimientos Ku-Maloob-Zap con una producción de 247 Mbpd (8%) del total respectivamente. Naturalmente, sin que se pueda pensar en ellos como verdaderos sustitutos.

### Administración

- Se sugiere, dada la importancia y valía para la nación de la paraestatal Pemex; la formación de una área exclusiva para la formulación y evaluación de proyectos, a fin de que se tenga respuesta fehaciente y oportuna de la información que integra en un estudio de factibilidad y que servirá para la toma de decisiones.



## Información

- Los datos del sector no son absolutamente disponibles ni claros, cierto es que han mejorado, pero seguimos sin saber con detalle, la capacidad de transporte, los costos marginales, el estado exacto de los sistemas y otros datos indispensables. Las cifras se presentan globales y hasta sesgadas, lo que permite cumplir con la ley sin divulgar lo vital. Como la información es poder, el entregarla no apetece al propietario y en muchos casos, además de intentar preservar el control, constituye un encubrimiento de errores y posibles responsabilidades.

## Ambientales

- El mayor reto del plantea, hoy no esta en la paz, el comercio, la geopolítica ó el crecimiento económico. Está en el cambio climático. Los años venideros sentiremos los efectos de la devastación de nuestro hábitat, acelerada en los últimos dos siglos.
- Uno de los grandes culpables de esta tragedia es la energía en sus múltiples aplicaciones. Si no hacemos ahora algo, esperemos catástrofes para las cuales no están preparadas ningunas de las economías, por más poderosa y previsora que esta sea. Sequías en África, inundaciones en Europa, tormentas y huracanes en el Caribe, tifones en Asia, hoyos en la capa de ozono.
- Para el 2100, con un aumento de 1.4 °C en la temperatura promedio, desaparecerán parte de los polos y aumentará el nivel el mar un metro. Se sufrirá hambruna y escasez de agua. Habrá que olvidarse del combate a la pobreza, a la desigualdad; el grueso de los recursos deberá de ser destinados a resarcir el daño provocado por el crecimiento acelerado y poco comprometido con la naturaleza.
- Las proyecciones de la OCDE y de muchos organismos internacionales indican que las reservas de crudo comenzaran el gran declive en esta generación. Esto parecería alentador para el planeta si se considera que el petróleo, las gasolinas y los derivados son en gran mediad los culpables del cambio climático. Pero no es así. Resulta que debemos encontrar nuevas fuentes de energéticas y las más viables, en el corto plazo, son altamente contaminantes.
- Las energías limpias no se han desarrollado aún lo suficiente como para salir al rescate. Serán nuestras viejas fuentes, como la nuclear y el carbón (en el mejor de los casos el hidrógeno). Ahora es un hecho el retorno de la energía nuclear. Revivirá a pesar de los esfuerzos globales por controlarla ó detenerla, después del accidente de Chernobyl en 1986. México, ahora mismo esta analizando un plan energético nuclear para los años por venir. Es un tema que atañe a todos los gobiernos del mundo.
- En el protocolo de Kyoto, ahora en la Cumbre del Clima, se comprometieron los países integrantes (141) a luchar contra el calentamiento global. Estados Unidos, responsable de 25% de las emisiones, es el principal opositor. Un buen comienzo aunque nada suficiente, porque los análisis de los consumos de combustibles a futuro, hablan de un contrasentido, justo los energéticos sucios tendrán su repunte.
- ¿De que sirven los planes de crecimiento, de libre comercio, de combate a la pobreza, etc., si heredaremos a nuestros hijos un mundo dañado, que absorberá todo esfuerzo inmediato y retrasará cualquier intento por atender lo que, creíamos, eran los retos del futuro?

# **E. A n e x o s**

## Anexo 1

### Antecedentes históricos

En este apartado se pretende dar una breve visión retrospectiva política y social de la lucha por la posesión de la renta petrolera, la cual comprende las raíces históricas y condicionantes como son: el mismo patrón de acumulación, el paradigma tecnológico-productivo, la división mundial del trabajo; la macroempresa y el monopolio; las formas del imperialismo y colonialismo; la lucha por la hegemonía y la concentración del poder a gran escala; y su contrapeso en la cancelación de concesiones a través de la nacionalización de los recursos petrolíferos y más tarde con la aparición del Cartel de estados productores (OPEP) que enfrenta al oligopolio banquero-petrolero privado del Cartel, con resultados marginales en sus inicios pero que logra por un cierto tiempo una masiva redistribución de la renta petrolera mundial desde los países consumidores a los productores, y su respuesta con la aparición de la Agencia Internacional de Energía (AIE, por los países pertenecientes a la OCDE) quien desarrolla estrategias y políticas a fin de incidir ó anular las propias de los países productores-exportadores y que dadas sus limitaciones, se ven afectados por una mentalidad de rentista y de clientela en la economía, la sociedad, el sistema político y el Estado. Irónicamente, la posesión de vastas reservas de petróleo se ha convertido en una desventaja, dado que reduce el incentivo para apoyarse en las destrezas y calidad de la población, como ocurre en países de pocos recursos naturales. La renta petrolera produce una alta propensión al consumo (en rubros, instrumentos y mecanismos de reciclaje y recuperación) y disminuye la eficiencia en la recaudación y administración de los recursos tributarios.

#### 1. Raíces y constantes históricas<sup>1</sup>

Desde el descubrimiento de sus potencialidades (económicas, financieras, políticas, diplomáticas y estratégicas), y con el avance acelerado de su explotación el petróleo, presenta cruciales características:

**En primer lugar**, el petróleo ha estado condicionado por fenómenos internacionales, pero también los ha condicionado e integrado: Segunda y Tercera Revolución Industrial y Científica; los patrones de acumulación y los paradigmas tecnológico-productivos; la división mundial del trabajo, la macroempresa y el monopolio; las formas de imperialismo y colonialismo; las luchas por la hegemonía; la concentración del poder a escala planetaria. A estos fenómenos contribuye el petróleo con sus características específicas: por ejemplo, la dispersión de los yacimientos en todo el mundo, ubicados principalmente en colonias y países en desarrollo, la internacionalización de los mercados de distribución y consumo, la gama de productos y subproductos de su explotación.

**En segundo lugar**, desde la década de 1920, siete compañías van constituyendo un cartel mundial, y se incorporan temporalmente al proceso de transnacionalización. Los consorcios del cartel de las llamadas "Siete Hermanas" (the Big Oils, por su traducción al inglés) poseen y controlan todas las fases de la actividad, detentan su capacidad política frente a sus gobiernos y poblaciones de otros países productores y consumidores. Ellas tienen injerencia decisiva en lo tecnológico y lo económico financiero y por su propia iniciativa y cuenta, hacen política, diplomacia hasta guerra, unen el petróleo y la política en lo nacional y lo internacional. Las empresas del Cartel aparecen irresistibles e invulnerables, que la gran mayoría de los Estados. En 1920 con la aparición de la Unión Soviética, aparece también el fenómeno de la cartelización estatal del petróleo.

Desde 1921 hasta la Segunda Guerra Mundial, los precios son unilateralmente fijados por las empresas del Cartel, situación que se modifica, momentáneamente, durante la guerra referida y la posguerra hasta 1960.

---

<sup>1</sup> Kaplan, Marcos, " *Empresas Estatales Productoras de Petróleo: una Perspectiva Histórica Estructural*" revista Pemex-Lex, Pemex, marzo de 1997. pp. 45-60

La participación del Estado de los países petroleros en su gestión administrativa es reducida, y nula en las operaciones técnicas y comerciales. Los niveles de producción y la comercialización no se plantean, ya que las empresas extranjeras tienen la exclusividad del petróleo producido y dejan al Estado productor pocas o escasas posibilidades de penetrar en sus mercados.

Esta situación de dominación, explotación y heteronomía les ha impuesto a los países productores y exportadores de petróleo un perfil estructural y un modelo de crecimiento negativos. Frente a ello, se registra una injerencia estatal en el petróleo a fin de participar en la explotación petrolera: En 1907-8, el imperio Austro-Húngaro construye una planta de procesamiento y refinación, Francia crea en 1924 la Régie Autonome des Petrols, a partir de la cual surge la Elf-ERAP. El Estado Italiano crea en 1940 el Ente Nazionale Metano, el que en 1953 se convierte en el ente Nazionale Idrocarburi. Argentina crea en 1922 la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales. La siguen en esta línea Chile (ENAP, 1926), Uruguay (ANCAP, 1931), Perú (1934), Bolivia (1937) y México (1938). En Venezuela el gobierno aprovecha el refuerzo de posición negociadora que crea la Segunda Guerra Mundial para lograr una más justa división de la renta petrolera. (apéndice 1)

## 1.1 Origen y desarrollo de la industria del petróleo en Latinoamérica

Muchos siglos antes de que llegaran los ingleses y norteamericanos a "descubrir" el petróleo en América Latina se sabía de su existencia entre los indígenas. Los nativos le daban diferentes usos, algunos de tipo religioso, otros medicinales y también prácticos, como embrear sus barcas, los techos de sus casas o para pegar las piedras de sus muros.

Los cronistas dejaron fe de la existencia de yacimientos, por ejemplo, cerca de Tarija, en Bolivia; en Alto Aguaragueña, en Salta, y también de las famosas "chapopoterías" de los indígenas mexicanos, y que eran "explotadas" por los nativos antes de la llegada de los europeos. El "chapaputli" era usado, además en México, como goma de mascar y perfume. Los españoles continuaron con esta explotación rudimentaria, destinando fundamentalmente el petróleo para embrear sus navíos.

Aquel extraño "betún de tierra" comenzó poco a poco a mostrarse útil. Durante la segunda mitad del siglo pasado, los latinoamericanos aprendieron la técnica para la obtención de kerosén y organizaron las primeras compañías destinadas a la extracción y refinación del petróleo. Pero ya en esa época el lazo comenzó a estrecharse en torno del cuello de los productores criollos.

En 1870, John D. Rockefeller y algunos socios fundaban la Standard Oil Co., de Ohio, destinada a refinar y distribuir el petróleo extraído de los pozos situados en las cercanías de Pensilvania. Copado el mercado norteamericano, dirigieron la venta de sus productos hacia América Latina, entablándose una dura competencia entre ellos y los industriales de la región. Uno a uno éstos fueron cayendo y así se echaron las bases de un predominio abierto del capital extranjero en el campo petrolero.

Así ocurrió en Perú, el más antiguo productor latinoamericano; en Argentina, en Venezuela. En 1863, tres años después que Edwin Drake perforara el primer pozo en Pensilvania, el peruano Diego de Lama iniciaba la extracción y refinación en la región de Zorritos. En 1885, Perú extraía 21,600 Tn de petróleo anuales y a la llegada de los británicos y estadounidenses, entre 1888 y 1889, el país contaba con una industria bastante bien estructurada.

En Argentina, la competencia del kerosén de Pensilvania también hizo abortar las tentativas nacionales para cimentar una industria petrolera. Ahí está el fracaso de Martín De Moussy, quien había descubierto yacimientos en Jujuy en 1860, De Moussy había enviado muestras de petróleo a Pensilvania para su análisis. La respuesta fue que no servía y, poco tiempo después, el kerosén norteamericano inundaba el mercado argentino y De Moussy debió cerrar su industria. Igual suerte ocurrió con otra compañía en Mendoza. A la llegada de consorcios extranjeros, cuando la Primera Guerra Mundial, se explotaban también los yacimientos fiscales de Comodoro Rivadavia y Neuquén.

Iguales circunstancias ocurrieron en México con la Compañía Petrolera de Táchira que comenzó su explotación en 1878, que además de la extracción, refinaban el kerosén en un pequeño establecimiento. El camino fue seguido por otros inversionistas nacionales y la producción, aunque pequeña, satisfacía las necesidades del país. Pero vino el kerosén procedente de Pensilvania y liquidó a todos los empresarios locales. En 1907, los norteamericanos comenzaron a husmear en las cercanías del lago de Maracaibo.

México, que posee una de las industrias petroleras más fuertes de Latinoamérica sufrió el mismo tratamiento. En 1864 se otorgó la primera concesión para explotar chapopoterías. En 1868 se inició la explotación del Golfo de México, donde se perforó el primer pozo productivo del país. En 1876 se fundó en Tuxpan la compañía Chapapote Núñez y Cerro Viejo. Todo marchó bien, e

incluso se logró exportar algunas cantidades de petróleo a Estados Unidos, EU; hasta que apareció el kerosén norteamericano y las empresas debieron cerrar sus puertas.

En el siglo pasado, América Latina era una isla en medio del mundo sometido por las potencias europeas. Estado Unidos que emergía con ínfulas de grande, no pudiendo dirigirse hacia otro lado, encaminó sus pasos hacia el sur a disputarle terreno al Imperio británico, que pretendía convertirse en sucesor de la metrópoli hispana. Las primeras avanzadas las constituyeron los magnates del petróleo. Y quienes ganaron la mano fueron los ingleses, que penetraron en Perú en 1888.

Esto no inquietó a los yanquis, preocupados exclusivamente de sacar el mayor provecho de sus propios recursos petroleros y de disputar el mercado mundial de kerosén con los rusos. Aún no se hablaba de gasolina. En medio de ese clima relativamente quieto, Edward Doherty compró 160,000 hectáreas en México, fundando en 1900 la Huasteca Petroleum Co., que comenzó a operar regularmente dos años más tarde. Era el primer norteamericano que se lanzaba fuera de su país en la aventura del petróleo. En 1906, los ingleses siguieron su ejemplo y fundaron la Pearson Mexican Eagle.

El período que precedió a la Primer Guerra Mundial, acentuó los apetitos. Se requería petróleo para fines bélicos. La Royal Dutch Shell, empresa británica con participación de capitales holandeses, incursionó en Venezuela, Trinidad, Perú y México. Entre 1910 y 1913, penetraron en este último país los capitales norteamericanos: la Sinclair Consolidated Oil Corporation; varias compañías controladas por Rockefeller (Transcontinental Petroleum, South Penn Oil y otras), y la Mexican Gulf Oil, de Andrew Mellon, en esa época Secretario de Finanzas del gobierno de E.U. No obstante continuaban primando los capitales británicos.

La Primera Guerra rompió este esquema. Gran Bretaña se vio forzosamente alejada de América Latina, circunstancia que aprovecharon los consorcios estadounidenses para ensanchar su esfera de influencia.

En 1914, la International Petroleum Co. (IPC) de Nueva Jersey, controlada por John D. Rockefeller, compró la London and Pacific Oil. Dos años después hacía otro tanto con otra empresa británica, la Lagunitas Oil Co. En 1921, la IPC tenía bajo su control el 76.5% del petróleo producido en el Perú y este país se convertía en el principal centro de esta industria para los capitales yanquis. De allí la Standard Oil se filtró a Chile y Bolivia, copando el mercado de distribución de su ramo, e hizo lo mismo en Panamá y Colombia, comprando, además, en esta última, grandes extensiones de tierras petrolíferas. Pero México, más a mano, continuaba siendo el centro de sus apetitos. En 1930 la Shell, la Sinclair, la Gulf y Standard controlaban casi el 90% de la producción mexicana.

Estaba ya desatada la guerra entre el capital inglés y el norteamericano. Se trataba de quien llegaba primero a tomar posesión de tierras potencialmente petrolíferas, aún cuando éstas se explotaran mal o nunca, con tal de dejar fuera al competidor. La ofensiva británica estaba principalmente centrada a través de la Royal Dutch Shell, y la norteamericana, mediante los consorcios y sus decenas de filiales de los grupos Mellon, Morgan y Rockefeller. A esa hora, los inversionistas latinoamericanos emprendieron el camino a sus casas entregando el campo de batalla.

El primer escenario del conflicto fue Venezuela. En un comienzo, quien tenía en sus manos la situación era la Shell junto a la British Controlled Oilfields. Poco a poco, Estados Unidos empezó a equilibrar la balanza para tomar finalmente la delantera. El dictador Juan Vicente Gómez, que gobernó entre 1909 y 1935, para quien los norteamericanos no escatimaron elogios por su "comprensiva" conducta frente a sus inversionistas, facilitó su gestión.

Los consorcios petroleros estadounidenses contaban con la protección del Gobierno. El Presidente Warren Harding había sido elegido con el apoyo abierto de uno de ellos. Albert Hall, Secretario de Estado, era socio de Harry Sinclair y Edward Doheny. También estaba como Secretario de Finanzas el ya nombrado Andrew Mellon. Allí empezó la penetración gigantesca de la Gulf (Mellon) y la Standard Oil de Indiana y la Standard Oil de Nueva Jersey (Rockefeller) y sus subsidiarias.

Juan Vicente Gómez y su antecesor Cipriano Castro repartieron toda la tierra petrolífera de Venezuela entre los grandes consorcios. Fue una verdadera subasta de concesiones en que el producto de la misma no fue a parar al erario nacional, sino al bolsillo de los dictadores y su camarilla.

La productividad de los pozos venezolanos hizo que las compañías norteamericanas no se apresuraran a hacer producir sus concesiones en otros países latinoamericanos. Con el Medio Oriente, Venezuela y su propio país, les bastaba. Lo demás era una reserva, tampoco convenía explotarlo, pues el precio del petróleo en el mercado mundial podía caer verticalmente. Esta última razón explica también las bruscas oscilaciones en la curva de producción de los yacimientos en explotación. Durante esta cacería organizada no se descuidó ningún medio, por descabellado que fuera. Andrew Mellon quiso provocar una guerra a

mediados de la década del 30 entre Venezuela y Colombia para extender los límites de la segunda de las repúblicas nombradas y con ella, parejas, su concesión. Pero la cosa no pasó de un sonado escándalo, pues ni una ni otra olvidaban las nefastas consecuencias de la guerra peruano-colombiana, de 1932-1934, y la boliviano-paraguaya de 1932-1935, que, como alguien dijera, más que olor a pólvora, tenían olor a petróleo.

La mano negra del petróleo está también en la instauración de dictaduras, propensa a crear un "clima favorable para el inversionista extranjero", vale decir, norteamericano. Pérez Jiménez, Odría, Rojas Pinilla, Laureano Gómez, el ya nombrado Juan Vicente Gómez. Fueron asimismo los petroleros los que precipitaron la caída de Getulio Vargas, en Brasil y posteriormente las de Quadros y Goulart.

La guerra boliviano-paraguaya de 1932-1935, comúnmente conocida como Guerra del Chaco, no fue un conflicto entre dos naciones latinoamericanas, sino entre dos potencias, Inglaterra y Estados Unidos, que representaban los intereses de sus grandes consorcios petroleros, respectivamente, la Royal Dutch Shell y la Standard Oil de Nueva Jersey.

En 1921, la Standard Oil había comprado dos pequeñas compañías estadounidenses que operaban en Bolivia, en la zona de Tarija, sobre una superficie de unos 3 millones de hectáreas. Para llevar adelante sus actividades, fundó la Standard Oil de Bolivia. Cinco años después obtenía la ampliación de sus concesiones a 9,300,000 hectáreas, abarcando la casi totalidad del Chaco boliviano. Hasta allí, todo había transcurrido con cierta facilidad, pero la Standard se percató que la única forma de transportar el petróleo extraído era a través de los ríos Paraguay y Paraná, situados en territorio paraguayo y argentino.

La compañía de Rockefeller sondeó el ambiente de Asunción, pero allí campeaba la Shell y la respuesta fue tan plagada de condiciones que más parecía una negativa. La Standard, que había hecho participar en las negociaciones al gobierno de Bolivia, se las ingenió para presentar el asunto como una afrenta para el país. "Y los Rockefeller, dice un autor, resolvieron castigar a los paraguayos, con las manos de los bolivianos, y de paso ampliar sus concesiones a costa del Chaco paraguayo".

Los agentes de la Standard avivaron el fuego de viejas rencillas limítrofes, y en 1928 se produjeron los primeros enfrentamientos armados en la frontera boliviano-paraguaya. Paraguay, con el respaldo de Inglaterra y de la Royal Dutch Shell se sentía seguro. Además, los banqueros londinenses le habían otorgado un préstamo que bien valía esta pequeña retribución.

Paralelamente, según se supo después, a comienzos de 1932, año en que comenzaron formalmente las hostilidades, el entonces presidente boliviano Daniel Salamanca había recibido a su vez otro préstamo del Chase National Bank, casualmente controlado por Rockefeller, a condición de iniciar la conquista de la orilla derecha del río Paraguay hasta llegar a territorio argentino. Pero Rockefeller no había tomado en cuenta que los paraguayos conocían plenamente su territorio, el Chaco y los bolivianos no.

Los soldados de Salamanca sufrieron, a partir de Boquerón, derrota tras derrota en esos arenales de 250,000 Km<sup>2</sup>. El presidente procuró ocultar el desastre, y así continuar la guerra. Los bancos norteamericanos cortaron el crédito a Bolivia y Estados Unidos consideró más oportuno entrar en negociaciones con el gobierno de Asunción, llegando el Chase National Bank a ofrecer un préstamo al dictador guaraní Rafael Franco.

El 12 de junio de 1935, tras la caída de Salamanca, se firmó la Paz del Chaco, bajo la abierta presión de Norteamérica. El Chaco, en su mayor parte, (235,000 Km<sup>2</sup>), había quedado en manos paraguayas y Rockefeller había perdido.

En 1936, el Gral. David Toro asumió el poder en Bolivia, y en diciembre de ese mismo año, convencido de la responsabilidad de la Standard en la catastrófica guerra, creó el ente estatal Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB), proponiendo a la compañía norteamericana el traspaso de sus propiedades a la nueva empresa. Ante su negativa, el 13 de marzo de 1937 promulgó el decreto expropiatorio de la Standard Oil de Bolivia, que disponía el traspaso de sus bienes a YPFB.

Lo que excedió la situación, fue la comprobación de que la Standard Oil tenía oleoductos clandestinos que le permitían sacar subrepticamente petróleo hacia Argentina, lo que había obligado a Bolivia durante la Guerra del Chaco a abastecerse del producto en Perú y Venezuela.

En su desaforado escamoteo, estos grandes consorcios no tuvieron tiempo de darse cuenta de las consecuencias futuras de sus excesos, o lo que es más probable, menospreciaron la capacidad de reacción de los pueblos latinoamericanos. Su desparpajo llegó a extremos tales como la declaración de John M. Bard Smith, gerente general de Shell Chile, que en 1957, en las postrimerías del segundo gobierno del Gral. Carlos Ibáñez, cuando el Congreso discutía un proyecto de ley que abría las puertas

al capital extranjero respecto de la industria del petróleo, dijo, en representación de todos los consorcios, que ellos no aceptarían ninguna resolución del Parlamento mientras no se entregara a los inversionistas foráneos la explotación de la zona sur del país, reservada a la [Empresa Nacional de Petróleos \(ENAP\)](#), que había sido creada en 1950.

A resultas de eso, el Congreso rechazó mayoritariamente el proyecto. La primera clarinada de alerta había sido dada por Bolivia en 1937, al crear la empresa YPFB, también la Argentina YPF había sido creada en 1922, a raíz de la negativa de la WestIndia Oil Co. de entregar bencina de avión para la fuerza aérea de ese país, pero no tuvo el hecho tanta repercusión internacional como la medida adoptada por el general David Toro en Bolivia, como consecuencia de la Guerra del Chaco.

En 1938 fue nacionalizada la industria petrolera en México. Una sorda campaña de sabotaje y desprestigio desencadenaron entonces los magnates norteamericanos. Se dijo que Petróleos Mexicanos (PEMEX), la entidad recientemente creada, no sería capaz de afrontar con éxito su tarea. Pese a ello, dicho organismo continúa hoy a la cabeza de la industria del petróleo mexicano, y es una de las más efectivas de entre sus congéneres de América Latina, incluso con fuertes inversiones fuera de México y constituida además en columna vertebral de la economía mexicana.

En ese mismo tiempo, Brasil siguió el camino abierto por Bolivia, Argentina y México, creando el Consejo Petrolero Nacional. Venezuela y Cuba promulgaron leyes de protección para los inversionistas locales.

En 1939, Colombia declaraba patrimonio nacional a todos sus recursos petroleros y avanzaba la posibilidad de nacionalizar, si era necesario. Perú creó un ente nacional, Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos, y suspendió el otorgamiento de nuevas concesiones. Chile, por su parte declaró por ley, monopolio estatal la importación y distribución de petróleo y sus derivados.

El caso mexicano reveló un hecho nuevo: el papel que podían desempeñar los trabajadores. Un largo conflicto laboral, iniciado en 1936, terminó dos años después con la expropiación de 13 compañías norteamericanas y 4 inglesas y sus filiales que operaban en el país, y con la creación de la citada PEMEX.

Posteriormente, en 1952, se creó Petróleo Brasileiro (PETROBRAS) bajo el grito de "O petróleo e nosso", y en la actualidad, a pesar de los embates monopólicos, casi todos los países latinoamericanos conservan sus empresas estatales que controlan en mayor o menor grado la producción, refinación y distribución del petróleo y sus subproductos. Así están ECOPETROL en Colombia, PETROPERU, PETROVEN en Venezuela, CEPE en Ecuador y ANCAP en Uruguay. Todas las nombradas, además de [YPF de Argentina](#) e YPFB de Bolivia constituyeron en los 70 ARPEL (Asistencia Recíproca Estatal Latinoamericana) con sede actualmente en Montevideo.

La campaña desatada por los grandes capitalistas internacionales destinada a convencer a los países subdesarrollados de la necesidad de entregar sus riquezas fundamentalmente a los inversionistas extranjeros comenzó a ceder entre 1950 y 1960. El vínculo de dependencia, llevado hasta el último extremo, terminó por hacer comprender a las masas populares los males y vicios que ello acarrearía.

Paralelamente, se dieron cuenta de que sus respectivos países eran capaces de afrontar con éxito la explotación de empresas que se refieren a rubros importantes de sus economías, no obstante todas las trabas con que se procuraba hacerlos desistir.

Normalmente, en América le estaba reservado el control de compañías que operaban en los sectores menos rentables. Nadie iba en su ayuda, ni los propios gobiernos, que miraban por una u otra razón con más simpatía a lo que venía de afuera que a lo propio. Pero cuando se supo que PEMEX, PETROBRAS, ENAP o YPF manejaban presupuestos millonarios en dólares, se rompió el mito, y los buenos resultados obtenidos por estas empresas comenzaron a destruirlo.

Otro factor incrementó el sentimiento nacional e independentista de los latinoamericanos. Entidades económicas internacionales, que en teoría deberían servir para apoyar a las economías débiles de los países del continente, no son otra cosa que instrumentos de los consorcios multinacionales. Una y otra vez YPFB, PEMEX, ENAP, YPF y otras empresas estatales recurrieron al FMI, al Banco Mundial y otros organismos de crédito internacional en busca de créditos para fomentar sus respectivas actividades, y una y otra vez se les dio con las puertas en las narices, dándose como razón que había en EU, fuertes capitales privados interesados en desarrollar la industria del petróleo, en mucho mejores condiciones que ellas. También el propio gobierno de los EU colabora abiertamente.

Cuando Fidel Castro nacionalizó las refinerías norteamericanas en Cuba, por negarse, esas, a tratar petróleo soviético, al que había tenido que acudir por trabarse un embargo de suministro por los consorcios yanquis, Eisenhower quiso estrangular económicamente a la isla. Y nadie puede sorprenderse cuando se toma conocimiento de que personajes tan influyentes como el extinto Secretario de Estado John Foster Dulles era Presidente del Consejo Directivo del Fondo Rockefeller.

La mano se abre cuando se encuentra una actitud condescendiente, como ocurrió en Argentina cuando Perón intentó concesionar los territorios de Santa Cruz y Tierra del Fuego a favor de la California Oil Co. o cuando el presidente Frondizi entregó miles de hectáreas en producción a los consorcios internacionales con la excusa de llegar al autoabastecimiento petrolero. El caso de Frondizi es más patético cuando se piensa que antes de ser elegido presidente, había proclamado como inaceptable la intromisión foránea en el petróleo. Igualmente, lo hizo el ex-presidente Menem.

Otras circunstancias permiten precisar aún más los motivos de esta pugna por el combustible más codiciado del siglo; los yacimientos petrolíferos son relativamente limitados y están repartidos desigualmente en la tierra (alrededor del 85% de los recursos petroleros del mundo capitalista corresponden a una docena de países); desde el punto de vista técnico es un producto de fácil estandarización, en tanto que su transporte es complicado y brinda a los organizadores amplias ganancias; por fin, una parte importante de los pozos de petróleo se encuentran en naciones subdesarrolladas, por lo que ofrecen amplias posibilidades para que compañías internacionales poderosas se apoderen de ellos o de sus decisiones mediante la instalación de gobiernos aparentes o acordando ayudas o fusiones con los poderes económicos locales.

Sin embargo, todos estos hechos, que son reales, no son suficientes para explicar una situación que está íntimamente ligada a la despiadada lucha que desde principios de siglo se desarrolla en torno al petróleo: la construcción de un imperio petrolero controlado por no más de diez corporaciones multimillonarias, especialmente norteamericanas, siete de las cuales dominan sobre más del 80 % de las reservas de petróleo del mundo.

El análisis de este punto obliga a detenerse en dos características del sistema capitalista, que en EU han alcanzado su cima más alta; la concentración del poder económico en pocas manos y la simbiosis negocio-política, que da a las grandes corporaciones un poder político-económico sin parangón en la historia. En el caso de las firmas internacionales de petróleo, el suyo es tan vasto y profundo que, según afirmó el presidente del Partido demócrata de Texas en 1947, Robert W. Calvert, "*sus ingresos son tan grandes y las vías y conductos de su influencia tan numerosos y extensos, que la industria del petróleo puede llevar a cabo cualquier programa gubernativo al cual se adhiera y derrotar a cualquier otro que se le oponga*".

Las inestabilidades políticas que provoca la posesión ó el control de los yacimientos sigue vigente. Los conflictos bélicos en la zona del Golfo Pérsico hablan en tal sentido. Esta situación y el hecho de que el petróleo aún sigue siendo un recurso estratégico para la industria armamentista continúa haciendo de este mineral un bien muy preciado.

En las últimas décadas se ha incorporado el gas como una variable energética y por lo tanto, dada su estrecha relación de producción junto con el petróleo, convierte a ambos en recursos estratégicos y además no son renovables. Su utilización, por consiguiente, debe hacerse en forma racional y cuidadosa considerando el peso que como recurso aún tiene en la ecuación energética. Su uso indebido puede comprometer seriamente las posibilidades de desarrollo de un país, al menos por una generación más, hasta que pueda ser reemplazado por las fuentes de energía alternativas que se están experimentando.

**Mención especial merece el caso de YPF de Argentina,** empresa estatal que a lo largo de su operación fue despojada por los distintos gobiernos civiles y militares hasta lograr su parcial privatización, con la justificación *del autoabastecimiento y la falta de recursos para revertirlo, con el siempre fácil argumento de la ineficiencia* de YPF; y de sobra conocidas las intenciones de los grandes monopolios nacidos al amparo de la petrolera estatal y de sus substanciosos contratos, de lograr el **apoderamiento liso y llano de toda la renta petrolera.** El plan ejecutado con rigurosa exactitud por los funcionarios designados se apoyaba en varios documentos del FMI hechos llegar al gobierno.(Apéndice 2)

Los principales efectos de la transformación de YPF fueron:

- De los 345 millones de m<sup>3</sup> de reservas de crudo, YPF retuvo solo 142 millones, es decir perdió el 44 %.
- De 74,000 m<sup>3</sup> diarios de producción retuvo 36,000 m<sup>3</sup>. (51% de reducción)



- Las provincias que tenían pendientes deudas por regalías de petróleo y gas recibieron bonos de consolidación que podrían utilizar para comprar acciones de YPF. YPF se quedará con los pasivos.
- El Estado tomará parte de las decisiones estratégicas (cierre de la empresa ó venta total de las acciones) mientras mantenga el 20 % de las acciones.

## 2. El caso mexicano

La nacionalización que el Estado Mexicano hace de la industria del petróleo por decreto el 18 de marzo de 1938 y la Constitución y desempeño de Petróleos Mexicanos, resultan de una confluencia de factores.

Durante el período Colonial y durante y gran parte del S. XIX, el dominio del subsuelo en su mayor parte corresponde a la Corona Española. Así, en varias décadas del S. XIX, su explotación es considerada objeto de la legislación y control gubernamental.

En tanto que en el Porfiriato, bajo la influencia del liberalismo anglosajón, la política de la minería y del petróleo se orienta hacia la atracción y protección del capital extranjero, quien se hace cargo del desarrollo y se hacen las primeras y más importantes concesiones a compañías extranjeras.

- Se cambia el estatuto legal de la propiedad y la riqueza del subsuelo. La Ley Minera de 1884 otorga al propietario de la tierra el petróleo que se encuentra debajo de ella.
- La Ley Minera de 1892 otorga al titular una propiedad irrevocable y perpetua.
- La Ley de 1909, declaran propiedad exclusiva del dueño del suelo los yacimientos de combustibles minerales.

La Revolución de 1910, comienza a modificar esta situación, mediante el realineamiento de los conflictos sociales, entre ellos, la invalidación de la tolerancia legal del Porfiriato a favor de propietarios extranjeros.

El Artículo 27, de la Constitución de 1917; establece el principio del dominio directo, inalienable e imprescriptible de la Nación, sobre todas las sustancias minerales, y el principio de sujeción al régimen de concesión de la explotación de dichas sustancias por los particulares bajo la condición de trabajos regulares de explotación.

Las empresas internacionales aceptan tácitamente el nuevo principio constitucional de la propiedad estatal del petróleo, por no tener consecuencias tácitas para aquellas.

Hacia 1925-26, las inversiones extranjeras, la cantidad de pozos perforados y de obreros ocupados, llegan al máximo, en contraste, la producción de los viejos campos disminuye desde 1921. Las empresas buscan la máxima extracción antes que se les impongan nuevas restricciones e invierten poco después de la primera mitad de 1920.

En las décadas de 1920 y 1930, va creciendo en la Nación y en el propio Estado un sentimiento de hostilidad hacia las empresas extranjeras, por factores, críticas y acusaciones como las siguientes:

- Uso del poder capitalista extranjero, para la injerencia en cuestiones políticas internas.
- Orientación de la industria petrolera por encima de los intereses nacionales.
- Pretensión por las empresas de un derecho absoluto en el beneficio del petróleo.
- Control de los recursos como obstáculo para el crecimiento económico y desarrollo social y la soberanía política.
- Explotación agotadora de los yacimientos petroleros y abandono de la exploración y de nuevas inversiones.
- Destrucción ruinososa de los recursos de gas natural, sin abrir un mercado nacional.

- Cobro de precios internos de hidrocarburos más altos que en el exterior.
- Imposición de bajos salarios y nula impartición de enseñanza técnica a trabajadores mexicanos.

El conflicto sindical que comienza en 1936 y tiene un primer desenlace en 1938, surge de la demanda de mayor participación de los trabajadores mexicanos en salarios y beneficios sociales. El fallo de la Suprema Corte de Justicia, a favor de los trabajadores, no es acatado por las empresas que amenazan con cerrar instalaciones y paralizar la producción y la economía. Lo que obliga al Estado Mexicano a decidir la *Nacionalización de la Industria del Petróleo, a partir del 18 de marzo de 1938*.

Con la nacionalización/estatización, culmina un conflicto de 2 años pero no se agota en él, por tratarse de un conflicto esencialmente político con raíces en las relaciones del Estado-Nación y las grandes empresas extranjeras.

La vigorosa intervención gubernamental a favor de los trabajadores en conflicto con los consorcios extranjeros, le otorgan al Estado Mexicano una gran popularidad y un apoyo masivo. Una coyuntura internacional favorable (crisis mundial, cercanía de la Segunda Guerra Mundial, política latinoamericana del presidente Roosevelt) posibilita el enfrentamiento exitoso del gobierno mexicano con poderes foráneos, no sin antes enfrentar represalias, boicot y embargos judiciales contra el petróleo mexicano.

Dada la importancia de la energía para el sistema económico en conjunto, los patrones y normas que rigen la producción y suministro se vuelven significativos para el interés general. La nacionalización con estatización del petróleo recupera recursos económicos, hasta entonces extrañados y los transfiere e integra en el sector público bajo la forma de empresa estatal. De esta forma se engrana el suministro de energía con el crecimiento económico nacional.

La empresa pública de petróleos tiene sus antecedentes desde 1928 con la Oficina de la Administración del Petróleo Nacional y en 1935 se funda Petróleos de México, S.A. y reorganizada en 1937.

Con la expropiación se funda Petróleos Mexicanos, empresa pública que administra los bienes nacionales. En 1940 todas las funciones se unifican en PEMEX como organismo único.

La inclusión de esta Industria clave en el Sector Paraestatal fortalece la posición del Estado respecto al capital extranjero y más generalmente refuerza su rectoría económica y su capacidad de arbitraje social y político. El tipo de relaciones entre México y el mercado mundial comienza a modificarse sensiblemente.

La nacionalización del petróleo, que lo reorienta hacia las necesidades internas, se vuelve factor de un proceso más general de reemplazo del viejo modelo de crecimiento "agro-minero-exportador", por un nuevo modelo de "desarrollo estabilizador" con fuerte intervencionismo del Estado, basado en la industrialización substitutiva de importaciones y en la reducción de dependencia externa, con estabilidad política y amplias bases sociales.

La estatización permite ampliar y reforzar una coalición de la elite gobernante e importantes clases y grupos, y con ello las bases sociales del sistema y la estabilización política, los apoyos por la coincidencia entre los distintos grupos de trabajadores y sus representaciones sindicales son componentes de la **nueva alianza social**.

De esta manera Pemex estatizado forma parte de la estructura del poder de México, con amplio apoyo popular, adquiere una incalculable importancia simbólica; se convierte en un componente vital de la soberanía y la identidad nacionales y consenso de la población hacia el estado y el sistema. Pemex se convierte además en la tercera compañía petrolera estatal del mundo. El ejemplo mexicano de la nacionalización, estatización, y de su realización bajo la forma de empresa pública, es seguido por otros países de América Latina y del mundo en desarrollo.

Esta tendencia se mantiene y refuerza con altos y bajos avances y retrocesos, desde la década de 1960 hasta el presente, culminando con la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (en adelante la OPEP).

### 3. La OPEP

El sistema de concesiones comienza a ser impugnado por los países productores-exportadores, a partir de la experiencia precursora de México en 1938, y durante y después de la Segunda Guerra Mundial, particularmente en los años de 1950. La

idea de una organización de productores petroleros se esboza en el primer Congreso del Petróleo Árabe, El Cairo 1959. En los meses siguientes Juan Pablo Pérez Alfonso de Venezuela y Abdullah Tariki de Arabia Saudita, colaboran exitosamente en la creación de la Organización aprovechando la confluencia de varios factores, (tensiones y conflictos entre las empresas del Cartel y sus gobiernos en torno al régimen vigente)

La Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es establecida el 14 de septiembre de 1960 por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait. Más tarde se van incorporando. Qatar (1961), Indonesia y Libia (1962), Abu Dhabi (1967 luego transferido a los Emiratos Árabes Unidos, 1974), Argelia (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973), Gabón (1975).

No obstante las Siete Hermanas, también se entrelazan y logran imponer unilateralmente dos bajas sucesivas de precios, y afectar así los ingresos de los gobiernos.

Durante 10 años la OPEP logra poco de sus objetivos originarios, como la defensa de los intereses financieros de los países miembros, mediante el restablecimiento y estabilización de los precios de cotizaciones, y la mejora del reparto de los beneficios, gana experiencia en la negociación y en la presentación de sus posiciones reivindicativas a la opinión internacional. Por su participación en los acuerdos de Teherán, Trípoli (1971), y las dos crisis del petróleo, la guerra Árabe-Israelí (1973), la OPEP se reafirma como Cartel de Estados Productores, de enorme poder financiero, oligopolio estatal multinacional que enfrenta al oligopolio privado del Cartel, logrando así el objetivo original de control de sus propios recursos petroleros, con la auto tributación de responsabilidad unilateral por el manejo del precio del petróleo. Después de 1973 y por un cierto tiempo se produce una "masiva redistribución del ingreso petrolero mundial desde los países consumidores a los productores".

#### 4. Bonanza, crisis y alternativas

Como resultado de la crisis del petróleo en sus múltiples dimensiones y repercusiones, y del comportamiento de la OPEP y de los países productores y exportadores de petróleo dentro y fuera de aquella, los países son reclasificados y jerarquizados en función del petróleo, en un cuadro de alta heterogeneidad, con fuertes diferencias y desigualdades:

- Países desarrollados no productores y dependientes de su importación.- Japón, Francia y Alemania.
- Países desarrollados que producen y exportan petróleo (Gran Bretaña, Noruega) o que también importan por razones de seguridad (Estados Unidos).
- Países en desarrollo, productores y exportadores, de baja población y gran excedente de renta y capitalización, fuerte incremento del gasto y despilfarro de recursos (Arabia Saudita, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos).
- Países productores-exportadores, superpoblados con insuficiencia de recursos y graves problemas socioeconómicos y políticos (Egipto, Irán e Irak).
- Países subdesarrollados sin petróleo, ni perspectivas de producirlo (Tercer y Cuarto Mundo).

Así, ejemplifica Paul Kennedy, "...la ubicación desigual del petróleo en el Medio Oriente"

Aislado el factor exógeno en el fortalecimiento del precio (conflicto entre Naciones) y la heterogeneidad de los países productores-exportadores, dentro y fuera de la OPEP no logran ponerse de acuerdo en objetivos comunes, ni siquiera en cuanto al establecimiento y la búsqueda de un precio, y exhiben por el contrario una variedad de intereses, fines y comportamiento.

Bajo el impacto de la OPEP y de las crisis petroleras, los países desarrollados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) se ven amenazados en su seguridad energética, en sus balanzas de pagos, y en el sistema monetario internacional, por lo que en respuesta, se crea la Agencia Internacional de Energía dentro de la OCDE, quien desarrolla una estrategia y sus correspondientes políticas para una reversión creada en la primera fase, en perjuicio ahora de los países productores-exportadores de petróleo, bajo los siguientes principios, polos y ejes:

- La racionalización tecnológico-económico-productiva en los centros.

- El uso irracional de la renta petrolera por los países productores-exportadores de petróleo
- La operación del reciclaje de la renta petrolera en los países antes mencionados.
- El endeudamiento del "Tercer Mundo", la "Crisis de la Deuda" y las salidas que a partir de una y otra se imponen a los países productores-exportadores de petróleo.

#### 4.1. Reacción de las naciones desarrolladas.

Pese a concesiones y retrocesos, las transnacionales del Cartel del petróleo, siguen tomando decisiones de inversión, producción y exportaciones, y se ponen en condiciones de limitar y revertir los avances y poderes recién adquiridos de los países productores-exportadores de petróleo y de la OPEP. (la racionalización de la producción, desarrollo de fuentes alternativas de energía, tienden a reducir el consumo de energía y con ello la demanda y los precios de los hidrocarburos)

Esta dinámica se identifica con la llamada "*Tercer Revolución Industrial-Científica*" y la emergencia de un nuevo patrón de acumulación y de un nuevo paradigma tecnológico-productivo. Ello se expresa en la transformación de la matriz de insumo-producto, con el cambio de sus relaciones internas, el agregado de nuevas filas y columnas, la modificación radical de los costos y precio relativos de los insumos de la producción. Núcleo organizador del nuevo patrón de acumulación, y factor transformador y clave de la matriz de insumo producto, es el complejo económico-tecnológico constituido por la **electrónica** y cristalizado como paradigma.

#### 4.2. Limitaciones internas

Frente a ello los países productores-exportadores de petróleo dentro y fuera de la OPEP, cometen errores, sufren fracasos en sus estrategias y políticas, hacen una utilización irracional, en variables grados según países, de la renta petrolera. La disponibilidad de grandes recursos en hidrocarburos, el aumento de sus exportaciones y precios, el goce de la renta petrolera, producen el llamado "*efecto de adormecimiento petrolero*" un clima de euforia, una mentalidad de rentista y de clientela, en la economía, la sociedad, el sistema político y el Estado. El desdén por la movilización de las capacidades y energía de los respectivos países para un desarrollo integral. La renta petrolera crea una alta propensión al consumo (en rubros instrumentos y mecanismos de reciclaje), irónicamente, la posesión de vastas reservas de petróleo podría ser una *desventaja*, dado que reduce el incentivo para apoyarse en las destrezas y calidad de la población, como ocurre en los países (Japón, Suiza) con pocos recursos naturales.

El instrumento en el uso de la capacidad de gasto contribuye decisivamente a estabilizar y reducir los excedentes petroleros, a su reciclaje y recuperación por los centros de poder de los países avanzados.

De manera general en la estrategia del desarrollo primario-exportador basado en el petróleo la ambición corre muy delante de lo que se justifica por la mejoría temporaria en los términos de intercambio "las ganancias de exportación no provienen de aumentos en volúmenes, se mantiene o agrava la dependencia de las exportaciones petroleras, crecen los ingresos por exportaciones pero como se verá, se acumula la deuda externa.

#### 4.3. Reciclaje

Por una confluencia de diversos factores y circunstancias, los bancos de los países desarrollados, con apoyo de sus Estados y de Organismos Internacionales promovieron una gigantesca operación de *reciclaje de la renta petrolera*, que ya antes se consideró. Es de resaltar que gracias al gigantesco aumento del precio del petróleo que comienza en 1973. Los países productores, la mayoría de ellos del Medio Oriente, poseían grandes sumas de dólares, gran parte de los cuales se depositaron en bancos de Estados Unidos. El reciclado de los "petrodólares" como prestamos a otros gobiernos fue un modo seguro de hacer grandes beneficios. Otros gobiernos en el mundo fueron obligados a pedir prestadas sumas para importar caro el hidrocarburo. Las posibilidades de que los bancos perdieran dinero fue pequeña. Los países no quiebran, como consecuencia la inversión directa extranjera en el Tercer Mundo, cayó.

#### 4.4. Endeudamiento (caso mexicano)

El reciclaje de la renta petrolera contribuye a generar o reforzar un endeudamiento incontrolado de los países del Tercer Mundo, tanto productores como consumidores, que desemboca con el estallido y desarrollo de la "crisis de la deuda a partir de 1982". Al desarrollo del mercado de eurodólares se agregan las repercusiones de la primera crisis del petróleo de los años de 1970 y de la segunda de los años de 1980 que inflan la transferencia de petrodólares de los importadores a los exportadores del petróleo, para financiar déficit en presupuestos y en balanzas de pagos y para la expansión de la producción petrolera y la diversificación de la economía. La tasa de interés sobre la deuda se mantenía debajo de la tasa de crecimiento de las exportaciones nominales y sus ingresos. La relación de pago deuda-exportación se mantenía.

Por el contrario la Segunda Crisis del petróleo produce una recesión que baja la demanda y los precios de las mercancías y deteriora los términos de intercambio, y empuja las tasas de interés mundiales a niveles insostenibles.

El crecimiento impulsado por deuda deja de ser sustentable. Se amplió el déficit de cuenta corriente. La fuga de capitales crece. Se detiene el flujo neto de préstamos bancarios a América Latina. Se incrementa la transferencia neta negativa de recursos. A partir del estallido de la crisis se despliega una cadena de acontecimiento que llevan a los *planes de rescate*, políticas de estabilización y ajuste y, al fin de la década, aún nuevo modelos de crecimiento basado en las exportaciones, sin olvidar que a la crisis de la deuda sucede, al parecer, la insuperable carga de la deuda.

A finales de la década de 1980 se va optando por una estrategia de crecimiento impulsado por las exportaciones y la atracción de inversiones extranjeras, favorecidas por la liberalización económica y financiera.

La Reforma del Estado, su reubicación y refuncionalización respecto a las áreas económico-financieras en el nuevo proyecto se presenta como premisa e instrumento para el pago de la deuda, la estabilización, la superación de la crisis, la recuperación del crecimiento.

#### 4.5. Vicisitudes de la OPEP

La crisis resultante de la acumulación de los factores y procesos analizados desembocan en drásticos cambios en la situación, posibilidades y perspectivas de los países productores y exportadores de petróleo dentro y fuera de la OPEP. Ello se evidencia en las debilidades de las declaraciones de las Cumbres de la OPEP. *V.gr.* la de Argelia de 1975. Fracasa la Conferencia de Cooperación Económica Internacional (CIEC) llamada dialogo Norte-Sur, 1977. La OPEP se va revelando incapaz de establecer una estrategia de largo plazo. En la crisis de 1982, fracasan los esfuerzos de la OPEP para operar como un Cartel para mantener los deseados niveles de precios y fijar cuotas de producción para cada miembro, fracasan, y revelan una incapacidad de aplicar sanciones de supervisar a los miembros que incumplen con sus cuotas acordadas.

A casi cuatro décadas de existencia, la OPEP carece de un consenso que oriente su estrategia hacia el futuro. Afectada negativamente por la heterogeneidad de origen, por una variedad de cambios en el medio ambiente internacional y en las situaciones de los miembros individuales.

El desarrollo del petróleo proveniente de los países productores y exportadores de petróleo fuera de la OPEP, la creación de alternativas tecnológicas-productivas al petróleo (sucedáneos como: gas, carbón, energía nuclear) Han debilitado también el poder de la OPEP.

Se ha desarrollado la mercantilización del petróleo, basada en el *spot*, los *futuros*, las *opciones* y *otros derivados financieros*.

#### 5. Entre la estatización y la privatización

Tras una larga fase de estatización bajo diversas modalidades de empresa pública, para un gran número de ramas, sectores y empresas de la economía en general, e hidrocarburos y otros energéticos en particular, ha ido sucediendo una fase comúnmente denominada **neoliberal**, con el énfasis puesto en la apertura a la globalización, el mercado y la iniciativa privada, la desregulación, los intentos de privatización, incluso dentro de empresas públicas petroleras y petroquímicas. Estos fenómenos se han venido dando tanto en países desarrollados como los de Europa Occidental, y en países en desarrollo, incluidos los latinoamericanos.

Finalmente, en América Latina, se mantienen las oscilaciones y confrontaciones entre los esfuerzos de conservación y refuerzo de las empresas publicas, incluso de las de hidrocarburos, petroquímicas y eléctricas.

## 6. Pemex.<sup>2</sup>

En ese entorno se analiza la paraestatal Pemex, dicho sea, como la empresa más grande de México y única responsable del desarrollo de los recursos del país, y una de las diez más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos. Con base en el nivel de reservas y su capacidad de extracción, refinación y volumen de ventas, se encuentra entre las cinco compañías petroleras más importantes a nivel mundial. Las actividades de Pemex abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. En virtud de que, de conformidad con la legislación mexicana estas actividades corresponden en exclusiva al Estado, Pemex es un organismo público descentralizado. (apéndice 1)

### 6.1. Misión.

Petróleos Mexicanos es una empresa Paraestatal integrada, cuya finalidad es maximizar la renta petrolera, contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

### 6.2. Visión

Convertirse en la mejor empresa petrolera del mundo: Operada por personal altamente calificado, con criterios de rentabilidad y competitividad, con productos y servicios energéticos y petroquímicos, de calidad, con tecnología de vanguardia, seguridad en sus instalaciones y absoluto respeto a su entorno

### 6.3. Organización

A fin de fortalecer los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo en materia de energía, para el periodo 1989-1994, por medio del Programa de Modernización de le Sector Energético (1990-94) mediante el cual esta paraestatal, Petróleos Mexicanos, se le impone una reestructuración con la intención de garantizar su importante papel en la economía nacional, con ello en mente la estructura operativa de "Subdirecciones" fue modificada para convertirse en cuatro entidades descentralizadas; divisiones subsidiarias especializadas, con la intención de estructurarlas como líneas de negocios, las cuales operarían apoyadas por centros de costos como base para evaluar su productividad y cediéndoles la responsabilidad de decisiones y autonomía gerencial con la intención simplificar responsabilidades e introducir un sistema de transferencia de precios para determinar costos reales.

De esta forma Pemex opera por conducto de un ente Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios (figura 1), mediante los cuales elabora y distribuye sus productos refinados y materias primas petroquímicas al interior del país y mantiene relaciones comerciales en todo el mundo:

- a) **Pemex Exploración y Producción. (PEP)**, Pemex Exploración y Producción (PEP) localiza y desarrolla las reservas de petróleo crudo y gas natural de México, situadas principalmente en el noreste y sureste del país, así como costa afuera del Golfo de México. Además de la importante inversión en el desarrollo actual de las reservas de aceite y gas en el Golfo de México; PEP debe reforzar sus esfuerzos para descubrir y desarrollar nuevas fuentes de crudo ligero y de gas natural, en particular en los yacimientos no asociados a la producción actual de petróleo crudo.
- b) **Pemex-Refinación. (PR)**, produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos para uso como materias primas, almacenaje, transportación, distribución y comercialización de productos petrolíferos y derivados.

---

<sup>2</sup> [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

- c) **Pemex Gas y Petroquímica Básica, (PG y PB)**, procesa el gas natural y líquidos del gas natural, almacena, transporta, distribuye, comercializa el gas natural y gas LP (Licuado de Petróleo) y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.
- d) **Pemex Petroquímica, (PP)**, a través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Independencia, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.
- e) El **Corporativo** es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.
  - **P.M.I. Comercio Internacional**, realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.
  - El **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)** proporciona a Pemex apoyo tecnológico tanto en la extracción de hidrocarburos, como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.

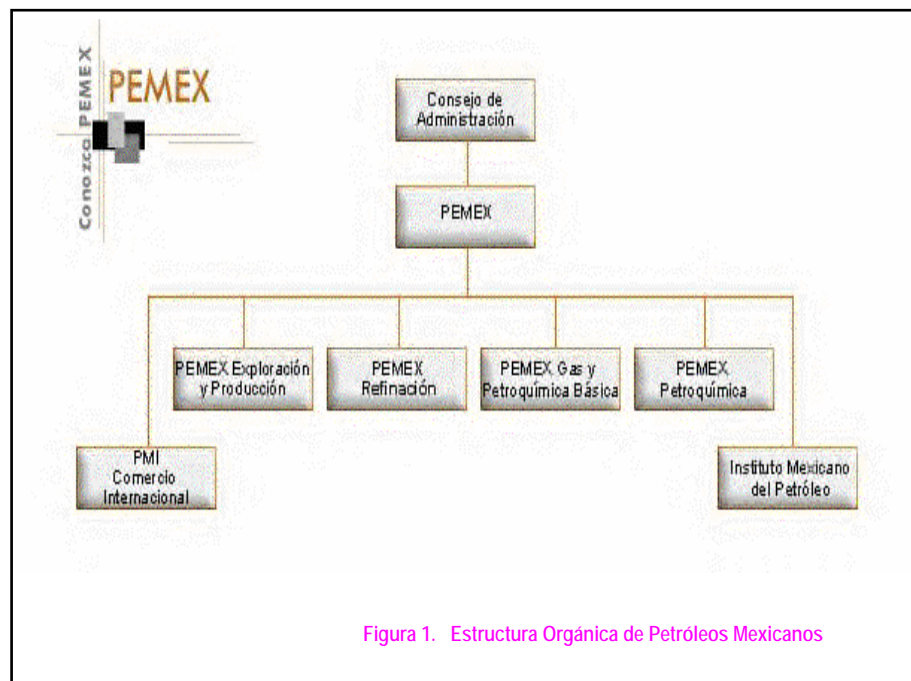


Figura 1. Estructura Orgánica de Petróleos Mexicanos

## 7. Pemex Exploración y Producción

Pemex Exploración y Producción (PEP) localiza y desarrolla las reservas de petróleo crudo y gas natural de México, situadas principalmente en el Noreste y Sureste del país, así como costa afuera del Golfo de México. Además de la importante inversión en el desarrollo actual de las reservas de aceite y gas en el Golfo de México, PEP está aumentando sus esfuerzos para

descubrir y desarrollar nuevas fuentes de crudo ligero y de gas natural, en particular en los yacimientos no asociados a la producción actual de petróleo crudo. Al final del año 2001 las reservas probadas de hidrocarburos totalizaron 32.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

PEP, alcanzo importantes resultados financieros, durante 2000. Debido al crecimiento en los precios internacionales del crudo y al aumento de 6.4% en el volumen de ventas al exterior. La mezcla de crudos de exportación de PEP estuvo constituida por 69% de Maya, 7% de Istmo y 24 % de Olmeca, generando un precio promedio de 24.62 dólares por barril, mayor en 58% al registrado en 1999. En dólares, los ingresos de PEP aumentaron 78% y su utilidad antes de impuestos creció 104%.

Los ajustes realizados por México a su plataforma de exportación de petróleo crudo, conforme a los acuerdos establecidos hasta más de 2 años con otros los países productores, continuaron aplicándose durante 2000. En consecuencia, la producción de crudo obtenida fue ligeramente superior a la de 1999 y sólo estuvo 2% abajo del mayor volumen histórico que se logro en 1998 y que fue de 3.070 millones de barriles diarios.

La producción de gas natural decreció durante el año, debido a un menor volumen producido de gas asociado al crudo en el Sureste de México. Esta disminución se compensó parcialmente por una mayor extracción de gas no asociado en el Noreste del país. El gas no asociado actualmente representa 28% de la producción total, proporción que se espera aumente substancialmente durante la próxima década.

Los gastos de inversión de Pemex en actividades de exploración y producción aumentaron 25% en términos de dólares, con respecto a 1999 y continuaron como prioridades las inversiones dirigidas a mejorar la productividad en las operaciones de costa afuera de México (Cantarell), y aumentar la producción del gas natural no asociado. Más de la mitad de las reservas probadas de petróleo crudo se localizaron en campos ubicados bajo las aguas del golfo de México, y 55% de sus reservas probadas de gas natural están en yacimientos de gas no asociado en el Noreste de México (Burgos).

## 7.1 Producción.

La producción de petróleo crudo en Pemex alcanzo 3.012 millones de barriles diarios en 2000, superior en 3.6% a la alcanzada en 1999 y ligeramente menor, como ya se menciona, al nivel más alto logrado por Pemex en 1998. En los últimos cinco años, Pemex ha aumentado en 18% la producción anual de petróleo crudo, esfuerzo que ha sido moderado por los acuerdos realizados con otros productores de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético.

Sin embargo, las grandes inversiones en recuperación secundaria han conseguido aumentar exitosamente la producción de petróleo crudo, particularmente en el Golfo de México. En mayo de 2000, PEP inició la operación del nuevo sistema de inyección de nitrógeno en el campo Cantarell, que permitirá mantener la presión de los yacimientos que conforman este campo, incrementando la producción de petróleo crudo y optimizando el tiempo para la extracción de aceite. Como resultado, la producción del campo Cantarell aumentó a 1.438 millones de barriles diarios de petróleo crudo, 17% más del volumen obtenido en 1999 y equivalente a casi la mitad de la producción total.

La producción de petróleo crudo proveniente de las Regiones Marinas durante 2000 representó 80% del total nacional, en tanto, que, la producción en tierra principalmente en los estados de Tabasco y Chiapas, en el Sureste de México, contribuyó 18%. El crudo pesado, que constituye la mayor parte de las reservas costa afuera de México, representó 59% de la producción total, en tanto que el ligero significó 24%, y el superligero el 17% restante.

Durante 2000, Pemex exportó 1.652 millones de barriles diarios de petróleo crudo, es decir 55% de su producción total, lo que representó un aumento de 6.4% con relación a 1999. Los ingresos generados por estas exportaciones rebasaron en 68% a los obtenidos en 1999, debido a la diferencia del precio promedio del barril del petróleo crudo entre ambos años, ya que de 15.62 dólares pasó 24.62 dólares.

La producción de gas natural en 2000 disminuyó 2.3%, al alcanzar 4.679 miles de millones de pies cúbicos diarios, como consecuencia entre otras causas, de la declinación natural en la producción de gas asociado en las Regiones Sur y Marinas, así como por las interrupciones en las operaciones derivadas del huracán Keith, y las originadas por trabajos de mantenimiento.



Las Regiones Sur y Marinas de México generan actualmente casi tres cuartas partes de la producción total de gas natural de Pemex, aunque gradualmente los yacimientos de gas no asociado, recientemente desarrollados en la Región Norte del país, contribuirán con mayores volúmenes.

La producción proveniente de estos nuevos campos aumentó en 4.0%, compensando parcialmente la declinación en otras áreas. En los últimos cinco años, estos campos han generado un aumento anual en la producción promedio de 22%. Los campos más importantes de gas no asociado están situados en la Cuenca de Burgos, en el Noroeste de México. La producción en Burgos ha crecido a una tasa media anual de 27%, y sigue siendo un área importante de la inversión actual en Pemex.

## 7.2 Inversiones

Pemex continúa destinando la mayor parte de su gasto de inversión en proyectos que permitan mantener sostenidamente la producción de petróleo crudo de sus campos costa afuera en el Golfo de México (Cantarell), y el desarrollo de sus yacimientos en gas natural no asociado en el Noreste de México (Burgos). Un tercer objetivo de inversión se enfoca en el rápido desarrollo de los campos de crudo ligero y superligero en el Delta del Grijalba, en el Sureste de México.

Durante 2000, el gasto total de inversión en Pemex ascendió a 6.8 miles de millones de dólares, que significó 22% de incremento con respecto a 1999, de los cuales 80% se destinó a los programas de exploración y desarrollo de PEP. En los últimos cinco años, el presupuesto de inversión del organismo subsidiario se ha incrementado a una tasa anual de 30%.

Los proyectos para incrementar las reservas de Cantarell en el Golfo de México, absorben casi la mitad del gasto de inversión de PEP en 2000. Las nuevas tecnologías de perforación y las técnicas de desarrollo de campos que se aplicaron a este yacimiento – el campo costa afuera más grande del mundo– han permitido además de ampliar su vida útil, elevar su producción durante los últimos cinco años. El proyecto recientemente terminado en Cantarell es un sistema diseñado para inyectar nitrógeno en el yacimiento con un flujo cuidadosamente controlado para mantener una presión interna constante e incrementar la extracción de petróleo crudo. A finales del año 2000, la planta de nitrógeno alcanzó un flujo de 1.2 millones de pies por día.

La inversión durante 2000 en proyectos de gas natural no asociado representó 11% del presupuesto de inversión de PEP. Particularmente significativos son los yacimientos ricos en gas de la Cuenca de Burgos en el Estado de Tamaulipas, donde Pemex ha aumentado la producción en más de 46% por año durante los últimos cinco años, para alcanzar la cifra de 1,003 millones de pies cúbicos por día.

Más aún, Pemex inició en el 2000 un proyecto de 13 mil millones de dólares a 15 años, para ampliar las fuentes de abastecimiento de gas natural. Se espera un crecimiento en el consumo de este combustible limpio a una tasa anual de 10%, requiriéndose por tanto desarrollar con urgencia estas nuevas fuentes. Esta nueva estrategia, basada en una variedad de proyectos relacionados con el desarrollo de gas, debe aumentar la producción anual en 3.5 miles de millones de pies cúbicos diarios adicionales en 2008.

## 8. Pemex Refinación

Pemex Refinación transforma el petróleo crudo en gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y gas licuado. También distribuye y comercializa la mayor parte de estos productos en México. La capacidad de destilación primaria de la empresa es cercana a 1.6 millones de barriles diarios, la cual integra una red de seis refinerías. Actualmente Pemex Refinación está en la segunda etapa del proyecto de modernización de sus refinerías, equivalente a 7 mil millones de dólares, diseñado para aumentar la calidad y volumen de producción. En 2000, la empresa produjo 1,334 miles de barriles diarios de productos refinados.

Paralelamente a los altos precios del crudo se registro una fuerte demanda de productos refinados, derivada del crecimiento económico, lo cual representa retos considerables para el Sistema Nacional de Refinación (SNR) durante 2000.

Dentro del programa de modernización multianual a gran escala la utilización de la capacidad instalada del SNR ha disminuido en cerca de 20% desde 1999, por lo cual los niveles de proceso y producción han permanecido esencialmente constantes. La escalada de precios en el año 2000, tanto para el crudo como para los productos refinados que se tuvieron que importar para completar la producción nacional, incidieron en los precios de los productos comercializados internamente por Pemex Refinación. Si bien la subsidiaria experimentó un 24.7% de aumento en los ingresos con respecto al año pasado, al obtener

25.8 miles de millones de dólares, tuvo una pérdida antes de impuestos de 5.0 miles de millones de dólares. El margen de operación para el SNR declinó 21%, con respecto a 1999 y fue de 2.36 dólares por barril.

A largo plazo, como resultado de los esfuerzos de modernización que actualmente se llevan a cabo, se espera incrementar la capacidad nacional con productos de calidad. Al término del año 2000, con un costo de 1.6 miles de millones de dólares, la reconfiguración de la refinería de Cadereyta en el Noreste de México, es el primer proyecto de reconfiguración de refinerías que esta por terminarse, en tanto se ejecutan trabajos similares de reconfiguración en las refinerías de Madero, Tula y Salamanca.

## 8.1 Producción y ventas.

Pemex Refinación produjo 1.334 millones de barriles por día de productos refinados en 2000, volumen ligeramente superior al alcanzado en 1999. Los trabajos de modernización llevados a cabo en la refinería de Cadereyta, han reducido la capacidad nacional disponible de procesamiento en los dos últimos años, limitado el crecimiento de los niveles de producción en el corto plazo. Sin embargo, la elaboración de productos de alto valor continuó aumentando, apoyados con productos importados bajo los acuerdos de procesamiento de crudo en el exterior. La elaboración de gasolinas se elevó en 5.4% en 2000 y el diesel de muy bajo azufre creció 5.0%. La gasolina grado premium, la cual Pemex Refinación comenzó a elaborar sólo hace más de cuatro años, elevó su producción a 60,000 barriles diarios, más del doble de la alcanzada en 1999.

El vigoroso crecimiento de la economía nacional, a lo largo de 2000, incrementó el consumo de refinados, no obstante que los precios de la mayoría de los productos fueron a la alza. El volumen de las ventas aumentó 3.9%, totalizando 1.4 millones de barriles diarios.

El crecimiento en el consumo se presentó en la mayoría de los sectores económicos, mostrándose una preferencia por la gasolina Pemex Premium, cuyas ventas en volumen se elevaron 37.5%, correspondiendo a 11.1% del volumen total de las gasolinas comercializadas en México. En conjunto, las ventas de gasolina crecieron 3.9%, para alcanzar 532,700 barriles diarios.

Las ventas nacionales de combustóleo superaron a las de 1999 en 4.6%, situándose en 492,400 barriles diarios (bd), debido principalmente a un incremento de 6.7 en las entregas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La creciente demanda de electricidad en México se combinó con la rápida subida del precio del gas natural, lo que obligó a incrementar el uso del combustóleo. Por esta razón la importancia de este energético, cuya elaboración nacional ha disminuido a favor de un mayor rendimiento en la producción de gasolina, se incrementó 24% en 2000.

Las ventas de diesel totalizaron 285,000 barriles por día y fueron superiores en 3.6% en 2000. Este aumento fue motivado por mayores ventas de diesel industrial y diesel marino, las cuales aumento 17% y 5%, respectivamente.

Las ventas de turbosina se estabilizaron en 55,500 barriles diarios en 2000, volumen que representó un aumento de 0.4%, que contrasta con los incrementos de 10.6% y 5.5% en 1998 y 1999, respectivamente.

## 8.2 Reconfiguración de refinerías

En 1997, Pemex emprendió un ambicioso y extenso programa de reconfiguración del SNR, por el cual aumentó su capacidad de producción apoyándose en dos objetivos: alcanzar una mayor productividad, y obtener productos de alto valor. Aunque el programa ha tenido varios ajustes por su importancia al futuro económico de México, estos objetivos principales permanecen inalterados.

Este programa de inversión multianual busca modernizar y mejorar la productividad en las operaciones del sistema de refinación, incrementar su capacidad para procesar crudo pesado; expandir su producción de combustibles más limpios y de alto valor, tales como gasolinas sin plomo y de grado premium, a expensas de reducir la producción de combustóleo pesado y residuales; y, finalmente, alcanzar incrementos anuales en su producción, conforme lo requiera la expansión económica de México.

La mayoría de los programas se centran en modernizar y aumentar la capacidad en cada una de las seis refinerías de México. Entre las adiciones más estratégicamente importantes figuran las nuevas plantas coquizadoras. Otros proyectos incluyen mejoras a los trenes primarios de producción de gasolinas y diesel, así como la construcción de nuevas plantas para incrementar la producción de octanos y otros componentes usados para obtener gasolinas reformuladas que permiten alcanzar mejores niveles de desempeño; asimismo, con la instalación de nuevas hidrotratadoras, se contará con combustibles más limpios al reducir el contenido de azufre. Una vez terminado el programa, se contará con 41 plantas de proceso nuevas y estarán reacondicionadas 20 plantas en las seis refinerías. Se espera incrementar la capacidad de producción de gasolinas en 50%, de diesel en 35% en tanto que la producción de combustóleo será reducida en 40%.

La primera fase del programa de modernización está concentrada en la refinería de Cadereyta, en el Noreste de México, en donde diez plantas de proceso nuevas y diez plantas reconfiguradas han empezado a operar en varias etapas durante 2000. La culminación del proyecto Cadereyta, corresponde a la terminación y puesta en operación de la nueva planta de coquización.

La segunda fase del programa, empezó el año pasado, y cubre una serie de proyectos de construcción y reconfiguración en las refinerías de Pemex ubicadas en Ciudad Madero, Tula y Salamanca. El proyecto Madero, el cual incluye una nueva planta de coquización, nueve plantas nuevas y siete plantas modernizadas y ampliadas, está terminado en dos terceras partes. Los proyectos en Tula y Salamanca se encuentran en recientes etapas de desarrollo. La tercera fase del programa, que aplica a las refinerías ubicadas en Minatitlán y Salinas Cruz no está todavía presupuestada.

En sentido amplio Pemex Refinación continúa dirigiendo sus esfuerzos en programas que permitan mejorar su desempeño y alcanzar estándares de operación comparables a las mejores compañías del ramo a nivel mundial. Las metas permanentes de operación incluyen la reducción de costos de energía, transportación e inventarios; mejoramiento a niveles internacionales, en los estándares de calidad en los procesos de elaboración; desarrollo de un sistema de información más detallada que permita obtener rentabilidad por producto y planta; y, la creación de un ambiente operacional que estimule una mayor autonomía, seguridad industrial, y capacidad resolutive de problemas en el centro de trabajo.

### 8.3 Distribución y comercialización

El mercado mexicano de energéticos continúa creciendo. Pemex Refinación responde a este crecimiento, ofreciendo productos y servicios de calidad, tanto al mayoreo como al menudeo, y para ello actualmente centra su atención en publicitar y acreditar sus marcas entre los consumidores.

En sus ventas a menudeo, Pemex Refinación ha atraído exitosamente a su programa de franquicia a más de 99% de las estaciones de servicio en todo el país. Este programa suministra asistencia financiera a los propietarios de las estaciones para readecuar y modernizar las instalaciones y mejorar así el servicio a los consumidores. Esto ha requerido de un estricto cumplimiento de los estándares de seguridad aplicadas tanto en las instalaciones como en las operaciones de suministro de combustible. En la última década, Pemex ha usado el programa para ayudar a remodelar más de 97% de las estaciones existentes en el país, y ha incrementado el número de ellas 67%.

A nivel mayoreo, Pemex Refinación ha modernizado sus prácticas de ventas y mercadeo con distribuidores comerciales y compradores industriales que han mejorado la calidad del servicio y fortalecido las relaciones con los clientes. Las condiciones de mercadeo han sido estandarizadas y los contratos simplificados, a fin de reducir el tiempo requerido para colocar y recibir ordenes. Durante 2000, Pemex Refinación estableció nuevos contratos de suministro con 42 clientes, que corresponden a 34,000 barriles diarios de productos refinados. El volumen contractual máximo comprometido con los clientes, sin incluir a las estaciones de servicio, es cercano a los 730,000 barriles diarios.

Recientemente, la compañía ha emprendido esfuerzos por asegurar el control de las marcas comerciales de Pemex, tanto en México como en países vecinos. La compañía vislumbra en su primer etapa el desarrollo de una más extensa campaña de marcas comerciales y la promoción de sus ventas a menudeo en países de Centroamérica, como Guatemala.

## 9. Pemex Gas y Petroquímica Básica

Pemex Gas y Petroquímica Básica procesa gas natural y líquidos del gas natural; transporta, distribuye y comercializa el gas natural y el gas licuado en México; asimismo, produce y comercializa varias materias primas petroquímicas básicas. La

capacidad de proceso total del gas de la empresa es de 3.8 miles de millones de pies cúbicos diarios. El gas natural es fundamental para la estrategia energética a largo plazo de México por lo que el Gobierno Federal, dice estar, comprometido a ampliar su disponibilidad en el país. Actualmente Pemex Gas compete con el sector privado en la transportación, distribución y comercialización del gas natural en México y se está preparando para una competencia similar en los mercados domésticos del gas licuado en los próximos 24 meses.

Los fuertes aumentos registrados durante 2000 en los precios de referencia del gas natural y de los productos derivados, afectaron a nivel mundial a los industriales y demás consumidores.

Los crecientes costos de las materias primas, asociados con los cambios en la política de precios en México, instrumentadas para amortiguar el impacto de los marcados aumentos en el precio, afectaron los resultados financieros de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Mientras que las ventas en valor y volumen se elevaron a la par del ritmo de la economía nacional, el rendimiento antes de impuestos únicamente alcanzó 28 millones de dólares. A pesar de la reciente volatilidad en el precio del gas natural, éste constituye una piedra angular de la estrategia energética de México. El crecimiento de la economía nacional mantiene a la alza el consumo de energía. Para satisfacer el incremento en la demanda de la manera más eficiente posible, el Gobierno Federal está comprometido a desarrollar los recursos de gas natural y promover un mercado abierto para su transportación, distribución y comercialización.

Pemex Gas continúa negociando acuerdos de interconexión con empresas norteamericanas a fin de aumentar la disponibilidad y la flexibilidad en la oferta interna de gas. Las barreras regulatorias federales que frenaban la participación privada en el mercado nacional de gas natural quedaron despejadas a mediados del año 2000. Se trabaja en planes similares para el mercado doméstico de gas licuado.

Durante 2000, Pemex Gas agregó a su capacidad de proceso tres plantas nuevas de recuperación de azufre, inició la construcción de otras plantas que aumentarán su capacidad operativa y terminó exitosamente el proyecto multianual de automatización de la red nacional de ductos de gas natural y gas licuado.

## 9.1 Producción y ventas

Pemex Gas procesó 3.6 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural húmedo en 2000, volumen superior en 3.1% respecto del año anterior. La producción de gas natural seco fue de 2.8 miles de millones de pies cúbicos diarios y creció en 3.0%. Estos aumentos reflejan mayores entregas de materias primas por parte de PEP, así como la nueva capacidad de proceso agregada a mediados de 1999.

La producción de 445,300 barriles por día de líquidos y condensados del gas natural en 2000 estuvo ligeramente por debajo del nivel obtenido en 1999, mientras que la recuperación de gas licuado creció ligeramente a 203,600 barriles por día. La producción de etano disminuyó a 155,700 barriles por día, y la recuperación de gasolinas naturales no varió y fue de 84,600 barriles por día.

El consumo de gas natural en México continuó creciendo en 2000, a pesar de la escalada de precios registrada en la segunda mitad del año y que moderó las ventas al sector industrial. El volumen de ventas a terceros aumentó 8.5% y totalizó 2.061 miles de millones de pies cúbicos por día.

Las ventas de gas natural a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el mayor consumidor en el país, aumentaron 23.5% en 2000. Su consumo en los últimos cinco años, ha crecido en una tasa media anual de 12.0%, reflejando la sólida expansión de la economía de México y el esfuerzo concertado con el Gobierno Federal para sustituir el combustóleo por combustible limpio en la generación de electricidad.

El crecimiento en la demanda de gas natural rebasó el nivel de la producción nacional, obligando a Pemex Gas a importar casi 11% del volumen total anual demandado. Las exportaciones declinaron a 24 millones de pies cúbicos por día.

EL volumen de ventas internas del gas licuado totalizó 329,700 barriles por día creciendo 5.8% en 2000. El gas licuado sigue siendo el combustible básico de uso residencial en México, utilizado para cocinar y para calefacción. Recientemente, frente a los precios más altos de la gasolina también ha aumentado su preferencia como combustible automotriz, aunque esta tendencia de

consumo tuvo un máximo a principios de 2000. Dado el mayor consumo, las importaciones de gas licuado aumentaron en 30.6% con respecto al año pasado, situándose en 122,500 barriles por día.

Se comercializaron en el mercado interno 438,000 toneladas de petroquímicos básicos, lo que significó un aumento de 17.8%, destacando en este volumen los solventes.

Las ventas de pentanos y de hexanos disminuyeron, mientras que las de azufre fueron similares a las del año anterior.

## 9.2 Desarrollo de infraestructura

La combustión limpia y la transportación y uso relativamente seguros del gas natural son elementos que contribuyen a que continúe creciendo en popularidad en México, tendencia fuertemente apoyada por la política energética del Gobierno Federal.

Pemex Gas mantiene sus prioridades de inversión, ampliando la capacidad de proceso y la infraestructura de transporte necesario para proveer este combustible en cantidades cada vez mayores. Entre sus logros más significativos en 2000, Pemex Gas terminó con éxito un esfuerzo de seis años para mejorar sustancialmente su infraestructura central de transportación de gas natural y de gas licuado, mediante un sistema electrónico automatizado que permite controlar y monitorear las corrientes de gas en la red de ductos. Para Pemex Gas, el nuevo sistema mejora la eficiencia de operación y la confiabilidad de la misma red. A los clientes privados les proporciona en tiempo real, acceso vía Internet desde cualquier computadora autorizada a un amplio rango de datos.

El sistema representa para Pemex Gas una nueva herramienta de gran alcance para su extenso número de clientes, que permitirá atraer inversionistas a los competitivos mercados de distribución y comercialización de gas licuado y gas natural. En 2000, Pemex Gas terminó la construcción y puso en operación tres de las cinco nuevas plantas de recuperación de azufre en su centro procesador de Cactus, las dos restantes fueron programadas para iniciar operaciones a mediados de 2001.

Cada planta tiene una capacidad diaria de 320 toneladas y un promedio de recuperación de azufre de 98.5%.

Con las cinco plantas en pleno funcionamiento, se reducirán sustancialmente las emisiones de azufre generadas por las operaciones propias del centro procesador de gas de Cactus, cumpliéndose así con los estándares ambientales actuales.

## 9.3 Apertura del mercado

Desde la entrada de la legislación reguladora a mediados de los 90s, Pemex Gas se ha preparado para una competencia abierta en un mercado del gas natural de tres mil millones de dólares anuales, incluyendo el acceso privado en términos competitivos al sistema nacional de ductos de transmisión del gas natural de 9,044 kilómetros.

Pemex Gas ha reorganizado sus operaciones y activos en centros de negocios funcionales, ha aumentado la capacidad y mejorado la eficiencia de la operación de sus sistemas de transporte y distribución, ha desarrollado nuevas fuentes de suministro, y ha trabajado fuertemente para consolidar los lazos entre distribuidores y clientes.

Un elemento importante entre las estrategias que Pemex Gas ha perseguido en los últimos cinco años, es el desarrollo de una extensa red fronteriza de suministro para el gas natural y gas licuado, más flexible y eficiente. En este sentido, destacan las alianzas estratégicas con distribuidores norteamericanos y las interconexiones con los sistemas de las compañías de ductos norteamericanas.

Durante 2000, Pemex Gas inició la operación de su cuarta interconexión de transmisión transfronteriza. El nuevo ducto de 166 kilómetros construido por la compañía Coral Energy va de King Ranch, en el Sureste de Texas, hasta las instalaciones de recolección y distribución de Pemex Gas en Argüelles, México. Con esta interconexión, Pemex Gas ha incrementado la capacidad instalada de los flujos de gas que cruzan la frontera a más de 385 millones de pies cúbicos por día.

## 10. Pemex Petroquímica

Pemex Petroquímica produce y comercializa una variedad de materias primas petroquímicas. Los productos primarios incluyen derivados del metano y del etano, tales como amoníaco, metanol y polietilenos, así como otras olefinas y compuestos aromáticos.

La capacidad anual total de producción del organismo subsidiario es 11.6 millones de toneladas, aunque los niveles reales de producción han caído sustancialmente en los años recientes, debido a las condiciones altamente competitivas del mercado mundial y a la falta de inversión.

Pemex está considerando estrategias para revigorizar a la industria petroquímica mexicana y atraer capital privado, incluyendo asociaciones con empresas privadas vinculadas a los trenes de producción y a líneas de productos específicos.

Durante 2000, los mercados internacionales de productos petroquímicos comenzaron a mostrar algunos signos de recuperación de la recesión que afectó a las empresas del ramo durante los últimos cuatro años. Sin embargo, las condiciones continuaron siendo difíciles en la mayor parte del año, dados los costos de las materias primas que se elevaron vertiginosamente con los altos precios del petróleo crudo, suscitándose serios desequilibrios de oferta / demanda en muchos productos, que limitaron las oportunidades para cualquier recuperación sostenida en beneficio de la mayoría de los productores de petroquímicos

Los cambios en la industria debido a nuevas tecnologías, las fusiones entre empresas y el alto costo del petróleo crudo son elementos que sugieren que la producción petroquímica llegará a ser aún más competitiva en el futuro cercano. Los productores globalizados, que se manejan por abajo de los costos de producción concentran sus esfuerzos en productos y mercados donde gozan de ventajas competitivas únicas. Mientras tanto, la nueva competencia potencial está emergiendo de países con grandes reservas de gas natural y gas licuado, que pueden ahora ser convertidas a materias petroquímicas sobre una base económica.

En este contexto y a pesar de sus esfuerzos, Pemex Petroquímica continuó perdiendo segmentos de mercado nacional e internacional para la mayoría de sus productos en 2000. Durante el año, el organismo subsidiario registró un aumento de 29% en sus ingresos, mientras que su pérdida antes de impuestos se amplió a 603 millones de dólares, como resultado de costos de materia prima sustancialmente más altos.

### 10.1. Producción y ventas

La menor demanda y la competencia originada por importaciones a precios bajos continuaron incidiendo negativamente en la producción de Pemex Petroquímica. Durante el año, la Producción total disminuyó 14.6% para alcanzar 6.8 millones de toneladas.

Todas las categorías de productos de la empresa experimentaron declinaciones en su elaboración; así los derivados del metano disminuyeron 24.8%, particularmente el amoníaco bajó 24.3%; los aromáticos decrecieron 46.7%, siendo necesario cancelar la producción de ortoxileno y paraxileno, y en su lugar elaborar reformado pesado, producto utilizado en la formulación de gasolinas. La elaboración de los derivados del etano y del propileno, también disminuyó, aunque en porcentajes más bajos.

El volumen de las ventas internas de productos petroquímicos en 2000, totalizó 2.5 millones de toneladas, lo que representó una caída de 29.6%. Las ventas en volumen de los derivados del metano fueron menores en 41%, lo cual reflejó el alto costo de gas natural utilizado en su elaboración. Por su parte, el amoníaco también se manifestó a la baja, disminuyendo 33.7% el volumen de sus ventas. Asimismo, los volúmenes de las ventas de los derivados del etano, del propileno y los compuestos aromáticos, disminuyeron 12.7%, 11.3% y 34.3%, respectivamente.

Entre los productos que alcanzaron aumentos en sus ventas durante 2000, están el cloruro de vinilo, etileno, xilenos, ácido cianhídrico, ácido muriático y estireno.

El volumen de exportación de Pemex Petroquímica se incrementó en 2000 a más del doble, totalizando 609,000 toneladas, debido en gran parte a un aumento en las exportaciones de etileno. Las importaciones, sobre todo de amoníaco aumentaron a 292,000 toneladas. El valor neto de las actividades de exportación e importación del organismo subsidiario totalizó 161 millones de dólares a favor del organismo.

## 10.2. Nuevas iniciativas de inversión

Pemex, en coordinación con el Gobierno Federal, en los años recientes reorganizó sus activos petroquímicos en compañías individualmente capitalizadas, en un intento de atraer la mayor inversión y participación privadas en la industria petroquímica nacional.

Aunque los esfuerzos para vender acciones minoritarias en estos negocios no han producido alguna oferta factible hasta la fecha, Pemex está considerando varias estrategias para revigorar la industria, incluyendo sociedades formadas con industrias privadas ligadas a las cadenas de producción y líneas de productos específicos.

Tales sociedades probablemente se centren en productos con mercados internos grandes y ofrezcan una ventaja competitiva en mercados de exportación.

Pemex realiza negociaciones con fabricantes privados de la urea. Según los términos de tales negociaciones, Pemex Petroquímica integraría más de cerca su producción de amoníaco -materia prima principal en la producción de urea- con las operaciones de estos fabricantes privados. De esta manera, en forma conjunta sería posible reducir sustancialmente los costos de producción de la urea en México, mientras que se restablecen los volúmenes nacionales de elaboración de amoníaco a niveles más rentables.

La producción del amoníaco en México ha caído 63.1% en los últimos cuatro años, debido a las dramáticas disminuciones en los precios del mercado de la urea, que han generado una inundación de importaciones baratas.

## 11. Seguridad industrial y protección ambiental

Las subsidiarias, mantiene una variedad de programas que incrementa la seguridad de sus trabajadores que atenúan el impacto ambiental de sus actividades y fijan estándares comparables a las normas internacionales, cuyo funcionamiento se mide regular y rigurosamente. Ha alcanzado una mejora medible en los años recientes en su historial de seguridad industrial, usando herramientas tales como las auditorías de seguridad, de la evaluación de la administración del riesgo y el entretenimiento de los empleados.

En la protección del medio ambiente y en su rehabilitación se invierten regularmente considerables recursos de tiempo y dinero. No sólo se monitorea el impacto de las actuales operaciones y procesos sobre el ambiente, sino también se identifican y corrigen los daños ambientales causados en el pasado. Entre las áreas más importantes para el manejo seguro del agua congénita, subproducto de la producción de crudo, la eliminación de derrames y contaminación atmosférica, el saneamiento de presas y de la disposición de materiales peligrosos, así como la restauración de suelos contaminados.

Pemex Refinación, también da seguimiento a los programas en sus refinerías y otras instalaciones para reducir la emisión de contaminantes en el aire, agua, y suelo como resultado de sus operaciones y remediar los suelos contaminados. Desde 1994, cuando fueron establecidos nuevos sistemas para la medición de emisiones contaminantes, Pemex Refinación ha registrado una sostenida disminución en su ocurrencia, lo cual fue de 10.5% en el año 2000.

Las iniciativas ambientales en Pemex Gas también han tenido un impacto mensurable en años recientes, como lo muestra la puesta en operación de las plantas nuevas de recuperación de azufre en el centro de procesamiento de Cactus, así como la modernización de las plantas de azufre existentes de Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, las cuales una vez terminadas reducirán perceptiblemente los niveles del dióxido de azufre emitidos en el proceso de recuperación de azufre. También ha logrado disminuciones significativas en la emisión de óxidos de nitrógeno asociado a sus operaciones. En el año, el organismo subsidiario redujo las emisiones de estos óxidos a un nivel de 45%, debajo de los estándares establecidos por las autoridades mexicanas reguladoras en materia ambiental.

En Pemex Petroquímica, entre las más importantes iniciativas ambientales, se ha esforzado en alcanzar los más rigurosos estándares de limpieza en todos sus centros e instalaciones. Los progresos logrados se miden anualmente utilizando las referencias de desempeño internacionales y nacionales, y son certificados por las autoridades federales ambientales. A la fecha esta subsidiaria, ha alcanzado tal certificación para nueve de sus principales instalaciones. Durante el año 2000, la subsidiaria también logró la certificación de los sistemas de calidad bajo la norma ISO 9000 en sus centros operativos de Cosoleacaque, Morelos, Pajaritos, Cangrejera, Tula y Escolín

## 12. P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

PMI Comercio Internacional provee servicios relacionados con el comercio exterior, a los cuatro organismos subsidiarios y a clientes independientes. La compañía compra, vende, negocia y transporta petróleo crudo, productos refinados, petroquímicos y otras materias primas en los mercados mundiales. También proporciona servicios de administración de riesgo, seguro, transporte y almacenamiento. Las oficinas están situadas en las ciudades de México, Houston y Londres. El volumen de productos que comercializó en 2000, representó 21.0 miles de millones de dólares que incluyen 14.9 miles de millones de dólares por exportación de petróleo crudo.

PMI Comercio Internacional y sus filiales supervisan y realizan todas las actividades de comercio internacional de los productos de Pemex, a través de sus oficinas en México, Londres y Houston. La compañía gestiona las ventas de exportación del crudo mexicano, las cuales totalizaron 1.652 millones de barriles por día en 2000.

PMI también provee transporte, almacenamiento y servicios de distribución para los derivados del petróleo que se comercializan internacionalmente, con la administración de riesgos financieros y seguros de servicios correspondientes. Esta es una subsidiaria de Pemex que cuenta con capital propio y vende sus servicios de comercialización a terceros y compra y vende por su cuenta.

Las exportaciones de petróleo crudo de PMI totalizaron 1.652 millones de barriles por día en 2000, 6.4% arriba de los niveles de 1999. Las exportaciones de crudo Maya fueron de 1.133 millones de barriles por día, las de Istmo 115,000 barriles por día y de Olmeca 404,000 barriles por día.

El precio promedio de exportación de la mezcla de crudo se incrementó sustancialmente en el 2000 a 24.62 dólares por barril, 58% arriba de los 15.62 dólares por barril de 1999 y 142% superior de los 10.16 dólares por barril de 1998. Como resultado de estos aumentos, los ingresos por las ventas de exportación en 2000 se incrementaron 68.0% y sumaron **14,880 millones de dólares**. México ha jugado un papel importante en los últimos años, en cooperación con otras importantes naciones productoras de petróleo, para restablecer el precio global del petróleo crudo a niveles más realistas.

Desde mediados de 1998, Pemex ha limitado voluntariamente sus exportaciones de crudo, contribuyendo a una reducción anual de más de 2.0 millones de barriles por día en el mercado mundial.

En 2000, Estados Unidos absorbió las tres cuartas partes de las exportaciones de petróleo crudo de México, mientras que los mercados Europeos, Latinoamericanos y del Lejano Oriente captaron el resto.

El volumen total de importaciones y exportaciones de productos petrolíferos de Pemex que PMI comercializó fue similar al del año anterior. Durante 2000, PMI compró y vendió 519,000 barriles por día de gasolinas y componentes, y combustóleo; así como, 1,440 miles de toneladas de productos petroquímicos.

## 13. Instituto Mexicano del Petróleo

Proporciona a Pemex apoyo tecnológico tanto en la extracción de hidrocarburos, como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.

## 14. Concepto de la renta petrolera

La teoría de la renta económica establece que las ganancias de una empresa sean repartidas entre los factores de la producción. A los trabajadores se les retribuye con los salarios; a los propietarios del capital les toca cierta utilidad o ganancia; y a los propietarios de la tierra o los recursos, les corresponde la **renta económica**.

La renta petrolera es aquella parte de la ganancia que el Estado retiene como propietario de los recursos petroleros. Este principio es universal y funciona para cualquier Estado. La renta económica es la diferencia entre el valor de la producción y los costos para obtenerla. Estos costos son los de exploración, desarrollo, explotación y una adecuada ganancia para la empresa.



## 15. Cadena de valor de un pozo petrolero

En la [figura 2](#), se muestra la cadena de valor de un campo petrolero, la cual se caracteriza por tres fases como son: descubrimiento, desarrollo y extracción.

### ▪ Definición del costo de descubrimiento

Se refiere a los costos incurridos para identificar prospectos y examinar áreas que puedan contener reservas de aceite y gas.

Este indicador muestra los costos incurridos de las sociedades PEP y Pidiregas en la identificación y examen de áreas que pueden contener reservas de aceite y gas. Se expresa en términos de las reservas probadas incorporadas, en períodos móviles de 3 años (Cabe señalar que el cálculo de este indicador es independiente del tratamiento contable de estos egresos).

### - Uso del indicador

Evaluación de las actividades exploratorias

### - Unidad de medición

USD / Reservas Probadas incorporadas en BPCE (periodos móviles de 3 años)

### ▪ Definición del costo de desarrollo

Son los costos incurridos por infraestructura, para la extracción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos.

A mayor detalle, son los costos incurridos para acceder a reservas probadas de hidrocarburos y proveer instalaciones y equipo para su extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento. Típicamente se expresan estos costos en términos del cambio en reservas probadas incorporadas, en períodos móviles de 3 años. Específicamente, estos costos incluyen todos los egresos requeridos para:

- a) Preparación de localizaciones de perforación, incluyendo caminos de acceso, drenajes, infraestructura general de perforación, líneas de gas y energía eléctrica y cualquier otro egreso necesario para la perforación de una localización de reservas probadas.
- b) Perforación y terminación de pozos de desarrollo, incluyendo los costos de plataformas, revestimientos, tuberías, lodos, equipo de bombeo e instalación de aparejos de producción.
- c) Adquisición, construcción e instalación de infraestructura de producción como líneas de flujo, separadores, equipos de tratamiento y bombeo, compresores, equipo de medición, equipo de procesamiento y recirculación de gas, tanques de almacenamiento y plantas de tratamiento y desecho de aguas.
- d) Desarrollo de sistemas de recuperación secundaria o mejorada.
- e) Depreciación y gastos asociados a instalaciones y equipo de apoyo (p.ej., equipo de perforación), en la medida en que sea utilizado para las actividades descritas en los puntos anteriores.

### ▪ Cartera balanceada entre incorporación y desarrollo de reservas

Esta práctica se basa en el supuesto de que toda compañía involucrada en actividades de exploración y producción debe tener como objetivo una incorporación de reservas probadas y desarrollo de reservas equivalente al 100% de su producción para mantener su viabilidad en el largo plazo.

El indicador internacional es relevante para la evaluación de entidades que tienen responsabilidad tanto de exploración como de desarrollo de reservas

- **Uso del indicador**

Evaluación de actividades de desarrollo para incorporación de reservas.

- **Unidad de medición**

USD / Reservas Probadas Incorporadas en BPCE a nivel región y PEP (periodos móviles de 3 años)

▪ **Definición del costo de extracción**

Son los costos incurridos para operar y mantener pozos, equipos e instalaciones en campos petroleros, así como los costos de operación y mantenimiento de instalaciones compartidas con otros campos.

Los costos de operación, mantenimiento y administración que no son asignados directamente al campo, pero que son atribuibles a él, deberán ser prorrateados de acuerdo al grado en que dichos insumos o servicios sean utilizados por el campo.

- **Uso del indicador**

Evaluar el desempeño de un campo petrolero en la etapa de producción.

- **Unidad de medición**

USD / Producción en BPCE (periodo anual)

## 16. Sistema fiscal tributario<sup>3</sup>

En este apartado se dará énfasis a los aspectos prácticos de los impuestos petroleros y a las relaciones empresa-gobiernos, debido a que la industria petrolera internacional involucra un enorme valor y poder, y los impuestos en esta industria representan un aspecto vital de la industria en su conjunto.

### 16.1. Impacto de los impuestos y del régimen fiscal en el desarrollo financiero Estado-empresa

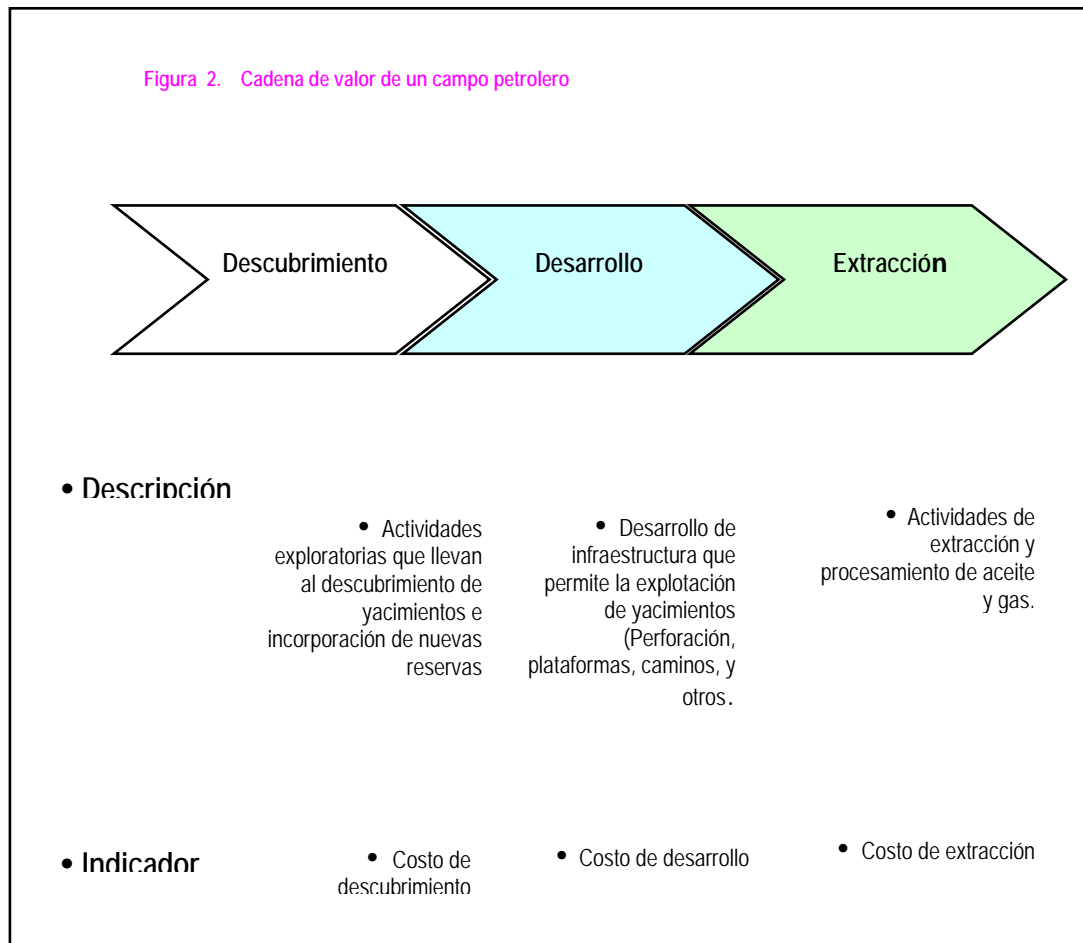
En la industria petrolera mundial, los costos totales son en su mayoría fiscales; es decir, el costo más importante no corresponde casi nunca a los costos técnicos de producción y desarrollo. En Medio Oriente representa un 83% del costo total. Mientras que en Pemex Exploración y Producción por ejemplo están en la media de un 66% o una tercera parte, es decir, por ejemplo que cerca de los 10 dólares que nos cuesta producir un barril de aceite, 6.6 dólares fueron por concepto de impuestos. Considerando sólo aquellos países que producen el 90% de la producción mundial, el promedio del costo fiscal oscila entre el 70% y el 80% del costo total.

El costo fiscal, que para la empresa es un gasto, para el país es un ingreso que representa la renta económica. En algunos países, los ingresos derivados de la renta petrolera son tan importantes que gran parte de su desarrollo económico está basado en esta variable.

Para México, durante los últimos 5 años los impuestos y derechos pagados por Pemex representan en promedio del 35% del ingreso total del gobierno; cantidad equivalente a cerca del 6% del Producto Interno Bruto (PIB).

---

<sup>3</sup> López Bautista, Germán y Neri Flores, Ulises.; "Análisis de Riesgos en la Exploración y Producción de Hidrocarburos", Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2001. pp. 104-113.



## 16.2 Tipos de regímenes fiscales en el mundo.

En el mundo hay más sistemas fiscales que países; estos se deben a que algunos países aplican varios sistemas simultáneos. Así por ejemplo, Perú utiliza a su vez un sistema de **Concesiones** y otro de **Contratos** de reparación de la producción (PECS, Production Sharing Contracts, por sus siglas en inglés). En el mismo caso están los: Argelia, Venezuela, Argentina, Bolivia y Guinea.

Los sistemas fiscales actualmente en uso, como ya se menciona, se pueden clasificar en Concesiones y Contratos. La diferencia fundamental entre estos radica en que en las concesiones se permite la propiedad privada de los recursos petroleros y en los contratos no.

Las razones principales de esta diversidad de sistemas fiscales en el mundo, y en un mismo país, se puede agrupar de la siguiente manera:

- a) Los gobiernos, con el afán de capturar la máxima cantidad de renta económica, diseñan varios sistemas fiscales que estimulan la inversión privada y son atractivos para las empresas petroleras como para el gobierno mismo.
- b) Los gobiernos reconocen los riesgos naturales de la industria petrolera sobre todo en exploración y producción y diseñan sistemas fiscales que premian el riesgo en la fase de exploración y permiten operar con rentabilidad campos marginales o con proyectos especiales.
- c) A los gobiernos les conviene tener un marco legal lo suficientemente flexible para asegurar negociaciones que efficienten el valor económico de los recursos petroleros.

### 16.3 Sistemas fiscales de avanzada

Recientemente, con el propósito de seguir obteniendo renta económica en áreas donde sería difícil con los sistemas fiscales tradicionales, o bien con la finalidad de atraer inversión privada en áreas de riesgo (exploración de frontera), campos poco rentables, marginales o de alta inversión y/o tecnología (proyectos de recuperación secundaria, terciaria etc.) algunos países como Indonesia, Guatemala, Rusia, Venezuela, Colombia, Papua, Nueva Guinea, Azerbaijain, Mauritania, etc. están aplicando exitosamente lo que podemos llamar sistemas fiscales de avanzada. Estos, nacen como respuesta a las necesidades del país de aprovechar ciertos recursos naturales que bajo los esquemas tradicionales resultaban riesgosos o financieramente poco atractivos. Estos son los Contratos de Asistencia Técnica, TAC's (Technical Assistance Contracts), los contratos de tasa de retorno, RORC (Rate of Return Contracts) y los recientes Contratos de Servicios Múltiples (CSM) en México.

### 16.4 México y su sistema fiscal petrolero<sup>4</sup>

Pemex como empresa real opera con cero ganancias, en cualquier empresa, esta vende su producción al mercado; el mercado entrega dinero y la empresa paga impuestos quedándose con una parte de la ganancia, que utiliza para operar y consolidar un programa de inversiones.

Sin embargo en Pemex le entrega la producción al mercado; el mercado entrega en términos prácticos el dinero al gobierno y el gobierno, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, únicamente devuelve a Pemex, lo correspondiente a su presupuesto. Es decir, el único ingreso es el egreso; todas las cuentas hechas, sobre impuestos, utilidades, etc. son virtuales, no tienen sentido práctico. Por eso se dice que Pemex opera con cero ganancias.

Bajo el régimen fiscal actual, Pemex es sujeto de varios impuestos y derechos, tales como:

- DEP. Derecho de Extracción del Petróleo.
- DEEP Derecho Extraordinario de Extracción del Petróleo.
- DAEP Derecho Adicional de Extracción de Petróleo.
- ASRE Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes.
- IEPS Impuesto Estatal sobre Producción y Servicios.
- IRP Impuesto a los Rendimientos Petroleros.

Cada uno de estos impuestos y/o derechos, son calculados de acuerdo a la subsidiaria de Pemex que corresponda pagarlos; sin embargo, todas las cantidades previamente calculadas, se ajustan en la llamada red fiscal al DSH (Derechos sobre Hidrocarburos) que es del 60.8% sobre los ingresos brutos por ventas a terceros.

Este régimen fiscal al basarse únicamente en los ingresos brutos y en la red fiscal, afecta por igual y de manera indirecta a todas las subsidiarias y actividades de estas. Es equivalente a tener en la práctica un impuesto plano que no depende del tipo de actividad, de los costos ni del riesgo.

<sup>4</sup> Rodríguez Padilla, Víctor. "Petróleo, apertura y privatización", en: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 2, No. 14 (mayo), 2005. pp. 28-29.

En el lenguaje internacional, es equivalente a un Royaltie para toda la industria en cualquier fase de ésta. En otras palabras, no es bueno aplicar el mismo régimen fiscal a una refinería que a un campo petrolero; o a campos altamente rentables, que a marginales.

El régimen fiscal petrolero de México no contempla criterios de eficiencia ni para la operación ni para la selección de inversiones. Al basarse solamente en los ingresos tiende a desalentar toda actividad que no sea de muy alta rentabilidad. Proyectos razonablemente redituables antes de impuestos, pueden con facilidad convertirse en deficitarios después de estos. Toda variabilidad de costos es absorbida por Pemex, nada por el gobierno. *El objeto puramente recaudatorio entra en conflicto así con el de maximizar el valor económico de la actividad petrolera, misión principal de Pemex.*

## 16.5 Reforma de hidrocarburos, nuevo régimen fiscal para los hidrocarburos<sup>5</sup>

Significa para la paraestatal, un sistema que no descapitalice ni al operador ni al país; que mantenga los ingresos de la Federación; que le permita a PEP, y a todo aquel que produzca hidrocarburos, operar como cualquier compañía en el mundo; que sea competitivo frente a países con sistemas fiscales y condiciones geológicas similares a las de México, en particular para nuevas inversiones en pozos e instalaciones. Se propone dividir la producción actual en "nueva" y "existente" y aplicar el régimen fiscal de concesión (regalía sobre el ingreso bruto e impuesto sobre el ingreso neto), con tasas diferenciales para crudo y gas, y menores cobros para la producción "nueva". En suma, se trata de un régimen fiscal que permita superar el estado crítico de sus instalaciones debido al envejecimiento de las mismas y por la falta de mantenimiento. Sin embargo la exigencia de los inversionistas es de compartir la renta petrolera en función de las condiciones del mercado.

Pero la reforma fiscal que se elija para Pemex, deberá de ir acompañada de una reforma tributaria integral que supere la falta de recaudación que ubica a la nación mexicana en el último lugar dentro de las naciones que conforman la OCDE, al recabar cerca del 10% de su PIB. A lo anterior deberá asegurarse el impedir a la SHCP el control de la paraestatal, Pemex, y así obligarla a cumplir sus funciones primarias (cobro de impuestos) que no cumple.

Las otras subsidiarias quedarían sujetas al impuesto a los rendimientos (35%), equivalente al Impuesto Sobre la Renta (ISR), lo que financieramente les permitiría salir de los números rojos.

### ▪ Nuevas modalidades contractuales en el sector privado

En exploración y producción, estas modalidades contractuales significan introducir concesiones ó "contratos que permitan compartir la producción con las compañías petroleras internacionales", "contratos de producción compartida", "formulas que asocien inversión privada y pública", "contratos de alianza", "alianzas tecnológicas", "contratos de obra pública financiada". En refinación, además, significan alianzas para construir y operar refinerías y sistemas de transporte y distribución de petrolíferos. Estas modalidades contractuales no podrán operar puesto que son contrarias a lo dispuesto en la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional.

### ▪ Reforma en Pemex (apertura de capital)

Consiste en la emisión de "títulos con derecho económico", "acciones", instrumentos vinculados al capital de la empresa ó "certificados de participación patrimonial", que resulten de mayor provecho para la paraestatal y reservados para mexicanos. Hasta ahora Pemex sólo ha vendido bonos en mercados internacionales y desde hace poco deuda de corto y de largo plazo en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), en la que han participado las Afores. Todos desde los que lo deseen, desde Carlos Slim hasta los indígenas de los Altos de Chiapas, pondrían sus ahorros en una especie de capitalismo popular o privatización social a la europea.

---

<sup>5</sup> En julio de 2005, el Congreso de la Unión aprobó, el nuevo régimen fiscal de Pemex al modificar el Capítulo XII del Título segundo de la Ley Federal de Derechos, el cual incluye una disminución de la carga fiscal de Pemex, con el objeto de que esta empresa se haga de mayores recursos, darle certeza jurídica al esquema fiscal de Pemex y un sistema de gradualidad en la entrega de recursos, como resultado de su nueva tasa impositiva.

- **Autonomía financiera y de gestión con transparencia**

Significa libertad para gastar, contratar crédito y asociarse. La idea es que Pemex pueda: utilizar libremente su dinero sin que la SHCP ó el Congreso se lo recorten o condiciones; adquirir bienes o servicios sin rígidos procedimientos y controles burocráticos paralizantes; acceder libremente a los mercados de capital; y acordar alianzas con sus competidores, proveedores y clientes. Como mínimo se plantea que Pemex salga de la Ley de Obras Públicas y emita sus propias reglas para la contratación de proveedores y contratistas, pero con la mayor transparencia que el caso amerita.

- **Nuevo gobierno corporativo**

Significa una nueva estructura para transitar de una "empresa petrolera estatal" a una "empresa petrolera pública", con Asamblea de Accionistas y Consejo de Administración, sin Secretarios de Estado y sindicalistas pero incluyendo consejeros independientes que velen por los intereses de los tenedores de los títulos. Dicho Consejo tendría por mandato explícito la creación de valor, expediría reglas generales para la contratación de proveedores y contratistas y nombraría a los directores. En esta labor se apoyaría en tres Comités Intermedios: Auditoría, Evaluación y Compensación y Finanzas, y Planeación. El Órgano de Interno de Control ya no dependería de la Secretaría de la Función Pública sino de dicho Consejo. En suma, se trata de un gobierno acorde con la nueva composición de capital, que tomaría decisiones bajo la lógica de que lo que es bueno para los accionistas privados mexicanos es también bueno para el Estado, finalmente el accionista mayoritario.

- **Nuevas relaciones laborales**

Significa libertad para contratar y despedir trabajadores; elevar y disminuir sueldos y prestaciones, así como solucionar el actual problema del pasivo laboral. Se trata de definir reglas propias que permitan mejorar la eficiencia, la productividad y la rentabilidad premiando a unos y castigando a otros. Los ingresos del cuerpo directivo estarían vinculados a su desempeño personal y al de la empresa.

## 17. Marco jurídico de los hidrocarburos

El marco jurídico de las actividades de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, emana de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y se refuerza con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero, como sigue: .

- La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (Ley Orgánica)
- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria)

El Art. 27 Constitucional define que la propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional son originariamente de la Nación. Así mismo, corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales que se encuentren en territorio continental así como en la plataforma continental y aguas territoriales, tales como depósitos minerales y los productos derivados de la descomposición de las rocas como el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

El dominio de la nación sobre sus recursos naturales es inalienable e imprescriptible y la exploración, el uso o el aprovechamiento de los recursos por particulares o sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse salvo concesiones expresamente otorgadas por el Ejecutivo Federal de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes.

Tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólido, líquido ó gaseosos no se otorgarán concesiones ni contratos y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que se señalen en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero (Art.1) dictamina que corresponde a la nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

Así mismo reitera que sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera para lo cual define la extensión de esta industria como sigue:

- La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;
- La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, y
- La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:
  1. Etano;
  2. Propano;
  3. Butanos;
  4. Pentanos;
  5. Hexano;
  6. Heptano;
  7. Materia prima para negro de humo;
  8. Naftas; y
  9. Metano<sup>6</sup>

La Ley (Art. 4) dispone que la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3o, que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

En 1995 el Congreso de la Unión enmendó la Ley Reglamentaria para permitir que empresas del sector privado y del sector social, las cuales incluyen organizaciones e industrias controladas por trabajadores, participen, con la autorización del Gobierno Mexicano, en el almacenamiento, distribución y transporte del gas natural. Esta Ley Reglamentaria permite que este tipo de empresas construyan, operen y sean dueñas de ductos, instalaciones y equipo. Desde 1997, el Congreso de la Unión ha requerido a PEMEX a desincorporar sus activos existentes para la distribución de gas natural; pero PEMEX mantiene la facultad exclusiva sobre la exploración, explotación, producción y venta de primera mano de gas natural, así como también sobre el transporte y almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.

#### ▪ Regulación ambiental de PEMEX

PEMEX está sujeto a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y a la regulación derivada de ésta, así como a varias normas técnicas de medio ambiente emitidas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que es la Secretaría encargada de supervisar y regular asuntos ambientales relacionados con PEMEX. Las Secretarías de Salud, de Comunicaciones y Transportes, de Marina y de Energía asisten a la SEMART en sus funciones. Adicionalmente, PEMEX está sujeto a las leyes y reglamentos ambientales emitidos por cada uno de los gobiernos de las entidades federativas en donde PEMEX tiene instalaciones. A mayor detalle en el [capítulo VII](#) se describen estas regulaciones.

---

<sup>6</sup> Este último sólo si se obtiene de hidrocarburos usados como materia prima en procesos industriales petroquímicos y de yacimientos ubicados en México.

## 18. Resumen

A través de una breve visión retrospectiva, política y social a las raíces históricas y condicionantes por la obtención de la renta petrolera y del energético mismo, como forma de garantizar la hegemonía y concentración del poder a gran escala, bajo sus diferentes facetas ya conocidas como el imperialismo y colonialismo; y su contrapeso en la nacionalización de los recursos petrolíferos, la aparición del cartel de productores-exportadores, OPEP y su respuesta en la creación de la AIE por los países desarrollados pertenecientes a la OCDE; cuya posesión del petróleo, para los primeros, se ha convertido en una desventaja, dado que reduce el incentivo para apoyarse en las destrezas y calidad de la población. Así, la renta petrolera ha producido una alta propensión al consumo (en rubros, instrumentos y mecanismos de reciclaje y recuperación) y disminuye la eficiencia en la recaudación y administración de los recursos tributarios.

## 19. Conclusión

La comprensión de las formas que reviste la obtención de la renta petrolera, en especial para los países latinoamericanos, como forma de garantizar la hegemonía y concentración del poder a gran escala, representado por el oligopolio banquero-petrolero privado del Cartel, y su contrapeso con la creación de la OPEP, por los países productores-exportadores y su respuesta con la formación de la AIE por los países desarrollados; cuya propiedad del petróleo, ha sido en detrimento de los países productores-exportadores dentro y fuera de su organización, ya que la renta petrolera ha creado una alta propensión al consumo y disminuido la eficiencia en las destrezas de la población y la recaudación fiscal. A ello se suma, la inestabilidad política que provoca la posesión ó el control de los yacimientos. Los conflictos bélicos en la zona del Golfo Pérsico hablan en tal sentido.

Finalmente, el desmantelamiento de la infraestructura financiero-industrial de Pemex, debe analizarse con mesura antes de impulsar su apertura al capital privado y a la luz de la falta de un gobierno que actúe por el interés público y no con criterios de mercado, así como de un sistema tributario eficiente. Lo anterior son mecanismos que deben conocerse al momento de enfrenar decisiones en la formulación de proyectos relacionados con el petróleo y gas; y más aún, de estrategias encaminadas a las reformas en los esquemas de desarrollo energético.



## Anexo 2

### Antecedentes técnicos

En este apartado se pretende introducir al lector de este estudio, a los conceptos técnicos básicos necesarios para una mejor comprensión de la industria petrolera: desde el significado del petróleo, su composición, clasificación y reservas. La tecnología que hace posible la obtención del petróleo; los requerimientos geológicos, como fase previa, para la formación de la etapa final de la historia de un campo de aceite ó de gas, representada por el entrapamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Los aspectos relacionados con los métodos de cuantificación de los volúmenes originales de aceite; esquemas de recuperación (primaria, secundaria y terciaria) y las nuevas técnicas de sísmica tridimensional, 3D, para caracterizar los posibles yacimientos, apoyo indiscutible en la planeación de un proyecto de esta índole.

Los antecedentes del descubrimiento de zonas petroleras marinas, las etapas de exploración y los sistemas y fases de perforación de pozos petroleros. El uso de las plataformas marinas, su descripción y finalmente la descripción de las actividades de exploración de la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos, S.A. que monopoliza esta actividad.

#### 1. Que es el petróleo<sup>1</sup>

El petróleo es una mezcla en la que coexisten en fases: sólida, líquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrogeno y pequeñas proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales, ocurriendo en forma natural en depósitos de roca sedimentaria. Su color varía entre ámbar y negro. La palabra petróleo significa aceite de piedra.

##### 1.1. Origen del petróleo

El problema de la génesis del petróleo ha sido, por mucho tiempo, un tópico de investigación de interés. Se sabe que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

Se tiene noticia de que en otro tiempo, los árabes y los hebreos empleaban el petróleo con fines medicinales. En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes.

Las exploraciones petroleras iniciaron hace más de cien años (en 1859, Edwin Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pensilvania, a una profundidad de sólo 69 pies), cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo; las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos. Pero, finalmente, sólo la actividad de perforación, puede determinar si existe o no petróleo bajo la superficie, es así como, de dichos estudios, se sabe que existen hidrocarburos en todos los continentes excepto en la Antártida.

En su estado natural se le atribuye un valor mineral, siendo susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

No obstante, el petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

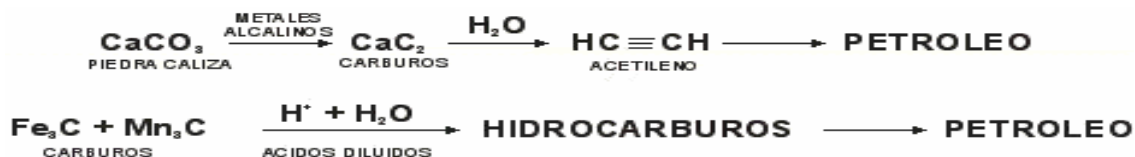
- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.

<sup>1</sup> <http://www.energia.gob.mx/estadisti/hidrocarburos/reserva.htm>

- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.

## 1.2. Teoría de Engler

Las teorías originales, en las que se atribuyó al petróleo un origen inorgánico (Berthelott y Mendeleyev) han quedado descartadas:



Uno de los supuestos acerca del origen del petróleo lo constituye la Teoría de Engler (1911):

### 1ª etapa

Depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas). Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojadas del depósito. Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables, solubles en aceite.

### 2ª etapa

A condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO<sub>2</sub> de los compuestos con grupos carboxílicos, y H<sub>2</sub>O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso. La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo).

### 3ª etapa

Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

## 1.3 Composición del petróleo<sup>2</sup>

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las **parafinas**; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las **isoparafinas**; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las **olefinas**; las moléculas en las

<sup>2</sup> [www.imp.mx/petroleo/apuntes/htm](http://www.imp.mx/petroleo/apuntes/htm).

que se forman ciclos de carbono son los **naftenos**, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los **aromáticos**

Además hay hidrocarburos con presencia de **azufre**, **nitrógeno** y **oxígeno** formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los asfaltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloides en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontinuo.

#### 1.4 Tipos de petróleo

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación **TBP** (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el *crudo Istmo* se obtiene un rendimiento directo de **26%** volumétrico de gasolina, en el *Maya* sólo se obtiene **15.7%**.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad **API** (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm <sup>3</sup> )	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Para *exportación*, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

**Maya.** Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

**Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

**Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso

El petróleo mexicano es materia prima, como ya se menciona, que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en: transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, textiles, etc.

## 2. Aspectos técnico teóricos<sup>3</sup>

En este apartado se describen los conceptos técnicos básicos para asimilar la tecnología que hace posible la obtención del petróleo.

<sup>3</sup> López Bautista, Germán y Neri Flores, Ulises.; "Análisis de Riesgos en la Exploración y Producción de Hidrocarburos", Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2001. pp. 1-71

## ▪ Geológicos

La influencia de un estudio a detalle geológico petrolero es de vital importancia debido a que se tiene que considerar los conceptos generales que intervienen en la formación, migración y acumulación de hidrocarburos.

Siendo los aspectos geológicos el primer estudio a realizar en el proceso de exploración petrolera que junto con otras de las ramas de las ciencias de la tierra, nos indicaran si existe un posible yacimiento o no, es por ello que los conceptos generales geológicos nos proporcionan una base con más certidumbre de tener o no tener volúmenes de hidrocarburos.

Existen diferentes conceptos geológicos que son básicos para realizar un mejor análisis de riesgos y toma de decisiones, de igual forma están los principales parámetros que intervienen en la formación de y acumulación de hidrocarburos.

## ▪ Roca almacén

Se considera como tal, a toda roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos con las siguientes características:

- Porosidad, es decir poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.
- Permeabilidad, significa que los poros estén de tal manera interconectados que se dan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo.
- Muestra una cierta continuidad lateral y vertical.

Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales a la porosidad ínter granular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o fracturamiento de cualquier tipo de roca.

A la porosidad original se le conoce como "porosidad primaria" y a la resultante de cualquier tipo de actividad geológica, después que los sedimentos han sido convertidos en roca se les denomina "porosidad secundaria"

**Principales rocas almacenadoras**, a excepción de los contados casos de yacimientos en rocas almacenadoras detríticas o químicas se tienen dos grupos:

- En un primer grupo, están las representantes más importantes como las areniscas,
- Un segundo grupo, en el que se localizan aproximadamente el 30% de los yacimientos, esta representado por dolomías y calizas (rocas carbonatadas).

## ▪ Trampas

La etapa final de la historia de un campo de aceite o de gas la representa el entrampamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Para esto es necesario que exista un receptáculo, y además, como condición indispensable que dicho receptáculo se encuentre cerrado para que los hidrocarburos se puedan almacenar en él. Las trampas representan receptáculos cerrados y son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas hasta cierto nivel por rocas impermeables, una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando estos acumulados en ella.

Todas las trampas tienen un cierre, pero los anticlinales es donde se manifiestan con mayor claridad. El cierre es la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura. El cierre representa por lo tanto la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular en el receptáculo.

Generalmente las trampas no están llenas de aceite, encontrándose el contacto Agua-Aceite, dentro del cierre.

Clasificación de las trampas:

- Estructurales

- Por variación de permeabilidad
- Otras: fallas; domos, fracturas, pliegues; variación de permeabilidad, cambio de facies, discordancias, día génesis; Combinadas; hidrodinámicas y paleogeomorficas.
- **Roca generadora**

El problema de la roca generadora está íntimamente ligado al problema de origen del petróleo. Un yacimiento petrolero es un lugar privilegiado, donde se han efectuado eventos favorables, repartidos en el tiempo y en el espacio, conjugando la historia geológica de una cuenca sedimentaria.

Para que pueda existir un yacimiento es necesario la existencia de cuatro tipos de rocas: generadora, conductora, almacenadora y sellos. Las etapas de formación de un yacimiento petrolero se pueden reunir en cinco:

- Formación del petróleo
- Migración primaria
- Migración secundaria
- Entrampamiento
- Conservación del yacimiento

La roca generadora deberá reunir las siguientes características:

- **Características físicas.** Una gran variedad de sedimentos derivados de provincias geológicas y estratigráficas diferentes han sido estudiados y han proporcionado datos para deducir varios hechos con respecto a la información del sedimento rico en materia orgánica. Bitterli (1963) establece que la riqueza de la materia orgánica no es inherente a ninguna litología en particular, pero que más bien tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino. Este hecho a sido enfatizado por Hunt (1963) quien demostró que las partículas más pequeñas, aparentemente debido a su mayor capacidad de absorción, están asociadas con mayor cantidad de materia orgánica.
- **Características biológicas.** La productividad biológica de los medios acuáticos, especialmente en los marinos, es de gran importancia para la formación de las rocas generadoras con potencialidades de hidrocarburos, pero no se deben despreciar lo medios subaéreos sobre todo en la productividad de la metaría orgánica.

En los subaéreos el acceso libre del aire, conjuntamente con la presencia de la humedad, permite el crecimiento y la acción de las bacterias, que descomponen y destruyen la materia orgánica; por otro lado en los subacuáticos, el depósito de sedimentos de grano fino limita el acceso de oxígeno molecular disuelto, y por ende, la actividad de las bacterias aeróbicas llegan a nulificarse. Abundando, el aire que contiene el 21% de oxígeno por litro. Por lo tanto, la materia orgánica es mejor preservada y posteriormente fosilizada en sedimentos subacuáticos.

- **Materia orgánica origen.** La materia orgánica esta compuesta por moléculas en forma monométrica o polimétrica, originadas directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos.

Una pequeña parte de dicha materia orgánica es depositada y preservada en los sedimentos, y muchos investigadores la señalan como la originadora común de todos los combustibles fósiles: petróleo, carbón, arenas asfálticas y lutitas bituminosas.

La síntesis clorofiliana permite a los vegetales terrestres fabricar los constituyentes de las células, empleando para ello el agua y el gas carbónico del aire, o el disuelto en el agua si son organismos marinos. La glucosa es la más simple de los

compuestos así formados y a partir de este primer compuesto se sintetiza el almidón, la celulosa y todos los demás constituyentes de celulosa, con la condición de que las sales minerales estén presentes.

- **Acumulación.**- Generalmente el fitoplancton representa la principal fuente de la materia orgánica de los sedimentos marinos, mientras que en algunas regiones con aguas poco profundas, con suficiente luz para la fotosíntesis, la principal fuente esta constituida por fitobentos marinos. En ambos casos las materias que transforman los organismos muertos, tienen que considerarse como otra fuente de adicional del carbón orgánico. En ciertos tipos de sedimentos como los depositados en las playas y deltas, el material orgánico alóctono derivado de la tierra, representado por esporas, polen y otros detritos de plantas pueden ser el constituyente predominante.
- **Preservación.**- La preservación de la materia orgánica sólo puede efectuarse en un medio acuático: lagos, mares u océanos. En todos los medios la materia orgánica es presa de microorganismos, tales como bacterias, hongos etc. Pero la degradación microbiológica en el medio aeróbico es la más severa. En los suelos terrestres subaéreos, el oxígeno molecular disponible permite una destrucción casi completa de la materia orgánica; por el contrario, en los sedimentos finos depositados en un medio marino o lacustre, como los lodos arcillosos o calcáreos finos, el acceso del oxígeno molecular se vuelve imposible y el oxígeno disuelto dentro de las aguas intersticiales de los lodos se eliminan fácilmente por la degradación microbiana de la materia orgánica y no es reemplazado, entonces el medio se vuelve anaeróbico. Los organismos anaeróbicos contribuyen a modificar la composición de la materia orgánica restante.

- **Migración**

Debido que el aceite y el gas no se encuentran generalmente en las rocas en que se originan, se hace necesario postular una migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacenadora, hasta que escapan a la atmósfera, o bien, encuentran un obstáculo o trampa natural donde se acumulen formando un yacimiento.

Conociendo la gran movilidad del gas natural, no hay duda acerca de su migración. El gas bajo presión, prácticamente se puede mover dentro de todas las rocas, a menos estas sean extremadamente compactas, en la dirección de menor presión que generalmente es hacia arriba. **El aceite, como se conoce en yacimientos profundos**, se mezcla con el gas en una fase homogénea de vapor, adquiriendo el aceite una movilidad comparable con la del gas natural. Bajo estas circunstancias, se cree que la migración por grandes distancias es posible. En el pasado geológico existen evidencias de migración:

Presencia de chapopoterías, es evidencia de un movimiento natural del aceite a la superficie. El petróleo que aflora en la superficie proviene de un receptáculo en el subsuelo.

Acumulación en rocas inorgánicas, la mayoría de las acumulaciones comerciales de petróleo se encuentran en rocas que probablemente nunca contuvieron la materia orgánica necesaria para generar el petróleo. Por lo tanto, este tuvo que haber migrado de la fuente de origen al receptáculo. Las rocas receptáculo más comunes (areniscas) se depositan en ambientes más cercanos a la línea de costa que no son favorables para la preservación de la materia orgánica. Las rocas carbonatadas, segundas en importancia después de las areniscas como rocas almacenadoras, pueden ser de origen orgánico pero en la mayoría de los casos el aceite parece no ser nativo. Muchas de las porosidades de los carbonatos se deben a la disolución y es fácil imaginar que el petróleo nativo esté esperando la disolución de la roca para acumularse en ella.

- **Roca sello**

Son aquellas rocas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

En cuanto a las características físicas se puede decir que no existe una roca que sea absolutamente impermeable y los sellos de los yacimientos petrolíferos no son la excepción.

Los tipos de roca sellos son muy variados; en general cualquiera que se adapta a la definición antes señalada. Entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y todas las series de las evaporadas.

### ▪ Cambio de facies

Cuando se examina una capa de roca sedimentaria que cubre un área extensa se observa probablemente cambios en la composición y en la textura de un sitio a otro. Por ejemplo un estrato que existe de conglomerados en un área puede cambiar en forma gradual a areniscas en otra y estas a su vez a limolita. Estas diferentes zonas se clasifican como facies sedimentarias separadas dentro de una formación.

Facies almacenadoras en el caso de las areniscas, estas facies comúnmente son las siguientes:

- Del tipo fluvial
- Del tipo delta hico
- Del tipo costero interdeltáico
- Depósito marino somero
- Del tipo marino

### ▪ Geoquímica aplicada a la exploración petrolera

La exploración en geoquímica involucra análisis de muestras de roca o sedimentos de la superficie para buscar evidencias de hidrocarburos que pudieran haber migrado de acumulaciones profundas. En el mar, se emplean rastreadores para detectar hidrocarburos en la columna de agua, también proveniente de los sedimentos enterrados abajo del fondo marino.

Estas técnicas no pueden emplearse para localizar con precisión las acumulaciones, debido que el movimiento vertical de los hidrocarburos puede verse afectado por canales de permeabilidad, fallas fracturadas, etc.

En la parte de geoquímica se pueden tener aplicaciones como la evaluación de cuencas donde es necesario saber si suficientes cantidades de materia orgánica sapropelica o humica han sido expuestas a temperaturas suficientemente altas.

También se tienen aplicaciones en pozos exploratorios en el cual se deben analizar las muestras de canal en busca de los tres parámetros críticos (maduración, carbono orgánico, potencial de generación). En área de desarrollo se pueden establecer correlaciones de aceites crudos-roca generadoras.

## 2.2 Geofísicos

En la Industria petrolera es donde se vinculan conocimientos provenientes de estudios geofísicos, todos estos datos son de gran ayuda en la interpretación de posibles resultados predictorios de acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo.

En la exploración petrolera existen tres tipos de métodos de prospección. El **gravimétrico**, el **magnético** y el **sísmico**, los dos primeros métodos son principalmente usados en la etapa de predicción y exploración, el método sísmico es usado tanto en la exploración como en el desarrollo de un campo, es por ello que es el más importante y con mayor uso dentro de la cadena de exploración y producción en la industria petrolera.

En conjunto los estudios magnéticos y gravimétricos son rara vez lo suficientemente sensibles para definir escalas pequeñas de variaciones geológicas, sin embargo podrían ser utilizadas para localizar posibles prospectos petroleros.

Por su parte la sísmica se utiliza a través de la manipulación de las ondas de los terremotos para estudiar el interior de la tierra.

Mediante esta técnica se analiza la corteza, el manto y el núcleo de la tierra, partir de las ondas sísmicas y mediante estos principios reproducidos a menor escala, mediante detonaciones de pequeñas cantidades de explosivos, se generan ondas sísmicas que son reflejadas en los estratos de las rocas, que a su vez se detectan con sismógrafos portátiles.

Estructuras de domos salinos y estratos plegados y fallados podían localizarse por medio de estos ecos de onda corta. Las ondas sísmicas son las mejores pruebas para saber que hay en el interior de la tierra. La prospección del petróleo es uno de sus múltiples usos.

Se puede afirmar que los proyectos de inversión sustentados con sísmica tridimensional son macro inversiones que pueden tener una sensible disminución de riesgo técnico y económico mediante una inversión mínima, lo que realmente se refleja en el flujo de efectivo.

### 2.3 Petroleros

La magnitud de las reservas de hidrocarburos no es una cifra que pueda permanecer constante en el tiempo; estas evolucionan de acuerdo a diversos factores que producen cambios no solamente en sus valores sino que también en sus estrategias de explotación. Sus variaciones son explicadas por diversos elementos como las condiciones económicas y comerciales a la fecha en que son evaluadas; la nueva información derivada de la perforación de pozos de desarrollo e intermedios; la operación y producción de los campos en explotación que modifica el comportamiento de los mismos; la introducción de las nuevas prácticas de ingeniería y tecnologías para mejorar la productividad de los pozos y de los campos, y de manera relevante la actividad exploratoria que a través de la perforación de pozos exploratorios y de delimitación descubre nuevas reservas en las categorías de **probada, probable y posible**. Todo lo anterior se basa en el cálculo de volumen original de hidrocarburos, así como sus métodos de obtención y estimación.

### 2.4. Conceptos y clasificación de reservas y recursos<sup>4</sup>

Al volumen de hidrocarburos que se encuentra originalmente en las rocas del subsuelo se le conoce como **recurso**, y la fracción de acumulaciones conocidas de éste, se le conoce como **recurso descubierto**. La parte de estos hidrocarburos ya recuperada es la **producción**, y la que se espera recuperar económicamente, con los métodos y sistemas de explotación adecuados, evaluados a cierta fecha, a condiciones atmosféricas y bajo las normas gubernamentales, se les denomina **reserva**. Las reservas son acumulaciones conocidas en las que se tiene evidencia física mediante pruebas de producción.

La que no tiene evidencia física se le conoce como **recurso no descubierto**, cuya parte recuperable continúa llamándose recurso. La parte recuperable de los recursos no descubiertos se clasifican en función a su conocimiento geológico en **probables, posibles y potenciales**.

El riesgo económico generado por la incertidumbre en la información e interpretación de datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y la aplicación de las prácticas de ingeniería permiten clasificar a las reservas como **probadas y no probadas**. Las primeras incluyen las desarrolladas y las no desarrolladas, y las segundas las probables y las posibles (figura 1).

---

<sup>4</sup> Las reservas de hidrocarburos de México, Vol. I: evaluación al 01 de enero de 1999. Pemex Exploración y Producción. pp. 16-20



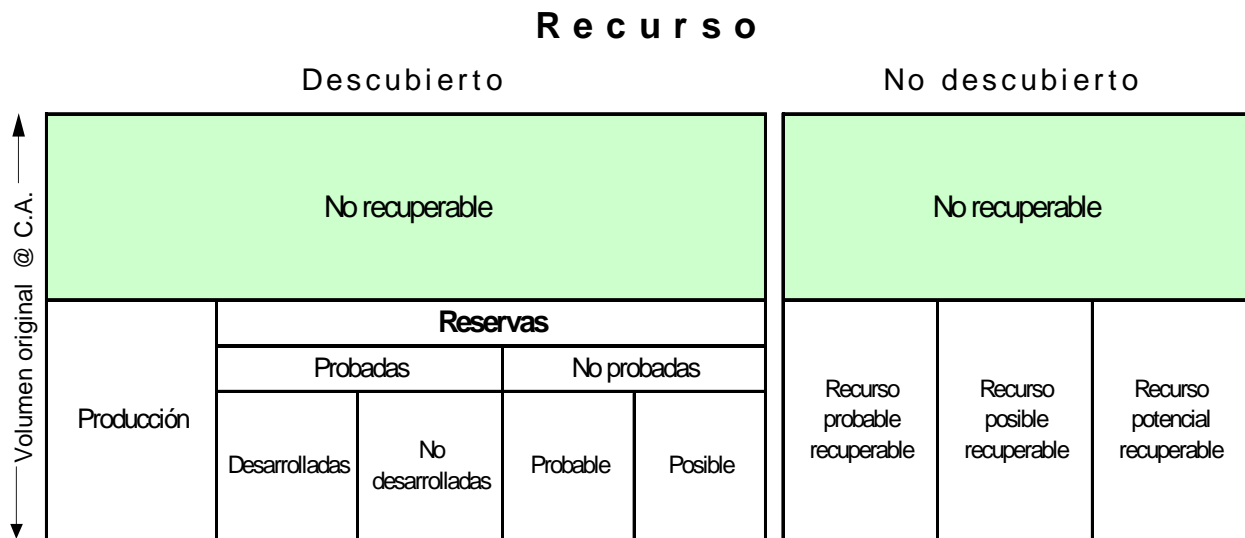


Figura 1. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos

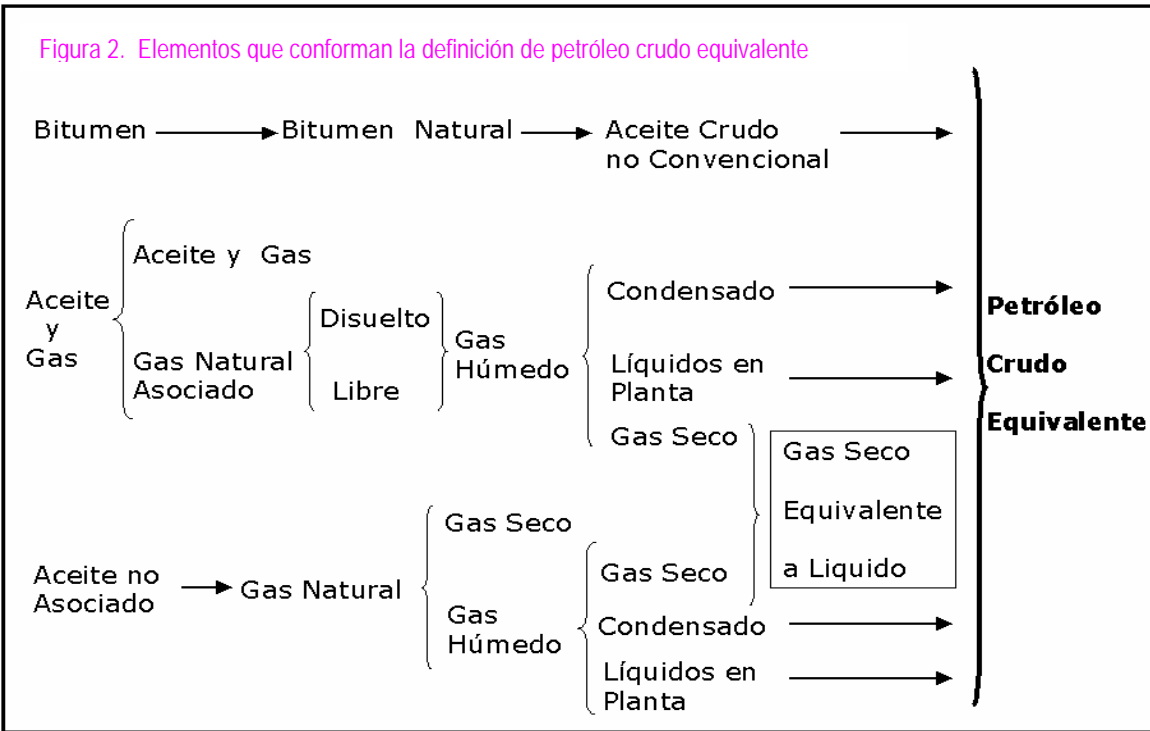
**Nota:** La clasificación y evaluación de las reservas depende en gran medida del conocimiento y experiencia de quién los evalúa, así como de la información disponible.

La confiabilidad o los riesgos inherentes a la explotación de estas reservas son considerados en esta clasificación. Así al existir información adicional o el uso de una nueva metodología; las reservas son revisadas y actualizadas, por ejemplo por el cambio tecnológico o los costos de operación respectivamente.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos que se mantienen en el inventario ni los hidrocarburos y sustancias asociadas producidas no comercializadas. Incluyen a aquellas que pueden ser producidas por los mecanismos naturales de empuje de los yacimientos, por los procesos de recuperación secundaria y mejorada, y por los sistemas artificiales de producción. Un aspecto importante en la evaluación y explotación de reservas es el tipo de fluidos que contienen los yacimientos, así como, ver si tienen estructuras geológicas con gas seco, gas húmedo no asociado, gas húmedo asociado libre, gas y condensados, aceite volátil y aceite negro. Los yacimientos de gas no asociado húmedo no contienen aceite crudo, en tanto que los de gas húmedo asociado libre son el gas del casquete que sobreyace a la columna de aceite crudo. De esta manera, las reservas de hidrocarburos también están asociadas a fluidos específicos.

- **Petróleo crudo equivalente**

Es una manera de representar el inventario total de hidrocarburos, corresponde a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos de planta, y del gas seco convertido a líquido. Este último, sumando, corresponde a la conversión del volumen de gas seco que de acuerdo a su poder calorífico es equivalente a cierto volumen de aceite crudo. El petróleo crudo equivalente, resulta de la suma del aceite, de los condensados, de los líquidos en la planta y el gas seco en su equivalencia liquidada. El factor de conversión usado es de **4.2 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente**. Sin embargo, este concepto es utilizado solamente con el propósito de agregar fluidos de diferentes tipos de yacimientos. La [figura 2](#), ilustra este concepto de agregación.



▪ Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán, comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio de análisis de información geológica y de ingeniería

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos actuales de presión y producción. Un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existen, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

Es importante señalar, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o en un análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de factibilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

- **Reservas no probadas**

Son volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o planteados en un proyecto.

- **Reservas probables**

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si métodos probabilísticos son usados para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades actualmente recuperables sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras en base a registros geofísicos pero carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos. Asimismo, también son reservas probables aquellos volúmenes adicionales atribuibles a pozos de relleno, y que pueden haber sido clasificadas como probadas si se hubiera aprobado su desarrollo mediante un proyecto de explotación al tiempo de la evaluación de las reservas.

- **Reservas Posibles**

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando métodos probabilísticos son utilizados, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores.

## 2.5. Volumen original de hidrocarburos.

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en el yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie, la cual puede definirse por procedimientos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen, principalmente a los procedimientos volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de los parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad, que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original. El método volumétrico es uno de los más usados ya que desde la etapa inicial del conocimiento del campo o yacimiento se emplea. Establece su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento.

Las propiedades petrofísicas principales para poder calcular el volumen de un yacimiento son [la porosidad](#), [la permeabilidad](#), [saturación de fluido](#), [la presión capilar](#) y [el factor de volumen del gas y el aceite](#). Así mismo otro elemento fundamental es [la geometría del yacimiento](#), [su área](#) y [el espesor neto](#). Dentro de los productos principales que se deben tener para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- Determinación del volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- Estimación de porosidad efectiva y de la saturación de hidrocarburos.
- Identificación de fluido y de sus propiedades, con el propósito de determinar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

- **Aspectos relacionados con la estimación del volumen original.**

A continuación se enumeran los diferentes aspectos relacionados con la estimación del volumen original de hidrocarburos, en los cuales se mencionan los parámetros principales que definen las diferentes variables que se utilizan en el cálculo de las reservas:

- **Interpretación geológica.** Consiste en la interpretación de la información de diferentes áreas de exploración, en las que se determina el ambiente del depósito, las facies, etapas de diagénesis, textura de las rocas, estructura, etc. Este modelo es el concepto que permite inferir entre los elementos la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento. Los aspectos estratigráficos son empleados para conocer las características de la roca y predecir posibles valores de la porosidad y permeabilidad.
- **Interpretación sísmica.** Predice el tipo de trampa idónea para la acumulación de los hidrocarburos, y también identifica y cuantifica la geometría del yacimiento y en conjunto con la información de los pozos, es usada para construir diferentes planos de la estructura del yacimiento. En algunas ocasiones provee de correlaciones estadísticas para inferir el comportamiento de la porosidad entre pozos, y en determinadas circunstancias, los contactos entre diversos fluidos de un yacimiento pueden ser identificados. También diferentes métodos han sido diseñados para modelar el subsuelo a partir de los reflejos sísmicos grabados en la superficie.
- **Interpretación estructural.** Determina la geometría (espesores reales de las diferentes unidades y sus límites verticales y horizontales) de las áreas que contienen hidrocarburos, así como las tendencias preferenciales de fracturamiento o fallamiento.
- **Interpretación petrofísicas.** Precisa las propiedades de la roca del yacimiento a través de registros geofísicos adquiridos en cada uno de los pozos perforados, miden indirectamente alguna de las propiedades de las rocas como: la litología, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua que son los objetivos al interpretar los registros geofísicos. Sus resultados deben ser usados para calibrar la interpretación de los registros y así asegurar una correcta interpretación. Las pruebas de producción y específicamente las pruebas de presión, son mediciones del comportamiento dinámico del yacimiento, estas pruebas de presión y producción registran un volumen que es significativamente mayor a lo medido por registros geofísicos o por los núcleos, dando información más allá de la vecindad del pozo, como son permeabilidades, fallas, contactos de fluidos, daños a la formación y barreras impermeables.
- **Análisis de fluidos.** Se basa en la toma de muestras de fondo o en el separador para recombinarlas, analizarlas y medir propiedades clave del fluido encontrado. Los análisis PVT, el cual ayuda a determinar parámetros como el factor de volumen, la relación de gas aceite, la densidad del aceite, la presión de saturación, el tipo de fluido y otros. Esta información es usada para determinar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie y así, facilitar la agregación de volúmenes de crudo y gas para diferentes campos.
- Existen diferentes procedimientos para estimar el perfil de producción. Todos ellos reconocen o intentan considerar, los elementos clave para la estimación de esta, quizá los más importantes o más usados, son el uso de las **curvas de declinación**, el **balance de materia** y la **simulación numérica de los yacimientos**.

- **Métodos volumétricos para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.**

Se enumeran los diferentes métodos a fines con la evaluación del volumen original de hidrocarburos, que se utilizan en el cálculo de las reservas:

- **Método de Isopacas.** Este método tiene como base la configuración de un mapa de curvas de igual espesor de formación, para su preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo de estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados. Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, con la ayuda de un planímetro o usando formulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido.
- **Método de cimas y bases.** Este método tiene como base la configuración de mapas de curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación, al igual que en el caso anterior, es necesario de disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo de estudio. Por medio de registros

geofísicos se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos. En el plano de localización de los pozos se anota en cada uno de ellos las profundidades de la cima y de la base de la formación correspondiente y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener las curvas con valores cerrados. Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de planímetros o usando la fórmula de integración numérica conocida. Los valores encontrados se anotan en una tabla en la cual aparecen las áreas convertidas a dimensiones reales.

Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases, tomando en cuenta el caso en que exista un contacto agua aceite, el valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener de esta forma, el volumen bruto de la roca, que al multiplicarse por la porosidad medida de la formación y por la saturación media de los hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de estos, los cuales se trata de conocer.

- **Método de isohidrocarburos.** Este método de isohidrocarburos o índices de hidrocarburos tiene gran similitud con el de Isopacas, pero proporciona resultados más aproximados. También se parte de la construcción de un plano, en este caso de isohidrocarburos que al igual que al de Isopacas, en cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos, obteniendo a partir del análisis de registros geofísicos. El índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos.

Físicamente este índice es una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento. Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

- **Métodos de estimación de reservas de hidrocarburos**

Una vez establecidas las definiciones de los volúmenes originales y de las reservas de hidrocarburos, conviene indicar aunque sea brevemente, los procesos seguidos para arribar a sus correspondientes estimaciones. Se debe considerar que atrás de estas estimaciones existe un juicio en el proceso de clasificación que se fundamenta en la información disponible, en la calidad y cantidad de ésta, en los modelos existentes y en la experiencia de los campos análogos. Como una estrategia para explotar el campo, uno de los pasos siguientes consiste en estimar la producción esperada de ese campo o ese yacimiento. Ese perfil de producción de los diferentes fluidos producidos refleja la productividad por pozo, la intensidad de su desarrollo, y los mecanismos de producción, entre otros aspectos.

- **Análisis de las curvas de declinación.** Este proceso calcula el pronóstico de producción independientemente de haber determinado, con anterioridad el volumen original. Si el factor de recuperación es conocido la reserva resulta de dividir la producción acumulada entre el volumen original del fluido correspondiente.

El método consiste en extrapolar la producción de aceite o gas en el tiempo para conocer cual será el volumen de aceite producido. Para ello se requiere que exista suficiente información histórica de producción en donde sea apreciada la tendencia del comportamiento. Los pronósticos de producción se realizan ajustando a la historia una función no lineal, por el tiempo en donde se desea conocer cual será la producción.

La desventaja de este procedimiento es que supone que el comportamiento y la explotación del yacimiento o campo no cambiaran durante el tiempo. El método puede aplicarse indistintamente por pozo o a un agregado de pozos. **El uso de la declinación para estimar los valores futuros de producción debe ser utilizado con precaución, ya que tiende a valores optimistas cuando esta predicción se hace durante un período muy largo.**

- **Método de balance de materia.** Consiste básicamente en considerar que, a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanente mas los extraídos es igual a la masa de los mismos que había al iniciarse la extracción.

Es decir, estos métodos se basan en el principio de la conservación de la masa, involucrando diferentes condiciones de presión, temperatura, entrada de agua etc. este método de balance de la materia para calculara el aceite in-situ original se basa en la ley de la conservación de la materia es decir:

$$m_p = m_{oi} - m_{ai}$$

donde:

$m_p$  = masa producida  
 $m_{oi}$  = masa original in-situ  
 $m_{ai}$  = masa actual in-situ

La ecuación anterior se puede expresar en términos de volumen como:

$$V_p = V_{oi} - V_{ai}$$

donde:

$V_p$  = volumen producida  
 $V_{oi}$  = volumen original in-situ  
 $V_{ai}$  = volumen actual in-situ

Esta conversión es válida siempre y cuando la densidad (a condiciones estándar no cambie). En la mayoría de las ocasiones esto se cumple en yacimientos de gas y los de aceite. Para yacimientos de aceite volátil y gas condensado se requieren de métodos espaciales. La aplicación del balance de materia se puede dividir en dos fases distintas:

- La determinación de aceite y gas in-situ original.
- La producción de la producción
- **Simulación matemática de yacimientos.** Es un proceso con el cual, con ayuda de un modelo matemático, se integra un conjunto de factores para descubrir con cierta precisión el comportamiento de los procesos físicos presentes en el yacimiento con el objetivo de predecir su comportamiento y con base en los resultados obtenidos optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

La simulación es la culminación de un proceso de análisis interdisciplinario para la corroboración de los volúmenes originales de los fluidos en el yacimiento, el cotejo de la historia de producción y la evaluación de diferentes alternativas de agotamiento con el fin de optimizar la recuperación (de fluidos de capital)

En general el desarrollo de un modelo de simulación se refiere a la división del yacimiento en un cierto número de bloques o de celdas, que dependerá de la heterogeneidad del yacimiento y de la distribución de los fluidos en dicho yacimiento. La ecuación de balance de materia describe el comportamiento de los fluidos en cada bloque o celda, de manera similar al caso de los modelos simplificados en los que se considera el yacimiento como un tanque o como una celda grande. Sin embargo la producción de fluidos en dicha ecuación es más complicada en el caso de los modelos de simulación, ya que puede haber migración de fluidos de una celda a otra adyacente, dependiendo de los valores de presión media en cada celda. Más específicamente con ayuda de la simulación se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite (N) reservas
- Tener una idea del movimiento de los fluidos del yacimiento
- Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo diversos mecanismos de desplazamiento
- Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento por los flancos, en lugar de un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa.
- Optimizar los sistemas de recolección
- Determinar los efectos de localización de los pozos y su espaciamiento

- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento para llevar a cabo estudios económicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos, cuando no son bien conocidas.
- Realizar estudios individuales de pozos
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Elaborar un programa de producción.

- **Estimación del volumen original de hidrocarburos y de las reservas de gas y aceite.**

Con base en los resultados de la caracterización geológica-petrofísica, se determinan los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos por métodos volumétricos. [Un parámetro importante en la evaluación financiera de un campo petrolero es la estimación de reservas.](#) En esta etapa se determinan las reservas totales de aceite y de gas, así como el factor de recuperación de los yacimientos. La estimación volumétrica del aceite *in-situ*, es uno de los métodos más importantes al determinar reservas.

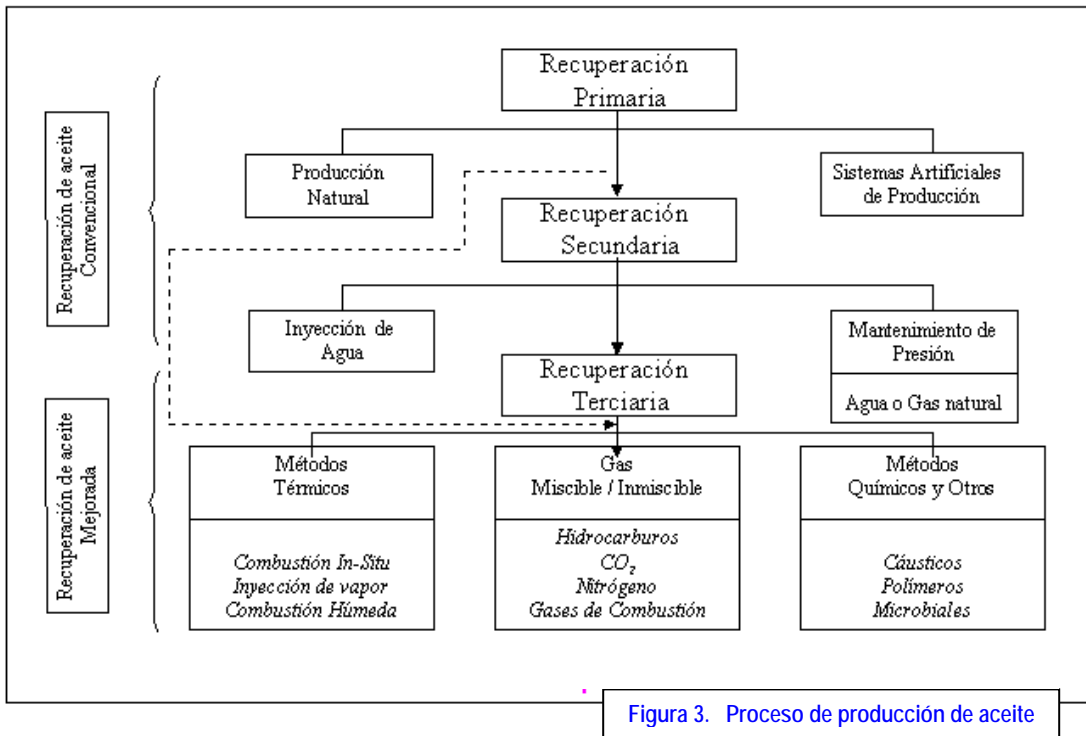
- **Análisis PVT.**

En el análisis de comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomados en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T., como comúnmente se le llama, y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

- **Esquemas de recuperación**

Una vez que se descubre un yacimiento productivo, se establece un plano para su explotación, considerando aspectos técnicos como económicos: de tal manera que se aplique el **esquema que maximice el valor económico de la reserva.** [En México, la rentabilidad de un yacimiento generalmente se calcula considerando un horizonte de 15 años,](#) por lo que es necesario predecir su comportamiento en ese período.

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciado por la anisotropía de las rocas, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como el esquema de desarrollo implantado. La explotación convencional, como se muestra en la [figura 3](#), incluye la recuperación primaria, que puede ocurrir con flujo natural o con sistemas artificiales; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión o desplazar los fluidos del yacimiento. Mientras que la **recuperación mejorada** contempla métodos térmicos, químicos y la **inyección de gases.**



## 2.6. Impacto técnico y económico de la sísmica tridimensional

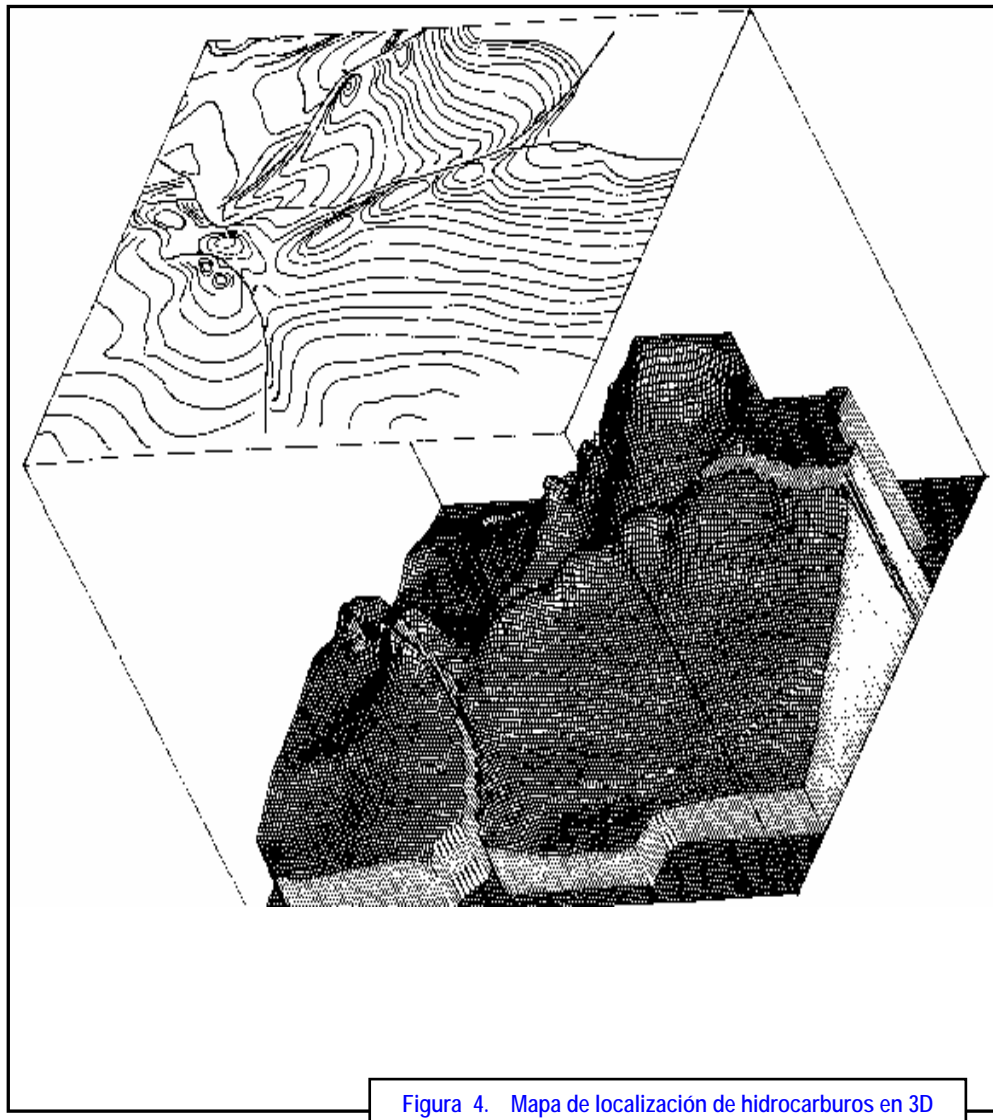
Los trabajos sísmicos bidimensionales y en particular los tridimensionales siempre se han considerado como las inversiones más costosas dentro de los estudios exploratorios, sin embargo, los resultados de los estudios que se obtienen superan ampliamente dichos costos, ya que aunado a la jerarquización de las áreas de interés y de la identificación de las estructuras susceptibles de contener hidrocarburos utilizando normalmente sísmica bidimensional, la sísmica 3D provee además el sustento técnico para el desarrollo y adecuada planeación de la infraestructura de un campo, a través de la caracterización de los yacimientos, jugando un papel preponderante en la conversión del éxito exploratorio de un activo de producción. El costo de los levantamientos sísmicos en los últimos años se ha visto notablemente disminuido, así como también de manera sensible los tiempos de adquisición. Existe una tendencia mundial al uso de esta sísmica desde el inicio del flujo exploratorio, hasta el inicio y exploración del campo, cuyos parámetros de adquisición están sujetos a los objetivos de cada etapa del desarrollo integral de un proyecto.

En el flujo exploratorio el proceso para el descubrimiento de un campo está asociado al sustento de la calidad de la información sísmica; utilizando normalmente en una primera etapa la información bidimensional, desde la evaluación de la cuenca mediante el uso de líneas sísmicas regionales para conocer el modelo geológico del área, la delineación de plays, identificando prospectos y finalmente la selección de estos para su perforación.

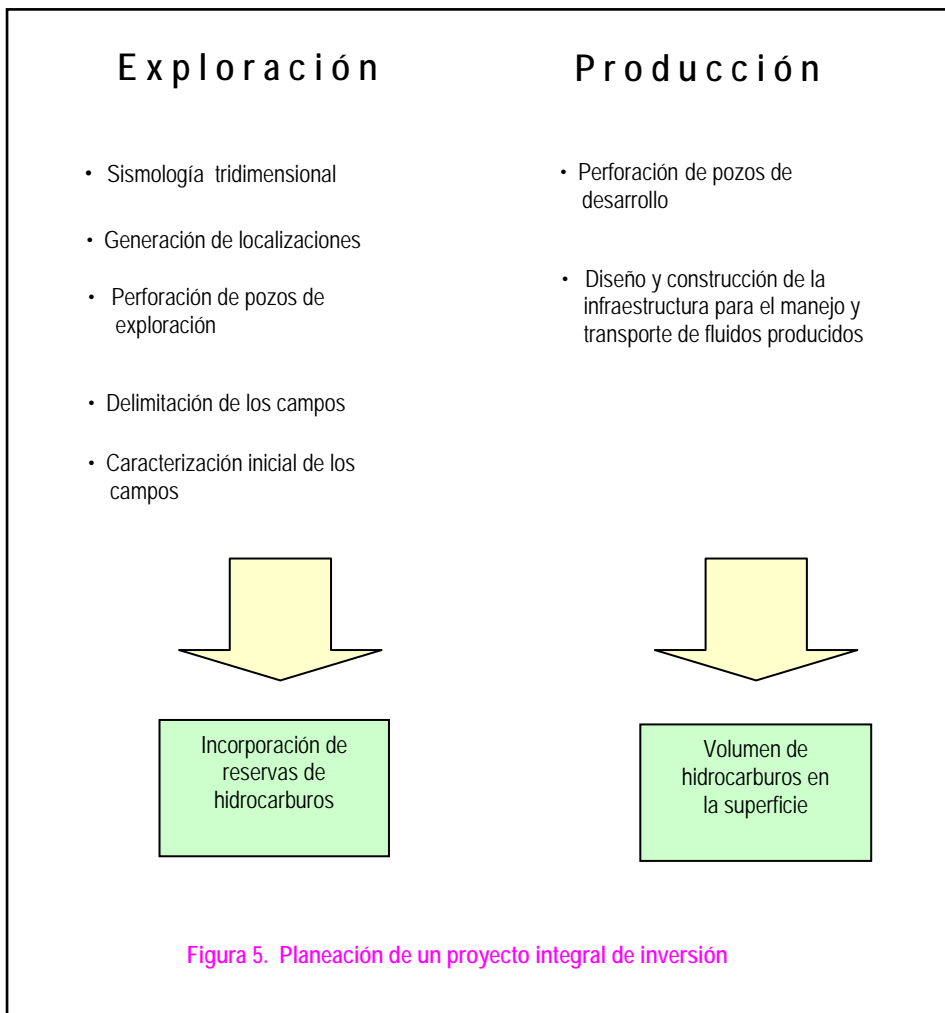
En una etapa posterior, la información a utilizar es la sísmica tridimensional en la evaluación del pozo exploratorio, estudio de delimitación y caracterización inicial, que serán las herramientas para implementar el programa de desarrollo y explotación.



El aporte de la sísmica 3D en la planeación de un proyecto integral de inversión, se aprecia en la planeación de estos proyectos en su etapa inicial, donde la explotación optimizada de las reservas probadas no desarrolladas, las que son susceptibles de incrementarse por la delimitación de los campos, así como adicionar las reservas actualmente potencialmente como consecuencia de la actividad exploratoria propuesta. En la [figura 4](#), se aprecia un ejemplo de una caracterización de un yacimiento bajo este sistema tridimensional.

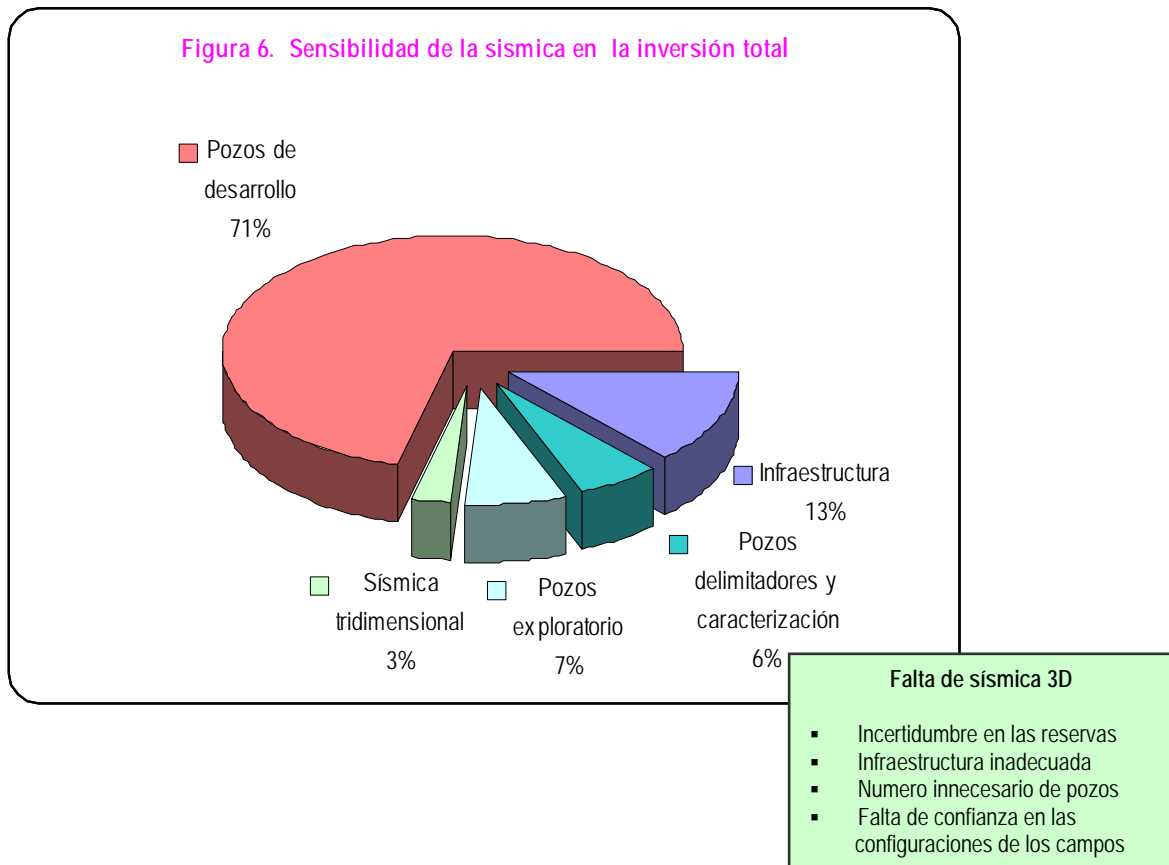


Para lograr esto, se calendarizan en común las actividades de exploración y producción, como se indica en la [figura 5](#), de manera que es posible compartir costos, infraestructura, riesgos y responsabilidades; lo que permite a la exploración continuar con su misión e incorporar reservas, y a su vez, de la producción extraer los volúmenes de hidrocarburos descubiertos y cumplir con los pronósticos de producción en condiciones óptimas.



Para la rama de la producción el impacto favorable se refleja en la planeación del desarrollo y explotación de los campos, siendo esta una actividad muy sensible a la presencia o ausencia de estudios sísmicos tridimensionales para su buen desempeño dentro del proyecto.

Para ilustrar esto, se toma como ejemplo los costos al inicio del descubrimiento hasta el desarrollo de un campo dentro de este proyecto indicado en la [figura 6](#), donde se resalta que las mayores inversiones corresponden al desarrollo del campo y la infraestructura planeada con un 84%, a diferencia de los estudios exploratorios donde la sísmica tridimensional tiene un costo del 2.5% del valor total de la inversión (la diferencia con respecto al 3% de la gráfica, obedece al redondeo de las cifras); siendo este el sustento de las inversiones mayores, ya que su ausencia ocasiona incertidumbre en la interpretación, derivando en una planeación inadecuada de localizaciones a perforar provocando con ello un impacto económico negativo inmediato, en tanto que a mediano plazo se tendría una infraestructura inadecuada y la pérdida de confianza en las reservas pronosticadas.



### 3. Antecedentes del descubrimiento de las zonas petroleras marinas y uso de las Plataformas Marinas<sup>5</sup>

Durante la explotación del campo "Faja de Oro Marina" en 1967, se instaló la primera plataforma marina fija en el campo "Tiburón" con capacidad para perforar hasta 12 pozos, posteriormente mayores necesidades y la aparición del procesador, la industria petrolera las adopta y surge así el periodo de "automatización" de la perforación.

El 15 de mayo de 1972 Pemex dio a conocer el descubrimiento de una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, al terminar la perforación de dos primeros pozos, "Sitio grande No. 1 y Cactus No. 1" en años subsecuentes se ha dado cuenta de nuevos descubrimientos en el área Cretácica de Chiapas y Tabasco, así como en la Sonda de Campeche.

La Sonda de Campeche descubierta en 1976, es actualmente la provincia petrolera más importante del país. Tiene una extensión de 8 mil Km. Cuadrados (con posibilidades de 40 mil Km), ubicada en la porción occidental de la plataforma marina de Yucatán. Los trabajos exploratorios han puesto de manifiesto la existencia de más de 60 estructuras con posibilidades de resultar productoras, el pozo descubridor fue el "Chac No.1" y a partir de 1977, se intensificaron los trabajos de perforación exploratoria en el área, para lo cual se utilizaron 5 plataformas autoelevables de perforación, 3 barcos perforadores y una plataforma semisumergible, también de perforación.

Dentro de esta misma región petrolera se encuentra ubicado el complejo Cantarell, clasificado como uno de los campos supergigantes en el mundo. El complejo tiene entre otros campos, el llamado Akal, cuyos pozos producen un promedio de **43 mil barriles diarios cada uno, que lo hace el de mayor productividad en el mundo.**

La importancia de estos descubrimientos elevó las reservas petroleras de México, a 20 mil millones de barriles al 31 de julio de 1978, las probadas a 37 mil y las potenciales a 200 mil.

### 4. Actividades básicas Pemex Exploración y Producción (PEP)

Para materializar sus objetivos PEP, se sirve entre otros equipos, estudios, y de una gama de plataformas marinas. Existen diferentes actividades en la industria del petróleo, cuyo objetivo primordial es la explotación de hidrocarburos, estas actividades son: exploración, perforación, explotación o producción, hasta llegar a la transformación de los hidrocarburos producidos. A continuación se da una breve descripción de las primeras tres actividades, dejando fuera la cuarta actividad, por no ser motivo de este trabajo y pertenecer a la Industria petroquímica

#### 4.1 Exploración

Es la primer actividad de la industria petrolera, y es el conjunto de tareas de campo y gabinete cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los yacimientos existentes.

Todas las compañías petroleras destinan una gran parte de sus recursos técnicos y económicos a la exploración, con miras a incrementar sus reservas.

Las primeras exploraciones en busca de hidrocarburos carecían de bases científicas, siendo su objetivo encontrar manifestaciones superficiales de petróleo, tales como chapopoterías. Posteriormente, la técnica exploratoria consistió en pozos de cata, siguiendo las tendencias marcadas por los pozos productores, con el resultado que muchos pozos se localizaran al azar, a partir de 1910, la industria comenzó a utilizar los servicios de los geólogos, que con mayores conocimiento de las relaciones existentes entre las condiciones superficiales y las del subsuelo, pueden determinar con mayor probabilidad de éxito los lugares en que se deberían perforar los pozos.

Así también en 1920, aparecen los métodos científicos de exploración, técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas, que se hace desde la superficie o bien dentro de los pozos que se perforan, conjuntamente y de gran utilidad entre el desempeño de la ingeniería petrolera en el área de "yacimientos"

---

<sup>5</sup> Muñoz Muñoz, Graciela y Almázan Castillo, Rubén; "Descripción General de Plataformas Marinas", Tesis, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN. 1993. pp. 27-30.

#### ▪ **Funciones de la ingeniería de yacimientos**

- Recopilación de la información por pozo, yacimiento o campo.
- Análisis de los registros geofísicos de exploración.
- Determinar y estudiar las propiedades de la roca y su relación con los fluidos que contiene.
- Determinar y analizar el cambio de las propiedades físicas que sufren del yacimiento con la presión y la temperatura (propiedades PVT) presión, volumen, temperatura.
- Determinar el volumen original en los yacimientos.
- Estudiar la variación de la presión con respecto a la producción.
- Determinar las reservas de aceite, gas y condensado.
- Efectuar la predicción del comportamiento primario de los yacimientos considerando diversos programas de explotación, así como el aspecto económico para determinar el número óptimo de pozos.
- Efectuar los estudios de recuperación mejorada.
- Determinar la información que es indispensable para la ingeniería petrolera, como es: porosidad; saturación de agua, aceite; permeabilidad; viscosidad, gasto; presión; inicial; final; diferencial; mojabilidad; movilidad; longitud, espesor y ancho del yacimiento; área y volumen. Para determinar todo esto se hacen muestreos de pozos, se utilizan registros geofísicos como: registros eléctricos, de inducción, los enfocados y otros.

Actualmente el área de yacimientos realiza estudios de simulación numérica, utilizando modelos matemáticos, todo esto es para conocer más de acerca del comportamiento y las dimensiones de los yacimientos.

#### ▪ **Etapas de exploración petrolera**

En nuestros días, la exploración puede dividirse en las siguientes etapas:

- **Trabajo de reconocimiento.**- tiene la finalidad el estudio de las condiciones geológicas generales de un área para estimar las posibilidades de que contenga hidrocarburos en el subsuelo.
- **Trabajo de detalle.**- se realizan en áreas seleccionadas con las mejores posibilidades, tratando de definir los lugares donde las capas del subsuelo presentan características apropiadas para acumulación de petróleo.
- **Estudio para la localización de pozos exploratorios.**- la información geológica y geofísica obtenida se analiza con la intervención de técnicos cuya experiencia y conocimiento permiten localizar los lugares donde deben perforarse los pozos exploratorios.
- **Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.** - durante la perforación de pozos exploratorios, ingenieros petrolero geólogos y paleontólogos estudian las muestras de la roca cortada, haciendo periódicamente mediciones geofísicas dentro del mismo. Los resultados de estos estudios definen capas de subsuelo que contienen hidrocarburos y de los cuales puede extraerse petróleo

## 4.2 Perforación

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, comienzan las actividades de perforación, para desarrollar los campos petroleros, tomando en cuenta lo siguiente:

- Dimensiones de la estructura tomada en forma aproximada,
  - Espesor del estrato productor,
  - Posibilidades de producción, de acuerdo con la información obtenida en los pozos exploratorios,
  - Número de localizaciones que pueden perforarse,
  - Análisis económico de la cantidad de equipos de perforación que deberán operar para desarrollar el campo.
  - Construcciones de caminos de acceso,
  - Condiciones de habitabilidad,
  - Construcción de almacenes para materiales y equipos,
  - Perforación de pozos de explotación o desarrollo. La técnica seguida es muy semejante a la del pozo de exploración pero el objeto ya está bien definido, producir,
  - Construcción de líneas de descarga y baterías para la separación de los hidrocarburos (gas y aceite),
  - Construcción de líneas colectoras de gas y aceite,
  - Construcción de tanques de medición y almacenamiento y,
  - Construcción de plantas de bombeo para llevar los hidrocarburos a los centros de transformación o de consumo.
- **Sistemas principales de perforación**

**Sistema de elevación.** En la perforación de un pozo es el que proporciona el equipo adecuado y trabaja en áreas necesarias para el levantamiento, descenso y suspensión de los grandes pesos del equipo requerido por el sistema de rotación.

Dentro de este sistema se encuentra el soporte estructural, que se localiza directamente sobre el sitio seleccionado de perforación. El soporte estructural incluye los siguientes componentes:

- Torre de perforación (torre o mástil)
- Subestructura.
- Piso de perforación

El soporte estructural, proporciona el espacio apropiado de trabajo, requerido para poder usar el equipo especializado de elevación. El equipo de elevación, se localiza en áreas específicas del soporte estructural, e incluye:

- Malacate
- Línea de perforación
- Corona
- Polea viajera
- Gancho y
- Elevadores

El sistema de elevación es la conexión o enlace con otros sistemas, dentro de la perforación rotatoria.

- **Sistema rotatorio.**- Es el que proporciona rotación a la tubería de perforación y hace que la barrena perfora un agujero, llamado pozo perforado. Hasta que potencialmente se penetra debajo de la formación productora.
- **Sistema de circulación.**- Soporta al sistema rotatorio, tiene un área de trabajo para preparar, mantener y revisar, lo vital del sistema de circulación y de la operación de la perforación rotatoria, o sea el fluido de perforación, usualmente llamado "lodo".
- **Sistema de potencia.**- Es el que genera y distribuye la fuerza primaria requerida para operar casi todo el sistema componente y los subcomponentes en un equipo de perforación rotatoria.
- **Sistemas preventores o preventivo de brotes.**- Ayuda y controla uno de los principales problemas que pueden ser encontrados cuando se perfora un pozo, una patada, que puede desarrollar un brote, sino se tiene el sistema de preventores adecuados.
- **Fases de la perforación de un pozo de desarrollo**

Una vez que se ha aprobado la localización de un pozo se construye el camino de acceso, se transportan los materiales y el equipo comienza la perforación del mismo, según el programa de perforación previamente aprobado.

El sistema utilizado para este trabajo es el de perforación rotatoria. Cada pozo es atendido por cuatro cuadrillas de trabajadores; cada cuadrilla se compone de:

- 1 perforador
- 1 ayudante de perforación rotatoria (chango)
- 3 ayudantes de perforación (piso)
- 1 operario de combustión interna
- 1 encargado de pozo
- 1 mecánico y
- 1 soldador con ayudantes.

En el programa de perforación se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que han de cimentarse, generalmente cuatro: conductora, superficial, intermedia y de explotación. Antes de cementar las tuberías se acostumbra a tomar registros que dan la información sobre el espesor de los estratos productores y posibilidades de producción de los campos así como las profundidades convenientes para cementar las tuberías. Una vez cementada la última tubería de ADEME y probada con presión, se procede a poner el pozo en explotación, para lo cual es normal que se utilice la técnica de terminación permanente, que a grandes rasgos consiste en lo siguiente:

- Se llena el pozo con agua, se mete la tubería de producción, se instala el árbol de válvulas, se introducen las cargas explosivas y se hacen disparos frente a la roca que contiene hidrocarburos. Después se abre el pozo para que fluya por sí mismo, en caso de que esto no ocurra se le sondea.
- Por último, una vez que el pozo está produciendo, se conecta a la tubería de descarga, para producir a la batería de separación que segrega el aceite del gas, los cuales se llevan separadamente por oleoductos y gasoductos.
- En el sistema rotatorio se perfora un agujero haciendo girar una barrena la cual también se le aplica una fuerza de compresión. La torre o mástil proporciona el claro para bajar o subir la sarta de perforación, al meterla o sacarla del pozo

durante las operaciones de perforación, debe tener la resistencia y la altura suficiente para realizar estas operaciones de una forma segura y expedita.

- La subestructura es, como su nombre lo indica, soporte en el que descansa la torre. Debe resistir las cargas previstas con un factor de seguridad conveniente; ser de altura suficiente para permitir la colocación y acceso de los preventores (válvulas) empleados para cerrar el pozo en caso de emergencia.
- El malacate es un de las partes principales del equipo de perforación; es el centro de control desde donde el perforador opera el equipo, y permite dirigir la potencia de los motores a la operación particular que este desarrollando. Da también potencia para mover las compresoras de aire, las bombas de lodo, etc., empleadas para hacer circular el fluido de perforación.
- La flecha es la conexión superior de la sarta de perforación, comúnmente es un tubo de sección cuadrada pero puede ser hexagonal u octagonal, pasa por los bujes ajustados en la mesa rotatoria, permiten que el movimiento giratorio de esta mesa se transmita a toda la sarta de perforación, siendo esta su primordial función.

#### ▪ Revestimiento del pozo

Durante el curso de la perforación es necesario revestir el pozo a diferentes intervalos empleando para ello tuberías de acero de la longitud y diámetros requeridos, las cuales se cementan dentro del agujero perforado. El número y diámetro de las tuberías de revestimiento varían de acuerdo con las diferentes áreas perforadas, con las profundidades y con las características productoras del pozo. Generalmente se **ademan** cuatro tuberías de diferente diámetro en el pozo, denominándose a la de mayor diámetro tubería conductora; a la siguiente tubería superficial y de control, posteriormente la tubería de revestimiento intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad tubería productora.

Cada tubería de revestimiento se fija en su lugar con un lechado de cemento que se bombea por el interior de la tubería de ademe y sube por el espacio anular, fraguando a la altura programada ([figura 7](#)).

Actualmente la ingeniería de perforación hace planeación de los trabajos encomendados a esa área, recopilando información, así como anteproyectos de costos de perforación de pozo.

Existen también unidades y equipos para optimizar y supervisar la perforación como: perforador automático, unidad de registro continuo, sistema de supervisión remota (teledrill) y sistemas de medición mientras se perfora (MWD).

Otros aspectos importantes es la buena selección de barrenas, la hidráulica de perforación, la optimización de la hidráulica, los modelos matemáticos de la perforación, el control superficial de pozo y la perforación direccional u horizontal.

### 4.3 Explotación y producción

Con los resultados obtenidos de la explotación y de la perforación, se desarrolla la ingeniería de producción.

Los estudios y trabajos realizados en esta área comienzan con la identificación de: los fluidos en los yacimientos, energía del yacimiento, clasificación de los pozos.

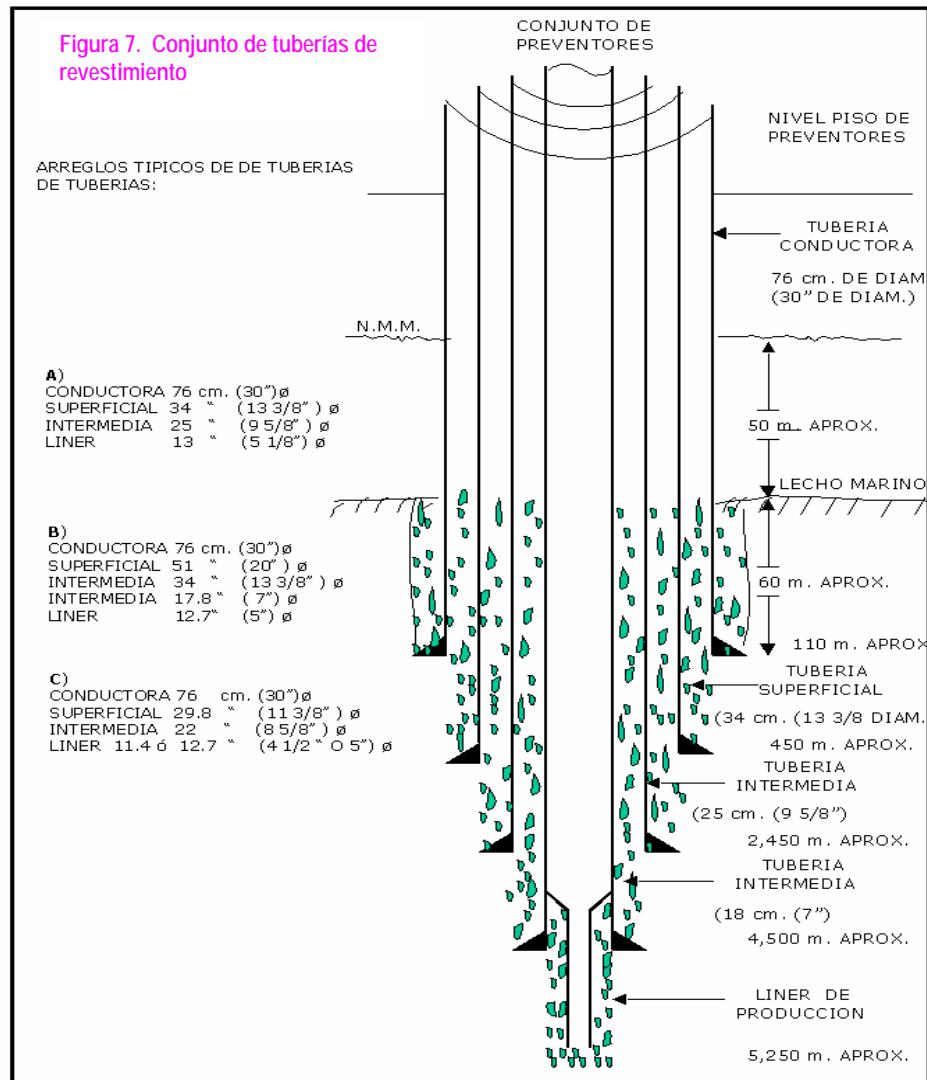
La evaluación de la perforación obtenida es importante para determinar la presión del yacimiento; el índice de productividad, el registro de producción y las curvas de comportamiento.

El diseño de tuberías de producción, estranguladores y líneas de descarga, son factores que influyen en la vida productiva del pozo.

El diseño de oleo gasoductos para transportar la producción de los pozos a las baterías de separación, debe ser realizado de acuerdo la fluido y al tipo de fluido que van a transportar y a separar, además de la selección de las bombas y compresoras de acuerdo al volumen de transporte.



Cuando se acaba la vida productiva de un pozo, se busca la forma de explotarlo exhaustivamente, con la recuperación primaria se extrae un 15%; con la secundaria 30%; y con la mejorada hasta un 50% aproximadamente.



- **Recuperación de hidrocarburos de un pozo productor**

La recuperación primaria es aquella en que el pozo fluye con la energía natural del yacimiento, ya sea empujado por la presión de un casquete de gas o de un acuífero. Existen también los sistemas artificiales de producción tales como: bombeo mecánico, eléctrico, hidráulico y centrífugo.

La recuperación secundaria se realiza por métodos de pozos de inyección de agua o gas, o métodos donde se interviene de alguna manera el yacimiento.

La recuperación mejorada se lleva a cabo por medio de métodos de combustión In-situ, pozos inyectores de vapor, y algún otro método más avanzado.

Entre otros trabajos a realizar en la recuperación de pozos, se describe lo siguiente: fracturamiento hidráulico; acidificación matricial; fracturamiento ácido; tratamientos de espumas, los cuales sirven para minimizar el daño a la formación, como es la incrustación de sales o para formaciones con baja porosidad y/o permeabilidad

## 5. Componentes principales de las plataformas

Una plataforma marina se divide en 3 componentes estructurales principales: superestructura, subestructura (apéndices) y pilotes (cimentación). (figura 8 y 9)

### 5.1 Pilotes

Los pilotes, de sección tubular y punta abierta, se colocan concéntricamente en el exterior de las patas, extendiéndose desde sus extremos superiores hasta profundidades de 60 a 120 m. (195' a 395') bajo el lecho marino, dependiendo de las descargas y de las condiciones geotécnicas locales. Sus diámetros varían entre 90 y 140 cm. (36" y 54"), siendo 122 cm. (48"), el diámetro más utilizado, sus espesores varían entre 3.8 y 6.5 cm. ( 1 ½ y 2 ½"). La unión soldada columna-pilote se efectúa a 80 cm. (31.5"), arriba de la parte superior de las patas, y la conexión pata-pilote, se efectúa a unos 50 cm. (20"), arriba del primer nivel de arrostramiento horizontal.

Es importante enfatizar que este último constituye el único punto donde ocurre una unión soldada entre la subestructura y el pilote; y por lo tanto, capaz de transmitir fuerzas auxiliares, resultando así, que los pilotes están en realidad colgados de la subestructura, aparentemente.

### 5.2 Subestructuras (apéndices).

Las subestructuras de las plataformas son primordialmente de forma piramidal y están constituidas por armaduras transversales y longitudinales dispuestas ortogonalmente entre sí, arriostradas por marcos horizontales en diferentes elevaciones, extendiéndose desde la conexión pata-pilote hasta el lecho marino.

Las subestructuras se fabrican con elementos tabulares en su totalidad. La función de una subestructura es resistir las fuerzas laterales inducidas por el viento; oleaje o sismo; proporcionar apoyo lateral a los pilotes, colocados concéntricamente en el interior de cada una de las patas, y en la etapa de instalación, servir de plantilla y guía para su hincado. También constituye el soporte de ciertos apéndices necesarios para la operación de la plataforma, tales como conductos ascendentes, conductores (en plataformas de perforación), camisa para bombas y drenajes, embarcaderos, defensas pasillos de acceso, vigas de deslizamiento y otros. En suma, la subestructura constituye el componente estructural básico de una plataforma.

Una subestructura de 8 patas, consta de dos marcos longitudinales, cuatro transversales y un número variable de marcos horizontales, dependiendo del tirante de agua donde se pretenda instalar. En el sentido longitudinal la distancia entre patas en el nivel superior de la subestructura varía entre 12 a 18 m. (39.4 a 59.0'), y en sentido transversal la separación es generalmente de 14 m (45.9'), esto en función de la necesidad de espacio de cubiertas.

Por lo general, las patas de una subestructura no son verticales sino ligeramente inclinadas, produciéndose así su forma piramidal típica. La finalidad de estas inclinaciones es proveer a la subestructura con una mayor base en el lecho marino para resistir con mayor facilidad los momentos de volteo producidos por fuerzas de viento, oleaje o sismo, e incrementar la capacidad individual de los pilotes para absorber cargas laterales.

Los valores de la pendiente comúnmente utilizados son para patas de esquina de 1:8 (horizontal:vertical) y en dos direcciones ortogonales principales; y para patas laterales, también 1:8 pero en una sola dirección.

Estos valores resultan en inclinaciones reales de 10.0 a 7.1 grados para patas de esquina laterales, respectivamente. Por su parte los diámetros exteriores de las patas oscilan, típicamente entre 1.30 a 1.45 m (51 ½ " a 56.0"), dependiendo del diámetro del pilote y sus espesores entre 1.5 a 3.5 cm. (5/8 a 1 3/8").

Los sistemas de arriostamiento normalmente usados, tanto en planos verticales como horizontales, consisten en diagonales sencillos, en cruz y en K utilizándose elementos de 30 a 75 cm. (12" a 30"), de diámetro y con espesores de pared que varían entre 1 y 2.5 cm. (3/8 y 1").

Las subestructuras instaladas en la Sonda de Campeche, se han lanzado en tirantes de agua del orden de 50 m. (160'). En el lanzamiento de subestructuras se utiliza un chalán de lanzamiento, un remolcador y un barco grúa, cada uno con una función específica.

En el proceso de instalación de una subestructura se investiga la secuencia de flotación adoptado por esta desde el momento en que empieza a moverse con respecto a la barcaza, en base a su resultado se determina: el número y localización de tanques auxiliares de flotación requeridos, su posición final de equilibrio y su inmersión máxima al igual que la separación mínima con el lecho marino. Se observa entonces que un factor importante es el tirante de agua.

### 5.3. Apéndices de la subestructura

Anteriormente se hizo mención de los apéndices, que si bien forman parte integrante de subestructura, no contribuyen necesariamente a su rigidez estructural, sino por el contrario, en algunos casos representan cargas adicionales importantes. Entre estos destacan: ductos ascendentes y conductores:

- **Ductos ascendentes.** Estos constituyen el modo de transporte del crudo, gas o agua entre plataformas o bien entre una plataforma y tierra. Se denominan ascendentes porque suben a las cubiertas paralelamente a las patas o columnas. Sus diámetros varían entre 45 y 90 cm. (18 y 36") y su número en una plataforma puede llegar a 12, dependiendo de la función de esta. Los ductos se fijan al las patas o columnas mediante abrazaderas atornillables.

La magnitud de las fuerzas de oleaje generadas por los ductos sobre la subestructura pueden resultar decisivas en el diseño de una plataforma.

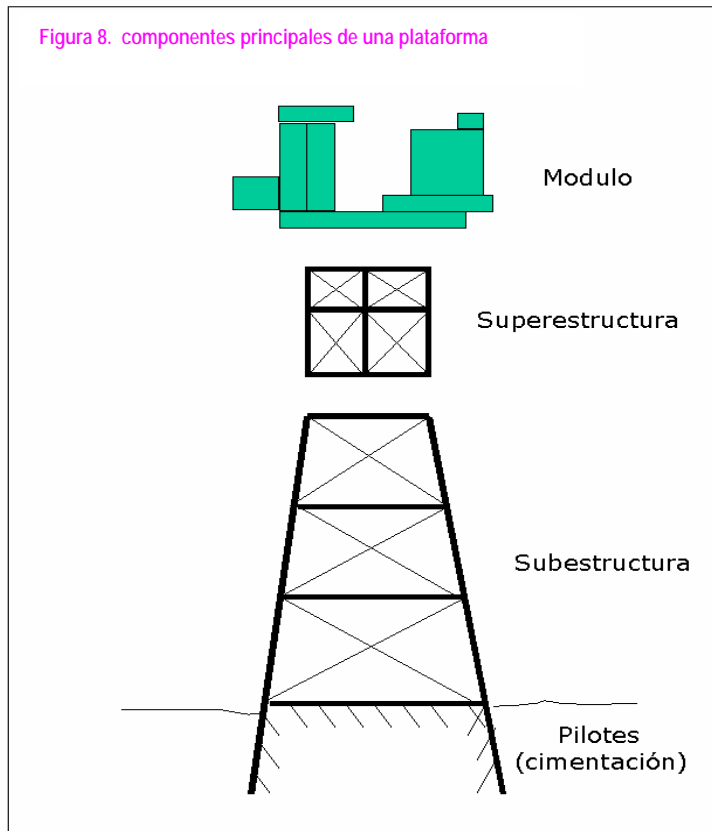
- **Conductores.** Estos son elementos verticales de 76 cm. (30") de diámetro aproximadamente requeridos para la protección contra el oleaje de los tubos utilizados para la perforación de pozos, extendiéndose desde la cubierta inferior hasta una penetración aproximada de 60 m. (195') bajo el lecho marino.

Las subestructuras de toda plataforma de perforación están provistas de una retícula formada por elementos tubulares en cada una de sus plantas de arriostamiento horizontal para proporcionar allí apoyo lateral a los conductores, esto aunado al hecho de que los conductores están prácticamente empotrados en el suelo de la subestructura y los conductores, interactúan entre sí. Algunas veces el cortante de oleaje absorbido por los conductores permite reducir el cortante sobre los pilotes.

### 5.4. Superestructura

La superestructura es la parte superior de la plataforma, comprende de las cubiertas y de las columnas de apoyo. Una plataforma típica de 8 patas (octapoda) esta formada por dos cubiertas, una principal y una inferior. Se ensambla directamente al extremo de las columnas de la subestructura, y su construcción requiere maniobras perfectamente coordinadas entre grúas de gran capacidad, así como de controles de exactitud y calidad.

Las dos cubiertas constan generalmente de una área útil nominal de 23.0 x 46.0 m. (75.2' x 151.0') y localizadas a 21.0 m. (69.0') y 16 m. (52.48') sobre el nivel medio del mar, respectivamente. Las cubiertas incluyen usualmente volados perimetrales de 3 a 5 m. (cantilivers) de ancho (9.8' a 16.4').



La separación típica entre columnas en el sentido transversal es de 14.0 m (45.9') y de 12.0 a 18.0 m. (39.36 a 59.04') en el longitudinal. Las cubiertas están estructuradas a base de traveses principales transversales y longitudinales principales. Traveses intermedios transversales y través perimetrales. Las traveses son generalmente de sección prismática, fabricadas con tres placas soldadas y los peraltes oscilan entre 1 y 2 m.

Las columnas están constituidas por elementos de sección circular (tubular) de 1.20 m. (48") y de 3.2 a 3.8 cm. 81.25 a 1.5"), de espesor y de 14 m. (45.92'), de longitud, aproximadamente.

Sus sistemas de piso están integrados por largueros longitudinales de perfiles rolados de madera, o en algunos casos por placa. Cuando los claros o las cargas resultan excesivos, puede recurrirse a la inclusión de apoyos intermedios en las traveses mediante la instalación de puntales tubulares, o bien utilizar armaduras en sustitución de las traveses prismáticas.

Los peraltes de la armadura varían regularmente entre 3 a 5 m (9.8 ' a 16.4'). Parte importante de una superestructura, lo constituyen también sus apéndices: pedestales para grúas, puente de intercomunicación, áreas en voladizo (cantilivers) para incrementar el espacio de cubierta, etc.

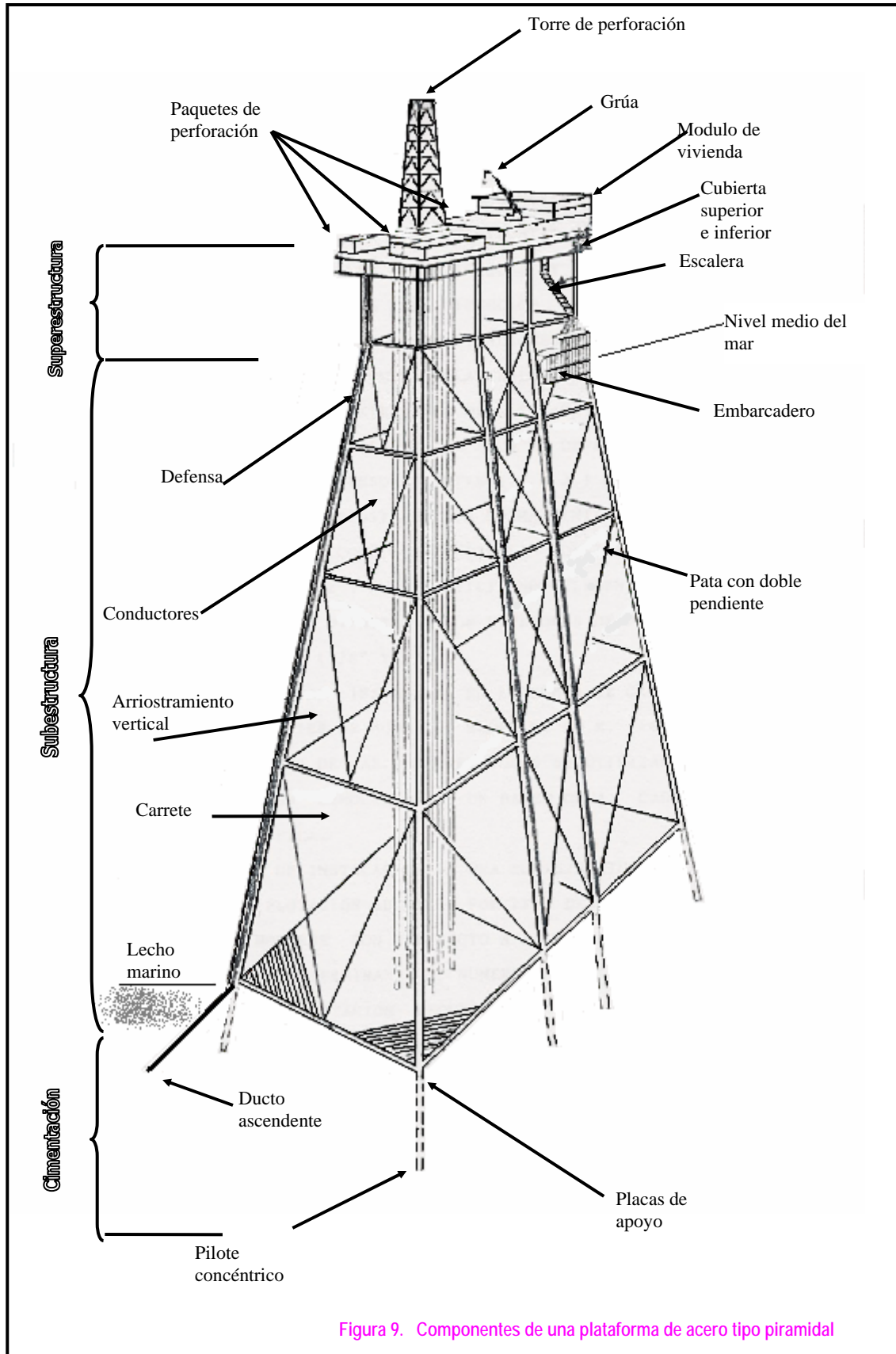


Figura 9. Componentes de una plataforma de acero tipo piramidal

## 6. Plataformas que conforman un complejo<sup>6</sup>

Ante la tendencia decreciente de reservas de hidrocarburos, se hace necesario expandir la exploración de nuevos campos. Una de las alternativas ha sido la explotación petrolera en el mar, en aguas profundas.

Ante la creciente dificultad para encontrar yacimientos terrestres o en aguas someras ha impulsado a las compañías a explorar, perforar y explotar regiones en tirantes de agua cada vez más profundos. "mar adentro" (of shore, por sus siglas en inglés). Es decir el petróleo submarino, cuyo costo se extiende 5 a 6 veces el coste terrestre, pero debido a los resultados obtenidos se considera rentable.

En México, durante la década de los años 70's, se descubrió la provincia petrolera de mayor importancia y al final de ese período, se inicio un plan de desarrollo con el propósito de integrar la infraestructura requerida para estar en condiciones de explotar, desarrollar, extraer y transportar los hidrocarburos encontrados en el área marina de la Sonda de Campeche.

Para tener una idea de esta ubicación, diremos que esta área, se localiza en la plataforma continental en el Sureste de la República Mexicana, aproximadamente a 80 Km al Noreste de la Cd. Del Carmen, Campeche y tiene una superficie aproximada de 8000 km<sup>2</sup>.

A partir de 1979, se inician las explotaciones de estos importantes yacimientos marinos, a la fecha producen el 54 % de la producción nacional de crudo y cerca del 32% del gas natural.

Para obtener la actual capacidad de producción, fue necesario construir e instalar, hasta 1989, 135 plataformas de diferentes tipos, así como 1,400 Km de tuberías submarinas y una gran cantidad de instalaciones de apoyo en las terminales marinas de Tabasco, Dos Bocas y Atasta, en el Estado de Tabasco, dentro del Golfo de México, Cayo de Arcas y en la Cd. del Carmen, Campeche.

Las plataformas que desde 1978 fueron instaladas en la Sonda de Campeche cumplen misiones específicas diversas: perforación de pozos extracción de crudo y gas, inyección de agua, producción temporal o producción permanente, enlace, compresión de gas, habitacionales, rebombeo, apoyo logístico, telecomunicaciones y de apoyo.

Las plataformas pueden emplazarse remotamente o en grupos. Cuando varias de estas plataformas se instalan contiguamente para formar un complejo de producción. Estas se comunican entre sí, mediante puentes, dando origen a la disposición de plataformas conocidas como "Pech" o "Complejo de Explotación", al que concurre la producción obtenida de plataformas de perforación-producción dispuestas como satélite de los complejos o pech.

México a diferencia de otros países, diseña e instala plataformas para usos específicos por razones de seguridad. La denominación Pech deriva de las siglas que denota el tipo de uso específico que se da a cada plataforma como parte del complejo de explotación, [figuras 10 ,11 y 12:](#)

P. Perforación-Producción

E. Enlace

C. Compresión

H. Habitacional

Estas plataformas se encuentran separadas entre sí, a una distancia de 50 m y están unidas por medio de puentes, los cuales sirven para la circulación del personal, laboral y como soporte de tuberías de que transportan: agua, gas y/o crudo entre plataformas.

---

<sup>6</sup> Muñoz Muñoz, Graciela y Almazán Castillo, Rubén; "Descripción General de Plataformas Marinas", Tesis, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN. 1993. pp. 57-76.

Esta separación se da como medida de seguridad, así como para facilitar las maniobras del barco grúa, al momento de colocar sus anclas para la instalación de plataformas.

Se presenta de una forma breve la descripción de las funciones y de las características dimensionales generales de las cubiertas de las plataformas mencionadas.

### 6.1 Plataformas de perforación

La primera plataforma que se instala es la de perforación, que en una etapa inicial opera también como de producción, una vez que es concluida la perforación de los pozos, se destina únicamente para la producción.

Este tipo de plataformas dispone de conductores de 76.2 cm. (30 pulg.) de diámetro hincados a unos 60 m bajo el lecho marino, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. Sus áreas útiles están constituidas por dos cubiertas de 23 m. X 46 m (75.44', 150.88') localizadas a 16 m. (52.48') sobre el nivel medio del mar y están soportadas por 8 columnas (ochavados), y se construye con través armadas de placas, que unidas a las columnas forman marcos rígidos para disponer de mayor espacio, facilitando la instalación del equipo, tuberías, maquinaria y el paquete habitacional. El peso aproximado de esta plataforma, para tirantes de agua del orden de 50 m. Es de 3,000 tons., que incluyen pilotes, subestructuras y superestructuras, sin el equipo de perforación. Estas plataformas tienen capacidad para perforar 12 pozos.

### 6.2 Plataforma de enlace

Al irse determinando la extensión del yacimiento se decide la instalación de plataformas satélites, surge la necesidad de instalar la plataforma de enlace, por medio de la cual se recolecta de producción de las plataformas de perforación-producción periféricas, para ser procesadas en el complejo. En dicha plataforma se construyen los cabezales de recepción y envío de aceite crudo y gas; también unen las líneas que recolectan el crudo con los oleoductos que las transportan a tierra.

A bordo de dicha plataforma se cuenta con instalaciones para lanzar y recibir útiles o herramientas conocidos como diablos para limpiar el interior de las líneas. Estas plataformas generalmente cuentan con una sola cubierta de 24 m. X 36 m. (78.72' x 150.88') apoyada sobre 8 columnas.

### 6.3 Plataforma de producción

La plataforma de producción se coloca en forma definitiva cuando la producción que fluye al complejo se incrementa. Dicha plataforma contendrá las instalaciones de separación y bombeo, dependiendo de la capacidad de manejo y separación de crudo, estas plataformas se subdividen en producción temporal y producción permanente. Su clasificación influye en el espacio requerido de cubiertas.

Su principal función es separar el gas del crudo y bombear este último a tierra y consta de: una Subestructura metálica de columnas, fabricada con arriostramientos en 4 o 5 niveles, según la profundidad de instalación, la cual varía de 40 a 60 m. (131.2' a 196.8'). Una superestructura directamente acoplada a la subestructura y consta para las plataformas de producción temporal regularmente de 2 cubiertas de aproximadamente 23 m. X 46 m. (75.44' x 150.88') situadas a 16 m (52.48'), y 18 m. (59.04'), sobre el nivel medio del mar y están soportadas por 8 columnas.

Por su parte, las productoras permanentes instaladas, tienen 3 cubiertas de 46 m. X 64 m. (150.88' x 209.92'), localizadas a 16 m. (52.48'), 25 m. (82'), y 37 m. (121.36'), sobre el nivel medio del mar. Estas cubiertas están apoyadas sobre 12 columnas.

Las cubiertas se construyen con viguetas de acero tipo 1, apoyadas sobre marcos rígidos hechos de placa y unidos estructuralmente a las columnas.

El peso estimado es de 3,600 tons. e incluye además de la subestructura, pilotes y superestructura, el trípode, quemador y los puentes

#### 6.4 Plataformas de compresión

Debido a que el gas obtenido de la separación de gas/aceite, requiere de compresión para poder ser conducido hacia las plantas de tratamiento en tierra, las instalaciones de compresión son voluminosas y de gran peso, por lo que es necesario una plataforma para contenerlas.

Estas plataformas además de suministrarle presión al gas son acondicionadas para endulzamiento de gas amargo cuenta con 2 cubiertas de 18 m X 64 m (59.04' x 209.92'), apoyadas sobre 8 columnas.

Para comprimir el gas dulce se cuenta en cada plataforma con 4 módulos de compresión, con una capacidad total de compresión de 360 millones de pies cúbicos por plataforma. Dichos módulos permiten aprovechar una gran parte del gas, lo que evita quemarlo a la atmósfera y dañar el medio ambiente.

#### 6.5 Plataforma habitacional

La plataforma habitacional se requiere para dar acomodo al personal de operación y mantenimiento operativo. Puede albergar de hasta 450 personas y cuenta con helipuerto, sistemas de radiocomunicación, sistemas contra incendio, potabilización de agua, planta de tratamiento de aguas negras, cocina, comedor, sala de recreación, biblioteca, plantas generadoras de energía eléctrica, clínica, etc.

#### 6.6 Plataforma de inyección

La misión de estas plataformas es la de perforar pozos para inyectar agua, nitrógeno u algún otro gas a presión a los estratos productores de crudo y así incrementar el rendimiento de otros pozos.

Estas plataformas tienen cubiertas y capacidades de perforación prácticamente idénticas a la de la plataforma de perforación, ya antes descrita.

#### 6.7 Plataformas de rebombeo

Estas estructuras soportan turbo bombas para impulsar el crudo a través de los oleogasoductos submarinos y hacerlo llegar a las terminales de destino. Consta de 2 cubiertas de 27 m. X 64 m. (88.56' x 209.92') soportadas por 8 columnas.

#### 6.8 Plataformas de apoyo logístico

Estas plataformas constituyen almacenes de insumos y soportes de equipos auxiliares, y se localizan estratégicamente dentro de un complejo de producción, usualmente tienen una función dual, al servir también de soporte intermedio de puentes.

Algunas constan de 2 cubiertas de 23 m. X 23 m. (75.44' x 75.44') apoyada sobre 4 columnas y otras de una sola de 17 m. X 37 m. (55.76' x 121.36') soportadas por 6 columnas.

#### 6.9 Plataformas de telecomunicaciones

Las plataformas tipo trípode se utilizan como estructuras de apoyo para las torres de comunicaciones. El trípode de telecomunicaciones es de diseño similar y las variaciones principales están en la resistencia necesaria para montar la superestructura superior y los equipos previstos, como son torres receptoras, emisoras y paquetes de comunicación. Los trípodes están equipados con defensas contra botes, embarcaderos y helipuertos.



### 6.10 Puentes de intercomunicación

Los puentes son de construcción de bastidor de armadura abierto en varias longitudes y factores de resistencia debido a los equipos montados sobre los mismos. Todos los puentes están equipados con luces, pasamanos, pasillos de rejilla. Los puentes no están soldados en forma rígida, sino que están montados con abrazaderas que toman en consideración el leve movimiento de las plataformas a las cuales están conectados. La mayoría de los puentes se utilizan para transportar los tubos de proceso, líneas de abastecimiento de agua contra incendio y cables de abastecimiento eléctrico entre las plataformas. Los tubos de proceso en estos puentes son de diámetros variados y pueden ser de hasta 91.5 cm. (36 pulgs.) de diámetro. Existen plataformas tipo trípode que se utilizan como apoyos intermedios de puente donde la distancia es demasiado grande para instalar un solo puente.

Los puentes que unen plataformas continuas son utilizados para el tráfico peatonal; para el soporte de tuberías que conducen tanto agua, gas y/o crudo entre plataformas. Los claros de estos puentes oscilan entre 30 (98.4') y 110 m. (360.8'), según la separación prescrita entre alas diferentes plataformas. La sección transversal puede ser triangular o rectangular.

### 6.11 Quemadores

Los quemadores se utilizan para quemar el exceso de gas o la producción de gas residual que no puede enviarse a las tuberías de transporte. Los quemadores están diseñados para quemar gas únicamente y están montados en plataformas tipo trípode ubicadas a favor del viento o al oeste de cada plataforma o de las plataformas a las que dan servicio

Cabe hacer mención que en la descripción de los diferentes tipos de plataformas utilizadas en el área de Campeche, todas las plataformas, constan de subestructura y superestructura.

La subestructura es la parte inferior, que va apoyada sobre el lecho marino y empotrado por medio de pilotes; la subestructura es la parte superior que aloja los paquetes de perforación, los equipos de producción, etc., según el tipo de plataforma de que se trate.

### 6.12 Distribución de plataformas

El número y forma de distribución de las plataformas satélite depende de las condiciones y extensión de los yacimientos. En la Sonda de Campeche las plataformas satélites, se distribuyen en forma hexagonal, con una distancia entre ellas aproximada de 5 km. La producción de estas se recolecta por medio oleoductos, los cuales llegan al complejo de explotación ubicado en el centro del hexágono. En promedio de plataformas han sido diseñadas para tirantes de agua comprendidos entre los 18 y 78 m (59.04' y 255.84').

#### ▪ Resumen

Con la finalidad de introducir al lector de este estudio se describieron los conceptos básicos geológicos y técnicos, desde la definición del petróleo, su clasificación y reservas, los requerimientos geológicos, fase previa, para la formación de la etapa final de la historia de un campo de aceite, representada por el entrapamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Los antecedentes del descubrimiento de zonas petroleras marinas, las etapas de exploración, sistemas y fases de perforación de pozos petroleros, los esquemas de recuperación, la caracterización de yacimientos y el uso de las plataformas marinas, su descripción y por último la descripción de las actividades de la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos, S.A. que es la encargada en México de esta actividad.



Figura 10. Complejo petrolero



Figura 11. Acercamiento a un complejo petrolero



Figura 12. Vista de un complejo petrolero

Anexo 3

## TIPOS DE PLATAFORMAS

### Tipos de plataformas

Concepto	Tipo	
Mínimas	De bajo tonelaje	Conductor autotransportado Trípode recortado Cubierta mínima (mini jacket) Unidad moss I y II Guardián Caballo de mar (sea horse) Caballo en T (T horse)
Fijas	De acero	Rígidas Flexibles
	De concreto	De piernas tensadas (TLG)
Flotantes	Autoelevables (Jack-Up)	Semisumergibles
		Sistemas Flotantes de producción (F.P.S)

Anexo 3

Plataformas Mínimas o de Bajo Tonelaje

Plataformas	Características	Uso	Beneficios	Manejo de Pozos (cantidad)	Numero de pilotes (cantidad)	Tiempo de fabricación (semanas)	Instalación (días)	Instalación (equipo)	Tirante de agua (metros)	Vientos (KPH)	Ventajas	Riesgos
Mínimas o de bajo tonelaje	Constan de pequeñas cubiertas para la operación del árbol de válvulas, un muelle y a veces helipuerto	Manejo de producción mediante apoyo a conductores	El tonelaje de acero y los costos de diseño e instalación son inferiores respecto de la convencional	1 a 6	1 a 4	6 a 8 semanas	3 - 7	Barco grúa 110 tons. / Grúa autoelevable	8 a 100	210		Por su tamaño, efectivas para la producción en ciertos campos, donde la plataforma convencional no lo es. Impredicible, un accidente puede causar graves daños
Conductor auto soportado	Conductor y pequeño piso de apoyo para sistema de señalamiento	Ídem	Ídem	1	1	Ídem	Ídem	Ídem	0 a 10	Ídem	Ídem	Ídem
Tripode recortado	Cubierta 12x12, 1 o 2 niveles. Peso 357 tons.	Ídem	Ídem	4	1	Ídem	Ídem	Ídem	60	Ídem	Ídem	Ídem
Cubierta mínima (Mini jackets)	Conductor, base de estructura, superestructura, cubierta 12 x 12 y helipuerto	Ídem	Ídem		3	Ídem	Ídem	Ídem	25	Ídem	Ídem	Ídem
Unidad Moss I	Conductor, base de estructura, cubierta de 12 x 18 y helipuerto	Ídem	Ídem	6	2	Ídem	Ídem	Ídem	40	Ídem	Ídem	Ídem
Unidad Moss II	Conductor conectado por arriba del nivel del agua a un par de brazos diagonales empotrados en el lecho marino	Ídem	Ídem	3	2	Ídem	Ídem	Ídem	60	Ídem	Ídem	Ídem
Guardián	Cubierta, muelle, conductor, piso de producción, árbol de válvulas, embarcadero helipuerto, 140 tons.	Ídem	Ídem	n.d	2	Ídem	Ídem	Ídem	30	Ídem	Ídem	Ídem
Caballo de mar (sea horse)	Cubierta, muelle, conductor, piso de producción, árbol de válvulas, embarcadero helipuerto	Ídem	Ídem	4	4	Ídem	Ídem	Ídem	100	Ídem	Ídem	Ídem
Caballo en T (T horse)	Piso de ayuda marítima, embarcadero, conductor, sujeta por cables a los pilotes	Ídem	Ídem	n.d	3	Ídem	Ídem	Ídem	30	Ídem	Ídem	Ídem

Fuente: Descripción de plataformas marinas, Muñoz M G y Almazán C R, IPN, tesis, 1993  
n.d. No disponible  
Cuadro resumen elaborado por el autor

### Plataformas Fijas

Plataformas	Características Generales	Tipos	Características Particulares	Posicionamiento y Fijación del Equipo	Tirante de Agua (metros)	Capacidad de Perforación (metros)	Ventajas	Desventajas
Fijas	Se dividen en tres componentes principales: cimentación, subestructura y superestructura : la superestructura es la parte superior de la plataforma la cual comprende a las cubiertas y a las columnas de apoyo . Una plataforma típica de 8 patas esta formada por dos cubiertas, una principal e inferior, se ensamblan directamente al extremo de las columnas de la subestructura, y su construcción requiere de maniobras perfectamente coordinadas entre grúas de gran capacidad así como controles de exactitud y calidad.	- Perforación	- Cumple básicamente dos funciones: la perforación propiamente dicha y la extracción de hidrocarburos. Este tipo de plataformas dispone de conductores de 76.2 cm. de Ø, hincados a unos 60 m. bajo del lecho marino, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. Sus áreas útiles están constituidas por dos cubiertas de 23 m. x 46 m. localizadas a 16 m. y 21 m. sobre el nivel medio del mar y están soportadas por 8 columnas y se construye con traves armadas de placas, que unidas a las columnas forman marcos rígidos para disponer de mayor espaciado, facilitando la instalación del equipo, tuberías, tuberías, maquinaria y el paquete habitacional. El peso estimada de esta plataforma, para tirantes de agua del orden de 50 m. es de 3,000 tons. sin el equipo de perforación. Estas plataformas tienen capacidad para perforar, en promedio 12 pozos.	- El transporte se lleva a cabo con chalanes y grúas de izaje: - Trabajos previos a la salida de las piezas estructurales de los patios de fabricación, - Instalación de la subestructura en el mar (piloteo), - Instalación de la superestructura (izaje). - Colocación de paquetes de perforación.	- Aun cuando estas plataformas son las más numerosas, la viabilidad para su utilización termina entre los 1,300 y 1,600 pies de profundidad (500 mts aprox.), debido principalmente a la rigidez propia de las estructuras lo que dificulta tanto el transporte e instalación de una subestructura de estas dimensiones, como la respuesta para resistir las fuerzas combinadas de corriente, mareas y vientos a las que estarían expuestas.		- Facil fabricación Mayor seguridad Maneja hasta 24 pozos	- No se puede rubicar - Su viabilidad para su utilización termina en tirantes de hasta 500 m. de profundidad.
		- Producción	- Su función principal es la de separar la corriente de aceite-gas, procedente de campos marinos, con objeto de estabilizar el crudo para ser enviado a tierra y mandar el gas a la plataforma de compresión. La capacidad nominal de la plataforma es de 200,000 bd. la separación de la mezcla de estos dos fluidos se efectúa en dos etapas sucesivas. Para cada etapa se cuenta con tanques eliminadores de espuma y sistemas de dosificación de químicos, a fin de evitar formaciones. Una vez efectuada la separación, el crudo es bombeado a la costa mediante 4 equipos accionados con turbina, con capacidad de 50 mbd c/u, y el gas se envía a compresión para continuar su proceso de acondicionamiento. En esta plataforma también se tiene un planta endulzadora de gas para eliminarle los elementos corrosivos y obtener el combustible requerido para las turbinas.					
		- Enlace	- Al ir determinando la extensión del yacimiento y se decide la instalación de plataformas satélites. Surge la necesidad de instalar la plataforma de enlace, por medio de la cual se recolecta la producción de las plataformas de perforación-producción periféricas, para ser procesadas en el complejo. En dicha plataforma se construyen los cabezales de recepción y envío de aceite de crudo y gas, también une las líneas que recolectan el crudo con los oleogasoductos que la transportan a tierra. A bordo de dicha plataforma se cuenta con instalaciones para lanzar y recibir útiles o herramientas conocidos como diablos para limpiar el interior de las líneas. Estas plataformas generalmente cuentan con una sola cubierta de 24m x 46m, apoyada sobre 8 columnas.					

### Plataformas Fijas

Plataformas	Características Generales	Tipos	Características Particulares	Posicionamiento y Fijación del Equipo	Tirante de Agua (metros)	Capacidad de Perforación (metros)	Ventajas	Desventajas
		- <b>Compresión</b>	- Debido a que el gas obtenido de la separación gas/aceite, requiere de compresión para poder ser conducido hacia las plantas de tratamiento en tierra. Las instalaciones de compresión son voluminosas y de gran peso, por lo que es necesario un plataforma para contenerlos. Estas plataformas además de suministrarles presión al gas son acondicionadas para el endulzamiento de gas amargo. Cuenta con dos cubiertas de 18 m x 64 m., apoyadas sobre 8 columnas.					
		- <b>Habitacional</b>	- Esta plataforma se requiere para dar acomodo al personal de operación y mantenimiento operativo; Puede albergar hasta 450 personas y cuenta con helipuerto, sistemas de radiocomunicación, sistemas contra incendio, potabilización de agua, planta de tratamiento de aguas negras cocina, comedor, sala de recreación, biblioteca, plantas generadoras de energía eléctrica, clínica, etc.					
		- <b>Inyección</b>	- La misión de las plataformas es la de perforar pozos para inyectar agua a presión a los estratos productores de crudo y así incrementar el rendimiento de otros pozos. Estas plataformas tienen cubiertas y capacidades de perforación prácticamente idénticas a las de las plataformas de perforación, ya antes descrita.					



**Plataformas Fijas**

Plataformas	Características Generales	Tipos	Características Particulares	Posicionamiento y Fijación del Equipo	Tirante de Agua (metros)	Capacidad de Perforación (metros)	Ventajas	Desventajas
		- <b>Rebomdeo</b>	- Estas estructuras soportan turbobombas para impulsar el crudo a través de los oleogasoductos submarinos y hacerla llegar a las terminales de destino. Constan de 2 cubiertas de 27 m. x 64 m. soportadas por 8 columnas.					
		- <b>Apoyo logístico</b>	- Constituyen almacenes de insumos y soportes de equipos auxiliares. Y se localizan estratégicamente dentro de un complejo de producción. Usualmente tienen una función dual , el servir también de soporte intermedio de puentes. Algunas constan de 2 cubiertas de 23 m. x 23m apoyadas sobre 4 columnas y otras de un asola de 17 m. x 37m, soportadas por 6 columnas.					
		- <b>Telecomunicaciones</b>	- Las plataformas tipo trípode se utilizan como estructuras de apoyo para las torres de comunicaciones. El trípode de telecomunicaciones es de diseño similar y las variaciones principales están en la resistencia necesaria para montar la superestructura superior y los equipos previstos, como son torres receptoras, emisoras y paquetes de comunicación. Los trípodes están equipados con defensas contra botes y embarcaderos, así como helipuerto.					
		- <b>Puentes de intercomunicación</b>	- Se construyen de bastidor de armadura abierto en varias longitudes y factores de resistencia debido a los equipos montados sobre los mismos. Los puentes no están soldados en forma sólida, sino que están montados con abrazaderas que toman en consideración el leve movimiento de las plataformas a los que están conectados. La mayoría de los puentes se utilizan para transportar los tubos de proceso, líneas de abastecimiento eléctrico entre las plataformas.					

Equipos de Perforación Semifijos y Flotantes

Plataformas	Características Generales	Tipos y Características Particulares		Criterios de Selección	Transporte	Posicionamiento y Fijación del Equipo	Tirante de Agua (metros)	Capacidad de Perforación (metros)	Ventajas	Desventajas
<b>Sumergible</b>	Descansa sobre el lecho marino, consta de dos cascos. El casco inferior es utilizado para lastrado la unidad, quedando esta apoyada en el fondo mientras se realiza la perforación. El casco superior sirve de soporte para los equipos de perforación en instalaciones necesarias para los trabajadores	Unico	Adecuadas para ser utilizadas en aguas someras y especialmente en zonas lacustres o pantanosas.	- Adecuadas para ser utilizadas en aguas someras y especialmente en zonas lacustres o pantanosas.	Se transporta por medio de lanchones, pero si el casco-estructura es flotante, solamente se le quita el lastre y queda listo para remolcarse a la siguiente localización.	- Una vez que el equipo sumergible se encuentra en la posición señalada es lastrado hasta que queda descansando en el fondo del mar. - El casco inferior es diseñado para resistir el peso de toda la unidad y la carga de perforación.	45		- Movilidad y - Transporte	- Poca estabilidad durante el lastrado y erosión en el lecho marino en los puntos de apoyo de los flotadores
<b>Semisumergible</b>	Se desarrollo a partir del equipos sumergible., son construidos para operar sumergidos a determinada profundidad o totalmente a flote. Consta de dos cascos inferiores longitudinales los cuales son usados como compartimentos de flotación que se lastran con agua cuando el equipo es colocado en posición de trabajo, quedando la plataforma a un a altura conveniente sobre el nivel del mar y lista para operar. Cuenta con un numero variable de patas las cuales se proyectan hacia arriba y sobre las que se monta una plataforma o cubierta que recibe el equipo de perforación y los elementos de trabajo.	- Forma triangular, - Cuadrangular, - Pentagonal con cinco pontones (la unidad pentagonal ofrece una simetría que le da amplia estabilidad.)	- Especialmente diseñados para operar en aguas específicas, como es el caso del Mar del Norte.	- Profundidad del agua, - Profundidad de perforación requerida, - Conocimiento del medio ambiente, - Características del movimiento, - Capacidad de almacenamiento (para consumo) y - Movilidad.	- Para su movilización se descargan el agua de los cascos inferiores, para flotarla a la superficie y remolcara. Estos cascos son primordiales mientras el equipo es remolcado ofreciendo baja resistencia al remolque	- Es instalado por sistema de amarre convencional (consiste de 8 anclas ) o por posicionamiento dinámico (es una evolución del sistema sonar de un barco, una seña es enviada desde el equipo semisumergible a transductores instalados en el fondo marino) el posicionamiento dinámico es de gran necesidad conforme se incrementa la profundidad del agua.	300	7,600	- Movilidad, - Soporta estados del mar severos, fuertes vientos y - De gran necesidad conforme se incrementa la profundidad del agua.	- Requieren de una gran capacidad de combustible y aunque el costo de propulsión que en principio es caro, puede recuperarse en un periodo razonable de tiempo si la movilidad es requerida.
<b>Autoelevable</b>	Consiste básicamente de un plataforma flotante sobre la que se monta el equipo de perforación y que aprovechando su flotabilidad se transporta remolcada a las diferentes localizaciones. Al llegar a la posición las patas descienden hasta el fondo mediante acción mecánica independiente. Las patas son generalmente de 75 a 105 m. de longitud. La cantidad de patas y su geometría es variable, cilíndricas, de armazón, etc.	Unico	Puede ser operada en cualquier lugar disponible, es usada normalmente en suelo firme, coral y en piso a desnivel. (combina la movilidad de un barco con la estabilidad de una estructura permanente)	- Profundidad del agua, - Profundidad de perforación requerida, - Conocimiento del medio ambiente, - Tipo y densidad del mar, - Necesidad de moverla durante un huracán, - Capacidad de operar con un soporte mínimo, - Frecuencia de movimiento, - Tiempo perdido al preparar su movimiento, - Limitaciones de operación y - Remolque de la unidad.	- Pueden ser autotransportadas, aunque la mayoría de las autoelevables no cuentan con propulsión propia. Las patas se levantan y se desmontan segmentos de estas, si se traslada a grandes distancias, - Se debe tener cuidado por la inestabilidad ocasionada durante el traslado por efecto de las patas levantadas. Se debe verificar el centro de gravedad.	- Al llegar a la localización de perforación, las patas descienden hasta el fondo mediante acción mecánica independiente que es variable según el diseño de las patas (75 a 105 m. de long.) Puede ser operada en cualquier lugar disponible: suelo firme, coral o desnivel. Depende de pequeñas zapatas, colocadas en el extremo interior de cada pata como soporte. La zapata mas grande usada a la fecha mide 15.2 m. de ancho. Las zapatas antes de ser colocadas, son sometidas a presiones de 2.4 a 3.0 kg/cm2, cuyos efectos deben ser conocidas antes de ser colocadas.	9 - 90	7,600	- Aumenta el tiempo de operación efectiva (por la resistencia a condicione meteorológicas adversas) - Se evita la necesidad de emplear cabezales de tipo control submarino, (Reduce el peligro de contaminación en el mar, da mayor seguridad y eficiencia) - No se necesitan compensadores de movimiento vertical y horizontal como en barcos perforadores. - No se requiere personal de buceo permanente, - Se emplea equipo convencional en las pruebas de evaluación de formación, - Se puede instalar una pequeña plataforma después de que un pozo resulte productor para la colocación de válvulas superficiales, - Movilidad	- Tirante máximo, que depende de la longitud de las patas, consistencia de fondo marino y condiciones meteorológicas, huracanes. - Inestabilidad al estar flotando como consecuencia de las patas levantadas. Se debe verificar el centro de gravedad, - Se debe evacuar al personal cuando un huracán afecta el área donde este ubicada, - Se puede debilitar la sustentación de una o varias patas, ocasionando desequilibrio al estar perforando, - Vulnerabilidad durante el remolque e instalación (la mayor incidencia en daños y pérdidas totales se origina cuando las patas están levantadas)

Equipos de Perforación Semifijos y Flotantes

Plataformas	Características Generales	Tipos y Características Particulares		Criterios de Selección	Transporte	Posicionamiento y Fijación del Equipo	Profundidad de Agua (metros)	Capacidad de Perforación (metros)	Ventajas	Desventajas
<b>Barcos de Perforación</b>	Son unidades móviles de varios con diferentes tipos de equipos de perforación, en la practica se utiliza en un rango intermedio entre las autoelevables y los sumergibles, disponen de alojamiento máximo de 60 personas.	- Semiconvencional, - barcaza de perforación semisumergible, - Catamarán		- Profundidad del agua, - Profundidad de perforación, - Necesidades de desplazamiento,	- Por propulsión propia	Requieren de elementos especializados para mantenerse sobre la localización: - Posicionamiento dinámico, (sistema electrónico que con equipo de propulsión reposiciona el barco cuando este se sale de posición)		6,000	- Amplia movilidad, (al terminar un pozo se puede desplazar rápidamente a otra posición) - Pueden trabajar en cualquier en aguas más profundas que cualquier otra unidad, - Cuentan con posicionamiento dinám	- Son de menor productividad, - El movimiento es su mayor problema,
		- Semiconvencional	- Cuenta con un casco tipo barco y torre de perforación. La cual se encuentra a la mitad del barco y las operaciones de perforación se llevan a cabo por un abertura circular a través del casco. algunas operan con estructura de la torre fuera del centro,		- Idem	- Cuentan con posicionamiento dinámico, - La base de la barcas se llena de agua y la unidad descansa sobre el fondo.		- Idem	- Es muy estable, - Se utiliza en aguas someras, (ríos y pantanos)	- Presenta dificultades para ser remolcados, debido a su fondo plano, - Requieren de elementos especializados para mantenerse sobre la localización
		- Barcaza de perforación sumergible	- Su configuración es generalmente con un fondo plano y la estructura de la torre localizada sobre una abertura circular a través del casco		- Idem	- Idem		- Idem		
		- Catamarán	- Es resultado del deseo de conseguir mayor estabilidad reprimiendo la ventaja de un barco cuyo tipo de casco sea propicio al movimiento. Se construyo uniendo dos barcazas de perforación dando por resultado una unidad de cascos gemelos.		- Idem	- Idem		- Idem	- Es la de mayor estabilidad, - Posee un excelente registro de perforación en condiciones severas.	

Fuente: Descripción de plataformas marinas, Muñoz M G y Almazán C R, IPN, tesis, 1993  
n.d. No disponible  
Cuadro resumen elaborado por el autor

Aun cuando casi todas las plataformas pueden ser susceptibles de ser reubicadas, como plataformas fijas se considera aquellas cuya estructura esta directamente apoyada en el fondo marino.

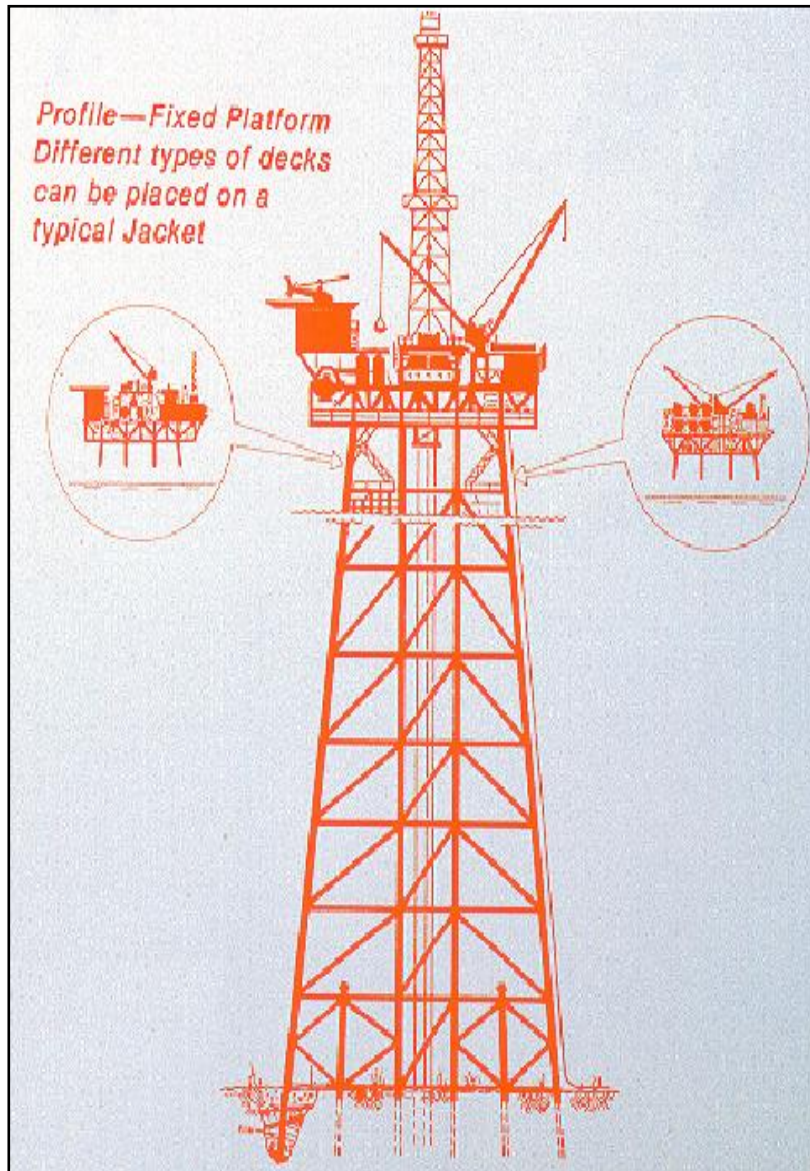
Normalmente el diseño de estas plataformas se desarrolla para tener una vida útil, que permita proporcionar el servicio esperado, hasta terminar la explotación del campo donde estará localizada; por lo anterior, en el diseño de estas estructuras no se considera el tener que llevar a cabo su relocalización y una vez concluida su función, estas son abandonadas o demolidas a efectos de evitar accidentes en la navegación.

En los últimos años se ha iniciado una nueva tendencia, donde la recuperación de las estructuras para su envío a patios, para rehabilitación y posterior utilización en nuevas localizaciones, esta cobrando cada vez mayor auge, por lo cual en el futuro podría convertirse en práctica común.

Por los materiales de los que esta compuesta su cimentación las plataformas fijas se subdividen en:

- Plataformas fijas de acero
- Plataformas fijas de concreto
- Plataformas de piernas tensionadas

Las plataformas fijas de acero son estructuras reticulares de acero formadas por una subestructura, que es la que se apoya en el lecho marino, las cuales son normalmente de forma piramidal con marcos trapeciales que se unen por secciones de rigidizacion vertical y niveles de contraventeo horizontal, colocados en forma diagonal a los marcos.



Estas estructuras se cimentan a base de pilotes de acero que se instalan dentro de las patas o piernas de la subestructura de donde se deriva su denominación en ingles "jacket", pueden estar formadas por 3, 4, 6, 8, 12 o más piernas, dependiendo lo anterior de las cargas que se deberán soportar.

Una variante en la cimentación resulta del uso de pilotes faldón, donde los pilotes se conectan a la subestructura en su base, logrando importantes ahorros en el costo de fabricación y facilitando las maniobras de instalación.



Aun cuando las plataformas fijas de acero son las más numerosas, la viabilidad para su utilización termina entre los 1,300 y 1,600 pies de profundidad (500 mts aprox.), debido principalmente a la rigidez propia de las estructuras lo que dificulta tanto el transporte e instalación de una subestructura de estas dimensiones, como la respuesta para resistir las fuerzas combinadas de corriente, mareas y vientos a las que estarían expuestas.

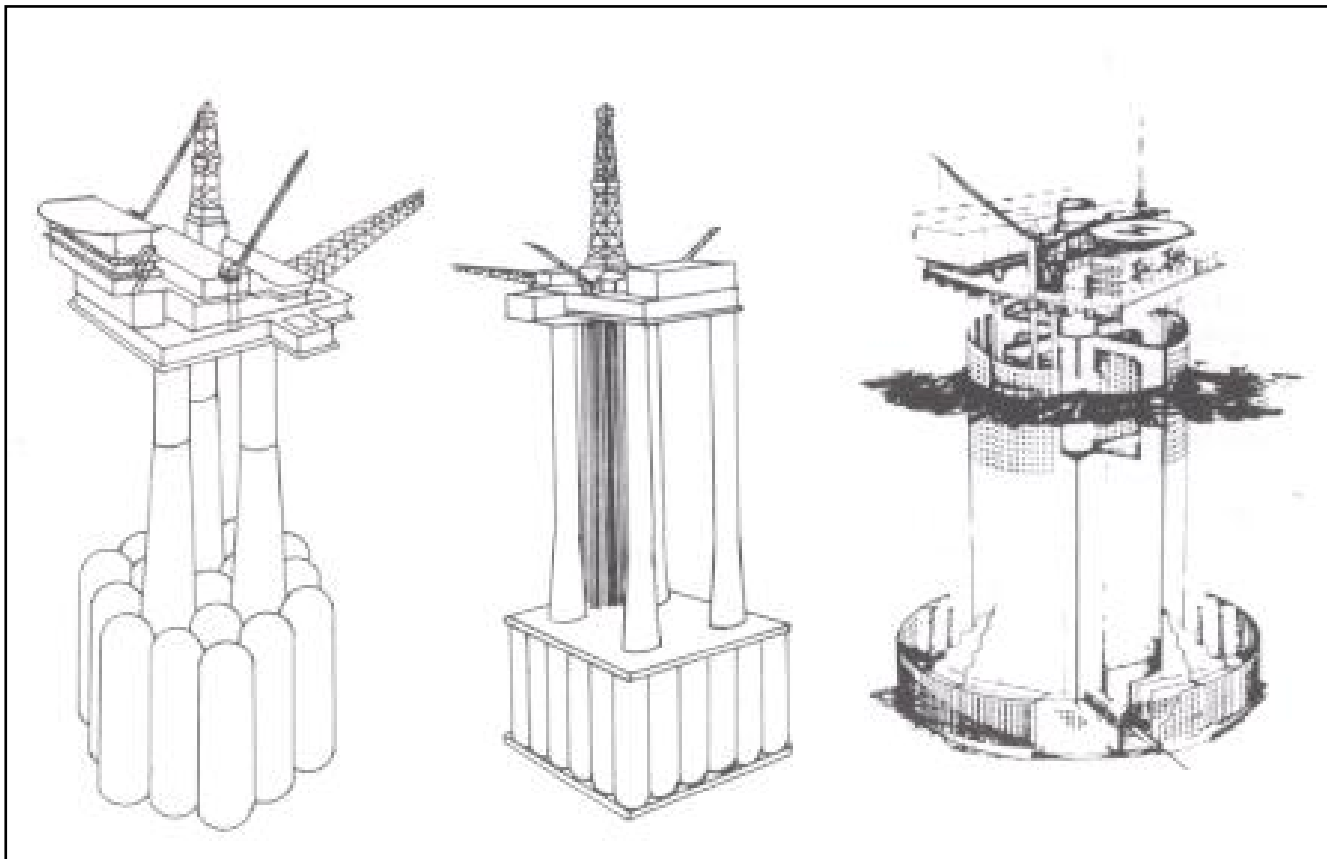
Las **plataformas de acero fijas flexibles** para aguas profundas, se diseñan como torres, las cuales como las plataformas de acero tradicionales, descansan sobre el fondo marino, sin embargo estas están diseñadas para flexionarse con las fuerzas de las mareas, corrientes y vientos, aun cuando hay varios diseños de estos tipos de torres, todas usan menos acero que el requerido para una plataforma del tipo rígido en el mismo tirante de agua por lo cual su uso resulta mas económico; de igual manera la fabricación de la subestructura se puede hacer en secciones lo que facilita su transporte e instalación.





Las **plataformas fijas de concreto** utilizan para soportar las instalaciones de superficie una base de concreto reforzado.

La primera estructura de concreto se instaló en 1973 para el desarrollo del campo Ekofisk en la zona del Mar del Norte correspondiente a territorio noruego.



La construcción de una estructura de base de concreto a diferencia de los jackets de acero, requiere de un dique seco para su fabricación, el diseño de la base incluye espacios vacíos dimensionados para proporcionar flotación propia a la estructura, la cual servirá para el transporte de la misma hasta el sitio de instalación por medio de remolcadores.

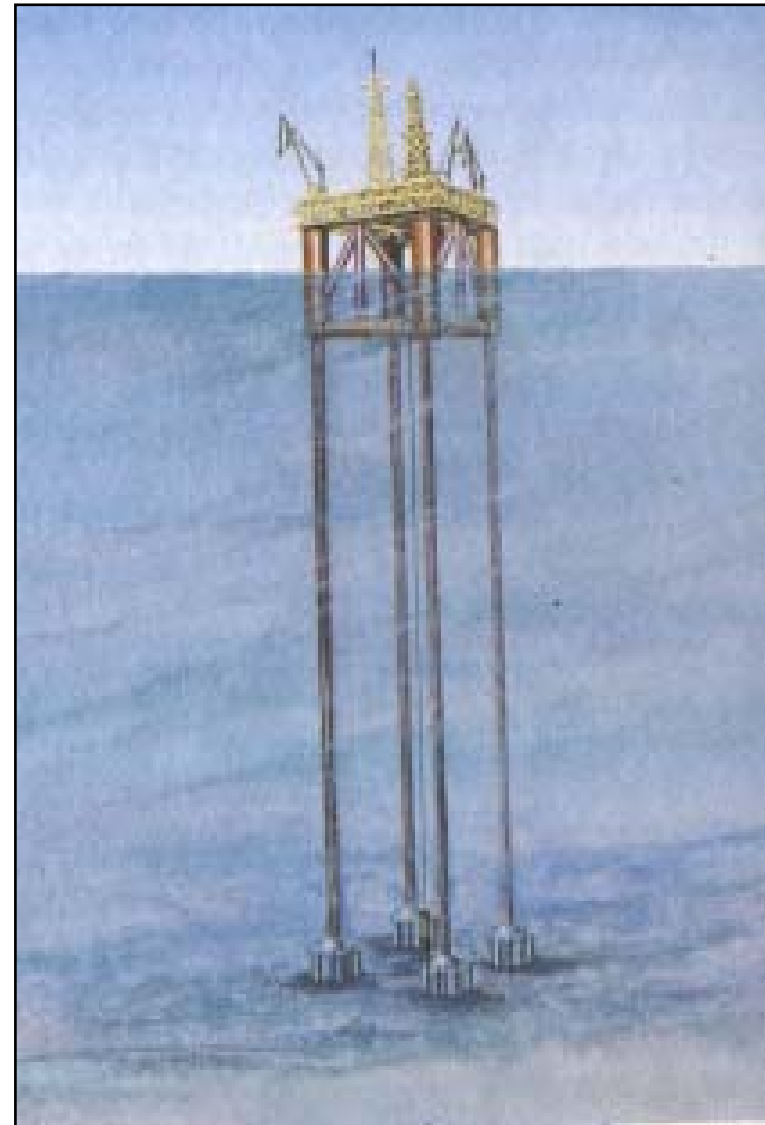
Una vez en el sitio los espacios vacíos son inundados hasta lograr el posicionamiento de la estructura en el fondo, para posteriormente colocar la superestructura y equipos de producción con el auxilio de barcos grúas convencionales, el colosal peso de estas estructuras (la plataforma del campo Troll pesa 1'270,000 ton.) hace innecesario el uso de pilotes para su anclaje.

En las áreas cercanas a los polos de Europa, Rusia y Canadá este tipo de estructuras es preferido a los de estructuras de acero, por la resistencia que representan para soportar impactos de icebergs, así como la capacidad de almacenamiento con que cuentan, evitando el tendido de líneas submarinas ya que se puede descargar hacia los buque tanques directamente de la plataforma.

El concepto de plataformas de piernas tensionadas fue desarrollado como una alternativa a las plataformas de acero fijas para la explotación de campos en aguas profundas.

Este tipo de plataformas se puede considerar como un punto medio entre los sistemas flotantes y las plataformas fijas, consiste básicamente de una base piloteada o de concreto ubicada en el fondo del mar en la cual se conectan los tensores que mantendrán en posición a la estructura flotante donde se ubicaran los equipos de perforación, producción y de apoyo, los cuales son requeridos para la explotación del campo.

Este tipo de diseño resulta ser el más económico en tirantes de agua mayores a los 500 m, aún cuando su utilización puede hacerse en tirantes menores.



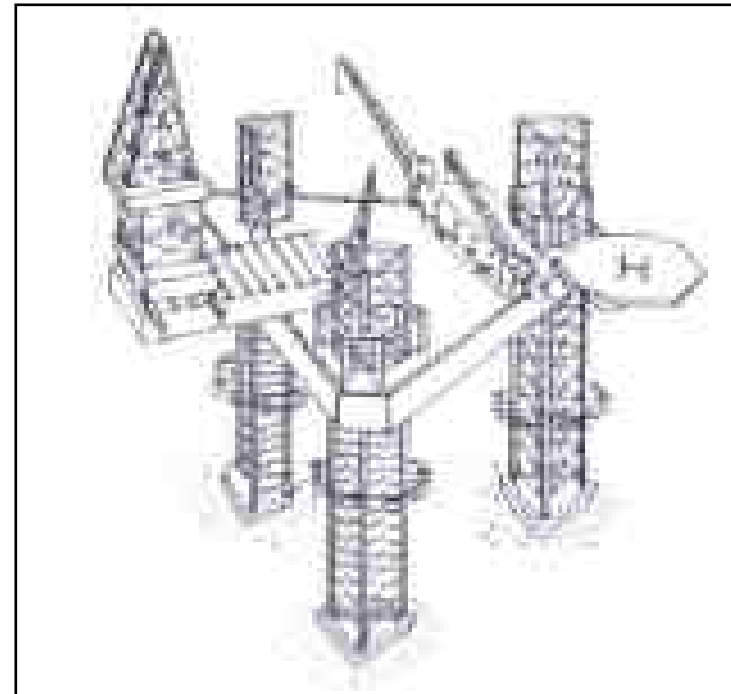
La gran ventaja que representan las plataformas flotantes radica en el hecho de que pueden ser movilizadas hacia otra localización una vez que ha concluido el servicio para el cual fue requerida.

Las plataformas del tipo autoelevable, son utilizadas básicamente para labores de perforación o como instalaciones de apoyo a la construcción en aguas someras.

Una plataforma autoelevable consiste de un casco triangular o rectangular equipado con tres, cuatro o más piernas móviles que permiten a la embarcación operar en aguas hasta profundidades de 400' (120 mts.) normalmente no son propulsados por lo cual para su transportación necesitan el apoyo de remolcadores o ser montados sobre embarcaciones para largas travesías lo cual encarece su utilización.

Una vez en localización, la embarcación bajará las piernas hincándolas en el lecho marino hasta encontrar la resistencia necesaria para elevar el casco flotante sobre la superficie del mar a una altura tal que le permitirá operar libre del impacto de las olas.

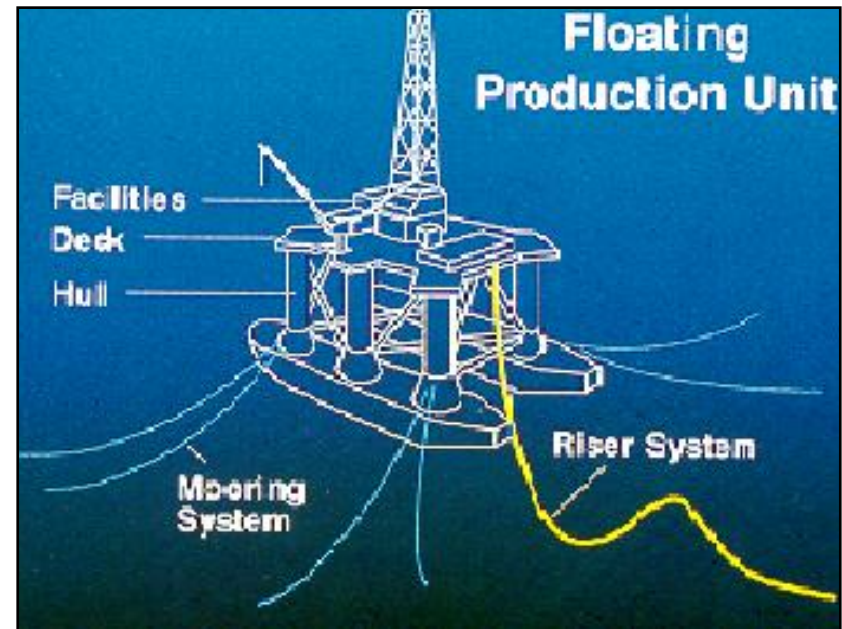
La mayoría de estas plataformas son utilizadas en labores de exploración perforando de uno a seis pozos en una localización para posteriormente reubicarse a otra posición.



Las **plataformas semisumergibles** están formadas por una cubierta sobre la que se ubican los equipos de la plataforma, soportada por dos cascos gemelos, los cuales tiene una gran capacidad de admitir lastre, permitiéndoles sumergirse y presentar un área de contacto mínima a los efectos de las olas, logrando de esta manera mantener la estabilidad aun en condiciones meteorológicas severas.

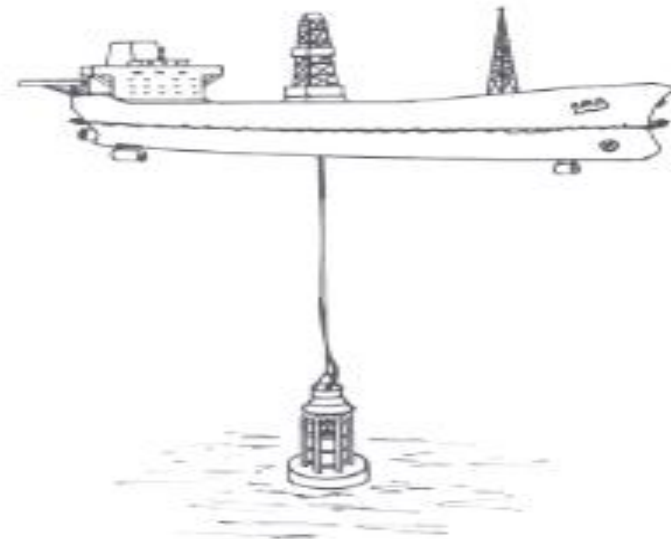
Estas embarcaciones pueden posicionarse en el sitio de trabajo por medio de anclas o por métodos de posicionamiento dinámico lo cual les permite operar en tirantes de agua donde el tirado de anclas no es practico.

Dependiendo del equipo que se coloque sobre la cubierta, estas plataformas pueden desarrollar trabajos de diferente tipo, actualmente su utilización se ha centrado principalmente en actividades de perforación exploratoria, embarcaciones para izaje de estructuras, como plataformas habitacionales en apoyo a construcción, para el tendido de tuberías o como sistemas de producción flotantes.



Los **sistemas de producción flotantes** son uno de los últimos adelantos tecnológicos que ha realizado la industria petrolera, han sido desarrollados para lograr la explotación de campos donde la instalación de una plataforma fija sería impracticable o excesivamente costosa.

Este tipo de instalaciones puede operar prácticamente en cualquier tirante de agua; en últimas fechas se ha optado por utilizar buques tanques convertidos para proporcionar este tipo de sistema, un arreglo de 8 a 12 anclas permite el posicionamiento de la embarcación en el sitio elegido y las conexiones a las instalaciones de producción son a base de tuberías flexibles, lo cual les permite operaciones en cualquier tipo de tirante de agua.



Los adelantos en materia de instalaciones submarinas que no requieren el uso de operaciones de buceo han popularizado la utilización de este tipo de instalaciones ya que representan un gran ahorro al compararlos con los costos de la fabricación e instalación de una plataforma fija, adicionalmente los tiempos de adecuación de una de estas embarcaciones permite reducir considerablemente los tiempos para el inicio de la explotación una vez que la fase de perforación se ha concluido.

La selección del tipo de plataforma a utilizarse en un proyecto dependerá de diferentes factores que se deberán considerar para seleccionar el que represente la solución más práctica y económica a las necesidades de la empresa.

Aun cuando la experiencia en trabajos similares representa la mejor guía, cada nuevo requerimiento debe analizarse en forma independiente considerando entre otros:

- La definición de las funciones de la estructura-elección del tipo de plataforma en atención a su objetivo de uso, y la vida útil requerida para la prestación del servicio.
- Medio ambiente de localización.- oleaje, corrientes, mareas, vientos, incidencia de tormentas, sismos, suelos y subsuelo marino, características geológicas, mecánicas y tirante de agua.
- Funciones de operación.- solicitaciones de cargas, riesgos potenciales de operación, interrelación con otras estructuras, operación de embarcaciones.

Disponibilidad de tecnología, materiales y sitios para la fabricación, disponibilidad de embarcaciones para el transporte e instalación de las estructuras

Del análisis de este tipo de factores en el desarrollo de la Sonda de Campeche las necesidades de operación se han resuelto con el uso de plataformas fijas de acero que van desde plataformas aligeradas para la recuperación de pozos del tipo "sea pony", hasta plataforma de doce piernas de producción permante, las cuales por sus funciones se catalogan como:

### Plataformas recuperadoras de pozos.

Estas son plataformas aligeradas diseñadas para recuperar pozos exploratorios que al ser perforados desde una plataforma móvil autoelevable, resultaron productivos, su función principal es retener el conductor del pozo para permitir el retiro de la plataforma autoelevable e iniciar de inmediato la explotación del campo.





### Plataformas de enlace

En las plataformas de enlace, se ubican los cabezales, válvulas de control, trampas de diablo de las tuberías de conducción y es donde se recolecta el crudo con gas que se obtiene de la perforación, para enviarlas a su proceso en las plataformas de producción.



### Plataformas de producción.

La separación del gas y el crudo se realiza en las plataformas de producción, de donde se bombea el crudo a tierra u otros complejos como es el centro embarcador de Cayo Arcas, el gas que se endulza en el área se utiliza en la operación de las turbo bombas y lo demás (el gas amargo), se envía a las plataformas de endulzado en tierra o a los quemadores; estas plataformas son de dimensiones similares a las de perforación, consta de dos niveles, soportados por ocho columnas.



### Plataformas de compresión

El gas obtenido del proceso de separación se comprime y se envía a tierra para su endulzamiento estas plataformas son de las más pesadas del orden de 10,800 ton.



## Plataformas habitacionales

Parte del personal que trabaja en la Sonda de Campeche, se hospeda en las plataformas habitacionales, que se encuentran acondicionadas para alojarlos, darles recreación y bienestar, mediante instalaciones como son: salas de cine, de lectura, gimnasios, así como las instalaciones de comedores, climas, helipuerto, potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, planta generadora de energía eléctrica, etc.



### Plataformas de perforación

Las plataformas de perforación tienen como función colocar la tubería que permita perforar el pozo para su explotación, para lo cual se colocará posteriormente el cabezal en donde se emplazará más tarde la plataforma de producción; su cubierta consta de dos niveles, uno de producción a 16 mts. sobre el nivel del mar y otro de perforación que es donde se aloja el equipo de perforación, los tanques de lodo, la maquinaria y el paquete habitacional.



Anexo 4

Manifiesto de impacto ambiental



Homo clave: SEMARNAT-04-002-B

Nombre del trámite: Recepción, evaluación y resolución de la Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad Particular

Dependencia u organismo: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Unidad administrativa responsable del trámite: Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental

Dirección de la unidad administrativa responsable: Av. Revolución 1425, interior Nivel 16  
 Colonia: Tlacopac San Ángel  
 Código postal: 01040, México, D.F.

Otras oficinas en donde se puede realizar el trámite:

- CIS Aguascalientes
- CIS Baja California
- Delegación Baja California
- Delegación Baja California Sur
- Delegación Campeche
- Delegación Chiapas
- Delegación Chiapas 2
- Delegación Chihuahua
- Delegación Coahuila
- CIS Colima
- Delegación Durango
- CIS Estado de México
- CIS Guanajuato
- Delegación Guerrero
- Delegación Hidalgo
- CIS Jalisco
- Delegación Michoacán
- CIS Morelos
- CIS Nayarit
- CIS Nuevo León
- CIS Oaxaca
- CIS Puebla
- CIS Querétaro
- Delegación Quintana Roo 1
- Delegación Quintana Roo 2
- CIS San Luis Potosí
- CIS Sinaloa
- CIS Sonora
- Delegación Tabasco
- Delegación Tamaulipas
- CIS Tlaxcala
- Delegación Veracruz
- CIS Veracruz
- CIS Yucatán
- CIS Zacatecas

CIS Oficinas Centrales

**Datos del responsable del trámite para consultas o quejas**

Nombre del responsable: Ricardo Juárez Palacios

Cargo: Director General

Correo electrónico: rijuaraz@semarnat.gob.mx

Dirección y teléfonos  
Av. Revolución 1425, interior Nivel 16  
Colonia: Tlacopac San Ángel  
Código postal: 01040, México, D.F.  
Teléfono(s):  
01 55 56243362  
Fax:01 55 56243368

Horarios de atención al público  
Horarios de atención  
En el D. F. en el Centro Integral de Servicios (CIS) Oficinas Centrales de 10:0 a 15:00 horas, de lunes a viernes. Para atención en los estados, deberá consultar el horario del CIS o Delegación Federal que corresponda.

**Quejas y denuncias**

En caso de que tenga algún problema en la atención a su trámite, puede usted presentar su queja o denuncia en:

Órgano Interno de Control :  
Avenida San Jerónimo No. 458 Piso 4  
Colonia: Col. Jardines del pedregal  
Código postal: 01900, México, Distrito Federal  
Teléfono(s):55.95.25.02  
Fax:54.90.21.17  
Horarios de atención al público: De 09:00 a 17:00 horas, de lunes a viernes.

SFP:  
SACTEL:  
En el Distrito Federal: 3003-2000  
En el interior de la República: 01 800 112 05 84  
Desde Estados Unidos o Canadá : 1 800 475-2393  
Correo electrónico: sactel@funcionpublica.gob.mx

**Esta ficha es para un trámite de obligación**

**Nombre de la modalidad**

Incluye Actividad Altamente Riesgosa

**¿ Qué efectos tendría la eliminación de este trámite ?**

No se aplicaría un Instrumento de Política Ambiental cuyo objetivo es prevenir afectaciones al ambiente, la pérdida de recursos naturales y daños a la salud. Al no aplicarse dicho instrumento, se pueden realizar proyectos cuyos costos por la pérdida de recursos naturales y contaminación ambiental, pueden ser mayores a los beneficios generados; trasladando los costos ambientales, del beneficiario del proyecto a la sociedad, subsidiando de esta manera las actividades que deterioran el ambiente, reduciendo el capital ambiental del país y poniendo en riesgo su sustentabilidad.

**Fundamento jurídico que da origen al trámite**

Artículo 28, Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Artículo 30, párrafo primero, Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Artículo 5, Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental

Artículo 9, Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental

Artículo 10, fracción II, Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental

**Casos en los que se debe presentar el trámite**

**¿Quién?** Las personas físicas o morales, públicas o privadas

**¿En qué casos?** Cuando se pretenda realizar alguna de las obras o actividades señaladas en el artículo 28 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y 5 de su Reglamento en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental. La manifestación deberá incluir el estudio de riesgo ambiental, cuando se trate de Actividades Altamente Riesgosas enlistadas en los Acuerdos en que se expiden el Primer Listado (Diario Oficial de la Federación del 28 de marzo de 1990) y el Segundo Listado (Diario Oficial de la Federación del 4 de mayo de 1992)

**Medio de presentación del trámite**

Por medio de escrito libre  
Debe presentar 1 original(es) y 0 copia(s).

**Datos de información requeridos:** Nombre, denominación o razón social del promovente  
Nombre del representante legal  
Domicilio para recibir notificaciones y nombre de la persona o personas autorizadas para recibirlas  
Firma del interesado o su representante legal  
Clave Única de Registro de Población (CURP)

**Monto:** Por recepción y evaluación de MIA-Particular, \$7,083.00.  
El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SHCP, clave 400099

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

**Monto:** Evaluación y emisión de la resolución el estudio de riesgo nivel 0. "Ductos Terrestres", aplica para cualquier proyecto que maneje sustancias consideradas como peligrosas en virtud de sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas o inflamables a través de ductos que presenten alguna de las siguientes características: a) Longitud igual o mayor de un kilómetro; diámetro nominal igual o mayor de 10.16 centímetros; y presión de operación igual o mayor de 10 kg/cm<sup>2</sup> antes de la caseta de regulación. En virtud de que el riesgo ambiental inherente de un ducto se incrementa proporcionalmente a la longitud, diámetro nominal, y presión de operación del mismo. b) En su trayectoria cruza con zonas habitacionales o Áreas Naturales Protegidas. c) Independientemente de las condiciones anteriores, el ducto transportará ácido fluorhídrico, cloruro de hidrógeno, ácido cianhídrico, cloro, amoniaco, óxido de etileno, butadieno, cloruro de etileno o propileno., \$685.00.  
El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SHCP, clave 400157

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

**Monto:** Evaluación y emisión de la resolución el estudio de riesgo nivel 1, "Informe Preliminar de Riesgo", aplica para cualquier proyecto en el que se pretenda almacenar, filtrar o mezclar alguna sustancia



considerada como peligrosa en virtud de sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables o biológico – infecciosas, en cantidad igual mayor a la establecida en el Primer o Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas publicados en el D.O.F.; a presión atmosférica y temperatura ambiente, en sitios donde el uso de suelo sea exclusivamente agrícola, industrial o rural sin uso., \$1,047.00.

El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SHCP, clave 400157

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

**Monto:** Evaluación y emisión de la resolución el estudio de riesgo nivel 2, "Análisis de Riesgo", aplica para cualquier proyecto en el que se maneje alguna sustancia en cantidad Análisis de Riesgo mayor a la establecida en el Primer o Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas publicados en el D.O.F.; que presente hasta cuatro de las características siguientes: a) El tipo de operación que se realiza es: destilación, refrigeración, y/o extracción con solventes o absorción. b) El almacenamiento se realiza en tanques presurizados. c) Existe reacción química, intercambio de calor y/o energía, presiones diferentes a la atmosférica o temperaturas diferentes a la ambiental. d) Se pretenda ubicar en zona de reserva ecológica o donde el uso del suelo sea habitacional o mixto. e) La zona donde se pretende ubicar sea susceptible a sismos, hundimientos o fenómenos hidrológicos y meteorológicos adversos., \$635.00.

El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SHCP, clave 400157

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

**Monto:** Evaluación y emisión de la resolución el estudio de riesgo nivel 3, "Análisis Detallado de Riesgo", aplica para cualquier proyecto en el que se maneje alguna sustancia en cantidad Análisis de Riesgo mayor a la establecida en el Primer o Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas publicados en el D.O.F.; que presente todas las características siguientes: a) El tipo de operación que se realiza es: destilación, refrigeración, y/o extracción con solventes o absorción. b) El almacenamiento se realiza en tanques presurizados. c) Existe reacción química, intercambio de calor y/o energía, presiones diferentes a la atmosférica o temperaturas diferentes a la ambiental. d) Se pretenda ubicar en zona de reserva ecológica o donde el uso del suelo sea habitacional o mixto. e) La zona donde se pretende ubicar sea susceptible a sismos, hundimientos o fenómenos hidrológicos y meteorológicos adversos. De lo contrario, con alguna de las características siguientes: a) Se trata de complejos químicos o petroquímicos con dos o más plantas. b) En alguna de las etapas del proceso de producción se genere alguna sustancia o producto caracterizado por su alta toxicidad y/o su efecto residual, acumulativo y letal para el ser humano y la biota del sitio. c) Cuando se trata de una actividad que esta interconectada con otra actividad altamente riesgosa ubicada en predio colindante, a través de tuberías en las que se maneje algunos de los materiales reportados en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas., \$2,128.00.

El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SHCP, clave 400157

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

**Monto:** Por el otorgamiento de la autorización de las obras o actividades que requieran MIA Particular, \$831.00.

El pago se deberá efectuar en el formato: Formato 5 de SChP, clave 400098

No le pueden exigir un pago distinto al indicado en esta ficha. En caso contrario, por favor repórtelo a los teléfonos de quejas y denuncias señalados.

#### Documentos que deben anexarse a la solicitud

Manifestación de Impacto Ambiental en su Modalidad Particular que deberá contener: I Datos generales del proyecto, del promovente y del responsable del estudio de impacto ambiental; II Descripción del proyecto; III Vinculación con los

ordenamientos jurídicos aplicables en materia ambiental y, en su caso, con la regulación sobre uso del suelo; IV Descripción del sistema ambiental y señalamiento de la problemática ambiental detectada en el área de influencia del proyecto; V Identificación, descripción y evaluación de los impactos ambientales; VI Medidas de preventivas y de mitigación de los impactos ambientales; VII Pronósticos ambientales y, en su caso, evaluación de alternativas, y VIII Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en las fracciones anteriores. Si el promovente lo desea, puede apoyarse consultando las guías correspondientes que están disponibles en la página: [www.semarnat.com](http://www.semarnat.com) (4 tantos original(es))  
 Excepcionalmente, dentro de los diez días siguientes a la integración del expediente, la Secretaría podrá solicitar al promovente, por una sola vez, la presentación de hasta tres copias adicionales de los estudios de impacto ambiental cuando por alguna causa justificada se requiera. En todo caso, la presentación de las copias adicionales deberá llevarse a cabo dentro de los tres días siguientes a aquel en que se hayan solicitado (artículo 19 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental). copia(s))  
 Resumen del contenido de la manifestación de impacto ambiental (1 original(es) 2 impresas o en disco magnético copia(s))  
 Copia sellada de la constancia del pago de derechos correspondientes (1 original(es) 0 copia(s))  
 Disquete o CD que contenga la Manifestación de Impacto Ambiental (1 original(es) 0 copia(s))  
 Documento que acredite la personalidad (1 original(es) 1 copia(s))  
 Estudio de Riesgo que deberá integrarse a la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), que deberá contener: I. Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto; II. Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental. (4 original(es) 0 copia(s))

**Plazos**

**Plazo máximo de respuesta** Resolución 60 días hábiles  
 La Secretaría podrá solicitar aclaraciones, rectificaciones o ampliaciones al contenido de la Manifestación de Impacto Ambiental, que le sea presentada, suspendiéndose el término que restare para concluir el procedimiento. Cuando por la complejidad y las dimensiones de una obra o actividad se justifique, la Secretaría podrá, excepcionalmente y de manera fundada y motivada, ampliar el plazo hasta por 60 días más, debiendo notificar al promovente su determinación. (Artículo 35 Bis de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente y 46 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental).

**Fundamento jurídico:** Artículo 35 bis, Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Si al término del plazo máximo de respuesta, la autoridad no ha respondido, se entenderá que la solicitud fue resuelta en sentido negativo.

La autoridad cuenta con un plazo máximo de 10 días hábiles para requerirle al particular la información faltante.

Comentarios: La Secretaría comunicará al promovente, en el momento en que éste presente la solicitud y sus anexos, si existen deficiencias formales que puedan ser corregidas en ese mismo acto. (artículo 20 párrafo primero del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental).

**Vigencia del trámite**

**Tipo de resolución:** autorización

**Vigencia:**

- -- vigencia -- indeterminada

 Observaciones: La vigencia no podrá exceder del tiempo propuesto para la ejecución de las obras o actividades (Artículo 49 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental)

**Criterios de resolución del trámite**

Los posibles efectos de las obras o actividades a desarrollarse en el o los ecosistemas de que se trate, tomando en cuenta el conjunto de elementos que los conforman, y no únicamente los recursos que fuesen objeto de aprovechamiento o afectación

La utilización de los recursos naturales en forma de que se respete la integridad funcional y las capacidades de carga de los ecosistemas de los que forman parte dichos recursos, por periodos indefinidos

En su caso, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales podrá considerar las medidas preventivas, de mitigación y las demás que sean propuestas de manera voluntaria por el solicitante, para evitar o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente

#### Información adicional

Cuando la realización de una obra o actividad que requiera sujetarse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental involucre, además, el cambio de uso del suelo de áreas forestales y en selvas y zonas áridas, los promoventes podrán presentar una sola manifestación de impacto ambiental que incluya la información relativa a ambos proyectos. Los aprovechamientos forestales y las plantaciones forestales previstas en el artículo 5º, inciso n) y ñ), respectivamente, podrán presentar de manera simultánea la manifestación de impacto ambiental y el plan de manejo. (Artículos 14 y15 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental).

Anexo 5

Abreviaturas, Símbolos Usados y Factores de Conversión

b	Barriles
bd	Barriles diarios
Btu	British thermal units
M <sup>3</sup>	Metros cúbicos
M <sup>3</sup> d	Metros cúbicos diarios
Mb	Miles de barriles
Mbd	Miles de barriles diarios
MMb	Millones de barriles
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMbtu	Millón de BTU
Mm <sup>3</sup>	Miles de metros cúbicos
Mm <sup>3</sup> d	Miles de metros cúbicos diarios
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos
MMusd	Millones de dólares
Mt	Miles de toneladas
t	Toneladas
td	Toneladas por día
BTX	Benceno, Tolueno, Xileno
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
FCC	Planta Catalítica (Fluid CatalyticCraking)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
HDS	Hidrosulfuradora
I.E.P.S.	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
I.V.A.	Impuesto al valor agregado
MTBE	Metil terbutil éter
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PMI	PMI Comercio Internacional S.A.
PP	Pemex Petroquímica
PR	Pemex Refinación

SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
TAME	Metil teramil éter
WTI	West Texas Intermediate
WTS	West Texas Sour

### Factores de conversión utilizados en la industria petrolera

<b>Volumen</b>	
1 pie cúbico	= 0.0283168 metros cúbicos
1 metro cúbico	= 35.31467 pies cúbicos
1 metro cúbico	= 6.28981041 barriles
1 galón (EUA)	= 3.7854 litros
1 litro	= 0.26417 galones (EUA)
1 barril	= 42 galones
1 barril	= 158.987304
<b>Peso</b>	
1 tonelada métrica	= 0.98421
1 tonelada métrica	= 2204.6 libras
1 libra	= 0.45359 kilogramos
<b>Calor</b>	
1 Btu	= 0.252 kilocalorías
1 Kilocaloría	= 3.968254 Btu
<b>Equivalencias calóricas</b>	
1 barril de crudo	= 5,000 pies cúbicos de gas natural
1 barril de combustóleo	= 6,783 pies cúbicos de gas natural
1 metro cúbico de gas natural	= 8,460 kilocalorías (para efectos de facturación de gas seco)
<p><b>Factor de corrección por poder calórico del gas natural*</b>                      1995 – 1997: 1.060*</p> <p>factor aplicado al gas vendido al público para expresar, en unidades volumétricas, su valor real.</p>	

Fuente: Memoria de labores 1997, Petróleos Mexicanos, marzo 1998

## Anexo 6

## Nomenclatura

## - A -

**Abastecedor:** La persona designada por el Usuario para realizar, por orden y cuenta de éste, la Afirmación al Transportista, y que subsecuentemente inyectará al Sistema en el (los) Punto(s) de Origen la cantidad confirmada de Gas Natural.

**Absorción (Absorption)** Un proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural.

**Acceso a terceros (Third-party access TPA).** Un régimen TPA obliga a las compañías que operan redes de transmisión o distribución de gas a ofrecer condiciones para el transporte de gas empleando sus sistemas, a otras compañías de distribución o clientes particulares.

**Aceite crudo (Crude oil).** El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

**Aceite in situ (OIP Oil in place)-** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**Aceite lubricante (Luboil).** Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

**Aceites amargos (Sour oils).** Aceites que contienen altos niveles de ácido sulfhídrico o mercaptanos. Se conoce como endulzamiento el tratamiento de dichos aceites para convertirlos en productos comerciales.

**Acidificación (Acidizing).** La técnica de bombear una forma de ácido hidroclorehídrico dentro del pozo para agrandar el espacio de los poros en las rocas que contienen aceite, en esta forma se incrementa el flujo de aceite y su recuperación.

**Acuífero (Aquifer).** Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**Aditivo (Additive).** Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

**Adsorción (Adsorption).** Un proceso de separación para remover impurezas, basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie.

**Afirmación.** El acto posterior al Pedido mediante el cual el Abastecedor ratifica al Transportista la disponibilidad de las cantidades de Gas Natural contenidas en el Pedido; el Usuario ratifica al Transportista que dichas cantidades corresponden al Pedido.

**Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA).** Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia.

**Agregado (Aggregate).** La materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto para construcción de caminos.

**Alcoholes (Alcohols).** Un tipo de compuestos, de los cuales el etanol (el alcohol de la cerveza y del vino) es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.

**Aligeramiento (Lightening).** Ver Lightering.

**Aligeramiento (Lightering).** Una operación de transferencia de carga de un buque a otro para permitir que el primero entre a un puerto que tiene calado restringido.

**Almacenamiento diurno (Diurnal storage).** Literalmente, almacenamiento diario. Se refiere a un almacenamiento de corto plazo (o pico) en tuberías o tanques almacenadores de gas; lo opuesto a almacenaje estacional.

**Amarre en boya sencilla (SBM Single buoy mooring).** También conocido como amarre de un punto (SPM). Consiste de una cámara flotante amarrada cerca de una plataforma costa afuera que sirve como conexión a un buque tanque. Carece de capacidad de almacenamiento. Ver también FSU (Unidad flotante de almacenamiento).

**Amoniaco (Ammonia).** Elaborado por la combinación directa de hidrógeno y nitrógeno bajo presión sobre un catalizador. El amoniaco anhidro se usa principalmente para la manufactura de fertilizantes nitrogenados.

**Ampliación:** Los equipos, obras e instalaciones que se agregan al Sistema para poder conducir un mayor volumen de Gas Natural hacia los mismos puntos del Sistema.

**Anhidro (Anhydrous).** Sin agua, o secado.

**Anticlinal (Anticline).** Plegamiento de las capas superiores de las rocas, similar a un arco en forma de domo. Los anticlinales constituyen excelentes prospectos para perforación puesto que el aceite en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua. Véase también sinclinal (syncline).

**Árbol de Navidad (Christmas tree).** El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas y prevén reventones.

**Arenas alquitranosas (Tar sands).** Mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados; fuente alterna potencial de hidrocarburos.

**Arriostramiento.** Se denomina así, al conjunto de elementos estructurales que se distribuyen por los planos de cubiertas y fachada con el fin de transmitir hasta la cimentación la componente horizontal de las cargas que actúan sobre el edificio. También forman parte de ese conjunto los perfiles de atado que se distribuyen en cabeza de pilares para solidarizar la estructura.

**Aromáticos (Aromatics).** Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes (ejemplo: BTX).

**Asignación Predeterminada o AP:** El procedimiento que aplicará el Transportista para asignar, entre diferentes Usuarios, las cantidades de Gas Natural inyectadas en el mismo Punto de Origen.

**Asfalto (Asphalt).** La mezcla de bitumen y agregado que se utiliza para la pavimentación de caminos.

- B -

**Balance de Gas:** La igualdad, medida en Gigacalorías y durante un periodo determinado, entre las cantidades de Gas Natural recibidas por el Transportista en los Puntos de Origen, sin considerar el Gas Combustible, y las cantidades de Gas Natural entregadas al Usuario en los Puntos de Destino.

**Barrena de perforación (Drill bit).** La parte de una herramienta de perforación que corta la roca.

**Barril (Barrel - bbl).** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159.8 litros.

**Barril de aceite equivalente (Barrel oil equivalent - boe).** Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies<sup>3</sup> (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de BOE.

**Barriles por día (Barrels per day - bpd or b/d).** En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

**Benceno (Benzene).** El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno; una de las materias primas más importantes para la industria química.

**Biodegradable (Biodegradable).** Material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.

**Bitumen (Bitumen).** Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.

**Block (Block).** La subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción. Los blocs son definidos generalmente en términos de latitud y longitud a intervalos de un grado.

**Bloque con permiso (Licence block).** Sección de un área de roca subyacente continental limitada por líneas de latitud y longitud, generalmente a intervalos de un grado, y subdividida en áreas más pequeñas. Las "licencias" son vendidas a compañías, otorgándoles derechos para exploración del aceite.

**BMC o BN MC. Billón (10<sup>9</sup>) metros cúbicos (Mc),** unidad de medida.

**Bombeo neumático (Gas lift).** Uno de varios métodos de elevación artificial. Un proceso mecánico que utiliza la inyección continua o intermitente de un gas dentro de la tubería de producción (tubind or casing) para aligerar o desplazar los fluidos producidos. Esto crea una reducción de presión en el fondo del pozo, incrementando o sustentando el flujo del pozo.

**BPC o BN PC. Billón (10<sup>9</sup>) pies cúbicos (PC),** unidad de medida.

**BTX.** Abreviatura de los hidrocarburos aromáticos: benceno, tolueno y xileno.

**Buque-tanque de casco doble (Double hull tanker).** Un buque-tanque en el cual el fondo y los lados de los tanques de carga están separados del fondo y de los costados del casco por espacios de hasta 1 a 3 metros de ancho o de fondo. Estos espacios permanecen vacíos cuando el buque-tanque lleva carga, pero se llenan de agua de mar en el viaje con lastre. Ver también buque-tanque de doble fondo.

**Buque-tanque de doble fondo (Double bottom tanker).** Un buque-tanque en el cual el fondo de los tanques de carga está separado del fondo del barco por un espacio hasta de 2 a 3 metros. El espacio permanece vacío cuando el buque-tanque lleva carga, pero se llena de agua de mar durante el viaje con lastre. Ver también Buque-tanque de casco doble.

**Butano (Butane).** Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Véase también LPG.

- C -

**Cabeza de pozo (Wellhead).** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también "árboles de navidad".



**Caloría (Cal):** La energía térmica necesaria para elevar la temperatura de un gramo de agua, de catorce punto cinco grados centígrados (14.5°C) a quince punto cinco grados centígrados (15.5°C) a nivel del mar.

**Campo de gas (Gasfield).** Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.

**Campo de gas / condensado (Gas / condensate field).** Un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.

**Campo de gas seco (Dry gasfield).** Un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

**Campo verde (Greenfield).** A menudo usado para referirse a la planeación de instalaciones para gas natural licuado las cuales deben construirse desde cero; sin existir infraestructura.

**Cantidad diaria contratada (Daily contracted quantity (DCQ)).** La cantidad de gas promedio diario que es contratada para ser abastecida y recibida.

**Cantidad Máxima Diaria o CMD:** La cantidad máxima de Gas Natural establecida en el Contrato, para cada Día de Flujo, que un Usuario puede pedir al Transportista y que éste se obliga a transportar, sujeto a lo establecido en las condiciones generales.

**Capa rocosa (Cap rock).** Una capa impermeable de roca sobre un yacimiento rocoso que evita que los hidrocarburos escapen a la superficie.

**Capacidad de ducto (Pipeline capacity).** El volumen de aceite o gas que se requiere para mantener el ducto lleno, o el volumen que se puede hacer pasar a través del ducto en un determinado período.

**Capacidad disponible (Ullage).** Espacio no ocupado de un tanque o sistema que no es efectivamente utilizada. Se emplea como medida de capacidad aún disponible.

**Capacidad Disponible:** La capacidad del Sistema que no es efectivamente utilizada.

**Capacidad Máxima Garantizable.** La capacidad de transporte de Gas en base firme que el Transportista estará obligado a ofrecer para cada Zona del Sistema a partir del primer día de vigencia de las condiciones generales y conforme el Sistema se modifique en cuanto a su capacidad de transporte.

**Capacidad Reservada:** La capacidad máxima de transporte en base firme que el Usuario contrata para uno o varios Trayectos y que el Transportista se obliga a tener disponible a favor del Usuario.

**Carbono (Carbon).** Un elemento sólido que existe de muchas formas incluyendo diamantes, grafito, coque y carbón vegetal. Las combinaciones de carbono con hidrógeno son conocidas como hidrocarburos y pueden consistir de moléculas muy grandes (tales como polipropilenos) o muy cortas (como metano).

**Carga a granel (Bulk cargo).** Cualquier carga líquida o sólida a un recipiente, sin empacar (ejemplo: aceite o granos).

**Carga básica (Baseload).** El nivel básico de demanda, o mínimo del sistema; utilizado en el contexto de abastecimiento de gas y generación de potencia. Lo opuesto a la carga pico.

**Carga de Alimentación (Feedstock).** Materia prima para una unidad de proceso.

**Carga pico (Peak load).** La carga máxima producida o consumida por una unidad durante un determinado período.

**Carta del tratado de energía (ETC - Energy Charter Treaty).** Firmada por 45 gobiernos y por la Unión Europea en Lisboa, Portugal el 17 de diciembre de 1994.

**Casquete de gas (Gas cap).** En un campo que contiene gas y aceite, parte del gas se almacenará a menudo en la parte superior del yacimiento en un depósito único conocido como casquete de gas.

**Catalizador (Catalyst).** Una sustancia que ayuda o promueve una reacción química sin formar parte del producto final. Hace que la reacción tenga lugar más rápidamente o a menor temperatura, y permanece sin cambio al final de la reacción. En procesos industriales, sin embargo, el catalizador debe ser cambiado periódicamente para mantener una producción económica.

**Cedente:** El Usuario que realiza una oferta de cesión de capacidad en el mercado secundario y que celebra un contrato por medio del cual cede toda o parte de su Capacidad Reservada.

**Celda de Combustible (Fuel cell).** Una celda eléctrica utilizada para generar energía eléctrica a partir de la reacción de un número de sustancias químicas, sin necesidad de combustión y sin producir ruido o contaminación. Puede utilizarse gas natural como carga de alimentación.

**Celda de combustible, de óxido sólido (SOFC Solid oxide fuel cell)**

**Cesionario:** La persona que adquiere Capacidad Reservada a través del mercado secundario de capacidad.

**Circulación de gas o recirculación (Gas cycling or re-cycling).** Un proceso en el cual el gas producido es reinyectado al yacimiento después de haberle quitado el condensado. Esto es para mantener la presión del yacimiento y para impedir que el condensado se "condense" dentro del yacimiento y después se dificulte recuperarlo. Esta es llamada condensación retrógrada.

**CO. Monóxido de carbono.** Es un gas muy peligroso producto de la combustión incompleta, originada en el mal estado de las instalaciones, insuficiente ventilación o instalación de artefactos en lugares inadecuados. Es peligroso y tóxico y no es detectable a través de los sentidos: es incoloro, inodoro e insípido

**CO<sub>2</sub> Bióxido de carbono.** Constituye el enlace indispensable que une al Sol con la Tierra por el intercambio bioquímico que permite que la energía luminosa se "incorpore" a los sistemas vivos. A partir de la energía solar y con la intervención de moléculas como la clorofila y el agua, participa en la construcción de alimentos a través de la *fotosíntesis* en las plantas verdes. Se estima que -en condiciones naturales- el CO<sub>2</sub> tarda alrededor de 300 años para completar este ciclo. El ciclo natural del carbono, como sabemos, se ha alterado considerablemente como producto de la contaminación ambiental y la velocidad e intensidad con la que las plantas pueden utilizarlo en la fotosíntesis no es suficiente como para evitar que este gas se acumule en la atmósfera. La quema de combustibles fósiles que mantuvieron por miles de años al carbono sedimentado en las profundidades y que ahora son utilizados como gas, petróleo y gasolina, ha puesto en circulación (en la atmósfera) enormes cantidades de bióxido.

**Columna fraccionadora (Fractionating column).** Ver destilación.

**Combinación de calor y potencia (Combined heat and power (CHP)).** Aplicado a la generación de potencia se refiere a la generación de electricidad y vapor (o calor) simultáneamente a partir del mismo combustible, generalmente para satisfacer todas las necesidades de las instalaciones comerciales o industriales para las cuales ha sido diseñado. En circunstancias donde los procesos de vapor no son requeridos la generación de vapor puede ser usada para generar electricidad adicional en una turbina a vapor; esto se conoce como Ciclo Combinado para Generación de Potencia.

La generación combinada de calor y potencia en la misma planta. Este método reduce el consumo total de combustible evitando que de otra manera se pierda calor utilizando la generación de electricidad convencional. Proporciona calentamiento de bajo grado para usos industrial y doméstico.

**Combustible diesel (aceite)(Diesel fuel (oil)).** Un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes (Diesel Engine Road Vehicle - Derv).

**Combustible búnker (Bunker fuel).** Cualquier diesel o aceite combustible que se abastece a las máquinas de los barcos para su funcionamiento, no como carga para ser transportada y vendida. Los "búncers" son el sitio donde se almacena dicho combustible en el barco.

**Combustóleo (Fuel oils).** Aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc. **Futuros (aceites):** La venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre como cambiarán los precios en el futuro.

**Comercializador: (gas).** La persona que adquiere Gas, Capacidad Reservada u otros servicios relacionados con el Transporte de Gas, para ofrecerlos a terceros.

**Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC - Federal Energy Regulatory Commission).** La organización gubernamental en los Estados Unidos de América cuyas responsabilidades incluyen la regulación de la industria del gas.

**Compañía Multinacional (Multi-national company - MNC).** Una compañía con inversiones y actividades operativas en muchos países alrededor del mundo.

**Compuesto (Compound).** Término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.

**CONCAWE.** La organización de compañías europeas para protección de la salud y el medio ambiente establecida en La Haya.

**Concesión (Concession).** Una determinada área concesionada a una compañía para la exploración de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.

**Condensado (Condensate).** Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado.

- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C<sub>5</sub> a C<sub>8</sub>
- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie.
- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

**Conexión:** Los materiales, ductos y equipos requeridos para conectar las instalaciones del Transportista con otros sistemas y con las instalaciones para recepción de Gas por los usuarios finales.

**Confirmación:** El acto posterior a la Afirmación por medio del cual el Transportista avisa al Abastecedor y al Usuario la cantidad de Gas que se obliga a recibir y transportar en un Día de Flujo.

**Contrato:** El contrato de prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural que celebran el Usuario y el Transportista.

**Contratos de derivados (Off-Balance sheet) –contabilidad invisible:** contratos derivados que generalmente no involucran activos pasivos que aparecen en los estados contables.

**Conversión de Biomasa (Biomass conversion).** La conversión bioquímica de material para la producción de energía.

**Coquización (Coking).** Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

**Corriente - abajo (Downstream).** Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de aceite crudo en la terminal de transportación y la utilización del aceite por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del aceite. Ver también corriente arriba (upstream).

**Corriente arriba (Upstream).** Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

**Corte de pico (Peak lopping).** Ver Peak shaving.

**Criogenia (Cryogenics).** El proceso de producción, mantenimiento y utilización a muy bajas temperaturas (abajo de -46°C).

**Crudo de activo (Equity crude).** La proporción de aceite crudo a la cual una compañía productora tiene derecho como resultado de su contribución financiera al proyecto.

**Crudo ligero (Light crude).** Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica.

**CSF (Cost Insurance and Freight). Free on board.** Siglas en inglés de costo, seguro y flete. Es tanto una cláusula en el comercio internacional para determinar el tipo de compra-venta, como sistema de pago. Implica que el vendedor, además de sus obligaciones comerciales, tiene que proveer transporte y seguro de la mercancía por cuenta e interés del comprador, es decir, se incluyen en los costos de los bienes los costos de seguro y flete.

**Craqueo.** Es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

## - D -

**Derivados,** Es un instrumento financiero que no constituye una propiedad, sino una promesa para tener la propiedad en el futuro. Los ejemplos son las "opciones" y los "futuros". Un contrato financiero cuyo valor se deriva del desempeño de activos, tasa de interés de cambio de las divisas o índices.

**Derivados "sobre el mostrador" (over-the counter).** Son contratos de derivados negociados en forma privada cuya transacción se realiza fuera de las Bolsas de Valores organizadas.

**Derv .** Véase combustible diesel.

**Desagregación (Unbundling).** La separación de las funciones de transporte, almacenamiento y comercialización de gas.

**Desarrollo sustentable (Sustainable development).** La satisfacción de necesidades actuales sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas propias.

**Desfogue (Blowdown).** Un método de producción de gas/condensado del yacimiento permitiendo la depresión del mismo sin reinyectar gas. Con este método de producción algunos condensados pueden condensarse dentro del yacimiento donde su recuperación deja de ser operación práctica.

**Desintegración (Cracking).** El proceso de rompimiento de moléculas grandes de aceite en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se utiliza un catalizador se conoce como desintegración catalítica; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno se conoce como un proceso de hidrodesintegración.

**Desintegración catalítica (Cat. Cracker).** Véase desintegración (cracking).

**Despacho (Send - out).** La cantidad de gas entregada por una planta o sistema durante un período especificado de tiempo.

**Destilación (Distillation).** (Destilación fraccionada), un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bitumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

**Destilación fraccionada (Fractional distillation).** Ver destilación.

**Destilado (Distillates).** Los productos de condensación obtenidos durante el proceso de destilación fraccionada (combustibles gaseosos, nafta, gasolina, querosina y gasóleos).

**Detector de gas (Gas detector).** Un instrumento para detectar la presencia de varios gases, a menudo como medida de seguridad contra flama o gases tóxicos.

**Diablo (Pig).** Artefacto empleado para limpiar un ducto o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. Se le inserta en el ducto y es arrastrado por el flujo de aceite o gas. Un "diablo inteligente" está adaptado con sensores que pueden detectar corrosión o defectos en el ducto.

**Distribución (Distribution).** Después que el gas ha sido procesado, es transportado a través de gasoductos hasta centros de distribución local, para ser medido y entregado a los clientes.

**Ducto (Pipeline).** Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

**Ducto de transmisión (Transmission pipeline).** Red de ductos que distribuye gas natural de una estación terrestre, via estaciones de compresión, a centros de almacenamiento o puntos de distribución.

**Duración de la licencia (Licence round).** Un periodo durante el cual un estado ofrece y asigna un número de áreas especificadas dentro de sus límites nacionales a compañías petroleras.

- E -

**Efecto arrecifal (Reef effect)** Aumento de vida marina sobre y en torno a una estructura costa afuera.

**Elemento (Element).** Término químico referente a una sustancia que no puede ser subdividida químicamente en una forma más simple.

**Empacado de línea (Line pack).** La habilidad para incrementar la cantidad de gas en una tubería incrementando la presión arriba de la presión normal del sistema, pero permaneciendo dentro del límite de seguridad. Se utiliza como un método de almacenamiento diurno o pico.

**Emulsión (Emulsion).** Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

**Endulzamiento (Sweetening).** Ver Aceites amargos.

**Energía geotérmica (Geothermal energy).** Energía obtenida del calor bajo la superficie de la Tierra.

**Energía renovable (Renewable energy).** Recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p.ej.: solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrico, geotérmico).

**Esquisto de petróleo (Oil Shale).** Roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos (principalmente querógeno) que rinde aceite al ser calentada.

**Estación de compresión (Compressor station).** Utilizada durante el transporte de gas. El gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar un flujo uniforme debe ser recomprimido en estaciones localizadas cada 60 a 80 Km. a lo largo de la ruta.

**Estación de recompresión (Booster station).** Una plataforma sobre una sección de un gasoducto submarino diseñada para incrementar el flujo de gas.

**Esteres (Esters).** Compuestos formados por la combinación de ácidos y alcoholes. Carga de alimentación para la industria química.

**Etano (Ethane).** Un hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

**Etanol (Ethanol -ethyl alcohol-).** Un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**Etileno (Ethylene -ethene-).** Una olefina consistente de dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

**EU (European Union).** Unión Europea.

**Evaluación del impacto ambiental EIA (Environmental Impact Assessment).** Evaluación del impacto de una instalación o actividad sobre el medio ambiente que la rodea, realizada antes de que el trabajo sobre esa actividad haya comenzado. El estudio base original, parte clave de este proceso, describe las condiciones originales.

- F -

**Factor de carga (Load factor).** La relación de la carga promedio a la carga pico durante un período en particular.

**Falla (Fault -Faulting-).** Una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento.

**Financiamiento de proyecto (Project financing).** Esquema de financiamiento mediante el cual el prestador tiene derecho a recibir pago de préstamos exclusivamente de ingresos generados por el proyecto que ayuda a financiar. En este tipo de financiamiento el prestador no tiene derechos sobre los otros activos del deudor.

**Fraccionamiento (Fractionation).** Nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones. Ver también: absorción, adsorción, destilación.

**Fracciones ligeras (Light fractions).** Las fracciones de bajo peso molecular y bajo punto de ebullición que emergen de la parte superior de la columna de fraccionamiento durante la refinación del aceite.

**Fracciones pesadas (Heavy fractions).** También conocidas como productos pesados, estos son los aceites formados de moléculas grandes que emergen del fondo de una columna fraccionadora, durante la refinación del aceite.

**Fuera de pico (Off-peak).** Período durante el día, semana, mes o año en que lo que se entrega por un sistema de gas no alcanza su volumen máximo.

- H -

**Hedge Fund:** Una forma de fondo mutual empleado por instituciones e individuos ricos con un mínimo de cuarto de millón de dólares a más de un millón de dólares de inversión que se dedican a actividades especulativas agresivas y prohibidas por los fondos mutuales ordinarias. Se encuentran restringidas por ley a no más de 100 inversionistas por fondo y estos inversionistas se presume que tienen el conocimiento suficiente para entender los riesgos.

**Hidrocarburo (Hydrocarbon).**- Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural y asfaltos).

**Hidrocarburo líquido.**- Hidrocarburos licuados que se producen durante la fabricación, la purificación y estabilización del gas natural.

**Hidrodeseintegración (Hydrocracking).**- Ver Craqueo.

**Hidrodesulfuración (Hydrodesulphurisation - HDS).**- Proceso para remover azufre de las moléculas, utilizando hidrógeno bajo presión y un catalizador.

**Hidrógeno (Hydrogen).**- El más ligero de todos los gases, presente principalmente, combinado con oxígeno, en el agua. El hidrógeno se combina con el carbono para formar una enorme variedad de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos.

**Hidrotratamiento (Hydrotreating).**- Usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

**Hotel flotante o Plataforma habitacional (Flotel).**- Los compartimentos de a bordo utilizados como camarotes para el personal de costa afuera.

- l -

**Índice de precios al menudeo (RPI -X).** Índice de precios al menudeo menos x (x es una variable): fórmula de fijación de precios que se emplea en el Reino Unido.

**Índice de viscosidad (Viscosity Index).** Medida de la relación entre la temperatura y la viscosidad de un aceite.

**Índice wobbe (Wobbe index).** Definido como el valor calorífico dividido por la raíz cuadrada de la gravedad específica. Se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria del gas en el quemador. Si no se cumple esta especificación, la cantidad de aire que se mezcla con el gas será la incorrecta.

**Instalaciones de almacenamiento (Storage facilities).** Para gas natural estas son de dos categorías de acuerdo a la IEA. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de aceite y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para almacenamiento pico se emplean gasómetros en desuso y empacado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.

**IPIECA (International Petroleum Industry Environmental and Conservation Association).** Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del medio ambiente.

- k -

**Kerógeno (Kerogen).** Una material bituminoso presente en ciertos esquistos que producen un tipo de aceite cuando son calentados.

**Kerosina (Paraffin).** Nombre que se da en el Reino Unido a una kerosina de calidad premium que se emplea en quinqués y calentadores de espacios interiores.

**Kerosina (Kerosine or kerosene).** Un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbohélice.

**Kilocaloría (Kilocalorie).** Mil calorías. Unidad de calor que se usa en la industria química de proceso.

**Kilowatt-hora (kWh).** Unidad de medida en la industria eléctrica. Un kilowatt-hora es equivalente a 0.0949 metros cúbicos de gas.

- L -

**Las mayores (Majors).**- Las compañías privadas/públicas petroleras, más grandes del mundo (Shell, Exxon, Texaco, Mobil, Chevron y BP). Las compañías petroleras nacionales pueden ser mucho más grandes.

**Lavado (Scrubbing).**- Proceso de purificación de un gas o un líquido por medio de un lavado dentro de un recipiente de contacto.

**Levantamiento sísmológico (Seismic survey).** Método para establecer la estructura detallada subterránea de roca mediante la detección y medición de ondas acústicas reflejas de impacto sobre los diferentes estratos de roca. Se le emplea para localizar estructuras potencialmente contenedores de aceite o gas antes de perforar. El procesamiento de datos moderno permite la generación de imágenes de tres dimensiones de estas estructuras subterráneas. Ver también: registro acústico, pistola de aire, anticlinal, sinclinal.

**Libre a bordo LAB (Free on board - FOB -).** Sistema de exportaciones que consiste en fletear las mercancías y ponerlas a disposición del comprador en su propio transporte. El pago sólo incluye el precio de las mercancías y no cubre los seguros y fletes, ya que no los realiza el vendedor.

**Licuefacción del gas (Gas liquefaction).** El proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de  $-162^{\circ}\text{C}$ , con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

**Límite de ciudad (City gate).**- Este se refiere al punto donde el gas pasa de un sistema de transmisión principal a un sistema de distribución local. No necesariamente hay un cambio de dueño.

**Limpieza de tanques (Load-on-top).**- Sistema de limpieza de los tanques en un buque tanque para aceite, que recolecta material vertido en un tanque para aguas sucias (slop), permitiendo que el agua se separe del aceite, rebosando el agua limpia por la parte superior del tanque y permaneciendo los residuos de aceite en el tanque, minimizando la contaminación del mar.

**Líquidos del gas natural NGL (Natural Gas Liquids).**- No existe definición precisa. Los líquidos del gas natural son esencialmente los hidrocarburos que se pueden extraer en forma líquida del gas natural tal como se produce. Típicamente, los componentes predominantes son etano, GLP y pentanos, aunque habrá también algunos hidrocarburos pesados.

**Lodo de perforación (Drilling mud).**- Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del aceite ó del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.

**Lluvia ácida (Acid rain).** Se produce cuando los óxidos de azufre (SOx) y los óxidos de nitrógeno (NOx), son liberados en la combustión de combustibles fósiles (particularmente carbón), y se combinan con la humedad de la atmósfera para formar ácidos sulfuroso, sulfúrico, nítrico y nítrico. Los SOx y los NOx son gases que dan lugar a la formación de lluvia ácida, y los daños que ocasiona esta lluvia, a menudo ocurren lejos de la fuente del problema.

## - M -

**Margen,** Préstamo del dinero del corredor –tratante- del inversionista para comprar una acción, y se coloca la inversión como colateral, los inversionistas usan el margen para incrementar su poder de compra de manera que pueden poseer más acciones sin tener que pagar totalmente por ellas lo que los expone a un potencial de mayores ganancias o mayores pérdidas.

**Magma.** El material fundido que constituye la corteza terrestre. Cuando es arrojado sobre la superficie de la tierra y se enfría, se convierte en roca ígnea.

**Margen (Swing).** La cantidad por la cual puede diferir, durante un período determinado, el suministro de gas del valor diario contratado.

**Medidor de gas (Meter).** Un dispositivo mecánico para medir y registrar automáticamente cantidades de gas.



**Mercado Spot (Spot market).** Mercado internacional en el que aceite o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el "precio spot").

**Mercaptanos (Mercaptans).** Compuestos fuertemente olorosos de carbono, hidrógeno y azufre que se encuentran en el gas y en el aceite. Algunas veces se agregan al gas natural por razones de seguridad.

**Metano (Methane - CH<sub>4</sub>).** La más pequeña de las moléculas de los hidrocarburos, con un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón, y es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. Es un gas ligero, sin color, sin olor y flamable bajo condiciones normales. El metano es el primer miembro en la serie de alcanos (parafinas). A presión atmosférica se licua a -162°C.

**Metanol (Methanol -methyl alcohol-).** Un alcohol utilizado como materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**Metro cúbico (Cubic metre (CM)).** Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico.

**Mezcla Brent (Brent blend).** Una mezcla de crudos del Mar del Norte, usada como marcador para precio internacional del crudo.

**Miliario (Milliard).** Sinónimo de billón (10<sup>9</sup>).

**Millón (10<sup>6</sup>)(MM).** Unidad de medida

**Miscibilidad.** Es un fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos proporcionales, sin que se forme entre ellos una interfase; se dice entonces que el fluido es solvente del otro. El proceso de mezclado resultante eliminará la interfase original. Una condición para que los dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; v.gr. la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua. El proceso de mezclado no es un fenómeno químico, no hay reacción de este tipo.

**MJ/MMW - SEGS.** Megajoule; equivalente a un millón de watts-segundos.

**MMBL.** Millones de barriles.

**MMBTU.** Millones de unidades térmicas Británicas.

**MMPCS/D (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar por día.

**MMPCS (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar.

**Módulo (Module).** Un paquete de plantas y equipo para instalación, o instalados en una plataforma costa afuera.

**Molécula (Molecule).** La partícula más pequeña a la que un compuesto puede ser reducido sin perder su identidad química.

**Monómero (Monomer).** Una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

**MPCS (MSCF).** Miles de pies cúbicos estándar.

- N -

**Nocional.** Valor de los activos de los derivados subyacentes a precio de entrega inmediata (spot price)

**NAFTA (North American Free Trade Agreement).** Tratado de libre comercio de América del Norte (TLCAN): sus miembros actualmente son Canadá, México y Estados Unidos de Norte América.

**Nafta (Naphtha).** Un rango de destilados más ligeros que la querosina utilizada como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej. : para elaboración de etileno).

**Negro de Humo (Carbon black).** Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria hulera (por ejemplo llantera).

**Netback.** El valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

**No asociado (Non associated).** En ocasiones llamado gas no asociado. Gas seco no asociado con aceite en un yacimiento productivo, o donde solo el gas puede ser producido económicamente.

**Número de acres (Acreage).** Área concedida en arrendamiento para exploración de aceite y gas y para una posible producción futura.

**Número de cetano (Cetane number).** Una medida de la calidad de ignición de los combustibles diesel. Véase también número de octano.

**Número de octano (Octane number).** Una medida de la resistencia a la pre-ignición (que conduce al golpeteo) de una gasolina.

- 0 -

**OAPEC (Organización of Arab Petroleum Exporting Countries).** Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo.

**Odorización (Stenching).** Proceso mediante el cual, por razones de seguridad, se odORIZA el gas natural inyectándole pequeñas cantidades de compuestos orgánicos de azufre, típicamente a razón de 30 ppm. Ver también odorizante.

**Odorizante (Odorant).** Sustancia tal como el mercaptano, con olor característico, que se añade al gas natural inodoro o a líquidos del gas natural cuando se les emplea como combustibles, a efecto de permitir su detección.

**OECD (Organization for Economic Cooperation and Development).** Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.

**Ofgas (Office of Gas Supply).** Oficina de suministro de gas, reguladora de la industria del gas del Reino Unido.

**Olefinas (Olefins).** Grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química. Ver también propileno.

**OPEP (OPEC, Organization of Petroleum Exporting Countries).** Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Saudí Arabia, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

**Operador (Operator).** Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

**Óxidos de azufre (SOx sulphur oxides).** Se emite espontáneamente en la Naturaleza por vulcanismo y procesos de combustión. El impacto ambiental generado por el ser humano proviene en primera línea de la quema de combustibles fósiles sulfurados (carbón, petróleo, gas natural, etc.) en usinas eléctricas e instalaciones de calefacción a distancia, en la industria, en el hogar y en el tránsito vehicular. El producto técnico se obtiene a partir del azufre elemental, de la pirita, menas de sulfuro de metales no ferrosos, del yeso, la anhidrita y de los gases fumantes. Se utiliza para fines muy diversos: como agente reductor en metalurgia, como frigorígeno en la industria del frío, como desinfectante y blanqueador, para la conservación de sustancias alimenticias, como decolorante y fumigante. El dióxido de azufre es uno de los compuestos más importantes de la industria química. 98% del SO<sub>2</sub> técnico se utiliza para la producción de trióxido de azufre como precursor del ácido sulfúrico

**Oxidos de nitrógeno (Nox).** Es el nombre que se aplica a varios compuestos químicos gaseosos formados por la combinación de oxígeno y nitrógeno. En función de la valencia que utilice el nitrógeno reciben distintos nombres y tienen distintas formaciones, siendo las más comunes; el óxido nitroso y el óxido nítrico.

- P -

**Parafina (Wax).**- Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

**PC/D.** Pies cúbicos por día.

**Petróleo (Petroleum).**- Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

**Petroquímico (Petrochemical).**- Producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej.: benceno, etileno).

**Pico diario (Daily peak).**- El volumen máximo de gas entregado en un día cualquiera durante un período determinado (usualmente un año).

**Pie(s)cúbico(s)(Cubic foot; cubic feet (cf)).**- La cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico. Unidad de medición aplicada al volumen de gas producido o consumido.

**Pies cúbicos estándar (SCF standard cubic feet).**- Unidad de medida

**Pistola de aire comprimido (Air gun).**- Cámara desde la cual el aire comprimido es liberado para producir ondas de choque en la tierra. La pistola de aire comprimido es la técnica más comúnmente usada para topografía sísmica en el mar.

**Plataforma (Platform).**- Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

**Plataforma continental (Continental shelf).**- La orilla de un continente que yace en mares poco profundos (menos de 200 metros de profundidad).

**Plataforma continental del Reino Unido (UKCS - United Kingdom Continental Shelf).**-

**Platforming.**- Proceso de reformación catalítica que emplea catalizador de platino.

**Poder calorífico (Calorific value).**- La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.

**Polietileno (Polyethylene).**- Polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

**Polímero (Polymer).**- Compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej.: plásticos).

**Polipropileno (Polypropylene).** - Polímero formado uniendo moléculas de propileno. Ver también: olefinas.

**Pozo (Well).**- Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**Pozo desviado (Deviation well).**- Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

**Pozo de aforo (Appraisal well).**- Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o de gas.

**Pozo de exploración o de prueba (Wildcat well).**- Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

**Pozo de gas (Gas well).**- Un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**Pozo seco (dry hole).**- Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

**ppm (PPM).**- Partes por millón.

**Precio de playa (Beach price).**- Precio que se aplica al gas al llegar a tierra, cuando el agua y los hidrocarburos líquidos han sido removidos.

**Presión (Pressure).**- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/por metro<sup>2</sup>.

**Presión crítica (Critical pressure).**- La presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

**Presión absoluta (Absolute pressure).**- Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

**Presión Atmosférica (Atmospheric pressure).**- El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1.013 bars, 101,300 Newtons/m<sup>2</sup>, 14.7 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 30 pulgadas de mercurio.

**Presión manométrica (Gauge pressure).**- La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.

**Procesamiento del gas (Gas processing).**- La separación del aceite y el gas, y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.

**Producto de destilación (Straight-run).**- Descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.

**Productos blancos (White products).**- Gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación. Ver también: Productos negros, fracciones ligeras.

**Productos negros (Black products).**- Aceites diesel y aceites combustibles, tales como productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación. Ver también productos blancos.

**Promedio diario de despacho (Daily average send-out).**- Volumen total de gas entregado durante un período de tiempo, dividido por el número de días que comprende dicho período.

**Propano (Propane C<sub>3</sub> H<sub>8</sub> - C<sub>3</sub>).**- Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno; gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licua a -42°C. Ver también: LPG.

**Propileno (Propylene - propene).**- Olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para la industria química y de plásticos.

**Protección catódica (Cathodic protection).**- Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.

**Punto de escurrimiento (Pour point).**- Temperatura abajo de la cual un aceite tiende a solidificarse y a no fluir libremente.

**Punto de toma (Offtake).**- El punto en un sistema de distribución donde el gas es derivado en tubería de suministro a un consumidor mayor.

- Q -

**Quemador de campo (Flaring).** El quemado controlado y seguro del gas que no está siendo utilizado por razones comerciales o técnicas.

**Químicos básicos (Base chemicals).** Compuestos básicos para la industria química, los cuales son convertidos a otros productos químicos (ejemplo: aromáticos y olefinas que son convertidos en polímeros).

- R -

**Rasurado de pico (Peak shaving):** Incremento del suministro normal de gas de otra fuente durante períodos de emergencia o de pico.

**Recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery):** La recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación.

**Recuperación primaria (Primary recovery):** La recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.

**Recuperación secundaria (Secondary recovery):** La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

**Recuperación terciaria (Tertiary recovery).** Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos. Ver: acidificación.

**Red de gas (Gas grid).** Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.

**Refinería (Refinery).** Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

**Refinería con esquema Hydroskimming (Hydroskimming refinery).** Una refinería con una configuración que incluye solamente destilación, reformación y algún hidrotratamiento.

**Reformación (Reforming).** Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.

**Registro acústico (Acoustic log).** Un registro del tiempo que toma una onda acústica (sonido) para viajar cierta distancia a través de formaciones geológicas. También es llamado registro sónico.

**Relación gas / condensado (Gas / condensate ratio):**

- Para un yacimiento de gas / condensado esta es la relación del condensado al gas. En cuanto al aceite, la relación puede medirse en pies cúbicos estándar/barril. Alternativamente se utiliza la inversa y las unidades típicas son barriles/millón de pies cúbicos estándar.
- Para campos de gas seco solo se usa la inversa normalmente. Las unidades típicas son otra vez barriles/millón de pies cúbicos estándar, pero puede usarse gramos/metro cúbico.

**Relación reservas a producción (Reserves-to-production ratio).** Para un determinado pozo, campo o país. El período durante el cual alcanzan las reservas si la producción se mantiene a su ritmo actual y bajo el actual nivel de tecnología.

**Reservas (Reserves).** Ver: reservas probadas, reservas probables, reservas posibles y reservas recuperables.

**Reservas posibles (Possible reserves).** Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

**Reservas probables (Probable reserves).** Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**Reservas probadas (Proven reserves).** La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Reservas recuperables (Recoverable reserves).** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**Residuo (Residue).** Los componentes pesados, no volátiles, del crudo que fluyen del fondo de la columna de fraccionamiento durante la destilación fraccionada.

**Resina (Resin).** Mezcla sólida o semi sólida de sustancias complejas que no tienen punto de fusión definido.

**Reventón (Blowout).** El escape sin control de aceite, gas o agua de un pozo debido a la liberación de presión en un yacimiento o a la falla de los sistemas de contención.

**Riesgo colectivo (Joint venture).** Una inversión emprendida por un consorcio, usualmente con un miembro que actúa como operador.

**Roca del yacimiento (Reservoir rock).** Roca porosa que contiene poros interconectados o fisuras en los cuales se encuentra aceite o gas.

**Rocas ígneas (Igneous rocks).** Rocas formadas a partir de la solidificación de magma fundido.

**Rocas metamórficas (Metamorphic rocks).** Rocas que han cambiado considerablemente su forma y estructura original, por la acción del calor y/o la presión.

**Rocas sedimentarias (Sedimentary rocks).** Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.

- S -

**Sarta de perforación (Drill string).** Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

**Sinclinal (Syncline).** Plegamiento en la roca estratificada en la forma de palangana. Ver también: anticlinal.

**Sistema de recolección de gas (Gas gathering system).** Un punto central de colección del gas de los campos costa afuera con tuberías provenientes de un número de campos, cuyos propietarios son a menudo distintas compañías. De ahí el gas es transportado a un sistema central de procesamiento, en tierra.

**Solvente (Solvent).** Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

**Soporte (Jacket).** La estructura utilizada para soportar una estructura de acero para producción, costa afuera.

SPM. Ver SBM.

- T -

**Tarifas mundiales (Worldscale rates).** Tarifas nominales de transporte contra las cuales se pueden comparar y fácilmente juzgar tarifas para todo viaje y a todo nivel de mercado.

**Temperatura crítica (Critical temperature).** La temperatura arriba de la cual un gas no puede ser licuado cualquiera que sea su presión.

**Terajoule (Terajoule or TJ).**  $10^{12}$  joules.

**Terminal (Terminal).** Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

**Terminal de gas natural licuado (LNG terminal).** Una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación.

**Tiempo perdido por daños (Lost Time Injury - LTI).** Una forma de medir el desempeño de la seguridad.

**Tomar o pagar (Take or pay).** Cláusula contractual que obliga al comprador de gas a pagar al vendedor el valor de la cantidad de gas contratada durante el período fijado, ya sea que lo reciba o no lo reciba.

**Tonelada (Tonne).** Una tonelada métrica equivale a 1000 Kg. (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.

**Tonelada métrica (Metric tonne).** Ver tonelada.

**Toneladas de aceite equivalente (TOE Tonnes of oil equivalent).** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de aceite.

**Toneladas de carbón equivalente (TCE Tonnes of coal equivalent).** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de carbón.

**Toneladas por año (T/Y),**

**Toneladas por día (T/D).**

**Tonelaje de peso muerto Dwt (Dead weight tonnage).** El peso de la carga más el combustible que lleva la embarcación cuando está completamente cargada.

**Torre de perforación (Derrick).** Estructura de acero montada sobre la boca del pozo para soportar la tubería de perforación y otros equipos que son descendidos y elevados durante las operaciones de perforación.

**Trampa (Trap).** Estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Ver también: Trampa estructural.

**Trampa de líquido (Slug catcher).** Planta instalada en un sistema de gasoductos para atrapar líquidos.

**Trampa estratigráfica (Stratigraphic trap).** Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

**Trampa estructural (Structural trap).** Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

**Transferencia barco a barco (Ship-ot-ship transfer STS).** La transferencia de crudo o productos de un barco a otro en el mar.

**Transmisión (Transmission).** El transporte de grandes cantidades de gas a altas presiones, frecuentemente a través de sistemas nacionales o regionales de transmisión. Para los últimos, el gas se transfiere a centros locales de distribución a los consumidores a presiones más bajas.

**Transportación común (Common carriage).**

- El transporte de gas a través de un sistema de tuberías para un tercero.
- La obligación de una compañía de transmisión o de distribución para entregar gas a clientes sobre la base de prorrateo, sin discriminación entre clientes existentes y nuevos.

**Transportador combinado (Combined carrier).** Barco que puede transportar carga de aceite o carga seca.

**Transportador de LNG (LNG carrier).** Un buque tanque especialmente diseñado para transportar gas natural licuado, dotado con recipientes para presión, con aislamiento, fabricados con acero inoxidable o con aluminio. La carga es refrigerada a -162°C.

**Transportador muy grande de crudo (VLCC Very large crude carrier).** Buque tanque de gran tamaño, arriba de 200,000 toneladas métricas de peso muerto que se emplea para el transporte de petróleo crudo.

**Transportador ultra grande de crudo (ULCC Ultra-large crude carrier).** Buque tanque extremadamente grande, arriba de 300,000 toneladas de peso muerto, que se emplea para transportar petróleo crudo.

**Tratado General de Aranceles y Comercio (GATT, acronym of: The General Agreement on Tariffs and Trade).** Creado por los [acuerdos de Bretton Woods](#) y está considerado como el precursor de la [Organización Mundial de Comercio](#). El GATT era parte del plan de regulación de la [economía](#) mundial tras la [Segunda Guerra Mundial](#), que incluía la reducción de [aranceles](#) y otras barreras al [comercio internacional](#)

**Tratamiento del gas (Gas treatment).** Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

**Tren de LNG (LNG train).** Planta para LNG que comprende uno o más trenes de LNG, cada uno de los cuales es una unidad independiente para licuefacción del gas. Es más costeable adicionar un tren a una planta existente de LNG que construir una nueva instalación de LNG (conocida como un proyecto de campo verde), en virtud de que no tiene que construirse terminal de embarque para el nuevo tren.

**Trillón de pies cúbicos (TPC) Trillion of Cubic Feet (TCF).** 10<sup>12</sup> pies cúbicos.

**Tubería de producción marina (Marine riser).** Un tubo que conecta una plataforma costa afuera a la cabeza de un pozo submarino o tubería para perforación o producción.

**Turbina a gas (Gas turbine).** Una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.

**Turbina a gas ciclo combinado (Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT)).** La generación de potencia eléctrica mediante una combinación de un ciclo de turbina a gas y un ciclo de turbina a vapor.

- U -

**Unidad de medición (Joule).** El trabajo desarrollado cuando una fuerza de 1 newton es aplicado a un objeto, desplazándolo una distancia de 1 metro en dirección de la fuerza.

**Unidad de moneda Europea ECU (European Currency Unit).**



**Unidad flotante de almacenamiento (Floating Storage Unit).** Un depósito grande en el cual se almacena el aceite proveniente de una plataforma de producción costa afuera, antes de ser transferido a un buque tanque. Ver también: Boya individual anclada (SBM-Single Buoy Mooring).

**Unidad térmica británica (British Thermal Unit (BTU)).** La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

- V -

**Valoración de un campo (Field appraisal).** El proceso de cuantificación de los niveles de reservas y de potencial de producción de un nuevo yacimiento de petróleo descubierto, usualmente mediante perforación de un pozo de delimitación.

**Vatio (Watt).** La unidad básica de energía eléctrica, definida como un joule por segundo.

**Ventas en Cadena (Daisy chain).** El proceso por el cual una carga de aceite o de productos de aceite es vendida muchas veces antes de ser entregada al cliente.

**Viscosidad (Viscosity).** Pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Volátil (Volatile).** Término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.

**Vulcanización (Vulcanization).** El encadenamiento cruzado de cadenas de polímeros con azufre para mejorar las características de materiales elásticas.

- Y -

**Yacimiento (Reservoir).** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

**Yacimiento de gas / condensado (Gas / condensate reservoir).** Un yacimiento en el cual ni el gas natural ni el aceite crudo son las corrientes de producción predominantes. Para incrementar la recuperación del condensado, el gas debe ser recirculado durante los primeros años y producido en una fecha posterior.

## Apéndice 1

### Empresas estatales productoras de petróleo: una perspectiva histórico-estructural<sup>1</sup>

Los yacimientos en todo el mundo, se encuentran dispersos y ubicados principalmente en colonias y países en desarrollo. Desde la década de 1920, siete compañías –las Siete Hermanas- van constituyendo un Cartel mundial, y se incorporan tempranamente al proceso de transnacionalización.

Las Siete Hermanas, poseen y controlan todas las fases de la actividad, detentan su capacidad política frente a sus gobiernos y poblaciones de otros países productores y consumidores. Desde 1921, hasta la Segunda Guerra Mundial, los precios son unilateralmente fijados por las empresas del Cartel, hasta 1960 en la Posguerra, pero se mantiene en general como fijación unilateral por las compañías. La participación de los Estados de los países petroleros en la gestión administrativa es reducida y nula en las operaciones técnicas y comerciales, donde la empresa extranjera es exclusiva operadora y fija por su cuenta el nivel de producción.

Los Estados podrían usar su poder de autoridad concedente o sus poderes generales de legislación, para imponer a las concesionarias el respeto de un nivel dado de producción y de precios y regalías razonables, pero se trata de poderes indirectos y poco eficaces que además durante largo tiempo aquellos no tienen deseos de ejercer. La comercialización por el país productor no se plantea. El estado productor extrae pocos beneficios de las concesiones. No prevalece ningún sistema uniforme de imposición. Las diferentes concesiones incluyen los rasgos; fijación contractual de las obligaciones fiscales, debilidad de las rentas previstas (regalías e impuestos)

Esta situación de dominación, explotación y heteronomía les ha impuesto a los países productores y exportadores de petróleo un perfil estructural y un modelo de crecimiento negativo.

Es pertinente destacar que desde 1907-08, entes públicos realizan relativamente temprano la ingerencia estatal en el petróleo, México en 1938, para lograr una más justa división de la renta petrolera.

El sistema de concesiones comienza a ser impugnado por los países productores–exportadores, a partir de la experiencia precursora de México en 1938.

Se dan así dos fases sucesivas, una primera de ascenso y bonanza, una subsiguiente de crisis, reversión y búsqueda de alternativas.

Aprovechando la confluencia de varios factores; acumulación de tensiones y conflictos entre las empresas del Cartel y sus gobiernos, en torno al régimen vigente, se agrega el efecto catalizador que producen las Siete Hermanas del Cartel al imponer unilateralmente dos bajas sucesivas de precios, y afectar así los ingresos gubernamentales, los representantes de Venezuela y Arabia Saudita, colaboran exitosamente y en 1960 crean la Organización de los Países Exportadores de Petróleo, OPEP.

Durante 10 años la OPEP, logra poco de sus objetivos originarios como la defensa de los intereses financieros de los países miembros, mediante el restablecimiento de los precios de cotización, y la mejora del reparto de beneficios (por los precios y/o las redefiniciones impositivas). Las negociaciones con las compañías para mejorar los términos de la relación son lentas y sólo marginalmente efectivas. Las crisis del petróleo permitirán satisfacer éstas y otras reivindicaciones.

Pese a sus errores en esa primer década, la OPEP pone las bases de futuros éxitos: gana experiencia en negociación, en la eficaz presentación de reivindicaciones a la opinión pública internacional; logra la aceptación del principio por el cual la “Ley de circunstancias cambiantes se aplica a los contratos de concesión entre países y compañías”.

Entre 1970 y 1973, la OPEP logra una posición de fuerza de mercado y auto confianza política que le permite negociar con las compañías nuevos términos de ingreso: sobre precios, participación etc. Por ello, y con la especial incidencia de los conflictos en Medio Oriente y las dos crisis del petróleo, la demanda global crece más rápidamente que la producción mundial, los precios suben la posición negociadora de los países productores-exportadores mejora.

---

<sup>1</sup> Kaplan, Marcos, “ *Empresas Estatales Productoras de Petróleo: una Perspectiva Histórica Estructural*” revista Pemex-Lex, Pemex, marzo de 1997. pp. 45-60

En octubre de 1973, aprovechando la Guerra Árabe-Israelí, la OPEP, duplica el precio del petróleo por propia decisión, sin acceso de las compañías a la mesa de negociaciones. En diciembre del mismo año, se vuelven a duplicar los precios, aprovechando el embargo petrolero y los cortes de producción. La OPEP se afirma como Cartel de Estados productores, de enorme poder financiero, oligopolio estatal, multinacional que enfrenta al oligopolio privado del Cartel.

Por un tiempo las Siete hermanas, pierden el control de precios, sus concesiones son compartidas, ocupadas o nacionalizadas, lo que las obliga a conceder demandas de los países productores-exportadores.

Como consecuencia, se reducen los beneficios que para las empresas del Cartel, hasta entonces derivaran primordialmente de la producción, y deben buscarlos más en la distribución y la venta.

Con ello, la OPEP logra el objetivo original del control de sus propios recursos, con auto atribución en la fijación de precios; la organización incrementa considerablemente su presencia organismo internacional.

Después de 1973, y por un cierto tiempo, se produce una "masiva redistribución del ingreso petrolero mundial desde los países consumidores a los productores.

Por la heterogeneidad de los países productores-exportadores, dentro y fuera de la OPEP, no logran ponerse de acuerdo en objetivos comunes, ni siquiera en cuanto al establecimiento y la búsqueda de un precio, y exhiben por el contrario una variedad de intereses, fines y comportamientos.

Bajo los impactos de la OPEP y de las crisis petroleras, los países desarrollados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE, se ven amenazados, en su seguridad energética, en sus balanzas de pagos, y en el sistema monetario internacional.

En respuesta a esa situación se crea la Agencia Internacional de Energía dentro de la OCDE, y se va desarrollando una estrategia y políticas, para una drástica reversión de la situación creada en la primera fase, en perjuicio ahora de los países productores-exportadores.

Estrategias y políticas tienen, como principales polos y ejes: a) la racionalización tecnológico-económico-productiva en los centros; b) el uso irracional de la renta petrolera por los países productores-exportadores; c) la operación de reciclaje de la renta petrolera; d) el endeudamiento del "tercer mundo", la "crisis de la deuda" y las salidas que a partir de uno y otra se impone a los países productores-exportadores.

Pese a concesiones y retrocesos, las transnacionales del Cartel, siguen tomado decisiones estratégicas sobre inversión, producción, y se ponen en condiciones de limitar y revertir los avances y poderes recién adquiridos de la OPEP y países no miembros.

La aplicación de técnicas y prácticas de racionalizaron de la producción, los esfuerzos y logros en el desarrollo preventivo y potencialmente amenazante de fuentes alternativas de energía, van reduciendo la parte de la energía en los insumos y costos, y con ello el consumo, la demanda y los precios de los hidrocarburos.

Esta dinámica es parte de la mutación identificada con la Tercer Revolución Industrial-Científica y la emergencia de un nuevo patrón de acumulación y de un nuevo paradigma tecnológico-productivo. Ello se expresa en la transformación de la matriz de insumo-producto, con el cambio de sus relaciones internas, el agregado de nuevas filas y columnas, la modificación radical de los costos y precios relativos de los insumos de la producción. Núcleo organizador del nuevo patrón de acumulación, y factor transformador y clave de la matriz de insumo-producto, es el complejo económico-tecnológico constituido por la **electrónica**, y cristalizado como paradigma, como respuesta de los países avanzados a la crisis de los años 60s.

Frente a ello la OPEP y los países productores-exportadores, irrumpen en el mercado mundial y acumulan vastos ingresos, desde entonces a la inversa, se va evidenciando que su influencia en la política internacional y sus capacidades de manejo del mercado petrolero, y de creación y utilización adecuadas de la renta petrolera, son menores de lo que se llegó a suponer.

La disponibilidad de grandes recursos en hidrocarburos, el aumento de sus exportaciones y precios, el goce de la renta petrolera, producen el llamado "efecto de adormecimiento petrolero", un clima de euforia, una mentalidad y una ideología de rentista y de clientela en al economía, la sociedad, el sistema político y el Estado.

Con ello prevalece la idea de que con al renta petrolera es posible comprar e importar todo, el desdén por la movilización de las capacidades y energías de los respectivos países para su desarrollo integral. La renta petrolera crea una alta capacidad de gasto.

El incremento en el uso de la capacidad de gasto contribuye decisivamente a estabilizar y reducir los excedentes petroleros, a su reciclaje y recuperación por los centros de poder de los países avanzados.

Los países pertenecientes y de otros miembros del Tercer Mundo, dentro y fuera de la OPEP, intentaron aprovechar las oportunidades que les brindo en los setentas la bonanza en la demanda y/o los precios del petróleo (como de otros productos primarios), y se realiza a través de una estrategia de *desarrollo primario exportador* a fin de canalizar recursos hacia el sector no exportador, con impacto en el PIB de esos países creando ilusiones de prosperidad.

Se presupone pese a crecientes evidencias en contrario, que los altos precios internacionales del petróleo y las bajas tasas de interés se mantendrían indefinidamente.

El sector energético es usado como "locomotora del crecimiento", generador y diversificador de actividades. La estrategia de desarrollo primario-exportador en base al petróleo (y otros productos primarios) tiene éxitos pero también límites y frustraciones.

La debilidad insuperada de las economías nacionales no alcanza a compensar el mantenimiento o agravamiento de sus vulnerabilidades a los choques externos. Las tasas de cambio estables no resguardan de las presiones inflacionarias generadas por la expansión monetaria y los más altos precios del dólar en las importaciones.

La moneda nacional se sobrevalúa progresivamente, y por lo tanto no favorece o impide la expansión de las exportaciones tradicionales. A la inversa, "las importaciones suben tan rápidamente que cada país incurre un déficit de la cuenta corriente de la balanza de pagos durante la mayor parte de los años de altos precios de los energéticos, dejándolos peligrosamente venerables a la siguiente caída en los términos de intercambio" la distribución del ingreso se sigue deteriorando.

A las limitaciones y frustraciones de la estrategia aplicada se agregan, como parte de una misma constelación, el reciclaje y el nuevo endeudamiento. Por una confluencia de diversos factores y circunstancias, los bancos de los países desarrollados, con el apoyo de sus Estados y de Organismos Internacionales, aprovechan, promueven, y en todo caso realizan, una gigantesca operación de *reciclaje de la renta petrolera*, ya antes considerada.

El origen de esos centenares de millones de dólares, propiedad de los países productores, la mayoría del Medio Oriente, fueron los aumentos de precio que inicia en 1973 y que son depositados en bancos de los EUA. El reciclado de petrodólares como préstamo a otros gobiernos fue un modo seguro de hacer grandes beneficios. Otros gobiernos en el mundo fueron forzados a pedir prestado grandes cantidades de dinero para importar caro el petróleo, o incluso para mantenerse a flote en tanto los precios de todo subían por todas partes. Las posibilidades de que los bancos perdieran dinero fue pequeñas, "los países no quiebran."

Como consecuencia, mediante el reciclado de decenas de billones de dólares a los gobiernos y sus empresarios asociados en países pobres, la inversión extranjera directa en el Tercer Mundo cayó cuando los principales bancos comerciales del mundo vieron que podían obtener rápidamente ganancias en comisiones, honorarios e intereses.

El reciclaje de la renta petrolera contribuye a generar o reforzar un endeudamiento incontrolado de los países del Tercer Mundo, tanto productores como consumidores de petróleo, que desemboca en el estallido y desarrollo de la crisis de la deuda a partir de 1982.

Desde finales de los 60s, una serie de cambios en el sistema financiero internacional vuelven atractivo para los bancos extranjeros otorgar crédito a América Latina, AL. Al desarrollo del mercado de eurodólares se agregan las repercusiones de la Primera y Segunda Crisis Petroleras de los 70s y 80s, que inflan la transferencia de petrodólares de los importadores a los exportadores de petróleo.

Los préstamos bancarios son otorgados libres de condiciones, y de justificaciones a empresas estatales, gobiernos y privados, para el financiamiento de déficit en presupuestos y en balanza de pagos, y para la expansión de la producción petrolera y la diversificación de la economía y el aparato productivo.

El rápido crecimiento de todo tipo de deudas desde finales de los 60s, es sostenible hasta la Segunda Crisis del Petróleo y es que las tasas de enteros sobre la deuda se mantienen debajo de las tasas de crecimiento de las exportaciones nominales y sus ingresos. Por el contrario la Segunda Crisis petrolera produce una recesión que baja la demanda y los precios de las mercancías y deteriora los términos de intercambio, y empuja las tasas de interés mundiales a niveles astronómicos.

La relación deuda/servicio, el porcentaje de las ganancias de exportación y de las divisas requeridas para pagar los intereses y el principal de la deuda, da un salto de lo posible a lo imposible. Se amplió el déficit de cuenta corriente. La fuga de capitales crece. Se detiene el flujo neto de préstamos bancarios a AL. Se incrementa la transferencia neta negativa de recursos.

Con la imposibilidad creciente de pagar el servicio de la deuda y la amenaza de cesaciones de pagos, en agosto de 1982 comienza la crisis de la deuda. A partir de su estallido, se va desplegando una cadena de acontecimientos que lleva a los planes de rescate, las políticas de estabilización y ajuste y, al fin de la década, a un nuevo modelo de crecimiento basado en las exportaciones

Grandes instituciones financieras internacionales, dado el alto nivel de exposición de AL, y los gobiernos de los países avanzados, imponen las políticas y planes –Baker, Brady- tendiente a la restauración de la salud de los deudores a fin de evitar la crisis bancaria, y más tarde dictan las condiciones de disciplina macroeconómica y la reforma de las principales políticas económicas. A la crisis de la deuda se pasa a la carga de la deuda.

A finales de los 80s, se va optando por una estrategia de crecimiento impulsado por las exportaciones y la atracción de inversión extranjera, y favorecido por la liberalización comercial y financiera. Este modelo surge como una respuesta pragmática a los programas de ajuste y estabilización y tiene un acuerdo sin precedentes entre instituciones financieras internacionales, Estados de los países desarrollados, la mayoría del sector privado y buen número de gobiernos de AL. Instituciones académicas y gran número de intelectuales

La estrategia de industrialización sustitutiva de importaciones es parcialmente abandonada, por un proyecto de crecimiento extrovertido, con apertura comercial y financiera, y dinamización de la economía a partir y a través de las exportaciones y de la atracción de inversión extranjera. La reforma del Estado, su reubicación y refundación respecto a las áreas económico-financieras, en el nuevo proyecto, se va presentando como premisa e instrumento para el pago de la deuda, la estabilización, la superación de la crisis, la recuperación del crecimiento.

La crisis resultante de la acumulación de los factores y procesos analizados desemboca en drásticos cambios en la situación, posibilidades y perspectivas de los países productores-exportadores dentro y fuera de la OPEP, hasta que esa Organización se va revelando incapaz de establecer una estrategia de largo plazo. Los aumentos de precios fueron motivo de ásperos debates entre sus miembros y resueltos unilateralmente por Arabia Saudita, a veces con el apoyo de Kuwait y Abu Dhabi.

En la década de los 70s, el resultado fue el mantenimiento de precios nominales en tiempos de alta inflación que reduce el aumento en términos reales; y en los 80s, se colapsan como resultado de políticas conservadoras y de una recesión económica que baja la demanda del petróleo de los países de la OCDE. Los precios de la OPEP no colapsan más porque la guerra irano/iraquí reduce la capacidad productiva de ambos.

De esa manera, desde 1982, fracasan los esfuerzos de la OPEP para operar como Cartel para mantener los deseados niveles de precios y fijar cuotas de producción para cada miembro, fracasan y revelan una incapacidad de aplicar sanciones o de supervisar a los miembros que incumplan las cuotas de producción.

Con excepción de la década de los 60s, la OPEP, carece de un consenso que oriente su estrategia hacia el futuro, afectada negativamente por su heterogeneidad de origen, por una variedad de cambios en el medio ambiente internacional y en la situación de los miembros individuales.

Tras una larga fase de estatización bajo diversas modalidades de empresa pública, para un gran número de ramas, sectores y empresas de la economía en general, y para hidrocarburos y otros en particular, ha ido sucediendo una fase comúnmente llamada *neoliberal*, con énfasis puesto en la apertura a la globalización, el mercado y la iniciativa privada, la desregulación,

los intentos de privatización, incluso respecto de las empresas públicas petroleras y petroquímicas. Estos fenómenos se han venido dando tanto en países desarrollados como los de Europa Occidental, y en países en desarrollo, los latinoamericanos incluidos. La privatización en general, y específicamente respecto del petróleo y la petroquímica, ha sido intentada desde finales de los 80s con grados de éxito variables, aunque dista hasta el momento de volverse una tendencia.

Argentina, camino en ese sentido y a través del presidente Raúl Alfonsín, hace circular una lista de empresas a privatizar, caracterizadas por su rentabilidad y su condición de participación estatal minoritaria, pero encuentra oposición en diferentes sectores. Es la administración de Saúl Menem, a quien corresponde un impulso a una privatización efectiva. En 1996, Bolivia aprueba, pese a la oposición, un controvertido proyecto de Ley de hidrocarburos, que abre el paso a la desincorporación de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia, YPBF. En Perú, el presidente Humberto Fujimori, intenta privatizar (o en su defecto liquidar) unas 50 empresas estatales, incluso el consorcio petrolero estatal PETROPERU.

Finalmente en, en América Latina se mantienen las oscilaciones y confrontaciones entre los esfuerzos de conservación y refuerzo de las empresas estatales, incluso las de hidrocarburos y petroquímicos y los proyectos e intento de privatizarlas. No parece fácil, ni cercana ni probable una solución definitiva de esta confrontación. En México resultado de lo anterior se observa una evolución de la industria petrolera en México orientada a la explotación irreflexiva, sin una prospectiva de industrialización y generación de empleos que permitan el desarrollo del país y de sus habitantes, como lo demuestran los siguientes aspectos de la política económica nacional implantada desde la década de los 80s, hasta nuestros días:

- Proceso encubierto de privatización de Pemex.
- Respaldo de la factura petrolera para negociaciones financieras.
- Excesiva tasa de impuestos, para el gasto federal, propiciando la descapitalización de Pemex.
- Desindustrialización de Pemex, que se refleja en la creciente importación de productos petrolíferos.
- Nueva regulación que permite el proceso operativo de Pemex, a beneficio del modelo transnacional de explotación petrolera. (Contratos de Servicios Múltiples<sup>2</sup>, CSM; y el posible lanzamiento de los "Contratos de Alianza").

---

<sup>2</sup> Los Contratos de Servicios Múltiples, CSM, se presentan como "*Contratos de Obras y Servicios Públicos*", pero en realidad son posibles "Contratos de Riesgos Compartidos" o "Contratos de Explotación Petrolera", prohibidos expresamente por la Constitución mexicana desde 1958.

Antes de la expropiación de 1938, el sistema de concesiones y contratos de explotación petrolera permitía a las compañías extranjeras realizar directamente las actividades de exploración y explotación de yacimientos y concentrar para ellas los beneficios derivados de esa industria, cometiendo toda clase de trampas en contra del marco legal, la hacienda pública y los intereses de los trabajadores mexicanos, como por ejemplo: establecer guardias blancas que convertían las zonas petroleras en territorio al que no podían entrar incluso el ejército mexicano; otorgar los mejores salarios y condiciones de trabajo a los extranjeros y negar los derechos más elementales a los trabajadores mexicanos; exportar de contrabando grandes cantidades de petróleo para no pagar el impuesto correspondiente al gobierno mexicano; vender los combustibles más caros a los mexicanos y exportarlos más baratos a sus países de origen; no acatar las resoluciones de los tribunales de trabajo e incluso las de la Suprema Corte de Justicia de la Nación; invocar el apoyo de sus gobiernos de origen para combatir las legítimas resoluciones del Estado mexicano a fin de preservar su impunidad y privilegios; y propiciar conflictos diplomáticos con los gobiernos de esos países que aceptaron defenderlas. Esta historia de privilegios pertenece no solo al México de la primera mitad del siglo XX, sino a todo el mundo, en particular a la América Latina de principios del siglo XXI. A punta de misiles, en Afganistán e Irak el gobierno de Bush consigue "oportunidades de inversión" para las petroleras y gaseras de Estados Unidos.

Con la expropiación petrolera de 1938, las cosas mejoraron sustancialmente para México. Al expropiar instalaciones y equipo, también recuperó los derechos de explotación de sus reservas petroleras y tomó a su cargo en forma *directa y exclusiva* la realización de las actividades de exploración, extracción, industrialización y comercialización del petróleo y sus derivados. A la expropiación y como consecuencia lógica de ella, a fin de eliminar cualquier duda y dar toda la fuerza jurídica, toda la autoridad a ese principio, para evitar que en el futuro la expropiación petrolera fuera anulada en los hechos, mediante la redacción o interpretación amañada de la legislación secundaria o a través de disposiciones administrativas petardistas, le siguió una iniciativa de reforma del Artículo 27 constitucional enviada por el presidente Lázaro Cárdenas, para cancelar la posibilidad de que en el futuro las empresas extranjeras retornaran a la industria petrolera mexicana.

Esa reforma constitucional aprobada (DOF, 9-noviembre-1940) estableció que solo la nación puede realizar directa y exclusivamente la explotación petrolera y determinó el fin del régimen de concesiones a los particulares. En el texto de la iniciativa, se argumenta que la cancelación de ese régimen, obedece a que la experiencia pasada –sobre todo después de marzo de 1938– había mostrado que "*a través de las concesiones a particulares se crean con gran facilidad vínculos cuya terminación constituye un problema para el país que otorgó dichas concesiones, pues entonces inclusive sus buenas relaciones con otros pueblos se ponen en peligro*".

Posteriormente, una segunda reforma al Artículo 27 constitucional (1958) reforzó este principio de exclusividad de la nación, al prohibir otorgar a particulares contratos de explotación petrolera, por considerarse que "*no son una forma adecuada de explotación del petróleo nacional*". Esas disposiciones del artículo 27 constitucional fueron traducidas en diversas leyes, como la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, así como en los respectivos reglamentos de esas leyes. Dichos reglamentos señalan las medidas concretas que la autoridad administrativa (Secretaría de Energía y Pemex) debe aplicara para facilitar la puesta en práctica de esas disposiciones constitucionales y legales. De esta forma, a lo largo del tiempo fue consolidándose un marco legal del que resulta incontrovertible que Pemex, como representante del Estado mexicano, tiene la responsabilidad "*irrenunciable, intransferible y exclusiva*" de llevar a cabo las actividades de exploración y explotación del petróleo y del gas, y con ello evitar los posibles:

**Riegos en la fase de explotación.** Las diversas fases y tareas de la explotación de yacimientos son sumamente delicadas. La información que se obtiene de los diversos estudios y procesos exploratorios debe integrarse en un solo sistema de información, que se considera confidencial y debe quedar resguardado para ser consultado sólo por el personal autorizado. Esta información es la base para elaborar el plan de explotación del yacimiento. Las empresas privadas que realizan esas funciones por cuenta del propietario del yacimiento, no necesariamente aplican las mejores practicas ni realizan a profundidad los diversos estudios que se requieren para la debida cuantificación de las reservas, pues ello les requeriría mayor tiempo y mayores costos, lo que va contra de la rentabilidad de sus inversiones. Ello sucedería aún cuando existiera una estricta supervisión por el propietario del yacimiento. Si empresas privadas sustituyen a Pemex en las tareas de exploración, es altamente probable que los peligros señalados se conviertan en una realidad. "De hecho, ya esta sucediendo en la Cuenca de Burgos. El escaso personal de Pemex que está a cargo de la supervisión de los trabajos que realizan las empresas privadas, señala que están más preocupadas en maximizar sus ingresos que en realizar adecuadamente sus tareas."

**Riesgos en la fase de explotación.** En cuanto a la fase de explotación de los yacimientos (extracción de crudo y gas), los riesgos son aun mayores. La explotación de un yacimiento es una operación delicada. Las condiciones optimas de producción cambian conforme el yacimiento evoluciona; por ello, tanto los pozos como los equipos deben estar bajo vigilancia permanente. No existe ninguna garantía de que estos aspectos estratégicos se cuiden, si es una empresa privada la encargada de la explotación de los yacimientos, si se deja que esta decida bajo su criterio que pozos explotar, a qué ritmo y durante cuanto tiempo, buscará obtener el mayor rendimiento de sus inversiones: extraer la mayor cantidad de petróleo o gas con la menor inversión y en el menor tiempo posible, y abandonará el pozo que está explotando en el momento en que empiece a declinar su producción, a pesar de que exista una cantidad importante de aceite y gas que aún pueda extraerse, argumentará que ya no es rentable, para irse a perforar nuevos pozos.

Existe otra estrategia de explotación petrolera que se aplica de manera obligatoria en países como Estados Unidos y Noruega, entre otros, donde el objetivo no es maximizar la rentabilidad de las inversiones en el corto plazo, sino maximizar la recuperación de los hidrocarburos en el largo plazo (es decir, extraer la mayor cantidad de petróleo o gas existente en el yacimiento). Ello se logra llevando a cabo las inversiones necesarias para preservar las condiciones naturales del yacimiento y de los pozos y el ritmo y método de extracción se realiza conforme a las mejores practicas de ingeniería petrolera, y es que lograr una explotación eficiente de un yacimiento no es fruto de la casualidad, pues se requiere que el operador actúe con esmero y pondere bien sus acciones, en particular regular el ritmo de extracción del petróleo y gas, aunque ello no basta, pues también se requiere controlar el progreso de los fluidos desplazados y prevenir la declinación prematura del yacimiento. Si el operador o ejecutor de las actividades de explotación es una empresa privada, es muy probable que pasará por encima de estas consideraciones con tal de maximizar la rentabilidad de sus inversiones en el menor tiempo posible.

Con los CSM, se entrega nuevamente a empresas privada la exploración y explotación de los yacimientos de gas. A la fecha Pemex ha signado cinco CSM con diferentes grupos empresariales encabezados por compañías extranjeras y como hemos visto los CSM, son "contratos de explotación petrolera" (prohibidos expresamente por la Constitución) pero se les da el nombre de "Contratos de Obra Pública" para ocultar que esos CSM violan la Constitución y para argumentar que no están sujetos al marco jurídico que rige la industria petrolera arriba descrito.

Para intentar aclarar esta situación señalaremos que es un "Contrato de Obra Pública" y que es un "Contrato de Explotación Petrolera" (o Contrato de Servicios Múltiples), como lo llama las recientes administraciones de Pemex: El Contrato de Obra Pública es un mecanismo legal que permite a particulares auxiliar a Pemex para que desarrolle de mejor manera actividades que le son exclusivas.

Aún cuando las actividades de exploración y explotación de yacimientos petrolíferos y gas solo pueden ser realizados por Pemex, los particulares pueden participar en ellas, pero sólo en forma auxiliar, complementaria, es decir, sólo pueden realizar ciertas obras o prestar determinados servicios que les encomiende Pemex. El objetivo es que, con su intervención, los particulares contribuyan a que Pemex desarrolle de mejor manera las tareas que la Constitución le encomienda realizar de forma exclusiva. De lo anterior se desprende que los particulares sólo pueden colaborar con Pemex, pero no sustituirlo en la realización o ejecución de las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.

El instrumento mediante el cual los particulares pueden auxiliar a Pemex es el contrato de Obra Pública o de Servicios Relacionados. Así lo señala el Artículo 6º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en el Ramo del Petróleo: "Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los Contratos de Obra o de Prestación de Servicios que la mejor realización de sus actividades requiera"

Características de un Contrato de Obra Pública, COP	Características de un Contrato de Servicios Múltiples, CSM
1ª. Las obras o servicios contratados están plenamente acotados e identificados	1ª. Las obras a desarrollar no están plenamente definidas
2ª. La duración del contrato usualmente no rebasa los dos o tres años	2ª. La duración del contrato es de 20 años y se puede ampliar 5 años más
	Pemex asigna a la empresa privada un terreno o bloque para que explore y explote yacimientos de gas
3ª. El pago al contratista es en efectivo y no está condicionado a los resultados que se deriven de las obras realizadas o los servicios prestados	3ª. El pago al contratista está directamente ligado a los resultados de la exploración y valor de la producción obtenida

Con lo anterior, se han expuesto sólo algunos de los elementos que a juicio de algunos legisladores y asociaciones, exhiben que los CSM, son contratos de Explotación disimulados de contratos de Obra Pública cuya pugna en estos momentos se dirime en los tribunales para su estudio y dictamen de la Suprema Corte de Justicia. Manzo, José Luis. "La privatización reciente de los hidrocarburos en México". En Memoria 2006, Edit. Cemos, revista mensual de política y cultura, agosto de 2006, No. 210. pp. 40-45.

## Apéndice 2

### La privatización del petróleo y el gas en la Argentina<sup>1</sup>

En 1880 se intentó su explotación a escala comercial por varios capitalistas nacionales (entre ellos Jorge Newbery) a fin de sustituir el kerosén procedente de Inglaterra. Este intento que si bien tuvo efectiva ejecución quedó trunco cuando los importadores, estrechamente vinculados con los concesionarios ingleses de los ferrocarriles lograron paralizar el proyecto recurriendo a la fijación de fletes diferenciales que hacían muy costoso el transporte del destilado desde Salta al principal centro de consumo que era Buenos Aires.

A partir del gobierno conservador de facto del General Uriburu, comienzan a hacer su entrada los capitales extranjeros, logrando concesiones, algunas muy importantes, en los entonces territorios nacionales de Chubut y Neuquén

El gobierno de Perón, si bien no revierte la situación, al menos acota la actividad y se monopoliza la exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización del petróleo. La creación de la empresa gasera "*Gas del Estado*" permite al gobierno extender la utilización del gas y sus licuados a miles de ciudadanos. Debemos rescatar que esa empresa, hoy desaparecida, fue modelo en su género y superó en eficiencia a Gaz de France, la estatal francesa del gas considerada la más importante en su tipo en el mundo.

El comienzo del despojo, inicia en 1958, cuando el gobierno del Dr. Frondizi, con la excusa del autoabastecimiento y de la falta de recursos para revertirlo, con el siempre fácil argumento de la ineficiencia de YPF, otorga innumerables contratos de concesión de exploración y explotación al capital privado extranjero

Durante el último gobierno peronista (1974), el sindicato único del sector, (SUPE), otrora defensor de YPF y de la soberanía nacional a ultranza, se adueña prácticamente de las decisiones internas.

Con la irrupción del gobierno militar en 1976, se inaugura el verdadero proceso de vaciamiento de YPF que culmina con el gobierno del Dr. Menem. El sistema consistió en implementar, tras sucesivos decretos, la privatización periférica de numerosos servicios, el despido y la persecución de agentes que por sus antecedentes podían ser un obstáculo para el plan. Consecuentemente, se procede a la adjudicación directa de importantes yacimientos en explotación sin compensación alguna. Y se hizo frecuente la aparición de los contratos de perforación, terminación y reparación de pozos, a precios muy superiores a los costos que por igual tarea realizaba YPF e incluso con notorias deficiencias técnicas. Tampoco podía YPF exportar excedentes pues no se le otorgaba el permiso correspondiente.

En síntesis, el vaciamiento de YPF durante la dictadura militar iniciada en 1976 consistió básicamente en:

- Endeudar externamente a YPF por un monto de 4,500 millones de dólares, a cambio de lo cual sólo recibió una parte en pesos desvalorizados.
- Obligar a YPF a comprar su propio petróleo a los concesionarios a un precio superior a sus propios costos de extracción.
- Subvencionar a las refinadoras privadas percibiendo por la venta del crudo un precio inferior a sus costos de producción.
- Obligarla a privatizar sectores por los cuales debió afrontar costos muy superiores a los propios.
- Entregar yacimientos en concesión pagando sumas ridículas por los gastos de exploración y explotación e incluso con todo el equipamiento en funcionamiento (baterías, motores, bombeos, tanques, etc.).
- Obligarla por decreto a no cubrir los puestos técnicos vacantes
- Como contraparte, obligarla a incluir en su planta permanente al personal de empresas cerradas (caso de General Motors)

---

<sup>1</sup> <http://www.sindluzfuerzamdp.org.ar/FeTERA/origenydesarrollodelaindustriadelpetroleo.html> : 31-mayo-03



- Designar en tareas de alta conducción a empresarios vinculados a compañías de la competencia o ligados a ella.
- Mantener los salarios de sus cuadros técnicos lo más bajos posibles, provocando un verdadero éxodo de profesionales a las empresas privadas emergentes.
- Utilizar los medios de difusión para crear en la opinión pública una imagen de YPF de despilfarro, ineficiencia y privilegios.
- Aumentar permanentemente las retenciones a los subproductos por el fisco.
- Impedirle vender a precios rentables (precios políticos).
- Impedirle la compra de insumos esenciales obligándola a la contratación de servicios.
- Impedirle por decreto a hacer propaganda de sus productos en aras de la sobriedad que debe demostrar el Estado.
- La obligación imperativa a los funcionarios a firmar contratos perjudiciales contra los intereses de la empresa estatal.

Esta "política empresarial" como fue definida en su momento, llevó a YPF en las postrimerías de la dictadura militar a un déficit operativo de 400 millones de dólares, con un patrimonio neto negativo.

La verdadera intención de privatizar YPF no se llevó a cabo ante las hipótesis de conflicto con Chile e Inglaterra y por la oposición de algunos sectores "nacionalistas" del ejército.

Los funcionarios del gobierno denominado "de la democracia", al asumir sus funciones se encontraron con YPF ante una verdadera encrucijada. De repetirse la experiencia del presidente Illia consistente en dejar sin efecto la mayoría de las concesiones, se debería pagar un precio muy alto, tanto económico como político. De mantener el estado financiero en esas condiciones se debería decretar su quiebra o al menos denunciar la cesación de pagos.

Las medidas sugeridas por los funcionarios económicos que iniciaron su gestión en 1983 si bien mejoraron en un principio el estado patrimonial no hicieron sino desplazar en el tiempo el problema de fondo. "la voracidad fiscal hizo que las retenciones se elevaran a un 58% por cada litro de nafta y otras regalías". Otro problema a enfrentar eran las escasas reservas de petróleo (alrededor de 360 millones de m<sup>3</sup>) colocaban el horizonte de este recurso en su faz más optimista, no más allá de 14 años.

El lobby empresario inserto en YPF y en la propia Secretaría de Energía elaboró planes de exploración totalmente sobredimensionados. De esta forma, la inversión era muy cuantiosa y justificaba la intervención del capital privado. De allí nace el "Plan Houston" (fue dado a conocer en esa ciudad por el entonces presidente Alfonsín) por el cual se licitaba internacionalmente miles de Km<sup>2</sup> de superficie de cuencas continentales y marítimas, aún en ejecución. La destrucción de la flota de YPF fue un objetivo claro a partir de la gestión del ministro Terragno. se inició una política tendiente a favorecer el contrato con bodegas privadas, no reparar los barcos propios y autorizar gastos excesivos, esta situación fue denunciada en la Cámara de Diputados, sin éxito.

La evasión impositiva para 1985, según el propio gobierno era de 7,000 millones de dólares, o sea YPF financiaba el déficit fiscal con sus ingresos como también, aportaba 130 millones de dólares para distintas obras: al Fondo Nacional de Autopistas, al Fondo Nacional de Vialidad, al Fondo de la Energía, a los expendedores de combustibles, a las Fuerzas Armadas, a las restantes empresas del estado, a las concesionarias, refinadoras, al ACA, a los organismos públicos y además colaboraba con hospitales, escuelas, clubes, bomberos, ligas de lucha contra todo tipo de enfermedades, vehículos y viviendas para otros organismos, etc.

Al irrumpir el *menemismo* al poder, la suerte de YPF estaba echada. De sobra se sabían cuales eran las intenciones de los grandes monopolios nacidos al amparo de la petrolera estatal y de sus jugosos contratos. **Era el apoderamiento liso y llano de toda la renta petrolera.** El plan ejecutado con rigurosa exactitud por los funcionarios designados se apoyaba en varios documentos del FMI hechos llegar al gobierno.

En materia empresarial el Gobierno anunció la desregulación del sector. Para cumplimentarla elevó el precio del crudo hasta llevarlo a nivel internacional.

Como medida complementaria se procedió a licitar las llamadas "áreas marginales o secundarias" (PETROPLAN) calificando así a aquellas que producían 200 m<sup>3</sup>/día ó menos. Estos yacimientos que en total sumaban 150 fueron licitados públicamente.

Algunos sectores del radicalismo criticaron duramente este plan por cuanto significaba ir en contra de la posición ideológica histórica de la UCR en cuanto a no aceptar la entrega bajo la forma de concesión de áreas productivas de YPF y que las empresas privadas dispusiesen libremente del crudo.

A la intervención de YPF y las medidas ya comentadas se aplicó duramente la política desregulatoria a través de la Ley 23.697, ahora bajo el "Plan Argentina" del *menemismo*. A las áreas marginales le siguió la licitación de las áreas centrales, es decir, los mejores y más rentables yacimientos del país.

Para tener una idea de lo que significó, se rescata un informe de la empresa consultora contratada a sugerencia del Banco Mundial, vieja conocida de las propuestas privatistas, la **Mc Kinsey**, quien evaluó las reservas recuperables remanentes sólo de los principales yacimientos de ambas cuencas Noroeste y Austral en 1,400 millones de dólares, si extrapolamos el valor de 700 millones que la consultora Mc Kinsey calculó sobre la base de ofertar sólo el 50% de las reservas. Como ejemplo señalamos que el yacimiento El Mosquito de Santa Cruz el gobierno aceptó un valor de 7 millones cuando las empresas estaban dispuestas a pagar 45 millones. Este procedimiento fue objetado por el propio Ministerio del Interior. Ambas cuencas, recordamos, acumulaban el 43% de las reservas de gas y el 27% de las de petróleo al año 1992.

Este Plan, retrotrae al viejo sistema de concesiones y retira al Estado de la actividad. "Esta política de transferencia sólo tenía como finalidad hacer caja para el Tesoro y retirar YPF del negocio más rentable".

La Ley sobre desregulación de la actividad petrolera, verdadero adefesio legislativo obtuvo el voto favorable en el Senado y con quórum estricto en la Cámara de Diputados en 1991.

En su primer artículo, transfiere el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas medidas desde la línea de base reconocidas por la legislación vigente.

### Transformación empresarial de YPF

Siguiendo lo dispuesto por el Decreto 2.778 del PEN de fecha 31 de diciembre de 1990 que transformó a YPF Sociedad del Estado en YPF Sociedad Anónima, regida por la Ley 19.550 (texto ordenado de 1984) que tenía como finalidad de ser una empresa de hidrocarburos integrada, económica y financieramente equilibrada, rentable y con una estructura de capital abierto (sic). Mientras la participación del Estado Nacional y de las provincias en el capital social de YPF S.A. sea mayoritaria, no le será aplicable a esta empresa legislación o normativa administrativa alguna, dictada o a dictarse que reglamente la administración, gestión y control de las empresas en LAS QUE EL ESTADO NACIONAL TENGA PARTICIPACIÓN.

En este verdadero despojo que figura en el proyecto de ley enviado al Poder Legislativo figuran las firmas de los siguientes funcionarios:

- Carlos S. Menem, Avelino Porto, León Arslanián, Antonio E. González, Guido Di Tella, Domingo Cavallo y Antonio Salonia, es decir todo el principal gabinete nacional en 1991.

### Los principales efectos de la transformación de YPF fueron:

- De los 345 millones de m<sup>3</sup> de reservas de crudo, YPF retuvo sólo 142 millones, es decir perdió el 44 %.
- De 74,000 m<sup>3</sup> diarios de producción retuvo 36,000 m<sup>3</sup>. (51% de reducción)
- Las provincias que tenían pendientes deudas por regalías de petróleo y gas recibieron bonos de consolidación que podrían utilizar para comprar acciones de YPF. YPF se quedará con los pasivos.
- El Estado tomará parte de las decisiones estratégicas (cierre de la empresa ó venta total de las acciones) mientras mantenga el 20 % de las acciones.

Para lograr la aprobación del proyecto de ley el Gobierno llevó a cabo un abanico de presiones. Una de las más importantes se realizó ante los gobernadores de las provincias petroleras integrantes de la OPHEPI (Organización Federal de Estados Petroleros), algo así como la OPEP local.

### El tema del gas

La explotación del gas se presenta en la Argentina, al igual que en la mayoría de los países, como una consecuencia, no necesariamente buscada, de la producción de petróleo. Dada la vinculación genética de ambos fluidos.

La Argentina posee una larga trayectoria en la utilización de gases combustibles, ya que han transcurrido 140 años desde el inicio de la distribución de gas por redes en la ciudad de Buenos Aires (1856).

YPF había sido el heredero de la nacionalización, en 1944, de la compañía que distribuía gas manufacturado. Pero en 1946 se creó la Dirección Nacional de Gas del Estado, origen de la empresa Gas del Estado, determinando así una división institucional del manejo del petróleo y el gas, hecho éste cuya justificación fue muy discutida, pues para muchos pecaba de artificial.

Esta empresa, modelo en la Argentina, realizó un importante esfuerzo en proveer de este combustible al 50% de los pobladores partiendo de cero. No obstante, y como fue tónica frecuente en los gobiernos que se sucedieron desde 1955 le fueron retiradas paulatinamente actividades que le eran propias. La primera consistió en desregular el gas envasado, lo que provocó un aumento importante del precio de este producto esencial para los sectores más débiles. Posteriormente fue obligada a tercerizar las instalaciones domiciliarias. Vendía el gas muy barato frente al costo de los combustibles alternativos, lo que hacía muy atractiva la utilización del gas como combustible para la industria, generación de energía eléctrica, automotores y por supuesto para uso residencial.

Hacia 1992 las reservas de gas representaban el 0,83% del total mundial, siendo la producción diaria de 17.709 Mm<sup>3</sup> a través de los miles de kilómetros de gasoductos construidos a través de los años. A ello deben agregarse los 400 millones de litros/año de gasolina cuyo único adquirente era YPF. Este accionar llevó a que la Argentina fuera uno de los países que más gas consume en el mundo: el 35% del balance energético descansaba en 1992 sobre el consumo de gas. Además poseía la estructura de transporte y distribución más importante del continente. Era una empresa con muy poco personal, apenas 9,500 empleados en todo el país. Superó en performance largamente, en experiencia y en resultados concretos a países como México y Venezuela en este rubro.

Todas estas consideraciones hacen pensar que el sistema no podía ser cambiado sin una campaña de prensa (como sucedió con YPF haciéndola aparecer ante la opinión pública como ineficiente y haciendo hincapié en los cortes que tuvieron lugar durante el gobierno de Alfonsín que en realidad se debieron a causas no inherentes a la empresa ó a la baja presión registrada en las horas pico invernales).

Los cambios introducidos a partir de la desregulación del gas fueron los siguientes:

- El desmembramiento de Gas del Estado en suministro, transporte y distribución regidas por una ley especial, en cambio la producción de gas, que es realizada en los yacimientos por las empresas petroleras y privadas (37.8% corresponden a YPF S.A.) se rige por la Ley de Hidrocarburos 17.319.
- La ley aprobada permite la plena libertad para efectuar la importación y exportación de gas natural por cualquier particular, dejando lo dispuesto en el Art. 6 de la Ley de Hidrocarburos.
- La exportación de gas, a diferencia del petróleo, que puede ser ocasional, se realizan por contrato de larga duración (ejemplo: 20 años). La decisión de exportar, es estratégica para cualquier estado, pues el volumen involucra gran cantidad de reservas y puede comprometer el futuro energético del país.
- La ley establece además, que "el transporte y la distribución sólo podrán ser realizadas por personas jurídicas privadas". De esta forma queda amputada legalmente la facultad del estado para construir infraestructura. Aún cuando el Estado demostrara que él podría darlo a menor precio, queda invalidado para hacerlo.
- En ningún momento se ha comprobado que la desintegración de un servicio evitaría los oligopolios ó que fuera más barato. La distribución de la actividad en 20 ó 30 empresas infló los costos y provocó el aumento de personal. etc.

- En cuanto a las tarifas para los privados, la ley contempla una ganancia igual, a la de otras actividades de riesgo similar (sic). ¿Cuál es la actividad similar, cuál la ganancia compatible con los costos, 20%, 30%?
- Para tener una idea cuando se les preguntó a los posibles interesados de cual debería ser la ganancia, respondieron que no menor al 50%. A pesar que los miembros de la Unión Industrial Argentina insistían en que sus facturas reflejasen un monto similar al de Estados Unidos, los empresarios del gas se oponían firmemente escudándose en el bajo nivel de precios en ese país.
- Finalmente, y luego de una tumultuosa sesión, los diputados *menemistas* dieron quórum estricto utilizando como diputado a una persona ajena a la Cámara. Esta actitud hubiese sido suficiente para anular la ley.

Pero más allá de esto, la empresa estatal fue repartida a dos transportadoras por un valor del 70% del activo de la ex-Gas del Estado; la zona norte recayó en Pérez Companc y el Citibank, y la sur en Techint, Soldattiye Banco Morgan. La distribución y por tanto la facturación domiciliaria recayó en 8 empresas con porcentajes de entre el 70 y el 90% y en donde sobresalen los Grupos Macri, Bemberg, Tractebel, Italgas, British Gas, Camuzzi, Bunge y Born, etc.

No hay duda que se favorecieron a estos grupos por parte del gobierno, ya que las reglas de la entrega fue la venta de activos y no la concesión, dejando entonces de lado a Federaciones y Cooperativas ya existentes e integradas por usuarios. Cabe aclarar que en la Ley de Reforma del Estado (Ley Dromi) se explicitaba que sería facilitada la acción cooperativa. La intención manifiesta, como en el caso de YPF y otras era privilegiar el sistema "de caja" ya que por la venta de los activos el Gobierno recibió 680 millones de dólares en efectivo y 1,700 millones en títulos. Eso sí, repartió a cambio entre 10 empresas una "torta" de 1,000 millones de facturación hacia 1992 y 4.2 millones de clientes.

## Apéndice 3

### La Política económica y la etapa industrial del petróleo

La etapa de industrialización del petróleo en México, se inicia en 1869, la relevancia de este periodo consiste en el desarrollo de mercados de exportación de materias primas, principalmente hacia los EU. El despegue de esta industria se basó en la inversión extranjera norteamericana e inglesa, observando la evolución del régimen de propiedad de los productos del subsuelo al pasar, en 1884 a ser propiedad privada, ya que anteriormente era propiedad del Estado Mexicano.

El ex presidente Porfirio Díaz favorece la consolidación de estas empresas al darles facilidades para la explotación del petróleo. Como consecuencia de la Revolución Mexicana, se promulga la Constitución de 1917, que señala en su artículo 27 párrafo IV, la restitución de la propiedad a la nación de los productos del subsuelo, entre ellos los hidrocarburos, etapa que se desarrolla y perdura hasta 1982 cuando el modelo económico de industrialización sustitutiva de importaciones concluye.

Este modelo se caracteriza en su primera parte, que llega hasta 1938; con la nacionalización de la industria petrolera, por el cobro de impuestos y el enfrentamiento con las empresas extranjeras que la controlaban. En la segunda etapa, la industria pasa a manos de la nación, a cargo de Petróleos Mexicanos (Pemex). Los diferentes gobiernos de la república que tuvieron en sus manos la industria, adoptaron un modelo de desarrollo con base en el endeudamiento creciente de esa empresa. Los presidentes de México, Luis Echeverría Álvarez y José López Portillo, al considerar los efectos de la crisis de los 60s, invirtieron en refinación y petroquímica, pasando por la exportación de petróleo, como materia prima, acorde con los lineamientos de la Agencia Internacional de Energía, AIE; la cual en esos años como en el presente, es de su interés, quebrantar el dominio de la OPEP, al inundar el mercado de crudo, entre otras medidas, para bajar el precio de ese energético.

Esa estrategia para México no dio resultado y el modelo de industrialización sustitutiva de importaciones quiebra en 1982, con el famoso "problema de caja" a causa de una deuda externa que superaba los 84 mil millones de dólares, problema que se agrava en ese momento con el debilitamiento del precio del petróleo, los altos tipos de interés, un peso hipervaluado, los gastos incontrolables del gobierno y la contracción de los mercados para los productos mexicanos, con excepción del petróleo debido a la recesión de los EU.

La siguiente etapa que se extiende hacia nuestros días, se caracteriza por recibir de los gobiernos de la república el apoyo internacional de los países desarrollados, de instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, con base en acuerdos de abrir al neoliberalismo la economía nacional y su privatización, como resultado de las diferentes renegociaciones de la deuda externa, su reestructuración y la contratación de nuevos créditos avalados ante diversos acreedores internacionales.

Resultado de lo anterior, se observa una evolución de la industria petrolera de México orientada a la extracción y exportación irreflexiva, sin una prospección de industrialización y generación de empleo que permitan el desarrollo del país y de su gente como lo demuestran los siguientes aspectos de la política económica nacional implantada desde la década de los 80s hasta hoy:

- Proceso encubierto de privatización progresiva de Pemex.
- Respaldo de la factura petrolera como garantía de negociaciones financieras.
- Excesiva tasa de impuestos para la paraestatal, propiciando la descapitalización de Pemex.
- Desindustrialización de Pemex, que se refleja en la importación creciente de productos petrolíferos y petroquímicos (Vender el crudo a 25 ó 26 usd/b, pero comprar, en el exterior, cada barril de derivados en 6 mil dólares<sup>1</sup>)
- Nueva regulación que permite el proceso operativo de Pemex, a benéfico del modelo transnacional de explotación petrolera: CSM y de Contratos de alianza, con el propósito de respaldar la posible explotación de yacimientos de gas y de aguas profundas.

De esta forma llegamos con las reservas a la baja, sin inversión, como la empresa petrolera más endeuda del mundo, sin tecnología propia para explotar los yacimientos profundos, además del debate relativo al calentamiento global de la tierra y su cambio climático y no solo eso, sino que también con las recientes opiniones, de que la era del petróleo barato llegó a su fin y

<sup>1</sup> Álvarez, Carmen. "¿Hacia un nuevo choque petrolero?". En: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 2, No. 12 (febrero), 2005. p. 52..

que los yacimientos petroleros y los nuevos, cada vez más escasos, a partir de la segunda mitad de la década del siglo XXI, podrán comenzar a declinar su productividad en el mundo.

## Política económica<sup>2</sup>

El proceso de industrialización en México durante varias décadas se constituyó en el objetivo principal de la política económica y para alcanzarlo se relegó el apoyo a otros sectores. En los años 40s se inició la aplicación de un esquema proteccionista apoyado en una política de sustitución de importaciones. En los años 80s y 90s se abandonaron las políticas anteriores y se abrió la economía y se impulsó la reorganización industrial y búsqueda de un nuevo modelo de desarrollo. Esta reorganización industrial<sup>3</sup>, ha requerido una reorganización institucional; sin embargo, ésta ha resultado lenta debido en parte, a las restricciones derivadas de la estabilidad macroeconómica; y es que de los 80s a nuestros días, el fundamento de la política económica en general, es la estabilidad macroeconómica, tal y como se concibió desde 1988.

Esta visión "primitiva" de la macroeconomía, que no incluye siquiera aspectos macroeconómicos como empleo, los salarios y la distribución del ingreso, se concentra exclusivamente en el control de la inflación, del déficit fiscal y la atracción de la inversión extranjera directa, IED. Incluso desde el 2000 tanto la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP; como el Banco de México, Banxico, han logrado un creciente grado de independencia y autonomía política del resto de política económica con respecto al gabinete. Banxico y SHCP continúan con su enfoque de política monetaria y crediticia restrictiva sin cuestionamiento alguno y sin mayor atención hacia la competitividad del sector productivo establecido en México.

Los aspectos anteriores explican una serie de mecanismos que tienen profundas implicaciones para el sector productivo mexicano: las políticas monetarias y crediticias restrictivas y una generalizada visión del aparato público minimalista o esbelto, son fundamentales ya que determinarán las condiciones macroeconómicas del sector productivo y afectarán negativamente su competitividad macroeconómica. En lo fiscal se da un manejo preferencial, ¿para qué desgastarse cobrando impuestos a los empresarios y grupos influyentes si hay tanta renta petrolera?

Elo impacta negativamente en la política energética, la cual al menos en teoría debería de abocarse a la creación, fortalecer y desarrollar la infraestructura energética, aprovechando el amplio espectro de fuentes de energía alternas cuyo fin sea el de generar, insumos energéticos competitivos en cantidad, calidad y precio, y que les permitan a los mexicanos mejores condiciones de vida y bienestar. A las empresas, fortalecer las cadenas productivas y propiciar mayor competitividad frente a otros países, y es que el costo de la energía; crudo y gas natural, tienen impactos en dos vertientes, como materia prima y energía. Como energía se ha podido mitigar, en algunos casos con inversión en proyectos de eficiencia, e inclusive en el caso de la electricidad, mudar la producción a otros países ó en el peor de los casos cerrar la planta con la pérdida de empleo que ello significa. "En EU el kilowati/hora nos cuesta cuatro centavos de dólar y aquí nueve centavos, prácticamente el doble"<sup>4</sup>. Pero si es de materias primas, es necesario importarla a precios más competitivos, al final el que pierde es México. No requerimos subsidios, tenemos que ser creativos. Todo lo anterior se conjuga con la inexistencia real de contrapesos por parte del poder legislativo y la sociedad, para dar por resultado una política energética coyuntural de gobierno y no una política energética de Estado y con visión de largo plazo.

<sup>2</sup> Dussel Peters, Enrique. "Política de competitividad empresarial y condiciones de la manufactura en México en 2002, ¿cambios con respeto al pasado?". En: Economía Informa, Facultad de Economía, No. 312, (noviembre), 2002. pp. 5-10

<sup>3</sup> La reorganización industrial ha requerido una reorganización institucional; sin embargo, ésta ha resultado lenta debido en parte, a las restricciones derivadas de la estabilidad macroeconómica. Y que decir e las metas del TLC, una de las metas era que las manufacturas se convirtieran en la fuerza impulsora de la economía. Desafortunadamente el comportamiento de la planta industrial mexicana ha estado por debajo de esas expectativas. Las empresas extranjeras se establecen en México por consideraciones de costos, e incorporan escaso contenido local; por ello es previsible que emigren a la localización de costos más bajos cuando los salarios aumenten. México esta ahora en una encrucijada, ya que no puede competir aún basándose en activos de conocimiento (como lo hacen los países de la OCDE), y su ventaja comparativa tradicional ha sido erosionada por los competidores de bajo costo. Sin embargo, nuestros líderes del gobierno parecen ver el problema de la carencia de la competitividad como una diferencia en el costo del trabajo, haciendo caso omiso de la relación entre el funcionamiento del país y sus capacidades tecnológicas (en sentido amplio, como la adopción, la adaptación y la creación de tecnologías). Ruiz Durán, Clemente. "Reorganización industrial: el nuevo perfil tecnológico en México". Ruiz Durán, Clemente. "Reorganización industrial: el nuevo perfil tecnológico en México". En: Comercio Exterior, revista de análisis económico social, Banco Nacional de Comercio Exterior. Vol. 56, No. 12 (diciembre) 2006, pp. 1072-1085.

<sup>4</sup> Alpek, la empresa petroquímica más grande a nivel nacional y filial del Grupo Alfa, no estuvo exenta de los daños provocados por el aumento en el precio de la energía eléctrica: cerro su planta Polycrom en Monterrey y trasladó la capacidad de producción a los EU. en: Martínez Medina, Mayra. "A Calderón se le exige competencia" en: Energiahoy, ruta de negocios, año 3, No. 33 (diciembre), 2006.

## Apéndice 4

### Importancia del petróleo<sup>1</sup>

(La era de los combustibles fósiles)

Si eliminamos los combustibles fósiles de la ecuación humana, la civilización industrial moderna dejaría de existir. Prácticamente todos los aspectos de la vida moderna extraen su energía de los combustibles fósiles. A principios del siglo XX, el petróleo adelantó al carbón en la lista de combustibles fósiles empleados como fuentes de energía en Estados Unidos y otros países industriales.

Los vehículos representan la mayor parte del consumo del petróleo, alrededor de un tercio del total. La industria es el segundo principal consumidor del petróleo en EU. El petróleo es una de las sustancias más versátiles que se pueden encontrar en la naturaleza, un barril de petróleo puede producir:

- Gasolina suficiente para conducir 320 Km con un coche de tamaño mediano; suficiente combustible destilado para conducir más de 64 Km con un camión de gran tonelaje, suficiente gas licuado para llenar 12 bombonas (0.4 Lts) para uso domestico, de camping de taller; casi 70 kilovatios-hora en una central eléctrica, asfalto para elaborar unos 4 Lts. de alquitrán; cerca de 2 k de lápices de carboncillo, cera para 170 velas de cumpleaños, o 27 lápices de cera y lubricantes para elaborar más de un litro de aceite de motor.

A principios del siglo XX el petróleo seguía generando menos del 4% de la energía mundial. En la actualidad, los combustibles fósiles cubren más del 85% de las necesidades energéticas del mundo: el 22% el carbón y el 23% al gas natural. La energía nuclear y la hidroeléctrica aportan el 7% adicional cada una, mientras las energías geotérmicas, solar y eólica, así como la madera y los residuos sólidos, apenas representan el 1%. El consumo mundial de energía es setenta veces mayor que ahora que al comienzo de la era de los fósiles.

### Como se escribe realmente la historia

La Europa medieval había confiado durante mucho tiempo en la madera como principal fuente de energía. La espesa capa forestal que cubría toda la zona nórdica y occidental del continente proporcionaba una fuente aparentemente inagotable de combustible. Ya en el siglo XIV, sin embargo, la madera era cada vez más escasa. Los nuevos avances en el campo de la agricultura, como las nuevas tecnologías de drenaje, el arado pesado, la introducción de la rotación de tres cultivos y el uso de equipos de caballos para las labores de arado, había contribuido a aumentar la cantidad de tierra cultivada y la producción alimentaria. Estos excedentes llevaron a un incremento de la población humana, lo cual incremento a su vez la presión sobre los campesinos para que sobreexplotaran la tierra disponible y deforestaran zonas para aumentar la superficie de cultivo. Hacia el siglo XIV se enfrentaba a un problema de *entropía* no muy distinto al que había experimentado Roma durante los siglos II al IV dC. La población consumía los recursos energéticos en menos tiempo del que necesitaba la naturaleza para reponerlos. La creciente deforestación y la erosión del suelo provocaron una crisis energética.

El agotamiento de la madera constituía un serio problema para la sociedad de la baja Edad Media, como hoy lo es el agotamiento del petróleo para nosotros. Igual que el petróleo, la madera era un recurso energético extraordinariamente versátil, que se podía aplicar a mil y una funciones distintas: como materia prima, como herramienta, como maquina, como utensilio y como madera era el recurso industrial dominante.

La mayor parte de la deforestación que se llevó a cabo durante el siglo XV tenía como objetivo aumentar la extensión de los cultivos agrícolas. En los siglos XVI y XVII se cortaron todavía más árboles para obtener cenizas de madera destinada a la producción casera de jabón o artículos de cristal, entre otros. En Inglaterra, la principal carga para los bosques provenía de las crecientes necesidades de la armada Británica. La producción y la construcción de barcos requerían de grandes cantidades de

<sup>1</sup> Rifkin, Jeremy. "La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra", Edit. Paidós, España. 2000. pp. 85-115.

madera. Los repetidos intentos de regular la tala de los árboles demostraron ser inútiles. En 1630 la madera era dos veces más cara que a finales del siglo XV.

Lentamente, el carbón fue ocupando el lugar de la madera, primero en Inglaterra y más tarde en el continente. Comenzaba así un nuevo régimen energético. Sin embargo, debe observarse que la transición hacia el carbón no fue precisamente saludada con una energía desbordante. Más bien, al contrario. El carbón se consideraba como un recurso energético inferior, difícil de extraer, transportar y almacenar, sucio en el manejo y contaminante cuando se quemaba. A pesar de todo, en 1700 el carbón comenzaba a ocupar el lugar de la madera como fuente primaria de energía en Inglaterra. A mediados del siglo XIX, la mayor parte de Europa había iniciado también su reconversión al carbón. La extracción del carbón no estaba exenta de dificultades, una vez agotados los recursos más próximos a la superficie y fácilmente accesibles, los mineros se vieron obligados a descender a mayor profundidad bajo tierra y enfrentar los mantos freáticos. El carbón también era mucho más pesado e incomodo de transportar que la madera, el peso de los carros convertía el transporte en una tarea casi imposible, sobre todo cuando el tiempo era lluvioso y las carreteras estaban embarradas y llenas de surcos.

La respuesta al problema del transporte llegó con la locomotora de vapor montada sobre raíles de hierro. La locomotora fue una de las primeras maquinas de la era de los combustibles fósiles.<sup>2</sup>

El carbón, por ejemplo, es una forma de energía disponible y de acceso más sencillo que el petróleo y el gas natural. Por este motivo, a mediada que los países van pasando de recursos energéticos más fácilmente accesibles a formas de energía más difíciles de encontrar y procesar, las infraestructuras tecnológicas, económicas y sociales se hacen necesariamente más complejas, jerarquizadas y centralizadas.

Nuestra civilización del petróleo se basa en el proceso de transformación de la energía más jerarquizado y centralizado de la historia. Hemos creado un complejo organismo social en desequilibrio que depende del petróleo en todas sus articulaciones. Su propia complejidad que lo hace posible amenaza hoy en destruirlo. Esto es así porque el organismo social, al igual que cualquier otro organismo vivo, funciona como un todo.

## Nacimiento del petróleo

Lo primero que debemos tener presente en relación con el petróleo, es que se halla irregularmente distribuido por el mundo. En el siglo XX, EU se convirtió en potencia industrial en gran medida gracias a sus ricos yacimientos de petróleo. De modo parecido, el éxito de Inglaterra al comienzo de la Revolución Industrial era en gran medida atribuible a los importantes depósitos nacionales de carbón que tenía a su disposición. El acceso a los recursos energéticos vitales siempre ha sido un factor crucial en la prosperidad de las naciones. Sin embargo por más que nos cueste comprenderlo, aún casi la mitad de la población mundial utiliza todavía madera, residuos animales y agrícolas como combustible.

El 27 de agosto de 1859, E.L. Drake, descubrió petróleo a una profundidad de 21.1 mts. cerca de la pequeña localidad de Titusville, Pensilvania, con la ayuda de una torre de perforación improvisada. El petróleo fluía a la superficie a un ritmo de 20 barriles por día. La era del petróleo había comenzado.

En 1868, un antiguo administrador y contable de Cleveland, John D. Rockefeller, fundo la Standard Oil Company de Pensilvania. Rockefeller se dio cuenta de que la llave del éxito en el negocio del petróleo consistía en poseer no solo los pozos, sino también las refinerías, y en controlar el transporte y comercialización de los productos acabados. Su primer objetivo fue negociar acuerdos especiales con los ferrocarriles, tras lo cual se dedicó a la adquisición de oleoductos. En 1879 la Standard, controlaba prácticamente el 95% de las refinerías del país. Pronto comenzó a comprar también yacimientos petrolíferos, con la intención de integrar todos los aspectos del negocio del petróleo. Sus actividades crecieron de forma tan rápida que en 1882 había integrado sus grandes holdings en la Standard Oil Company de New Jersey. En 1906 el poder de Rockefeller había crecido tanto sobre el flujo del energético en EU, que el gobierno inicio una acción judicial acogiéndose a la Ley Sherman contra los monopolios.

---

<sup>2</sup> A lo largo del desarrollo económico, la humanidad se ha visto obligada una y otra vez a cambiar los recursos en los que basaba su subsistencia, así como los métodos empleados para explotarlos. Lentamente se ha ido comprometiendo con técnicas cada vez más sofisticadas de procesamiento y producción, a medida que iba pasando de recursos más fácilmente explotables a otros que lo eran menos. Visto dentro de un contexto ecológico más amplio, el desarrollo económico consiste en el desarrollo de formas más intensivas de explotación del medio natural. (Wilkinson, Richard. Historiador)



Paralelamente se comenzaron a formar otras compañías similares a la de Rockefeller, en cada caso una empresa plenamente integrada que poseía yacimientos petrolíferos, oleoductos y refinerías, y que controlaba el transporte y comercialización de los productos hasta el nivel de la gasolina local.

En los años treinta se habían creado las principales compañías petroleras que iban a definir la principal industria del mundo, como Standard Oil de New Jersey, Gulf Oil, Humble, Atlántica Refining Co, Sinclair, Standard Oil de Indiana, Philips 66, Sucony, Sun Union 76 y Texaco. Entre 26 compañías controlaban dos tercios de la estructura del capital de la industria, el 60% de las perforaciones, el 90% de los oleoductos, 70% de las actividades de refinado y el 80% de las actividades de marketing.

A comienzos de siglo XX, se produjeron dos circunstancias que situaron al petróleo en el centro de la vida norteamericana y convirtieron a EU, a su vez, en el país más poderoso del mundo. La primera fue la invención del motor de combustión interna; la segunda, el papel crucial que desempeñaría el petróleo para la victoria de los EU y sus aliados en las dos guerras mundiales.

### La nueva modalidad

Los primeros que consiguieron poner un motor de combustión interna sobre ruedas fueron los alemanes Karl Benz y Gottlieb Daimler. Su carruaje sin caballos hizo su debut en 1885. El motor funcionaba con gasolina derivada del petróleo crudo. A pesar de ser un invento alemán, fue la cadena de montaje de Henry Ford, capaz de producir en serie millones de vehículos a un precio asequible, la que convirtió el petróleo y los coches en el eje central de una nueva era.

Los automóviles se convirtieron en la pieza clave del capitalismo industrial durante la mayor parte del siglo, debido a que muchas otras industrias básicas estaban vinculadas a la fabricación y aceptación del automóvil.

El automóvil puso a millones de personas en la carretera y acercó el campo y la ciudad y extendió la cultura de los barrios residenciales a costa de los conceptos tradicionales de barrio y comunidad. Por último, el automóvil contribuyó más que ningún otro invento del siglo XX a acelerar el ritmo de vida y convertir la velocidad y la eficiencia en las principales virtudes de nuestra época.

La producción de automóviles fue en buena medida responsable del espectacular crecimiento económico que experimentó EU en las tres primeras décadas del siglo XX, similar al de Europa y Asia tras la Segunda Guerra Mundial, pero fue el petróleo el que lo hizo posible.

Si por un lado, fue el automóvil el que convirtió el petróleo en un elemento indispensable para la vida social y comercial del siglo XX, las dos Guerras Mundiales fueron las que convencieron a los líderes políticos de la importancia estratégica del petróleo en los asuntos de Estado. Ante la ambiciosa campaña del gobierno alemán para superar a la marina británica en los océanos, un joven político británico, Winston Churchill, fue nombrado primer Lord del Almirantazgo en 1911 con el encargo de dar respuesta a la amenaza germana.

Churchill se convenció de que la llave de la victoria sobre Alemania en cualquier batalla futura consistía en hacer que la marina británica sustituyera el carbón por petróleo, los barcos impulsados por petróleo serían más rápidos, requerían menos hombres para trabajar en la sala de máquinas, tendrían un mayor margen de acción y en caso necesario podrían repostar en alta mar. En 1912 el gobierno británico acordó construir los primeros cinco acorazados impulsados por el petróleo. Esta simple decisión se revelaría como crucial unos años más tarde para garantizar la victoria de los aliados sobre Alemania durante la Primera Guerra Mundial.

El paso siguiente era garantizar un suministro de petróleo seguro y constante. Entonces, el mercado del petróleo estaba dominado por la Royal Dutch Shell Co. Ante la posibilidad de que esa compañía pudiera caer en manos de los alemanes, Churchill convenció al gobierno británico para que invirtiera y entrara como socio en una compañía energética británica: Anglo-Persian. Por otro lado, el gobierno negoció un acuerdo secreto con la compañía para garantizar el suministro del petróleo.

El motor de combustión interna de gasolina desempeñó un papel importante en las victorias militares durante la guerra, tanto en tierra como en el mar. El ejército británico inventó un vehículo blindado impulsado por un motor de combustión interna y montado sobre orugas. El nuevo vehículo, fue conocido como "tanque", podía cambiar todo el equilibrio en el campo de batalla, ya que era capaz de cruzar las líneas enemigas. La Primera Guerra Mundial también vio la introducción de la motocicleta, los jeeps, los camiones y los aviones.

El acceso al petróleo fue todavía más importante en la Segunda Guerra Mundial. En realidad, toda la estrategia militar se basaba en el intento de hacerse del control de los vitales suministros de petróleo.

Poco después de la llegada al poder de Adolfo Hitler al poder, este dirigió su atención hacia la necesidad de garantizar un suministro constante de petróleo para impulsar la renovada máquina de guerra alemana. La guerra "relámpago" se convirtió en la consigna de las acciones militares en el campo de batalla. El problema era que Alemania, a pesar de sus ricas reservas de carbón, no disponía de petróleo. Hitler era consciente de la dependencia del petróleo y de que la carencia de éste le había costado la Primera Guerra Mundial, y no estaba dispuesto a repetir la historia.

El gobierno alemán encontró en dos frentes su respuesta al problema del petróleo: primero, desarrollar una industria nacional de combustible sintético; y segundo, entrar en guerra con Rusia para asegurarse los ricos yacimientos petrolíferos de Bakú, en Asia Central.

A finales de los años treinta, el petróleo ya era la principal fuente energética en los EU, por delante del carbón. En Alemania, en cambio el carbón seguía aportando el 90% de la energía en las vísperas de la Segunda Guerra Mundial.

A comienzos del siglo, los químicos alemanes habían conseguido crear un combustible sintético a partir de la extracción del líquido del carbón, pero el proceso resultaba caro y no podía competir con los bajos precios del petróleo en los mercados mundiales.

En 1936, lanzó un ambicioso proyecto para crear una industria nacional de combustible sintético con la ayuda del gigante alemán I.G. Farben y en 1940, las refinerías alemanas producían 72,000 barriles de petróleo sintético al día, prácticamente el 46% del suministro total de Alemania y en 1944 alcanzó el 57% del suministro energético destinado al esfuerzo militar.

Cubrir las necesidades restantes de petróleo resultó ser una tarea todavía más costosa. La necesidad imperiosa de petróleo hizo que Alemania invadiera la Unión Soviética el 22 de junio de 1941. La resistencia rusa, sin embargo, consiguió detener la ofensiva alemana. En agosto de 1942 el ejército alemán llegó hasta los yacimientos petroleros de Maikop, en el Cáucaso, solo para comprobar que los rusos habían volado los pozos y las refinerías. Escasos de combustible y alejados de su país, los alemanes no pudieron derrotar a los rusos para hacerse del control de Grozny, el epicentro del petróleo del Cáucaso. Lo irónico es que los alemanes se quedaron sin petróleo precisamente en su intento de conseguir petróleo.

El fracaso del proyecto alemán, hizo que dependieran cada vez más de su producción nacional de combustible sintético, insuficiente para mantener el esfuerzo bélico.

El ataque de Japón a Pearl Harbor en 1941, al igual que el ataque alemán a Rusia de unos meses antes, estaba motivado por el intento desesperado de asegurarse el acceso al petróleo para su maquinaria militar. EU y las Indias Holandesas –la actual Indonesia– eran los principales proveedores que tenían los japoneses. Cuando el gobierno de Japón invadió el sur de Indochina en julio de 1941, Gran Bretaña, las Indias Holandesas y EU, decretaron inmediatamente un embargo sobre las exportaciones petroleras a la isla. Con reservas de petróleo próximas a terminarse, Japón tomó la decisión de lanzar un ataque sorpresa sobre la flota norteamericana de Pearl Harbor. El objetivo era inutilizar o destruir la flota estadounidense en el Pacífico y luego hacerse del control de los yacimientos petrolíferos de las Indias Orientales Holandesas. Su plan tuvo éxito, sin embargo en las fases posteriores de la Guerra, los EU consiguieron la superioridad aérea en el Pacífico y en 1944, los aviones y los barcos estadounidenses hundieron los petroleros japoneses más deprisa de lo que ellos podían construirlos.

Como consecuencia, la cantidad de petróleo que llegaba a Japón bajó hasta un 50% en 1944 y en 1945 se redujo prácticamente a cero. Privados de reservas de petróleo los japoneses se vieron obligados a utilizar un combustible elaborado a partir de raíces de pino para sus aviones e incluso carbón para sus jeeps.

El resultado de la Segunda Guerra Mundial se explica simplemente por el hecho de que los aliados controlaban el 86% de las reservas mundiales de petróleo.

## El imperio del petróleo

Quizás cuando uno piensa en el petróleo, lo más probable es que piense en las "Big Oil"<sup>3</sup>. La industria petrolera es la más importante del mundo, con un valor estimado en dos y cinco billones de dólares. Esta formada por un vasto complejo que incluye yacimientos petrolíferos, plataformas petrolíferas marinas, miles de kilómetros de oleoductos, gigantes barcos petroleros, refinerías, sistemas informáticos de gestión del flujo energético hacia los consumidores finales, estaciones de servicio y miles de compañías dedicadas a la elaboración de productos petroquímicos, que van desde lubricantes y fertilizantes hasta plásticos y medicinas. El petróleo es la partida más importante en la Balanza Comercial de la mayoría de los países.

Los años de 1999 y 2000 vieron la creación de los que los analistas de la industria llaman compañías energéticas –*super major*-. BP se fusiono con Amco y Arco, Exxon con Mobil, Total con Elf y Chevron con Texaco. Estas fusiones, cuyo valor alcanzó en algunos casos 200,000 millones de dólares, están haciendo que las compañías adquieran dimensiones colosales.

La actual fase de consolidación ha hecho que las compañías energéticas de cotización pública se pongan al mismo nivel que las compañías petroleras estatales, como Saudi ARAMCO, Petróleos de Venezuela, la iraní Nioc y *la mexicana Pemex*.

Las primeras controlan en buena medida la parte final del proceso, Exxon-Mobil, Royal Dutch-Shell, BP y Total Financiera controlan actualmente el 32% de las ventas en los mercados mundiales y el 19% de la capacidad de refinado. Las segundas, controlan sobre todo la parte inicial del proceso. Saudi ARAMCO, Petróleos de Venezuela, NIOC y Pemex producen el 25% del petróleo mundial y poseen el 42% de las reservas. El mercado mundial de la energía está dominado por tan sólo diez o doce compañías, entre *super major* y compañías petroleras estatales.

Resulta interesante saber que las empresas estadounidenses señalan el aumento de los *costes laborales y energéticos* como los principales responsables del descenso en los márgenes de beneficio. El hecho de que sean tan pocas las compañías que controlan el flujo energético en la economía hace que estén en una posición única para dictar términos a todas las demás empresas que forman el tejido industrial.

Encontrar, extraer, transportar, refinar y distribuir petróleo y productos petroquímicos es un negocio caro y complicado. Sólo las mayores compañías del mundo disponen de los recursos necesarios para gestionar el proceso que va del pozo a la gasolinera.

Imaginemos lo exigente y compleja que debe ser la tecnología y la infraestructura de soporte para procesar, transformar y mover millones de barriles de petróleo cada día al rededor del mundo y hacerlos llegar a todos los rincones de la vida cotidiana sin que hay retrasos o interrupciones relevantes en el flujo.

La industria energética emplea la tecnología más variada y un personal más especializado que ninguna otra industria. La exploración requiere el uso de satélites y conocimiento de geoquímica y geofísica.

Con la ayuda de sofisticados ordenadores y programas informáticos se recogen datos sísmicos tridimensionales de reflexión para crear imágenes en 3D del interior de la tierra (*figura 4, anexo 2*) Perforar pozos hasta profundidades que pueden alcanzar los 6,100 m. Requiere del uso de un equipamiento complejo y de alta tecnología. Las plataformas de perforación petrolera en alta mar son una maravilla de ingeniería moderna, capaz de resistir tifones y huracanes. Analizar la perforación y el corte de las rocas, lo que los geólogos llaman –perfilar el pozo–, requiere de instrumentos de neutrones y rayos gamma para registrar las curvas eléctricas en el lugar donde se hizo el pozo. Es necesario traer a ingenieros especializados para lubricar la broca con un barro especial para la perforación. Su trabajo consiste en ajustar el barro de perforación a las condiciones del pozo, para asegurar que el barro evite el desmoronamiento del agujero durante la perforación y cuando los restos salen a la superficie. Instalar centenares de kilómetros de oleoductos por algunos de los lugares más inhóspitos del mundo y mantenerlos también exige la participación de ingenieros especializados. El propio proceso de refinado es tal vez la fase más complicada. Los químicos orgánicos rompen la cadena de hidrocarburos del petróleo crudo y la reconstruyen de nuevo para crear toda una gama de productos que van desde la gasolina al plástico.

Coordinar todo el flujo, es decir, hacer circular el petróleo a través de los distintos canales y transformaciones hasta el usuario final, pone en juego un segundo equipo de personal de gestión y especialistas de marketing.

<sup>3</sup> *Big Oils*, es una expresión norteamericana que se refiere genéricamente a las grandes compañías petroleras, también conocidas como las *Siete Hermanas*.

Para empezar, el 60% del petróleo, que se extrae ya está comprometido a menudo con las propias refinerías del productor. El resto se pone a la venta en el mercado abierto. Los compradores y los intermediarios, que actúan unas veces en representación de grandes compañías y otras en forma independiente, venden a su vez el crudo a refinerías más pequeñas. El comprador debe conocer bien las complicaciones del negocio del petróleo, como por ejemplo saber qué refinerías pueden procesar crudos pesados, sólidos, dulces o ligeros. También debe familiarizarse con las necesidades de los derivados del petróleo, propias de cada región geográfica, así como con los tipos de crudo más adecuados para elaborar productos.

El refinador, a su vez, debe poner cuidado en distinguir las propiedades únicas de cada crudo. El crudo del procedente de Arabia Saudí tiene propiedades diferentes del procedente de Venezuela. Las compañías petroleras identifican el crudo en función de su gravedad, viscosidad, contenido de cera y contenido de sulfuro. Las refinerías actuales están diseñadas para procesar un tipo de petróleo. Por ejemplo, si una refinería procesara un crudo con alto contenido de sulfuro a través de un sistema diseñado para materiales bajos en esta sustancia, la maquinaria se corroería, provocando una pérdida de cientos de millones de dólares.

El sistema de marketing puede resultar igualmente problemático. Las ventas de muchos productos derivados del petróleo varían según la temporada. Las ventas de petróleo para la calefacción suben en invierno, mientras que las gasolinas lo hacen en verano. El equipo directivo prevé las necesidades futuras con una anticipación de entre seis meses a un año y se asegura que se introduzcan en el sistema los tipos adecuados de crudos y se dirijan hacia las refinerías apropiadas.

Precisamente porque se trata de un sistema de flujo, la capacidad de almacenamiento en cada punto del sistema es limitada. La mayoría de los operadores mantienen unas reservas de trabajo de menos de catorce días.

Los departamentos de marketing de las compañías energéticas se dividen en:

- Sector industrial
- Mayorista
- Minorista y
- De productos especiales.

### La reestructuración del mercado

La infraestructura del petróleo es con diferencia la red energética más compleja jamás creada. La naturaleza de la energía ha dictado los términos de su explotación. Irregularmente distribuido, difícil de extraer, caro en su transporte, complicado de refinar y diversificado en sus aplicaciones, el petróleo ha requerido desde el principio de una estructura de dirección y control altamente centralizada para financiar la exploración y la producción y para coordinar el flujo del petróleo hasta los usuarios finales.

El debate sobre la emergencia del capitalismo industrial ha prestado poca atención industrial al hecho de que la naturaleza de las formulas comerciales que aparecieron vinieron determinadas en buena medida por el nuevo régimen energético.

En una sociedad construida a partir de la energía de la madera, las empresas comerciales tienden a ser pequeñas y locales, y el comercio de productos acostumbra a mantenerse dentro de mercados limitados desde el punto de vista geográfico. El ritmo, el flujo y el volumen de producción que permite la madera no son lo bastante importantes como para introducir un cambio cualitativo en la velocidad y la diversidad de la actividad comercial, que haría necesario un mayor grado de coordinación y unos mecanismos de dirección y control más jerarquizado y centralizado.

Los combustibles fósiles son distintos. El carbón, el petróleo y el gas natural son formas de energía más concentradas y cuando se aprovechan de forma adecuada incrementan notablemente el rendimiento y la densidad de la actividad económica. El nuevo ritmo e interactividad se transmiten a su vez al mundo político y cultural, e imponen la creación de mecanismos de control y dirección centralizados y jerarquizados en todos los sectores para gestionar el volumen creciente de interacciones humanas.

El ferrocarril y el telégrafo, dos de las primeras industrias modernas en adoptar los combustibles fósiles como fuente de energía, establecieron el marco operativo para la introducción de las nuevas empresas más centralizadas y jerarquizadas características del capitalismo del siglo XX..

El ferrocarril comenzó a tomar cuerpo en la década de 1850 en EU, el cambio introducido en la velocidad de transporte no tenía precedente. Por primera vez, los seres humanos podían rebasar ampliamente los límites de velocidad hasta entonces conocidos. El ferrocarril hizo que las empresas comerciales pudieran enviar sus mercancías de forma rápida, barata, segura y podían trasladar tres veces más carga que el transporte fluvial, a un coste equivalente.

Darle seguimiento a toda la operación del ferrocarril, requería de un nuevo modelo organizativo, así que ninguna familia podía asumir en solitario los inmensos costes de capital que exigía la construcción del ferrocarril. El ferrocarril fue el primer negocio moderno que separó la propiedad de la gestión.

La gestión de los ferrocarriles fue encargada a una nueva clase de directivos profesionales. Estos crearon el precedente de la moderna estructura organizativa: un mecanismo de control y dirección centralizado y jerarquizado, integrado por una serie de centros de toma de decisiones en la parte superior de la pirámide y en los peldaños ocupados por los responsables de las funciones específicas bajo la guía y la supervisión de los superiores.

La revolución del transporte vino de la mano de la revolución de las comunicaciones. El telégrafo hizo posible por primera vez que los seres humanos se comunicaran de forma instantánea a través de grandes distancias geográficas. Los ferrocarriles fueron los primeros en beneficiarse del telégrafo.<sup>4</sup>

Además de proporcionar el nuevo modelo organizativo para el mundo de los negocios, el ferrocarril y el telégrafo aportaron también la infraestructura básica para el advenimiento del moderno sistema industrial.

La industria, que durante mucho tiempo funcionaba en forma estacional podía funcionar ahora los 365 días al año, primero el carbón y más tarde el petróleo proporcionaron la energía necesaria para dar luz y calor a las fábricas y hacer funcionar su maquinaria.

Los costes de capital para el mantenimiento de una red de energía de combustibles fósiles eran más favorables para las grandes fábricas que para los pequeños talleres. Las grandes fábricas requerían a su vez de mecanismos de control para coordinar su actividad.

La moderna burocracia nació como resultado de la era de los fósiles, llegó a su madurez en los años veinte, con el paso del carbón al petróleo y del vapor a la electricidad en las fábricas. Aunque habían existido diversas clases de burocracias en las civilizaciones en el pasado, la nueva burocracia vinculada a los negocios era en muchos sentidos única.<sup>5</sup>

Durante los años de transición hacia la plena madurez del capitalismo industrial aparecieron otros muchos sistemas racionalizados. Los ferrocarriles introdujeron por primera vez las zonas horarias estandarizadas, por ejemplo para regularizar el tráfico. En 1884 se establecieron zonas horarias estándar para todo el mundo y escogió la localidad inglesa de Greenwich para situar allí la longitud cero, y pronto se pusieron otros procesos racionalizados para apoyar las nuevas estructuras burocráticas y contribuir a hacer más rápida la ya acelerada actividad económica.

Taylor el primer experto en gestión del nuevo siglo, introdujo sus principios de gestión científica en las fábricas y oficinas norteamericanas. Su objetivo era dotar de una mayor eficiencia a cada trabajador mediante la aplicación de principios empleados por los ingenieros para mejorar el rendimiento de la maquinaria. Taylor dividía las tareas de cada trabajador en las unidades operativas más pequeñas identificables y, con la ayuda de un cronómetro, determinaba cual era el mejor tiempo que se podía conseguir bajo condiciones óptimas. Taylor popularizó la idea de la eficiencia humana y convirtió a todas las personas de un país en eficientes máquinas humanas.

---

<sup>4</sup> En los EU, en 1866, el negocio del telégrafo estaba controlado por una única compañía: "Western Union", a partir de entonces su nombre sería sinónimo de telégrafo. El primer gigante de la comunicación adoptó un tipo de estructura organizativa muy parecida a la del ferrocarril.

<sup>5</sup> El sociólogo Max Weber, intentó definir sus rasgos. Algunas de las características esenciales son: las reglas predeterminadas para gobernar la toma de decisiones, el ejercicio vertical de la autoridad, la definición precisa de las tareas en todos los niveles de la organización, la aplicación de criterios objetivos para evaluar el rendimiento y el progreso, y la división del trabajo en tareas y funciones especializadas. Según Weber, este tipo de proceso racionalizado de dirección hacía posible controlar organizaciones grandes y complejas, integrar múltiples actividades bajo un mismo techo e incrementar constantemente el ritmo y la velocidad de producción.

Tanto en EU como en el resto del mundo la actividad comercial continuó haciéndose cada vez más jerárquica y centralizada en proporción directa al espectacular aumento del flujo energético y la productividad económica que trajo consigo cada nueva década del siglo XX.

El nacimiento de la sociedad de la información en los años ochenta cambió la forma de trabajar de las empresas. El modelo organizativo jerárquico tradicional resultó ser demasiado lento para adecuarse al ritmo acelerado y a la densidad de la actividad comunicativa y comercial que habían generado las revoluciones de la informática y de las telecomunicaciones. Los ordenadores personales y portátiles, los teléfonos móviles y la World Wide Web, WWW; generaron una red móvil de conexiones horizontales instantáneas entre las personas.

Las empresas comenzaron a nivelar sus jerarquías organizativas y a crear modelos organizativos horizontales que se acomodaban mejor a la movilidad, la flexibilidad y la velocidad de la nueva era comercial. El nuevo modelo organizativo descentralizaba la toma de decisiones y delegaba más autoridad sobre el personal que tenía trato directo con los proveedores y clientes.

Si por un lado las jerarquías dejaron paso a las redes y buena parte de las decisiones operativas quedaron descentralizadas para reducir los costes de transacción y mejorar los márgenes e inclusive desde el punto de vista comercial para controlar una red de relaciones y actividades económicas cada vez más interconectadas.

Las fusiones y las adquisiciones hicieron la norma en todas las ramas de la industria, con ellas se concentraba y centralizaba el poder en sus campos respectivos, entre ellos la banca, las empresas de seguros, las telecomunicaciones, los servicios, el entretenimiento, los productos farmacéuticos, la agricultura, la automoción, el acero y otras muchas industrias, incluida las energéticas.

La concentración corporativa de poder sobre el comercio mundial aumenta constantemente. Cada año disminuyen los jugadores que dominan la economía mundial. De las 100 principales economías que existen en el mundo actualmente, 51 son corporaciones y sólo 49 corresponden a países. Las ventas combinadas de las 200 principales compañías superan la suma de las economías de todas las naciones del mundo, excluyendo las 10 más ricas. Las ventas de las 5 principales corporaciones superaron en 1999 el PIB de 182 países.

Frente al mito popular de que las posiciones dominantes en el mercado cambian constantemente de manos a mediada de que las viejas compañías van siendo arrinconadas y sustituidas por otras de nueva creación, el hecho es que la mitad de las organizaciones que figuraban entre las 200 compañías más importantes en 1983, seguían siendo en la lista de 1999, aunque a veces con el nombre cambiado como consecuencia de las fusiones. La consolidación y la centralización del poder económico han ido siempre de la mano del aumento del flujo energético y es probable que siga adelante hasta que la producción global de petróleo toque techo en algún momento de la próxima década. La globalización ya no es un objetivo del futuro, sino una realidad emergente. En ningún otro momento de la historia ha habido tantos seres humanos en el mundo cuya supervivencia y bienestar dependiera de un número tan reducido de instituciones. Estas instituciones, a su vez, existen gracias al flujo continuado de combustibles fósiles –en especial del petróleo-, que mueve todos los aspectos de la vida comercial moderna.

Si la medida de una civilización reside, al menos en parte, tal como sugiere algunos antropólogos e historiadores, en la cantidad de energía que fluye a través de ella, entonces la civilización de los combustibles fósiles obtiene una alta calificación, en la medida en que ha consumido más energía y ha producido el nivel de vida más elevado de la historia para aquellos que se han beneficiado de ella. Pero si tenemos en cuenta que el incremento en la producción energética ha sido sinónimo de una mayor concentración de poder institucional sobre el flujo energético y sobre la actividad comercial que lo acompaña, resulta incuestionable también que la era de los combustibles fósiles, ha creado las instituciones de dirección y de control más centralizadas y jerarquizadas de la historia para administrar su régimen energético. El siglo XX se ha caracterizado verdaderamente por la creación de un nuevo tipo de imperio, en este caso basado en el petróleo y gestionado por empresas gigantescas que trabajan en colaboración -y a veces en abierta competencia- con los gobiernos nacionales.

El problema es, que una mayor concentración y centralización de poder en un menor número de instituciones ha significado siempre menor flexibilidad a la hora de enfrentarse a nuevos retos y una mayor vulnerabilidad ante las interferencias procedentes del interior y del exterior.

Una mayor producción de energía también ha provocado siempre un incremento de la *entropía* en el conjunto del entorno. La del petróleo parece anunciar cuando menos tantos costes en el futuro como beneficios ha reportado en el pasado. A mediada

que ascendemos en la curva de la producción global del petróleo, es comprensible que nuestra atención se centrará en la maximización de las ganancias. Ahora a medida que nos acercamos a la cima y al largo descenso por el otro lado de la cuesta, debemos dedicar la misma atención a minimizar las pérdidas y a prepararnos para un nuevo régimen energético. Lo primero que debemos hacer es comprender la enormidad del reto que se presenta ante nosotros.

El descenso esperado en la producción global del petróleo crudo convencional se recorta sobre el fondo de otras dos fuerzas potencialmente desestabilizadoras: el auge del fundamentalismo islámico en Oriente Medio y el resto del mundo, y el creciente calentamiento del clima de la Tierra provocado por la quema de combustibles fósiles. Los efectos sinérgicos de cada uno de estos tres fenómenos sobre los demás serán cruciales para determinar las perspectivas de la civilización humana en el presente siglo.

## Apéndice 5

### ¿Es la industria petrolera estratégica?<sup>1</sup>

La constitución mexicana señala que se debe considerar así, porque es patriótico y políticamente correcto. Pero más allá de estos argumentos, la categoría "estratégico" no está definida en ningún documento, norma o regulación, a excepción de la constitución misma en donde una de las condiciones de lo estratégico se caracteriza por la exclusividad que se reserva a la mayoría de las actividades petroleras del Estado.

Sin embargo este derecho, de ser el único participante habilitado para explotar los hidrocarburos nunca ha sido normado por las propias instituciones del Estado. Esto es, el [Estado debería resguardarse de si mismo](#) para que las coyunturas no obliguen, o permitan a los gobiernos en turno a escatimar año tras año, los recursos financieros para la adecuada expansión de la industria petrolera. En otros términos, cuando se expropió la industria petrolera en 1938, se hizo la tarea a medias. Si bien la apropiación de los activos de la industria petrolera privada y el derecho a la explotación de los hidrocarburos fueron transferidos al control del gobierno mexicano, ya desde entonces no se hizo una distinción legal o reglamentaria que reflejara la auténtica importancia que tendría para el país ser el único participante en el territorio nacional de las actividades referidas al petróleo. La expropiación petrolera ha sido uno de los momentos más emotivos en la historia de nuestro país, pero completar la expropiación al dotar a la industria petrolera del marco normativo adecuado es todavía un asunto pendiente que no se ha resuelto.

De hecho, esta carencia la pone en peligro pues, sin duda, su mayor amenaza. La expropiación petrolera es un expediente abierto porque todavía no tomamos las medidas que garanticen que una actividad estratégica, tal y como cualquier estado definiría lo estratégico, sea tratada con parámetros que permitan su subsistencia y el cumplimiento de una función que, en el caso de Pemex, está totalmente enmarcada dentro de la seguridad nacional.

Dentro de este contexto, y a nivel de Ley, debería quedar establecido que dentro de la Ley de Ingresos, por cada barril de petróleo que sea vendido, se haga la reserva de un porcentaje predeterminado que sirva para fundear la reposición de las reservas extraídas durante el año en curso.

De esta manera estaríamos agregando valor a la empresa al mantener sus reservas tan vigentes como sea posible dentro de las limitaciones geográficas que Petróleos Mexicanos tiene porque su área de acción, al menos hoy es solo el territorio nacional; además le permitiríamos seguir con las tareas que dentro del mundo del petróleo tiene mayor rentabilidad, como la explotación del crudo; y desde luego que, a través de Pemex, se estaría fideicomisando y explícitamente aludiendo a la soberanía energética del país. Esto es, soberanía dentro de un concepto tangible y no solamente discursivo.

En esta forma se podría entender que el término que la Constitución determina como "estratégico" tenga un sentido práctico, ya que hasta ahora solamente se le ha conferido un tinte teórico, sin elementos que puedan ayudar a evaluar si el Estado regresa año tras año lo necesario para que la industria petrolera continúe soportándolo en su gasto anual.

Y es en esta vaguedad de definiciones que los porcentajes de reposición de reservas petroleras han sido descuidados durante periodos largos, como sucedió en los años noventa, y en donde la falta de precisión respecto a que es lo que objetivamente significa la exclusividad del Estado sobre una actividad es que se ha puesto en riesgo a Pemex, a las reservas petroleras y por consecuencia, a la seguridad nacional.

De no hacerse así, la expropiación petrolera continuará siendo un expediente abierto que tuvo un inicio de gesta heroica y terminará como un ejemplo del descuido de los recursos nacionales no renovables debido al cortoplacismo y a la displicencia para tomar las decisiones en el momento oportuno.

---

<sup>1</sup> Andrade, Eduardo. "Consideramos a la industria petrolera como estratégica", en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine (agosto-septiembre), 2004. p. 80.



Apéndice 6

China transformará carbón en petróleo<sup>1</sup>

Obligada por su demanda de energía en rápido crecimiento y por el alza en los precios del crudo. Planea superar su dependencia del petróleo al invertir 24 mil millones de dólares en tecnología para convertir carbón en combustible líquido, usará la experiencia de Sudáfrica obtenida durante el *Apartheid*, cuando las sanciones recortaron el suministro de petróleo del país.

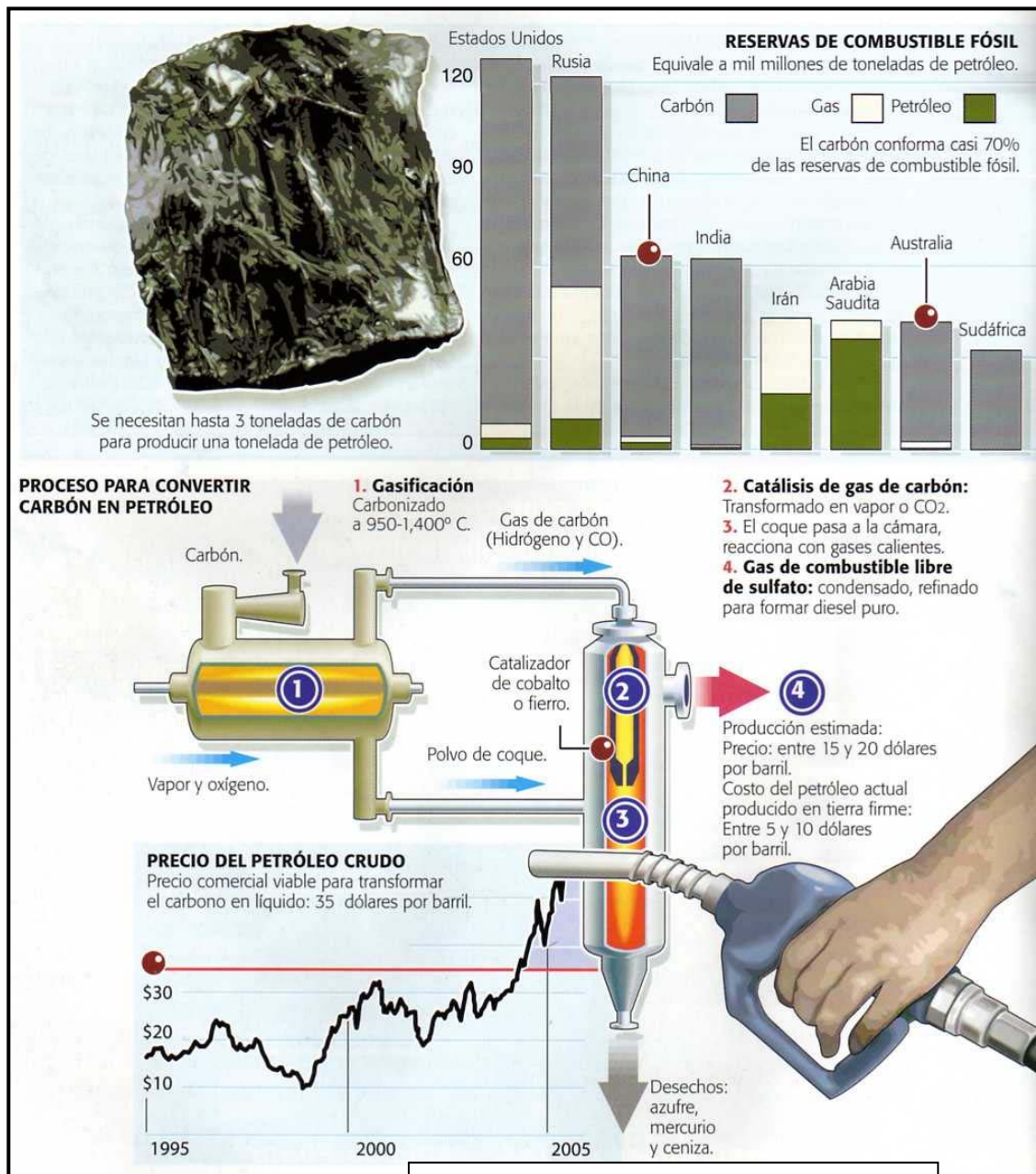


Fig.1. Proceso para convertir carbón en petróleo

<sup>1</sup> Energia hoy, ruta de negocios. "China transformará carbón en petróleo", secc. Grafico. Año 2, No. 22 (enero), 2006. p. 16

## Apéndice 7

### El retorno de la núcleo-eléctrica<sup>1</sup>

Algo interesante está pasando en nuestro universo energético y que desde 1974 no había ocurrido: ocho empresas eléctricas estadounidenses han entregado solicitudes y expedientes en la Comisión de Regulación Nuclear (NRC, por sus siglas en inglés) para construir 13 reactores nucleares.

Tal y como se ve y se escucha, parecería que a nivel internacional se está dando el fenómeno del “renacimiento nuclear” lo cual era casi imposible hasta el 2003, año marcado por el alza precipitada y sostenida de los precios del petróleo. Después de que lo nuclear se había convertido en una fuente de energía cara, compleja, amenazada por grandes riesgos y casi inaccesible.

La situación se revierte, debido a que los combustibles fósiles son caros, localizados en zonas geopolíticas inestables, estigmatizados por el efecto invernadero y el alza continua de los precios nos sitúa inevitablemente en la perspectiva de un agotamiento de nuestros recursos fósiles, mientras que el petróleo y el gas representan el 57% de la energía utilizada en el mundo, su producción máxima podría alcanzarse en las próximas tres décadas.

Sin embargo el agotamiento de los hidrocarburos no es la única razón que incita a reducir el uso de los energéticos fósiles. La lucha por el cambio climático es inevitable e impostergable y la prioridad a resolver. Más aún, 1.5 mil millones de personas no tiene aún acceso a la electricidad.

Entonces la problemática energética de este siglo se nos presenta, en como favorecer el acceso a la energía para todos, reduciendo al mismo tiempo el uso de los hidrocarburos.

El gas natural como parte de ese universo, su costo se ha incrementado hasta 300% en el transcurso de los últimos cinco años, por lo que, se afirma, obliga a la Secretaría de Energía, Sener; responsable de la planeación energética nacional, a replantear la política energética del país, sobre todo en materia de generación eléctrica.

Con ese fin realizará estudios que permitan reunir elementos necesarios a incluir en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2006, mediante un programa que impulse la expansión de la energía eléctrica nuclear. Dicha fuente de poder tiene como fuente primaria de generación al uranio.

Mientras se tienen los resultados que permitan saber cuantos “Megas” se pueden comprometer con este tipo de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad, CFE; esta obligada a atender un primer elemento: la construcción de un confinamiento para desechos radioactivos más grande que dure cuando menos 300 años para prevenirnos para cuando llegue el programa de expansión nuclear.

Así se analizan cinco lugares donde es viable la construcción de un confinamiento cuyas características deberán ser, entre otras:

- Zonas desérticas donde la precipitación pluvial es mínima,
- Que no sean zonas sísmicas para prevenir posibles rupturas de los materiales,
- Además de que están alejados de cualquier población.

Las normas para operar los confinamientos detallan que los sitios deben conservar la integridad de los desechos radioactivos, así como la estabilidad geológica del lugar, al menos 500 años, considerando el principio de no dejar cargas a las generaciones futuras.

---

<sup>1</sup> Martínez, Mayra. “Retoman la vía nucleoelectrica” en: *Energiahoy*, ruta de negocios, año 2, No. 22 (enero), 2006. pp. 56-59 y Angulo de Laseigneur, Cintia. “Un mundo de inseguridad energética”, en: *El mundo del petróleo*, the mexican oil industry magazine (febrero-marzo), 2006 año 3, Tomo 14, pp. 64-65

En México se tiene un confinamiento en Chihuahua, que esta bajo la responsabilidad del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, ININ; por lo que el 90% de los desechos radiactivos se canalizan a ese deposito de carácter temporal.

Los desechos son generados por la operación de la planta nucleoelectrica Central Laguna Verde<sup>2</sup>, la única que existe en México y se ubica en Alto Lucero, Veracruz, y produce 5.2% de la electricidad del país. No obstante, hay desechos generados por otras fuentes radioactivas, pues la energía nuclear también se utiliza para aplicaciones medicas; como la quimioterapia para enfermos de cáncer o bien para esterilizar jeringas, batas y otros productos, como la comida chatarra antes de ser empaquetada.

La Subsecretaria de Electricidad estima que en la próxima década el país podría contar con una capacidad instalada de 5 mil megawatts, MW, de energía nuclear; aunque hay que esperar el resultado de los estudios pues la cantidad podría variar. Partiendo de esta base se estima que un 25% de la nueva capacidad instalada en México sería netamente nuclear. Este porcentaje es infinitamente inferior al desarrollado en otros países.

Por ejemplo, en Francia; quien a través de Electricité de France, EDF, quien desarrollo su gran programa nuclear desde 1974, el 78% de la generación eléctrica tiene como fuente primaria el uranio, (ver cuadro 1 y 2). Adicionalmente ese país, espera contar con un reactor nuclear de cuarta generación, denominada Proyecto ITER, el cual deberá entrar en marcha en 2020 y en el que también colaborará España y estará abierto a la colaboración de otros países, así como la puesta en marcha de un organismo independiente que supervisará la seguridad de la energía nuclear en Francia. Ya con anterioridad la empresa Areva, grupo francés de energía nuclear civil y el primero en el mundo, en ese sector; ha creado un reactor de tercera generación, el EPR, que entrará en actividad en 2012 tanto en Francia como en Finlandia. Y es que, el ejecutivo de ese país, J. Chirac; tiene la finalidad de que después de 20 años, Francia transportará sin petróleo y se comprometió a que el uso del biocombustible sea multiplicado por cinco en los próximos años.

Una de las razones por la cual el gobierno francés recurre a la núcleo-electricidad tiene que ver con el factor económico. El costo de generación con base al uranio es más barato contra el carbón y el gas natural. Mientras que el kilogramo de uranio cuesta 3.22 dólares, el precio del carbón es de 4.64 y el gas natural 4.74 dólares (luego de hacer un equivalente, al considerar el poder calorífico de cada combustible). Además, un kilo de uranio rinde 20 mil veces más respecto al carbón.

Situándonos en la realidad de nuestro país, generar un kilowatt/hora le cuesta a la CFE, en promedio 30 centavos contra 87 centavos que le implica generar electricidad con combustibles fósiles como el diesel, gas natural y combustóleo.

Aunque la inversión es alta, la operación es más económica, pues construir una planta nucleoelectrica le costaría a la CFE casi un millón 300 mil dólares por megawatt contra los 500 mil dólares de una de ciclo combinado.

En este sentido lo importante no es considerar sólo el factor inversión, sino otros beneficios como es el que en nuestro sistema de generación eléctrica estaría diversificando el uso de combustibles y, lo más importante, se liberaría la demanda de gas natural.

Además el precio del uranio no es incierto como el del gas natural ni está sujeto a vaivenes al ser un combustible cuyo abastecimiento está asegurado en el futuro.

La inversión para este tipo de generación eléctrica es estrictamente presupuestal y no participa la iniciativa privada, ya que por disposición constitucional la núcleo-electricidad es responsabilidad presupuestal y el esquema de inversión estaría por definirse.

## Entorno mundial

La potencia instalada mundial es de 387 GW y aumentará muy probablemente en 100 GW para 2025. Considerando el cierre y/o retiro, se requerirán más de 160 GW a través de la construcción de nuevos reactores. Ello equivaldría a construir más de 100 EPRs en los próximos años, lo que equivale a dos veces y media el parque nuclear de EDF.

---

<sup>2</sup> El diseño de los reactores de Laguna Verde es del tipo BWR/5, el cual difiere en varios aspectos del diseño del fallido reactor de Three Mile Island y es radicalmente distinto del reactor de Chernobyl que a decir de los expertos, se destruyó por una explosión de vapor y un incendio de grafito.

La opción nuclear aparece así, como una solución a considerar seriamente. Es una energía altamente concentrada y genera electricidad a muy bajo costo, no emite gas de efecto invernadero y las reservas de uranio están aseguradas 80 años de consumo al ritmo actual.

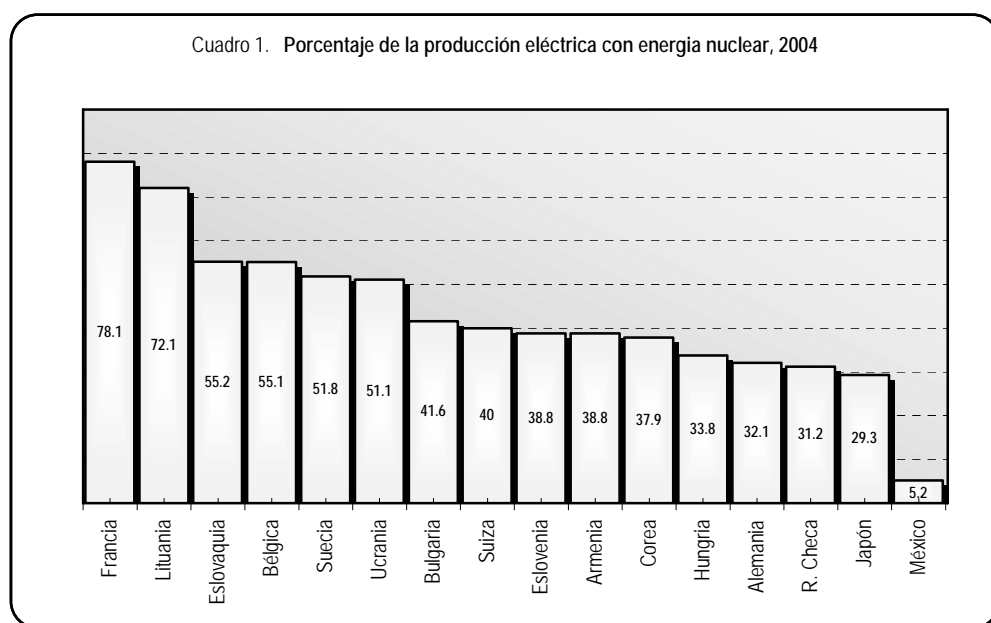
Sin embargo hay quien aun ven a la energía nuclear como un peligro y advierten, que por más cuidado que tengamos, estamos jugando con un material de alto riesgo. En marzo de 2006, el presidente de Inglaterra, dio una negativa a participar en esa ola nuclear. A lo anterior hay que añadir: el terrorismo, el armamentismo y el manejo responsable.

Cabe advertir que la definición de una política energética sustentable no debe acotarse únicamente a lo nuclear. Por ejemplo se deben conservar las energías fósiles para usos donde no existen sustitutos, limitando al máximo su utilización para la producción de electricidad y calor.

En este campo las energías renovables juegan un papel preponderante. En materia de transporte, tanto los sustitutos del petróleo (bicarburantes, motorizaciones alternas, utilización del hidrógeno producido a través de agua o biomasa, etc.) como el desarrollo acelerado y prioritario de infraestructuras de transporte colectivo son la más honesta solución.

Además, en contextos de liberalización de mercados energéticos, como los que se han dado estos últimos años, donde la competencia se basa sobre costos privados, la dependencia hacia las energías fósiles ha sido importante y va en detrimento de las energías renovables o nucleares. Las primeras han sido penalizadas por una falta de competitividad en la mayoría de los casos y lo nuclear desfavorecido por una intensidad de capital y largos periodos de retornos a la inversión.

La definición y compromiso de políticas energéticas sustentables se convierte así en una responsabilidad de Estado y de sus poderes públicos quienes tienen la responsabilidad de dotarse de instrumentos de política pública que influyan en las decisiones tecnológicas y estratégicas, esto es cada vez más imperativo si consideramos que las decisiones y opciones que se definan hoy determinaran y estructurarán la oferta para las próximas décadas y en consecuencia la problemática económica, financiera y fiscal a resolver.



Cuadro 2  
**Los reactores nucleares en el mundo**  
 (octubre, 2005)

	Participación nuclear en la producción de electricidad	Reactores conectados a la Red	Reactores en construcción
Mundo	16 %	442	24
Union Europea	32 %	148	1
Estados Unidos	20 %	104	-
Francia	80 %	59	-
Japón	29 %	55	2
Rusia	16 %	31	4
Corea del Sur	38 %	20	-
Canadá	15 %	18	-
India	3 %	15	8
Africa el Sur	7 %	2	-
China	2 %	9	2
<b>Total</b>		<b>903</b>	<b>41</b>

Fuente: Ministerio de Economía, Finanzas e industria, Francia

## Apéndice 8

Reducción de emisiones contaminantes<sup>1</sup>

En el último momento de 2005; vimos en Canadá, dentro del Protocolo de Kyoto<sup>2</sup>, a 141 países que acordaron medidas para reducir las emisiones contaminantes de cara a las últimas catástrofes naturales. Las energías alternativas por fin se toman cada vez más en serio, pero las perspectivas prevén un aumento en el consumo del carbón, y el regreso a las plantas nucleares.

Así el mayor reto del plantea, hoy no esta en la paz, el comercio, la geopolítica o el crecimiento económico. Está en el cambio climático. Los años venideros sentiremos los efectos de la devastación de nuestro hábitat, acelerada hasta la vergüenza en los últimos tres siglos. Y uno de los grandes culpables de esta tragedia es la energía en sus múltiples aplicaciones. Si no hacemos ahora algo, esperemos catástrofes para las cuales no están preparadas ningunas de las economías, por más poderosa y previsoras que esta sea. Sequías en África, inundaciones en Europa, tormentas y huracanes en el Caribe, tifones en Asia, hoyos en la capa de ozono.

Para el 2100, de acuerdo al Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, IPCC: producto de la actividad, responsable de la transformación del clima, se espera un aumento de 1.4 a 4°C en la temperatura promedio, con lo que se propiciara la desaparecerán los polos y aumentará el nivel el mar un metro; en cuanto a los huracanes, incluidos los del Atlántico, se ha comprobado que han ganado fuerza, consecuencia de lo mismo. Se sufrirá hambruna y escasez de agua. Habrá que olvidarse del combate a la pobreza y a la desigualdad; el grueso de los recursos deberá de ser destinados a resarcir el daño provocado por el crecimiento acelerado y poco comprometido con la naturaleza.

Las proyecciones de la OCDE y de muchos organismos internacionales indican que las reservas de crudo comenzaran el gran declive en esta generación. Esto parecería alentador para el planeta si se considera que el petróleo, las gasolinas y los derivados son en gran medida los culpables del cambio climático. Pero no es así. Resulta que debemos encontrar nuevas fuentes de energéticas y las más viables son altamente contaminantes. Las energías limpias no se han desarrollado aún lo suficiente como para salir al rescate. Serán nuestras viejas fuentes, como la nuclear y el carbón. Ahora es un hecho el retorno de la energía atómica. Revivirá a pesar de los esfuerzos globales por controlarla ó detenerla, después del accidente de Chernobyl en 1986. México, ahora mismo esta analizando un plan energético atómico para los años por venir. Es un tema que atañe a todos los gobiernos del mundo.

Los firmantes del Protocolo de Kyoto, ahora en la Cumbre del Clima, se comprometieron a luchar contra el calentamiento global. Estados Unidos<sup>3</sup>, responsable de 25% de las emisiones, que no firmo en ese protocolo, parece que se ha doblado después de

<sup>1</sup> Páez, Alejandro. *"La venganza"*, en: *Energiahoy, ruta de negocios, secc, opinión, mesa para dos*. Año 2, No. 20 (enero), 2006. p. 34.

<sup>2</sup> El **Protocolo de Kyoto** es un instrumento internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de seis gases que provocan el calentamiento global. Se trata del dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>; metano, CH<sub>4</sub>; y óxido nítrico, N<sub>2</sub>O, además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos, HFC; perfluorocarbonos, PFC y hexafluoruro de azufre, SF<sub>6</sub>.

La intención es disminuir 5% la cantidad de esos contaminantes en la atmósfera en el período que va del año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones registradas en 1990. Sin embargo, no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en 5%, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kyoto tiene sus propios porcentajes de emisiones que debe disminuir. Ese protocolo se encuentra dentro del marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, CMNCC; suscrita en 1992 dentro de la reunión conocida como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro.

Los firmantes por el Protocolo de Kyoto, no tienen las mismas responsabilidades por cumplir. Los países que forman parte de la clasificación conocida como *Anexo 1* son los únicos que tienen la obligación de reducir sus emisiones y ayudar a los países en desarrollo a que mejoren la sustentabilidad, y a que se adapten a los cambios que tendrán que soportar por el calentamiento global.

**Países en el Anexo 1:** Alemania, Australia, Bielorrusia, Bélgica., Bulgaria, Canadá, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Rep. Checa, Rumania, Suecia, Turquía, y Ucrania.

**Países en el Anexo 1, que no ratificaron:** Australia, Estados Unidos y Mónaco. Alatríste Galván, Pablo. *"No se alcanzaran las metas para 2012, Kyoto se queda corto"*, en: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 3, No. 32 (noviembre), 2006. pp. 52-57

<sup>3</sup> Respecto del principal emisor de dióxido de carbono, EU; y su controversia de no ratificar el Protocolo de Kyoto, de acuerdo a su negociador, aseguró que su país tiene sus propias metas y formas de combatir el problema, y que esa estrategia no le ha impedido participar con los demás países. Quien desataca que por instrucciones de su presidente G. W Bush, incluye tecnologías por desarrollar en el mediano y largo plazo, para hacer frente al cambio climático. Ese proyecto incluye créditos e incentivos fiscales por 11,000 millones de dólares, así como la instrumentación de una política que asegure su comercialización para que sean viables. *Idem anterior*.

Katrina. Un buen comienzo aunque nada suficiente, porque los análisis de los consumos de combustibles a futuro, hablan de un contrasentido, justo los energéticos sucios tendrán su repunte.

¿De que sirven los planes de crecimiento, de libre comercio, de combate a la pobreza, etc., si heredaremos a nuestros hijos un mundo dañado, que absorberá todo esfuerzo inmediato y retrasará cualquier intento por atender lo que, creíamos, eran los retos del futuro?

## Apéndice 9. Fuentes alternativas de energía<sup>1</sup>

Concepto	Capacidad	Disponibilidad	Costo	Transporte	Capacidad de contaminación	Ventajas	Desventajas
<b>Carbón</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abundante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Barato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fácil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gran contaminante de bióxido de carbono por unidad de energía producida que cualquier otro combustible.</li> <li>Contribuye al calentamiento de la tierra.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por sus altas reservas, a mediada que aumente el coste del petróleo y el gas natural, la licuefacción del carbón para elaborar combustibles sintéticos, se convierte en una opción desde el punto de vista económico.<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Su extracción es nociva para el medio ambiente como para los trabajadores.</li> </ul>
<b>Gas Natural</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta y con limpieza</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abundante pero las reservas quedan lejos de los usuarios</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo</li> </ul>	n.d	<ul style="list-style-type: none"> <li>Arde con limpieza con pequeñas emisiones de CO<sup>2</sup> y aun más pequeñas de otros contaminantes.</li> <li>Combustible fósil menos contaminante que el petróleo o el carbón</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuente preferida de energía en muchos países, exige menos inversión de capital y sus plazos de construcción son cortos.</li> <li>Importar de proveedores distantes, transportándolo en forma licuada n barcos con depósitos para almacenamiento a presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las reservas quedan lejos de los usuarios.</li> <li>Requiere de inversión para construir terminales para recibir el gas licuado.</li> <li>Las unidades de almacenamiento serían blancos atractivos para terroristas, al igual que los barcos que se acercaran a la costa (carga con 10 kilotonnes de carga explosiva).</li> </ul>
<b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solo a través de grandes inversiones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cerca de dos veces más costosa que la de combustibles fósiles.</li> </ul>	n.d	<ul style="list-style-type: none"> <li>No emite bióxido de carbono.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las plantas nucleares pueden construirse cerca de las poblaciones a las que sirven.</li> <li>Sin riesgo de interrupciones de flujo de energía</li> <li>Con un riesgo infinitesimalmente pequeño de un accidente nuclear.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producen gran cantidad de desechos radioactivos (plutonio).</li> <li>El material nuclear podría ser robado para convertirlo en bombas radiológicas o "sucias".</li> </ul>
<b>Fuentes renovables, solar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baja densidad (así en las zonas donde hay luz solar constante y brillante, como los desiertos, un m<sup>2</sup> recibe poca energía cada día).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abundante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caro: de 3 a 8 veces mas que el carbón o el gas natural.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caro, conectar esta energía a la red eléctrica principal e instalar un medio de almacenarla duplicaría o triplicaría el costo de la inversión actual en paneles solares.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mínima</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No presenta peligros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se aviene mal con las necesidades masivas energéticas.</li> <li>Las zonas industriales y los núcleos urbanos densamente poblados consumen mucha más energía por m<sup>2</sup> de la que reciben.</li> </ul>

<sup>1</sup> En la actualidad, la mayoría del hidrógeno del mundo se fabrica en las industrias de refinamiento de petróleo y petroquímicas. Principalmente, se obtiene del gas natural mediante un proceso llamado "reformación del vapor". Pero esto requiere de ingredientes que se basan en el carbono y el procedimiento librería dióxido de carbono: así que no cumple con los estándares relevantes de medio ambiente" En: **Hadlington**, Simón. "*Hidrógeno utópico*". En: *Energiahoy*, ruta de negocios, año 2, No. 17 (agosto), 2005. pp. 63-66.

<sup>2</sup> **Rifkin**, Jeremy. "*La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*", Edit. Paidós, España. 2000. pp. 159.



Concepto	Capacidad	Disponibilidad	Costo	Transporte	Capacidad de contaminación	Ventajas	Desventajas
<b>Hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sujeta a la disponibilidad de energía eléctrica barata.</li> </ul>	n.d	n.d	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ninguna, se le elogia porque al consumirse sólo libera calor y agua, sin bióxido de carbono, lluvia ácida, ozono u hollín.</li> <li>Al producirse mediante la combinación de vapor con gas natural, contribuye al calentamiento de la tierra.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Como combustible para transporte resulta esencial para ayudar a reducir las emisiones de CO<sup>2</sup>.</li> <li>Es posible producir hidrógeno sin generar subproductos indeseables, aunque estos métodos no son económicamente viables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Al no ser una fuente primaria de energía, tiene problemas para su suministro en gran escala.</li> <li>No se extrae como el petróleo o el carbón.</li> <li>Puede obtenerse por electrolisis haciendo pasar una corriente eléctrica a través del agua. Sin embargo, ese proceso plantea la pregunta: <i>de donde sale la corriente?</i></li> <li>Una economía de hidrógeno requeriría de la electricidad para ser sustentable y renovable.</li> <li>En las aplicaciones industriales por "reformación del vapor" el hidrógeno obtenido emite CO<sup>2</sup>.</li> </ul>
<p>Ninguna otra fuente de energía ofrece una solución viable. La eólica, como la solar plantea un problema de densidad de energía y proporciona energía solo en forma intermitente: cuando el viento sopla. Las energías geotérmicas, de fusión y solar, que requieren amplias áreas, enfrentan obstáculos respecto de su alto costo, emplazamiento, abastecimiento o tecnología. Los biocombustibles tradicionales (como el biodisel y el etanol), si bien son neutrales en términos de emisiones de CO<sup>2</sup>, tienen requerimientos relativos a costo, uso de la tierra y agua que limitan su efectividad en la escala requerida.<sup>3</sup></p> <p><b>Ejem.</b> "Para satisfacer el actual consumo energético estadounidense se requerirían casi 10,000 millones de m<sup>2</sup>, de paneles solares fotovoltaicos, a más o menos 500 usd el m<sup>2</sup>, los paneles costarían por sí solos 5,000 billones de usd, dos veces el presupuesto federal de los Estados Unidos para 2004 y casi la mitad del PIB del país. Conectar esta energía a la red eléctrica principal e instalar un medio de almacenarla duplicaría o triplicaría el costo".</p> <p>Mucha gente que apoya la idea de la economía del hidrógeno apuesta por una tecnología renovable más madura; la energía eólica. La organización Energy Educational Trust tiene un sitio web (<a href="http://www.hydroge.co.uk">www.hydroge.co.uk</a>) que presenta un argumento coherente para el uso de la energía eólica y para producir la electricidad que se requiere para obtener el hidrógeno necesario para transporte.</p> <p>Trust contempla granjas en el mar, que proveerían de electricidad a fabricas de hidrógeno. Calcula que una sola turbina de viento es capaz de generar 2MW de electricidad y produce suficiente hidrógeno para echar andar a 18 autobuses grandes o 864 carros que operen bajo condiciones de una ciudad. Si hacemos cuentas, una instalación de 5 mil turbinas ubicadas en aguas bajas en el mar de las islas Británicas, producirían el suficiente gas para echar andar 4.32 millones de carros pequeños y medianos activados por hidrógeno. Sin embargo, en 1998 había 22 millones de autos con licencia en el Reino Unido, y la industria automotriz estima que para 2020 la cifra crecerá hasta los 30 millones. Para echar andar este número de autos con hidrógeno, basándose en los cálculos de Trust, se requerirían en la región, aproximadamente 35 mil turbinas de viento.</p>							

Nota: cuadro hecho por el autor

n.d: No disponible (en el documento fuente consultado)

<sup>3</sup> Friedman, Julio S. y Hommer-Dixon, Thomas. "Para salir del atolladero energético." En: Foreign Affair en español, Vol. 5 No. 1, (enero-marzo), 2005. pp. 89-98.

## Apéndice 10

### Desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado, GNL<sup>1</sup>

Otra alternativa que podría considerarse para alcanzar la producción suficiente y así garantizar un abasto confiable, es el desarrollo y construcción de plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en Inglés) como las que se están gestando desde 2001, en varios estados del territorio nacional, con estas plantas se podría traer, a través de barcos, especialmente adaptados, el gas de países como: Rusia, Australia, Malasia, Indonesia, Medio Oriente, Trinidad y Tobago, Colombia y Perú, hasta de países africanos. Con lo cual se podría mitigar el efecto de dependencia regional, además de que con esto se abrirían grandes posibilidades de diversificar las fuentes de importación con lo cual se tendría acceso a precios de gas natural más accesibles para la gran mayoría de la población. (cuadro 1)

La mayor parte del gas de dichas plantas será para abastecer al sector industrial mexicano y para la generación de electricidad. Se contempla exportar el excedente al mercado estadounidense. Sin embargo mientras la Secretaría de Energía se empeña en sostener la creencia de que con las terminales de GNL, México tendrá gas natural barato, el sector industrial hace caso omiso y se prepara para enfrentar el porvenir de los altos costos del energético

Sin duda la mejor alternativa, sería que Pemex pudiera incrementar su producción de gas natural, actividad que según parece en los últimos años se mantiene estancada, pese a que el precio del insumo se ha apreciado sustancialmente y presupone un incentivo a la inversión de nuevos proyectos de exploración-explotación de gas natural.

Pese a todo, el Gobierno Federal ha seguido autorizando permisos para proyectos de distribución y transporte de gas natural, se percibe cierto desaliento entre los inversionistas privados particularmente en los denominados contratos de Servicios Múltiples donde algunos legisladores han cuestionado su legitimidad.

Superar este tipo de retos daría a México una verdadera soberanía económica, eliminaría la riesgosa dependencia que significa estar importando gas de un país deficitario, lo cual implica pagar un mayor precio que el de referencia, pues a esté hay que sumarle el costo del transporte, efecto que en un plazo no muy largo termina por minar la competitividad de las empresas nacionales.

Bajo este panorama México junto con China, ingresarán a la elite de países que cuentan con plantas regasificadoras, ya que hasta la fecha sólo Japón, líder tecnológico de estos proyectos, junto con España, Corea del Sur, Estados Unidos y otros países europeos tienen en operación estos complejos gaseros.

---

<sup>1</sup> Martínez, Mayra. "México Tiene Petroquímica dependiente" en: *Energiahoy*, ruta de negocios, año 3, No. 25 (abril), 2006. p.47 y Gutiérrez, Mariana. "Isla coronado: nuevo polo energético del Pacífico." , *El mundo del petróleo*, the mexican oil industry magazine (abril-mayo), 2005 año 2, Tomo 5, pp. 54-56.

Cuadro 1. Proyectos de GNL en vías de desarrollo

Ciudad	Capacidad	Responsable del proyecto	Fecha de arranque	Avance	Destinatario	Origen del gas
Altamira, Tamps.	500 MMpcd	Terminal de GNL de Altamira, S. de R.L de C.V.	Finales de 2006	Avanzado	CFE	Nigeria, Trinidad y Tobago
Ensenada, B.C.	1,000 MMpcd	Costa Azul, S. de R. L de C.V. (Sempra-Shell)	Inicios de 2008	En construcción	Eléctrico Industrial, Residencial y exportar hacia Arizona	Indonesia y posiblemente Rusia
Isla coronado	500 MMpcd	Chevron Texaco de México, S.A. de C.V.	Inicios de 2008	n.d	n.d	n.d
Manzanillo	1,000 MMpcd	CFE	Entre 2010 y 2011	n.d	Demanda de la región a futuro	n.d
Lázaro, Cárdenas	500 MMpcd	Repsol YPF	Aunque la empresa ganó el derecho de construcción de una terminal de GNL en esa Zona, la CRE aún no ha otorgado ningún permiso			
Topolobampo	500 MMpcd	En fase de evaluación inicial las autoridades locales y portuarias abrieron una licitación para establecer una terminal en instalaciones adyacentes				
Golfo de México, Costa afuera	1,000 MMpcd	Dorado-Tidelands (Terranova-energía)	El inversionista solicitó un permiso de transporte de acceso abierto. Se espera que este sistema se interconecte a la futura terminal de GNL costa afuera en el Golfo de México			
<b>Total</b>	<b>5,000 MMpcd</b>					

## Apéndice 11

### Gas en México, el fracaso de la política energética en México<sup>1</sup>

Bajo la falsa premisa de que la globalización y el comportamiento de economías de éxito migraban a la sustitución del gas como fuente de energía barata y disponible, se indujo a la conversión industrial y a la construcción de infraestructura para producir energía eléctrica con base en el gas natural, contrario a las acciones reales de otras naciones como las del propio EU, que anuncia que para satisfacer sus requerimientos de energía, incluye el incremento en su explotación de carbón, el desarrollo de la energía nuclear y la construcción de refinerías.

El gobierno actual se esmera en atender las "recomendaciones" de los organismos internacionales (BM, FMI, BID, OCDE) que solicitan la desregulación para abrir al capital extranjero la CFE y Pemex y en respaldar en la práctica el objetivo del gobierno estadounidense de procurarse el petróleo de Latinoamérica para afrontar la creciente dependencia de su país con respecto a las importaciones de hidrocarburos.

La Secretaria de Energía, Sener y el presidente de México, exactamente con los mismos términos promovidos por Téllez-ENRON a fines de los noventas, afirman que el gobierno federal no puede seguir soportando la pesada carga de inversiones en el sector energético: "No se pueden sacrificar otros programas de gasto a costa de un sector en el que la participación de la inversión privada generaría importantes ganancias y aportaría recursos al fisco"

La política fiscal de explotación y consumo intensivo de gas se sustentó en las siguientes tesis con las cuales mediante intensas campañas publicitarias se ha engañado a la opinión pública.

- El crecimiento económico de 7% anual comprometido por el primero de los presidentes de la administración panista, que en términos de energía significaba una demanda creciente de electricidad del 15% anual.
- Continuar con el desarrollo del sistema eléctrico nacional sustentado en gas, para lo cual se reconvierten centrales y se construyen plantas de ciclo combinado por privados.

Afirmaron que poseíamos reservas cuantiosas de gas con base en la afirmación de Héctor Olea, ex director de la Comisión Reguladora de Energía, CRE, de que México tenía una disponibilidad de 78 billones de pies cúbicos de gas, lo que daba para 45 años de consumo, reconfirmado por Raúl Muñoz Leos en 2002, quien difundió oficialmente que México cuenta con abundantes reservas de petróleo crudo y gas y una relación de reservas probadas contra producción de 29 años, y reiterado por toda autoridad de Pemex y de Energía, entre ellos el ex-secretario de Energía, Felipe Calderón Hinojosa.

- Gas barato, pues para el entonces director de Pemex, Raúl Muñoz Leos "en el mundo se presentan tendencias favorables de precios del gas natural" siendo respaldado por Shell que afirmaba que el precio del gas permanecería entre 3 y 4 dólares por MMBtu.
- Entrada en vigor de nuevas normas ambientales que para la Sener y Pemex hacían que el consumo del gas fuese indispensable por la obligación de limitar la emisión de contaminantes. Sin embargo se omitió que todos los combustibles fósiles, incluyendo el combustóleo, los fondos de torre de alto vacío, el coque del petróleo ó el carbón, permiten cumplir las regulaciones ecológicas siempre y cuando se instalen los procesos adecuados.

Requerimientos de inversión sobredimensionados: 120 mil millones de dólares en 6 años; cifra magnificada e inalcanzable para las finanzas públicas y justificación ideal para forzar como indispensable la participación de capitales privados extranjeros.

---

<sup>1</sup> Hernández Peñalosa, Alfredo. " Gas en México, el fracaso de la política energética en México". En Memoria 2006, Edit. Cemos, revista mensual de política y cultura, abril de 2006, No. 206 pp. 5-11. (El autor labora en PEP, Región sur y es vicepresidente de la Union Nacional de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera, A.C)

## Resultados de la política oficial

Con esas premisas: la dirección de Pemex Exploración y Producción, PEP, se comprometió a cubrir la creciente demanda de gas, entregando a partir de 2006; 6,800 MMpcd de gas natural y para 2010 la elevaría a 8,700 MMpcd, poco probables frente a la magnitud real de las reservas probadas y capacidad de inversión, pero que en aras de cumplirlas se intuye una explotación irracional de los yacimientos con gas asociado.

La descarga de fondo fue justificar la participación privada de compañías extranjeras para lo cual, impedidos políticamente de modificar la Constitución mexicana<sup>2</sup>, la cual señala la exclusividad del estado para realizar la explotación de los hidrocarburos, se formulo un esquema de contratación de servicios denominada Contratos de Servicios Múltiples (CSM) amparados en leyes secundarias como la Ley de Obra y Servicios Públicos, simulando obras y mantenimientos, cuando en realidad se efectúa el proceso completo de exploración, explotación y transporte de gas. De este modo, a finales de 2003, se iniciaron licitaciones para otorgar contratos en la Cuenca de Burgos, que en la practica son verdaderas concesiones simuladas, por más de 20 años a empresas extranjeras (ver apéndice 1). Se argumento que las compañías invertirían 20,000 Millones de dólares en el corto plazo para incrementar la extracción, lo que a la fecha no ha ocurrido.

En junio de 2005, como resultado de las demandas para la anulación de los CSM, interpuestas por trabajadores de confianza de Pemex y por legisladores, así como solicitudes de auditorías y acatando la recomendación de la Auditoría Superior de la Federación debido a su posible ilegalidad, PEP suspendió nuevas licitaciones. Para octubre de ese año, las compañías expresan su desinterés por participar bajo ese esquema de contratación e informan que se ha llegado al limite de la producción y que, para cumplir la meta de producción comprometida por PEP, se requerirá que México tuviera otra Cuenca de Burgos; de igual modo, las certificadoras de reservas corrigen drásticamente a la baja las reservas reportadas por PEP el 1 de enero de 2005.

## Resultados operativos

La producción real en 2005, no supera, los 5,000 MMpcd de gas, por lo que no se satisface la demanda inducida en el sector eléctrico. Actualmente, se tiene un déficit de 1,000 MMpcd de gas.

La masiva utilización del gas para producir electricidad y la necesidad de importarlo impide su aprovechamiento en procesos de recuperación de aceite, los cuales representan mayor valor y permiten su posterior aprovechamiento.

Persiste la quema de gas asociado, desaprovechado por decenios en cantidades extraordinarias. En 2005, la quema de gas supera 250 MMpcd, más de 20% del gas importado (la Sener y Pemex reportan 100 MMpcd.) El total de gas quemado al año será superior a 90 MMpcd con valor de 700 millones de dólares.

Se incrementan los precios del gas debido a que en México se determina con base a los precios internacionales de referencia establecidos por compañías comercializadoras en Estados Unidos y no por el costo de producción de Pemex. Debido a la fuerte demanda de EU, el gas de la región es el más costoso del mundo. El precio promedio durante 2000-2005, fue de 5 usd/MMpc; en septiembre de 2005 alcanzó los 12 usd /MMpc

Nos hemos convertido en importadores netos de gas; en 1999, las importaciones corresponden a 3.9% de la producción nacional; en 2004, ascendió a 1,285 MMpcd. Para 2005, corresponde a 25% del consumo. Pero además, México, convertido importador neto de gas, ya no tiene garantizado su suministro desde el país del norte.

Se mantuvo el abandono de la petroquímica de Pemex, PPQ; iniciado desde el intento de privatización de 1995. Con esos precios de oportunidad, se coadyuva a la quiebra de empresas y al desmantelamiento de cadenas productivas de la industria química nacional, dado que el precio del gas natural establecido es la base de cálculo de los precios de los productos de PPQ: etano, etileno, propano, propileno, butano. El gas natural ha sido columna vertebral del desarrollo industrial de México; a partir de él, se desarrollo la mayoría de las instalaciones industriales existentes en el país las cuales hoy se están desplomando.

---

<sup>2</sup> De acuerdo con los artículos 25, 27, y 28 de la Constitución, corresponde a la nación el dominio directo del petróleo y todos los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos y gaseosos; dicho dominio es inalienable e imprescriptible. La explotación de recursos naturales se realizará mediante concesiones, pero tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos no se otorgaran concesiones ni contratos. El Estado contará con los organismos y empresas para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo, como son el petróleo, los demás hidrocarburos y la petroquímica.

Se agudiza la destrucción de la industria agroquímica. En 2004, 90% de los fertilizantes comercializados en México –tres millones de toneladas- se importan de EU y Rusia, debido a los precios internacionales con que Pemex encarece el amoníaco. Como consecuencia, se destruye la cadena productiva del amoníaco –materia prima de la urea y fosfatos amoníacos- y prácticamente se cancela la industria de los fertilizantes adquirida y concentrada por privados y convertidas a la fecha en distribuidoras de importaciones. Además, se contribuye a la crisis del campo mexicano: el consumo de fertilizantes en 2004 se redujo a más del 50%, disminuyendo su productividad y áreas de cultivo e incrementando el déficit comercial agropecuario con Estados Unidos, que ascendió a 6,400 millones de dólares, desapareciendo a 770 mil productores y dejando sin empleo a 1.2 millones de trabajadores.

El encarecimiento del gas ha provocado el cierre de 4,000 empresas siderúrgicas, papeleras, sementeras y vidrieras. Al aplicar los precios internacionales al gas, insumo de la petroquímica nacional, los precios de sus productos encarecen el mercado de la industria química y se opta por las importaciones de productos petroquímicos. El encarecimiento en las importaciones de productos petroquímicos ha sido constante; representan para 2004 cerca de 9,000 millones de dólares anuales.

Se privatizan silenciosamente varias actividades de Pemex y CFE vinculadas al gas: construcción de ductos, operación de ductos, almacenamiento de gas; distribución de gas natural; acceso por privados a los sistemas de transporte de Pemex, construcción de plantas de gas para energía eléctrica y producción de energía eléctrica.

Actualmente, la distribución de gas está monopolizada regionalmente por cinco trasnacionales, agrupadas en la Asociación Mexicana de Gas Natural; la española Gas Natural SDG, Tractebel-Suez, Gas de France, la estadounidense Sempra Energy y KN Energy entramadas entre sí y vinculadas a subsidiarias del grupo ENRON.

Después de imponer el gas como fuente de energía para la generación de electricidad, ahora la Sener, publicita como gran oportunidad un nuevo negocio, la regasificación de gas natural licuado, actividad rechazada por los Estados Unidos por riesgo a siniestros, por la vulnerabilidad a atentados, por el sobre costo ocasionado por seguridad y por las restricciones ambientales.

## Conclusiones

Justificándose en una supuesta disponibilidad y necesidad de gas para producir electricidad, el gobierno actual, a través de la Sener, la CRE, y PEP, diseñó y aplicó un proceso encubierto y progresivo para privatizar la actividad de explotación de gas en México y permitió la participación de trasnacionales petroleras en sectores señalados en la Constitución como exclusivos de la nación:

- La política energética de producir electricidad con gas natural ha sido un fracaso. Ha convalidado, el papel de productor y exportador de petróleo crudo que organismos extranacionales le han impuesto; ha convertido a México en importador neto de gas natural, gas licuado, petroquímicos, químicos y tecnología petrolera; ha provocado la destrucción de las fuerzas productivas y ha acumulado otro lustro de estancamiento en el desarrollo de fuentes alternas.
- Desde su origen, fue inadecuada al determinarse en función de intereses de trasnacionales norteamericanas y de grupos empresariales locales, no de las necesidades internas y regionales y menos de las fuentes energéticas realmente disponibles en el país.
- En el equipo de transición de presidente actual, y en el mismo presidente, en los funcionarios de Economía, Hacienda, Energía y Pemex privaron los intereses de grupos empresariales, en complicidad con los tecnócratas prisitas; todos, ávidos de apoderarse del negocio petrolero y eléctrico en asociación con las trasnacionales norteamericanas; y prestaron oídos sordos a los señalamientos de expertos petroleros, electricistas y nucleares forjados en decenios de especialización.
- Los empresarios en el gobierno se emplearon a fondo para aprender y apropiarse del negocio de los energéticos y la petroquímica. Utilizaron el proceso de gas como punta de lanza de la privatización de la industria petrolera y eléctrica.
- La política energética Salinista, refrendada por los presidentes siguientes, fue sustentada en un insumo insuficiente en el corto plazo y de mediana disponibilidad en el largo plazo, que se requiere para otros usos de mayor racionalidad y valor.
- Fue implantado con engaños afirmando falazmente que la producción de electricidad con gas era la mejor y única alternativa. Su finalidad no fue la de resolver una necesidad energética de la nación, sino justificar y legalizar la

participación privada en el sector de la energía, despejando sigilosamente a los mexicanos de su recurso e industria petrolera y eléctrica sin importarles el costo de la dependencia en importaciones de gas.

- Nuestro país cuenta con otras alternativas para cubrir y disminuir nuestros requerimientos energéticos: combustóleos, fondos de torre de alto vacío, energía nuclear, desarrollo eólico, y programas de ahorro de energía y fomento del transporte colectivo.
- Sobre todo, en México el gas se requiere para atender necesidades vitales de la explotación petrolera y aplicaciones de superior rentabilidad: la recuperación mejorada de hidrocarburos y la producción de petroquímicos y agroquímicos.

La distracción del uso de gas natural, que se requiere para los procesos de recuperación de aceite, han provocado pérdidas del orden de los 100 mil millones de dólares.

El encarecimiento del gas ha justificado el cierre de plantas petroquímicas y la cancelación de cadenas productivas en la industria petroquímica, química y agroindustrial, metalúrgica y de manufactura.

- Mientras se distrae el gas y se difiere la conclusión de infraestructura para eliminar la quema de gas asociado, se invierte en plantas para producir nitrógeno por transnacionales y en compras atadas del mismo, contaminándolos y reduciendo sus factores de recuperación.

En resumen, la estrategia de los gobiernos neoliberales ha ocasionado daños patrimoniales y estancamiento en el desarrollo del país por:

- Canalizar el gas en consumos de menor valor.
- Contaminar y reducir un lustro el ciclo de vida de Cantarell, el principal yacimiento del país, al inyectarle nitrógeno en lugar de gas natural.
- Convertir al país en importador neto de gas y provocar un déficit comercial.
- Causar el estancamiento de la petroquímica, la industria química y la agroindustria al no priorizarla en el suministro de gas y sus condensables.
- Eliminar la plantilla de expertos en la exploración y producción y transformación industrial de los hidrocarburos haciéndolos dependientes de técnicos extranjeros.
- Convertir la industria petrolera en administradora de contratos y hundirnos en la dependencia tecnológica, dejando el dominio de los procesos y de la tecnología petrolera a las grandes transnacionales.
- Estancar el desarrollo de fuentes alternas determinando su crecimiento en función de intereses privados.

## **Alternativas**

Existen diversas alternativas, la mayoría de aplicación inmediata, para dejar de depender del gas y para obtener mayores beneficios para el desarrollo de la economía y para el aprovechamiento racional de este recurso. Debe anularse la dependencia en el gas para producir electricidad: recuperar el factor de operación de las termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad, CFE y construir las refinerías para producir fondos de torres de alto vacío (FTAV).

**Primero etapa:** operar la infraestructura de generación eléctrica de la CFE al 80% utilizando combustóleo y reduciendo de inmediato los requerimientos de gas.

**Segunda etapa:** Sustituir en las termoeléctricas de la CFE combustóleo por FTAV, para reducir los costos de generación de electricidad.

- Concluir la infraestructura y adquisición de equipos de compresión, medición y ductos para el aprovechamiento del gas que actualmente se quema.
- Implantar procesos de recuperación mejorada inyectando gas a yacimientos para incrementar la recuperación final de hidrocarburos.
- Reactivación de la petroquímica: suministrar gas y etano para operar a plena capacidad plantas de PPQ y reactivar las cadenas de amoníaco, metanol y etileno con insumos y precios con base en costos de producción y no de referencia del mercado de EU.
- Suspender proyectos en Pemex, de producción de vapor y electricidad con plantas de ciclo combinado e inversión privada, encubiertos como opción de eficiencia.
- Producción de electricidad con energía nuclear; revertir la política de liquidación de la industria nuclear en México.
- Producción de energía eléctrica con base en fuentes alternas: activar a través de la CFE los proyectos de producción de electricidad con fuentes alternas especialmente eólica y geotérmica. Desarrollar los recursos eólicos del Istmo de Tehuantepec bajo administración pública para el desarrollo social<sup>3</sup>.
- Priorizar el desarrollo y aplicación de programas de ahorro y uso eficiente de energía.

Estas propuestas reducen suficientemente los consumos de gas, liberándolo para su mejor aprovechamiento, eliminando las importaciones (cuando menos reduciéndolas) y producen cantidades suficientes de energía eléctrica en forma rentable, pero sobre todo *reactivan las cadenas productivas que detonarán el desarrollo regional y nacional y con soberanía de nuestro país.*

---

<sup>3</sup> Promovidas por el Gobierno Federal y Estatal, empresas privadas extranjeras acaparan tierras que forman latifundios virtuales y desplazan a comuneros y ejidatarios de los beneficios del desarrollo, lo que desemboca en un conflicto social. Este desarrollo debiera ser una palanca para romper con la ignorancia y marginación histórica, a la que han estado sometidos los campesinos de esta región y mejorar su calidad de vida. Debe ser desarrollado a partir de empresas comunitarias o bajo administración estatal.



## Apéndice 13

### Reservas petroleras y la teoría del pico de producción<sup>1</sup>

Los responsables políticos nos dicen que gracias a las nuevas tecnologías en materia de exploración estamos encontrando petróleo para reponer las reservas y estamos aprovechando mejor el petróleo de los yacimientos.

Según la Administración de Información Energética (Energy Information Administration, **EIA**, por sus siglas en Inglés) del Departamento de Energía de Estados Unidos, "faltan casi 35 años para que la producción de petróleo barato llegue a tocar techo, tiempo suficiente para realizar la transición hacia estrategias energéticas alternativas. En resumen, el mundo se enfrentará a muchos problemas en los años venideros, y la escasez de petróleo no es uno de ellos. Las bases energéticas del estilo de vida industrial esta asegurada".

Sin embargo, en medio de esta aparente complacencia, los resultados de los nuevos estudios publicados por algunos de los principales expertos mundiales en geología ofrecen una imagen muy distinta. Sus cálculos sugieren que la producción global de petróleo crudo barato podría tocar techo antes de 2010 y no más tarde de 2020 (se considera que se ha tocado techo cuando aproximadamente la mitad de las reservas recuperables estimadas -*estimated ultimate recoverable*, **EUR**- de petróleo del mundo han sido explotadas) aunque estos nuevos estudios y controvertidos se han publicado en las principales revistas científicas del mundo -entre ellas *Science* y *Scientific American*- y han suscitado un encendido debate en el campo de la geología del petróleo y en los consejos de dirección de algunas de las principales compañías energéticas del mundo, todavía no han sido difundidos por los medios de comunicación. Muchos de nuestros políticos y asesores ignoran estos nuevos datos, y nuestros economistas y hombres de negocios están igualmente desinformados. Si embargo si tales estudios son correctos nos estamos acercando a una de las principales encrucijadas de la historia, cuyas profundas consecuencias comenzamos a vislumbrar.

### Falsear las cuentas

Cuando los geólogos dicen que la producción mundial de petróleo puede tocar techo se refieren principalmente a lo que se conoce como petróleo convencional o ligero, el tipo de petróleo que brota libremente del interior de la tierra y que puede ser transformado fácilmente. Existen también los llamados -petróleos no convencionales- (petróleo derivado de arenas asfálticas, crudo pesado, petróleo procedente de aguas profundas o regiones polares y petróleo de esquisto)

Los geólogos están de acuerdo en que hasta el momento se han extraído de la tierra más de 875,000 MMbp, casi todos en los últimos 140 años de la era industrial. El punto sobre el que no se ponen de acuerdo es en la cantidad de petróleo convencional que todavía queda por extraer (hay que decir que, a pesar de las discrepancias de los expertos sobre la cantidad remanente de petróleo, sus cifras se mueven, dentro de un margen bastante estrecho).

En primer lugar, los geólogos y los ingenieros distinguen entre reservas y recursos.

- **Reservas.** se refieren a la cantidad conocida de petróleo presente en yacimientos que pueden ser explotados con las actuales tecnologías, dentro de un futuro previsible y a un coste razonable desde el punto de vista comercial.
- **Recursos.** Se refieren a las estimaciones teóricas, sobre la cantidad total de petróleo que puede existir en una región, incluidas las reservas cuya extracción o procesamiento no es económicamente viable con las tecnologías actuales o con las actuales condiciones de mercado.

Para complicar aún más las cosas, la industria también utiliza otros términos para definir las reservas, como por ejemplo: activas, inactivas, probables, posibles, inferidas, identificadas y no descubiertas.

---

<sup>1</sup> Rifkin, Jeremy. "La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra", Edit. Paidós, España. 2000. pp. 85-115.

El geólogo J. Laherrère; afirma que esta proliferación de términos para referirse a las reservas es intencionada y tiene como objetivo permitir a los países y las empresas disfrazar las cifras, una especie de contabilidad geológica creativa con fines políticos o comerciales. El petróleo es dinero y las reservas son, por así decirlo, petróleo en el banco, en este caso un banco situado en el fondo de la tierra donde no hay auditores que puedan comprobar las cifras.

A efectos de esta discusión, hay tres datos que resultan cruciales, los cuales sumados constituyen la totalidad del petróleo recuperable:

- La producción acumulada, es decir, cuanto petróleo convencional se ha producido globalmente hasta la fecha,
- Una estimación de las reservas globales de petróleo y
- Una proyección de petróleo recuperable que puede quedar por descubrir.

Tal como ya se ha señalado, el petróleo esta en cuencas donde se acumularon y preservaron los materiales orgánicos. Tales cuencas se hallan en aguas marinas poco profundas y en el continente. Los geólogos han localizado 600 cuencas de este tipo y hay un convencimiento general de que faltan pocas por descubrir. Cuatrocientas de estas cuencas ya han sido explotadas. Las 200 restantes, están ubicadas en regiones remotas como Groenlandia y en aguas profundas cerca de las costas de Brasil, África Occidental y el Golfo de México, pero su exploración es difícil y costosa. No obstante se han encontrado cantidades significativas de petróleo en 125 de estas cuencas.

Para determinar la cantidad de petróleo convencional que todavía queda por descubrir, los geólogos empleaban tradicionalmente el siguiente método:

“Primero, calculaban cuanto petróleo se había encontrado en las 400 cuencas en las que ya se habían realizado perforaciones y determinaban en cuantos kilómetros cúbicos de materia sedimentaria se hallaba petróleo. Al dividir una cifra por la otra, los geólogos establecían un promedio mundial relativo a la cantidad de petróleo que se podía esperar encontrar por kilómetro cúbico de materia sedimentaria. Entonces calculaban el volumen de materia sedimentaria que puede haber en todas las cuencas del mundo y multiplicaban esta cifra por la cantidad media de petróleo hallada por unidad cúbica. En la actualidad los geólogos pueden realizar estimaciones mucho más precisas sobre la cantidad de petróleo que todavía queda por descubrir gracias a sofisticadas tecnologías de análisis geoquímico, en la tabla siguiente se muestran algunos de estos casos:

País	Reservas recuperables (MMbp)	Cantidad extraída (MMbp)	Reservas por extraer (MMbp)	Reservas por descubrir (MMbp)
Estado Unidos	195,000	169,000	20,000	6,000
Arabia Saudí	300,00	91,000	194,000	14,000
Rusia	200,000	121,000	66,000	13,000

Así mientras Estados Unidos conserva sólo el 14% de las reservas que poseía originalmente, y Rusia 39%, Arabia Saudí tiene el 70% de su petróleo bajo tierra.

Es aquí donde las cifras para algunos aparecen como sospechosas, como sugiere Laherrère, los países y las compañías falsean los estudios para inflar las cifras.

Según la oficina de estudios Geológicos de Estados Unidos (*U.S. Geological Survey*, USGS) hay 3,000 billones de barriles de reservas recuperables estimadas (EUR). Sin embargo, algunos de los modelos indican que solo existen 2/3. Basándonos en las estimaciones de la USGS de los 3,003 billones de barriles de reservas recuperables y suponiendo que se mantenga la tasa actual del 2% de crecimiento de la producción anual, la EIA estima que la producción global de petróleo tocara techo en 2037. Pero si los nuevos modelos son correctos, el tiempo que falta para que la producción global toque techo, estaría entre ocho y dieciocho años. Incluso el análisis de la EIA, basándose en las estimaciones actuales de la USGS sobre las reservas recuperables totales, reconoce que el pico en la producción global de petróleo se podría adelantar hasta 2016 si se aplican supuestos ligeramente distintos al modelo.

Aunque las diversas opiniones reflejan diferencias legítimas en la interpretación de los datos, queda abierta la cuestión de hasta que punto ha habido presiones políticas y comerciales sobre las cifras oficiales, veamos las pruebas:

- Los datos relativos a las reservas se publican anualmente en el *Oil & Gas Journal* y el *World Oil*. Tales revistas realizan estudios en distintos países y elaboran sus estadísticas sin ningún tipo de verificación independiente.
- Los geólogos asignan probabilidades a sus estimaciones de reservas recuperables. La cifra más baja se conoce como estimación  $P^{90}$  y la más alta como estimación  $P^{10}$ . En Estados Unidos, la Comisión Nacional de Valores sólo permite que las compañías se refieran a sus reservas como probadas –si el petróleo se halla cerca de una exploración activa y si existe una “certeza razonable” de que pueden ser recuperadas de forma rentable de acuerdo con los actuales precios del petróleo y empleando las tecnologías existentes-. Ello significa emplear una estimación  $P^{90}$ . Así algunos geólogos como Laherrère, sostienen que una estimación  $P^{90}$  es demasiado estricta por lo que proponen una estimación intermedia  $P^{50}$ , denominada –probada y probable- y se define como “el número de barriles de petróleo que es tan probable que salga como que no salga de un pozo a lo largo de su vida activa, suponiendo que los precios se mantengan dentro de unos márgenes limitados”.
- Si Estado Unidos subestima las reservas probadas al emplear una estimación  $P^{90}$ , países como los que formaban la antigua Union Soviética han estimado constantemente las reservas probadas a partir de supuestos  $P^{10}$ . El gobierno Ruso exagera sus reservas por sistema al incluir las reservas geológicas -todo lo que pueda haber en la región-, en lugar de limitarse al concepto de las -reservas económicamente explotables-
- Los países de la OPEP exageran sus cifras, según los criterios, para aumentar sus cuotas de producción y conseguir prestamos internacionales de instituciones como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, o para atraer prestamos de los bancos privados para el desarrollo de infraestructura y nuevos proyectos comerciales.
- Para hacerse una idea exacta de lo rápida e imprecisa que puede ser la circulación de informaciones, piénsese en el hecho de que a mediados de los 80s se calculaba que las reservas globales probadas de petróleo crudo estaban entre los 650,000 y 700,000 MMbpc. En los 90s ya se habían añadido 300,000 MMbpc a las reservas globales probadas a pesar de que no se habían realizado descubrimientos significativos de nuevos yacimientos. Prácticamente todo el aumento provenía de los países de la OPEP. La posible causa es que cuando los yacimientos petroleros eran propiedad de las compañías extranjeras, éstas acostumbraban a silenciar los nuevos descubrimientos para evitarse impuestos. Sin embargo, los monumentales aumentos de las reservas que se anunciaron a mediados y finales de los 80 superan con creces lo que puede justificar la corrección de las inexactitudes previas de las compañías.
- Otra prueba de la escasa fiabilidad de las cifras es que en los años 90s las compañías petroleras descubrieron una media de 7,000 MMbp al año, pero extrajeron más de tres veces esa cantidad. Sin embargo, a lo largo de esa década, más de la mitad de los países incluidos en el informe anual de *Oil & Gas Journal* pretendieron conservar, año tras año, las mismas reservas probadas que el año anterior. En 1997, 59 países no reportaban cambios en sus reservas y para 1999, el número había aumentado a 70.

### Cuanto petróleo queda

La exploración global en busca de petróleo se intensificó notablemente en los años 70s y 80s, como consecuencia de la guerra árabe-israelí y del subsiguiente embargo petrolero de la OPEP y, más tarde, por la Guerra Irán-Irak, que disparó los precios del petróleo hasta los 40 dólares por barril. La preocupación creciente de Estados Unidos y otros países, así como de las compañías energéticas globales, por su dependencia del petróleo del Oriente Medio, les empujó a buscar fuentes alternativas. Las compañías petroleras iniciaron una campaña de búsqueda de nuevos yacimientos a nivel mundial. Sólo en Estados Unidos el número de pozos dedicados a la exploración y desarrollo aumentó de 28,000 a 90,000 entre 1973 y 1981. Y sin embargo, a pesar del enorme esfuerzo realizado, las reservas probadas de los Estado Unidos, descendieron durante ese período de 25,000 MMbp en 1973 a 20,000 MMbp en 1986 y la producción de crudo se redujo en un 24%.

Los resultados obtenidos en el resto del mundo fueron parecidos. Los geólogos coinciden en que la mayor parte de los grandes yacimientos petrolíferos habían sido descubiertos ya antes de la última ola de prospecciones. El argumento según el cual el aumento de los precios del petróleo tendría efecto de estimular las nuevas exploraciones y llevar al descubrimiento de yacimientos significativos, demostró ser cuestionable.

En la actualidad, hay cerca de 1,500 yacimientos petrolíferos grandes y gigantes en el mundo. Entre todos contienen el 94% de todo el petróleo conocido. Los 400 yacimientos más importantes contienen entre el 60 y 70 % del total.

Esto no significa que no se sigan descubriendo yacimientos, el problema es que no serán suficientes como para compensar del descenso continuado del inventario mundial de reservas probadas.

Todos estos datos resultan más inquietantes si tenemos en cuenta que la demanda mundial de petróleo crudo se sitúa actualmente en los 24,000 MMbp/año y sigue aumentando, mientras que sólo descubrimos menos de 12,000 MMbp recuperable en el mismo período, e incluso se prevé que esta cifra descenderá de un año a otro. En otras palabras estamos consumiendo casi 2 barriles de petróleo crudo convencional por cada nuevo barril que descubrimos.

El descenso en el número de nuevos descubrimientos y el agotamiento de las reservas probadas adquieren todavía más gravedad a la luz del aumento esperado en la demanda de petróleo para las próximas dos décadas. Se espera que la población mundial pasará de 6,200 a 7,500 millones de personas para el año 2020, por lo que la presión sobre las reservas petroleras, no hará más que intensificarse. El aumento de la población traerá consigo una aceleración del proceso de urbanización. Eso significa más petróleo para el transporte, la calefacción, la electricidad y la producción agrícola e industrial. Las necesidades energéticas de una población en pleno proceso de expansión impondrán una presión sin precedentes sobre las reservas de crudo restantes.

Es probable que la creciente demanda de petróleo, tanto en los países industrializados como en el mundo en vías de desarrollo, se convierta en el factor más importante dentro de los conflictos geopolíticos del primer cuarto del siglo XXI. Las proyecciones de la EIA sobre la demanda global de petróleo revelan lo duro que serán los retos que nos esperan. Según esta agencia, la demanda diaria mundial de petróleo aumentará de 80 a 120 MMbp al día antes de 2020, un aumento del 50% en menos de 20 años. Será difícil encontrar y extraer 40 MMbp adicionales de petróleo barato al día.

Debe quedar claro que la cuestión no es si el petróleo se está agotando ó no, sino si la producción de petróleo, que ha sido el lubricante de los grandes avances del siglo XX, esta a punto de tocar techo. Sobre este punto existen diferencias de opinión entre los expertos.

No obstante, la mayoría de los estudios refleja un consenso entre los expertos en petróleo según el cual las reservas totales estimadas de petróleo recuperable se sitúan entre 1.8 y 2.2 billones de barriles. El mundo ha consumido ya más de 875,000 MMb del total.

Estos nuevos estudios sugieren que la producción global de petróleo tocará techo en algún momento entre 2010 y 2020, y algunos de los estudios sugieren incluso que antes de 2010. en otras palabras, en ese tiempo se habrá extraído la mitad de las reservas recuperables. Una vez que la producción toque techo, los precios del petróleo no dejarán de aumentar como resultado de la competencia de los países, las empresas y los consumidores por la mitad restante.

A diferencia de la primera crisis del petróleo de los años 70s y 80s, que fue inducida políticamente, esta vez la crisis se basará en una escasez real.<sup>2</sup>

La combinación del descenso en el ritmo de los descubrimientos y en la tasa de extracción de petróleo de los yacimientos existentes hace que finalmente la producción toque techo. El punto más alto de esta curva en forma de campana representa el punto medio en el que la mitad de las reservas recuperables totales han sido extraídas. A partir de este punto, la producción cae tan rápidamente como había subido antes, siguiendo la segunda mitad de la curva en forma de campana.

Un examen más detallado de la curva de Hubbert revela un aspecto de gran relevancia y lo que nos espera. Hubbert observó que se habían necesitado 110 años –1859 a 1969- para producir 227,000 MMbp barato. La mitad de este petróleo fue extraída en los primeros 100 años. Para la segunda mitad, en cambio, hicieron falta menos de 10 años, entre 1959 y 1969. Usando el mismo modelo, estimó en 1971 que el 80% central de la producción global de petróleo será extraído en un periodo de entre 58 y 64 años, menos del tiempo del que dura una vida humana.

---

<sup>2</sup> El modelo metodológico en el que se basan todas estas predicciones se conoce como la "curva de Hubbert". M. King Hubbert fue un geofísico que trabajó para la Shell Oil. En 1956 publicó un artículo, que posteriormente se ha hecho famoso, en el que predecía el auge y la caída de la producción de petróleo en Estados Unidos. Basándose en la cantidad y el ritmo de la producción en el pasado, King estimó que la producción de petróleo en Estados Unidos tocaría techo entre 1965 y 1970, y así fue en 1970.

## Las últimas reservas de petróleo

Aunque discrepan acerca del momento en que la producción global de crudo convencional tocará techo, tanto los optimistas como los pesimistas, están de acuerdo en que la mayor parte de las reservas que quedan se hallan en el medio Oriente y que es sólo cuestión de tiempo que el mundo pase a depender del Golfo Pérsico para satisfacer sus necesidades de petróleo.

Durante los próximos años, el descenso de la producción petrolera en Rusia, así como en el Mar del Norte, la vertiente norte de Alaska, las costas de África Occidental y otras regiones, dejará a Medio Oriente en la envidiable posición de proveedor de los últimos recursos antes de que termine la década. A pesar de las exageraciones en cuanto a las reservas, todo el mundo está de acuerdo en que dos terceras partes del petróleo que queda en el mundo se hallan en Oriente Medio. Por sí sola, Arabia Saudí posee el 26% de las reservas globales de petróleo.

La ratio entre reserva y producción (R/P) lo dice todo. La R/P es el número de años que durarán las reservas de petróleo de acuerdo con las tasas actuales de producción.

En Estados Unidos, donde se ha extraído más del 60% del petróleo recuperable, la R/P es de 10/1. En Noruega es también de 10/1 y en Canadá de 8/1. En cambio, la ratio R/P Irán es de 53/1, en Arabia Saudí de 55/1, en los Emiratos Árabes de 75/1, en Kuwait de 116/1 y en Irak de 526/1.

Los analistas de la industria afirman que cuando los productores estratégicos, los 5 principales países productores de Oriente Medio, lleguen a controlar más de un tercio de la producción mundial, volverán a estar en posición de dictar el precio del petróleo en los mercados mundiales, tal como hicieron durante un breve período de tiempo en los años 70. La cuestión depende en buena medida de cuándo comiencen a disminuir las exportaciones rusas de crudo<sup>3</sup>.

Para muchas personas, la posibilidad de que nos estemos quedando sin las reservas necesarias de petróleo barato para mantener en pie el estilo de vida industrial resulta inimaginable que probablemente contemplan con incredulidad la simple idea de que tal cosa pueda suceder.

## Reservas del Golfo de México en peligro<sup>4</sup>

Mientras México discute sobre si abre o nos su sector energético a la inversión privada, las petroleras estadounidenses realizan trabajos de perforación en áreas cercanas a las fronteras marítimas con Estados Unidos, que podría causar serios daños a México.

De acuerdo con estudios del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), la explotación de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, a sólo 5 Km de la frontera con nuestro país, provocará rompimientos en los equilibrios internos del subsuelo y desplazamientos del hidrocarburo del lado mexicano hacia el estadounidense.

Información de la Minerals Management Service, (MMS, por sus siglas en Inglés) y de la publicación especializada *"Oil & Gas Journal y el World Oil"*, revela que la actividad petrolera en la frontera marítima México-Estados Unidos se ha intensificado con la presencia de multinacionales que han descubierto 70 campos en aguas profundas de los Estados Unidos. Como sigue:

Nombre del campo	Tirante de agua (metros)	Compañía operadora	Area	Block
Sn	2,643	BHP petroleum	Walker Ridge	425
Sn	2,437	Marathon Oil	Walker Ridge	165
Baha-2	2,223	Shell Deepwater	Canyon de Alaminos	600
Coulomb	2,286	Shell Deepwater	Mississippi Canyon	657
Fourier	2,083	Amoco	Mississippi Canyon	520

<sup>3</sup> Las compañías petroleras rusas han invertido miles de millones de dólares en nuevas compañías de exploración y perforación, y el gobierno ruso ha contribuido a la construcción de nuevos oleoductos hacia el Mar Báltico y el Mar Negro. El resultado es que la producción de Rusia ha aumentado hasta los 7 MMbp al día en 2002, lo que convierte al país, al menos temporalmente, en el principal productor de petróleo del mundo.

<sup>4</sup> Cruz Serrano, Noé. *"Peligra petróleo del Golfo"*, en: El universal, sección B, finanzas, lunes 01 de julio de 2002.

Tan solo en el bienio 2000-2002, las empresas Transocean Sedco Forex y el consorcio conformado por Shell, Amco, Mobil y Texaco han realizado dos hallazgos y perforaron sendos pozos exploratorios: Trident y Baha-2, el primero de ellos se perforo en marzo de 2002 a sólo 5 Km de la frontera marítima con México, y el segundo, localizado en el Cañón de Alamino, concluyo exitosamente y aunque no están produciendo, la MMS los reporta como campos "listos para ser explotados".

El desplazamiento de hidrocarburos, es "el llamado fenómeno de migración que se presenta en campos transfronterizos, o simplemente vecinos, sobretodo si se encuentran comunicados hidráulicamente y en donde la explotación en cualquiera de los lados afecta el comportamiento de las presiones del otro, incluso a varios Km de distancia".

Igualmente la extracción del lado estadounidense podría ocasionar perdida de presión en los yacimientos mexicanos en caso de existir un yacimiento compartido, porque el aceite fluye por el primer orificio que se encuentra.

Si esta situación llegará a presentarse, la única solución es que México tenga que perforar de su lado para extraer sus propios recursos, sin embargo el Secretario de Energía, ha señalado que México no tiene intención, por el momento, de realizar trabajos en esa zona, pese a que:

- Del lado estadounidense se han descubierto 70 campos,
- Aunque por el momento ninguno ha iniciado operaciones, 15 están clasificados como comerciales y 37 están en fase de planeación,
- Uno de ellos el "Trident", se perforó a tan sólo 5 km. De distancia de la llamada frontera marítima con México,
- De éstos, el gobierno estadounidense piensa extraer 2 MMbpd, en 2005,
- Desde 2001, se puso en venta en los Estados Unidos una investigación sobre 210 bloques en el Hoyo de Dona con aparente potencial petrolero.

### El pico petrolero<sup>5</sup>

En febrero de 2005 Robert Hirsh, Roger Bezdek y Robert Wedling publicaron: El pico de producción del petróleo en el mundo: impactos, mitigación y administración de riesgos (Peaking of world oil producción: impacts, mitigation & risk) del que se desprende el reporte denominado "Hirsch" y que informa lo siguiente:

El pico de producción del petróleo se refiere a que tarde o temprano la producción del oro negro en el mundo tendrá un máximo absoluto después del cual disminuirá inevitablemente. Este pico o máximo será consecuencia de dos hechos irrefutables:

- La cantidad de petróleo que se ha formado en el subsuelo a través de cientos de millones de años es finita y
- Desde hace varias decenas de años el hombre ha estado extrayendo ese líquido y últimamente en grandes cantidades (alrededor de 80 MMbpd durante 2005)

El pico de producción del petróleo no se refiere a que habiendo alcanzado un máximo de producción ya no queda petróleo en el subsuelo ó de que ya no se encuentran más yacimientos petroleros en el mundo. Únicamente se reseña que la producción del hidrocarburo en el mundo disminuirá después de su ocurrencia. De hecho, el petróleo que se extraerá en el futuro será obtenido de yacimientos que se encuentran en explotación, que empiezan a ser explotados o aquellos que serán, descubiertos en los años venideros.

Aún con toda la tecnología sofisticada ya no se han encontrado yacimientos supergigantes en el mundo. Los últimos de ese tipo fueron descubiertos en 1967 y 1968.

---

<sup>5</sup> Domínguez Vergara, Nicolás. "Cuando la escasez nos alcance, el reporte Hirsh sobre el pico del petróleo" en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine (junio-julio), 2006 año 3, Tomo 16, secc. Plataforma de investigación. Y <http://www.321energy.com/editorials/hirsch/hirsch031705.html>

Como ya se menciona, en 1956, al analizar la producción de varios campos petroleros de los EU, el geofísico M. King Hubbert, concluyó que la producción petrolera de los EU llegaría a su pico a principios de los años 70s. A partir de entonces ha habido varios investigadores que han tratado de predecir el pico del petróleo en el mundo. Tales predicciones han estado evidentemente equivocadas puesto que sus predicciones ya quedaron atrás y por el contrario la producción sigue en aumento. Estos investigadores han empleado el método que Hubbert empleó para predecir el pico de producción. *Desafortunadamente, debido a esos errores se ha desacreditado la necesidad de crear políticas energéticas de largo plazo en EU.*

Coinciden también, como muchos otros investigadores que es imposible predecir la fecha exacta del pico de producción puesto que no sabemos exactamente cuanto petróleo queda en el subsuelo. Tampoco se puede predecir con certeza la rapidez con que se extraerá una vez, que se le ha descubierto pues depende de la tecnología que se use, de las políticas de producción de los países productores, del precio del crudo, etcétera. Aparte de que las cantidades que se han descubierto no se reportan con precisión. Algunos gobiernos reportan de más las cantidades de petróleo que pueden extraer o que quizá puedan extraer (lo que constituyen las llamadas reservas de petróleo) por razones políticas entre otras.

Por lo regular los detalles del estado que guardan los yacimientos tampoco son publicados. Ni existen señales del mercado de largo plazo que nos pudieran prevenir sobre la fecha de ocurrencia del pico. Generalmente los altos precios del petróleo y su volatilidad en las crisis petroleras del pasado, se puede decir que han sido pasajeros y no dan ninguna clave sobre cuando ocurrirá el pico. Inclusive la experiencia misma de los EU, Gran Bretaña y Noruega es que el pico de producción no siempre se da de la misma manera, inclusive a veces sucede muy rápido sin anunciarse.

Una de las aproximaciones para estimar el año en que ocurrirá el pico de producción es estimar cuando se habrá consumido la mitad de la suma de dos cantidades de petróleo: la que queda por extraer en el mundo (petróleo descubierto, pero no extraído y el que se descubrirá en los años que vienen) más la ya extraída. Este fue el procedimiento que Hubbert diseñó para hacer sus predicciones. Es decir se ajusta a una distribución normal o la derivada de una curva logística a los datos de la producción anual para hacer el cálculo. Aunque el método también involucra suposiciones muy fuertes, sobre la producción anual futura.

Se ofrece un análisis novedoso y contrario a lo mostrado por el grueso de los investigadores, y de cuyo resultado observan que la "curva" alrededor del pico de producción es un triángulo simétrico y no una curva suave del tipo gaussiana, como la de Hubbert. (de acuerdo a esos resultados se predijo la fecha del pico en la producción estadounidense usando una lógica equivocada)

Algo muy importante que se desprende del trabajo de Hirsch, es que muestran como irrefutable el hecho de que los precios altos del petróleo y las nuevas y mejores tecnologías no han influido en el largo plazo en lograr aumentos de producción. La demostración de Hirsch es devastadora para aquellos que anuncian que una vez que se alcance el pico del petróleo, los altos precios del mismo impulsaran descubrimientos de nuevos y enormes yacimientos usando tecnologías más efectivas. Por ello, en parte, desde hace más de 10 años el consumo del petróleo en el mundo es mayor que su aumento en reservas.

Sin que sea necesario definir la fecha de la ocurrencia del pico, el grupo de Hirsch, analiza cómo el gobierno de los EU podría prepararse para mitigar las consecuencias de la disminución de los combustibles líquidos derivados del petróleo. El análisis lo llevan a cabo proponiendo tres escenarios:

- Que el gobierno actúe 20 años antes de la ocurrencia del pico
- Que actúe 10 años antes de la ocurrencia del pico y
- Que actúe justo al ocurrir el pico.

La forma mediante la cual se mitigarían los efectos de la ocurrencia del pico, es la tecnología que ya existe, y que ya está desarrollada, de hecho ya se encuentran en comercialización, como son:

- Vehículos eficientes,
- De explotación y transformación de aceites bituminosos
- De licuefacción del carbón,
- De recuperación mejorada de petróleo (recuperación terciaria),
- De conversión de gas a líquidos (Fisher-tropsch)

Este cuadro de tecnologías selectas no incluye las nucleares, ni las renovables, ni las de exploración y explotación en aguas profundas, sino más bien tecnologías que tendrán, menos problemas técnicos, económicos o de aceptación por la sociedad.

Las tecnologías de eficiencia energética en los automóviles aparecen en un papel predominante porque el consumo de petróleo en EU es sobre todo en el sector transporte, 65% del total. El problema principal es que en el transporte se usan combustibles líquidos y aún no hay otros que los sustituyan, y si existieran llevaría mucho más de 20 años reemplazar una flota vehicular que utilizara otros combustibles.

Según en el informe, se podría contrarrestar los efectos negativos del pico del petróleo en 20 años con esas tecnologías, pues su efecto sería de más de 40 MMbpced en ese lapso. Veinte años serían suficientes para la penetración de la tecnología y la construcción de plantas productoras de combustibles.

Ese grupo, encuentra que si la preparación es de tan sólo 10 años, las tecnologías consideradas podrían ayudar, en parte, a mitigar los efectos negativos de la disminución de producción de petróleo, pero no sería suficiente puesto que estas tecnologías contribuirían únicamente con alrededor de 21 MMbpced

Si EU, no comienza a prepararse para mitigar los efectos del pico sino hasta que ocurra, no habrá tiempo para evitar que falten combustibles. Será un panorama energético sombrío para los EU y los demás países desarrollados en el que las experiencias de las crisis de los años 1973-74, no servirán de nada ante este potencial problema de enormes consecuencias económicas y sociales nunca experimentadas. Habrá inflación y gran desempleo, una menor inversión de capital, el nivel de vida bajará y habrá una recesión económica prolongada. Pero según el reporte, las consecuencias en los países subdesarrollados serán aún más devastadoras. Esto se debe a que estos son menos eficientes en su uso energético y sus procesos de manufactura que contribuyen en gran parte a su PIB, son intensos en energía. Además de su limitada habilidad para usar combustibles alternos y la poca sofisticación de sus instituciones financieras y monetarias. Entre más pobre sea el país, las consecuencias serán mayores, pues si el petróleo es más caro menos dinero se tendrá para comprar otros bienes y servicios que no sean energéticos; y éstos serán más caros por el alto costo de la energía necesaria para producirlos. En la historia de los EU, los precios altos del petróleo han precedido la mayoría de las recesiones desde 1969.

La pregunta es ¿cuándo comenzar a prepararse para la eventual ocurrencia del pico? Hirsch, comenta que si se hace con más de dos décadas de anticipación podría haber un desperdicio de recursos si el pico de producción no se da en ese lapso. Pero si la preparación comienza justo cuando ocurren los efectos serán más devastadores en comparación con aquellos países que aplicaron medidas con anticipación.

La decisión de cuándo comenzar es un problema de administración de riesgos, en el que no habrá soluciones inmediatas. El reporte Hirsch, recomienda iniciar la investigación inmediatamente sobre como mitigar los efectos del pico del petróleo, a fin de entender los riesgos, desafíos e incertidumbres que se presentarían.

El reporte advierte al gobierno de los EU, de que el pico existirá y que puede ser un error grave el estar muy optimista respecto a la ocurrencia en una fecha lejana.

Por ello es importante que en México, también se realicen ese tipo de estudios; comenzando con los del pico de la producción nacional. Serían de mucho beneficio para la sociedad mexicana y convendría incluir el análisis de las estrategias de EU que contemplan a México de alguna manera. Los tomadores de decisiones de nuestro país debieran estar al tanto del tema y entender las amenazas potenciales de su ocurrencia. Quizá Pemex debiera encargar estos estudios a instituciones nacionales independientes de ese organismo que sean imparciales y con capacidad para realizarlos. Después de todo los energéticos son un asunto estratégico.



## Apéndice 14

### Perdida de valor de las reservas petroleras mexicanas<sup>1</sup>

En el año de 2002, el Gobierno Federal y Pemex pagaron el costo de frenar las inversiones en materia de explotación y desarrollo de yacimientos petroleros.

Reservas probadas de petróleo crudo mexicano del orden de 8,958 MMbp –la mayor parte pertenecen a la región productora de Chicontepec- consideradas originalmente por la comunidad financiera y petrolera internacional como económicamente rentables, fueron reclasificadas a reservas probables, es decir, con menor posibilidad de explotación, por no contar con proyectos de desarrollo.

La reclasificación se originó por los lineamientos que establece la Securities and Exchange Comisión (SEC) de Estados Unidos para las compañías petroleras. Sujetarse a estos principios provocó que la riqueza de Pemex, valuada en 193 mil millones de dólares, a precios de 2002 –un tercio del PIB de México-, se le asignara un mayor riesgo para su futuro desarrollo, lo que se traduce en una reducción en su capacidad de financiamiento y consecuentemente menor interés de los inversionistas, nacionales y extranjeros.

Es decir, un volumen de petróleo crudo suficiente para cubrir las necesidades energéticas de la economía mexicana y mantener el ritmo de exportaciones por 7.3 años –a los niveles de producción actual – pasó a ser considerado reserva probable, “cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren éstas son más tendientes a no ser comercialmente recuperables”.

La noticia no fue difundida a pesar de que al tomar la estafeta la anterior administración, había sido informada del riesgo de la reclasificación e incluso el problema fue tomado por el equipo del Ing. Muñoz Leo (Ex director de Pemex), cuando se elaboró el Plan de Negocios de Pemex Exploración y Producción 2002-2010.

El documento reconoce que “actualmente, el 35% de las reservas de petróleo probadas y probables no tienen planes de desarrollo documentados. De éstas, la mayoría pertenecen a Chicontepec”.

Advierte que cuando una reserva probada no cuenta con proyectos de desarrollo, existe el riesgo de que sea reclasificada (pasando a reserva probable). Esta reclasificación asigna explícitamente un mayor riesgo al futuro desarrollo de dicha reserva, lo que se traduce en una reducción en su capacidad de financiamiento.

En este momento el Gobierno Federal y Pemex tenían la certeza de que el volumen de reservas en riesgo de sufrir reclasificación era del orden de 9,900 MMbpce, pero su reacción fue tardía.

En marzo del 2003, el director de PEP, Luis Ramírez Corzo presentó el informe “Reservas de Hidrocarburos de México, evaluación al 1 de enero de 2003”, en donde se reconoció el hecho: 8,958 MMbpce, habían sido reclasificadas de económicamente rentables a no comercialmente recuperables por falta de inversiones.

De acuerdo con la SEC, el volumen de reservas se ubica principalmente en el Paleocanal de Chicontepec con 8,926.2 MMbpce y marginalmente en la Región Sur, con 22.4 MMbpce, y en la Región Marina Suroeste con 9.5 MMbpce, lo que representó una caída de las reservas probadas del país de 34.9%.

Así, México cuenta con reservas probadas por 20,007 MMbpce ó económicamente rentables, que al ritmo de extracción alcanzaría sólo para 13.3 años.

---

<sup>1</sup> Fuente: Cruz Serrano, Noe, “Pierden su valor reservas de Pemex” en: El Universal, secc. Finanzas, 4-agosto-2003.

## Reservas a la deriva<sup>2</sup>

No solo el mayor activo productor de Pemex, Cantarell esta en fase de declinación de reservas y producción. En total, 23 de los 32 yacimientos más importantes que en la actualidad explota la paraestatal, están perdiendo gradualmente hidrocarburos y ajustando su producción a la baja por la extracción diaria a que son sometidos, sin que cada barril que se extrae se compense con nuevos descubrimientos. Es decir, el petróleo fácil o barato se le esta acabando a México.

De estos campos productores se obtienen en conjunto 74.3% del petróleo y 34.4% del gas que consumen los mexicanos y lo que se vende, preferentemente al mercado norteamericano.

Se trata de los principales campos productores que explota Pemex, en diversas regiones tanto en tierra como en el mar y en donde la paraestatal ha empezado a utilizar tecnologías de recuperación para alargar su periodo de vida.

La lista la encabezan en la región marina Noreste; Cantarell y el activo Ek-Balam, en donde el nivel de reservas probadas, es decir, las económicamente explotables, se redujo 16.1% en los últimos 3 años.

Cantarell tiene petróleo para 9 años considerando una producción constante de 976 MMbpce, aunque se prevé una reducción sistemática de la producción en el activo a partir de este mismo año.

Estudios realizados al yacimiento pronostican que la producción para 2006 será de 1,905 MMbpd, 6% inferior a la producción del año anterior. Para los años e 2007 y 2008, las producciones estimadas son de 1,683 y 1,430 MMbpd respectivamente, sujetos a la obtención de los montos de la inversión requeridos.

Esto significa que entre 2006 y 2008 la producción del principal activo petrolero de México habrá caído 25% y para 2012, el activo va ha tener capacidad para producir únicamente 300 MMbpce, es decir, 821 Mbpced y en 2020, 273 Mbpced, es decir, ni la décima parte del consumo mexicano.

En situación semejante se encuentran los otros yacimiento, por lo que el proceso de declinación de reservas y producción de petróleo en México ya había sido pronosticado por otros analistas del sector.

- Usman Ahemed, gerente global del segmento de campos marginales y yacimientos carbonatados de la empresa, Shlumberger, uno de los principales proveedores de Pemex, señalo en julio de 2004 que "muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción, incluyendo México"
- Geroqe Baker, de la firma consultora norteamericana, Baker and Associattes, sostuvo que "todo indica que México alcanzo el pico de producción de hidrocarburos en el 2004 y de ahí los volúmenes irán disminuyendo hasta alcanzar niveles críticos."

A lo que el Subdirector de la Coordinación. Técnica de PEP, señalo que Pemex esta previendo esa situación, y ha venido desarrollando un plan estratégico para tratar de compensar la perdida de producción por la vía de nuevos proyectos en distintas regiones del país entre los que destacan:

- Ku-Maloob-Zaap
- Yaxché,
- Crudo ligero marino
- Agua fría,
- Amatitlan,
- Ixtal-Manik
- El golpe-puerto Ceiba
- Huamapa-Bonita

---

<sup>2</sup> Serrano Oliva, Miguel A. "Reservas a la deriva, se secan los pozos", en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine, año 3, tomo 16 (junio-julio), 2006. pp. 32-37

- Lankahuasa
- Coyula-Japeto
- Costero terrestre
- Área 5 de Chicontepec
- Gas terciario
- Coatzacoalcos marino
- Lerma malta talismán y
- Ayin-alux

Con el desarrollo adecuado de estos activos y con niveles adecuados de inversión la paraestatal plantea alcanzar una tasa de restitución de reservas del 62% este año; es decir, se estará en condición de compensar la declinación de otras regiones. Sin embargo, entre la pérdida ocasionada por la declinación actual de los yacimientos y los nuevos esfuerzos por incorporar nuevas reservas, darán frutos en 3 ó 4 años.

Apéndice 15

El yacimiento Hoyo de Donna<sup>1</sup>

Mientras en México se discute sobre si abre ó no su sector energético a la inversión privada las petroleras estadounidenses realizan trabajos de perforación en áreas cercanas a la frontera marítima con EU, que incluyen el yacimiento transfronterizo denominado el "Hoyo de Donna", que podrían causar serios daños a México.

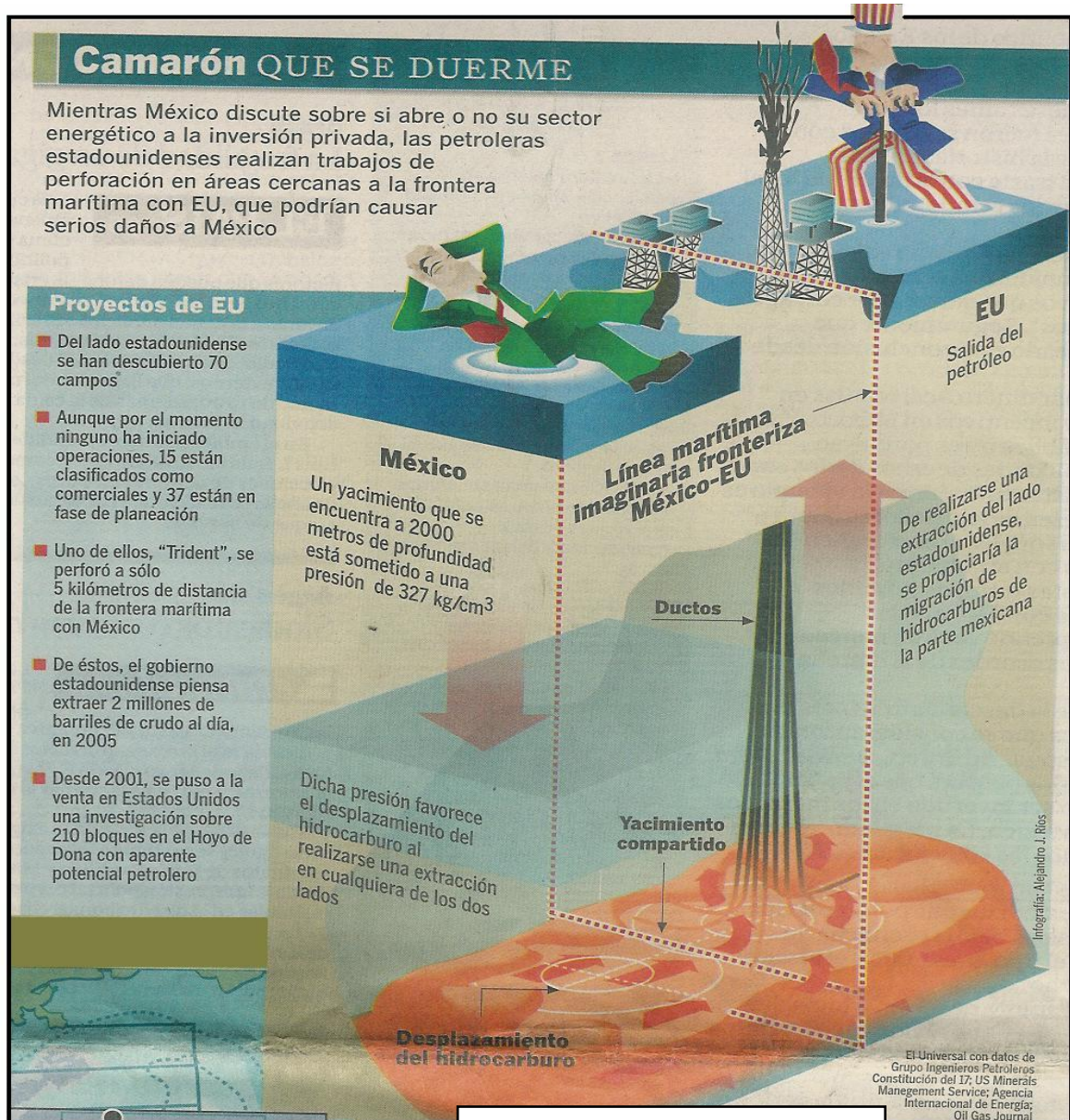


Fig. 1. El yacimiento Hoyo de Donna

<sup>1</sup> Fuente. El Universal. Finanzas, Secc. B, 1 de julio de 2002

## Apéndice 16

Nuevos proyectos de inversión<sup>1</sup>

Al término de la presente administración, el Gobierno Federal se dispone a dar un giro de 180 grados en la política energética de México. Limitadas por el marco constitucional vigente para realizar alianzas con las grandes multinacionales en suelo y mar nacionales, Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se aprestan a buscar opciones, aprovechando las pequeñas rendijas legales para invertir en sociedad con otras empresas, pero fuera del país.

Una de las opciones, consiste en que la petrolera, esta dispuesta a invertir cerca 5 mil millones de dólares en aguas profundas del Golfo de México de Estados Unidos con la multinacional Royal Deutch-Shell para la exploración del yacimiento transfronterizo conocido como área Perdido, calculado su potencial en 3,500 MMbpce. Se reconoce la falta de tecnología para perforar a grandes profundidades y las limitaciones legales que le impiden hoy a Pemex asociarse para extraer el crudo del lado mexicano, por lo que la alternativa, entre otras, consiste en: salir a invertir fuera del país en sociedad, como en el caso de la empresa angloholandesa, para realizar la extracción allá y compartir riesgos y utilidades.

En los límites marítimos transfronterizos, en aguas de Estados Unidos, esta zona alcanza una superficie de 3,000 km<sup>2</sup> y se interna en aguas patrimoniales de México donde se ubica la mayor parte de ella, 80%, en tirantes de 1,000 y 2,000 metros.

El antecedente ya está marcado; desde hace poco más de 10 años México a través de Pemex, ha realizado inversiones fuera de nuestras fronteras sin que hasta ahora, no hallan sido legalmente cuestionadas. El caso más emblemático es el de la sociedad de Pemex con la Royal Deutch-Shell<sup>2</sup>, cuya sociedad opera en proporción de 50-50 la refinería de Deer Park, en Texas, en donde se procesan cerca de 150 Mbp crudo pesado y además, posee una mínima participación en la petrolera española Repsol.

Así, en materia de inversiones en aguas profundas de Estados Unidos, todo parece estar listo para invertir fuertes inversiones en dólares, en sociedad con la citada petrolera multinacional para extraer el crudo de un yacimiento que compartimos en los límites marítimos fronterizos detectado desde 1997.

El problema es que por sí sola, la paraestatal, no puede desarrollar la parte que le corresponde por que adolece de la tecnología de punta y los recursos necesarios. Además las limitaciones legales impiden hoy a Pemex, asociarse o concretar alianzas estratégicas dentro del territorio nacional lo que obligaría a Pemex, a recurrir a un esquema semejante como el que guarda con la refinería Deer Park, porque la ley no se opone a que realice inversiones fuera del país ya sea bajo la figura de asociación o sociedad.

Las alternativas que analiza el Gobierno Federal llegan cuando está próximo a vencerse el período que México y Estados Unidos se dieron para no realizar trabajos de exploración y perforación en esa parte de las aguas profundas del Golfo de México, dada la controversia sobre los límites marítimos y en virtud de que México carece tecnología para perforar a grandes profundidades en mar adentro (of shore).

Este yacimiento junto con el "Hoyo de Dona" motivó una seria discusión entre ambos gobiernos hace casi 10 años tras la acusación del finado, ex senador "José Ángel Conchello, de que Estados Unidos extraía mediante la operación popote, crudo mexicano desde el territorio estadounidense."

La información disponible revela, que el activo, resulto ser altamente rentable a pesar de que se aloja en tirantes de 1,000 y 2,000 metros de profundidad, y los estudios de costo-financiamiento que fueron entregados a la SHCP para su evaluación muestran que por cada dólar que se invierte en el proyecto, se recuperan 5.4 dólares.

<sup>1</sup> Serrano Oliva, Miguel A. "Inversión mexicana en el extranjero", en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine, año 2, tomo 12, (octubre-noviembre), 2005. pp. 36-40.

<sup>2</sup> El convenio actual entre Pemex y Shell data de 1993 con la creación de la citada refinería Deer Park, en el plan Pemex invirtió 234 millones de dólares y en la última década sus pérdidas suman más de 100 millones. Según legisladores, una de las principales críticas hacia esa refinería, es que Pemex suministra más petróleo que la gasolina que recibe a cambio. Sección, "On -OF" en Energiahoy, ruta de negocios, año 2, No. 20 (noviembre), 2005. p. 8.

El área Perdido, esta dividida para su autorización en cinco localizaciones: Afótica-1, Alaminos-1, Chachiquin-1, Magnánimo-1 y PEP-1 que en conjunto poseen recursos estimados en 3,500 MMbpce, que le permitirían a Pemex obtener una producción creciente hasta el 2012, año en el que iniciaría la declinación natural del campo.

El riesgo de no iniciar a la brevedad, con las exploraciones y desarrollo de los campos, es que se nos adelanten con la extracción del crudo barato. Cuando hay yacimientos transfronterizos y cada socio lo explota individualmente, el que lo explote primero lleva la ventaja porque es el que va a sacar el petróleo barato, el que sale a presión y fácil de extraer. El que se queda atrás va a tener, si es que llega a explotarlo, un petróleo mucho más caro porque requeriría de técnicas mucho más costosas, como es el caso de la extracción secundaria, entre otras.

Este es el riesgo que se corre, de ahí la necesidad de que se considere legislativamente una flexibilización que nos permita, en el caso de este tipo de yacimientos compartidos, acordar la explotación conjunta con los vecinos.

El uso de los contratos de Servicio Múltiple, CSM, resulta poco atractivo para los inversionistas, porque conlleva riesgos en caso de no resultar exitoso y no obtiene beneficios adicionales, si los resultados son favorables; además de estar sujetos a procedencia por la Suprema Corte de Justicia.

Entonces la figura de las "Alianzas" abre la posibilidad, en particular, de explotación conjunta cuando se trata de yacimientos transfronterizos, igualmente sujetos a autorización por las instancias correspondientes.

La otra opción, **la gasera**, como lo ha dado a conocer la Sener, se refiere a que la CFE está por definir un esquema inédito bajo la modalidad de negocio "Jointventure" con Pemex y la Iniciativa Privada el cual consiste: en salir a comprar, en el Perú, reservas probadas de gas natural, "a boca de pozo" e inclusive participar en toda la cadena productiva, desde la perforación en yacimientos extranjeros pasando por la extracción, transporte y distribución en el punto final que sería en mercado mexicano, "ello supone un cambio importante en la conducción de las empresas del sector energético, pero no es diferente a lo que otros países petroleros están haciendo, como Brasil a través de Petrobras. Con esto podría garantizar parte del abasto para sus plantas generadoras, de los productores independientes, de las futuras plantas de regasificación y de los consumidores domésticos.

El objetivo está puesto en las reservas del mayor yacimiento gasífero de la nación andina, denominado el "Bloque 88, Camisea", integrado por los yacimientos San Martín y Cashiriari, donde se ha comprobado un potencial de 8.5 trillones de pc. Ambas empresas paraestatales marchan a pasos acelerados, debido a que los esquemas de inversión fuera de México no tienen restricciones legales ni financieras. La razón es que "ellos tienen el gas pero no tiene capacidad de consumo y no pueden decir los guardo porque no hay garantía de mercado"

Otro de las reservas probadas que México pretendería sería las de Bolivia, Australia e inclusive Qatar, aunque son las naciones andinas las más viables, en principio por su cercanía, para negociar el gas natural que necesita el país.

Tentativamente uno de los probables socios privados en materia de exploración y producción sería el Grupo Techint, que en el año 2000 obtuvo la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea en sociedad con Pluspetrol Perú Corporation, Hunt Oil Co. Of Perú LLC, SK Corporation y Tecpetrol (100% propiedad de Techint).

En la construcción y la operación de ductos para el transporte de líquidos y gas natural a la costa, la posible sociedad de las empresas paraestatales mexicanas daría con Tecgas (100% propiedad de Techint), Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Hill Company, Sk Corporation, Sonatrach Petroleum Co. y Graña y Montero.

Actualmente Techint participa en nuestro país en la explotación de gas natural en la Cuenca de Burgos, a través de CSM, al ganar dos licitaciones, una de ellas, en el bloque Misión. Participa también en la generación de electricidad, operando paquetes de líneas de transmisión y es dueño de la mayor productora de tubos sin costura de México, Tamsa. Recientemente adquirió el control de Hylsa (Hojalata y lamina, S.A.)

Otro de los probables socios es la petrolera brasileña Petrobras, la que opera un mecanismo parecido en los principales yacimientos gasíferos de Bolivia, país que tuvo que abrir la participación a la iniciativa privada para obtener el financiamiento necesario para explotar sus recursos petroleros. Actualmente las reservas alcanzan los 48.7 trillones pc, 5.5 veces más grande

que el potencial del yacimiento de Camisea en Perú. Sin embargo problemas de orden jurídico y político podrían retrasar en Bolivia la llegada de las nuevas inversiones.

Respecto de la procedencia de los recursos para invertir, tomando en cuenta que es sabido que la paraestatal adolece de ellos, el subsecretario de hidrocarburos de la Sener, señaló que se puede arreglar a través de financiamiento, porque ya se tiene el cliente listo y generalmente un banco presta cuando se le asegura el éxito, si ya se tiene el comprador y no hay ninguna restricción legal y hay financiamiento a nivel internacional.

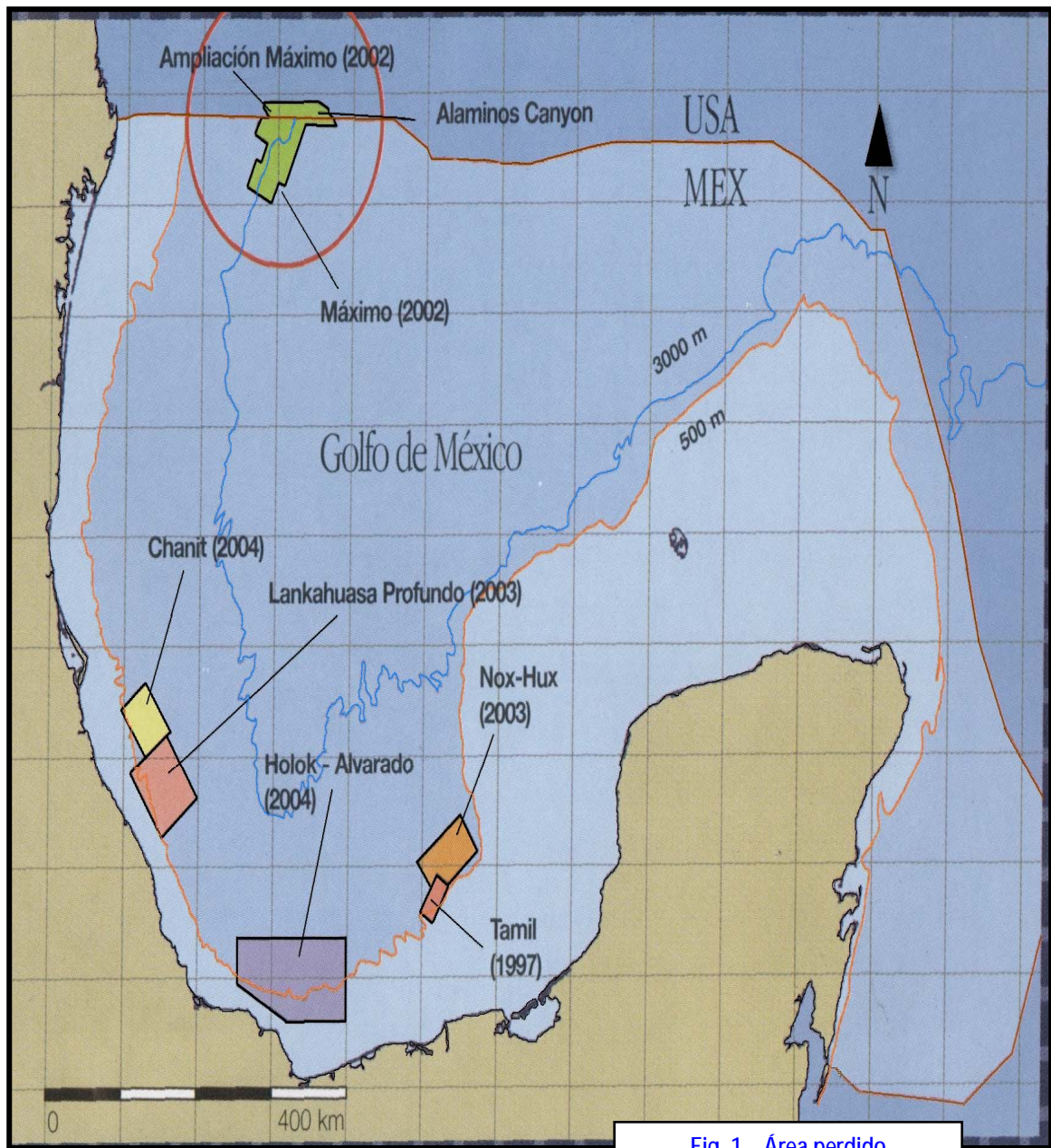


Fig. 1 Área perdido

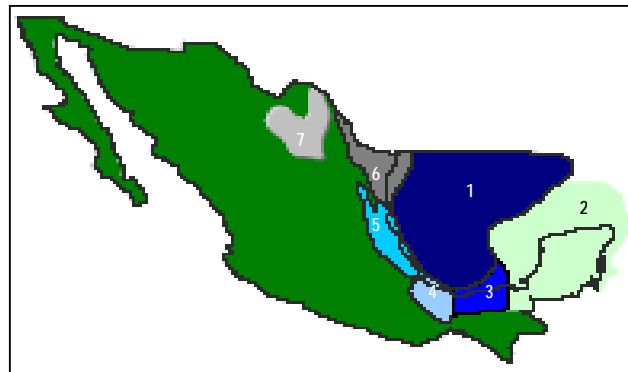
Apéndice 17

Potencial exploratorio<sup>1</sup>

El potencial de hidrocarburos de México, cuadro 1 esta dado por la suma de los recursos denominados 3P más los recursos prospectivos, que suman 100.7 MMMbpce, como sigue:

Reservas 3P	46.9 MMMbpce
Recursos prospectivos totales (media)	53.8 MMMbpce
<b>Potencial de producción</b>	<b>100.7 MMMbpce</b>

Cuadro 1  
Potencial exploratorio de hidrocarburos  
(MMMbpce)



Basins	Recursos prospectivos (MMMbpce)	Como % del total de recursos prospectivos
1 Golfo de México Profundo	29.3	55%
2 Sureste	17.7	33%
3 Burgos	3.1	6%
4 Tampico-Misantla	1.6	3%
5 Veracruz	0.8	2%
6 Sabinas	0.3	1%
7 Plataforma Continental	0.3	1%

Fuente: Pemex: DCF, 02 enero 2006  
Al 31 de diciembre de 2004.  
Los totales pueden no sumar debido a redondeos

<sup>1</sup> Petróleos Mexicanos, "Panorama de Pemex", enero 2006. y [www.pemex.com](http://www.pemex.com)



- Pemex ha estudiado aproximadamente el 26% del área potencial de México
- Cerca del 55% de los recursos prospectivos están en aguas profundas del Golfo de México.
- Aproximadamente 33% de los recursos prospectivos se localizan en el sureste de México, donde Pemex realiza gran parte de sus operaciones actualmente.

### El petróleo profundo<sup>2</sup>

El futuro de México en cuanto a sus reservas de hidrocarburos está a tres mil metros de profundidad, en las aguas del Golfo de México, donde yace un inmenso potencial petrolero.

En esta región PEP, tiene detectadas siete provincias geológicas cuyo potencial aproximado es de 45,000 MMbpce, cifra 8% inferior a las reservas actuales del país contabilizadas en 48,000 MMbpce.

Estas provincias del Golfo de México están identificadas como Perdido, Sal Alcotona Somera, Pliegues Internos, Cordilleras Mexicanas, Pliegues Frontales de Coatzacoalcos, Pliegues de la Cuenca Salina y cinturón Plegado de Campeche.

Aunque éste es el proyecto más ambicioso a explotar en los próximos años por el potencial estimado que aún esta por desarrollar, la cartera de negocios de PEP incluye otros nueve proyectos considerados como los más importantes por su nivel de producción distribuidos en estas áreas.

En la Región Norte figuran Burgos, Chicontepec, Lankahuasa y Área Perdido; en la zona Marina Suroeste destacan Crudo Ligerero Marino y el Golfo de México profundo.

En la Región Marina Noroeste se encuentra Cantarell/sihil y Ku-Maloob-Zaap, finalmente en la Región Sur están localizados los proyectos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán.

A pesar de la aparente enorme riqueza, Pemex, enfrenta una real pobreza en sus finanzas que le impide potenciar los recursos de la nación, principalmente los del Golfo de México. Para incursionar en estos mares Pemex, necesita algo más que cuantiosas inversiones, probablemente requerirá de alianzas con otras petroleras pues además de padecer la falta de recursos, carece de la experiencia y tecnología para desarrollar trabajos en aguas profundas.

Tal como lo hace la STATOIL ó la Petrobras que para explorar, explotar y producir los recursos en aguas profundas van en alianza con otras empresas para compartir riesgos e inversiones. (no olvidar las utilidades)

Explotar el potencial del Golfo de México lleva su tiempo además de que, antes se deben realizar los estudios geológicos para proceder a la perforación hasta llegar a la producción.

Así se han identificado 180 prospectos potenciales sin que se hallan realizado perforaciones, aunque están reconocidos. De los que se han identificado una cartera de 20, los prospectos iniciales a evaluar están a una profundidad de 1,000 m. y es que el marco constitucional le impide a Pemex realizar alianzas estratégicas con otras petroleras, aún en materia tecnológica, para explotar los recursos del Golfo de México.

A diferencia de otras empresas paraestatales, los trabajos de Pemex están limitados a sus propios recursos que le asigna el Congreso de la Unión.

No es el caso de Petrobras que habiendo identificado la existencia de reservas en aguas profundas (off-shore) optó por aliarse con otras empresas, que además tenían los equipos y tecnología a fin de compartir gastos y agregar valor a sus activos para crecer.

---

<sup>2</sup> Martínez, Mayra. "El petróleo profundo" en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (octubre-noviembre), 2004. pp. 44-47.

Mediante alianzas es que Petrobras tiene presencia y proyectos fuera de Brasil, por ejemplo, para trabajar en aguas profundas de Nigeria existe una asociación con Chevron, Texaco y TotalFina..

En Estados Unidos, esta participando en 119 bloques de los cuales hicieron tres importantes descubrimientos en aguas profundas. Las alianzas con otras compañías han fortalecido el valor de los activos y el crecimiento de Petrobras.

En contraste, considerando los requerimientos financieros y tecnológicos de estos proyectos, se reconoce que México no tiene recursos para financiarlos. La inversión presupuestada por el Congreso de la Unión, se destina a mantener la producción actual, a trabajar los proyectos en tierra y para la restitución de reservas.

No obstante, en 2005, PEP, inicio la perforación del primer pozo en aguas profundas, se trata del Nab-1 con un tirante de agua de 660 m. localizado al norte del campo Cantarell.

La perforación con un costo de 550 millones de dólares, empezó en abril y los trabajos se realizan con una plataforma semisumergible: la Ocean Workers.

El desarrollo de un campo con capacidad de 250 millones de barriles, en aguas profundas, cuesta 1,500 millones de dólares además de la inversión para la producción. Por lo que para el desarrollo en esta zona habrá que tener inversión vía fiscal, crédito ó compartir riesgos.



## Apéndice 18

### La Organización de los Países Exportadores de Petróleo, OPEP<sup>1</sup>, y su plataforma

En al OPEP, es creada en 14 de septiembre de 1960, con la finalidad inicial de impugnar el sistema de concesiones y lograr la defensa financiera de los países miembros mediante el restablecimiento y estabilización de los precios de cotizaciones y la mejora en el reparto de los beneficios, es decir el control de sus propios recursos petroleros. A la fecha coexisten dos corrientes dominantes en el Cartel petrolero: los que apoyan las políticas estadounidenses (liderados por Arabia Saudita y Kuwait) y los que pretenden mayor independencia en el manejo del organismo (Irak, Irán, Libia y Venezuela).

Las once naciones que integran las OPEP, mantienen desigualdades entre si:

**Arabia Saudita.** Recientemente es el segundo mayor productor, después de Rusia –que no es miembro del Cartel- con 58.4 MMbd en promedio, pero mantiene el liderazgo en exportaciones (7 MMbd) y alberga las mayores reservas probadas de crudo del mundo (264,200 MMb). Es el único país del mundo que tiene una capacidad de producción en reserva para activar a su voluntad. Esa capacidad, cercana a 2 MMbd, le permite paliar casi cualquier problema con otro productor, como sucedió en la Guerra de Irak.

**Argelia.** Con reservas probadas por 9,200 MMb, es uno de los tres productores de crudo africanos miembros del Cartel. Su producción lo sitúa como el undécimo exportador del mundo, con ventas netas de 1.34 MMbd.

**Emiratos Árabes Unidos.** De los siete emiratos que conforman Emiratos Árabes Unidos, sólo Abu Dhabi pertenece realmente a la OPEP. El resto producen su petróleo sin ajustarse a las cuotas del Cartel; casi 90% de las reservas y la producción se encuentra en Abu Dhabi. Exporta por encima de 2 MMbd y se sitúa como el sexto exportador mundial.

**Indonesia.** Ha perdido influencia en la OPEP en los últimos años, hasta el punto que se ha especulado su salida del Cartel, debido a una caída de 15% de sus reservas probadas en la última década, Actualmente se sitúa en 5,000 MMb, lo que al ritmo de actual de producción se agotarán antes del 2015.

**Irak.** Tiene las segundas mayores reservas de crudo del mundo, con 212,000 MMb, distribuidos 60% en el sur del país y 40% al norte. En la región norteña del Kurdistán, cerca de la ciudad de Kirkuk, el campo que lleva ese mismo nombre produce desde 1938. Al margen de los pozos de operación, existen varios yacimientos perfectamente identificados que podrían producir hasta 3 MMbd adicionales en diez años, si el país abre su industria a la inversión extranjera y las condiciones de seguridad mejoran.

**Irán.** Es el quinto mayor productor y exportador de petróleo 3.5 y 2.26 MMbd. Sus condiciones geológicas y la creciente demanda interna de energía muestran que su producción se aproxima a un techo. Pero, su actual posición política, enfrentada a EU y ligada a China y Rusia, lo convierten en uno de los miembros más influyentes de ese Cartel.

**Kuwait.** Tiene exportaciones en promedio de 1.7 MMbd y es el octavo mayor exportador del mundo. Sin embargo, sus reservas son mayores (96,500 MMb, equivalente al 10% de las reservas mundiales). Su industria estuvo paralizada durante casi dos años, tras la invasión iraquí en agosto de 1990. El yacimiento de Burgan es el segundo del mundo, sólo superado por el Saudita Ghawar, y produce petróleo desde 1938.

**Libia.** Con reservas probadas de hasta 29,500 MMb, produce un crudo de alta calidad y bajo contenido de azufre. Sus principales clientes son las petroleras de la cuenca mediterránea. Tradicionalmente enfrentado con la mayoría de los países integrantes de la OPEP. En los últimos años ha moderado su política exterior contra Occidente, lo que le ha posibilitado el levantamiento de las sanciones, como las impuestas por la ONU y ha reactivado su industria petrolera.

**Nigeria.** Con una producción superior a los 2 MMbd, es el primer productor de crudo africano. Un 65% de su producción es de alta calidad y bajo contenido en azufre. Sus reservas probadas se sitúan en 24,000 MMb. Su mayor problema es la violencia

---

<sup>1</sup> OPEP y AIE. Las cifras de producción y exportación corresponde a reportes al cierre del 2004 y Secc. Operador "Edmund Daukuru y su plataforma" en: *Engejahoy, ruta de negocios*, año 3, No. 32 (noviembre), 2006. pp. 24-25.

étnica y los disturbios en la región del Delta, donde se concentra la producción de petróleo. Por ello, es normal, que por temporadas, 200, 000 de 800,000 b, de producción teóricas de la región permanezcan cerrados.

**Qatar.** Es el productor más pequeño de la OPEP con 800,000 bd y exportaciones ligeramente superior a los 700,000 bd, de los que 90% vende en Asia, mayoritariamente a Japón. Compañías extranjeras estiman que en 2006, su producción marcará un alza a 1.05 MMbd

**Venezuela.** Con una producción que supera los 2.5 MMbd, es el noveno productor del mundo, pero el cuarto mayor exportador. Desde que Hugo Chávez llegó al poder en Venezuela, en 1999; el país abandonó su agresiva política de sobreproducción y ahora es el mayor defensor del cumplimiento de las cuotas, así como promotor de la anexión de nuevos socios e incluso de una cesta petrolera denominada en euros. Es un protagonista dentro del Cartel por sus ahora cercanas relaciones con Rusia e Irán, y por su ya conocido antagonismo con G.W. Bush, presidente de los EU.

## Apéndice 19

### Diferencias de precio entre los varios tipos de petróleo <sup>1</sup>

Actualmente se comercializan cerca de 161 diferentes tipos de crudo en el mundo, y varían en términos de sus características, calidad y penetración en el mercado. Prevalen dos tipos de crudo; West Texas Intermediate, WTI y el Brent que influyen sobre los otros tipos de petróleo. Comparar estos tipos de crudo con el IRAC (Imported Refiner Acquisition Cost, por sus siglas en inglés) la cesta OPEC y el mercado de futuros Nymex, es importante para entender las diferencias entre las variedades de crudo que son referentes para su análisis y precio. Generalmente la diferencia en precio de los diferentes tipos de petróleo, esta relacionada con sus calidades, pero existen otros factores que pueden influir en ésta.

**West Texas Intermediate, WTI.** Este crudo es de alta calidad y es excelente para la refinación de gasolina. Sus características son: 39.6 grados API, lo que lo hace un crudo "ligero" y 0.24% de sulfuro, que lo ubica como crudo "dulce". Esta combinación de características, además de su localización, lo coloca como un crudo ideal para ser refinado en los EU, el país de mayor consumo de gasolina en el mundo. Es el de mayor refinación en la región de Oeste Medio del país, y mayormente en el área de la Costa del Golfo. Pese a que la producción de éste aceite esta en declive, continua siendo el punto de referencia en América. Su precio se cotiza por encima de los 5 ó 6 usd/b con respecto al ofrecido en la cesta de la OPEC y cerca de 1 a 2 usd/b del aceite tipo Brent, aunque en las cotizaciones diarias puede incrementarse este diferencial.

**Brent.** Este aceite, es una mezcla de crudo proveniente de 15 diferentes campos en el sistema Brent y Ninian el cual se localiza en el Mar del Norte. Sus características son: 38.3 grados API y 0.37% de sulfuro, lo que lo hace un crudo dulce y ligero, pero de menor calidad que el tipo WTI. La mezcla Brent, es ideal para procesar gasolina y refinados intermedios, los cuales son consumidos en grandes cantidades en el Noroeste de Europa, donde la mezcla de crudos Brent es comúnmente refinada. También es refinado en Costa Este del Golfo o en la región del Mediterráneo. La mezcla Brent, al igual que la WTI; su producción esta en declive, no obstante, continua siendo el mejor punto de referencia para los crudos de Europa y África, por ejemplo, los precios para otros crudos en estos dos continentes -frecuentemente cotizados como un diferencial del Brent: es decir, Brent menos 0.50 usd/b-. El Brent es cotizado, generalmente en más de 4.0 usd/bl respecto de los crudos provenientes de la OPEC, o descontarse de entre 1 a 2 usd/b con respecto del WTI, a aunque, igualmente, en las cotizaciones diarias puede agrandarse este diferencial.

**Mercado de futuros Nymex.** Es un sistema de futuros para el precio del petróleo, y es monitoreado en la gran mayoría de los diarios de los EU, y representa el valor de mercado de futuros contratos para comprar o vender, sobre la base de 1,000 barriles del tipo WTI o algún otro crudo ligero y dulce en un tiempo específico. Relativamente pocos contratos Nymex futuros son actualmente ejecutados para entrega física. El mercado Nymex, provee importante información para los compradores y vendedores de crudos en los EU y en prácticamente todo el mundo, donde el WTI, es el punto de referencia para diferentes tipos de petróleo, específicamente en América. Típicamente el mercado de futuros Nymex actúa con un diferencial de centavos respecto del precio del día del WTI (spot), aunque puede haber días en que el diferencial entre el mercado de futuros y el precio spot, se amplía notablemente.

**Precio de la cesta proveniente de la OPEC.** La OPEC colecta información de los precios de la cesta provenientes de siete tipos de crudos: la mezcla Sahariana, Algeria; Minas, Indonesia; Bonny ligera, Nigeria; Arabia ligera, Saudi Arabia; Fateh, Dubai; Tía Juana ligera, Venezuela e Istmo, México (no perteneciente a la OPEC). Ésta Organización usa el precio de estas cestas para monitorear las condiciones del mercado mundial de crudo. Como ya se menciono, el crudo WTI al ser más ligero y dulce -bajo en contenido sulfúrico- es generalmente más caro que el procedente de la cesta de OPEC que es en promedio del tipo ligero y dulce, como el de Algeria y más pesados y agrios -con alto contenido sulfúrico- como el Fateh, Dubai. El Brent es también ligero y dulce y más caro que la cesta de la OPEC aunque menos que el WTI.

<sup>1</sup> EIA, Energy Information Administration, official energy statistics from the U.S government. <http://tonto.eia.doe.gov/ask/crude/types1.html> . July 2006

**Costo de adquisición de importaciones de crudo para refinerías, IRAC.** El costo de adquisiciones IRAC, es un promedio ponderado de todos los crudos importados dentro de los EU en un periodo de tiempo determinado. Debido a que los EU importan más tipos de crudo que ningún otro país, y puede representar el verdadero "precio mundial del crudo". El IRAC, es similar al de la cesta de precios de la OPEC y se cotiza típicamente de 6 a 8 usd/b menos que el WTI spot y de 5 a 6 usd/b menos que el precio del Brent.

El IRAC es reportado por la EIA, hasta dos meses después de finalizado el mes de adquisición, ejemplo: en agosto este costo podría ser reportado algunas veces hasta octubre. En estas condiciones el IRAC, no es necesariamente una medida oportuna del "precio mundial del crudo". Sin embargo, la EIA es la Organización que generalmente utiliza este indicador como "precio mundial del crudo" en todos sus pronósticos y publicaciones, incluidas el "Panorama de la energía en el corto plazo" realizado mensualmente; el "Panorama anual de energía" y el "Panorama internacional de la energía". Estos últimos reportes, son realizados anualmente y proveen un pronóstico de aproximadamente 20 años en el futuro.

## Apéndice 20

### ¿Cual es el verdadero precio del petróleo?

La idea es que no existe un solo planteamiento del precio del "oro negro", aunque en la oferta y la demanda le brinda su imprescindible andamiaje económico y su ineludible ciclo de auge y declive, que peca de un excesivo carácter unidimensional en el entorno de la *desregulada globalización financiera* y en la fase de transición del mundo unipolar al multipolar.

El carácter geoestratégico del petróleo, todavía cotizado en la divisa del otrora imperio estadounidense, el dólar, lo reviste con otras propiedades *globalísticas*, financieras y geopolíticas, que se reflejan en su precio y que obligan a un abordaje multidimensional. De allí nacen "Los cinco precios del petróleo".

El precio del petróleo es multifactorial, mejor dicho penta factorial, y la suma y la resta de cada uno de sus factores, así como su dinámico impacto específico, inciden finalmente en el precio del momento analizado.

Durante cerca de siglo y medio, el "oro negro" se había cotizado en gran medida de acuerdo a la inmutable ley de la oferta y la demanda, pero aún si solo abordamos su cotización bajo la óptica económica de esa ley, no se explican fehacientemente otros fenómenos, ni epifenómenos, como es el caso de las "reservas estratégicas" de los EU que jugaron un papel predominantemente durante la "Guerra fría" con el fin de estabilizar los precios, y que también sirvieron, en colusión con Arabia Saudita, para sacar del mercado y desmembrar a la URSS, mediante el deliberado *dumping del "Choque petrolero de 1985"*, cuatro años antes de la derrota soviética en Afganistán y la caída del Muro de Berlín, lo cual deprimió su valor de 30 a 10 usd/bp, y que le confería al petróleo una característica de orden geoestratégico.

Después de condenar las conductas irresponsables de las trasnacionales petroleras anglosajonas frente a Katrina (huracán del 2005), el canciller alemán, Gerhard Schroeder, calculó que de 20 a 30 dólares de cada barril de petróleo, es pura especulación y confeso que la cooperación entre naciones para controlar su crecimiento estratosférico "había sido bloqueado por los intereses en Londres y Nueva York". Se calcula que por cada barril de petróleo real entregado se comercializan 500 barriles de "petróleo-papel" que se cotizan en las bolsas de Nueva York y Londres.

Casi cinco meses antes de Katrina, Goldman Sachs, principal banco estadounidense de inversiones del mundo y el mayor tratante de "*hedge funds*" vinculados al mercado energético en el dúo polio anglosajón de la Bolsa de Nueva York y Londres que cotizan el petróleo (el Nymex y el IPE) donde posee asientos, vaticino que el "oro negro" puede alcanzar un super-pico de 115 usd/bp.

Las mega fusiones de las trasnacionales petroleras anglosajonas alcanzaron este año la cifra azorante de 100,000 millones de dólares y los precios elevados alimentan el financiamiento de sus adquisiciones.

La poderosa banca canadiense de inversiones CIBC World Markets, pronosticó once días después de Katrina que el barril de petróleo alcanzaría 84 usd/bp el año entrante hasta alcanzar, probablemente, 100 usd/bp, debido al impacto en la futura producción, como consecuencia de la destrucción de la infraestructura de la industria petrolera y de las plataformas de los yacimientos en EU, ya que "la expansión planeada en el Golfo de México para los próximos dos años probablemente será mermada en la mitad con un recorte de casi 300,000 bpd."

Diez días después de Katrina, Zhang Weiping, segundo economista en jefe de la tercer compañía estatal petrolera y gasera de China que opera exclusivamente en el extranjero (CNOOC, por sus siglas en inglés) advirtió que el precio del petróleo alcanzaría 90 usd/bp en la próxima primavera y que la producción global del crudo llegaría al intervalo de 94 a 100 MMbd. Pero lo interesante de esa petrolera, que es propiedad del gobierno chino y que el 70% de sus acciones se cotizan en Hong Kong y Nueva York, es que en el seno de su consejo de administración figuren Evert Henkes, anterior director de la británica Shell, y Keneth Courtis, un ejecutivo de la banca de inversiones estadounidense Goldman Sachs.

En la fase presente, el valor del petróleo debería corresponder a 40 usd/bp, pero el circuito simbiótico cerrado de la banca y las petroleras anglosajonas disponen de otras herramientas –geopolíticas, financieras y desinformativas (léase los casos de Steve Forbes, dueño de la revista Forbes y la petrolera británica Shell)- que llevan a su voluntad, ya sea a más de 100 usd/bp, ya sea

a 40 usd/bp en medio de la "teoría del caos", en simultaneidad con el "principio de incertidumbre" de Heinsenberg. Porque el peor antídoto para el mercado *desregulado* de la globalización financiera es la estabilidad de los precios, ya que su supervivencia depende de su vertiginosa movilidad, donde las tendencias controladas por el duopolio bursátil neoyorquino y británico disponen increíblemente con un "apalancamiento" (*leverage*) de 500 veces el precio basal económico *unidimensional* mediante el famoso "*papel-petróleo*", cuando ganan en ambos sentidos, ya sea a la baja o al alza dirigida.

Este parece ser el verdadero nombre del juego petrolero y gasero vigentes que cataliza en forma preponderante la desinformación deliberada de los "Diez Grandes" (The Big Ten).

Después de siglo y medio sucede que nos encontramos ante un verdadero cambio de paradigma de corte estructural. Los tiempos los entornos en los que se cotiza el petróleo cesaron de ser los mismos.

Ni la estrategia mundial ni el ambiente financiero global son remotamente parecidos. Porque en última instancia la oferta y la demanda del "oro negro" se desenvuelve en un marco de referencia geopolítico, geoeconómico y geofinanciero lo cual rebasa su pertenencia meramente económica más allá de los ciclos comerciales coyunturales para situarlo como el "rey estratégico" de las materias primas hasta nuevo aviso. Y justamente su permutación geoestratégica obliga a un análisis multidimensional que rebasa su imprescindible primer plano de análisis económico de carácter unidimensional, como abordaje inicial, al que habría que agregar otros planos para capturar su multidimensión que sustentan un precio multifactorial.

### Los cinco precios del petróleo<sup>1</sup>

En la fase de transición multidimensional del mundo multipolar, se ha propugnado, en varios foros empresariales, académicos y periodistas, la existencia simultánea de cinco precios del petróleo, cuya combinación ayuda a elucidar su volátil cotización con una inequívoca tendencia al alza que algunos miembros de la OPEP han alertado podría alcanzar 80 usd/bp para 2006.

Varios analistas y actores en ese medio, concuerdan en vaticinar una cotización elevada de tres dígitos desde:

- Usama Bin Laden 144 usd/bp, hasta Matthew Simmons, connotado banquero texano de inversiones energéticas aliado de la dupla Cheney-Bush, quien calcula un futuro precio de 182 usd/bp.
- En México, Fox y su subsecretario de Hacienda, Hurtado López, han pretendido colocar el precio de la mezcla mexicana en 23 usd/bp. Cabe señalar el caso del ex-secretario de Energía, Téllez Kuenzler, hoy representante del grupo Carlyle (conglomerado energético y de venta de armas de la familia Bush) quien en su momento ante el Congreso, señaló que el precio del crudo se cotizaría en 6 usd/bp.

Así los cinco precios del petróleo serían los siguientes:

- El económico
- El financiero
- El especulativo
- El geopolítico y
- El desinformativo

1. El **precio económico**, se refiere al determinado por la clásica oferta-demanda, en la actualidad muy apretada cuando la demanda comienza a superar a la oferta que se encuentra relativamente limitada.

- La sobre demanda de los dos gigantes asiáticos, China e India, con una importación en 2005 de 40 y 70% respectivamente, contribuyeron a su incremento sustancial.
- Recordemos que la alianza entre EU y Arabia Saudita, cuando eran aliados en la década de 1980, perpetró un descenso dramático en el precio que perjudicó a la URSS y que no pocos analistas consideran sembró la **estagnación** económica que fue un factor determinante en el colapso del imperio soviético dependiente de los ingresos petroleros.

---

<sup>1</sup> Jalife-Rahme, Alfredo. "*Los cinco precios del petróleo*", 1ª edición, Edit. CADMO & Europa, Buenos Aires, Argentina. 2006



Se infiere que no existe una oferta y una demanda propiamente dicha del petróleo cuya dimensión estratégica ha sido usada magistralmente usada por los EU.

Esta dimensión, de la venta de petróleo, no se debe trivializar, al reducirla al libre intercambio de alpargatas, jergas, escobas, etc.

2. El **precio financiero**, se refiere a la influencia que ejercen los flujos de ingreso ocasionado por la venta de petróleo.
  - Esa cotización arroja mas de un millón de millones (un trillón en anglosajón) de la industria petrolera mundial en lo que se refiere únicamente por la venta de ese energético, y que fortaleció al dólar desde la Segunda Guerra Mundial, amen que el gradual cambio de petrodólares a petroeuros constituiría un golpe devastador para el dólar.
  - Si se toma en cuata la inflación, los 39 usd/bp que alcanzó en 1979 equivalen a 82 usd/bp en la actualidad; si además, se añade la devaluación del dólar, el precio de 1979 a valor presente sería de un mínimo de 106 usd/bp, el doble de la actual cotización en la variedad ligera texana.
  - William Clark (www.Globalreserch.ca 27-oct-04) afirma que detrás del planeado ataque de EU e Israel contra Irán se encuentra la osadía de la teocracia chiíta en desear cotizar el petróleo en euros en lugar del dólar, mediante la instalación una bolsa energética que competiría con el duopolio bursátil del Nymex e IPE. El mismo pecado letalmente capital que cometió Saddam Hussein y que le costo la **defenestración**.
  
3. El **precio especulativo**, se refiere a la influencia en el precio que ocasiona la compra-venta (especulación financiera) de crudo en el mercado de futuros.
  - La compra-venta del "oro negro" se realiza en dos mercados, la bolsa de intercambio mercantil de Nueva York (NYMEX, por sus siglas en inglés), y en el Intercambio de Petróleo con sede en Londres que cotiza la variedad Brent del Mar del Norte (IPE, por sus siglas en inglés). Nymex e IPE pertenecen a la omnipotente banca y a las omniscientes petroleras, ambas de EU y Gran Bretaña, y han creado un jugoso negocio circular en dónde realizan estratosféricas ganancias gracias al turbulento entorno geopolítico. El año 2003 la texana Exxon-Mobil obtuvo más de 25,000 millones de dólares de ganancias
  - En el 2001, la bolsa IPE, fue comprada por un consorcio que incluye a British Petroleum y a las corredurías Goldman Sachs y Morgan Stanley, todas anglosajonas. La volatilidad propiciada por la turbulencia geopolítica en el Medio-Oriente, donde se concentra el 65% del petróleo mundial, representa el medio ambiente ideal para las apuestas especulativas con los ominosos "hedge funds" (fondos de cobertura de riesgos) que dispara los precios a conveniencia.

#### 4. El precio geopolítico

Desde el 11 de septiembre de 2001, se vive una coyuntura similar a la de la década de los setenta cuando el precio se disparo de 2 a 39 usd/bp (casi veinte veces) entonces propiciado por la revolución *jomeinista* alentada por las petroleras anglosajonas que sacrificaron a su peón el *Sha de Irán*, en el escenario energético mundial, según las declaraciones del de Sheikh Zaki Yamani, anterior ministro de petróleo de Arabia Saudita.

Existe una casuística sobre el juego geopolítico que ha llevado la cotización del "oro negro" a sus mayores niveles, lo que demuestra que la dedicatoria (bélica con máscara democrática, del unilateralismo bushiano) es para los productores de petróleo en su mayoría islámicos, que aún no controla en su totalidad el eje Washington-Londres

#### Libanización de Irak y desamparo Saudita: El petróleo al albedrío de Al-Qada

Se va despejando de una forma diáfana el verdadero objetivo del destino de Irak y el Medio-Oriente con su petróleo y gas: la *libanización* de Irak por medio de la *qaedización*.

Se van hilando múltiples atentados con carros-bombas; como es el caso del atentado a la embajada jordana en Bagdad y el *onucidio* del pacifista brasileño Sergio Vieira de Mello –del linaje del ilustre mexicano Don Alfonso García Robles, nuestro premio Nobel de Paz y la carnicería chiíta en la ciudad sagrada de Najaf, que cobro la vida del Ayatolá Muhamed Baqr Al-Hakim, quien fue asesinado después de su sermón en el que urgía “la unidad nacional y el apoyo pan-árabe para la reconstrucción de Irak”, pues tal parece que los perpetradores de los últimos atentados con carros-bomba les mortifica la “reconstrucción de Irak” y que es evidente que los causantes de Najaf intenten provocar otra batalla entre *sunnitas* y *chiítas* (divide y vencerás).

El británico Jonathan Steele, (The Guardian, 30-8-03) asevera que el asesinato del Ayatolá quita del camino a una figura que representaba “un importante canal de comunicación con la teocracia chiíta de Irán “como contrabalanza potencial a la influencia de EU en el post-Irak”.

Llama la atención que la “seguridad” en Irak a cargo de las fuerzas de bi-ocupación anglosajonas sea exageradamente *laxa*, al menos de que se trate de un ingenioso operativo de “*laisser-passer laissez faire*” a la usanza capitalista para cosechar dividendos en el futuro del mercado del petróleo. Ahora ese vacío del poder entre la comunidad chiíta podrá producir una lucha intestina.

Días después, se registraron encuentros bélicos de lo que podría constituirse en una guerra civil en el norte de Irak, en la ciudad petrolera de Kirkuk entre dos etnias sunnitas: kurdos y la minoría de los turcomanos.

Resalta el hecho de que en medio del caos deliberado, propiciado por el equipo de Bush o, para suavizar, del “caos preanunciado” prosiga la privatización de Irak sin nulo temor a la “propiedad privada” y sus patentes anglosajonas. Mientras la petrolera texana Halliburton se despacha en medio del caos; HSBC, el celebre banco británico (del blanqueo durante la guerra del opio en China del siglo 19, no se diga en la etapa de la globalización financiera) está por asignársele un contrato muy lucrativo del gobierno de los EU para reconstruir el sistema financiero de Irak: *la inseguridad para el camino de los iraquíes, y la seguridad de la captura de sus riquezas*, en particular del petróleo, en medio de las turbulencias.

En medio de ello, el ejercito de los EU, abandonó sin mucho ruido su última base militar en “Príncipe Ibn Sultan” que deja sin protección militar a Arabia Saudita en plena *derrelicción* y deja suelto el precio del barril de petróleo al libre albedrío de Al-Qada. El sueño de los invasores anglosajones y sus mentiras radioactivas se están volviendo realidad: el montaje de la colusión entre el yemenita-saudita Usama Bin Laden, el supremo líder de al-Qaeda, el depuesto iraquí Saddam Hussein en Najaf. No importa que nadie del resto del mundo lo crea; basta con que los televidentes norteamericanos lo crean para que en noviembre de 2004, los agradecidos votantes se lo agradezcan a su “supremo comandante”.

La suma de la ecuación terrorista de Usama y Saddam iguala los agregados de las dos principales reservas de petróleo mundial, esto con el fin de trastocar la nueva geopolítica de los energéticos del siglo XXI que pretende salvar a EU entre los escombros de su ruina económica y financiera.

### De Chechenia a Indonesia: El terrorismo geopolítico

Las consecuencias del hito histórico del 11 de septiembre, lo consagran como un genuino “terrorismo geoestratégico” que transformo la doctrina de guerra de EU hacia el unilateralismo bushiano de permanente “guerra preventiva” frente a un enemigo cada vez más “fantasmagórico” que ha sido atribuido a “Al-Qaeda” en la geografía islámica que va desde Marruecos, pasa por la tríada del Medio Oriente / Cáucaso / Centro Asia, hasta Indonesia.

Pese a las apariencias, la pieza clave *de la panoplia* “guerra preventiva”, Usama Bin Laden, anterior aliado de la familia Bush, carece solo de la capacidad manifiesta para operar a escala global desde una cueva de Jalalabad. Hay quien mantiene la hipótesis, como el periodista estadounidense, de que “Al-Qaeda no existe y nunca ha existido”, se trata de un enemigo manufacturado que ha sido creado por la administración Bush como justificación para librar una guerra por el control de los recursos mundiales de petróleo.

El “11 de marzo” español, “hermano simbiótico del 11 de septiembre newyorkino”, con dedicatoria para la quinta potencia geo-económica europea, formó parte del “terrorismo geopolítico” para desarticulara la Union Europea que ha pasado de la política trasatlántica de la “guerra fría” a la de una mayor inclinación euroasiática, su nuevo espacio geo-económico. El 11 de marzo, desactivado por el inteligente electorado español, representó, además, un “terrorismo electoral” para cambiar el curso de las urnas que se ha vuelto un nuevo patrón de conducta a elecciones muy apretadas como las del 2 de noviembre en EU, como

delatan las declaraciones genuinamente terroristas del vicepresidente Cheney quien proclamo en forma infame "que votar por Kerry equivalía a favorecer un atentado similar al 11 de septiembre". (un equivalente en las elecciones recientes en México, a la frase del candidato panista "...es un peligro")

En la hipótesis operativa, que todo el "terrorismo geoestratégico" desplegado desde Al-Qaeda, sirve a los intereses geoestratégicos de EU, para socavar en los linderos de la geografía del Islam a sus cuatro competidores geoeconómicos, geofinancieros y geopolíticos del siglo XXI: la Union Europea, Rusia, India y China.

No se podría entender el terrorismo "geoestratégico" del 11 de septiembre, ni sus excrecencias de "terrorismo geopolítico" a escala regional y local desde Chechenia hasta Indonesia, sin considerar su sincronía con la grave crisis económica y financiera que padece EU, y sin su empantamiento militar en Irak y en Afganistán.

Fred Bergstein<sup>2</sup> en *The economist*, comenta que "los riesgos que enfrenta la economía global, a dos días del tercer aniversario del 11 de septiembre", son cinco riesgos mayores que amenazan a la economía mundial; tres se centran en EU, como sigue:

- Renovado aumento abrupto en el déficit de cuenta corriente que lleva a un desplome del dólar,
- Un presupuesto fuera de control,
- La aparición del proteccionismo global,
- El posible aterrizaje de China por el sobrecalentamiento de su economía,
- Los precios del petróleo podrían elevarse a 60-70 usd/bp aún sin una interrupción política o terrorismo mayor.

Stephen Roach, solvente economista de la correduría *Morgan Stanley*, advierte en forma persuasiva, que la economía de EU "se encuentra fuera de control".

John Laughland, defensor británico de los derechos humanos, rastrea los notables vínculos de los infanticidas de Beslan, que lleva hasta el "Comité Estadounidense para la Paz" (ACPC, por sus siglas en inglés) y se encuentra próximo en acusar al gobierno de EU quien apuntala la membresía del ACPC, del infanticidio masivo de Beslan.

El enésimo atentado en Indonesia, en la cercanía de la embajada anglosajona de Australia, a dos días del 11 de septiembre, además la variedad del "terrorismo electoral", lleva todas las huellas del "terrorismo geopolítico". Indonesia (con 2.549 millones de millones de m<sup>3</sup> gas natural), el mayor archipiélago del mundo y miembro destacado de la OPEP, constituye el país más poblado de todo el Islam (210 millones), lo que en su conjunto la coloca en la mira predilecta del "terrorismo geopolítico"

No pasa inadvertido que el neoconservador, Paul Dundes Wolfowitz haya sido embajador de EU en Indonesia que sufrió un colapso económico deliberado durante el "efecto dragón" de 1977, propiciado por el mega especulador George Soros, para luego caer bajo las directrices del FMI. Dos años más tarde *Timor del Este*, plétórico en petróleo y gas, inicio el camino a su independencia por medio de un referéndum, ayudado por el eje anglosajón (EU, Gran Bretaña, Australia y Nueva Zelanda); y ahora sufre presiones separatistas en Aceh y Papua. Encontramos la misma metodología de socavamiento financiero desde el Cáucaso hasta Indonesia que forma parte del sudeste asiático definido como el "segundo frente de Al-Qaeda" y uno de los bordes, con Malasia, del superestratégico Estrecho de Malaca: uno de los canales comerciales más concurridos del mundo y ruta oceánica más corta entre India y China que transporta petróleo proveniente del Medio-Oriente al noreste asiático, el tercer bloque geoeconómico en gestación más importante del mundo detrás de EU y la UE.

### Efecto Beslan: Renacionalización del petróleo ruso

Rebasada la hipótesis de la autor, respecto del infanticidio masivo de Beslan, perpetrado por el "*jihadista*" Shamil Basayeb, instrumento del ruso Boris Berezovsky, asilado en Gran Bretaña aliado de Rothschild, Kissinger, Soros y neoconservadores que controlan el Pentágono. Berezovsky, había sido el "zar de la seguridad nacional rusa" en la etapa del "demócrata" Yeltsin quien desmantelo el Estado, en especial, a la poderosa industria petrolera-gasera (que genera alrededor del 60% de los ingresos fiscales) para entregársela a los "oligarcas" por la vía de la "privatización".

---

<sup>2</sup> Bergstein, es director del influyente Instituto de Economía Internacional (IIE, por sus siglas en inglés) que cobija a Zedillo, al mega especulador George Soros y a John Williamson, autor del decálogo neoliberal del "Consenso de Washington"

El infanticidio masivo de Beslan va más allá de lo sabido sobre el Cáucaso (guerra de los oleoductos y control del mar Cáspio, la tercera reserva mundial de petróleo) para entrar de lleno al destino de la nación rusa a la que se desea balcanizar a través de la "carta islámica" y de paso, no solo fracturar la columna vertebral euroasiática (Rusia como pivote entre Alemania y Francia por un lado y China e India, por otro) sino también para controlar las primeras reservas mundiales en Siberia. El eje bursátil la City-Wall Street, que controla a sus propios gobiernos, busca dominar por la vía militar (derivada del "terrorismo geoestratégico" del 11 de septiembre) el triangulo petrolero-gasero del Golfo Pérsico, el mar Cáspio y Siberia.

La explotación y la explosión de la "carta islámica" en el seno de la nación rusa son sumamente delicadas por sus derivaciones demográficas: cuando la natalidad de la etnia eslava blanca de cristianos ortodoxos es negativa -recientes proyecciones calculan para la mitad del siglo una preocupante disminución del 30%- frente a la galopante fertilidad de los islámicos rusos que tienden a duplicarse en la próxima generación. Lo que significa la disolución Rusa por implosión, pese a que sufrió la amputación de las republicas islámicas de Asia Central.

Benderevsky, refiere que "los islámicos rusos han vivido históricamente en dos amplias regiones geográficas de Rusia: Una parte vive en la cuenca del río Volga, y esta compuesta de pueblos Tártaros, Bashkir y Chivash y la segunda parte en el Cáucaso. En la cuenca del río Volga (que desemboca en el mar Cáspio) habita la mitad de toda la población rusa y su relevancia es de primer orden desde el punto de vista histórico, económico y cultural para la nación eslava de cristianos ortodoxos.

Lord William Rees-Mogg, vinculado a los intereses de la City y editor del The Times, asevera que "Beslan es el 9/11, que cambiara el Mundo". Después de afirmar que el 11 de septiembre newyorkino "ha sido la mayor influencia en el mercado mundial del petróleo cada vez más inestable", para Rusia, Beslan "es un evento terrible que cambara todo". Cambia varios de los mayores factores de las relaciones internacionales, el futuro de la Rusia misma, incluyendo el futuro de la presidencia misma de Putin, la guerra contra el terrorismo, incluyendo las relaciones de Rusia y Occidente con el Islam, la respuesta a la creciente proliferación nuclear, las relaciones básicas entre Rusia, Europa, y EU el futuro del mercado petrolero, el futuro del Medio-Oriente, en particular de Irak, Irán, Arabia Saudita, aún el futuro mundial del petróleo del desarrollo económico de China, la superpotencia emergente. Beslan es lo que los estrategas llaman un evento de "baja probabilidad y de alto impacto". *Potencialmente cambará todo. El petróleo cuyos precios en la pasada década estuvieron sorprendentemente bajos, el creciente abastecimiento del petróleo ruso fue robado por los oligarcas de la era Yeltzin; el actual gobierno ruso -muy razonablemente- desea recuperar el petróleo de los hombres quienes se lo auto vendieron, a precios de remate, en la década de los noventa.*

A once días del infanticidio masivo, el gobierno ruso amaga renacionalizar Yukos, la mayor petrolera que fuera propiedad del oligarca Mijail Jodorovsky, encarcelado por evasión fiscal.

Once días después del infanticidio, la gigante gasera Gazprom -del que 55% de las acciones directa e indirectamente son propiedad del Estado- adquirió Rosneft, otra petrolera estatal. La operación le concede el control de la nueva fusión al gobierno que se puede dar el lujo de colocar las acciones muy cotizadas de la mega fusión en los mercados internacionales. Frente a ello, los oligarcas continúan pretendiendo desestabilizar el Cáucaso para desintegrar Rusia y la fuga de capitales no se ha hecho esperar.

En el balance, la magnitud de la mega fusión, provocó el control de la quinta parte de las reservas mundiales de gas, y ahora también la quinta parte de la producción petrolera. Lo que constituye un triunfo para el grupo de Putin. Además Putin, demuestra la seriedad de su compromiso para integrar a Rusia a la economía global. Ni más ni menos que a la economía mixta que se esta volviendo la pauta universal después de los estragos y los excesos de la globalización financiera, una cosa es integrarse a la economía mundial y otra es desintegrarse (v.g. el caso suicida de la banca en México del que 92% en forma anómala es propiedad extranjera).

### El alza silenciosa del gas y su nueva geopolítica

JP Chevènement, ex ministro socialista francés (del exterior con Mitterrand y del interior con Jospin) descubrió en forma contundente que la invasión ilegal a Irak por Bush se debió a la cuantiosa perdida de 13 millones de millones (trillones en anglosajón) de la bolsa de valores neoyorkina dos meses después de su llegada al poder -en ese entonces equivalió a 130% del PIB de EU y casi la mitad del PIB mundial-, que lo orilló a capturar el petróleo de la antigua Mesopotamia para intentar resarcir su descalabro por la vía militar.

Chevènement, señalo que EU consideraba enemigos a China, que se podría unir al Japón y a la dupla franco-alemana, curiosamente los cuatro muy dependientes del binomio petróleo-gas.

Brad Foss de la agencia AP (8-ago-04) comenta que el record de 53.31 usd/bp que acababa de alcanzar el precio del barril de petróleo en la variedad WTI en el mercado de futuros de Nymex "representa un alza de 79% en comparación con el año anterior -2003- pero que es todavía 27 usd menor al precio ajustado a la inflación que alcanzó en 1981, lo que ha llevado a varios economistas a concluir que "EU hoy se ha vuelto mas eficiente en el consumo energético, lo que le da la habilidad de absorber el incremento sin tener que pagar un alto costo financiero".

El efecto del huracán "Iván", de acuerdo al Servicio de Manejo de Minerales (SMM, por sus siglas en inglés) desquicio la producción en el Golfo de México tanto de petróleo con una perdida de 17 millones de barriles, como de gas que disminuyo 74,000 pc desde el "11 de septiembre", y en vísperas del invierno gélido, la entrega del gas natural para noviembre se incremento 40%.

En solo dos meses, el precio del gas natural se ha incrementado 70%. En forma silenciosa el precio del gas se ha literalmente destapado, aunque EU no es tan dependiente del gas como del petróleo (16% de las importaciones provienen de Canadá), de acuerdo al Departamento de Energía, en los próximos 10 años, consumirá 37% mas gas, alrededor de 31.2 Millones de millones (trillones den anglosajón). La creciente demanda proviene de las plantas eléctricas estadounidenses, pero pronto la producción canadiense apenas alcanzara para su propio consumo, lo que significará que EU se convertirá en un importador de gas de regiones como Nor-África, Medio Oriente, la ex-URSS y el Caribe, transportado en forma licuada.

Bush podría haber perdido la batalla para controlar el petróleo de Irak, pero en forma silenciosa ha obtenido varias victorias en el frente gasero desde Libia, pasando por Indonesia, hasta Rusia, ya no se diga África. Gracias a la nueva variedad de "terrorismo electoral" que se escenifico en fechas recientes en Yakarta, frente a la embajada australiana. Días después, ganaron los escrutinios los aliados respectivos del presidente Bush. En Indonesia, el retirado Gral. Susilo Bambang Yudhoyono, obtuvo la victoria. En Australia, el belicista John Howarad arrancó un cuarto mandato consecutivo. Ambos resultados benefician la "guerra contra el terrorismo global" y la permanente "guerra preventiva" del bushismo unilateral.

En forma gradual las necesidades de gas han comenzado a diseñar la política exterior de los EU, por lo que Bush ha presionado a Rusia apara construir una planta de gas licuado en Murmansk, en asociación con una compañía estadounidense.

Dentro del Programa de Energía y Desarrollo Sustentable (PESD, por sus siglas en inglés) las universidades Stratfor y la texana Rice establecieron un programa conjunto sobre la "geopolítica del Gas Natural", con una temática variada que incluía la gasificación del cono sur y la cartelizacion del gas al estilo OPEP y ello no es más que la globalización financiera del gas: una conclusión mayor es que un cambio tiene lugar en la actualidad en el anterior mundo del gas, de mercados aislados, a un mundo global de un mercado interdependiente e internacional. Una serie de desarrollos -demanda creciente, avances tecnológicos, reducción de costos en la producción y en la entrega a los mercados de gas licuado-, esta estimulando la integración de los mercados del gas natural.

### Balcanización de Ucrania: lo oscuro del Mar Negro

Jane's (2-dic-04), publicación británica de estrategia militar, teme la separación de los 16 "oblasts/regiones", de las partes oriental y sud-oriental de Ucrania con pletóricas reservas de carbón. A juicio de esa publicación, Rusia busca crear un nuevo bloque de poder económico con Belarus, Ucrania y Kazajstán, para contrarrestar a la Union Europea, y en el que resaltan las reservas de gas y petróleo de Rusia y Kazajstán, así como el carbón de la parte oriental de Ucrania.

La desintegración no sucedió en la década de los noventa cuando Ucrania se independizo de Rusia, ni ocurrirá ahora porque no le conviene a la UE, incendiar su frontera oriental.

No se puede perder de vista la línea costera de 2,782 que tiene Ucrania con el superestratégico Mar Negro (bautizado así por los fenicios y griegos por su inhospitalidad) de una superficie de 422,000 km<sup>2</sup> (equivale al 70% de Ucrania). De su vital costa marítima, Ucrania posee la saliente de la estratégica península de Crimea y su puerto de Sebastopol, principal puerto nuclear de los rusos en esa zona. Más allá de su anatomía como vital arteria comercial entre el este y el oeste de Europa, se ubica entre dos pilares geoestratégicos; los Balcanes y el Cáucaso, frontera a su vez con el mar Caspio, la tercera reserva mundial de petróleo. Justamente los 2,782 Km de costa marítima de Ucrania con el mar negro pertenecen a su parte oriental rusófoba, lo

que dicho con frialdad analítica, representa la carta mayúscula que tiene guardada en el Kremlin a la hora de las definiciones geopolíticas.

Mucho del porvenir de Ucrania dependerá de las garantías (no de las promesas como ocurrió con Reagan, Bush padre y Clinton, y que consumieron en forma cándida Gorbachov y Yeltzin, y en escala menor, el serbio Milzebivic y Schevarnadze) que Yushchenko otorgue a la parte oriental y sud-oriental de Ucrania que, de otra forma, tomarían el camino de la secesión a todas luces más benéfica que la "coexistencia pacífica" .

### El petróleo geopolítico: el factor Bin Laden

Solo basto para que apareciera en Internet el yemenita-saudita Usama Bin Laden, y alentara a irrumpir los flujos de petróleo a EU a través de la destrucción de los yacimientos petroleros de Irak, Arabia Saudita y el Golfo, para que de *ipso facto*, se elevaran los precios del oro negro una vez más. Lo que le concede al precio del petróleo, un sobreprecio geopolítico, que ha sido tasado en 10 usd adicionales, catalogado técnicamente como "premio al riesgo".

Los saboteadores hicieron caso a Usama y por segunda vez consecutiva bombardearon el oleoducto norteño de Irak, en la cercanía de Kirkuk, que ceso la exportación de medio millón de bpd, al puerto de Ceyhan.

¿Vive o esta muerto Usama?, pese a que ya lo han dado por muerto, en varias ocasiones. No interesa tanto si Usama vive o está muerto, sino el uso mediático que hace la administración Bush para el consumo de su crédula opinión pública, no se diga de los mercados petroleros.

Con la apariencia del "cambio de régimen" en Arabia Saudita, las plazas especulativas en Nueva York y Londres se alistan a las nuevas alzas inducidas del petróleo.

Refiere la cadena CNN, que tanto el líder de Al-Qaeda como su segundo de abordo Ayman al-Zawahiri, "han librado 29 mensajes en total desde el 11 de septiembre, en promedio de grabación cada 6 semanas" y destaca que ninguno de los dos haya sido rastreado, ni sus mensajeros hayan sido interceptados. "Entonces ¿a quien beneficia los mensajes de Usama, si es que todavía esta vivo, en particular aquellos referentes a la destrucción de la infraestructura petrolera del Medio-Oriente?".

Para *Gestrategymap* (8-dic-04) los ataques de al-Qaeda, del 6 de diciembre al consulado de EU en Jeddah, "reviven la amenaza aguda de Al-Qaeda al régimen Saudita y a su muy vulnerable infraestructura petrolera. Es en los intereses de Al-Qaeda y su guerra económica explícitamente declarada a los EU y en mantener una presión poderosa al alza sobre los precios globales del petróleo y sus ataques contra Arabia Saudita, lo que forma parte de su estrategia global. Por consiguiente, hay que estar preapartados a una mayor violencia en la región y un retorno del movimiento al alza de los precios del petróleo, con sus repercusiones negativas sobre la economía de EU y el dólar"

El mismo director de la mencionada publicación (Joseph Stroupe), ha sido muy consistente sobre la evolución geopolítica de los precios del petróleo y desde al 7-junio-04, alertaba que para Al-Qaeda el petróleo representaba "el liquido vital para la economía de EU" por lo que atacar el petróleo equivalía a agredir la economía de EU. Su estrategia más eficiente consistía en atacar la infraestructura petrolera de Arabia Saudita. Lo que representará en forma dramática el alza del crudo". Así el petróleo se convirtió desde el 11 de septiembre en un arma geopolítica y económica del más alto valor geoestratégico.

Lo real es que el precio del petróleo se ubica al doble de hace 20 años y, mucho más que sus bruscos movimientos, producto de la especulación en Nueva York (el Nymex) y en Londres (el IPE) –cuyos "futuros" los manejan las mismas petroleras anglosajonas y sus bancos aliados que les financian sus "fondos de cobertura de riesgos"- lo que cuenta es su irresistible tendencia al alza, en el que el factor geopolítico, es decir las apariciones intempestivas de Usama Bin Laden, por video o internet, forman parte intrínseca del núcleo de su cotización, mientras dure el montaje hollywoodense de la guerra contra el terrorismo global del unilateralismo bushiano.

## La geopolítica de Aceh: del efecto dragón al tsunami

Según el prominente fisiólogo y geógrafo Jared Diamond, el colapso (tsunami) que se abatió sobre el océano Indico el fin de año del 2004, "fue un acto de la naturaleza, pero más catástrofes ambientales causadas por los hombres pueden provocar un daño mucho peor"

Más allá de las "teorías de conspiración" que han inundado el internet, el unilateralismo bushiano ha resultado el gran beneficiado, desde el punto de vista geopolítico, para sacar provecho del cataclismo.

El portaviones nuclear "USS Abraham Lincoln, clasificado como el quinto portaviones transportador del tipo Nimiz –es decir, de las ligas mayores nucleares- arribo a Aceh en forma expedita a los cuatro días del cataclismo desde Hong Kong, y este no escogió para su despliegue aparente de "ayuda humanitaria" a las islas indias de Andaman, Nicobar, ni Sri Lanka, ni Tailandia, ni Malasia, ni otros puntos afectados. Es entendible la discriminación, por encima de otros sitios dañados, del portaviones nuclear estadounidense. Aceh que se ubica en la cercanía más inmediata del epicentro del maremoto, constituye uno de los puntos más estratégicos del planeta debido a cuatro consideraciones siguientes:

- Su pertenencia a Indonesia: tanto el país islámico más poblado (88% de los 238.5 millones de habitantes) como el mayor archipiélago-estado del mundo con 17,508 islas,
- Posee un gigante yacimiento de gas que explota Exxon-Mobil,
- Es donde se libra una guerrilla separatista que proseguirá el desmembramiento gradual del archipiélago indonesio y
- Forma parte del superestratégico estrecho de Málaga que conecta el transporte marítimo (que incluye el petróleo procedente del Medio-Oriente hacia China, Japón y Sud-Corea) entre el océano Indico y el no menos estratégico mar del sur de China.

En siete años el islámico archipiélago indonesio sufre su segundo cataclismo, luego del "tsunami financiero" que ocasiono el "efecto Dragón" en 1997-1998, propiciado por el mega especulador George Soros, como fue desnudado en su momento, y que no solamente desestabilizo al régimen del Gral. Suharto (derrocado inmediatamente en 1998, para pasar bajo la implacable custodia del FMI), aliado de Washington durante la guerra fría, sino que derivó dos años y medio más tarde al "efecto Dragón", en la separación e independencia de *Timor Oriental*, también plétórico de gas y petróleo, de lo cual se beneficio la anglosajona Australia más que nadie.

*Aceh*, con una superficie de 55,390 km<sup>2</sup> y alrededor de 4.5 millones de habitantes, cuya capital es Banda-Aceh, representa un "distrito especial" dentro de la república. Desde el siglo XIII, Aceh fue sitio de penetración del Islam al archipiélago, donde finco un bastión debido a su zona montañosa inexpugnable. Antes de la Revolución industrial, las potencias comerciales coloniales de Portugal y Gran Bretaña intentaron apoderarse infructuosamente del sultanato islámico de Aceh, lo que no pudo conseguir Holanda sino hasta 1903, después de 25 años de luchas feroces. Pero Aceh, una de las mayores reservas de petróleo y gas del archipiélago, nunca fue "pacificada" en su totalidad y se volvió una provincia autónoma en 1949; cinco años más tarde estalló una rebelión separatista con la que obtuvo su estatuto de "distrito especial" tres años más tarde. Sus moradores de origen étnico "malay", son "islámicos devotos" muy sugestionados por las arengas fundamentalistas que, después de tanto cataclismo, pueden sucumbir a la adicción de Usama Bin Laden.

La parte oriental de Aceh (*Lhokseumave*) se ha desarrollado como una terminal de petróleo y gas licuado natural, desde 2003, la conflagración se ha exacerbado entre la guerrilla separatista, conocida como "GAM (*Gerakin Aceh Merdeka*), "Movimiento Libre de Aceh", y el gobierno central de Yakarta. La tremenda devastación, incrementará la frustración de los moradores quienes tendrán una coartada más para reclamar su independencia.

El cataclismo no supero los "juegos de poder" que pelean el primer lugar en donativos y la influencia regional con mascarará de socorro humanitario, donde, se coincide, prevaleció el "statu quo" de la "primacía de EU de la región" bajo la mirada furtiva de China, India y Japón que se vigilan también entre ellos.

El superestratégico estrecho de Málaga merece mención especial en su parte más angosta tiene 65 Km, la existencia de importantes yacimientos de petróleo y gas en la parte oriental de Sumatra, a lo largo de ese estrecho, donde las trasnacionales

petroleras exploran con singular alegría. Y es donde justamente circulan los tanques gigantes que transportan petróleo del Medio-Oriente a los puertos de Japón, China y Sud-Corea, como a otros puntos de la región).

No hace mucho tiempo la anglosajona revista *The Economist*, temía un mayúsculo ataque terrorista de las huestes de Usama Bin Laden en el sud-este asiático, el “segundo frente” de la “guerra contra el terrorismo global”, pero con mayor peligro en el estrecho de Malaca. De lo cual no hubo necesidad todavía, porque el *tsunami* del 26 de diciembre, se adelanto a los planes previsores terroristas cuando la madre naturaleza pareció jugar como nadie a la geopolítica, pero nunca como ahora lo hizo en Aceh.

### Irak: triunfo petrolero de chiitas y kurdos; derrota de sunnitas

Después de la expulsión del sunnita Saddam Hussein de Kuwait en 1991, Bush (padre) instaló las “zonas de exclusión” que de ipso anunciaban los resultados electorales de la “democracia militarizada” 14 años más tarde. Las “zonas de exclusión” preservaban las zonas petroleras de Kirkuk, al norte del paralelo 36, y de Basora, al sur del paralelo 32, Basora, la más importante ciudad chiita, recibe la confluencia de los ríos Tigris y Eufrates, en la cercanía de la desembocadura en el superestratégico Golfo Pérsico a través del Sha-el-arab y su región posee en forma oficiosa las primeras reservas petroleras del planeta (el doble de Arabia Saudita) a un costo de extracción de medio dólar el barril (el mas barato del mundo).

La zona de exclusión, es decir, la libre caza de los aviones anglosajones, impidió la movilización militar al norte y al sur del ejército iraquí al mando del sunnita Saddam Hussein, y “excluyeron” efectivamente desde ese momento a la región central sunnita de Bagdad de las tratativas petroleras *a posteriori*. Bagdad, Sammarra (sobre el río Tigris) y Ramadi (sobre el río Eufrates), legendario “triangulo sunnita” de la resistencia a la invasión ilegal anglosajona, no participaron en la “democracia militarizada” montada por los EU. La región del triangulo Sunnita carece del preciado “oro negro” y desde el punto de vista geopolítico, la gran triunfadora vuelve a ser la teocracia chiita de los Ayatolas de Irán, quienes juegan como nadie el ajedrez geopolítico medio-central, cubren retóricamente su exitosa colaboración electoral “en lo oscuro con EU y Gran Bretaña”.

Dígase lo que se diga (hasta ahora) la teocracia chiita de los Ayatolas ha sido la más beneficiaria a partir de los atentados del 11 de septiembre desde Afganistán hasta el sur de Irak, en contraste con Arabia Saudita, el bastión espiritual del sunnismo en el mundo árabe, que está resultando la gran perdedora en la geopolítica del Golfo Pérsico.

### ¿Choque petrolero saudita?

Bush, hijo; libra una guerra multidimensional contra cuatro integrantes de la OPEP; en forma obscena contra Irak e Irán (dos integrantes del obsoleto “eje del mal”, segundo y tercer productor mundial respectivamente); y en forma novedosa, contra Venezuela (cofundador de la OPEP); y en forma subrepticia, contra Arabia Saudita, principal productor del Cartel de 10 miembros: ocho islámicos, uno híbrido (Nigeria, mezcla de cristianismo e islamismo) y uno católico (Venezuela).

El canciller Castañeda Gutman –quien avaló el bombardeo ilegal de Bush en las afueras de Bagdad, coincidente con la visita del presidente Bush, al rancho San Cristóbal-, cerro la embajada de México en Arabia Saudita para complacer a sus aliados raciales del partido Likud que busca el derrocamiento del reino *wahabita* y su balcanización. Si con algún país debe México, mantener relaciones obligadas es justamente con Arabia Saudita con el fin de estar atentos a los vaivenes de las cotizaciones que repercuten en el bienestar nacional y que rebasan la banalidad racial y afectiva para situarse en el campo de la seguridad nacional de México, lo cual fue de poca importancia en la primer fase de la chancillería foxiana y, más tarde reanudadas por su segundo canciller Derbez.

En la fase de transición multidimensional que tiende hacia el nuevo orden multipolar, cuyo diapason lo marca la acelerada decadencia de los EU, el petróleo y el gas se volvieron las materias primas de disputa entre los grandes y pequeños del planeta. Mientras el dólar se desplomaba, el mendaz Departamento de Energía de EU elevaba en forma abrupta su pronostico de precio promedio del barril para este año (Finacial Times; 8-marzo-05). La caquexia del dólar va en proporción inversa al ascenso irreversible de las materias primas, como exhibe el “índice CRB” de Reuters (que comprende en su canasta básica desde el “oro negro” hasta la plata) que alcanzó niveles históricos.

En vísperas a la reunión en Isfhan (Irán) y en el marco de la trascendental visita del presidente de Irán, Jatami, a Venezuela, la OPEP insiste en que carece de capacidad tanto para incrementar sus cuotas de abastecimiento como para lidiar con las



interrupciones de los flujos. En dos meses y medio, el precio se ha incrementado 25% y el abastecimiento de la OPEP alcanzo sus niveles mas altos (2004) por lo que goza de un mínimo margen de maniobras para elevar su producción frente a una demanda vigorosa de China e India.

En México, el grupo salinismo-zedillismo-foxismo- ha secuestrado el petróleo a un esquema ultra-fiscalista (para subsidiar al FOBAPROA/IPAB y a sus banqueros), ante la ceguera del Congreso. En contraste, la estatal Compañía Nacional Iraní elevó, por encima de la cotización mundial, los precios del petróleo de la isla Kharg tanto en la variedad ligera como en la pesada.

Lo más relevante es que la variedad pesada del crudo iraní exhibe ya un diferencial de 7.40 usd/bp con el crudo tipo Brent británico, de acuerdo al diario libanés The Daily Star, del 11-marzo-05. Mientras que México la brecha entre la variedad pesada (tipo maya) y el crudo ligero texano es de 18.43 usd/bp, es decir, 2.5 veces a su equivalente iraní. "cual es la explicación racional, ¿qué n sean las presuntas triangulaciones y/o comisiones bajo la mesa, de Fox y su Sub-secretario de Hacienda, Hurtado López..."

### Yugulares petroleras: del estrecho de Ormuz al estrecho de Málaga

La empresa británica reclutadora de mercenarios, demás de consultora privada de defensa, Servicios de Defensa Aegis, SDA, formulo una lista de "altas zonas de riesgo" que incluye el Estrecho de Málaga, y aconsejo una serie de medidas que fueron tomadas al pie de la letra por la aseguradora Lloyd's. SDA incrustó en su polémica lista, que naturalmente abulta los costos de los seguros a: Irak, Somalia y Líbano.

DSA, puso de relieve las declaraciones de Usama Bin Laden quien considera "*golpear a los enemigos en el corazón de sus economías*"; también agrega las amenazas de otra agrupación, *Jamaat, Ji*, (representa el segundo frente de Al-Qaeda y opera en el sudeste asiático) para cerrar el trafico en el estrecho de Málaga. Y sentencio el comité de la Asociación de Mercado de Guerra Conjunta de la aseguradora Lloyd's que el "Estrecho de Málaga se encuentra en riesgo de ataques, terrorismo y peligros adicionales".

Cuyo potencial grave daño económico que afectaría a la región y al mundo: la vía marítima es transitada cada año por sesenta mil barcos y aproximadamente una tercera parte del comercio mundial así como la mitad de petróleo mundial atraviesan en el Estrecho de Málaga en su trayecto a China y Japón"

El analista indio Sudha Ramachadran, explaya que pese a la preocupación de un atentado terrorista en el estrecho de Malasia e Indonesia, se encuentran firmemente opuestas a que EU vigile la vía marítima, sin dejar de lado "su interés en cooperar con Washington. Singapur se ha inclinado más del lado de EU frente a la postura soberanista e independentista de Malasia e Indonesia.

Evalúa la dislocación que un atentado terrorista en ese estrecho provocaría en el mercado petrolero: serian bloqueados 10 millones de barriles de crudo al día, provenientes del Estrecho de Ormuz (en el Golfo Pérsico) con destino a China, Sud-Corea y Japón. Cerca del 80% del petróleo que importa Japón atraviesa la vía estratégica y un ataque obligaría a que los barcos se desviasen viajasen 1,600 Km lo cual encarecería los fletes.

Frente a ello la armada de Indonesia cuanta con "poder marítimo insuficiente" para garantizar la seguridad y control de su archipiélago con más de 17,000 islas.

El otro Estrecho de Ormuz, la yugular del Golfo Pérsico, donde transita la mayor parte del petróleo mundial, parece no atraer por el momento la atención interesada de la británica DSA y la aseguradora Lloyd's. El Estrecho de Ormuz conecta el Golfo Pérsico al Golfo de Omán y al mar arábigo, y separa a Irán de la Península Árabe. Sobra señalar la relevancia económica y estratégica para los tanques petroleros que colectan su producto en varios puertos del Golfo Pérsico.

La geopolítica petrolera ha unido los destinos sincronizados de los dos estrechos, el de Ormuz y el de Málaga: el primero depende de la producción del "oro negro" y el segundo de su consumo; uno no se entiende sin el otro.

## El gasoducto de cambiara la geopolítica de Europa

Sin duda no son los mejores tiempos para Bush, a los asuntos domésticos hay que sumarle el nuevo posicionamiento geoestratégico de Rusia como la primera potencia en el espacio al haber probado por sexta vez y en forma exitosa el misil balística intercontinental RS-M Topol-M (conocido en la clasificación de la OTAN como SSX-27) y que somete el proyecto de defensa en el espacio de Estados Unidos a un costo de 50 mil millones de dólares.

La geopolítica europea cambio dramáticamente el 8 de septiembre de 2004, en Berlín, con la firma de un acuerdo histórico para la construcción del gasoducto del siglo, entre el presidente ruso Vladimir Putin y el canciller alemán Gerhard Schroeder.

Días antes a la celebración de las elecciones alemanas, que terminaron en un empate, el zar Vladimir Putin firmó la futura construcción de un gasoducto en el mar Báltico, que conecta a Rusia directamente con Alemania y evita el obstáculo terrestre de las repúblicas bálticas y Polonia que se ha visto irreverente frente a sus dos vecinos (Moscú y Berlín) al ser azuzadas por el gobierno bushiano.

Los excesos en geopolítica pueden ser muy costosos, y hoy las repúblicas bálticas y Polonia, que quizá tengan razón en la mayoría de la exposición de sus hechos pasados, llevaron demasiado lejos sus querellas atávicas con Moscú, que prefirió emplear las ventajas estratégicas que le confiere ser el país más grande del mundo para vincular su producción gasera con Alemania directamente por la vía marítima, lo cual trastocaría por un buen período (el tiempo que dure el dominio del gas ruso y la dependencia energética de Europa del norte) la geopolítica europea.

El gasoducto tendrá una extensión de 1,200 Km desde la ciudad de Vyborg, al noreste de Rusia, hasta la ciudad de Greifswald, al noreste de Alemania, cuya construcción empezará este otoño con el fin de entrar en funciones en los próximos cinco años, con una capacidad anual de 27.5 miles de millones de m<sup>3</sup>. Incluso un segundo gasoducto en estudio puede duplicar su capacidad. Mediante este gasoducto se abastecerá al resto de Europa occidental con gas ruso, que ya abastece el 50% del gas europeo.

En su primera etapa será financiado por Gazprom, la principal gasera del planeta (equivale a las nueve empresas gaseras que le siguen en la extracción, incluidas las anglosajonas) con las alemanas BASF y E.ON.

Sería simplista, concebir el gasoducto del siglo como un mero proyecto económico que de facto resguarda una alianza política entre Rusia y Alemania, ya que esta nueva alianza tiene el propósito de "cambiar el mapa político de Europa" y quizás no sería una exageración el pensar en que el gasoducto dejaría a los países bálticos y a Polonia a la merced de Rusia y Alemania.

Cuando un país admirable y con un doloroso pasado geopolítico como Polonia, se querella de nuevo con sus dos poderosos vecinos, significa que algo anda mal en la brújula del poder en Varsovia, que apostó su suerte a las falsas promesas de Donald Rumsfeld, polémico secretario del Pentágono, quien se burló de la "vieja Europa" que ahora le cobra muy caro sus insultos. Pero no solamente saldrán afectados los países bálticos y Polonia, sino también Ucrania (donde la democracia "de la revolución naranja" hace agua), quienes cesaran de percibir jugosos dividendos por el tránsito en su suelo.

Solamente Ucrania obtiene 20% del importe del valor del petróleo y gas de Rusia: 13% por tránsito; 7% por gasto del mantenimiento de la presión del gasoducto. Más que Europa del Este, la gran derrotada es la política *bushiana*, que sucumbe con su inventada "nueva Europa" ante la "vieja Europa".

Llamó poderosamente la atención que en forma inteligente el gasoducto ruso-germano incorpore a Finlandia, a los países escandinavos, así como a Holanda y Gran Bretaña (estas dos, propietarias de BP y Royal Dutch-Shell, dos de las cuatro principales petroleras anglosajonas del mundo), lo que aporta mayor credibilidad a la tesis del "pico del petróleo" (agotamiento del petróleo convencional), en particular en el Mar del Norte, al borde de la extinción petrolera.

En Stratfor, centro del pensamiento israelí-texano vinculado a la plutocracia petrolera anglosajona, da por hecho que el proyecto del gasoducto noreuropeo "avanzará" debido al sentido de "seguridad energética" y atraerá no solamente a Alemania sino a "otras naciones europeas occidentales". Los bancos holandeses ABN Amor e ING financiarían parte de los proyectos relacionados con el gasoducto. Hasta la empresa italiana ENI se ha subido al proyecto y parece ser la más entusiasta.

A juicio de Stratfor el gasoducto es imparable, cuando el régimen *bushiano* pasa por severas perturbaciones internas y externas: el deseo casi universal de las naciones de Europa Occidental de participar de alguna forma en el proyecto del gasoducto y

recibir mas gas de Rusia, esta dictado por los intereses nacionales, principalmente la búsqueda de seguridad energética. Cuando las reservas energéticas del Mar del Norte se secan en forma gradual y con las graves preocupaciones sobre la seguridad del abastecimiento energético de los países volátiles musulmanes del sur al este, Europa occidental ve a Rusia como única esperanza real para asegurar la entrega energética en las próximas décadas. Las implicaciones y complicaciones geoestratégicas del gasoducto ruso-germano son enormes.

5. **El precio desinformativo**, se refiere a la influencia en el precio determinado por erróneas interpretaciones; intencionales o no, de las reservas de crudo.
  - El menos conocido, pero que no deja de ser aterradoramente desestabilizador. No nos referimos al choque conceptual ocurrido en 1998, cuando la "información" bibliográfica se dividió en dos campos: quienes aseguran ante notario público el "fin del petróleo caro", tesis propalada por las petroleras anglosajonas que colmaron el 98% de las publicaciones especializadas (que en forma "caricaturesca repitieron en México los equipos de Salinas y Zedillo"), frente a la dupla Laherre-Campbell que en un artículo histórico en el Scientific American (marzo-98) se pronuncio por el "fin del petróleo barato" que enarbola el teorema del "pico del petróleo" (ASPO, por sus siglas en inglés), es decir, que el "oro negro" ya llego a su fase de agotamiento extractivo, La desinformación deliberada en 1998, tres años antes del ineludible 11-sept-01, edifico el monumento colosal de la **mendacidad** anglosajona que llego a su cumbre inalcanzable con la invasión ilegal a Irak con el propósito avieso de capturar sus riquísimos yacimientos.
  - Adam Porter (Al-Jazeera; 12-ago-04) fustiga que las cifras de las reservas están fundadas sobre arenas geopolíticas y que después de enumerar la letanía sobre escandalosos engaños sobre las reservas abultadas o reducirlas al gusto, afirma "durante la época del petróleo, le ha convenido regularmente a los gobiernos y a las trasnacionales engañar al público, a los inversionistas y hasta entre ellos mismos, lo que ha llevado a que ningún analista pueda saber la verdad" bastante imaginara las cifras de las reservas petroleras y gaseras de México en boca de los ex-presidentes: Salinas, Zedillo y Fox.
  - Por ultimo, Marshal Auerback, desmenuza la "militarización del petróleo", en todos los rincones el planeta "los militares estadounidenses se han convertido en un servicio global de protección del petróleo. Queda claro que la economía global pagará un mayor precio por el petróleo, no solamente en términos de dólares, sino también en sangre por cada barril adicional que consumamos"

### La década de los 70's y la fase actual

Mucho se ha insistido en la similitud entre la década de los setenta de choques petroleros con la fase actual. Nada mas que en la década de los setenta todavía no irrumpía en la escena el mercado de los derivados financieros, en particular, los ominosos "*hedge funds*" (fondos de cobertura de riesgos).

El primer choque petrolero del tercer milenio cristiano se opera en las entrañas del modelo de la desregulada globalización financiera. –sin importar que haya entrado a su declive porque todavía sigue funcionando en los mercados petroleros de nueva York y Londres–.

En la década de los setenta todavía no se imponía la moda trasnacional de los paraísos fiscales "*off shore*" y sus "cuentas invisibles" (*off-balance sheet*) que trastornan cualquier abordaje racional sobre los precios y una genuina oferta y demanda. De allí que la dimensión financiera del modelo de la desregulada globalización financiera feudal en la fase presente sea indispensable en la cotización del "oro negro".

Un común denominador entre la década de los setenta y la fase actual lo representa la crisis del dólar, cuyo valor es inversamente proporcional al "oro negro", ya no se diga al oro y a la plata.

Las alianzas en el Medio Oriente de la década de los setenta han variado sustancialmente con la etapa presente. En aquel entonces, unos de los choques fue producto del embargo árabe de 1973 debido a la guerra de Israel con sus vecinos lo que inició un alza que alcanzó su paroxismo con el derrocamiento del *Sha* de Irán en 1979.

La alianza petrolera entre EU y Arabia Saudita no salió vulnerada, con la excepción del asesinato extraño del rey Faisal dos años después del embargo, lo cual fue resarcido con la llegada al trono siete años después del rey Fahad, él mas estadounidense del linaje *Saudy*, quizá, de todo el mundo islámico.

Cinco meses antes de Katrina, Hani Hussein, director ejecutivo de Kuwait Petroleum Corp. Había sentenciado que la "era del petróleo barato" se había extinguido para siempre (sic) y que los precios nunca (sic) estarían por debajo de 40 Usd/bp. Ello nos permite, al menos, asegurar que el piso de la oferta ha sido fijado en 40 usd/bp.

Para el primer ministro de Kuwait, Sheik Califa Bin Salman al Khalifa, los precios altos del petróleo se deben a la "excesiva demanda" de los "grandes consumidores"; China. Brasil y EU. (le falta agregar India)

El *Sheikh* Ahmed Al Sabah, presidente en turno de la OPEP y ministro de petróleo de Kuwait, al parecer ha adoptado la tesis de los "cinco precios de petróleo", al resumir su situación multifactorial: "los precios del crudo medidos solamente en términos económicos deberían estar por debajo de sus niveles actuales (..) factores geopolíticos y climáticos, además de las especulaciones en los mercados petroleros y la falta de capacidad en la refinación han contribuido a su elevación". Kuwait es uno de los óptimos aliados que le quedan a EU y a Gran Bretaña en el Golfo Pérsico, y atrae la atención que su ministro de petróleo haya declarado que el precio del "oro negro" había rebasado las fronteras de la oferta y la demanda por lo que había que tomar en cuenta factores adicionales como la geopolítica, en particular, la "guerra contra el terrorismo global" que justamente se despliega en el mundo islámico y en sus fronteras con la Union Europea, Rusia, India y China. Esta variable tampoco existía en el entorno de los choques petroleros de la década de los setenta que se escenificaron en un ambiente geopolítico distinto (derrota de EU en Vietnam, guerra de Israel y los países árabes; derrocamiento del presidente chileno Salvador Allende etc.) cuya suma y resta no afectó mayormente el orden geoestratégico bipolar de EU y la URSS.

La fase actual es totalmente distinta: EU no puede imponer en forma unilateral su cosmogonía unipolar en Irak donde sufre una derrota de mayor impacto geoestratégico que Vietnam, al exhibir a la luz del día su "sobre-extensión" militar y su doble vulnerabilidad económica y financiera, lo cual detono el declive inexorable del dólar como la divisa-sostén del sistema financiero internacional.

El precio de 2 usd/bp desde el fin de la segunda guerra mundial hasta 1971, es decir, durante 27 años, subsidio *de facto* al mundo tecno-industrial. A finales de la década de los setenta, en plena revolución *jomeinista*, el precio se había multiplicado veinte veces, tomando en cuenta la inflación anual acumulada en los últimos 26 años.

El primer choque petrolero del tercer milenio cristiano se genera en un entorno de derrota del *unilateralismo* unipolar de EU y en medio de la fase de transición hacia un nuevo orden multipolar que parece perfilarse hacia el nuevo orden hexapolar constituido por dos añejas potencias, EU y la Union Europea, y cuatro "nuevas" que subsume el "BRIC", según el muy acertado acrónimo de Goldman Sachs, en referencia a las iniciales de las potencias emergentes del siglo XXI: Brasil, Rusia, India y China.

Cuadro 1 La crisis del dólar de la década de los 70's a 2002, análisis multidimensional

	Década de 1970	2002
Geoestrategia	Alianza Estados Unidos / China (viaje de Nixon a China 1972)	Alianza EEUU / Rusia en Afganistán
Geoeconomía	Orden tripolar: EEUU / Japón / Alemania	EEUU / Union Europea / Noreste Asiático (Japón, China, sur Corea)
Geofinanzas	Baja: Dólar US Alza: Yen / marco alemán	Baja: Dólar US Alza: Euro / yen
Precio del barril de petróleo	2 a 35 usd/bp	30 a 6 ó 161 usd/bp

### El binomio petrolero-bancario global (treinta años promoviendo la venta de Pemex)

Aún dentro del propio modelo de la globalización, como se menciona en la revista "The Economist", existen jerarquías clasificatorias. El subtipo de la globalización mercantil ha generado un práctico triple empate entre EU, la Union Europea, UE, y el Noreste asiático; China, Japón y Sudcorea, cuyos talones son fuertemente pisados por los otros tres integrantes del BRIC y sus respectivos espacios económicos en gestación. La globalización mercantil, con o sin la ronda de Doha, será cada vez más competida entre sus principales actores -que no es el caso del otro subtipo jerárquicamente superior, e infinitamente más pernicioso, de la globalización financiera- que ha creado una mezcla entre sus omniscientes bancos, los más importantes del planeta, y sus omnipotentes petroleras, y que en su conjunto han obtenido ganancias desorbitantes en lo que va del año. La globalización mercantil (con su reducción de costos, su deslocalización y su poda laboral) es menor frente a la verdadero poder del mundo anglosajón de la "desregulada globalización financiera feudal" que ha incorporado en su seno el *componente petrolero*, lo que le concede atributos inigualables a otra actividad humana baja el cuidado militar de EU.

Seria simplismo exorbitante pretender la existencia autónoma de los bancos y las petroleras del mundo anglosajón que, en realidad, conforman, una sinergia sin igual, como delatan los traslapes y las biografías de sus directivos que ocupan puestos intercambiables en ambas esferas de su inmenso poder sectorial.

Por demás interesante resultado la pertenencia simultanea de cinco directivos a la cabeza de los principales bancos y/o petroleras del mundo anglosajón. (cuadro 2)

- Lee R Raymond fue anterior director de JP Morgan-Chase (uno de los principales bancos de inversiones y principal jugador de los «derivados» a escala mundial) y ahora funge como directos de Exxon-Mobil, la principal petrolera del mundo.
- Lord Brownce de Madingly pertenece al consejo de administración de Goldman Sachs (principal banco estadounidense de inversiones del mundo) y es director de British Petroleum (la segunda petrolera mundial).
- William R. Rhodes es vicepresidente de Citigroup (principal banco del mundo) y miembro del consejo de administración de Conoco-Phillips, tercera petrolera estadounidense.
- David J. Oreilly pertenece al consejo de administración de JP Morgan Chase y es director de Chevron-Texaco (la segunda petrolera de EU), y miembro del consejo de Chevron Texaco (la segunda petrolera de EU), y sir Mark Moody-Stuart, anterior presidente de Royal Dutch/Shell (la cuarta petrolera del mundo) es director de HSBC Holding.

Se demuestra fehacientemente la cohesión inextricable del binomio petrolero-bancario, y en la presente fase de la "desregulada globalización financiera feudal". No se puede entender una cosa sin la otra.

Veamos ahora las descomunales ganancias, en el ámbito petrolero que han descolgado sólo en un trimestre, el tercero de ese año (2005):

- Exxon Mobil, 10 mil millones de dólares, aumento del 75%.
- Royal Duch/Shell, 9 mil millones de dólares, 68%
- Chevron Texaco, 3 mil 600, 12%
- British Petroleum, 6 mil 500 millones, 34% y
- Conoco Phillips, 3 mil 800 millones, 89%

No es nada casual que entre los principales bancos mancomunados con las petroleras y gaseras anglosajonas, que manejan los ominosos "derivados" especulativos en EU, aparezcan:

- JP Morgan-Chase, en primer lugar con, casi 40 billones de dólares (trillones en anglosajón) que equivalen increíblemente a todo el PIB mundial,
- Citibank, el tercer sitio con 13.7 billones, y
- HSBC Bank USA, en cuarto con, 1.5 billones de dólares.

**Cuadro 2. Binomio petrolero-bancario**  
(traslapes)

Petroleras	Nombre	Banca
Exxon Mobil Oil (Director)	Lee R. Raymond	JO Morgan Chase (ex-Director)
British Petroleum (Director)	Lord Browne de Madingley	Goldman Sachs (Consejo de administración)
Conoco Phillips (Consejo de administración)	William Rhodes	Citigroup (Vicepresidente)
Chevron Texaco	David O'Reilly	JP Morgan-Chase (Consejo de administración)
Royal Dutch/Shell (anterior Presidente)	Sir Mark Moody-Stuart	HSBC Holding (Director)

Cuadro 3. Control del precio del petróleo

	Control geoestratégico	Crisis	Resultado
Siglo XIX	Standar Oil (SO)		Precio estable
1911	Texas Rail Road Commision	Abolición Monopolio	Precio estable
1911-1914	TRC + Compañías de EEUU	Primera y Segunda Guerra Mundial	Precio estable
1944 – 1952 – 1971	Texas (44% producción de EU) + de la mitad de la producción mundial.	1951 nacionalización iraní 1956 Canal de Suez 1967 Guerra Árabe-Israelí	Precio estable de 2 usd/bp
1971-1981	OPEP	1971 Derrota de EU en Vietnam 1973 guerra Árabe-Israelí 1979 Revolución Iraní	Precio estable de 2 a 39 usd/bp
1982 –1986	OPP-URSS-EU	“Choque petrolero” Dumping EU-Sauditas vs. URSS	Precio estable de 10 a 30 usd/bp
1986-1991	EU – Arabia Saudita	1989: derrota de URSS en Afganistán	Precio inestable de 11 a 13 usd/bp
1992-1998	EU	1991: Desintegración de la URSS y globalización financiera	Precio estable de 11 a 35 usd/bp (futuros y hedge founds)
1999-2002	EU-OPEP	Índice Nasdaq, 11 de septiembre y Guerra de Irak	Precio inestable de 14-30-20 usd/bp (futuros)
2003-2005	OPEP	Derrota de EU en Irak	Precio inestable de: 30 a 75 usd/bp (futuros)

**Cuadro 4. Pronósticos del precio del petróleo**  
(antes y después del Katrina)

Entidad	Precio (Usd/bp)
<b>Antes de Katrina</b>	
Gpo. Aspo de Colin Campbell	"fin del petróleo barato"
Gpo. Cera de Daniel Yerguin	"fin del petróleo caro"
IXE-ICB	380
Matteew Simmons	182
George Perry	161
"Juegos de Guerras" de EU	150
Usama Bin Laden	144
Goldman Sachs	105
Hugo Chávez	100
Philip Verleger	60
Financial Intelligence	60
Kuwait	40
Rocky Mountain Institute	26
Neoliberales Mexicanos	23
Tellez Kuenzler (Gpo. Carlyle)	6
<b>Después de Katrina</b>	
Philip Verleger	160
CIBC	100
Forbes	100
CNOOC	90
Steve Forbes (en privado)	76
Steve Forbes (en público)	35
Financial Intelligence	30
Rocky Mountain Institute	12
Gpo. Cera de Daniel Yerguin	« fin del petróleo caro" bis



## Apéndice 21

### Fijación del precio al público del gas natural en el mercado interno

El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada uno de los sectores de precios. Los conceptos que lo integran son: el precio de referencia; la tarifa de transporte del sector de precios donde se ubica el cliente; el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con Pemex Gas, y el impuesto al valor agregado (IVA) del 15%, o del 10% si se trata de la franja fronteriza. A mayor detalle, se muestra el desglose de esta fórmula:

<u>1. Precios de referencia</u>	<u>2. Tarifa de Transporte (y Distribución)</u>	<u>3. Costo de servicio</u>	<u>4. IVA</u>	<u>5. Precio al Público</u>
---------------------------------	---	-----------------------------	---------------	-----------------------------

### Precios de referencia

Los precios de referencia para el gas natural en México se determinan en cuatro puntos de interconexión fronterizos: Reynosa, Tamaulipas; Cd. Juárez, Chihuahua; Naco, Sonora, y Piedras Negras, Coahuila, con base en los índices de precios de las principales cuencas productoras de gas natural como Permian y San Juan, e índices de ductos americanos como PG&E y Tetco, localizados en el sur de Estados Unidos.

El precio de referencia en Cd. Pemex, Tabasco, se calcula mediante el mecanismo de *NetBack*, el cual permite reflejar el costo de oportunidad del gas seco respecto del mercado del sur de Texas.

Los precios de referencia de "otros sectores" del país se establecen básicamente con respecto a los 5 precios de referencia antes mencionados.

El precio de referencia en Ciudad Pemex, Tabasco, es igual al precio *Netback* definido como:

Precio de referencia en Reynosa	+ Transporte Reynosa a Punto de Arbitraje*	- Transporte Cd. Pemex a Punto de Arbitraje*	Precio de referencia en Cd. Pemex	= Precio en Reynosa - 1.49493 USD/Gcal
---------------------------------	--	--	-----------------------------------	--

\* El Punto de Arbitraje es el lugar donde coinciden los flujos de gas del norte y sur del país; actualmente ese punto se ubica en Los Ramones

\*Estructura de precios ilustrativa: El precio final al cliente se calcula en forma individual con base en el cobro del cargo por reservación y uso de transporte que el cliente contrata.

### Tarifa de Transporte

En el caso de clientes de Pemex Gas que están dentro de zonas de distribución, se aplica la tarifa de distribución que Pemex Gas paga al distribuidor de la zona.

En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican bajo criterios particulares, con base en la autorización de la Comisión Reguladora de Energía, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos. En términos generales, los cargos autorizados se clasifican entre otros, en cargos por capacidad, cargos por uso y cargos por servicio fijo.

### Costo de Servicios

El costo de cada uno de los servicios está directamente relacionado con la flexibilidad operativa que brindan.

Si los consumos promedio del cliente corresponden a un [Contrato de Servicios Diferenciados](#), el cliente puede nominar las cantidades de gas en las distintas clases de servicio (BFA, BFM, BV, BAN), o consumir gas sin previo aviso (BANN).

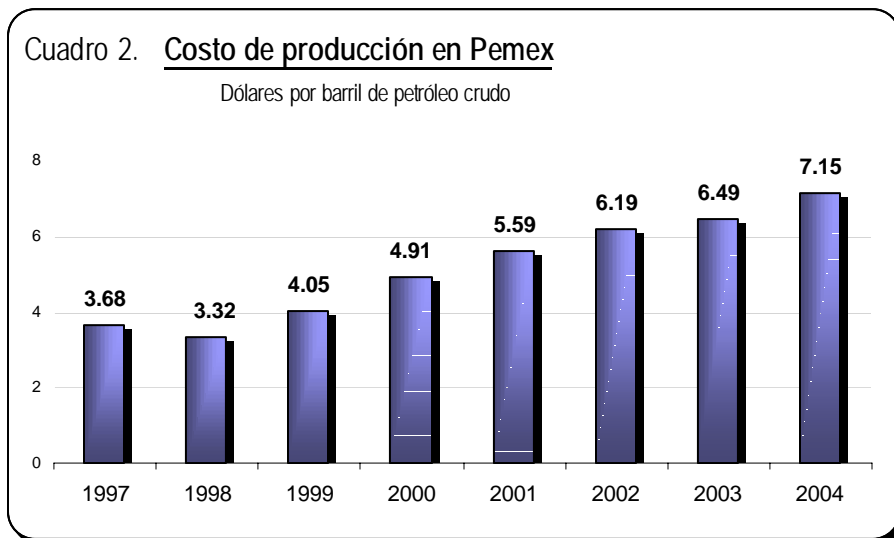
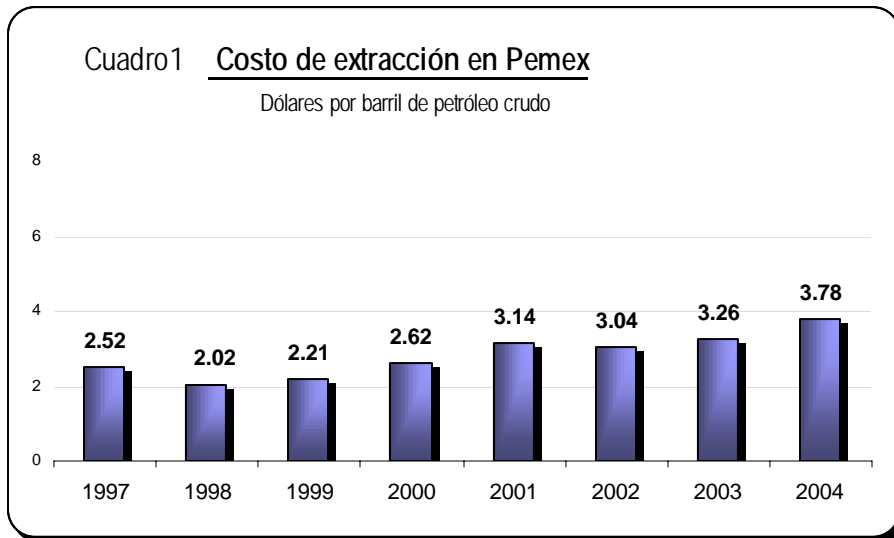
Si los consumos promedio del cliente corresponden a un [Contrato de Servicio Único](#), el cliente está exento de nominar las cantidades de gas que consumirá, y pagará un costo fijo de 0.20 USD/MPC (servicio BANN).

### I.V.A.

En México se aplican dos tasas de impuesto (IVA) para el precio del gas natural: Para zonas fronterizas, específicamente en Cd. Juárez, Naco, Piedras Negras y Reynosa aplican una tasa de IVA del 10%. En el resto del país aplica una tasa impositiva del 15% en el precio al público

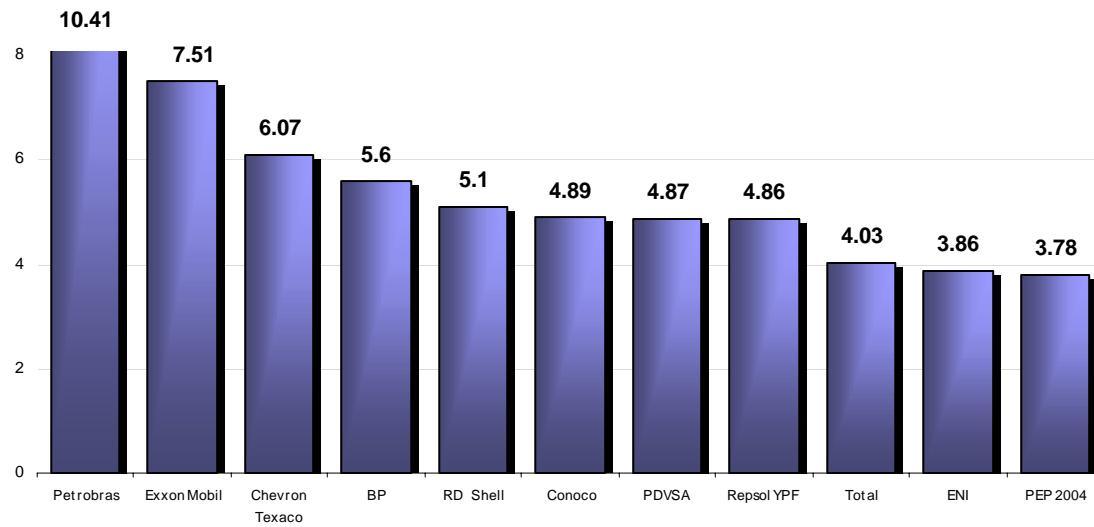
Apéndice 22

Costos de extracción y producción  
(1997-2004)



**Cuadro 3. Costo de extracción por empresa, 2004**

Dólares por barril de petróleo crudo



Fuente. Pemex, Reporte anual 2004  
y reportes anuales de las compañías.

Petrobras. estimado al cierre.

## Anexo 23

### El impacto de las actividades productivas en materia de medio ambiente<sup>1</sup>

Desde inicios de la era industrial, la formación de la empresa privada no tuvo otro móvil que el desarrollar procesos productivos que permitieran la elaboración de mayores volúmenes de productos, utilizando maquinaria y reduciendo la participación de la mano de obra en la medida de que la tecnología lo permitiera. El propósito detrás de esta intención era el de incrementar las ganancias de los propietarios de las empresas.

El cuidado del medio ambiente no representaba ninguna prioridad para el desarrollo de la actividad industrial. De ahí que la naturaleza fuera devastada considerablemente atendiendo sólo a imperativos de orden económico.

Sin profundizar en los variados esquemas económicos que desde la Revolución Industrial se gestaron, vamos a ubicarnos en el que en México se estableció: el régimen de economía mixta. En éste, se deja lugar a la libertad de empresa, de modo que cualquier inversionista emprendedor pueda crear tantas empresas como los nichos de mercado y las condiciones económicas lo permitan. Por su parte se reserva al dominio del Estado la operación de algunas áreas de actividad consideradas como estratégicas.

La cuestión de la protección al medio ambiente es un fenómeno relativamente reciente, que ha venido cobrando cada vez mayor importancia, en la medida que se despierta la conciencia de la sociedad respecto a la impostergable necesidad de vincular su propia existencia con la preservación de condiciones favorable a la vida. Por lo tanto, ni la empresa privada ni la empresa pública están libres de responsabilidad en lo que se refiere a sus prácticas operativas, que, dada la inconciencia con que se ha manejado la relación con la naturaleza, ha provocado en ésta, daños que en muchos casos son irreversibles.

El impacto de la industria petrolera sobre el medio ambiente es materia fecunda para la labor periodística. Con mucha frecuencia leemos o escuchamos noticias de las que de una o de otra forma, está involucrada su actividad o sus productos.

Por su propio carácter de empresa pública, y por la relevancia de esta industria en la vida nacional, es mucho más estimulante el reto de convertirla en el modelo de lo que una industria que pertenece a la sociedad mexicana, puede desarrollar a favor de la prevención al medio ambiente.

### Responsabilidad ambiental

Habrà que empezar por manifestar un merecido reconocimiento a todos los grupos ecologistas que, en todo el mundo, han venido desarrollando acciones dirigidas a despertar una nueva conciencia de responsabilidad frente a la naturaleza y en sentido opuesto a los legisladores por su bajo entendimiento y capacidad de respuesta en la discusión para abordar este problema.

Por lo que se refiere al ámbito nacional, esa nueva conciencia quedó plasmada en el "Programa de Medio Ambiente 1995-2000", en el que se declara que "Los sistemas biofísicos que dan soporte a la vida social constituyen recursos comunes ambientales que han sido objeto de una revaloración creciente, concomitante con el deterioro al que han sido sometidos". En el mismo documento se reconoce que si bien los aspectos tecnológicos son indispensables en materia de programas ambientales, no son suficientes, dado que las condiciones económicas y sociales que median entre la técnica y la conducta humana, y sobre ésta es preciso incidir si se quiere transitar hacia un desarrollo sustentable.

El concepto de "desarrollo sustentable" permite comprender la necesidad de realizar cambios institucionales de fondo en la administración pública, el sistema de precios, el marco normativo y regulatorio, en los patrones culturales y en la estructura de participación y corresponsabilidad social. Tal es el impacto de la ecología en las modernas organizaciones del estado.

Una nueva visión comprometida y responsable con el medio ambiente ha venido a desplazar a las conductas irresponsables que caracterizaron en otro tiempo a la actividad humana, y muy especialmente, a la industrial. "Sin embargo, esa responsabilidad,

---

<sup>1</sup> Vega Vera, David M. "Ley de Pemex para proteger el medio ambiente", en: Pemex-lex, revista, marzo 1997. pp. 64-69

es aún incipiente, y combinado con la pobreza, la falta de educación y políticas que promuevan la conciencia ambiental de las grandes poblaciones y de los mismos actores encargados de aplicar las leyes, políticas, normas y reglamentos, así como la creciente corrupción que priva en la mayor parte de las instituciones, debilitan y obstruyen los avances en el éxito de esta magna tarea ambiental.<sup>2</sup>

Si las prácticas mencionadas requieren de pasar a la historia, lo que sigue es la construcción de nuevos hábitos fundados en una auténtica responsabilidad en los usos y la relación con los recursos que la naturaleza provee, haciendo uso de la tecnología, y con el apoyo de un marco legal que permita articular esfuerzos de todos los elementos sociales.

### El impacto de la actividad petrolera

Un examen objetivo del impacto que sobre el medio ambiente tiene la industria petrolera debería permitirnos comprender hasta qué punto la magnitud del daño está en relación con la propia magnitud de esta industria con la vida nacional.

Se sabe que el sistema energético de nuestro país, depende de un 83.0 % del petróleo; de sus derivados y del gas natural. Es decir, sin la industria petrolera, prácticamente quedaría paralizada la vida del país: producción, servicios, actividades familiares, transporte, dependen casi en su totalidad de recibir la energía generada por los hidrocarburos, incluyendo la eléctrica, que en una gran proporción también proviene de instalaciones propulsadas por derivados de petróleo. Es natural entonces, que el consumo de esa energía genere un alto grado de contaminación.

Por otra parte, éste no es un fenómeno exclusivo de México, desde el siglo pasado el consumo de energía ha tenido un crecimiento exponencial que en la era moderna lo convierte en uno de los factores que más incide en la contaminación ambiental.

Solo por citar un ejemplo de amplia difusión, se estima que el 85 % de la contaminación atmosférica en la zona metropolitana de la ciudad de México se debe al uso de combustibles y el resto al polvo y la contaminación orgánica. Del total de emisiones por la combustión de petrolíferos, entre el 75 y el 80% se debe a fuentes móviles, es decir, al transporte, que emplea gasolinas, querosenos y diesel, siendo menor la participación del sector eléctrico e industrial que consumen gas natural, y la del uso doméstico del gas licuado. Hasta aquí, estos son los efectos debidos al consumo de productos petrolíferos.

Por lo que se refiere a la propia actividad de la industria que hace posible contar con esos productos y por ende, con la energía que mueve a México, habría que preguntarse cuál es su propio impacto. La cadena productiva de la industria petrolera comprende actividades susceptibles de generar contaminación ambiental en todas sus fases de operación normal, independientemente de la contaminación causada por accidentes.

Por ejemplo, durante la extracción del petróleo y del gas podrían producirse derrames y explosiones; en los procesos de refinación y petroquímica, se puede efectuar un consumo indiscriminado de agua, y efectuarse descargas residuales de tóxicos y no biodegradables, además de producirse derrames y explosiones, durante el transporte por redes y tuberías, se pueden tener derrames, fugas, incendios, igualmente que en el almacenamiento, amén de los accidentes que pudieran provocar las pipas.

La contaminación en las zonas petroleras incide sobre el nivel freático del subsuelo, con derrames de materiales pesados (aluminio, zinc, plomo, cromo, cobre, bario, níquel entre otros) y sobre la atmósfera; y en las zonas no petroleras, existe permanentemente el riesgo de accidentes. De hecho, cada vez que se instala una nueva gasolinera o incluso cuando se trata de instalaciones que ya existen antes del crecimiento de las zonas urbanas alrededor, se producen reacciones airadas de vecinos, que se niegan a pagar el riesgo de tener cerca una instalación tan peligrosa.

Hay razón en ello sin duda alguna. Pero esto no significa que sea posible detener la actividad de la industria petrolera, sino tomar las medidas que sean necesarias a efecto de eliminar la contaminación generada por la operación normal y disminuir los riesgos de accidentes.

Desde el punto de vista global, Pemex debe satisfacer las normas ambientales en los siguientes renglones:

- Productos energéticos,

---

<sup>2</sup> N del A.

- Procesos de exploración y producción,
- Actividades de transformación de hidrocarburos,
- Mecanismos de distribución y comercialización.

### Legislación ambiental concerniente a Pemex

Sin considerar tratados y convenios internacionales, el cuerpo normativo existente en materia de prevención y protección al medio ambiente hasta 1995, estaba compuesto por la propia Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente; seis leyes de carácter reglamentario; normas ecológicas y acuerdos para el control de la contaminación de aguas y atmosférica; normas técnicas ecológicas para el control de recursos naturales y residuos peligrosos; de la calidad del agua; acuerdos con normas oficiales mexicanas; y un listado de sustancias y actividades altamente riesgosas.

Prácticamente todas las actividades del sector petrolero quedan incluidas en algunos de los rubros de ese cuerpo normativo, ya que están sujetas a regulaciones en materia de impacto ambiental, para el control de la contaminación atmosférica, para el control y la prevención de la contaminación de aguas, para la protección del ambiente por la emisión de ruidos peligrosos, etc. Tan solo en materia de normas ecológicas hasta 1995 existían setenta y nueve, de las que doce inciden directamente en las actividades petroleras, y del restante todas le afectan en forma indirecta en cuanto a los productos y la calidad de emisiones que aporta a la atmósfera.

Las instalaciones petroleras forman parte de lo que se denomina "fuentes fijas de jurisdicción federal", las que requieren de autorización para su operación y funcionamiento previa evaluación de su impacto ambiental, y están obligadas a emplear equipos y sistemas que controlen las emisiones a la atmósfera, llevar un inventario de sus emisiones contaminantes, instalar mecanismos de muestreo, monitorear el área perimetral en cuanto a emisiones, llevar bitácora de operación y mantenimiento de sus equipos de proceso y control, y en forma permanente, dar avisos a la SEMARNAT de todas sus operaciones, paros y fallas, etc.

En cuanto a la caracterización penal de los delitos, la legislación contemplaba hasta antes de la última reforma, catorce tipos penales de carácter ambiental que sancionan cinco conductas. Todas son aplicables a la industria petrolera.

La competencia en materia de protección ambiental ha sido conferida a la Secretaría y a la Procuraduría de Protección al Ambiente en materia federal y a las entidades federativas y los municipios en sus ámbitos regionales. Para vigilar el cumplimiento de la legislación ambiental, se le confiere a la Secretaría y a la Procuraduría la facultad de efectuar las inspecciones y verificaciones necesarias.

Las reformas que se efectuaron a la Ley en octubre de 1996, ponen énfasis en la prevención y en la descentralización, en el fomento a políticas de minimización, reciclaje y recuperación de energía y materiales secundarios; y especialmente, en la responsabilidad respecto al costo del manejo y de los efectos contaminantes.

## Anexo 6

## Nomenclatura

## - A -

**Abastecedor:** La persona designada por el Usuario para realizar, por orden y cuenta de éste, la Afirmación al Transportista, y que subsecuentemente inyectará al Sistema en el (los) Punto(s) de Origen la cantidad confirmada de Gas Natural.

**Absorción (Absorption)** Un proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural.

**Acceso a terceros (Third-party access TPA).** Un régimen TPA obliga a las compañías que operan redes de transmisión o distribución de gas a ofrecer condiciones para el transporte de gas empleando sus sistemas, a otras compañías de distribución o clientes particulares.

**Aceite crudo (Crude oil).** El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

**Aceite in situ (OIP Oil in place)-** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**Aceite lubricante (Luboil).** Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

**Aceites amargos (Sour oils).** Aceites que contienen altos niveles de ácido sulfhídrico o mercaptanos. Se conoce como endulzamiento el tratamiento de dichos aceites para convertirlos en productos comerciales.

**Acidificación (Acidizing).** La técnica de bombear una forma de ácido hidroclorehídrico dentro del pozo para agrandar el espacio de los poros en las rocas que contienen aceite, en esta forma se incrementa el flujo de aceite y su recuperación.

**Acuífero (Aquifer).** Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**Aditivo (Additive).** Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

**Adsorción (Adsorption).** Un proceso de separación para remover impurezas, basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie.

**Afirmación.** El acto posterior al Pedido mediante el cual el Abastecedor ratifica al Transportista la disponibilidad de las cantidades de Gas Natural contenidas en el Pedido; el Usuario ratifica al Transportista que dichas cantidades corresponden al Pedido.

**Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA).** Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia.

**Agregado (Aggregate).** La materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto para construcción de caminos.

**Alcoholes (Alcohols).** Un tipo de compuestos, de los cuales el etanol (el alcohol de la cerveza y del vino) es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.



**Aligeramiento (Lightening).** Ver Lightering.

**Aligeramiento (Lightering).** Una operación de transferencia de carga de un buque a otro para permitir que el primero entre a un puerto que tiene calado restringido.

**Almacenamiento diurno (Diurnal storage).** Literalmente, almacenamiento diario. Se refiere a un almacenamiento de corto plazo (o pico) en tuberías o tanques almacenadores de gas; lo opuesto a almacenaje estacional.

**Amarre en boya sencilla (SBM Single buoy mooring).** También conocido como amarre de un punto (SPM). Consiste de una cámara flotante amarrada cerca de una plataforma costa afuera que sirve como conexión a un buque tanque. Carece de capacidad de almacenamiento. Ver también FSU (Unidad flotante de almacenamiento).

**Amoniaco (Ammonia).** Elaborado por la combinación directa de hidrógeno y nitrógeno bajo presión sobre un catalizador. El amoniaco anhidro se usa principalmente para la manufactura de fertilizantes nitrogenados.

**Ampliación:** Los equipos, obras e instalaciones que se agregan al Sistema para poder conducir un mayor volumen de Gas Natural hacia los mismos puntos del Sistema.

**Anhidro (Anhydrous).** Sin agua, o secado.

**Anticlinal (Anticline).** Plegamiento de las capas superiores de las rocas, similar a un arco en forma de domo. Los anticlinales constituyen excelentes prospectos para perforación puesto que el aceite en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua. Véase también sinclinal (syncline).

**Árbol de Navidad (Christmas tree).** El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas y prevén reventones.

**Arenas alquitranosas (Tar sands).** Mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados; fuente alterna potencial de hidrocarburos.

**Arriostramiento.** Se denomina así, al conjunto de elementos estructurales que se distribuyen por los planos de cubiertas y fachada con el fin de transmitir hasta la cimentación la componente horizontal de las cargas que actúan sobre el edificio. También forman parte de ese conjunto los perfiles de atado que se distribuyen en cabeza de pilares para solidarizar la estructura.

**Aromáticos (Aromatics).** Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes (ejemplo: BTX).

**Asignación Predeterminada o AP:** El procedimiento que aplicará el Transportista para asignar, entre diferentes Usuarios, las cantidades de Gas Natural inyectadas en el mismo Punto de Origen.

**Asfalto (Asphalt).** La mezcla de bitumen y agregado que se utiliza para la pavimentación de caminos.

- B -

**Balance de Gas:** La igualdad, medida en Gigacalorías y durante un periodo determinado, entre las cantidades de Gas Natural recibidas por el Transportista en los Puntos de Origen, sin considerar el Gas Combustible, y las cantidades de Gas Natural entregadas al Usuario en los Puntos de Destino.

**Barrena de perforación (Drill bit).** La parte de una herramienta de perforación que corta la roca.

**Barril (Barrel - bbl).** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159.8 litros.

**Barril de aceite equivalente (Barrel oil equivalent - boe).** Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies<sup>3</sup> (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de BOE.

**Barriles por día (Barrels per day - bpd or b/d).** En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

**Benceno (Benzene).** El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno; una de las materias primas más importantes para la industria química.

**Biodegradable (Biodegradable).** Material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.

**Bitumen (Bitumen).** Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.

**Block (Block).** La subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción. Los blocs son definidos generalmente en términos de latitud y longitud a intervalos de un grado.

**Bloque con permiso (Licence block).** Sección de un área de roca subyacente continental limitada por líneas de latitud y longitud, generalmente a intervalos de un grado, y subdividida en áreas más pequeñas. Las "licencias" son vendidas a compañías, otorgándoles derechos para exploración del aceite.

**BMC o BN MC. Billón (10<sup>9</sup>) metros cúbicos (Mc),** unidad de medida.

**Bombeo neumático (Gas lift).** Uno de varios métodos de elevación artificial. Un proceso mecánico que utiliza la inyección continua o intermitente de un gas dentro de la tubería de producción (tubind or casing) para aligerar o desplazar los fluidos producidos. Esto crea una reducción de presión en el fondo del pozo, incrementando o sustentando el flujo del pozo.

**BPC o BN PC. Billón (10<sup>9</sup>) pies cúbicos (PC),** unidad de medida.

**BTX.** Abreviatura de los hidrocarburos aromáticos: benceno, tolueno y xileno.

**Buque-tanque de casco doble (Double hull tanker).** Un buque-tanque en el cual el fondo y los lados de los tanques de carga están separados del fondo y de los costados del casco por espacios de hasta 1 a 3 metros de ancho o de fondo. Estos espacios permanecen vacíos cuando el buque-tanque lleva carga, pero se llenan de agua de mar en el viaje con lastre. Ver también buque-tanque de doble fondo.

**Buque-tanque de doble fondo (Double bottom tanker).** Un buque-tanque en el cual el fondo de los tanques de carga está separado del fondo del barco por un espacio hasta de 2 a 3 metros. El espacio permanece vacío cuando el buque-tanque lleva carga, pero se llena de agua de mar durante el viaje con lastre. Ver también Buque-tanque de casco doble.

**Butano (Butane).** Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Véase también LPG.

- C -

**Cabeza de pozo (Wellhead).** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también "árboles de navidad".

**Caloría (Cal):** La energía térmica necesaria para elevar la temperatura de un gramo de agua, de catorce punto cinco grados centígrados (14.5°C) a quince punto cinco grados centígrados (15.5°C) a nivel del mar.

**Campo de gas (Gasfield).** Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.

**Campo de gas / condensado (Gas / condensate field).** Un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.

**Campo de gas seco (Dry gasfield).** Un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

**Campo verde (Greenfield).** A menudo usado para referirse a la planeación de instalaciones para gas natural licuado las cuales deben construirse desde cero; sin existir infraestructura.

**Cantidad diaria contratada (Daily contracted quantity (DCQ)).** La cantidad de gas promedio diario que es contratada para ser abastecida y recibida.

**Cantidad Máxima Diaria o CMD:** La cantidad máxima de Gas Natural establecida en el Contrato, para cada Día de Flujo, que un Usuario puede pedir al Transportista y que éste se obliga a transportar, sujeto a lo establecido en las condiciones generales.

**Capa rocosa (Cap rock).** Una capa impermeable de roca sobre un yacimiento rocoso que evita que los hidrocarburos escapen a la superficie.

**Capacidad de ducto (Pipeline capacity).** El volumen de aceite o gas que se requiere para mantener el ducto lleno, o el volumen que se puede hacer pasar a través del ducto en un determinado período.

**Capacidad disponible (Ullage).** Espacio no ocupado de un tanque o sistema que no es efectivamente utilizada. Se emplea como medida de capacidad aún disponible.

**Capacidad Disponible:** La capacidad del Sistema que no es efectivamente utilizada.

**Capacidad Máxima Garantizable.** La capacidad de transporte de Gas en base firme que el Transportista estará obligado a ofrecer para cada Zona del Sistema a partir del primer día de vigencia de las condiciones generales y conforme el Sistema se modifique en cuanto a su capacidad de transporte.

**Capacidad Reservada:** La capacidad máxima de transporte en base firme que el Usuario contrata para uno o varios Trayectos y que el Transportista se obliga a tener disponible a favor del Usuario.

**Carbono (Carbon).** Un elemento sólido que existe de muchas formas incluyendo diamantes, grafito, coque y carbón vegetal. Las combinaciones de carbono con hidrógeno son conocidas como hidrocarburos y pueden consistir de moléculas muy grandes (tales como polipropilenos) o muy cortas (como metano).

**Carga a granel (Bulk cargo).** Cualquier carga líquida o sólida a un recipiente, sin empacar (ejemplo: aceite o granos).

**Carga básica (Baseload).** El nivel básico de demanda, o mínimo del sistema; utilizado en el contexto de abastecimiento de gas y generación de potencia. Lo opuesto a la carga pico.

**Carga de Alimentación (Feedstock).** Materia prima para una unidad de proceso.

**Carga pico (Peak load).** La carga máxima producida o consumida por una unidad durante un determinado período.

**Carta del tratado de energía (ETC - Energy Charter Treaty).** Firmada por 45 gobiernos y por la Unión Europea en Lisboa, Portugal el 17 de diciembre de 1994.

**Casquete de gas (Gas cap).** En un campo que contiene gas y aceite, parte del gas se almacenará a menudo en la parte superior del yacimiento en un depósito único conocido como casquete de gas.

**Catalizador (Catalyst).** Una sustancia que ayuda o promueve una reacción química sin formar parte del producto final. Hace que la reacción tenga lugar más rápidamente o a menor temperatura, y permanece sin cambio al final de la reacción. En procesos industriales, sin embargo, el catalizador debe ser cambiado periódicamente para mantener una producción económica.

**Cedente:** El Usuario que realiza una oferta de cesión de capacidad en el mercado secundario y que celebra un contrato por medio del cual cede toda o parte de su Capacidad Reservada.

**Celda de Combustible (Fuel cell).** Una celda eléctrica utilizada para generar energía eléctrica a partir de la reacción de un número de sustancias químicas, sin necesidad de combustión y sin producir ruido o contaminación. Puede utilizarse gas natural como carga de alimentación.

**Celda de combustible, de óxido sólido (SOFC Solid oxide fuel cell)**

**Cesionario:** La persona que adquiere Capacidad Reservada a través del mercado secundario de capacidad.

**Circulación de gas o recirculación (Gas cycling or re-cycling).** Un proceso en el cual el gas producido es reinyectado al yacimiento después de haberle quitado el condensado. Esto es para mantener la presión del yacimiento y para impedir que el condensado se "condense" dentro del yacimiento y después se dificulte recuperarlo. Esta es llamada condensación retrógrada.

**CO. Monóxido de carbono.** Es un gas muy peligroso producto de la combustión incompleta, originada en el mal estado de las instalaciones, insuficiente ventilación o instalación de artefactos en lugares inadecuados. Es peligroso y tóxico y no es detectable a través de los sentidos: es incoloro, inodoro e insípido

**CO<sub>2</sub> Bióxido de carbono.** Constituye el enlace indispensable que une al Sol con la Tierra por el intercambio bioquímico que permite que la energía luminosa se "incorpore" a los sistemas vivos. A partir de la energía solar y con la intervención de moléculas como la clorofila y el agua, participa en la construcción de alimentos a través de la *fotosíntesis* en las plantas verdes. Se estima que -en condiciones naturales- el CO<sub>2</sub> tarda alrededor de 300 años para completar este ciclo. El ciclo natural del carbono, como sabemos, se ha alterado considerablemente como producto de la contaminación ambiental y la velocidad e intensidad con la que las plantas pueden utilizarlo en la fotosíntesis no es suficiente como para evitar que este gas se acumule en la atmósfera. La quema de combustibles fósiles que mantuvieron por miles de años al carbono sedimentado en las profundidades y que ahora son utilizados como gas, petróleo y gasolina, ha puesto en circulación (en la atmósfera) enormes cantidades de bióxido.

**Columna fraccionadora (Fractionating column).** Ver destilación.

**Combinación de calor y potencia (Combined heat and power (CHP)).** Aplicado a la generación de potencia se refiere a la generación de electricidad y vapor (o calor) simultáneamente a partir del mismo combustible, generalmente para satisfacer todas las necesidades de las instalaciones comerciales o industriales para las cuales ha sido diseñado. En circunstancias donde los procesos de vapor no son requeridos la generación de vapor puede ser usada para generar electricidad adicional en una turbina a vapor; esto se conoce como Ciclo Combinado para Generación de Potencia.

La generación combinada de calor y potencia en la misma planta. Este método reduce el consumo total de combustible evitando que de otra manera se pierda calor utilizando la generación de electricidad convencional. Proporciona calentamiento de bajo grado para usos industrial y doméstico.

**Combustible diesel (aceite)(Diesel fuel (oil)).** Un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes (Diesel Engine Road Vehicle - Derv).

**Combustible búnker (Bunker fuel).** Cualquier diesel o aceite combustible que se abastece a las máquinas de los barcos para su funcionamiento, no como carga para ser transportada y vendida. Los "búncers" son el sitio donde se almacena dicho combustible en el barco.

**Combustóleo (Fuel oils).** Aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc. **Futuros (aceites):** La venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre como cambiarán los precios en el futuro.

**Comercializador: (gas).** La persona que adquiere Gas, Capacidad Reservada u otros servicios relacionados con el Transporte de Gas, para ofrecerlos a terceros.

**Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC - Federal Energy Regulatory Commission).** La organización gubernamental en los Estados Unidos de América cuyas responsabilidades incluyen la regulación de la industria del gas.

**Compañía Multinacional (Multi-national company - MNC).** Una compañía con inversiones y actividades operativas en muchos países alrededor del mundo.

**Compuesto (Compound).** Término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.

**CONCAWE.** La organización de compañías europeas para protección de la salud y el medio ambiente establecida en La Haya.

**Concesión (Concession).** Una determinada área concesionada a una compañía para la exploración de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.

**Condensado (Condensate).** Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado.

- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C<sub>5</sub> a C<sub>8</sub>
- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie.
- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

**Conexión:** Los materiales, ductos y equipos requeridos para conectar las instalaciones del Transportista con otros sistemas y con las instalaciones para recepción de Gas por los usuarios finales.

**Confirmación:** El acto posterior a la Afirmación por medio del cual el Transportista avisa al Abastecedor y al Usuario la cantidad de Gas que se obliga a recibir y transportar en un Día de Flujo.

**Contrato:** El contrato de prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural que celebran el Usuario y el Transportista.

**Contratos de derivados (Off-Balance sheet) –contabilidad invisible:** contratos derivados que generalmente no involucran activos pasivos que aparecen en los estados contables.

**Conversión de Biomasa (Biomass conversion).** La conversión bioquímica de material para la producción de energía.

**Coquización (Coking).** Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

**Corriente - abajo (Downstream).** Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de aceite crudo en la terminal de transportación y la utilización del aceite por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del aceite. Ver también corriente arriba (upstream).

**Corriente arriba (Upstream).** Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

**Corte de pico (Peak lopping).** Ver Peak shaving.

**Criogenia (Cryogenics).** El proceso de producción, mantenimiento y utilización a muy bajas temperaturas (abajo de -46°C).

**Crudo de activo (Equity crude).** La proporción de aceite crudo a la cual una compañía productora tiene derecho como resultado de su contribución financiera al proyecto.

**Crudo ligero (Light crude).** Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica.

**CSF (Cost Insurance and Freight). Free on board.** Siglas en inglés de costo, seguro y flete. Es tanto una cláusula en el comercio internacional para determinar el tipo de compra-venta, como sistema de pago. Implica que el vendedor, además de sus obligaciones comerciales, tiene que proveer transporte y seguro de la mercancía por cuenta e interés del comprador, es decir, se incluyen en los costos de los bienes los costos de seguro y flete.

**Craqueo.** Es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

## - D -

**Derivados,** Es un instrumento financiero que no constituye una propiedad, sino una promesa para tener la propiedad en el futuro. Los ejemplos son las "opciones" y los "futuros". Un contrato financiero cuyo valor se deriva del desempeño de activos, tasa de interés de cambio de las divisas o índices.

**Derivados "sobre el mostrador" (over-the counter).** Son contratos de derivados negociados en forma privada cuya transacción se realiza fuera de las Bolsas de Valores organizadas.

**Derv .** Véase combustible diesel.

**Desagregación (Unbundling).** La separación de las funciones de transporte, almacenamiento y comercialización de gas.

**Desarrollo sustentable (Sustainable development).** La satisfacción de necesidades actuales sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas propias.

**Desfogue (Blowdown).** Un método de producción de gas/condensado del yacimiento permitiendo la depresión del mismo sin reinyectar gas. Con este método de producción algunos condensados pueden condensarse dentro del yacimiento donde su recuperación deja de ser operación práctica.

**Desintegración (Cracking).** El proceso de rompimiento de moléculas grandes de aceite en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se utiliza un catalizador se conoce como desintegración catalítica; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno se conoce como un proceso de hidrodesintegración.

**Desintegración catalítica (Cat. Cracker).** Véase desintegración (cracking).

**Despacho (Send - out).** La cantidad de gas entregada por una planta o sistema durante un período especificado de tiempo.

**Destilación (Distillation).** (Destilación fraccionada), un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bitumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

**Destilación fraccionada (Fractional distillation).** Ver destilación.

**Destilado (Distillates).** Los productos de condensación obtenidos durante el proceso de destilación fraccionada (combustibles gaseosos, nafta, gasolina, querosina y gasóleos).

**Detector de gas (Gas detector).** Un instrumento para detectar la presencia de varios gases, a menudo como medida de seguridad contra flama o gases tóxicos.

**Diablo (Pig).** Artefacto empleado para limpiar un ducto o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. Se le inserta en el ducto y es arrastrado por el flujo de aceite o gas. Un "diablo inteligente" está adaptado con sensores que pueden detectar corrosión o defectos en el ducto.

**Distribución (Distribution).** Después que el gas ha sido procesado, es transportado a través de gasoductos hasta centros de distribución local, para ser medido y entregado a los clientes.

**Ducto (Pipeline).** Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

**Ducto de transmisión (Transmission pipeline).** Red de ductos que distribuye gas natural de una estación terrestre, via estaciones de compresión, a centros de almacenamiento o puntos de distribución.

**Duración de la licencia (Licence round).** Un periodo durante el cual un estado ofrece y asigna un número de áreas especificadas dentro de sus límites nacionales a compañías petroleras.

- E -

**Efecto arrecifal (Reef effect)** Aumento de vida marina sobre y en torno a una estructura costa afuera.

**Elemento (Element).** Término químico referente a una sustancia que no puede ser subdividida químicamente en una forma más simple.

**Empacado de línea (Line pack).** La habilidad para incrementar la cantidad de gas en una tubería incrementando la presión arriba de la presión normal del sistema, pero permaneciendo dentro del límite de seguridad. Se utiliza como un método de almacenamiento diurno o pico.

**Emulsión (Emulsion).** Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

**Endulzamiento (Sweetening).** Ver Aceites amargos.

**Energía geotérmica (Geothermal energy).** Energía obtenida del calor bajo la superficie de la Tierra.

**Energía renovable (Renewable energy).** Recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p.ej.: solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrico, geotérmico).

**Esquisto de petróleo (Oil Shale).** Roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos (principalmente querógeno) que rinde aceite al ser calentada.

**Estación de compresión (Compressor station).** Utilizada durante el transporte de gas. El gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar un flujo uniforme debe ser recomprimido en estaciones localizadas cada 60 a 80 Km. a lo largo de la ruta.

**Estación de recompresión (Booster station).** Una plataforma sobre una sección de un gasoducto submarino diseñada para incrementar el flujo de gas.

**Esteres (Esters).** Compuestos formados por la combinación de ácidos y alcoholes. Carga de alimentación para la industria química.

**Etano (Ethane).** Un hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

**Etanol (Ethanol -ethyl alcohol-).** Un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**Etileno (Ethylene -ethene-).** Una olefina consistente de dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

**EU (European Union).** Unión Europea.

**Evaluación del impacto ambiental EIA (Environmental Impact Assessment).** Evaluación del impacto de una instalación o actividad sobre el medio ambiente que la rodea, realizada antes de que el trabajo sobre esa actividad haya comenzado. El estudio base original, parte clave de este proceso, describe las condiciones originales.

- F -

**Factor de carga (Load factor).** La relación de la carga promedio a la carga pico durante un período en particular.

**Falla (Fault -Faulting-).** Una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento.

**Financiamiento de proyecto (Project financing).** Esquema de financiamiento mediante el cual el prestador tiene derecho a recibir pago de préstamos exclusivamente de ingresos generados por el proyecto que ayuda a financiar. En este tipo de financiamiento el prestador no tiene derechos sobre los otros activos del deudor.

**Fraccionamiento (Fractionation).** Nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones. Ver también: absorción, adsorción, destilación.

**Fracciones ligeras (Light fractions).** Las fracciones de bajo peso molecular y bajo punto de ebullición que emergen de la parte superior de la columna de fraccionamiento durante la refinación del aceite.

**Fracciones pesadas (Heavy fractions).** También conocidas como productos pesados, estos son los aceites formados de moléculas grandes que emergen del fondo de una columna fraccionadora, durante la refinación del aceite.

**Fuera de pico (Off-peak).** Período durante el día, semana, mes o año en que lo que se entrega por un sistema de gas no alcanza su volumen máximo.

- H -

**Hedge Fund:** Una forma de fondo mutual empleado por instituciones e individuos ricos con un mínimo de cuarto de millón de dólares a más de un millón de dólares de inversión que se dedican a actividades especulativas agresivas y prohibidas por los fondos mutuales ordinarias. Se encuentran restringidas por ley a no más de 100 inversionistas por fondo y estos inversionistas se presume que tienen el conocimiento suficiente para entender los riesgos.

**Hidrocarburo (Hydrocarbon).**- Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural y asfaltos).

**Hidrocarburo líquido.**- Hidrocarburos licuados que se producen durante la fabricación, la purificación y estabilización del gas natural.

**Hidrodeseintegración (Hydrocracking).**- Ver Craqueo.



**Hidrodesulfuración (Hydrodesulphurisation - HDS).**- Proceso para remover azufre de las moléculas, utilizando hidrógeno bajo presión y un catalizador.

**Hidrógeno (Hydrogen).**- El más ligero de todos los gases, presente principalmente, combinado con oxígeno, en el agua. El hidrógeno se combina con el carbono para formar una enorme variedad de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos.

**Hidrotratamiento (Hydrotreating).**- Usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

**Hotel flotante o Plataforma habitacional (Flotel).**- Los compartimentos de a bordo utilizados como camarotes para el personal de costa afuera.

- l -

**Índice de precios al menudeo (RPI -X).** Índice de precios al menudeo menos x (x es una variable): fórmula de fijación de precios que se emplea en el Reino Unido.

**Índice de viscosidad (Viscosity Index).** Medida de la relación entre la temperatura y la viscosidad de un aceite.

**Índice wobbe (Wobbe index).** Definido como el valor calorífico dividido por la raíz cuadrada de la gravedad específica. Se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria del gas en el quemador. Si no se cumple esta especificación, la cantidad de aire que se mezcla con el gas será la incorrecta.

**Instalaciones de almacenamiento (Storage facilities).** Para gas natural estas son de dos categorías de acuerdo a la IEA. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de aceite y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para almacenamiento pico se emplean gasómetros en desuso y empacado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.

**IPIECA (International Petroleum Industry Environmental and Conservation Association).** Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del medio ambiente.

- k -

**Kerógeno (Kerogen).** Una material bituminoso presente en ciertos esquistos que producen un tipo de aceite cuando son calentados.

**Kerosina (Paraffin).** Nombre que se da en el Reino Unido a una kerosina de calidad premium que se emplea en quinqués y calentadores de espacios interiores.

**Kerosina (Kerosine or kerosene).** Un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbohélice.

**Kilocaloría (Kilocalorie).** Mil calorías. Unidad de calor que se usa en la industria química de proceso.

**Kilowatt-hora (kWh).** Unidad de medida en la industria eléctrica. Un kilowatt-hora es equivalente a 0.0949 metros cúbicos de gas.

- L -

**Las mayores (Majors).**- Las compañías privadas/públicas petroleras, más grandes del mundo (Shell, Exxon, Texaco, Mobil, Chevron y BP). Las compañías petroleras nacionales pueden ser mucho más grandes.

**Lavado (Scrubbing).**- Proceso de purificación de un gas o un líquido por medio de un lavado dentro de un recipiente de contacto.

**Levantamiento sísmológico (Seismic survey).** Método para establecer la estructura detallada subterránea de roca mediante la detección y medición de ondas acústicas reflejas de impacto sobre los diferentes estratos de roca. Se le emplea para localizar estructuras potencialmente contenedores de aceite o gas antes de perforar. El procesamiento de datos moderno permite la generación de imágenes de tres dimensiones de estas estructuras subterráneas. Ver también: registro acústico, pistola de aire, anticlinal, sinclinal.

**Libre a bordo LAB (Free on board - FOB -).** Sistema de exportaciones que consiste en fletear las mercancías y ponerlas a disposición del comprador en su propio transporte. El pago sólo incluye el precio de las mercancías y no cubre los seguros y fletes, ya que no los realiza el vendedor.

**Licuefacción del gas (Gas liquefaction).** El proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de  $-162^{\circ}\text{C}$ , con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

**Límite de ciudad (City gate).**- Este se refiere al punto donde el gas pasa de un sistema de transmisión principal a un sistema de distribución local. No necesariamente hay un cambio de dueño.

**Limpieza de tanques (Load-on-top).**- Sistema de limpieza de los tanques en un buque tanque para aceite, que recolecta material vertido en un tanque para aguas sucias (slop), permitiendo que el agua se separe del aceite, rebosando el agua limpia por la parte superior del tanque y permaneciendo los residuos de aceite en el tanque, minimizando la contaminación del mar.

**Líquidos del gas natural NGL (Natural Gas Liquids).**- No existe definición precisa. Los líquidos del gas natural son esencialmente los hidrocarburos que se pueden extraer en forma líquida del gas natural tal como se produce. Típicamente, los componentes predominantes son etano, GLP y pentanos, aunque habrá también algunos hidrocarburos pesados.

**Lodo de perforación (Drilling mud).**- Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del aceite ó del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.

**Lluvia ácida (Acid rain).** Se produce cuando los óxidos de azufre (SOx) y los óxidos de nitrógeno (NOx), son liberados en la combustión de combustibles fósiles (particularmente carbón), y se combinan con la humedad de la atmósfera para formar ácidos sulfuroso, sulfúrico, nítrico y nítrico. Los SOx y los NOx son gases que dan lugar a la formación de lluvia ácida, y los daños que ocasiona esta lluvia, a menudo ocurren lejos de la fuente del problema.

## - M -

**Margen,** Préstamo del dinero del corredor –tratante- del inversionista para comprar una acción, y se coloca la inversión como colateral, los inversionistas usan el margen para incrementar su poder de compra de manera que pueden poseer más acciones sin tener que pagar totalmente por ellas lo que los expone a un potencial de mayores ganancias o mayores pérdidas.

**Magma.** El material fundido que constituye la corteza terrestre. Cuando es arrojado sobre la superficie de la tierra y se enfría, se convierte en roca ígnea.

**Margen (Swing).** La cantidad por la cual puede diferir, durante un período determinado, el suministro de gas del valor diario contratado.

**Medidor de gas (Meter).** Un dispositivo mecánico para medir y registrar automáticamente cantidades de gas.

**Mercado Spot (Spot market).** Mercado internacional en el que aceite o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el "precio spot").

**Mercaptanos (Mercaptans).** Compuestos fuertemente olorosos de carbono, hidrógeno y azufre que se encuentran en el gas y en el aceite. Algunas veces se agregan al gas natural por razones de seguridad.

**Metano (Methane - CH<sub>4</sub>).** La más pequeña de las moléculas de los hidrocarburos, con un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón, y es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. Es un gas ligero, sin color, sin olor y flamable bajo condiciones normales. El metano es el primer miembro en la serie de alcanos (parafinas). A presión atmosférica se licua a -162°C.

**Metanol (Methanol -methyl alcohol-).** Un alcohol utilizado como materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**Metro cúbico (Cubic metre (CM)).** Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico.

**Mezcla Brent (Brent blend).** Una mezcla de crudos del Mar del Norte, usada como marcador para precio internacional del crudo.

**Miliario (Milliard).** Sinónimo de billón (10<sup>9</sup>).

**Millón (10<sup>6</sup>)(MM).** Unidad de medida

**Miscibilidad.** Es un fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos proporcionales, sin que se forme entre ellos una interfase; se dice entonces que el fluido es solvente del otro. El proceso de mezclado resultante eliminará la interfase original. Una condición para que los dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; v.gr. la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua. El proceso de mezclado no es un fenómeno químico, no hay reacción de este tipo.

**MJ/MMW - SEGS.** Megajoule; equivalente a un millón de watts-segundos.

**MMBL.** Millones de barriles.

**MMBTU.** Millones de unidades térmicas Británicas.

**MMPCS/D (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar por día.

**MMPCS (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar.

**Módulo (Module).** Un paquete de plantas y equipo para instalación, o instalados en una plataforma costa afuera.

**Molécula (Molecule).** La partícula más pequeña a la que un compuesto puede ser reducido sin perder su identidad química.

**Monómero (Monomer).** Una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

**MPCS (MSCF).** Miles de pies cúbicos estándar.

- N -

**Nocional.** Valor de los activos de los derivados subyacentes a precio de entrega inmediata (spot price)

**NAFTA (North American Free Trade Agreement).** Tratado de libre comercio de América del Norte (TLCAN): sus miembros actualmente son Canadá, México y Estados Unidos de Norte América.

**Nafta (Naphtha).** Un rango de destilados más ligeros que la querosina utilizada como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej. : para elaboración de etileno).

**Negro de Humo (Carbon black).** Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria hulera (por ejemplo llantera).

**Netback.** El valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

**No asociado (Non associated).** En ocasiones llamado gas no asociado. Gas seco no asociado con aceite en un yacimiento productivo, o donde solo el gas puede ser producido económicamente.

**Número de acres (Acreage).** Área concedida en arrendamiento para exploración de aceite y gas y para una posible producción futura.

**Número de cetano (Cetane number).** Una medida de la calidad de ignición de los combustibles diesel. Véase también número de octano.

**Número de octano (Octane number).** Una medida de la resistencia a la pre-ignición (que conduce al golpeteo) de una gasolina.

- 0 -

**OAPEC (Organización of Arab Petroleum Exporting Countries).** Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo.

**Odorización (Stenching).** Proceso mediante el cual, por razones de seguridad, se odORIZA el gas natural inyectándole pequeñas cantidades de compuestos orgánicos de azufre, típicamente a razón de 30 ppm. Ver también odorizante.

**Odorizante (Odorant).** Sustancia tal como el mercaptano, con olor característico, que se añade al gas natural inodoro o a líquidos del gas natural cuando se les emplea como combustibles, a efecto de permitir su detección.

**OECD (Organization for Economic Cooperation and Development).** Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.

**Ofgas (Office of Gas Supply).** Oficina de suministro de gas, reguladora de la industria del gas del Reino Unido.

**Olefinas (Olefins).** Grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química. Ver también propileno.

**OPEP (OPEC, Organization of Petroleum Exporting Countries).** Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Saudí Arabia, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

**Operador (Operator).** Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

**Óxidos de azufre (SOx sulphur oxides).** Se emite espontáneamente en la Naturaleza por vulcanismo y procesos de combustión. El impacto ambiental generado por el ser humano proviene en primera línea de la quema de combustibles fósiles sulfurados (carbón, petróleo, gas natural, etc.) en usinas eléctricas e instalaciones de calefacción a distancia, en la industria, en el hogar y en el tránsito vehicular. El producto técnico se obtiene a partir del azufre elemental, de la pirita, menas de sulfuro de metales no ferrosos, del yeso, la anhidrita y de los gases fumantes. Se utiliza para fines muy diversos: como agente reductor en metalurgia, como frigorígeno en la industria del frío, como desinfectante y blanqueador, para la conservación de sustancias alimenticias, como decolorante y fumigante. El dióxido de azufre es uno de los compuestos más importantes de la industria química. 98% del SO<sub>2</sub> técnico se utiliza para la producción de trióxido de azufre como precursor del ácido sulfúrico

**Oxidos de nitrógeno (Nox).** Es el nombre que se aplica a varios compuestos químicos gaseosos formados por la combinación de oxígeno y nitrógeno. En función de la valencia que utilice el nitrógeno reciben distintos nombres y tienen distintas formaciones, siendo las más comunes; el óxido nitroso y el óxido nítrico.

- P -

**Parafina (Wax).**- Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

**PC/D.** Pies cúbicos por día.

**Petróleo (Petroleum).**- Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

**Petroquímico (Petrochemical).**- Producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej.: benceno, etileno).

**Pico diario (Daily peak).**- El volumen máximo de gas entregado en un día cualquiera durante un período determinado (usualmente un año).

**Pie(s)cúbico(s)(Cubic foot; cubic feet (cf)).**- La cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico. Unidad de medición aplicada al volumen de gas producido o consumido.

**Pies cúbicos estándar (SCF standard cubic feet).**- Unidad de medida

**Pistola de aire comprimido (Air gun).**- Cámara desde la cual el aire comprimido es liberado para producir ondas de choque en la tierra. La pistola de aire comprimido es la técnica más comúnmente usada para topografía sísmica en el mar.

**Plataforma (Platform).**- Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

**Plataforma continental (Continental shelf).**- La orilla de un continente que yace en mares poco profundos (menos de 200 metros de profundidad).

**Plataforma continental del Reino Unido (UKCS - United Kingdom Continental Shelf).**-

**Platforming.**- Proceso de reformación catalítica que emplea catalizador de platino.

**Poder calorífico (Calorific value).**- La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.

**Polietileno (Polyethylene).**- Polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

**Polímero (Polymer).**- Compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej.: plásticos).

**Polipropileno (Polypropylene).** - Polímero formado uniendo moléculas de propileno. Ver también: olefinas.

**Pozo (Well).**- Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**Pozo desviado (Deviation well).**- Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

**Pozo de aforo (Appraisal well).**- Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o de gas.

**Pozo de exploración o de prueba (Wildcat well).**- Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

**Pozo de gas (Gas well).**- Un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**Pozo seco (dry hole).**- Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

**ppm (PPM).**- Partes por millón.

**Precio de playa (Beach price).**- Precio que se aplica al gas al llegar a tierra, cuando el agua y los hidrocarburos líquidos han sido removidos.

**Presión (Pressure).**- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/por metro<sup>2</sup>.

**Presión crítica (Critical pressure).**- La presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

**Presión absoluta (Absolute pressure).**- Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

**Presión Atmosférica (Atmospheric pressure).**- El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1.013 bars, 101,300 Newtons/m<sup>2</sup>, 14.7 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 30 pulgadas de mercurio.

**Presión manométrica (Gauge pressure).**- La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.

**Procesamiento del gas (Gas processing).**- La separación del aceite y el gas, y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.

**Producto de destilación (Straight-run).**- Descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.

**Productos blancos (White products).**- Gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación. Ver también: Productos negros, fracciones ligeras.

**Productos negros (Black products).**- Aceites diesel y aceites combustibles, tales como productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación. Ver también productos blancos.

**Promedio diario de despacho (Daily average send-out).**- Volumen total de gas entregado durante un período de tiempo, dividido por el número de días que comprende dicho período.

**Propano (Propane C<sub>3</sub> H<sub>8</sub> - C<sub>3</sub>).**- Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno; gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licua a -42°C. Ver también: LPG.

**Propileno (Propylene - propene).**- Olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para la industria química y de plásticos.

**Protección catódica (Cathodic protection).**- Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.

**Punto de escurrimiento (Pour point).**- Temperatura abajo de la cual un aceite tiende a solidificarse y a no fluir libremente.

**Punto de toma (Offtake).**- El punto en un sistema de distribución donde el gas es derivado en tubería de suministro a un consumidor mayor.

- Q -

**Quemador de campo (Flaring).** El quemado controlado y seguro del gas que no está siendo utilizado por razones comerciales o técnicas.

**Químicos básicos (Base chemicals).** Compuestos básicos para la industria química, los cuales son convertidos a otros productos químicos (ejemplo: aromáticos y olefinas que son convertidos en polímeros).

- R -

**Rasurado de pico (Peak shaving):** Incremento del suministro normal de gas de otra fuente durante períodos de emergencia o de pico.

**Recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery):** La recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación.

**Recuperación primaria (Primary recovery):** La recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.

**Recuperación secundaria (Secondary recovery):** La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

**Recuperación terciaria (Tertiary recovery).** Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos. Ver: acidificación.

**Red de gas (Gas grid).** Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.

**Refinería (Refinery).** Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

**Refinería con esquema Hydroskimming (Hydroskimming refinery).** Una refinería con una configuración que incluye solamente destilación, reformación y algún hidrotratamiento.

**Reformación (Reforming).** Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.

**Registro acústico (Acoustic log).** Un registro del tiempo que toma una onda acústica (sonido) para viajar cierta distancia a través de formaciones geológicas. También es llamado registro sónico.

**Relación gas / condensado (Gas / condensate ratio):**

- Para un yacimiento de gas / condensado esta es la relación del condensado al gas. En cuanto al aceite, la relación puede medirse en pies cúbicos estándar/barril. Alternativamente se utiliza la inversa y las unidades típicas son barriles/millón de pies cúbicos estándar.
- Para campos de gas seco solo se usa la inversa normalmente. Las unidades típicas son otra vez barriles/millón de pies cúbicos estándar, pero puede usarse gramos/metro cúbico.

**Relación reservas a producción (Reserves-to-production ratio).** Para un determinado pozo, campo o país. El período durante el cual alcanzan las reservas si la producción se mantiene a su ritmo actual y bajo el actual nivel de tecnología.

**Reservas (Reserves).** Ver: reservas probadas, reservas probables, reservas posibles y reservas recuperables.

**Reservas posibles (Possible reserves).** Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

**Reservas probables (Probable reserves).** Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**Reservas probadas (Proven reserves).** La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Reservas recuperables (Recoverable reserves).** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**Residuo (Residue).** Los componentes pesados, no volátiles, del crudo que fluyen del fondo de la columna de fraccionamiento durante la destilación fraccionada.

**Resina (Resin).** Mezcla sólida o semi sólida de sustancias complejas que no tienen punto de fusión definido.

**Reventón (Blowout).** El escape sin control de aceite, gas o agua de un pozo debido a la liberación de presión en un yacimiento o a la falla de los sistemas de contención.

**Riesgo colectivo (Joint venture).** Una inversión emprendida por un consorcio, usualmente con un miembro que actúa como operador.

**Roca del yacimiento (Reservoir rock).** Roca porosa que contiene poros interconectados o fisuras en los cuales se encuentra aceite o gas.

**Rocas ígneas (Igneous rocks).** Rocas formadas a partir de la solidificación de magma fundido.

**Rocas metamórficas (Metamorphic rocks).** Rocas que han cambiado considerablemente su forma y estructura original, por la acción del calor y/o la presión.

**Rocas sedimentarias (Sedimentary rocks).** Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.

- S -

**Sarta de perforación (Drill string).** Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

**Sinclinal (Syncline).** Plegamiento en la roca estratificada en la forma de palangana. Ver también: anticlinal.

**Sistema de recolección de gas (Gas gathering system).** Un punto central de colección del gas de los campos costa afuera con tuberías provenientes de un número de campos, cuyos propietarios son a menudo distintas compañías. De ahí el gas es transportado a un sistema central de procesamiento, en tierra.

**Solvente (Solvent).** Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

**SopORTE (Jacket).** La estructura utilizada para soportar una estructura de acero para producción, costa afuera.



SPM. Ver SBM.

- T -

**Tarifas mundiales (Worldscale rates).** Tarifas nominales de transporte contra las cuales se pueden comparar y fácilmente juzgar tarifas para todo viaje y a todo nivel de mercado.

**Temperatura crítica (Critical temperature).** La temperatura arriba de la cual un gas no puede ser licuado cualquiera que sea su presión.

**Terajoule (Terajoule or TJ).**  $10^{12}$  joules.

**Terminal (Terminal).** Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

**Terminal de gas natural licuado (LNG terminal).** Una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación.

**Tiempo perdido por daños (Lost Time Injury - LTI).** Una forma de medir el desempeño de la seguridad.

**Tomar o pagar (Take or pay).** Cláusula contractual que obliga al comprador de gas a pagar al vendedor el valor de la cantidad de gas contratada durante el período fijado, ya sea que lo reciba o no lo reciba.

**Tonelada (Tonne).** Una tonelada métrica equivale a 1000 Kg. (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.

**Tonelada métrica (Metric tonne).** Ver tonelada.

**Toneladas de aceite equivalente (TOE Tonnes of oil equivalent).** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de aceite.

**Toneladas de carbón equivalente (TCE Tonnes of coal equivalent).** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de carbón.

**Toneladas por año (T/Y),**

**Toneladas por día (T/D).**

**Tonelaje de peso muerto Dwt (Dead weight tonnage).** El peso de la carga más el combustible que lleva la embarcación cuando está completamente cargada.

**Torre de perforación (Derrick).** Estructura de acero montada sobre la boca del pozo para soportar la tubería de perforación y otros equipos que son descendidos y elevados durante las operaciones de perforación.

**Trampa (Trap).** Estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Ver también: Trampa estructural.

**Trampa de líquido (Slug catcher).** Planta instalada en un sistema de gasoductos para atrapar líquidos.

**Trampa estratigráfica (Stratigraphic trap).** Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

**Trampa estructural (Structural trap).** Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

**Transferencia barco a barco (Ship-to-ship transfer STS).** La transferencia de crudo o productos de un barco a otro en el mar.

**Transmisión (Transmission).** El transporte de grandes cantidades de gas a altas presiones, frecuentemente a través de sistemas nacionales o regionales de transmisión. Para los últimos, el gas se transfiere a centros locales de distribución a los consumidores a presiones más bajas.

**Transportación común (Common carriage).**

- El transporte de gas a través de un sistema de tuberías para un tercero.
- La obligación de una compañía de transmisión o de distribución para entregar gas a clientes sobre la base de prorrateo, sin discriminación entre clientes existentes y nuevos.

**Transportador combinado (Combined carrier).** Barco que puede transportar carga de aceite o carga seca.

**Transportador de LNG (LNG carrier).** Un buque tanque especialmente diseñado para transportar gas natural licuado, dotado con recipientes para presión, con aislamiento, fabricados con acero inoxidable o con aluminio. La carga es refrigerada a -162°C.

**Transportador muy grande de crudo (VLCC Very large crude carrier).** Buque tanque de gran tamaño, arriba de 200,000 toneladas métricas de peso muerto que se emplea para el transporte de petróleo crudo.

**Transportador ultra grande de crudo (ULCC Ultra-large crude carrier).** Buque tanque extremadamente grande, arriba de 300,000 toneladas de peso muerto, que se emplea para transportar petróleo crudo.

**Tratado General de Aranceles y Comercio (GATT, acronym of: The General Agreement on Tariffs and Trade).** Creado por los [acuerdos de Bretton Woods](#) y está considerado como el precursor de la [Organización Mundial de Comercio](#). El GATT era parte del plan de regulación de la [economía](#) mundial tras la [Segunda Guerra Mundial](#), que incluía la reducción de [aranceles](#) y otras barreras al [comercio internacional](#)

**Tratamiento del gas (Gas treatment).** Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

**Tren de LNG (LNG train).** Planta para LNG que comprende uno o más trenes de LNG, cada uno de los cuales es una unidad independiente para licuefacción del gas. Es más costeable adicionar un tren a una planta existente de LNG que construir una nueva instalación de LNG (conocida como un proyecto de campo verde), en virtud de que no tiene que construirse terminal de embarque para el nuevo tren.

**Trillón de pies cúbicos (TPC) Trillion of Cubic Feet (TCF).** 10<sup>12</sup> pies cúbicos.

**Tubería de producción marina (Marine riser).** Un tubo que conecta una plataforma costa afuera a la cabeza de un pozo submarino o tubería para perforación o producción.

**Turbina a gas (Gas turbine).** Una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.

**Turbina a gas ciclo combinado (Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT)).** La generación de potencia eléctrica mediante una combinación de un ciclo de turbina a gas y un ciclo de turbina a vapor.

- U -

**Unidad de medición (Joule).** El trabajo desarrollado cuando una fuerza de 1 newton es aplicado a un objeto, desplazándolo una distancia de 1 metro en dirección de la fuerza.

**Unidad de moneda Europea ECU (European Currency Unit).**

**Unidad flotante de almacenamiento (Floating Storage Unit).** Un depósito grande en el cual se almacena el aceite proveniente de una plataforma de producción costa afuera, antes de ser transferido a un buque tanque. Ver también: Boya individual anclada (SBM-Single Buoy Mooring).

**Unidad térmica británica (British Thermal Unit (BTU)).** La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

- V -

**Valoración de un campo (Field appraisal).** El proceso de cuantificación de los niveles de reservas y de potencial de producción de un nuevo yacimiento de petróleo descubierto, usualmente mediante perforación de un pozo de delimitación.

**Vatio (Watt).** La unidad básica de energía eléctrica, definida como un joule por segundo.

**Ventas en Cadena (Daisy chain).** El proceso por el cual una carga de aceite o de productos de aceite es vendida muchas veces antes de ser entregada al cliente.

**Viscosidad (Viscosity).** Pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Volátil (Volatile).** Término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.

**Vulcanización (Vulcanization).** El encadenamiento cruzado de cadenas de polímeros con azufre para mejorar las características de materiales elásticas.

- Y -

**Yacimiento (Reservoir).** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

**Yacimiento de gas / condensado (Gas / condensate reservoir).** Un yacimiento en el cual ni el gas natural ni el aceite crudo son las corrientes de producción predominantes. Para incrementar la recuperación del condensado, el gas debe ser recirculado durante los primeros años y producido en una fecha posterior.

Anexo 5

Abreviaturas, Símbolos Usados y Factores de Conversión

b	Barriles
bd	Barriles diarios
Btu	British thermal units
M <sup>3</sup>	Metros cúbicos
M <sup>3</sup> d	Metros cúbicos diarios
Mb	Miles de barriles
Mbd	Miles de barriles diarios
MMb	Millones de barriles
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMbtu	Millón de BTU
Mm <sup>3</sup>	Miles de metros cúbicos
Mm <sup>3</sup> d	Miles de metros cúbicos diarios
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos
MMusd	Millones de dólares
Mt	Miles de toneladas
t	Toneladas
td	Toneladas por día
BTX	Benceno, Tolueno, Xileno
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
FCC	Planta Catalítica (Fluid CatalyticCraking)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
HDS	Hidrosulfuradora
I.E.P.S.	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
I.V.A.	Impuesto al valor agregado
MTBE	Metil terbutil éter
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PMI	PMI Comercio Internacional S.A.
PP	Pemex Petroquímica
PR	Pemex Refinación

SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
TAME	Metil teramil éter
WTI	West Texas Intermediate
WTS	West Texas Sour

### Factores de conversión utilizados en la industria petrolera

<b>Volumen</b>	
1 pie cúbico	= 0.0283168 metros cúbicos
1 metro cúbico	= 35.31467 pies cúbicos
1 metro cúbico	= 6.28981041 barriles
1 galón (EUA)	= 3.7854 litros
1 litro	= 0.26417 galones (EUA)
1 barril	= 42 galones
1 barril	= 158.987304
<b>Peso</b>	
1 tonelada métrica	= 0.98421
1 tonelada métrica	= 2204.6 libras
1 libra	= 0.45359 kilogramos
<b>Calor</b>	
1 Btu	= 0.252 kilocalorías
1 Kilocaloría	= 3.968254 Btu
<b>Equivalencias calóricas</b>	
1 barril de crudo	= 5,000 pies cúbicos de gas natural
1 barril de combustóleo	= 6,783 pies cúbicos de gas natural
1 metro cúbico de gas natural	= 8,460 kilocalorías (para efectos de facturación de gas seco)
<p><b>Factor de corrección por poder calórico del gas natural*</b>                      1995 – 1997: 1.060*</p> <p>factor aplicado al gas vendido al público para expresar, en unidades volumétricas, su valor real.</p>	

Fuente: Memoria de labores 1997, Petróleos Mexicanos, marzo 1998

## **D. Bibliografía**

## F. Bibliografía

1. **Alatríste Galván, Pablo.** "No se alcanzaran las metas para 2012, Kyoto se queda corto", En: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 3, No. 32 (noviembre), 2006.
2. **Álvarez, Carmen.** "*Pemex, incapaz ante la crisis de precios*", en: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 2, No. 17 (agosto), 2005.
3. **Andrade, Eduardo.** "*Consideramos a la industria petrolera como estratégica*", en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (agosto-septiembre), 2004.
4. **Angulo de Laseigneur, Cintia.** "*Un mundo de inseguridad energética*", en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (febrero-marzo), 2006 año 3, Tomo 14,
5. **Baca Urbina, Gabriel.** "*Evaluación de Proyectos*", 2ª. Edición., Edit. Mc Graw Hill, México, 1994.
6. **Barbosa Cano, Fabio,** "*Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México*", Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM-Miguel Ángel Porrúa, México, 2000.
7. **Coss, Bu. Raúl.** "*Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*" 2ª, edición. Edit. Limusa, México. 1994.
8. **Cuevas López, Miguel A. y Ávila Jiménez, Jorge;** "*Aspectos Termodinámicos Involucrados en la Inyección de Nitrógeno en Aka'*", México. Tesis, Facultad de Ingeniería. (UNAM) 2001.
9. **Cruz Serrano, Noé.** "*Peligra petróleo del Golfo*", en: *El universal*, sección B, finanzas, 1 de julio de 2002.
10. **Chao, Lincoln L.** "*Estadística para las ciencias administrativas*", 2ª edición, Edit. Mc Graw-Hill. México. 1975.
11. **Domínguez Vergara, Nicolás.** "*Cuando la escasez nos alcance, el reporte Hirsh sobre el pico del petróleo*" en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (junio-julio), 2006 año 3, Tomo 16, secc. Plataforma de investigación.
12. **Dussel Peters, Enrique.** "*Política de competitividad empresarial y condiciones de la manufactura en México en 2002, ¿cambios con respeto al pasado?*", en: *Economía Informa*, Facultad de Economía, No. 312, (noviembre), 2002.
13. **Eco, Humberto.** "*Como se hace una tesis*", 12ª edición. Edit. Gedisa Mexicana, S.A. México. 1990.
14. **Energiahoy, ruta de negocios.** "*Renovables aportan 17% de le energía mundial*", secc. Cortos. año 2, No. 22 (enero), 2006.
15. **Espejel Zavala, Ernesto y Martínez Frías, Héctor F.** "*La Formulación y Evaluación Técnico Económica de Proyectos Industriales*", Centro Nacional de Enseñanza Técnico Industrial, mimeo, Facultad de Economía. UNAM. 1984.
16. **Ferguson, E.E. y Gould J.P.** "*Teoría Microeconómica*", Edit. FCE, México. 1984.
17. **Friedman, Julio S. y Hommer-Dixon, Thomas.** "*Para salir del atolladero energético*", en: *Foreign Affair en español*, Vol. 5 No. 1, (enero-marzo), 2005.
18. **Gallardo Cervantes, Juan.** "*Evaluación de Proyectos y Carteras de Inversión Bajo Condiciones de Riesgo*". Área de Instrumentales, Impreso, Facultad de Economía, UNAM, México. 2001.
19. **Gutiérrez, Mariana.** "*Isla coronado: nuevo polo energético del Pacífico*", en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (abril-mayo), 2005 año 2, Tomo 5,
20. **Hadlington, Simón.** "*Hidrógeno utópico*", en: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 2, No. 17 (agosto), 2005.

21. **Hernández Peñalosa, Alfredo.** "*Gas en México, el fracaso de la política energética en México*", en Memoria 2006, Edit. Cemos, revista mensual de política y cultura, abril de 2006, No. 206.
22. **Huerta, Juan N.** "*Imparable demanda, Industria y CFE presionan la producción*", en: Energiahoy, ruta de negocios, año 2, No. 13 (abril), 2005.
23. **Huerta Ríos, Ernestina y Siu Villanueva, Carlos.** "*Análisis y evaluación de proyectos de inversión para bienes de Capital*", 2ª edición. Edit. IMCP, México. 1999.
24. **ILPES.** "*Guía para la presentación de proyectos*", 19ª edición. Edit. Siglo XXI, México 1991.
25. **IMP,** "*Manual de evaluación de proyectos petroleros de la industria petrolera*", Subdirección de Estudios Económicos y Planeación Industrial, Publicación No. 74 FN/155, IMP. México. 1974.
26. **Infante Villarreal, Arturo,** "*Evaluación financiera de proyectos de Inversión*", 9ª edición, Edit. Norma, México. 1993.
27. **Jalife-Rahme, Alfredo.** "*Los cinco precios del petróleo*", 1ª edición, Edit. CADMO & Europa, Buenos Aires, Argentina. 2006.
28. **Journal of Geophysical Reserch,** OCDE y Energiahoy, ruta de negocios, año 2, No. 19 (octubre), 2005.
29. **Kaplan, Marcos,** "*Empresas estatales productoras de petróleo: una perspectiva histórica estructural*", revista Pemex-Lex, Pemex, marzo de 1997.
30. **Kroimerman, Norma.** "*Métodos de investigación para tesis semestrales*", 3ª edición. Edit. Trillas, México. 1990.
31. **Lajous, Adrián.** "*Petróleo y presupuesto*", La jornada, México, 19 de agosto de 2004.
32. **Lange, Oskar,** Economía Política II, F.C.E., México, 1981.
33. **Lemus Aragón, Antonio.** "*Estimación y Control de Costos en Plataformas Marinas*", Edo. de México. Tesis, Ingeniero Químico. Facultad de Estudios Superiores, Cuautitlan (UNAM), 1997.
34. **Little M.D. Ian y Mirlees A. James.** "*Estudio del costo-beneficio en la industria de países en desarrollo*", Centro de Estudios Monetarios Latinoamericanos, México. 1979.
35. **López Bautista, Germán y Neri Flores, Ulises.** "*Análisis de riesgos en la exploración y producción de hidrocarburos*", México. Tesis, Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, (UNAM). 2001.
36. **Manzo, José Luis.** "*La privatización reciente de los hidrocarburos en México*", en Memoria 2006, Edit. Cemos, revista mensual de política y cultura, agosto de 2006, No. 210.
37. **Martínez Medina, Mayra.** "*El petróleo profundo*", en: El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine (octubre-noviembre), 2004.
38. **Martínez Medina, Mayra.** "*Arrecia debate por precios del GNL,*" en: Energiahoy, ruta de negocios, año 2, No. 19 (octubre), 2005
39. **Martínez Medina, Mayra.** "*Retoman la vía nucleoeléctrica*", en: Energiahoy, ruta de negocios, año 2, No. 22 (enero), 2006.
40. **Martínez Medina, Mayra.** "*México Tiene Petroquímica dependiente*", en: Energiahoy, ruta de negocios, año 3, No. 25 (abril), 2006.



41. **Miranda** Sánchez, Rene N y **Troncoso** González, Sergio; *"Evaluación económica para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas"*, México, Tesis, Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, (UNAM). 2001.
42. **Mora** Moreno, Jesús A.; . *"Proyecto y Calculo de una Instalación de Recolección Separación Medición y Transporte de Hidrocarburos para Campo Atún (Área Marina)"*, México. Tesis, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, (IPN) 1970.
43. **Morales**, Carlos Ramón. *"Renovables van por su Ley"*, en: *Energiahoy*, ruta de negocios, año 2, No. 20 (noviembre), 2005.
44. **Moratinos** Estivell, José Luis. *"Plataformas Marinas"*, México: Tesis, Ingeniero Civil, Facultad de Ingeniería, (UNAM) 1989.
45. **Muñoz** Muñoz, Graciela y **Almazán** Castillo, Rubén; *"Descripción General de Plataformas Marinas"*, México. Tesis, Ingeniero petrolero, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura,( IPN). 1993.
46. **Oilwatch** México, *"Golfo de México, zona de riesgo ambiental"*, México, en: *Petróleo y Electricidad*, numero 67, año 6, septiembre de 2001.
47. **OEA-Nafin** *"Aspectos básicos para elaborar el estudio de factibilidad de un proyecto de inversión, un apoyo para empresarios de la pequeña y mediana industria"*. Organización de los Estados Americanos y Nacional Financiera.
48. **ONU**. *"Manual de proyectos de desarrollo económico"*, México. 1958.
49. **ONU**. *"Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial"*, ONU, mimo, Facultad de Economía, UNAM, México. 1987.
50. **Páez**, Alejandro. *"La venganza"*, en: *Energiahoy*, ruta de negocios, secc, opinión, mesa para dos año 2, No. 20 (enero), 2006
51. **Petróleos Mexicanos**: *"Memoria de labores"*, 1997.
52. **Petróleos Mexicanos**: *"Memoria de labores"*, 1998.
53. **Petróleos Mexicanos**: *"Memoria de labores"*, 1999.
54. **Petróleos Mexicanos**: *"Memoria de labores"*, 2000.
55. **Petróleos Mexicanos**: *"Memoria de labores"*, 2001.
56. **Petróleos Mexicanos**: "Pemex, informe anual", 2000
57. **Petróleos Mexicanos**: "Pemex, anuario estadístico", 2002
58. **Petróleos Mexicanos**: "Panorama de Pemex, 2006
59. **Pemex Exploración y Producción**: *"Las Reservas de hidrocarburos de México, Volumen I"*, 1999.
60. **Pemex Exploración y Producción**: *"Las Reservas de hidrocarburos de México, Volumen II"*, 1999.
61. **Pemex Exploración y Producción**: *"Las Reservas de hidrocarburos de México, Volumen I"*, 2000.
62. **Pemex Exploración y Producción**. "Proyecto Cantarell, Logros", Exitep. 2001.
63. **Petróleos Mexicanos**. *"Organic act of Petróleos Mexicanos, subsidiary entities and explanation of reasons"*, Technical administrative sub direction legal department. Pemex. México. 1993.

64. **Peralta** Lozano, Miguel A. "*Costos fijos y costos variables*", IMEF, México. 1988.
65. **Rifkin**, Jeremy. "*La economía del hidrógeno, la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*", Edit. Paidós, España. 2000.
66. **Rodríguez** Padilla, Víctor. "*Petróleo, apertura y privatización*". en: *Energiahoy, ruta de negocios*, año 2, No. 14 (mayo), 2005.
67. **Rosas** P. Ana Ma. "*Como enfriar el precio del gas*". en: *Expansión*, No. 89 (mayo) 2004.
68. **Ruiz** Durán, Clemente. "*Reorganización industrial: el nuevo perfil tecnológico en México*", en: *Comercio Exterior, revista de análisis económico social*, Banco Nacional de Comercio Exterior. Vol. 56, No. 12 (diciembre) 2006.
69. **Sapag**, Chain, Nassir y **Sapag** Chain, Reinaldo. "*Preparación y evaluación de proyectos*", 2ª. Edición. Mc Graw Hill, México. 1989.
70. **Serrano** Oliva, Miguel A. "*Inversión mexicana en el extranjero*", en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (octubre-noviembre), 2005.
71. **Serrano** Oliva, Miguel A. "*Reservas a la deriva, se secan los pozos*", en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine*, año 3, tomo 16 (junio-julio), 2006.
72. **Vargas**, Rosa E. "*En dos años se buscará reponer el 100% de las reservas petroleras, anuncia Fox*", en: *La jornada*, secc. Economía, junio 24, 2005.
73. **Vega** Vera, David M. "*Ley de Pemex para proteger el medio ambiente*", en: *Pemex-lex, revista*, marzo 1997.
74. **Villarreal** P. Enrique, "*Las paradojas del gas*." en: *El mundo del petróleo, the mexican oil industry magazine* (octubre-noviembre), 2004.
75. **Villarreal** P. Enrique. "*México negro*" en: *Ejecutivos de finanzas, el poder de los negocios*, (agosto), año XXXIV, No. 32, 2005.
76. **Zurita** C. Jaime M; "*Evaluación de Proyectos Industriales*", manual, FE-UNAM, México. 1997

#### Páginas de internet consultadas:

- [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
- [www.imp.com](http://www.imp.com)
- [www.bp.com.uk](http://www.bp.com.uk)
- [www.shell.com](http://www.shell.com)
- [www.opec.com](http://www.opec.com)
- [www.oil&gas.com](http://www.oil&gas.com)
- [www.eia.com](http://www.eia.com)
- [www.ocde.com](http://www.ocde.com)
- [www.gwec.org](http://www.gwec.org)

- <http://www.energia.gob.mx/estadisti/hidrocarburos/reserva.htm>
- <http://www.321energy.com/editorials/hirsch/hirsch031705.html>
- <http://www.sindluzyfuerzamdp.org.ar/FeTERA/origenydesarrollodelaindustriadelpetroleo.html>