

22

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



*"EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL
DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN
AGUAS PROFUNDAS"*

299764

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**RENÉ NEMECIO MIRANDA SÁNCHEZ
SERGIO TRONCOSO GONZÁLEZ**

DIR. DE TESIS: ING. EVA SÁNCHEZ OLEA



MÉXICO, D.F.

2001



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1289

SR. RENE NEMECIO MIRANDA SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Eva Sánchez Olea y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EVALUACION ECONOMICA PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS

- INTRODUCCION
- RELACION DE TABLAS Y FIGURAS
- I CONCEPTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS
- II PERSPECTIVA DE LA DEMANDA PETROLERA
- III DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO
- IV SISTEMAS DE PRODUCCION PARA AGUAS PROFUNDAS
- V EVALUACION ECONOMICA
- VI PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS: ALFA, BETA Y GAMMA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

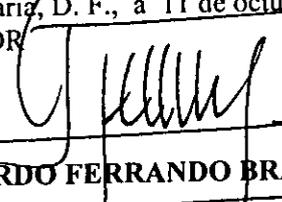
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 11 de octubre de 2001

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1290

SR. SERGIO TRONCOSO GONZALEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Eva Sánchez Olea y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EVALUACION ECONOMICA PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS

- INTRODUCCION
- RELACION DE TABLAS Y FIGURAS
- I CONCEPTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS
- II PERSPECTIVA DE LA DEMANDA PETROLERA
- III DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO
- IV SISTEMAS DE PRODUCCION PARA AGUAS PROFUNDAS
- V EVALUACION ECONOMICA
- VI PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS: ALFA, BETA Y GAMMA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

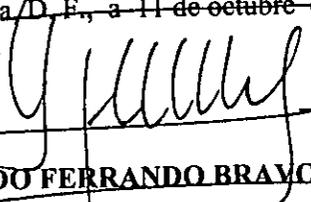
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Cd. Universitaria D. F., a 11 de octubre de 2001

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P



"EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS"

Presentada por:

**RENÉ NEMECIO MIRANDA SÁNCHEZ
SERGIO TRONCOSO GONZÁLEZ**

Dirigida por:

ING. EVA SÁNCHEZ OLEA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
VOCAL: ING. EVA SÁNCHEZ OLEA
SECRETARIO: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ
1ER. SPTE.: ING. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ GUEVARA
2DO. SPTE.: M.I. FRANCISCO J. ÁLVAREZ CASO

"Agradecemos"

A los Ingenieros:

- Eva Sánchez O.
- Rafael Navarro R.
- Antonio Morales Díaz de V.

Por todo el apoyo que tuvimos de ustedes para poder realizar este trabajo, muchas gracias.

A ustedes:

- Lic. María T. Yebra
- Ing. María G. Durán
- Ing. Eduardo Don Pablo
- Sr. Joaquín Trejo
- Ing. Héctor Mejía
- Sr. Gerardo Guerrero

Por habernos brindado su amistad y por darnos su apoyo para poder terminar este trabajo, muchas gracias.

"Agradecimientos de René"

A mis Papás, Martha y Alfonso:

Con la mayor gratitud por los esfuerzos realizados para que yo lograré terminar mi carrera profesional, siendo para mi la mejor herencia.

A mi mamá que es el ser más maravilloso del mundo; gracias; por el apoyo moral, por tu cariño y comprensión que desde siempre me has brindado, por guiar mi camino y estar junto a mi en los momentos más difíciles.

A mi papá porque has sido para mi un hombre grande y maravilloso y que siempre he admirado; gracias; por guiar mi vida con energía, esto es lo que ha hecho que sea lo que soy.

Con amor, respeto y admiración.

A mis Hermanos:

M. Georgina, Elvia y Alfonso M. Miranda Sánchez, por todos los momentos que disfrutado con ustedes, por su amistad y por todo el cariño que me han dado hasta hoy, muchas gracias.

A mi Cuñado y Sobrinos:

Por hacerme tan feliz de tenerlos conmigo, gracias.

A mis Abuelitos:

- Paterno, Darío Miranda (†)
- Materno, Melesio Sánchez (†)

A ustedes por haberme dado muchísimos consejos tan buenos durante mi preparación de profesionalista, por los momentos tan agradables que pase con ustedes y por todos los recuerdos que siempre tendré muy presentes, muchas gracias:

A mis Abuelitas:

- Paterna, Prisca Hernández de Miranda
- Materna, Esperanza, Liceaga de Sánchez
- Bisabuelita, María Miranda de Miranda (†)

Por todo el apoyo que recibí o he recibido de ustedes y por todos esos buenos momentos, gracias.

A mi Novia:

Te agradezco Lorena por estar conmigo en todos los buenos y malos momentos que he tenido durante mi preparación, por ser una motivación para terminar mis estudios y por el amor que me has dado, muchas gracias (T. Q. M.)

A mi amigo Sergio:

Por brindarme tu amistad y por ayudarme a terminar uno de mis objetivos de mi vida, muchas gracias.

A mis Familiares:

- > Familia Miranda
- > Familia Sánchez

Muchas gracias a todos ustedes por brindarme su amistad y su cariño.

A mis Amistades:

Les agradezco a todos por dejarme tenerlos como mis amigos, gracias.

A mi Institución:

Gracias a la UNAM por haberme dejado culminar este objetivo de mi vida.

A mis Profesores:

A todos ustedes por haberme transmitido todos sus conocimientos y por su amistad, gracias.

A mis Amigos y Compañeros de carrera:

Por haber compartido conmigo momentos tan agradables y por los diversos apoyos que recibí en mi preparación como profesionista, gracias.

"Agradecimientos de Sergio"

A mi Familia:

Les agradezco por haberme apoyado para realizar un objetivo de mi vida ya que sin su confianza, fe, cariño y amor no hubiera podido.

A la U.N.A.M. y la Facultad de Ingeniería:

Les agradezco por haberme dado la oportunidad de terminar mis estudios.

A mis profesores:

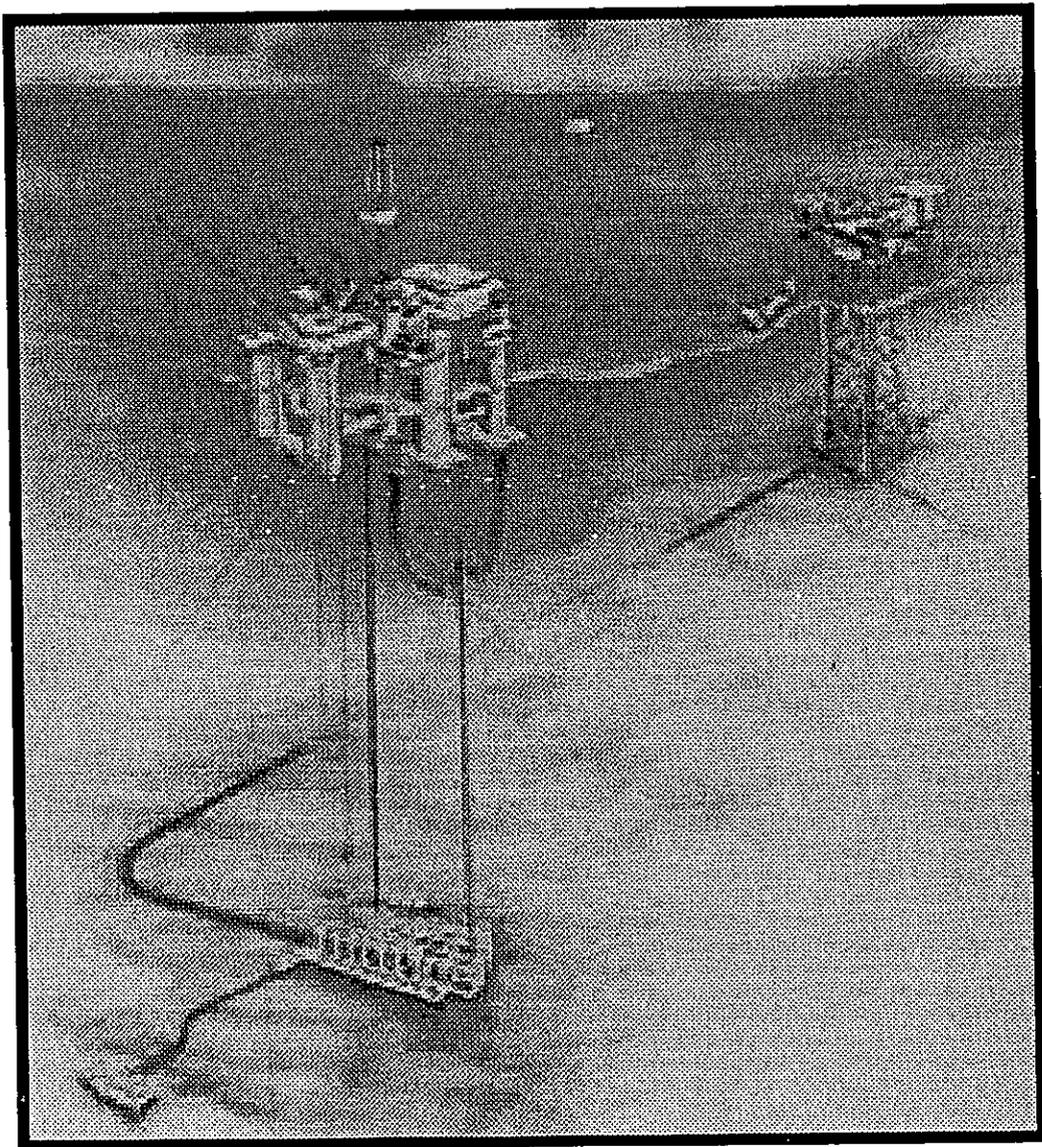
Les agradezco por haberme enseñado, por orientarme y animarme a seguir estudiando.

A mis amigos:

Les agradezco su amistad y la confianza que me brindan.

Este trabajo es dedicado a la memoria de David Troncoso Rodríguez (†).

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL
DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN
AGUAS PROFUNDAS**



CONTENIDO

RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	v
RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS	vii
I. CONCEPTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS	1
I.1. DEFINICIONES ECONÓMICAS	1
I.2. DEFINICIONES FINANCIERAS	4
II. PERSPECTIVA DE LA DEMANDA PETROLERA	11
II.1. ENTORNO MUNDIAL	11
II.1.1. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO	11
II.1.2. MERCADO DE CRUDO Y DEL GAS NATURAL	11
II.2. EL CASO DE MÉXICO	15
II.2.1. TRASCENDENCIA NACIONAL	15
II.2.2. MERCADO INTERNO DE CRUDO Y DEL GAS	16
II.2.2.1. DEMANDA DE CRUDO	17
II.2.2.2. DEMANDA DE GAS NATURAL	18
II.2.3. PRECIO DEL PETRÓLEO	20
II.2.4. EXPECTATIVAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA	22
II.2.5. OPORTUNIDAD DE MÉXICO ANTE LAS ESTRATEGIAS MUNDIALES	25
II.2.6. EXPECTATIVA NACIONAL DE LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS	27
III. DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO	29
III.1. PANORAMA GENERAL	29
III.1.1. GOLFO DE MÉXICO NORTEAMERICANO	32
III.1.2. COSTAS DE BRASIL	35
III.1.3. GOLFO DE GUINEA	38
III.1.4. MAR DEL NORTE	41
III.1.5. NOROESTE DE AUSTRALIA	43
III.2. AGUAS PROFUNDAS DE MÉXICO	45
III.2.1. PROYECTO GOLFO DE MÉXICO "B"	47
III.2.2. PROYECTO CAMPECHE PONIENTE	49
III.2.3. PROYECTO COATZACOALCOS	50

RESUMEN

Se definen algunos conceptos económicos y financieros en el capítulo I, debido a que hay algunos parámetros que se describen y se manejan a lo largo de este trabajo, por ejemplo, los indicadores financieros que se utilizan en la evaluación

i México y a nivel
nacional que

actividad en aguas
caribeño, las Costas
de Noruega y
los de exploración
proyecto Golfo de
acoalcos.

ir están en aguas
no y superficial de
campos; los cuales

o una evaluación
ra como en costa
para realizar dicha

eros de la Región
tulo VI, en el cual
campos así como

Ismael
Enrique
Angel
Lety
Cassiano
Luis
Anita

INTRODUCCIÓN

Hace millones de años vivieron una gran cantidad de plantas y animales, que fueron sepultados por diversos materiales tales como arena y arcilla, que a su vez, fueron cubiertas por el agua de mares y lagos. Los cambios de presión y temperatura a los que fueron sometidos, favorecieron la transformación de la materia orgánica en lo que actualmente conocemos como petróleo.

Del petróleo obtenemos combustibles para el transporte, generación de electricidad para el uso de las industrias, hogares, hospitales, etcétera y productos derivados del petróleo como plásticos, fibras sintéticas, detergentes, etcétera.

Para principios de los 70's, factores como el aumento en la demanda petrolera, sobre las necesidades de los energéticos, la debilidad del dólar y la situación política en conjunto, crearon las condiciones necesarias para favorecer el precio del crudo. Desde entonces y hasta la fecha su comportamiento ha sido errático; sin embargo, el conocimiento de su tendencia es de vital importancia, ya que es el factor fundamental que rige las estrategias de las compañías, y que diferencia los proyectos rentables de los que no lo son.

Para la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, es necesario perforar pozos petroleros utilizando diversas técnicas de perforación para poder alcanzar las formaciones que lo contienen. Estos pozos tendrán características propias de cada área, sea campo, pozo marino, terrestre o bien si es somero o profundo, de presión normal o anormal, etcétera.

El desarrollo de campos en aguas profundas, tanto en México como en el mundo, es uno de los retos tecnológicos más importantes para este siglo. A través de la historia petrolera, 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.

La actividad de la explotación de los hidrocarburos ha sido un apoyo fundamental para que México se convierta en un país exportador, pero los cambios ocurridos en el escenario internacional dieron lugar a ajustes en los objetivos y estrategias de la actividad productora orientada hacia las áreas de mayor potencial dejando rezagada la actividad exploratoria.

Por lo que este trabajo se llevó a cabo bajo la consideración de la creciente demanda de los hidrocarburos en México, ya que la actividad petrolera en las áreas de exploración y de producción tendrá que ir cada vez más a explorar áreas no tan accesibles costa fuera, debido a que los campos en tierra son cada vez más viejos y han sido explotados casi en su totalidad, por lo cual el desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas debe ser tecnológica y económicamente factibles para su explotación.

Debido a los altos costos de producción y los diferentes esquemas de producción en aguas profundas se debe de elegir la opción más rentable, por esta razón se realizan evaluaciones económicas para conocer cuales son las opciones rentables y cuales no.

RELACIÓN DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS

1. Oferta mundial de petróleo MMBPD, 1990-1999.	12
2. Demanda mundial de petróleo MMBPD, 1990-1999.	12
3. Demanda mundial de gas natural MMPCD.	14
4. Producción mundial de gas natural MMPCD.	14
5. Reservas mundiales probadas en aguas profundas.	31
6. Comparación de reservas remanentes según la profundidad de tirante de agua, 2000.	37
7. Prospectos del proyecto Golfo de México "B".	48
8. Prospectos del proyecto Campeche Poniente.	49
9. Prospectos del Proyecto Coatzacoalcos.	51
10. Cronología de las operaciones marinas.	54
11. Instalaciones de producción en aguas profundas.	55
12. Cuadro comparativo de los diferentes tipos de árboles.	77
13. Hoja de cálculo en Excel para 10 pozos del Ejemplo 1.	109
14. Hoja de cálculo en Excel para 20 pozos del Ejemplo 1.	110
15. Hoja de cálculo en Excel para 25 pozos del Ejemplo 1.	111
16. Hoja de cálculo en Excel para 30 pozos del Ejemplo 1.	112
17. Costo de operación y mantenimiento para el Ejemplo 2.	114
18. Amortización e interés de los pozos para el Ejemplo 2.	115
19. Amortización e interés de las instalaciones para el Ejemplo 2.	116
20. Ingresos por venta de crudo y de gas para el Ejemplo 2.	117
21. Derecho sobre hidrocarburos para el Ejemplo 2.	117
22. Estado de resultados para el Ejemplo 2.	118
23. Costo de operación y mantenimiento para la TLP con oleoducto y gasoducto.	130
24. Amortización e interés de los pozos para la TLP con oleoducto y gasoducto.	131
25. Amortización e interés de las instalaciones para la TLP con oleoducto y gasoducto.	131
26. Ingresos por venta de crudo y de gas para la TLP con oleoducto y gasoducto.	132
27. Derecho sobre hidrocarburos para la TLP con oleoducto y gasoducto.	132
28. Estado de resultados para la TLP con oleoducto y gasoducto.	133

FIGURAS

1. Evolución mundial de la oferta y demanda de crudo.	13
2. Participación del petróleo en el PIB Nacional (1999).	15
3. Participación histórica del petróleo en el PIB.	15
4. Exportaciones de mercancías petroleras y no petroleras.	16
5. Oferta de crudo nacional, 1993–1999.	17
6. Producción total de gas natural, 1993–1999.	19
7. Precio de la mezcla del crudo mexicano.	21
8. Precio externo de referencia del gas natural.	22
9. Distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país por categoría.	24
10. Distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país por tipo de fluido.	25
11. Tendencia histórica del precio del petróleo.	26
12. Golfo de México.	28
13. Máximo tirante de agua de los campos costa afuera en producción.	29
14. Inversión mundial en aguas profundas, 76,000 millones USD entre los años 2000–2004.	31
15. Regiones con mayor actividad en aguas profundas.	32
16. Campos explotados en el Golfo de México Norteamericano.	33
17. Producción anual de gas en el Golfo de México Norteamericano.	34
18. Producción anual de crudo en el Golfo de México Norteamericano.	34
19. Principales yacimientos explotados en la Cuenca de Campos.	36
20. Las Cuencas Campos, Santos y Espíritu Santo.	37
21. Zona de exploración en el Golfo de Guinea.	38
22. Ubicación de las Cuencas del Golfo de Guinea.	39
23. Ubicación del campo Girasol.	40
24. Sistema de producción submarino del campo Girasol.	40
25. Localización del Campo Brent.	42
26. Localización de los descubrimientos por explorar o por desarrollar, de British Petroleum.	42
27. Ubicación de la Zona White.	43
28. Áreas de Exploración en el Continente Australiano.	44
29. Localización de los Campos Wanaea y Cossack, y otros campos.	45
30. Ubicación de los pozos Ayin-1 y Chuktah-1.	46
31. Proyecto de exploración de la Región Marina Suroeste.	47
32. Área sectorizada para la exploración del Proyecto Golfo de México "B".	48
33. Instalaciones de producción en aguas profundas.	58

34. Sistema de Plantilla, vista de planta.	61
35. Sistema de Plantilla, vista de perfil.	62
36. Diagrama esquemático de un árbol simple.	63
37. Árbol asistido por buzos.	64
38. Árbol sin asistencia de buzos.	65
39. Árbol sin líneas guía, de FMC.	66
40. Árbol horizontal de FMC.	67
41. Clasificación de los Riser's de producción.	81
42. Diagrama esquemático de un Tie-back y sus componentes.	86
43. Gráfica del VPN para obtener el tc.	106
44. Gráfica del VPN para obtener el tc del ejemplo 2.	119
45. Localización de los campos: Alfa, Beta y Gamma.	123
46. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Alfa.	128
47. Gráfica del VPN para obtener el tc de la TLP con oleoducto y gasoducto.	134
48. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Beta.	147
49. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Gamma.	156
50. Perfil de producción de aceite de los tres campos en conjunto.	164

I. CONCEPTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

Con el propósito de entender cabalmente las inferencias y desarrollos obtenidos a lo largo de esta tesis, es necesario plantear en primera instancia conceptos económicos y financieros que serán empleados.

I.1. DEFINICIONES ECONÓMICAS

- **Economía.** Es la ciencia que estudia cómo emplear los recursos productivos para satisfacer necesidades humanas, tanto presentes como futuras, así como su distribución para su consumo entre la sociedad. La economía debe de resolver las tres cuestiones básicas: la producción, la distribución y el consumo.

- **Producto Interno Bruto (PIB).** Es el valor en el mercado de los bienes materiales y de los servicios producidos finales en un periodo dado (por lo regular el periodo es de un año) por los factores de producción de propiedad Nacional.

- **Depreciación.** La depreciación es una reducción del activo fijo (bienes materiales), sea en cantidad, calidad, valor o precio, debido al uso o por el paso del tiempo de acuerdo a los avances tecnológicos.

- **Producto Interno Neto (PIN).** Es el valor resultante del PIB menos la depreciación.

$$PIN = PIB - \text{Depreciación Bienes materiales} \quad (I.1)$$

- **Ingreso Nacional (IN)**. Es el Producto Interno Neto menos los impuestos indirectos que pagan las empresas.

$$IN = PIN - \text{Impuestos} \quad (1.2)$$

- **Ingreso Personal (IP)**. Es la ganancia que reciben directamente las personas en una economía, ya sea por su contribución a la producción o por transferencias de las empresas reguladas por el gobierno.

- **Ingreso Personal Disponible (IPD)**. Es la cantidad monetaria con que disponen las personas para satisfacer sus necesidades y ahorrar. En otras palabras al Ingreso Personal se le restan los impuestos que pagan las personas por los ingresos que reciben.

$$IPD = IP - \text{Impuestos} \quad (1.3)$$

- **Balanza Comercial (BCo)**. Cuantificación monetaria del total de las compras y ventas de mercancías de un país con el exterior, en un período determinado, que generalmente es un año. La balanza de comercio compara en términos de valor monetario el total de exportaciones y de importaciones. Si se habla de una balanza comercial favorable (o superávit comercial) cuando el total de las exportaciones es superior al valor monetario de las importaciones; en caso contrario la balanza será desfavorable (o déficit comercial) cuando el total de las importaciones exceda al valor monetario de las exportaciones.

- **Balanza de Transacciones (BT).** Es el registro sistemático de la entrada y salida de divisas por concepto de compra y venta de mercancías y servicios de un país con el exterior, en un período determinado, que generalmente es un año.

- **Balanza de Capitales (BCa).** Registro sistemático de la entrada y salida de divisas de un país por concepto de inversiones y préstamo, así como de los intereses y ganancias que generen. Cuando hay entrada de divisas por concepto de inversiones o préstamos del exterior, la balanza de capitales es superávit, aunque a largo plazo hay que pagar el préstamo, los intereses, las ganancias y la propia inversión. Si el país invierte o presta al extranjero, entonces la balanza de capitales será déficit, pero cuando se recuperen los préstamos e inversiones habrá superávit.

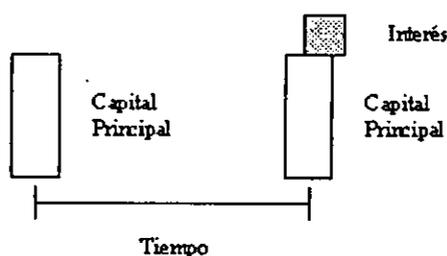
- **Balanza de Pagos (BP).** Documentos en que se registran sistemáticamente las transacciones económicas de un país con el exterior, representadas por compras y ventas de mercancías, movimientos de capital y transferencia de tecnología, (balanza comercial, balanza de transacciones corrientes y balanza de capitales). Una balanza de pagos será superávit cuando la entrada de divisas sea superior a la salida, y será déficit cuando la salida de divisas sea mayor que la entrada de la misma.

El uso racional y óptimo de los recursos económicos es necesario para emprender y llevar al éxito a cualquier empresa, la ingeniería petrolera no es la excepción, ya que en todo proyecto que se pretenda realizar, además de procurarse el buen curso de los elementos económicos y tecnológicos, debe buscarse un balance entre las finanzas y el mercado.

1.2. DEFINICIONES FINANCIERAS

De lo expresado en el subcapítulo anterior se desprende la importancia que implica, para todo ingeniero, tener los conocimientos financieros necesarios que le permita realizar la evaluación de los proyectos que desarrolle.

- **Interés (I).** Es la cantidad que produce un capital colocado a una tasa de interés durante un tiempo determinado.



- **Tasa de interés (i).** Es un porcentaje que se paga sobre el dinero prestado por unidad de tiempo.

$$I = iP \Rightarrow i = \frac{I}{P} \quad (1.4)$$

Donde:

i = Tasa de interés

I = Interés

P = Valor actual

- **Monto (F).** Es la suma del interés más el valor actual.

Se tienen dos formas de calcular el monto:

a) con interés simple

$$F = P(1 + ni) \quad (1.5)$$

b) con interés compuesto

$$F = P(1 + i)^n \quad (1.6)$$

Donde:

F = Monto

P = Valor actual

i = Tasa de interés

n = Número de periodos de vida del proyecto

- **Valor actual (P)**. Es la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro (flujos de efectivo futuros).

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (1.7)$$

- **Valor presente neto (VPN)**. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro que genera un proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial.

$$VPN = -x_0 + \sum_{j=1}^n \frac{x_j}{(1+i)^j} \quad (1.8)$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

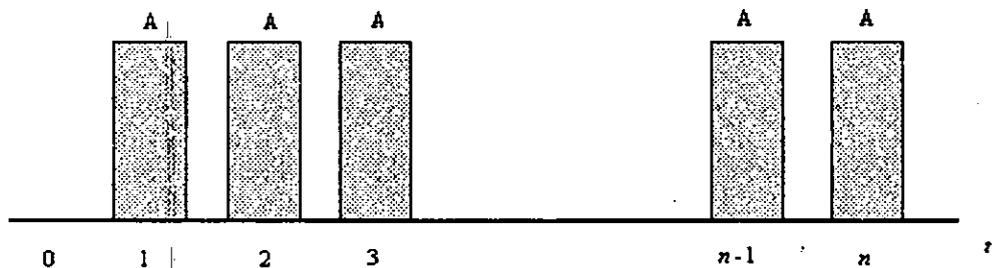
x_0 = Inversión inicial

x_j = Flujo de efectivo neto del periodo j

i = Tasa de interés

j = Periodo

- **Series de cantidades iguales.** Una serie consta de " n " cantidades " A " iguales distribuidas uniformemente en el tiempo, donde la primera " A " está colocada en el tiempo 1 y la última en el tiempo " n ". Si el tiempo se mide en años se trata de una serie de *anualidades*; si los periodos son mensuales es una serie de *mensualidades*. (Solórzano, 1996).



- a) El valor actual P de una serie de cantidades iguales puede ser determinado considerando cada valor A como un valor futuro y utilizando la ecuación (1.7) para luego sumar los valores de valor presente. La fórmula general es:

$$P = A \left[\frac{1}{(1+i)^1} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^2} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^3} \right] + \dots + A \left[\frac{1}{(1+i)^{n-1}} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (1.9)$$

se factoriza A:

$$P = A \left[\frac{1}{(1+i)^1} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^{n-1}} + \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (1.10)$$

La ecuación (1.10) puede simplificarse multiplicando ambos lados por $1/(1+i)$ para producir:

$$\frac{P}{(1+i)} = A \left[\frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \frac{1}{(1+i)^4} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} + \frac{1}{(1+i)^{n+1}} \right] \quad (1.11)$$

Restar la ecuación (1.10) de la ecuación (1.11), simplificar y luego dividir ambos lados de la relación por $-1/(1+i)$ conduce a una expresión para P cuando $i \neq 0$:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (1.12)$$

- b) Cuando queremos saber las cantidades iguales que equivalga a cierto valor actual, se despeja A de la ecuación anterior, quedando:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1.13)$$

- c) Si se quiere tener un monto F deseado de una serie de cantidades iguales se considera cada valor de A como un valor actual que se desconoce, se sustituye la ecuación 1.7 en la ecuación 1.13 y resulta la siguiente ecuación:

$$A = F \frac{1}{(1+i)^n} \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1.14)$$

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (1.15)$$

d) Cuando se saben las cantidades iguales que tenemos que aportar para tener al final un monto determinado, se despeja F de la ecuación anterior, quedando:

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (1.16)$$

Donde:

A = Cantidades iguales

F = Monto

i = Tasa de interés

n = Número de periodos de vida del proyecto

➤ **Tasa de interés efectiva (iEF).** La tasa de interés efectiva es el resultado de la capitalización del interés en un año. Para calcular la tasa de interés efectiva es necesario dividir la utilidad o el costo real sobre el capital real invertido o recibido respectivamente. Cuando el periodo analizado no es anual, es conveniente convertirlo a la base anual.

$$iEF = \left(\left(1 + \frac{i_n}{m} \right)^m - 1 \right) \quad (1.17)$$

Donde:

iEF = Tasa de interés efectiva

m = Número de periodos de capitalización durante el año

i_n = Tasa nominal de interés (% Anual)

- **Relación Beneficio – Costo ($R_{B/C}$).** Este índice establece la proporción entre el beneficio obtenido por la inversión en un proyecto.

$$R_{B/C} = \frac{VPN_{\text{Ingresos-Egresos}}}{\text{Inversión inicial}} \quad (1.18)$$

Donde:

$R_{B/C}$ = Relación Beneficio – Costo

VPN = Valor presente neto

- **Tasa interna de retorno (tir).** Es la tasa mínima de interés que debe de producirse en el proyecto para no tener ni pérdidas ni ganancias.

$$\text{Inversión inicial} = \sum_{j=1}^n \frac{\text{Ingresos netos}}{(1 + tir)^j} \quad (1.19)$$

- **Tiempo de cancelación (t_c).** Es el tiempo al cual se considera que no se tienen ni pérdidas ni ganancias.

$$\text{Inversión inicial} = \sum_{j=1}^{t_c} \frac{\text{Ingresos netos}}{(1 + i)^j} \quad (1.20)$$

II. PERSPECTIVA DE LA DEMANDA PETROLERA

II.1. ENTORNO MUNDIAL

II.1.1. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO

La vida sin el uso y aprovechamiento del petróleo sería muy diferente a como la conocemos en la actualidad, de los hidrocarburos obtenemos combustibles para los medios de transporte y generamos electricidad para fábricas, hospitales, oficinas, hogar, etcétera.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones, sin embargo y aún cuando este recurso no renovable ha tomado un papel vital en el desarrollo de la humanidad, la explotación irracional de estos recursos aunado al rápido crecimiento demográfico y consumo irreflexivo, han producido un agotamiento de dicha riqueza que llevará en un futuro anticipado, a la escasez de la misma.

II.1.2. MERCADO DE CRUDO Y DEL GAS NATURAL

En la década pasada, a excepción de 1997 y 1999, la oferta mundial de crudo aumentó en un promedio de 1.1% anual. Durante el primero de estos dos años singulares, se generó una sobre oferta de crudo en los mercados mundiales que provocó un crecimiento del 3.2% anual de la producción mundial; por el contrario, en 1999 hubo una disminución de la oferta que generó una caída del 1.7% de la producción.

Como se puede observar en la Tabla II.1, la Organización de los Países Explotadores de Petróleo (OPEP), registró un crecimiento sostenido con una tasa de crecimiento en la oferta de crudo del 2.4% anual promedio, en tanto los países que conforman el bloque de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), a mediados de los años noventa registró una tasa de

crecimiento en la oferta de crudo del 2.5% anual promedio, pero al final de la década se tuvo una tasa negativa de crecimiento en la oferta de crudo del 1.3% anual promedio.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
OCDE										
Estados Unidos	9.7	9.9	9.8	9.6	9.4	9.4	9.4	9.5	9.3	9.0
Canadá	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.6
Mar del Norte	3.9	4.1	4.5	4.8	5.5	5.9	6.3	6.2	6.2	6.2
Otros OCDE	1.5	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.5
Total OCDE	17.1	17.5	17.9	18.0	18.7	19.2	19.7	19.9	19.7	19.4
No-OCDE										
OPEP	24.5	24.6	25.8	26.6	27.0	27.6	28.3	29.9	30.4	29.3
Antigua Unión Soviética	11.4	10.4	8.9	8.0	7.3	7.1	7.1	7.1	7.2	7.4
China	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2
México	3.0	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.3	3.4	3.5	3.4
Otros no OCDE	8.0	8.1	8.4	8.7	9.2	9.9	10.2	10.5	10.8	11.0
Total no OCDE	49.7	49.1	49.1	49.4	49.6	50.7	52.0	54.2	55.2	54.3
Oferta Mundial Total	66.8	66.7	67.0	67.4	68.3	69.9	71.8	74.1	74.9	73.6

Petróleos Mexicanos, abril 2000.

Tabla II.1. Oferta mundial de petróleo MMBPD, 1990-1999.

En lo que se refiere a la demanda mundial del crudo para el mismo periodo, 1990 a 1999, se tuvo una tasa de crecimiento del 1.4% anual promedio, registrando en la segunda mitad de esa década las mayores tasas de crecimiento (Tabla II.2).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
OCDE										
Estados Unidos	17.0	16.8	17.1	17.2	17.7	17.7	18.3	18.6	18.9	19.4
Europa	12.6	13.4	13.6	13.5	13.6	14.1	14.3	14.4	14.7	14.6
Japón	5.1	5.3	5.4	5.4	5.7	5.7	5.9	5.7	5.5	5.5
Otros OCDE	2.7	2.7	2.7	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2
Total OCDE	37.5	38.1	38.8	39.0	39.9	40.6	41.4	41.8	42.3	42.8

No OCDE

Antigua Unión Soviética	8.4	8.3	6.8	5.6	4.8	4.6	4.0	3.9	3.8	3.6
Europa	1.9	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6
China	2.3	2.5	2.7	3.0	3.2	3.4	3.6	3.9	4.1	4.3
Otros Asiáticos	5.3	5.7	6.2	6.8	7.3	7.9	8.5	9.0	8.7	8.9
Otros no OCDE	10.5	10.6	11.0	11.4	11.8	12.1	12.4	13.0	13.3	13.5
Total no OCDE	28.5	28.5	28.0	28.0	28.4	29.3	30.0	31.3	31.3	31.9
Demanda Mundial Total	66.0	66.6	66.8	67.0	68.3	69.9	71.4	73.1	73.6	74.7

Petróleos Mexicanos, abril 2000.

Tabla II.2. Demanda mundial de petróleo MMBPD, 1990-1999.

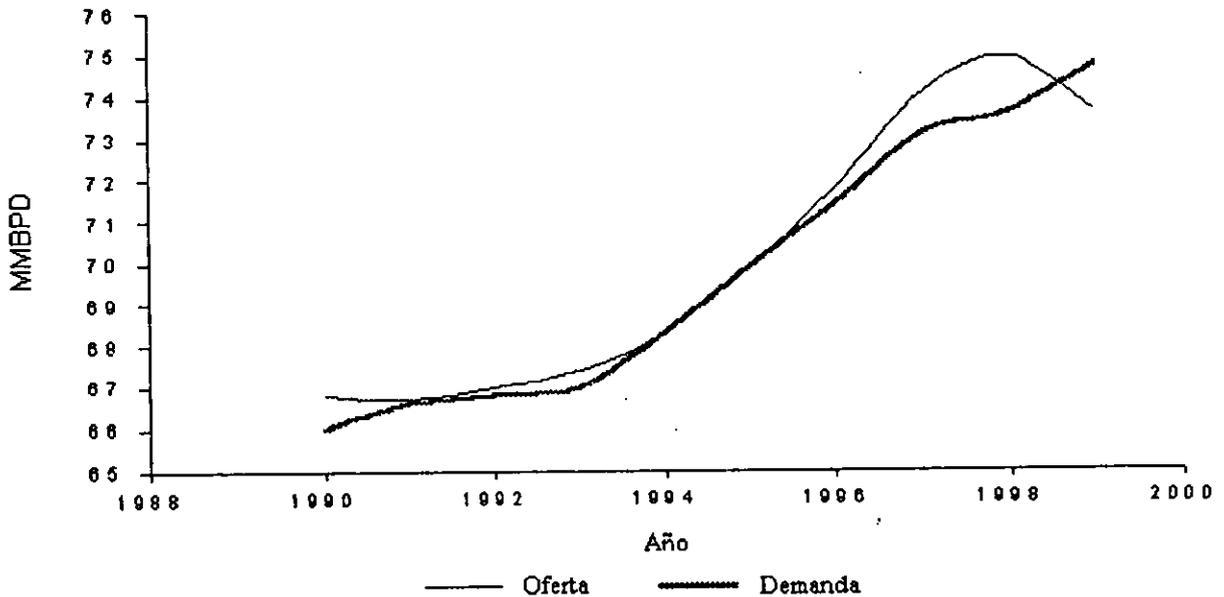


Figura II.1. Evolución mundial de la oferta y demanda de crudo.

Durante la misma década pasada, el consumo mundial de gas natural creció en promedio 1.4% anual, siendo los países Asiáticos y del medio oriente los que registraron las tasas más altas. Los países Latinoamericanos, por su parte, promediaron una tasa de crecimiento del 4.3% anual (Tabla II.3).

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

Petróleos Mexicanos, abril 2000.

Tabla II.3. Demanda mundial de gas natural MMPCD.

El crecimiento del consumo del gas natural se debió, en gran medida, a que existen abundantes reservas mundiales y a la preferencia de este combustible por su bajo nivel de emisión de contaminantes al medio ambiente (Tabla II.4).

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

Petróleos Mexicanos, abril 2000.

Tabla II.4. Producción mundial de gas natural MMPCD.

II.2. EL CASO DE MÉXICO

II.2.1. TRASCENDENCIA NACIONAL

El petróleo juega un papel muy importante en la economía mexicana. El valor del petróleo crudo y gas natural vendido como producto final en 1999 tuvo una participación del 2% en el PIB nacional (Figura II.2). De hecho, la máxima participación ocurrió en 1983, con 2.32%, cuando las exportaciones de crudo cobraron enorme importancia en el comercio exterior del país (Figura II.3), tanto por el incremento en los volúmenes de exportación como por el disparo de los precios al alza (Solórzano, 1999).

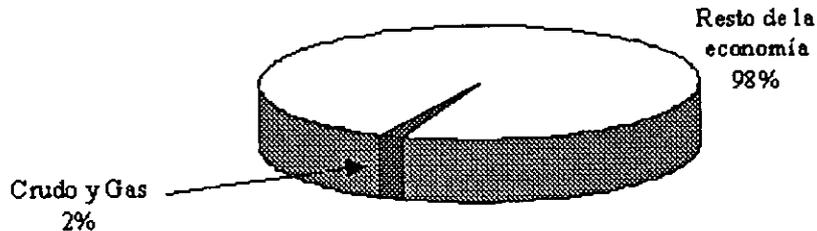
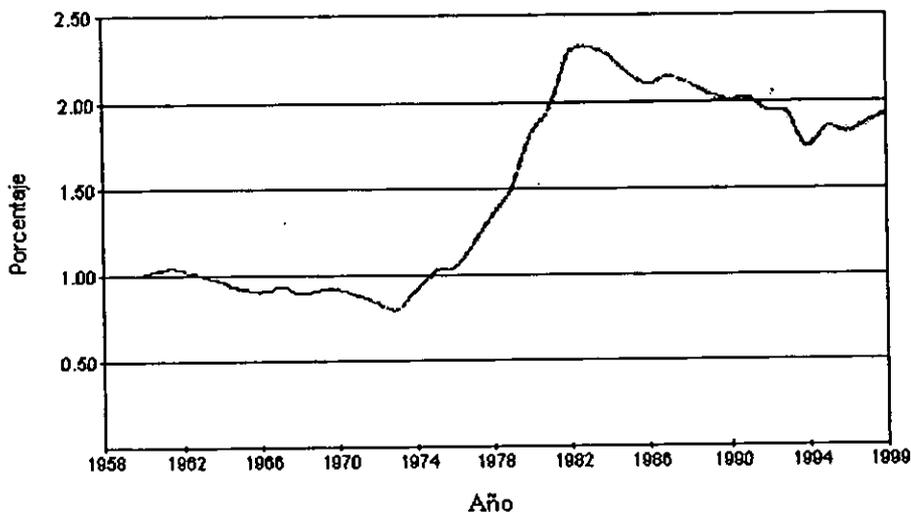


Figura II.2. Participación del petróleo en el PIB nacional (1999).



Solórzano, 1999.

Figura II.3. Participación histórica del petróleo en el PIB.

La exportación nacional de bienes y servicios en 1999 ascendió a un total de 136,391 millones de dólares (MMUSD), de esta cantidad, el petróleo representó 8,859 MMUSD, por lo que su participación en el total exportado por el país fue de 6.5% (Figura II.4). Para el gobierno, los ingresos petroleros representan el 30% del presupuesto federal por lo que desde este punto de vista la actividad económica mexicana está basada en el petróleo.

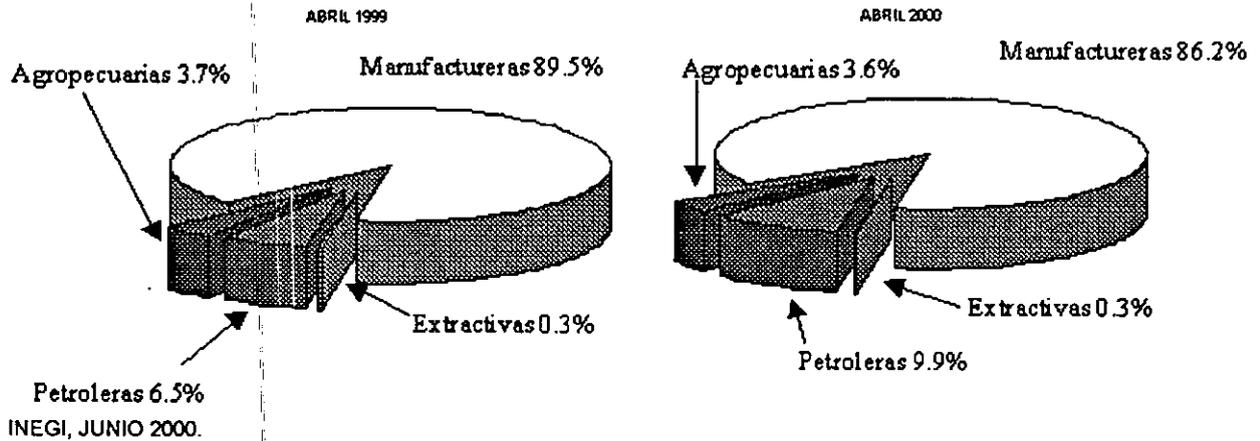


Figura II.4. Exportaciones de mercancías petroleras y no petroleras.

II.2.2. MERCADO INTERNO DE CRUDO Y DEL GAS

El comportamiento de las ventas internas de productos petrolíferos y gas natural manifestó un lento crecimiento durante varios años en la década de los ochenta, principalmente como resultado de la crisis financiera y económica de 1981–1982. Entre 1980 y 1994 se presentó un cambio importante en la demanda de combustible, dado que el uso automotriz creció a un ritmo sensiblemente mayor al de la industria.

La producción de crudo en 1999 registró una caída de 5.3% al situarse en 2.9 millones de barriles por día (MMBPD) (Figura II.5). Este descenso fue provocado por el cumplimiento de los acuerdos asumidos por nuestro país con

otros países productores, para disminuir los niveles de producción de crudo, y con la finalidad de eliminar el exceso de oferta que se había presentado en el mercado durante 1997 y 1998. De 1996 a 1999, la producción nacional venía registrando un crecimiento, como consecuencia del desarrollo de la producción de la Región Marina.

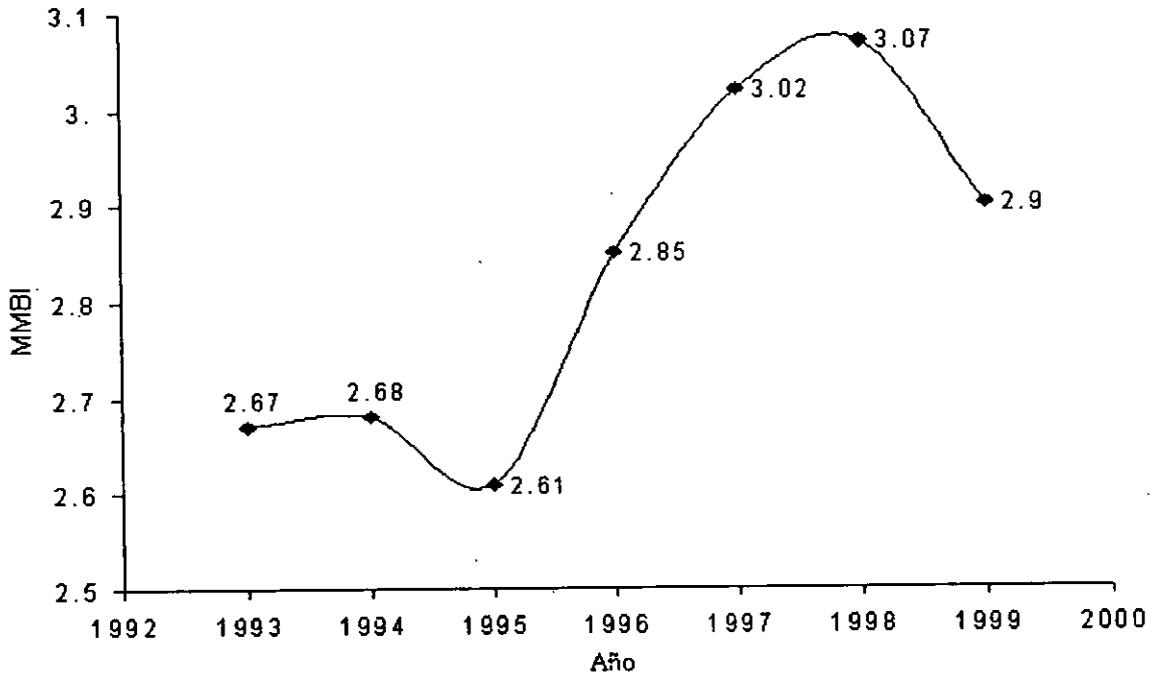


Figura II.5. Oferta de crudo nacional, 1993–1999.

II.2.2.1. DEMANDA DE CRUDO

En 1999 el comportamiento de la demanda interna fue 1.2% mayor a la de 1998. Los productos que crecieron por la demanda en dicho año fueron el gas natural con un 6.1% y el gas licuado con 8.7%; esto debido al estancamiento registrado de los combustibles de uso automotriz.

La demanda de gasolinas y destilados en el periodo 1993–1999, se caracterizó por un crecimiento moderado (0.8% promedio anual de las gasolinas y 3.0%

promedio anual de los destilados) y una disminución de la demanda de gasolinas en 1995 y 1999.

Se espera que la demanda de gasolinas crezca a 4.0% anual entre 1999 y 2005, y 4.5% anual durante el periodo 2005–2008. En cuanto a los destilados intermedios, las tasas de crecimiento serán del 5.4% y 5.2% promedio anual en cada periodo (Petróleos Mexicanos, Abril 2000); esto se logrará por medio de ciertas consideraciones:

1. Que la gasolina Pemex Premium tenga una participación del 13% en el mercado.
2. No habrá modificaciones en la política de precios de productos petrolíferos.
3. En materia ambiental, la aplicación de las normas ambientales se aplicará a partir del año 2001 en el área de Cadereyta y del año 2002 en el resto del país.
4. Que la tasa del crecimiento del PIB sea de 4.7% promedio anual para el periodo 2000–2002 y de 5.1% promedio anual en el periodo 2003–2008.

II.2.2.2. DEMANDA DE GAS NATURAL

El mercado de gas natural ha enfrentado un proceso de cambio estructural orientado a satisfacer la creciente demanda de este energético, en el periodo de 1993 a 1999 la tasa de crecimiento promedio anual de la producción de gas natural fue de 4.9% (Figura II.6).

La demanda de gas natural en el *sector eléctrico* presentó un crecimiento promedio del 10.6% anual de 1993 a 1999 y se estima que este valor seguirá creciendo debido a:

- La normatividad que obliga al sector eléctrico a reducir la emisión de contaminantes, y
- La necesaria ampliación de capacidad para la generación eléctrica.

En el *sector industrial*, el crecimiento de la demanda de gas natural está determinada por los siguientes factores:

- La evolución de la economía nacional, que genera un efecto sobre la demanda de gas natural, y
- La sustitución del combustóleo por el gas natural, para disminuir la emisión de contaminantes al medio ambiente.

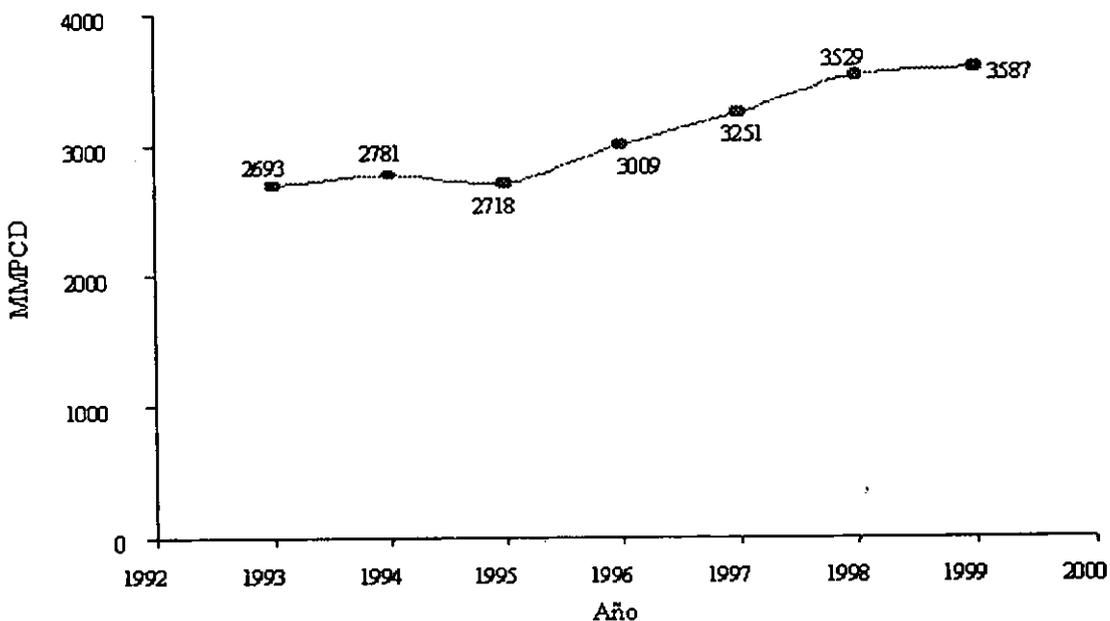


Figura II.6. Producción total de gas natural, 1993–1999.

En el *sector residencial y comercial* permaneció sin grandes cambios en el periodo de 1993 a 1999, debido a que no se han desarrollado redes de distribución residencial.

En el *sector transporte vehicular* la evolución de la demanda de gas natural está determinado por:

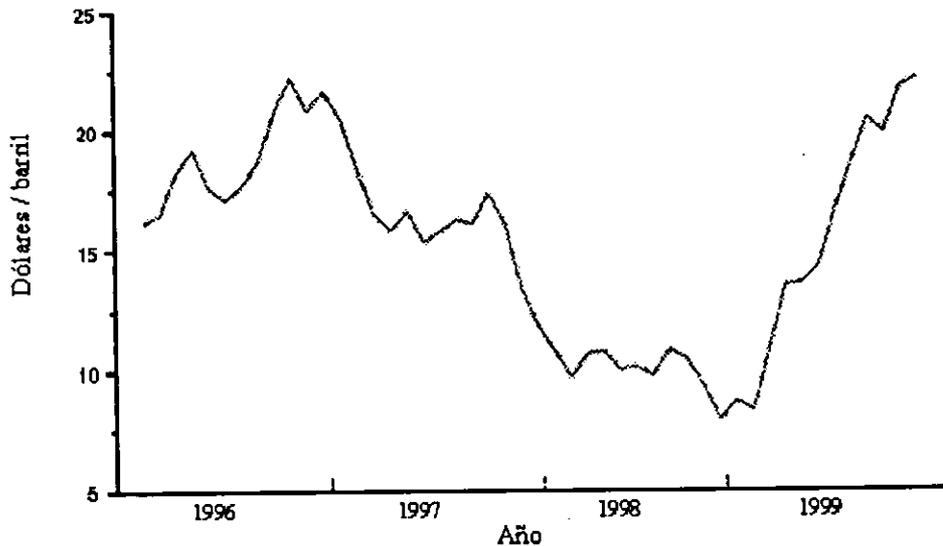
- Los programas gubernamentales para el control de la contaminación ambiental, en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, con la adquisición de vehículos con motores a gas.
- El estímulo económico del consumo de gas natural como combustible en vehículos automotores asociado al esquema de impuestos vigente desde 1997. Dicho esquema garantiza una diferencia de precios entre gasolinas y gas natural del 36% a favor del gas natural.

II.2.3. PRECIO DEL PETRÓLEO

El precio del petróleo y sus derivados se caracteriza por ser sensible a las decisiones de la OPEP, a los acontecimientos internacionales que provocan el nerviosismo de los mercados, así como al tipo y calidad del hidrocarburo.

En 1998 la industria petrolera mundial pasó por uno de los periodos más difíciles y dramáticos de su historia. El colapso de los precios del crudo afectó de manera determinante los resultados financieros de las grandes empresas, los ingresos fiscales y las divisas de los países productores. La magnitud y duración del colapso intensificó y aceleró el cambio estructural de la industria y modificó las estrategias de sus principales actores.

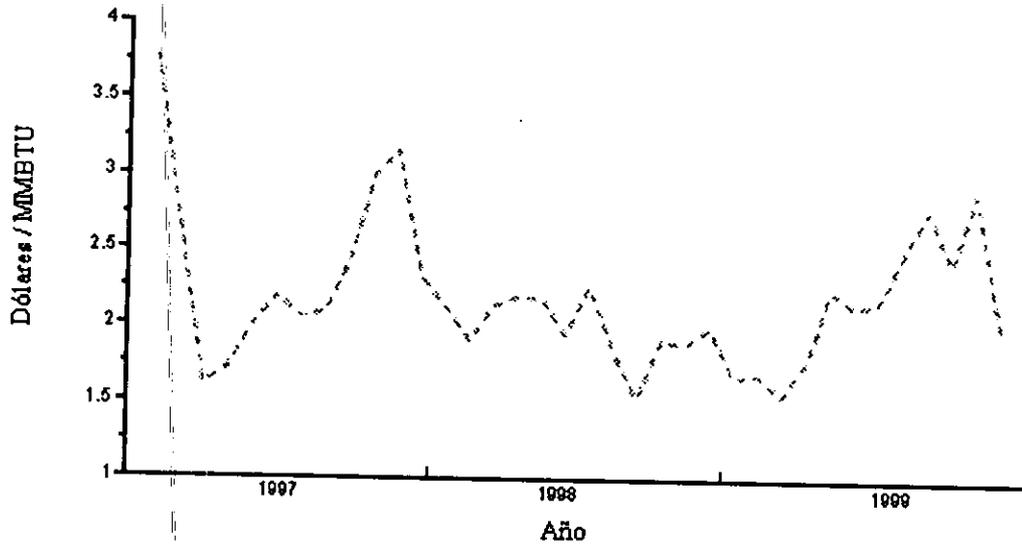
El precio de la mezcla mexicana de crudo se recuperó en los últimos años, ya que pasó de 8.68 dólares por barril (USD/BI), en enero de 1999, a 22.14 USD/BI en diciembre del mismo año (Figura II.7). El precio promedio anual de la mezcla fue de 15.62 USD/BI.



Petróleos Mexicanos, marzo 2000.

Figura II.7. Precio de la mezcla del crudo mexicano.

El precio del gas natural en el primer semestre de 1999 se caracterizó por sus precios bajos y por su elevado nivel de almacenamiento (Figura II.8). A partir de abril y hasta noviembre del mismo año, los precios se mantuvieron a la alza como consecuencia de la disminución de los volúmenes de producción, de la presencia de climas invernales no convencionales en Estados Unidos de América y del cierre por mantenimiento de varias plantas nucleares en ese país. En diciembre de ese año, la puesta en marcha de las plantas nucleares que estaban en mantenimiento y el incremento de la producción de gas ocasionó la reducción del precio de referencia, el cual se ubicó en 1.99 dólares por millón de Unidad de Poder Calorífico (USD/MMBTU).



Petróleos Mexicanos, marzo 2000.

Figura II.8. Precio externo de referencia del gas natural.

II.2.4. EXPECTATIVAS DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA

Los métodos para cuantificar las reservas de hidrocarburos son variados, sin embargo, normalmente su determinación está influenciada en forma determinante a través de la historia por factores de carácter económico, estratégico e institucional. El desarrollo normal de un campo permite incrementar las reservas probadas debido a que la perforación y la explotación amplían las fronteras de las zonas productoras; por otra parte, nuevos yacimientos son descubiertos y confirmados por la perforación.

Las reservas se clasifican en tres tipos:

- *Reserva probadas*: volúmenes de hidrocarburos a condiciones atmosféricas (temperatura y presión ambiental) 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 del análisis de información geológica y de ingeniería.

- *Reserva probables:* son aquellos volúmenes no probados 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 son usados métodos probabilísticos para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más las probables.
- *Reserva 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. Cuando se usan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, más las probables, más las posibles, tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores.

México cuenta con un rico acervo de hidrocarburos de bajo costo y bajo riesgo. Al primero de enero del 2000, las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 34,100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE). Las reservas probadas más las probables ascendieron a 46,200 MMBPCE y las reservas probadas, probables y posibles sumaron 58,200 MMBPCE (Figura II.9). Dado el carácter conservador de estas estimaciones, es usual en la industria utilizar el concepto de reservas probadas y probables para fines de planeación. Desde una perspectiva estadística, hay una probabilidad de más de 50% de que se produzca este volumen de hidrocarburos.

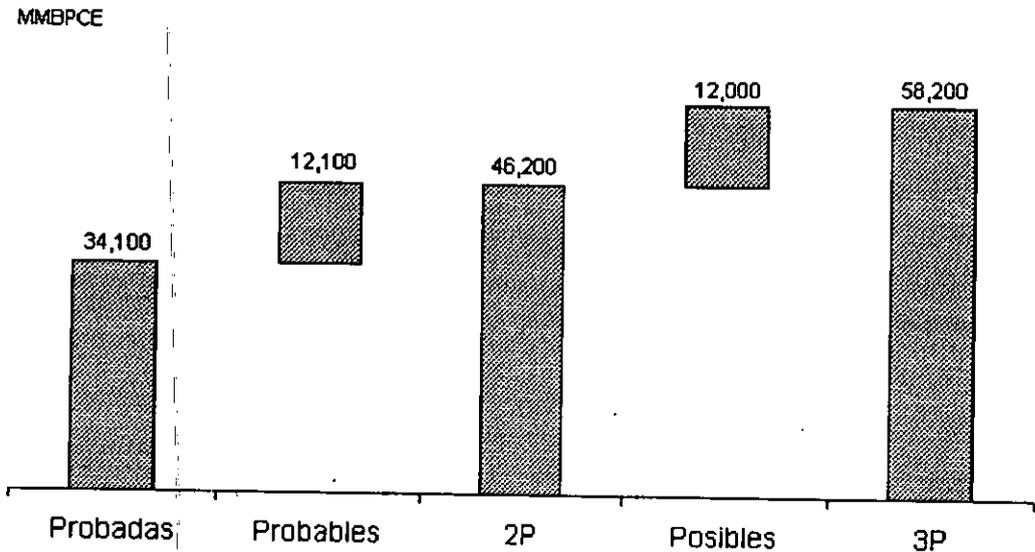


Figura II.9. Distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país por categoría.

Desde el punto de vista del tipo de fluido, la Figura II.10 muestra la distribución de las reservas totales del país, de ellas, el 71% corresponde a aceite crudo, el 19% a gas seco equivalente a líquido, el 8% a líquidos de planta¹ y el 2% restante a condensados. Esto refleja que el inventario de reservas descubiertas corresponde mayoritariamente a yacimientos de aceite negro, con gas disuelto.

Como puede observarse, existe la posibilidad de probar más reservas, con la exploración, con la aplicación de nuevas tecnologías, con el desarrollo más temprano y vigorosos programas de recuperación mejorada.

¹ Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesos de gas, consisten principalmente de etano, propano y butano.

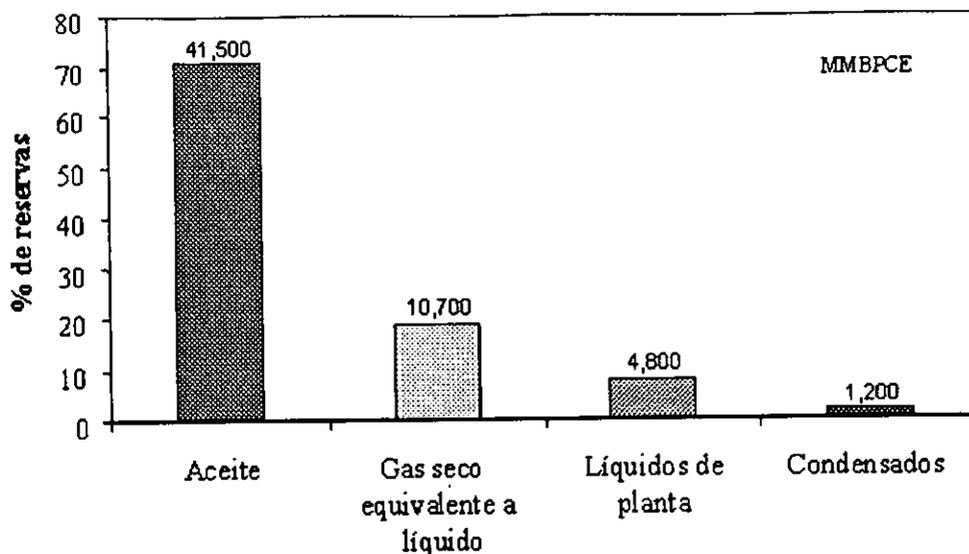


Figura II.10. Distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país por tipo de fluido.

II.2.5. OPORTUNIDAD DE MÉXICO ANTE LAS ESTRATEGIAS MUNDIALES

La formulación adecuada de las estrategias económicas de México, a través de PEMEX Exploración y Producción (PEP), de acuerdo a la periodicidad del precio del petróleo, es fundamental para el buen desenvolvimiento de la empresa en el ámbito productivo.

Desde mediados de los 80's y hasta nuestros días, el precio del crudo se ha mantenido oscilando alrededor de 15 dólares por barril. Esta oscilación está dividida en dos zonas (Figura II.11), la primera representa el espacio de la curva por encima de los 15 dólares (zona de ganancia altas) y la segunda el área por debajo de dicho valor (zona de ganancias bajas o marginales).

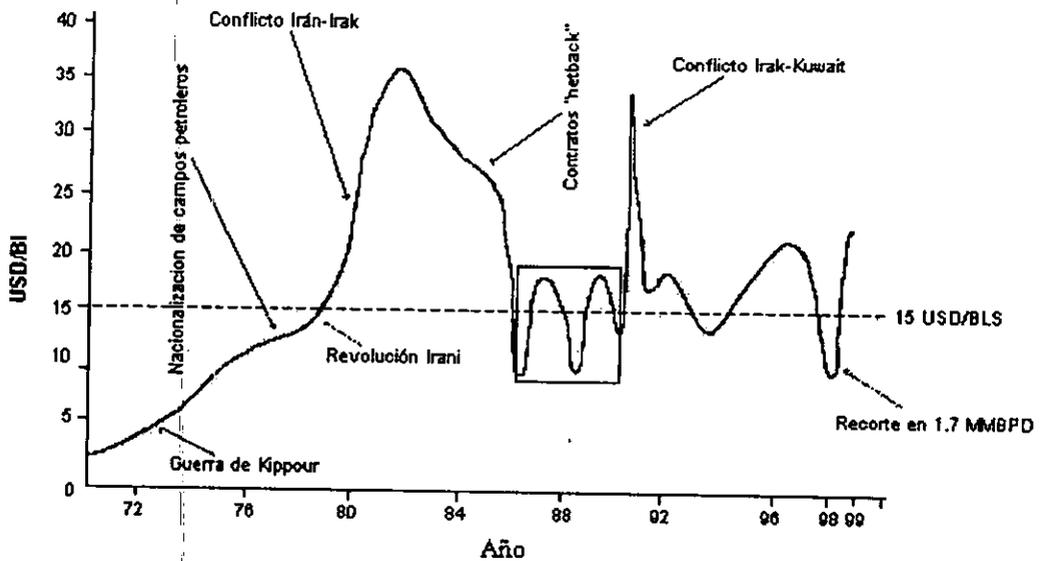


Figura II.11. Tendencia histórica del precio del petróleo.

En la zona de ganancias marginales, PEP tiene asegurada su existencia debido a los bajos costos de producción (2.97 dólares por barril en promedio) y el acceso libre a todos los yacimientos del país (Navarro, 2000).

En la zona de ganancias altas, y con el fin de responder de manera precisa al incremento en la demanda mundial de los hidrocarburos, PEP deberá:

1. Aumentar las reservas probadas en campos existentes o en otros nuevos disponibles, a través de proyectos como la explotación integral de la costa del Golfo de México, resaltando las áreas de Papaloapan, Coatzacoalcos y Veracruz; la exploración de campos en tirantes de agua profundos, destacando las áreas de Litoral de Tabasco y de la parte mexicana de la Franja de Perdido, y la re-evaluación de los yacimientos por debajo de los mantos salinos existentes en tierra y costa fuera en el Golfo de México.

2. Optimizar la explotación de los campos en producción, por ejemplo: el mantenimiento de la presión del campo Cantarell, la modernización de los campos de la Cuenca del Grijalva, el mejoramiento de las tecnologías para la explotación del Paleocanal de Chincontepec, el desarrollo integral de la Cuenca de Burgos, la modernización de tratamiento y transporte de la Sonda de Campeche, y en la explotación con altos porcentajes de agua de los campos del Norte del país.
3. Optimizar los procesos logísticos y administrativos.
4. Mejorar la selección de los proyectos de desarrollo, favoreciendo aquellos con mayor beneficio económico.

De lo anterior, dado que PEP trabaja de manera importante en el mejoramiento de la explotación de sus campos, en la optimización de los procesos logísticos y administrativos, debido a la falta de financiamiento interno ha procurado siempre selecciona adecuadamente los proyectos de desarrollo. Resulta evidente destacar como un área de oportunidad el aumento de las reservas probadas con la explotación de campos en aguas profundas, por lo cual se considera un área de gran interés para México.

II.2.6. EXPECTATIVA NACIONAL DE LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

Durante más de veinte años PEMEX ha desarrollado campos ubicados en tirantes de agua menores a 100 metros, sin embargo, las cuencas productoras están alcanzando su madurez, resulta cada vez más difícil mantener el ritmo de producción de reservas para satisfacer la demanda interna y los compromisos de exportación, ante este escenario la empresa está obligada a explorar zonas y

explotar campos petroleros localizados en áreas marginales de los yacimientos ya explotados, entre ellas las que se encuentran en profundidades oceánicas mayores a 300 metros y a utilizar la tecnología de vanguardia para cumplir con tal propósito.

De los 800,000 km² que integran la porción mexicana del Golfo de México, PEMEX Exploración y Producción produce 2.2 MMBPD de crudo en aguas someras, por lo que las expectativas petroleras, no sólo de la parte profunda del Golfo sino también de las regiones someras poco estudiadas son considerables (Figura II.12). Estas expectativas están basadas en los recientes estudios de muestreo del fondo marino realizados por PEMEX en territorio nacional, y en la actual producción de los yacimientos localizados en el mar profundo del Golfo de México Norteamericano, que para 1999 promedió 610 MBPD de crudo y 2,300 MMPCD de gas (Navarro, 2000).

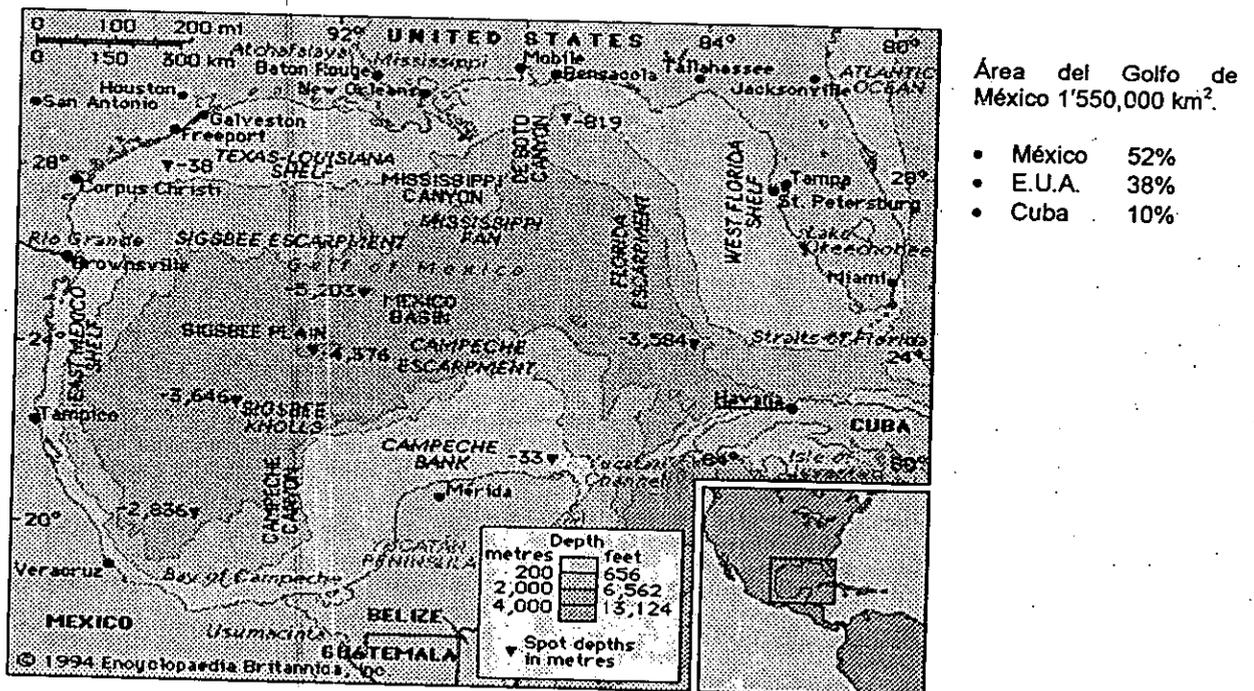


Figura II.12. Golfo de México.

INDICE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN 5

CAPITULO I EL PAPEL DE LA MUJER DENTRO DE LA SOCIEDAD

1.1 ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA CONCEPTUALIZACIÓN DE LA MUJER 12

1.2 EL CONTEXTO SOCIAL DE LA MUJER 18

1.3 LA MUJER Y SU AUTOESTIMA 21

CAPITULO II LOS DISTINTOS ROLES DE LA MUJER

2.1 LA MUJER COMO SER PRODUCTIVO SOCIALMENTE 26

2.2 LA MUJER COMO SER REPRODUCTIVO 31

CAPITULO III ALGUNAS IMPLICACIONES PSICOLÓGICAS DEL CICLO REPRODUCTIVO

3.1 EL PROCESO REPRODUCTIVO EN LA MUJER Y ALGUNO DE SUS TRASTORNOS FISIOLÓGICOS 34

3.1.1 EMBARAZO 36

3.1.2 TIPOS DE EMBARAZO 37

3.1.3 ACTITUD DE LA MUJER ANTE EL EMBARAZO 38

3.2 ABORTO 43

3.2.1 CONCEPTO DE ABORTO 43

3.2.2 TIPOS DE ABORTO 44

3.2.3 ACTITUD DE LA MUJER ANTE EL ABORTO 49

III. DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL MUNDO

III.1. PANORAMA GENERAL

En el mundo las cuencas petroleras explotables con tecnología convencional están madurando, y los nuevos descubrimientos se encuentran en regiones más hostiles y marginales.

El avance en el desarrollo de campos costa fuera, en cuanto al tirante de agua, ha sido lento a través de la historia (Figura III.1), comenzó a principios de los 50's, no obstante la escasa experiencia operativa y la carencia de recursos tecnológicos de las empresas, se explotaban yacimientos bajo tirantes de agua de 5 metros.

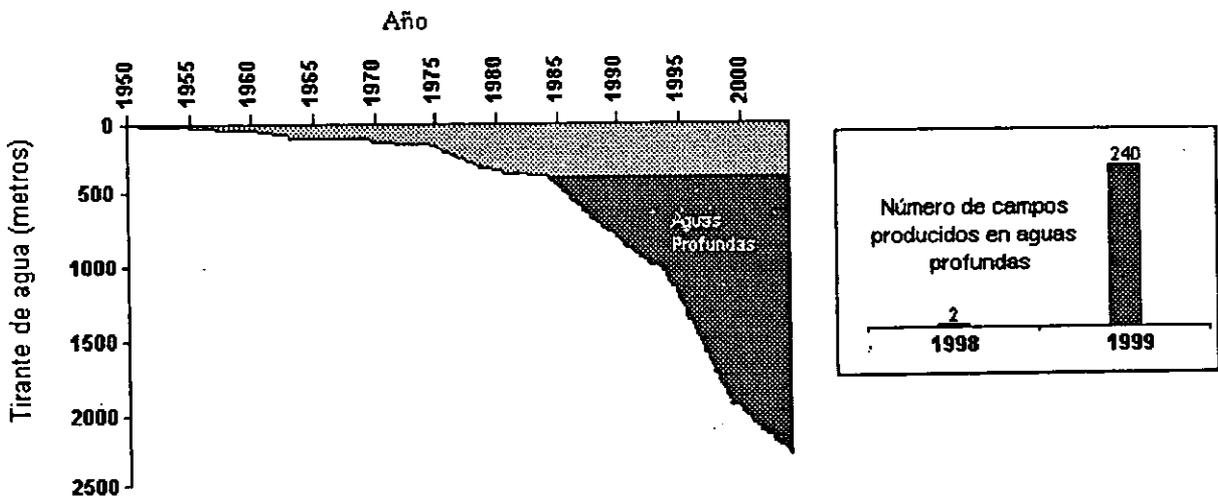


Figura III.1. Máximo tirante de agua de los campos costa afuera en producción.

La evolución mundial hacia mayores profundidades oceánicas fue lenta, y tomó 15 años alcanzar la barrera de los 100 metros. El primer pozo perforado en más

de 400 metros de tirante de agua fue realizado por la compañía Pan-Am en el año de 1966, localizado a 300 km al Sureste de la Isla de Terranova, en Canadá, se terminó en 710 metros de tirante de agua, sin embargo fue abandonado por su baja rentabilidad (Navarro, 2000).

Para principios de los 80's la tendencia sufrió un crecimiento exponencial, en profundidad de tirante de agua y en número, de las nuevas localizaciones. Según las estimaciones actuales para el año 2004 estarán desarrollándose campos en profundidades oceánicas de 2,300 metros.

Según lo establecido por Petróleo Brasileño (Petrobras), compañía líder en el ramo, se consideran aguas profundas aquellas cuyo tirante se encuentra entre 400 a 1,000 metros y aguas ultra-profundas a las que se localizan en profundidades mayores a un kilómetro. Esta clasificación varía de acuerdo a la localización geográfica, así, en el caso del Golfo de México, el Gobierno Norteamericano considera un tirante de 300 metros como límite para aguas someras.

El World Deepwater Report (Informe Mundial sobre Aguas Profundas) afirma que durante los próximos 5 años, se invertirá en el mundo para el desarrollo de campos en aguas profundas, un total de \$76,000 millones USD (Figura III.2), (Dominic, Marzo/Abril 2000).

De las principales provincias petroleras con campos en aguas profundas en el mundo, el Golfo de Guinea y Brasil, ambos con geologías similares, contienen ricas reservas petroleras con escaso gas asociado, mientras que Noruega y el Golfo de México, presentan una mezcla significativa de gas asociado y libre en sus reservas de hidrocarburos. (Tabla III.1)

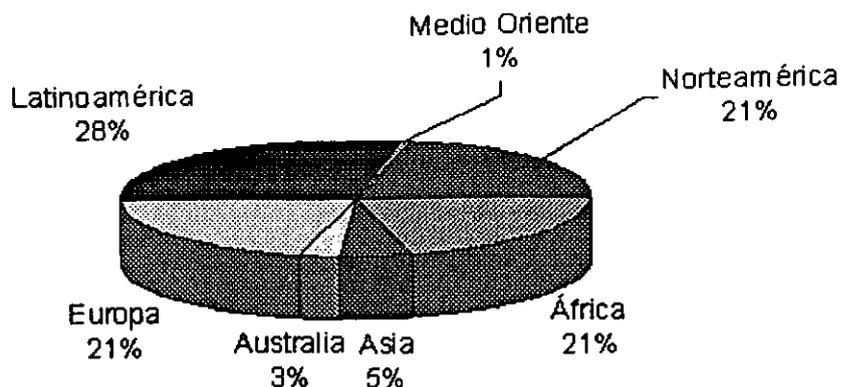


Figura III.2. Inversión mundial en aguas profundas, 76,000 millones USD entre los años 2000–2004.

Región	Reservas		
	Líquidos (MMBI)	Gas (MMMPC)	MMBPCE
Asia – Australia	1,365.75	25,752.12	6,318.08
Brasil	4,916.70	2,146.01	5,329.39
Golfo de México (EUA)	4,913.70	10,730.05	6,980.17
Noruega	1,912.05	32,190.15	8,102.46
Reino Unido	273.15	6,438.03	1,511.23
África	13,384.35	17,168.08	16,685.90
Otros países	546.30	120,176.56	23,657.18
Total mundial	27,315.00	214,601.00	68,584.42

Tabla III.1. Reservas mundiales probadas en aguas profundas.

Actualmente, las áreas con mayor actividad en aguas profundas a nivel mundial (Figura III.3), son:

- El Golfo de México Norteamericano.
- Las Costas de Brasil.
- El Golfo de Guinea.
- En el Mar del Norte.
- El Noroeste de Australia.

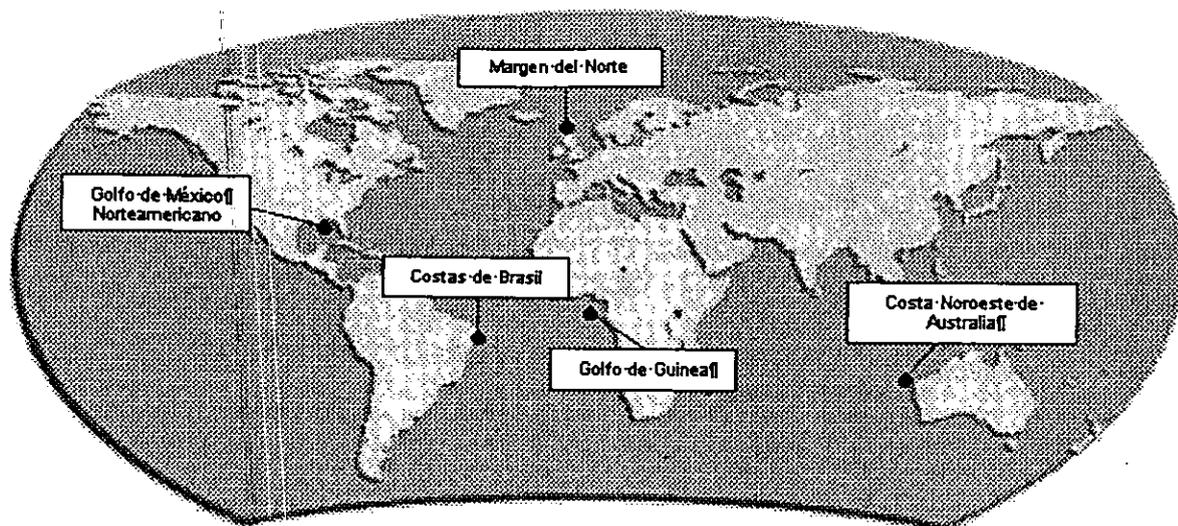


Figura III.3. Regiones con mayor actividad en aguas profundas.

III.1.1. GOLFO DE MÉXICO NORTEAMERICANO

A mediados de los 80's, se consideraba que los yacimientos bajo tirantes de agua someros en el Golfo de México Norteamericano se habían descubierto en su totalidad, sin embargo, los avances tecnológicos en exploración han descubierto nuevos cuerpos turbidíticos altamente productivos en ciertas regiones, y la disminución de los costos de desarrollo han hecho económicamente explotables dichas regiones (Figura III.4).

Una inspección, dirigida por Artur Andersen en 1997, colocó a las aguas profundas del Golfo de México Norteamericano como el área más atractiva de los Estados Unidos de America para la exploración y el desarrollo de campos petroleros. (Richardson, 1998)

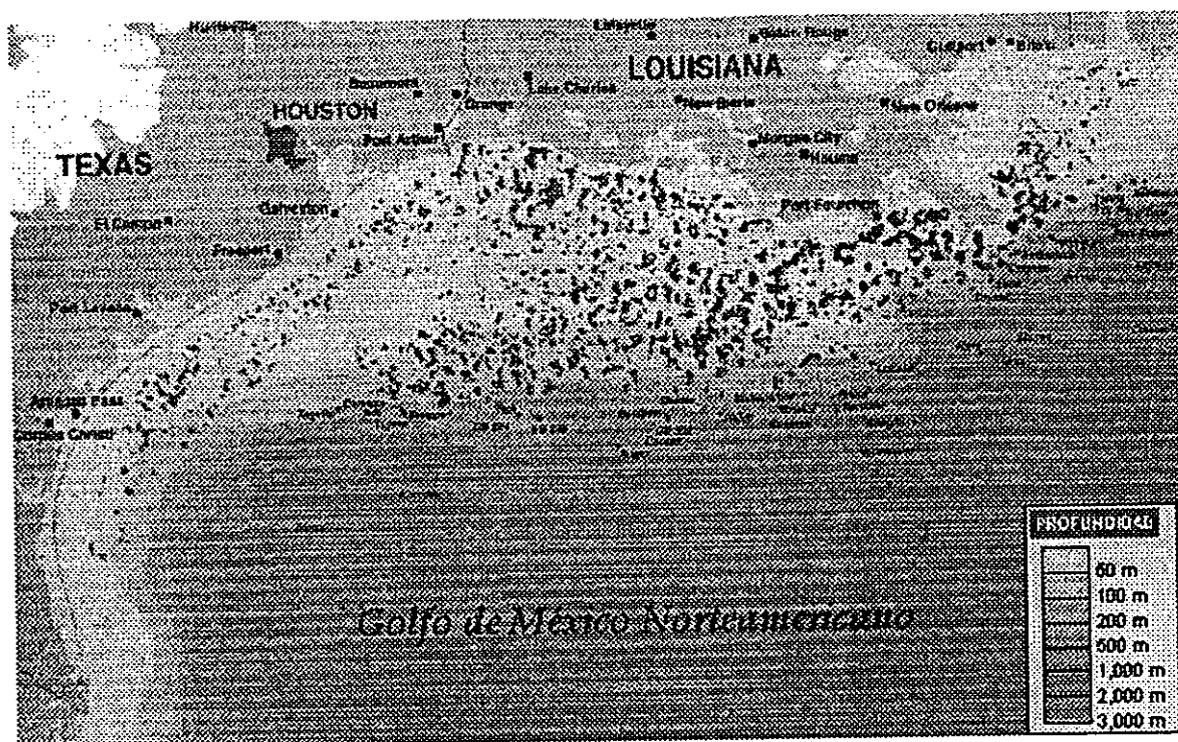


Figura III.4. Campos explotados en el Golfo de México Norteamericano.

Las estadísticas del Mineral Management Service (MMS) muestran que la producción en aguas profundas del Golfo de México Norteamericano comenzó en 1985 (Figuras III.5 y III.6). Con una producción promedio de 58 MBPD de aceite y 93 MMPCD de gas, lo que representó el 6% del crudo y el 1% del gas total producidos en la zona. Sin embargo, para 1999 la producción aumentó a 616 MBPD de aceite y 2,300 MMPCD de gas, es decir el 46% del crudo y el 18% del gas total producidos (Navarro, 2000).

La perforación en aguas profundas continúa a grandes pasos en el Golfo, en mayo de 1999 hubo 25 plataformas (temporales y permanentes) perforando simultáneamente en el Golfo de México Norteamericano en tirantes de agua mayores a 300 metros.

Las reservas probables en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, según las compañías operadoras, ascienden a 20,000 MMBPCE y están localizadas no sólo en yacimientos turbidíticos sino también carbonatados similares a los existentes en la faja de oro en México. (Anderson, 1999)

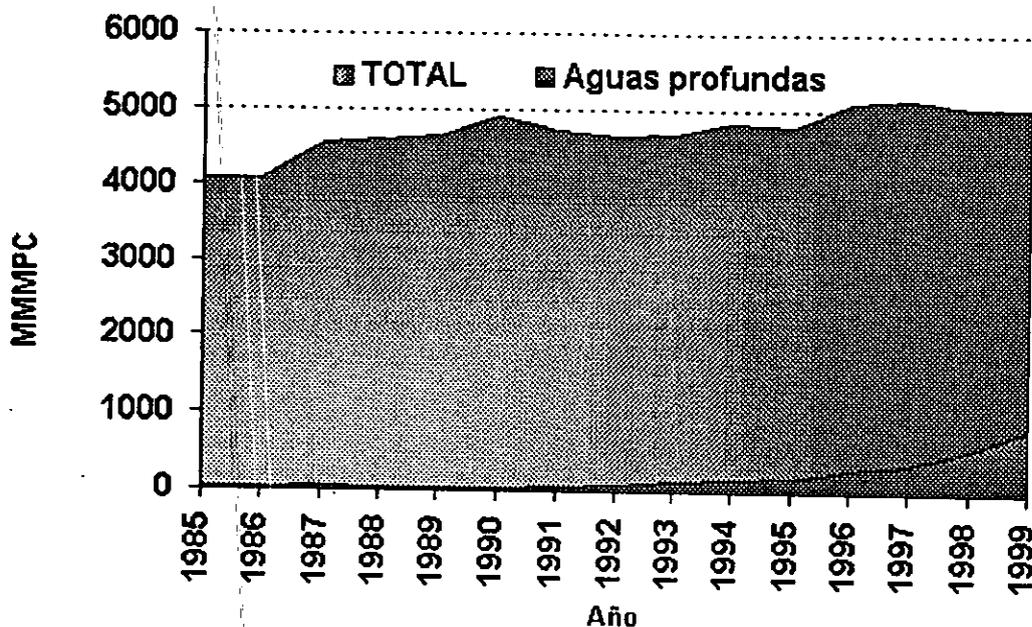


Figura III.5. Producción anual de gas en el Golfo de México Norteamericano.

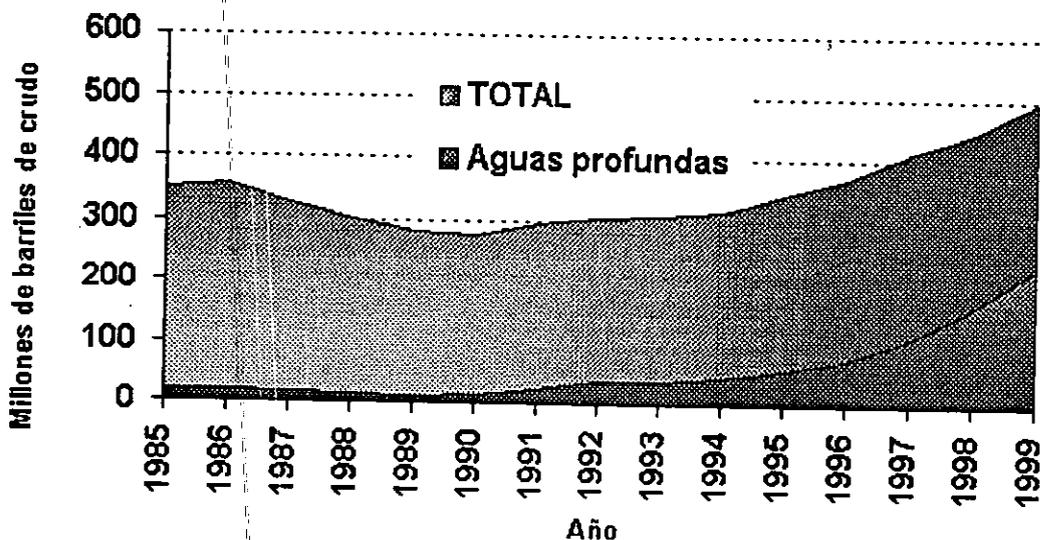


Figura III.6. Producción anual de crudo en el Golfo de México Norteamericano.

La producción récord en el Golfo de México Norteamericano fue impuesta en el campo Auger de Shell en el Bloque 426 de Garden Banks con un volumen aproximado de 90 MBPD de aceite y 185 MMPCD de gas natural. En cuanto a la perforación exploratoria, Chevron ostenta el récord en el Bloque 118 de Atwater Valley con 2,352 metros (7,718 pies) de tirante de agua en un pozo terminado en agosto de 1998. Este hecho ha eclipsado el récord anterior de perforación de abril de 1996, en el Bloque 600 de Alaminos Cayon con 2,322 metros (7,620 pies) de tirante de agua, implantando por el consorcio formado por Shell, Amoco, Mobil y Texaco.

Los campos más grandes localizados en la zona son: Llano, descubierto por Exxon, y Crazy Horse, descubierto por BP-Amoco, cada uno con acumulaciones por más de 1,000 MMBPCE.

III.1.2. COSTAS DE BRASIL

Ningún otro país de Latinoamérica, o del resto del mundo, ha aceptado el reto de la exploración y producción petrolera en aguas profundas con el entusiasmo de Brasil. El 29% de las reservas petroleras mundiales descubiertas en tirantes de agua de 300 a 2,500 metros, se encuentra en Brasil.

Para Brasil es claro que su futuro petrolero yace en la exploración y explotación de campos de aguas profundas. En 1984, Petrobras, compañía con mayores logros en el ramo a nivel mundial, perforó su primer pozo en más de 300 metros de tirante, y hasta el momento ha invertido 20,000 millones de USD en el desarrollo de las prolíficas Cuencas de Campos (Figura III.7), y de Santos en donde los objetivos geológicos principales son los sistemas turbidíticos arenosos de la parte abisal (Ivanovich, 1997).

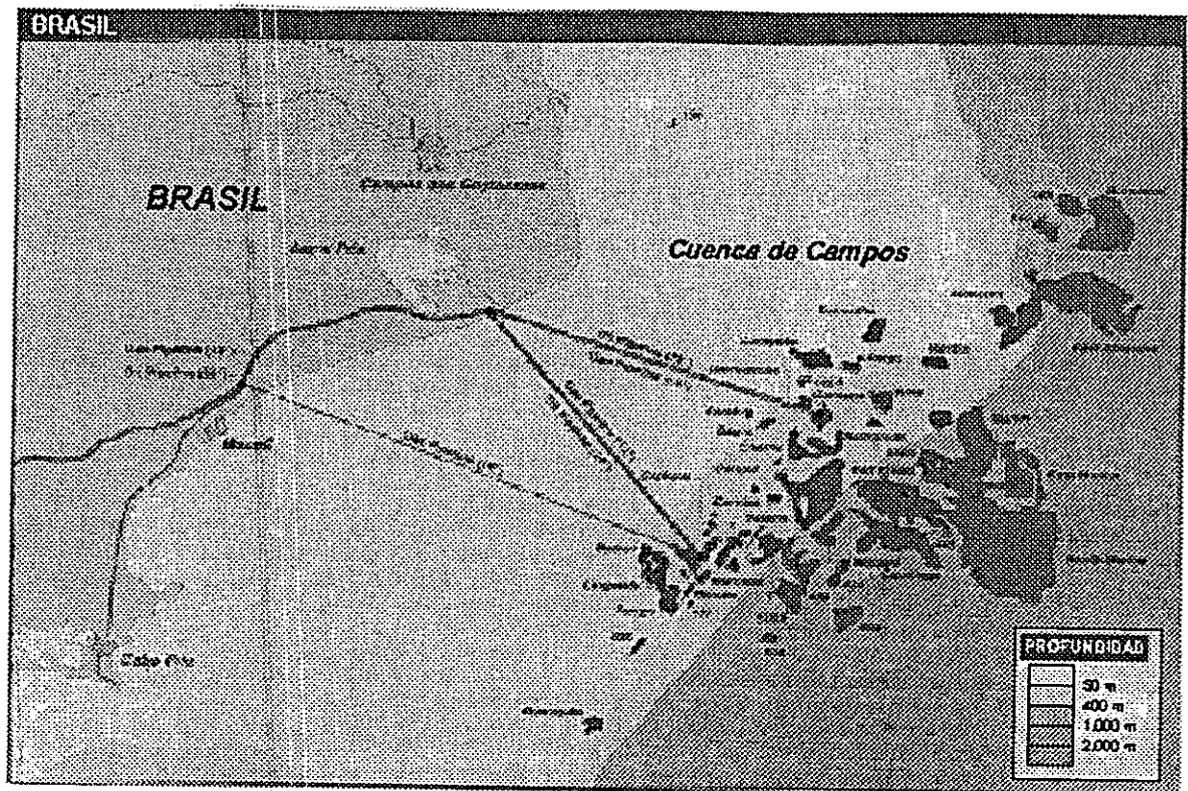


Figura III.7. Principales yacimientos explotados en la Cuenca de Campos.

Petrobras ha dedicado más de veinte años al desarrollo de tecnologías innovadoras para aguas profundas, desde su primera extracción de petróleo en 1977. La tecnología y la experiencia que Petrobras ha adquirido durante estos 20 años, le ha brindado la técnica y conocimientos para alcanzar una tasa de éxito exploratorio del 42% en 628 pozos, y un porcentaje de éxito de desarrollo del 92% en 537 pozos, todos ellos conectados a una red submarina de 1,300 kilómetros de ductos y 2,500 metros de líneas flexibles.

Las cuencas marinas de Campos, Santos y Espírito Santo (Figura III.8) están constituidas de lutitas y areniscas lacustres del cretácico inferior que se depositaron al mismo tiempo que se formaron las cuencas, en un ambiente rico en materia orgánica y adecuado para la formación futura de rocas generadoras.



Figura III.8. Las Cuenca Campos, Santos y Espiritu Santo.

La Tabla III.2 muestra que Brasil es el único país que rivaliza con el Golfo de México Norteamericano en el continente Americano en cuanto a las reservas en aguas profundas, las cuales representan el 88.6% del total cuantificado para Brasil y el 91.5% del total en el Golfo de México Norteamericano.

Región	Reservas	
	Aguas profundas	Aguas someras
	MMBPCE	
Asia Pacífico	6,318.08	38,516.50
Brasil	5,329.39	657.54
Golfo de México (EU)	6,980.17	652.42
Noruega	8,102.46	5,318.90
Reino unido	1,511.23	7,597.07
África	16,685.90	6,120.90
Otros países	23,657.18	126,106.84
Total mundial	68,584.42	184,970.17

Tabla. III.2. Comparación de reservas remanentes según la profundidad de tirante de agua, 2000.

Los yacimientos más representativos de las costas de Brasil se localizan en la cuenca de Campos y son: Marlim, en un tirante de agua de 3,500 metros, considerado el de mayores reservas a nivel mundial (2,500 MMBPCE) y Roncador, donde se encuentra el pozo productor en el tirante más profundo a 1,877 metros (Navarro, 2000).

III.1.3. GOLFO DE GUINEA

La exploración en el Golfo de Guinea (Figura III.9), inició a principios de los 60's con los éxitos de los campos localizados en las aguas someras del Delta de Níger y con el descubrimiento del campo Emeraude, en las costas de Congo.

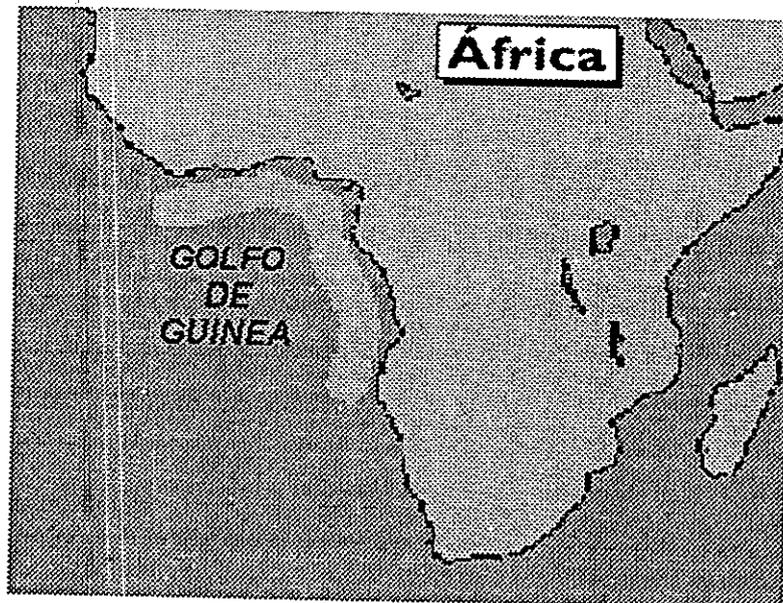


Figura III.9. Zona de exploración en el Golfo de Guinea.

La reserva probable identificada en el Golfo de Guinea es de 25,000 MMBPCE, y está asociada a siete cuencas importantes (Figura III.10):

- Cuenca de Abidján (Costa de Marfil y Ghana).

- Cuenca de Benin (República de Benin, Togo y Nigeria).
- Delta Cenozoico de Nigeria (Camerún).
- Costa de Gabón (Camerún, Guinea Ecuatorial y Gabón).
- Cuenca inferior del Congo (Gabón y Angola).
- Cuenca de Kwanza (Angola).
- Abanico del Congo (Cuenca superior del Congo).

Se estima que esta región posee, aproximadamente, el 14% de las reservas de aceite en aguas profundas en el mundo.

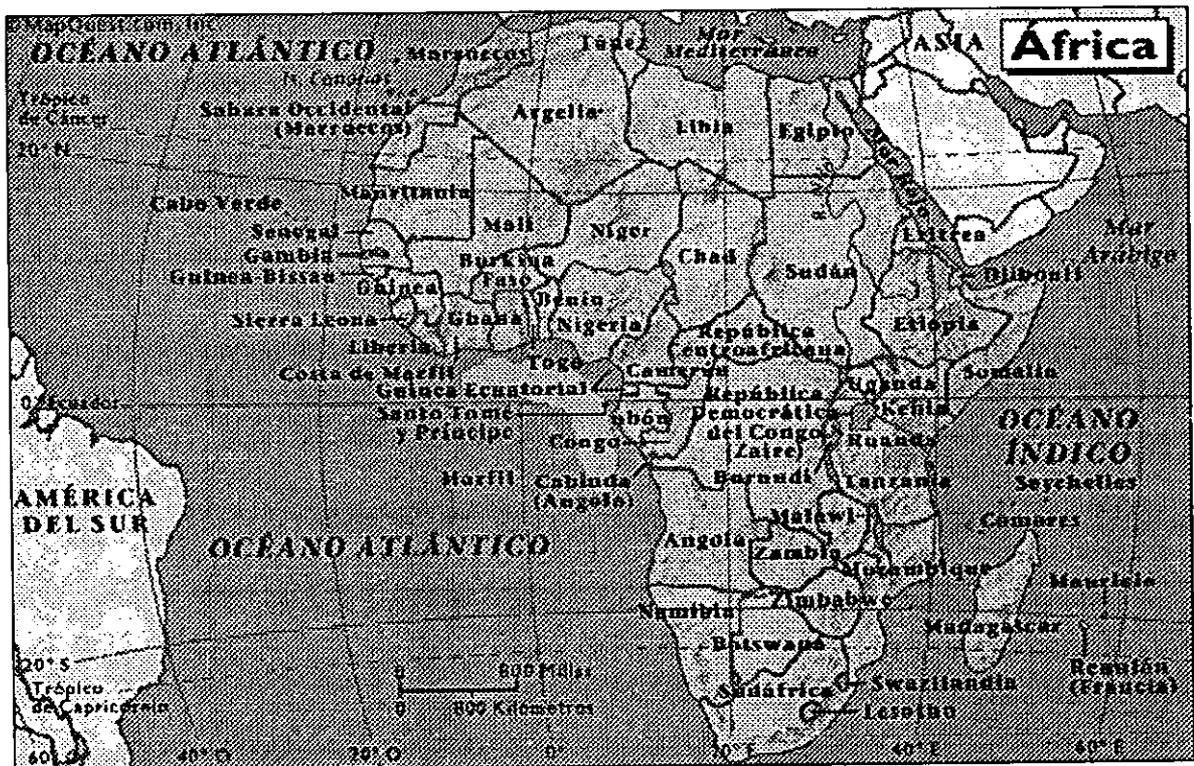


Figura III.10. Ubicación de las Cuencas del Golfo de Guinea.

Se han descubierto más de 25 campos en tirantes de agua de 300 metros hasta 1,500 metros. El campo Girasol (Figura III.11), operado por Elf y descubierto en abril de 1996, es el campo más importante de esta zona y se encuentra a 1,300 metros de tirante de agua al oeste de África. Girasol contiene reservas por

más de 1,000 MMBI de aceite ligero, que será desarrollado con 40 pozos submarinos (Figura III.12): 23 productores, 14 inyectores de agua y 3 inyectores de gas, a través del FPSO más grande del mundo (Navarro,2000).

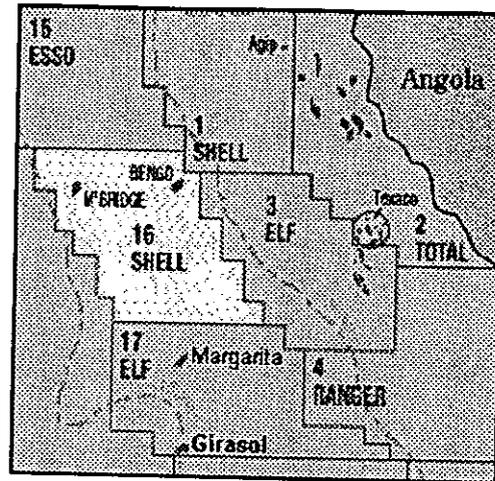


Figura III.11. Ubicación del campo Girasol.

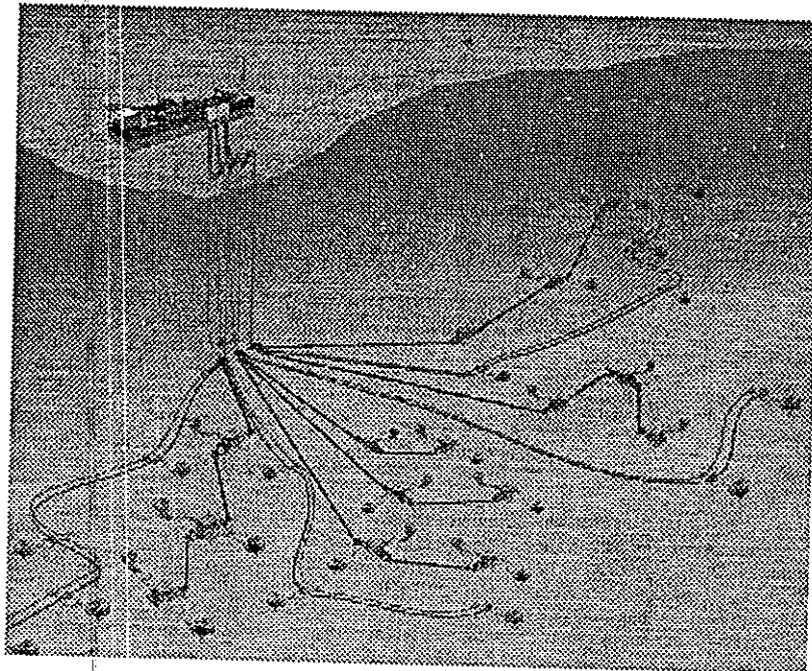


Figura III.12. Sistema de producción submarino del campo Girasol.

El campo Dalia, descubierto por Elf en las aguas profundas de las costas de Angola a finales de agosto de 1998, es junto con Girasol, uno de los campos más grandes de la zona y queda por confirmar si estas nuevas reservas de gas, como las del enorme campo noruego Ormen Lange, podrán desarrollarse en los próximos años.

En lo que se refiere al ritmo de extracción de hidrocarburos, se estima que para el año 2005 la producción proveniente de las aguas profundas del Golfo de Guinea, alcance la barrera del millón de barriles por día (Navarro,2000).

III.1.4. MAR DEL NORTE

El desarrollo de los campos petroleros en el Mar del Norte se inició con la explotación del campo de gas Groningen en Holanda en 1959 y en los siguientes 5 años se extendió a las costas de Inglaterra, donde en 1965 el campo West Sole fue el primero de los grandes campo de gas encontrados.

El campo Brent (Figura III.13), descubierto en 1971 y puesto en producción en 1977, es el más importante de la zona. En ese mismo año se descubrió el campo Clair, sin embargo debido a que era crudo pesado, la zona no fue considerada de gran potencial.

A principios de los 90's se descubrieron dos grandes campos; Foinaven en 1992, que representa el 3% de la reserva probable de Inglaterra, y Schiehallion en 1993. Ambos producen en la actualidad un promedio de 250 MBPD de aceite. Según estimaciones recientes ambos campos cuentan con una reserva probable de 15,000 MMBPCE.

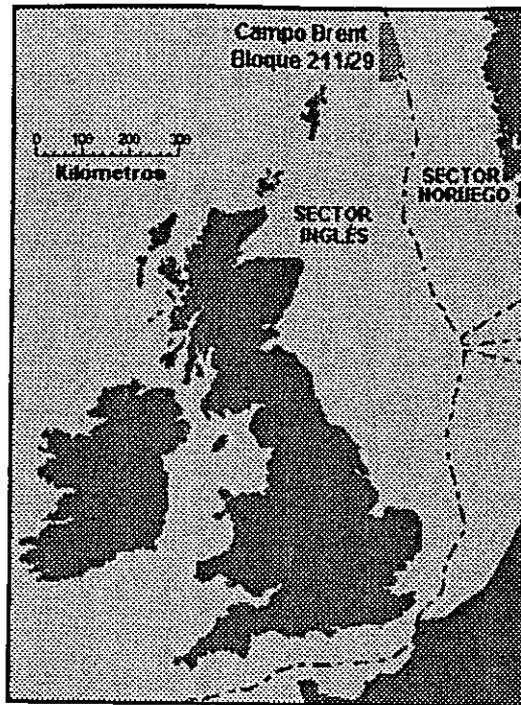


Figura III.13. Localización del Campo Brent.

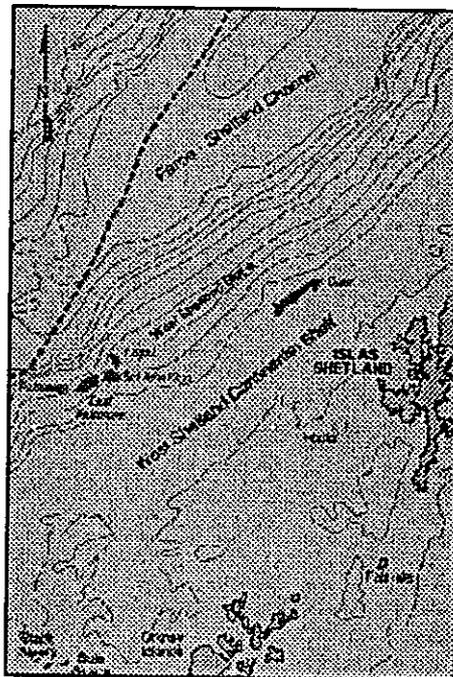


Figura III.14. Localización de los descubrimientos por explorar o por desarrollar, de British Petroleum.

Un área de interés reciente en esta región es la denominada "white zone", zona internacional no definida con importantes acumulaciones de hidrocarburos. La "white zone" (Figura III.15) se localiza entre las Islas Faroe (territorio danés) y las Islas Shetland (territorio escocés) (Navarro, 2000).

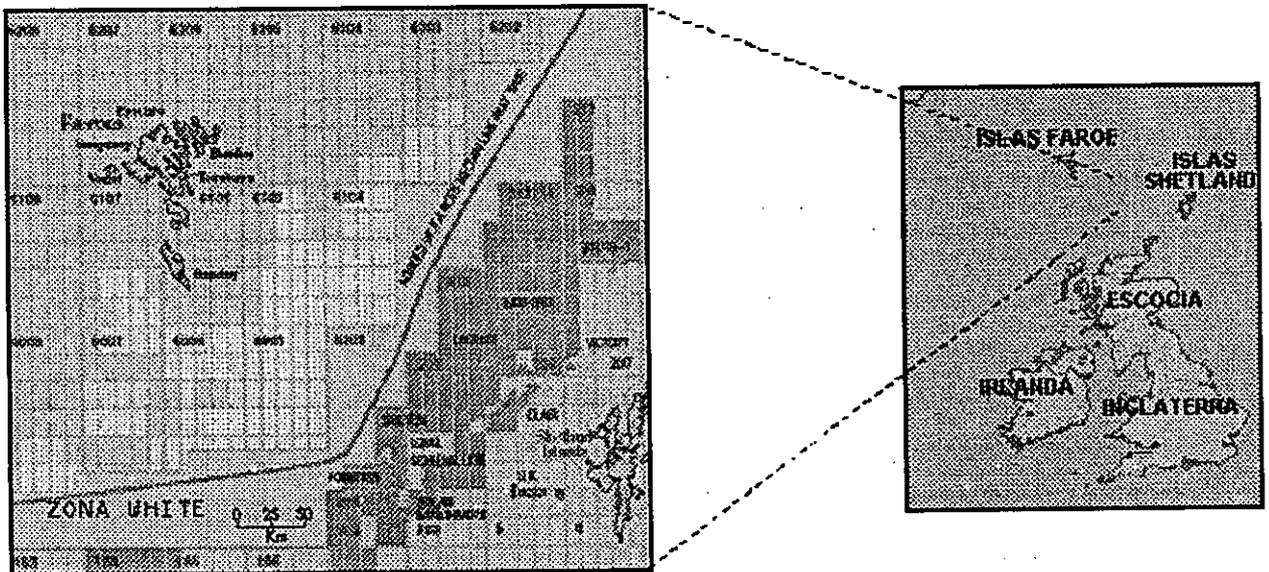


Figura III.15. Ubicación de la Zona White.

III.1.5. NOROESTE DE AUSTRALIA

El noroeste de Australia es un lugar que ha provocado grandes expectativas, Mobil estima que se tienen reservas por más de 17,000 MMBPCE (PEMEX, 2000).

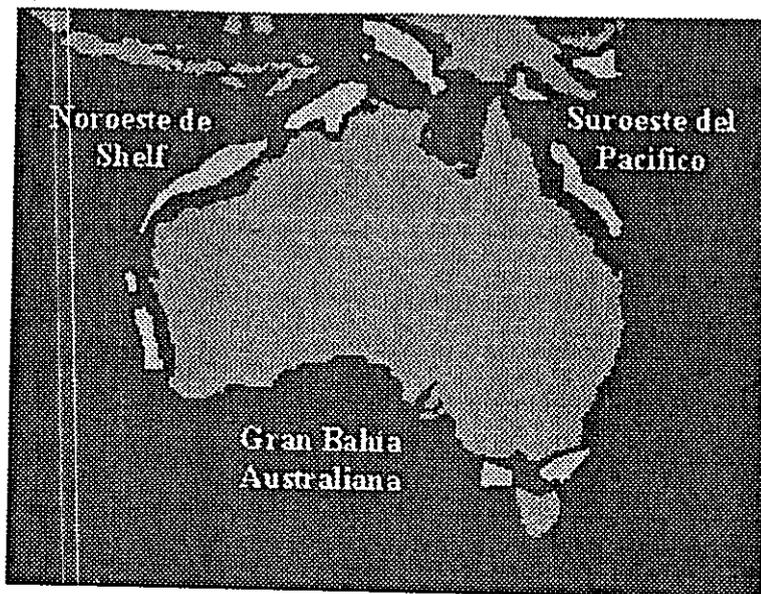


Figura III.16. Áreas de Exploración en el Continente Australiano.

El Australian Geological Suvery Organization descubrió recientemente 100 grandes domos sedimentarios en la Base Fairway, al norte-noroeste de New South Wales, en las costas al oeste del continente australiano.

Los campos Wanaea y Cossack, localizados a 130 km al noreste de las costas de Australia en un tirante de agua de 80 metros (Figura III.17), fueron descubiertos en 1989 y 1990 respectivamente, se cree que tienen una reserva de 200 MMBI de aceite. La producción se realiza con 5 pozos convencionales en Wanaea y un pozo horizontal en Cossack a través de tuberías flexibles a 4 manifolds submarinos donde la producción se recolecta en el Cossack Pioneer; un Sistema de Producción de Almacenamiento y Descarga (FPSO).

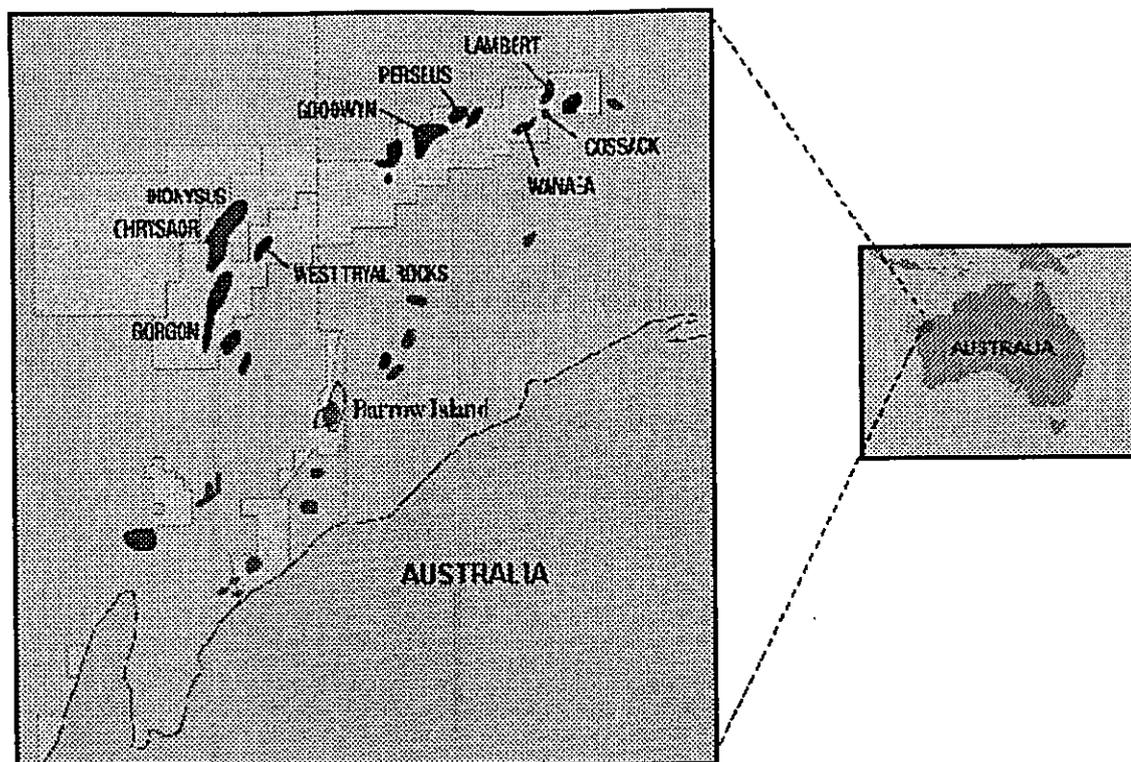


Figura III.17. Localización de los Campos Wanaea y Cossack, y otros campos.

III.2. AGUAS PROFUNDAS DE MÉXICO

Los yacimientos petroleros en México en tirantes de agua menores a 100 metros se han desarrollado desde hace más de veinte años. La madurez y la declinación de la producción en estas regiones petroleras son las razones fundamentales para explorar y explotar las áreas más profundas del Golfo México, por el cual el uso de tecnología de vanguardia en adquisición de datos, procesamiento sísmico y modelado de yacimiento son un requisito inevitable.

PEMEX logró su primera experiencia exitosa con la perforación del pozo Ayin-1 en 1992, en 176 metros de tirante de agua, el campo Ayin tiene una reserva certificada de 243 MMBPCE. No obstante, dado que el límite de las aguas

convencionales es 400 metros, este evento no pudo catalogarse como una experiencia en aguas profundas, pero sí como una aproximación (Nieto, 2000).

El primer pozo que se perforó en aguas profundas, localizado en un tirante de 384 metros de tirante de agua fue el Chuktah-1, sin embargo, los problemas operativos impidieron obtener resultados satisfactorios (Figura III.18).

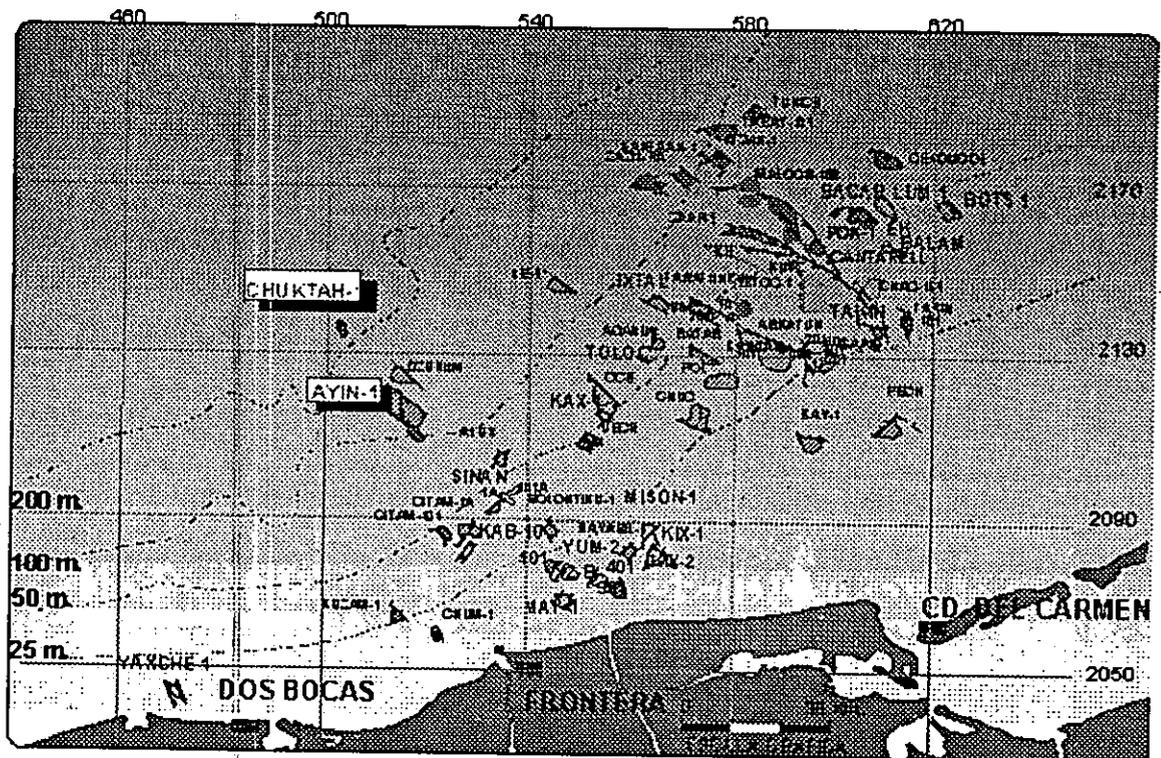
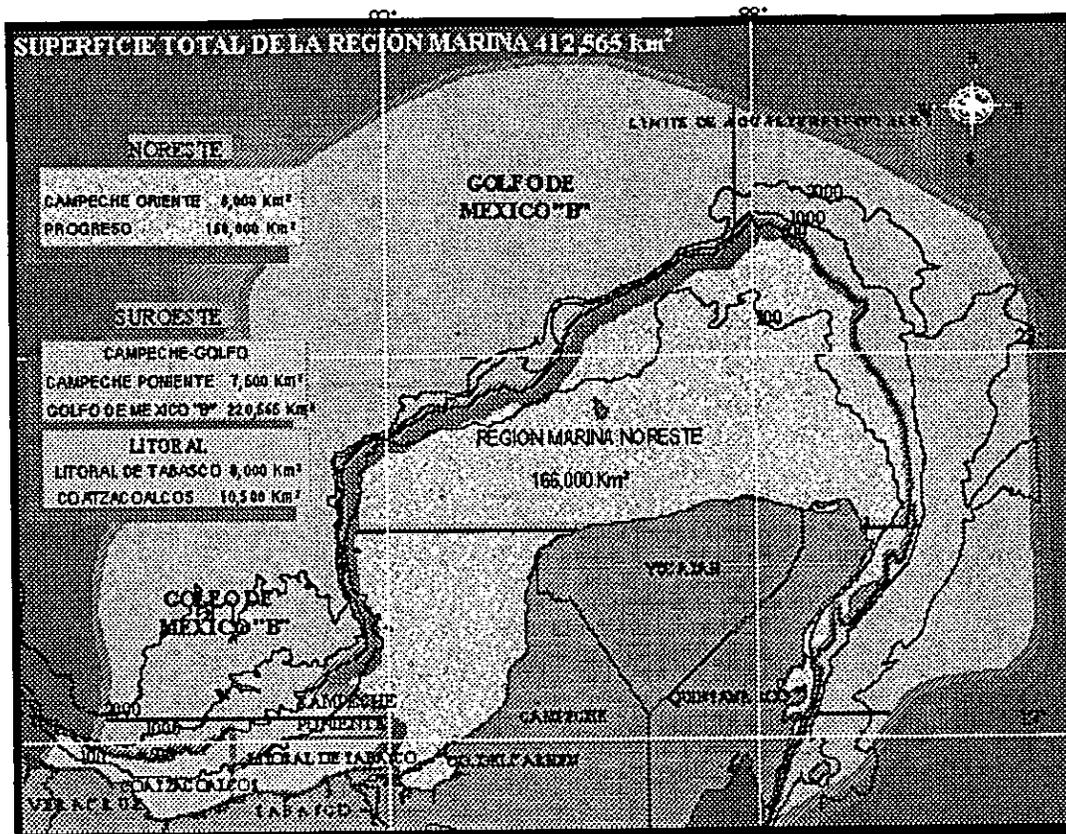


Figura III.18. Ubicación de los pozos Ayin-1 y Chuktah-1.

Como parte de las estrategias que se han emprendido para la localización de nuevos yacimientos productores en aguas territoriales del Golfo de México, se generaron tres proyectos de Exploración, el Golfo de México "B" (Figura III.19), el Campeche Poniente y el Coatzacoalcos.



Fuente: Proyecto Golfo de México "B". Exploración, RMSO.

Figura III.19. Proyecto de exploración de la Región Marina Suroeste.

III.2.1. PROYECTO GOLFO DE MÉXICO "B"

Cubre una extensión de 220,565 km² frente a las costas de Campeche y Tabasco, y está dividido en tres sectores (Figura III.20). El primer sector se trabaja en la adquisición de información sísmica 2D y 3D, es el más estudiado hasta el momento, se han identificado 12 estructuras geológicas, 8 en la parte oriente y 4 en la poniente. Cada estructura geológica tiene una extensión de al menos 40 km², y se estima obtener hidrocarburos con una densidad media de 20° a 25° API.

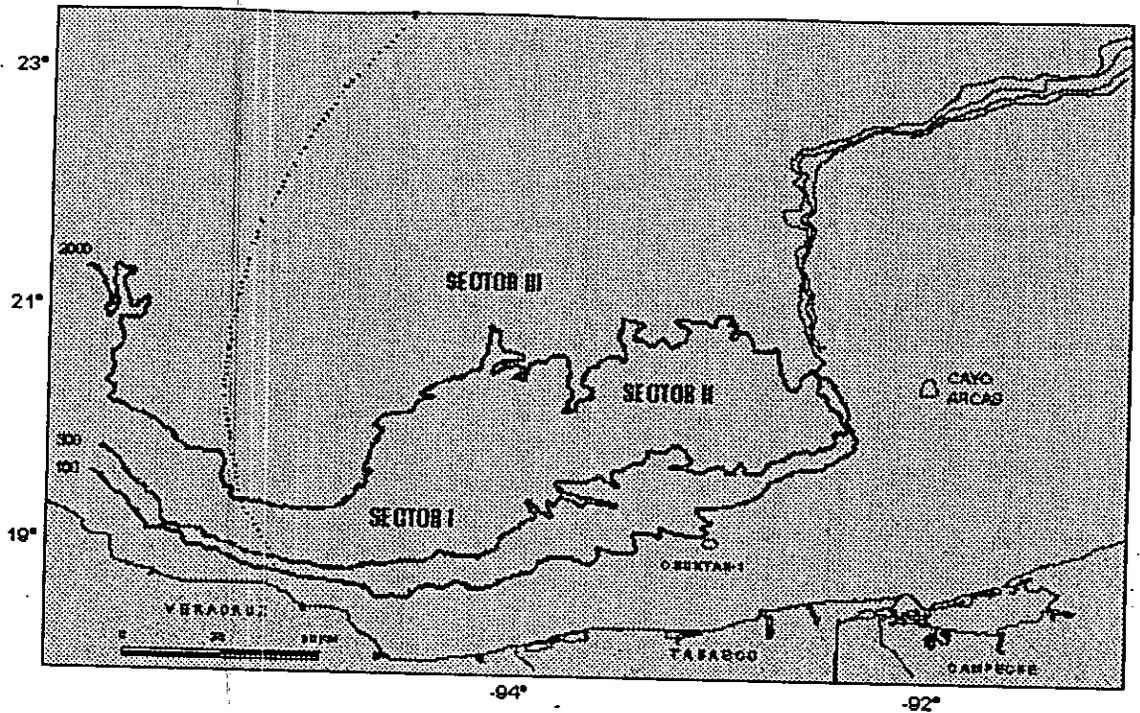


Figura III.20. Área sectorizada para la exploración del Proyecto Golfo de México "B".

La reserva potencial del proyecto Golfo de México "B" es de 18,000 MMBPCE, y su objetivo principal es evaluar el potencial petrolero de la zona, que podría conducir al descubrimiento de nuevas áreas productoras a mediano y largo plazos. Esta área es considerada prometedora por el considerable número de trampas estratigráficas, estructurales y combinadas. Los prospectos exploratorios se listan en la Tabla III.3.

Prospecto	Objetivo	Prof. Objetivo (metros)	Prof. Total (metros)	Tirante de Agua (metros)
BACH 1	Cretácico	4400	5500	567
BACH 101	Cretácico	4750	5850	587
BACH 201	Cretácico	4750	5850	560
BISBÁ 1	Cretácico	4600	5700	905
BAXAL 1	Cretácico	4000	5100	662
CHALTÚN 1	Cretácico	4700	5800	800
ETBAKEL 1	Cretácico	4200	5300	630
CHAWAY 1	Cretácico	4700	5800	643
CHAWAY 101	Cretácico	4750	5850	652

ETBAKEL 101	Cretácico	4550	5650	860
BEKAN 1	Terciario	2400	2800	1000
IKIM 1	Terciario	2650	2950	900
CHAKAN 1	Terciario	2750	3100	920
CHELEM 1	Terciario	2750	3100	940
KUKUM 1	Terciario	2500	3700	880
XULUB 1	Cretácico	3700	4000	990
KATAK 1	Cretácico	4500	5600	1320
KOBÁ 1	Cretácico	4600	5600	660
CHANAB 1	Cretácico	4600	5700	1000
BILAK 1	Cretácico	4700	5800	1100

Fuente: Proyecto Golfo de México "B", Exploración, RMSO.

Tabla III.3. Prospectos del proyecto Golfo de México "B".

III.2.2. PROYECTO CAMPECHE PONIENTE

Se ubica en la plataforma continental del Golfo de México con un tirante de agua aproximadamente de 500 metros y su extensión es de 7,500 km², los cuales alojan una reserva probable de 1,325 MMBPCE. El plan de trabajo del proyecto considera la perforación de 18 pozos exploratorios en un plazo de 8 años a partir del 2001. La Tabla III.4 muestra los principales prospectos (Navarro,2000).

Prospecto	Tirante de agua (metros)
Ajal-1	87
Akpul-1	64
Hap-1	87
Sakil-1	60
Lahun-1	74
Chimal-1	110
Kukul-1	120
Sowil-1	176
Buleb-1	100
Akat-1	400

Nonohil-1	120
Amay-1	375
Tan-1	510
Winikil-1	200
Tul-1	176
Bolon-1	283
Hekeb-1	150
Hobon-1	183

Tabla III.4. Prospectos del proyecto Campeche Poniente.

III.2.3. PROYECTO COATZACOALCOS

Se ubica en la plataforma continental del Golfo de México y abarca una superficie de 13,000 km². Limitado al sur por las costas de los estados de Veracruz y Tabasco, al occidente por el proyecto Veracruz y al oriente por el proyecto Campeche Poniente.

El primer estudio exploratorio que se realizó fue de tipo gravimétrico frente a las costas de Tabasco y Veracruz en 1949, en la que se detectaron importantes anomalías provocadas por la presencia de domos salinos. Este estudio determinó posteriormente la perforación del pozo Tortuguero-1, que descubrió el primer yacimiento marino de la Plataforma Continental Mexicana (Navarro, 2000).

Dentro de este proyecto se encuentran 5 áreas con potencial petrolero; Catemaco, Marbella Norte, Coatzacoalcos, Santa Ana y Dos Bocas, en las cuales se estima una reserva de 8,600 MMBPCE. La mayoría de los proyectos localizados en la zona se encuentran en aguas someras, sin embargo, existen también algunos en tirantes por encima de los 300 metros (Tabla III.5).

Prospecto	Número de Pozos	Tirante de agua (metros)	Tipo de Plataforma
ACATL 1	5	60	OCTAPODO
*ATL 1	18	600	TLP
AYOTL 1	7	10	OCTAPODO
*CE 1	19	300	OCTAPODO
*CIHUATL-1	84	300	TORRE FLEXIBLE
COALIPEC-1	66	30	3 OCTAPODOS
COATL-1	6	50	OCTAPODO
COLHUA-1	19	90	OCTAPODO
CONETHL-1	29	80	2 OCTAPODOS
COYOTL-1	10	55	OCTAPODO
COALLI-1	14	80	OCTAPODO
CHIBALJA-1	61	60	3 OCTAPODOS
CHICHINI-1	28	29	2 OCTAPODOS
EHECATL-1	29	30	2 OCTAPODOS
IXHUATOC-1	31	100	2 OCTAPODOS
KITEKI-1	30	60	2 OCTAPODOS
KOSTIK-1	40	25	3 OCTAPODOS
LUHUA-1	33	40	2 OCTAPODOS
LUHUA-101	23	41	2 OCTAPODOS
MAZATL-1	12	52	OCTAPODO.
MECATL-1	31	113	2 OCTAPODOS
MICHIN-1	8	45	OCTAPODO
OCELOTL-1	19	25	OCTAPODO
OLLIN	22	100	2 OCTAPODOS
*QUAUHTLI-1	35	600	TLP
TABSCOOB-1	11	194	OCTAPODOS
TEOTL-1	27	30	2 OCTAPODOS
TEPILTZIN-1	3	55	OCTAPODO
*TLANEXTLI-1	37	500	TLP
TOCHTLI-1	7	10	OCTAPODO
TOTOTL-1	8	40	OCTAPODO.
TUCOO-1	23	56	2 OCTAPODOS
TUCOO-101	29	60	2 OCTAPODOS
XALLI-1	9	70	OCTAPODO
XIHUITL-1	17	350	TORRE Flexible
XIUH-1	17	40	OCTAPODO

Fuente: Proyecto Coatzacoalcos, Exploración, RMSO.

Tabla III.5. Prospectos del Proyecto Coatzacoalcos.

* Prospectos que se encuentran en tirantes de aguas mayores de 300 metros.

IV. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA AGUAS PROFUNDAS

Las primeras operaciones de la industria petrolera en la exploración y producción en la zona marina han evolucionado a lo largo del último siglo (Tabla IV.1), a partir de 1897 que se instaló el primer mástil de perforación sobre un muelle en las costas de California de E.U.A.

La evolución tecnológica requerida para la explotación de campos petroleros ubicados en regiones más hostiles, ha llevado a la perforación marina a utilizar las denominadas "terminaciones submarinas", en donde los cabezales de los pozos se encuentran sobre el lecho marino y se conectan con las líneas de flujo que transportan el hidrocarburo hacia las instalaciones superficiales.

Los primeros pozos submarinos se terminaban con plataformas semisumergibles y la ayuda de buzos que dirigían el emplazamiento de los equipos y operaban las válvulas. En la actualidad, las terminaciones submarinas resultan demasiado profundas para los buzos, por lo que los equipos de producción se controlan y manejan con la ayuda de vehículos operados a control remoto (ROV's).

La tecnología submarina disponible hoy en día comprende una amplia variedad de equipos y actividades: cables guía para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas, cabezales de pozo, conjunto de preventores (BOP's), árboles de intervención y de prueba, válvulas de distribución (múltiples), plantillas de producción, ROV's, líneas de flujo, risers, sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y separación y reinyección de agua. En síntesis, el ambiente submarino presenta un conjunto de desafíos tecnológicos poco conocidos por las compañías que sólo habían explotado campos marinos ubicados en tirantes someros.

	Inicios de las actividades marinas	Record's en Profundidad del mar	Actividades submarinas
1897	Se coloca un mástil de perforación sobre un muelle a 76 metros de la costa.		
1911	Primera plataforma de perforación.		
1925	Primera isia artificial de perforación.		
1932	Primer pozo perforado desde una plataforma independiente.		
1953	Primeras plataformas móviles y sumergibles.		
1956	Se perfora a partir de 183 metros de profundidad bajo el agua.		
1966	Primera plataforma autoelevable.		1961 Primer árbol de válvulas submarino.
1970		1970 Perforación guía a partir de 456 metros de tirante de agua.	
1971		1971 Primera embarcación con sistema de posicionamiento dinámico.	
1987		1987 Récord de perforación a partir de 2292 metros de tirante de agua.	1973 Primer plantilla de pozos múltiples submarinos.
1994		1994 Récord de producción de petróleo a partir de 1027 metros de tirante de agua.	1991 Récord de tubería horizontal submarina de 48 km de longitud.
1996		1996 Récord de producción de petróleo de 1709 metros de tirante de agua.	1992 Primer árbol horizontal.
1999		1999 Récord de producción de petróleo de 1877 metros de tirante de agua.	1996 Récord de tubería horizontal submarina de 109 km de longitud.
2000		2000 Récord de perforación de petróleo de 2777 metros de tirante de agua.	1997 1000 pozos submarinos terminados.

Tabla IV.1. Cronología de las operaciones marinas.

IV.1. SISTEMAS SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los sistemas superficiales de producción en aguas profundas comprenden diferentes equipos e instalaciones. Sin embargo, en el presente trabajo sólo se mencionan aquellos que difieren de los usados en tierra.

Las principales características de diseño de una plataforma de perforación/producción en aguas profundas son:

- Profundidad del pozo,
- El tirante de agua,
- Capacidad del equipo, y
- Distancia a la zona de abastecimiento más cercana.

Dentro de las instalaciones superficiales de producción en aguas profundas (Figura IV.1) se tiene las siguientes:

Instalación	Tirante de agua (metros)	Número de pozos
Plataforma Fija	120 – 600	12–24
Torre Flexible	400 – 915	12–24
Mini plataforma de Piernas Tensadas	180 – 1,100	12–32
Plataforma Semisumergible	80 – 1,000	18–48
Plataforma de Piernas Tensadas (TLP)	460 – 1,850	18–48
Plataforma de Mástil tipo Boya (SPAR)	500 – 3,000	18–48
Sistema de Producción Flotante de Almacenamiento y Descarga (FPSO)	60 – 2,000	—

Tabla IV.2. Instalaciones de producción en aguas profundas.

Plataforma Fija. Consiste de un jacket (sección vertical alta hecha de partes tubulares de acero apoyada en pilares fijos al fondo del mar) con una cubierta, que proporciona el espacio para el alojamiento del personal, la torre de perforación, y las instalaciones de producción. Se utiliza en tirantes de agua de 120 a 600 metros.

Torre Flexible. Consiste de una torre delgada y flexible y de pilotes convencionales que pueden soportar una cubierta para las operaciones de perforación y de producción. A diferencia de la plataforma fija, la plataforma flexible soporta grandes esfuerzos laterales. Usualmente se utiliza en tirantes de agua de 400 a 915 metros.

Plataforma Semisumergible. Estos equipos, permiten la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo. Sin embargo, continuamente se usan en trabajos de terminación e instalación de equipos submarinos. Algunos son remolcados a la localización, aun cuando en la actualidad tengan sistemas de autopropulsión. Las configuraciones básicas de diseño son triangulares, rectangulares o pentagonales. La estructura está soportada por tres o más patas y están montadas en barcos para su transporte y estabilización en la localización. Los cables que sujetan al barco terminan con las anclas depositadas en el fondo marino y de esta forma el equipo permanece en su sitio.

Estos equipos permiten perforar, terminar o producir en tirantes de aguas desde 80 hasta más de 1,000 metros.

Plataforma de Piernas Tensadas (TLP). Consiste en una estructura flotante sujeta por tendones verticales conectados al lecho marino. Los tendones proveen a la TLP de una gran flexibilidad. Las TLP's se pueden utilizar en tirantes de agua de cerca de 2,130 metros.

Los pozos se conectan desde el fondo marino hasta la plataforma, mediante un sistema de risers de producción, los cuales pueden ser rígidos o flexibles. Los sistemas de riser pueden tener diferente configuración, la cual depende principalmente del número de pozos, del tirante de agua, del material con el que están fabricados, de las características de las corrientes marinas y de la estabilidad hidrodinámica entre ellos.

Mini-Plataforma de Piernas Tensionadas. Es una TLP de tamaño reducido. Su costo es relativamente bajo y adaptado para la producción de reservas pequeñas localizadas en tirantes donde el uso de sistemas de producción convencionales no será rentable. También puede ser utilizada como plataforma satélite, o para la producción temprana de grandes descubrimientos en aguas profundas. La primera Mini-TLP del mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998.

Plataforma SPAR. Consiste de un cilindro vertical de diámetro grande que soporta una cubierta. Tiene un topside fijo típico de una plataforma (cubierta superficial con equipo de perforación y de producción), tres tipos de risers (producción, perforación y exportación), y un casco que está anclado a través de un sistema de catenaria de seis a veinte líneas aseguradas al lecho marino. Los SPAR's se utilizan actualmente en tirantes de agua de hasta 500 metros, aunque con la tecnología existente puede usarse en profundidades cercanas a 3,000 metros.

Las plataformas SPAR pueden ser configuradas de varias maneras, para producir solamente o alguna combinación de perforación, producción, reparación y, en el caso de los SPAR clásicos, de almacenamiento.

Sistema de Producción de Almacenamiento y Descarga (FPSO). Los FPSO's más utilizados son los de un solo casco que pueden ser nuevos o convertidos.

Los FPSO's nuevos son diseñados y construidos a partir de los diseños de buques tanques o se hacen nuevos diseños. Los FPSO's convertidos son construidos a partir de los buques tanques ya existentes.

La diferencia más significativa en las características entre los FPSO nuevos y los FPSO convertidos es la vida de servicio, donde los FPSO convertidos tienen una vida de servicio de 1 a 10 años en tanto los FPSO nuevos tienen una vida de servicio de más de 10 años.

La capacidad máxima de almacenaje de los FPSO's es de 47,000 a 2,000,000 barriles y está en función del ritmo de producción (11,000 BPD a 220,000 BPD) lo que determina el tamaño del FPSO.

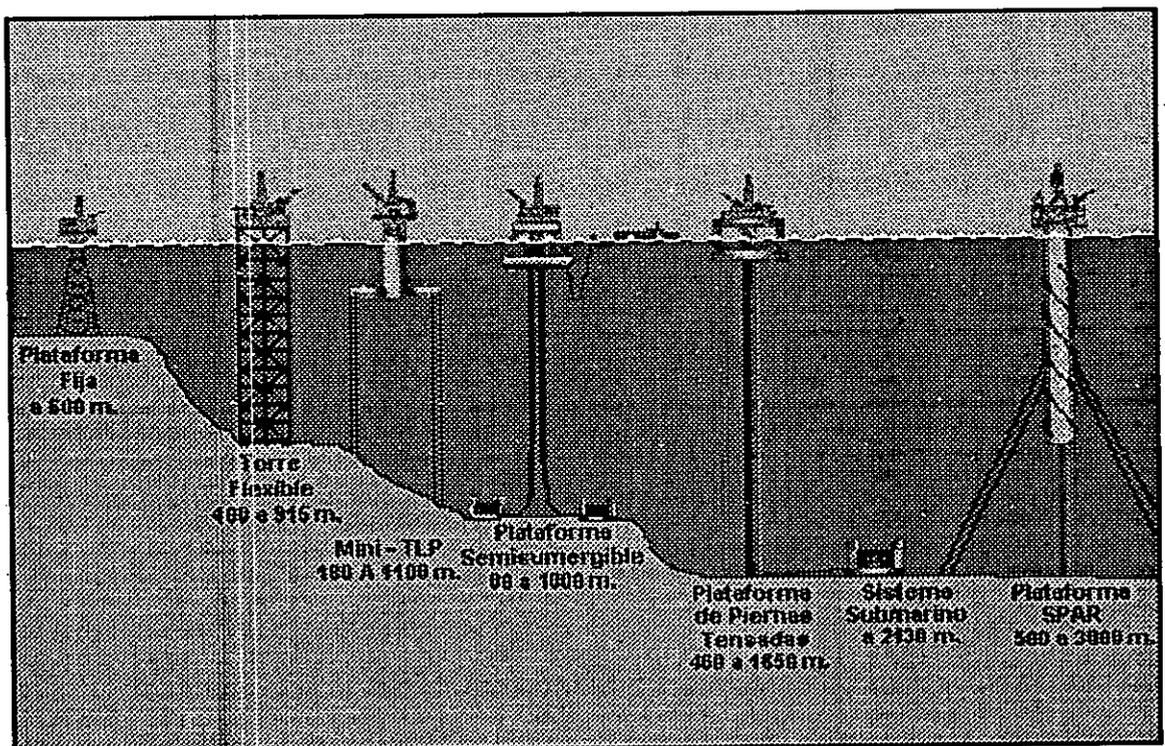


Figura IV.1. Instalaciones de producción en aguas profundas.

IV.2. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

Los sistemas submarinos de producción representan las opciones de desarrollo de campos en aguas profundas. Se incluyen diversos aspectos, desde la concepción del yacimiento, sus características, la planeación y el diseño de la estrategia de desarrollo, hasta la producción de la primera gota de aceite y sus correspondientes etapas de operación y abandono.

Los sistemas submarinos de producción pueden presentar una variedad de arreglos, dependiendo de las características del campo a explotar, por lo tanto, los sistemas submarinos de producción están clasificados de acuerdo al tipo de desarrollo en:

- Pozos satélites individuales,
- Terminaciones en cadena de Margarita (Daisy Chain),
- Plantillas de perforación y producción unitizadas o modulares,
- Desarrollos de pozos y múltiples en grupo (clusters),
- Plantillas y múltiples de varios pozos integrados.

Pozos satélites individuales. Este tipo de terminaciones utiliza líneas de flujo, líneas de prueba y umbilicales interconectados en los diversos pozos del arreglo, en una configuración de líneas individuales. La producción de cada pozo se envían mediante líneas de flujo hacia cabezales de recolección que pueden estar ubicados en la superficie o en el lecho marino. Los cabezales de recolección consisten de arreglos de tuberías y válvulas, de tal manera que evita duplicar líneas de transporte y control, desde los pozos satélites hasta el sitio de procesamiento.

Terminaciones en cadena de Margarita (Daisy Chain). Las terminaciones de pozos en cadena de Margarita utiliza menos umbilicales y líneas de prueba, ya

que algunas de ellas se interconectan entre los diversos pozos del arreglo, en una configuración de líneas en serie a fin de optimizarlas.

Plantillas de perforación y producción unitizadas o modulares. Las plantillas presentan algunas ventajas como compatibilidad, estandarización y unificación entre los elementos del sistema de pozos. El soporte de la plantilla en la mayoría de los casos es de material tubular y con su configuración proporciona una protección a los componentes del sistema contra cualquier daño durante la instalación y operación.

En las plantillas existen dos tipos de diseño:

- **Unitizado**, la plantilla es fabricada e instalada como una unidad individual, que contiene todos los equipos necesarios.
- **Modular**, permite flexibilidad y minimiza la inversión inicial. Cada guía de perforación está fabricada e instalada de manera individual para interconectarse con las otras líneas. Este tipo de sistema permiten perforar y terminar un número inicial de pozos y de acuerdo a los resultados obtenidos durante su explotación, se pueden perforar más pozos, dentro de la misma estructura de soporte.

Desarrollos de pozos y múltiples en grupo (clusters). El concepto de clusters tienen pozos satélites submarinos discretos muy próximos a un múltiple común, conectados al múltiple con líneas de flujo y jumpers de control. Los sistemas múltiples estilo cluster ofrecen gran flexibilidad para el desarrollo de campos que permite acelerar la terminación de pozos y también permite la toma de registros geofísicos y la perforación de pozos en desarrollo.

Plantillas y múltiples de varios pozos integrados. Las plantillas y múltiples de varios pozos integrados se utilizan típicamente donde el potencial de producción de los pozos es alto y se prefiere un sitio común de perforación.

A continuación se da una breve descripción de algunos de los equipos empleados en el sistema submarino de producción.

IV.3. SISTEMA DE PLANTILLA

En el sistema de plantilla (Figura IV.2-a y Figura IV.2-b), todos los pozos se colocan dentro de una misma estructura. La plantilla proporciona el número de pozos requeridos con sus conectores guías para perforar y soportar los pozos, soporta los cabezales y los árboles entre el pozo y el múltiple. El sistema de plantilla incluye un sistema múltiple de recolección que se instala en el fondo marino.

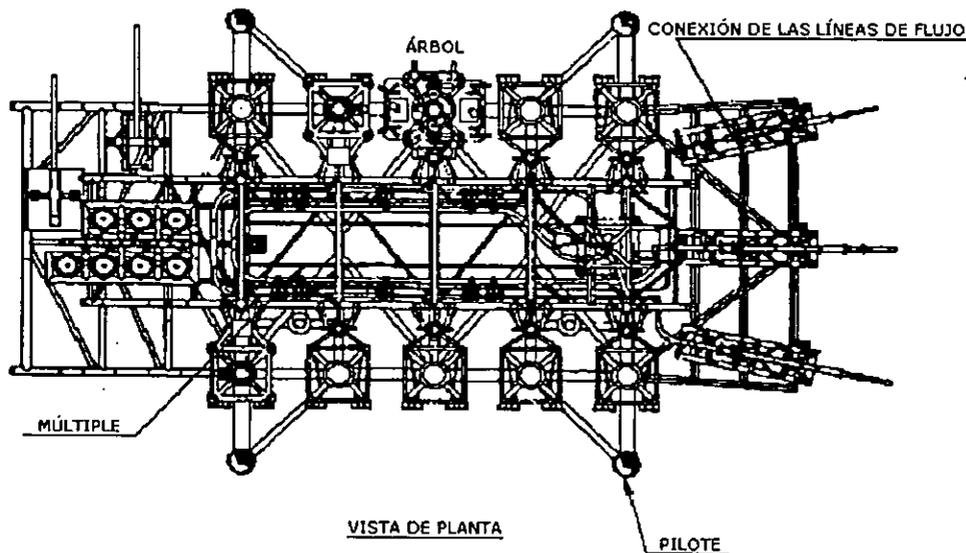


Figura IV.2-a. Sistema de Plantilla, vista de planta.

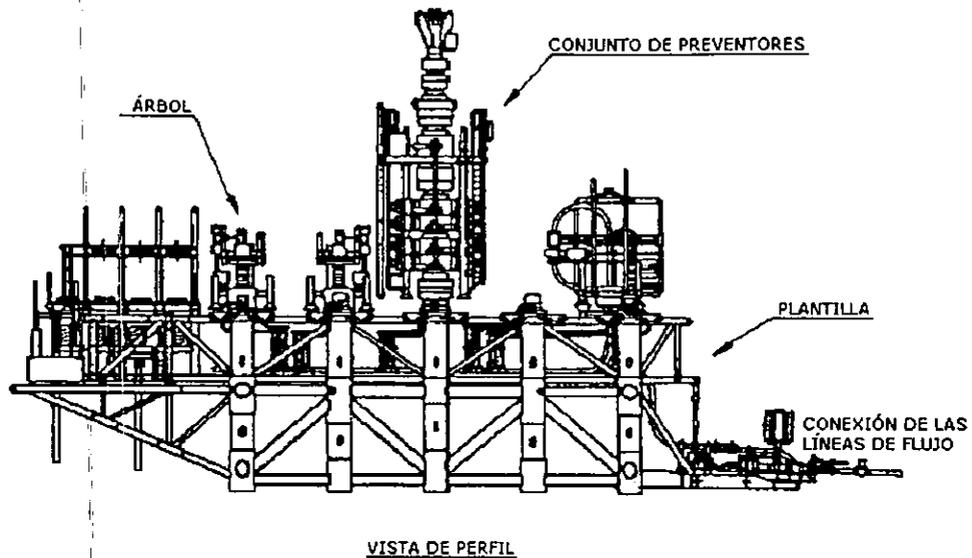


Figura IV.2-b. Sistema de Plantilla, vista de perfil.

Los sistemas de plantilla requieren de gran atención en el diseño de la configuración de los sistemas de pozos, del múltiple y de la plantilla, para el acceso operacional. El árbol y el múltiple deben tener una disposición adecuada para permitir el fácil acceso del ROV a todas las válvulas, al módulo del estrangulador y al módulo de control. Las válvulas pueden tener extensiones a los actuadores; así pueden ser manipulados por el ROV desde el exterior del árbol.

IV.4. ÁRBOLES SUBMARINOS Y SU CONFIGURACIÓN

El propósito del árbol submarino es controlar la producción del pozo, es decir, proporcionar un medio de control de las presiones y flujo de fluidos desde el pozo hacia las instalaciones de producción y permitir el paso de herramientas hacia el pozo.

Físicamente, el árbol se conecta a la parte superior del cabezal del pozo y a las líneas de flujo y umbilicales de control en forma lateral, en la parte superior del árbol se conecta un riser de terminación y/o reparación, o bien a una herramienta

instaladora/reparadora. El árbol consiste por lo tanto, de un conjunto de válvulas, conectores e interfases de control.

Los tipos de árboles son, de acuerdo al tirante de agua en el que se pueden aplicar:

- Árboles simples (S),
- Árboles con asistencia de buzos (DA),
- Árboles sin asistencia de buzos (DL),
- Árboles sin líneas guía (GLL), y
- Árboles horizontales.

Árboles simples (S). Son árboles (Figura IV.3), que están en aguas someras, generalmente en menos de 100 metros de tirante de agua, y requieren de la intervención de buzos para las conexiones de la línea de flujo y los controles umbilicales de reparación y/o de producción. Los risers de terminación están limitados a un solo agujero y se utilizan grupos de válvulas apiladas como una alternativa.

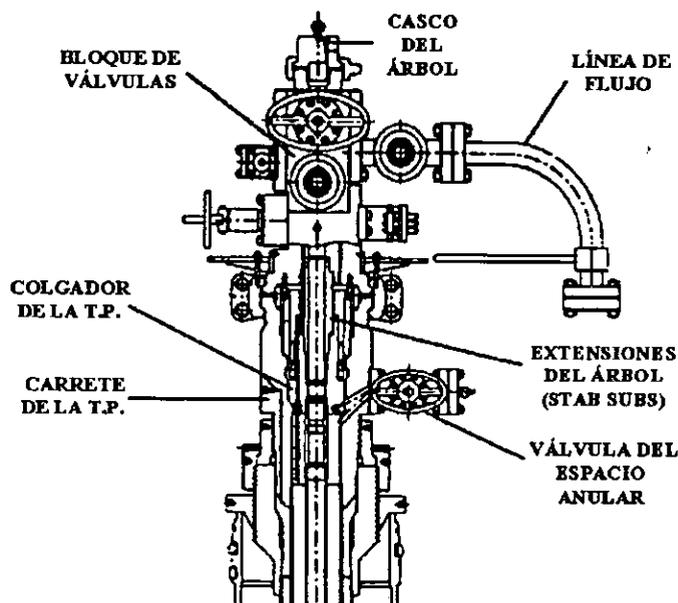


Figura IV.3. Diagrama esquemático de un árbol simple.

Árboles con asistencia de buzos (DA). Estos árboles son principalmente para profundidades moderadas, de entre 60 a 215 metros; requieren de buzos para la interfase de control de producción.

Este tipo de árboles pueden tener una línea de flujo y conexión de líneas umbilicales de control, o bien, puede tener una tapa con interfase de controles llamada sistema de conexión superior del árbol.

Por otro lado, las válvulas se encuentran en un bloque sólido llamado bloque de válvulas y se utilizan conectores hidráulicos o mecánicos para el cabezal (Figura IV.4).

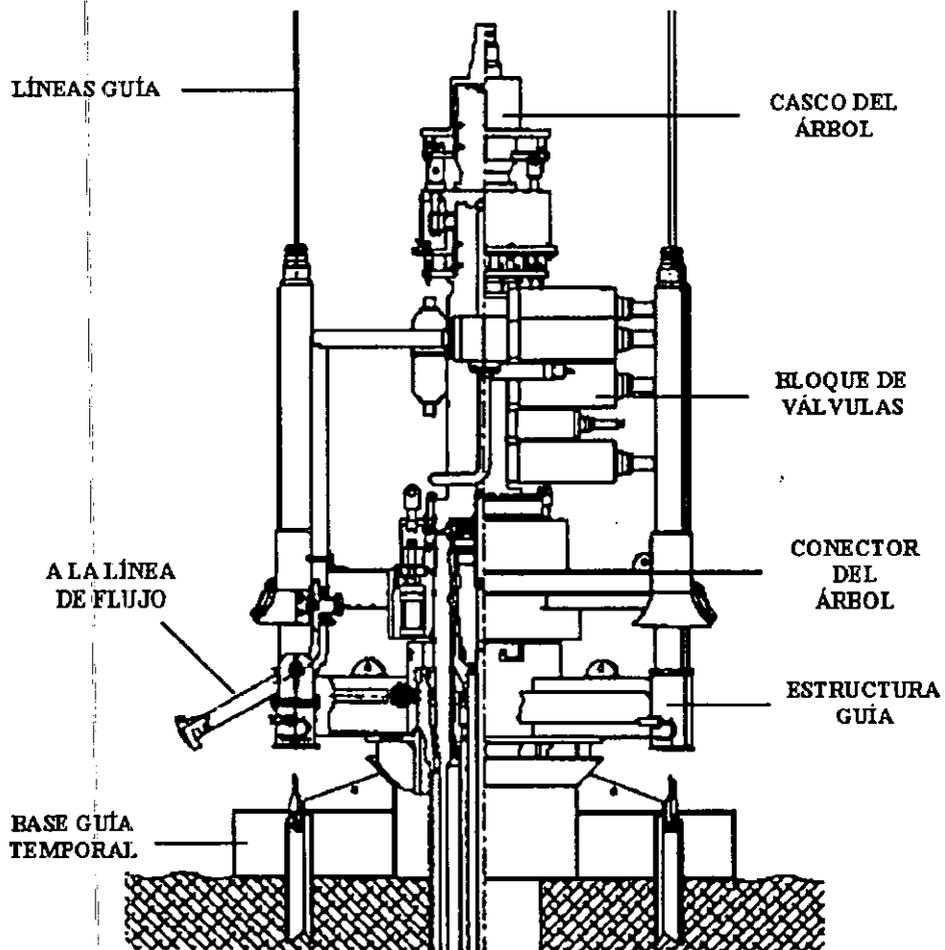


Figura IV.4. Árbol asistido por buzos.

Árboles sin asistencia de buzos (DL). Estos árboles (Figura IV.5), son para tirantes de agua de 180 a 920 metros, y se instalan desde barcos flotantes con líneas guía. La conexión de la línea de flujo y el umbilical de control se hace mediante los sistemas Layaway o Pull-in.

El sistema Layaway es un sistema articulado de conexión de la línea de flujo y/o de líneas de control umbilicales que consisten de un dispositivo colocado en un costado del árbol.

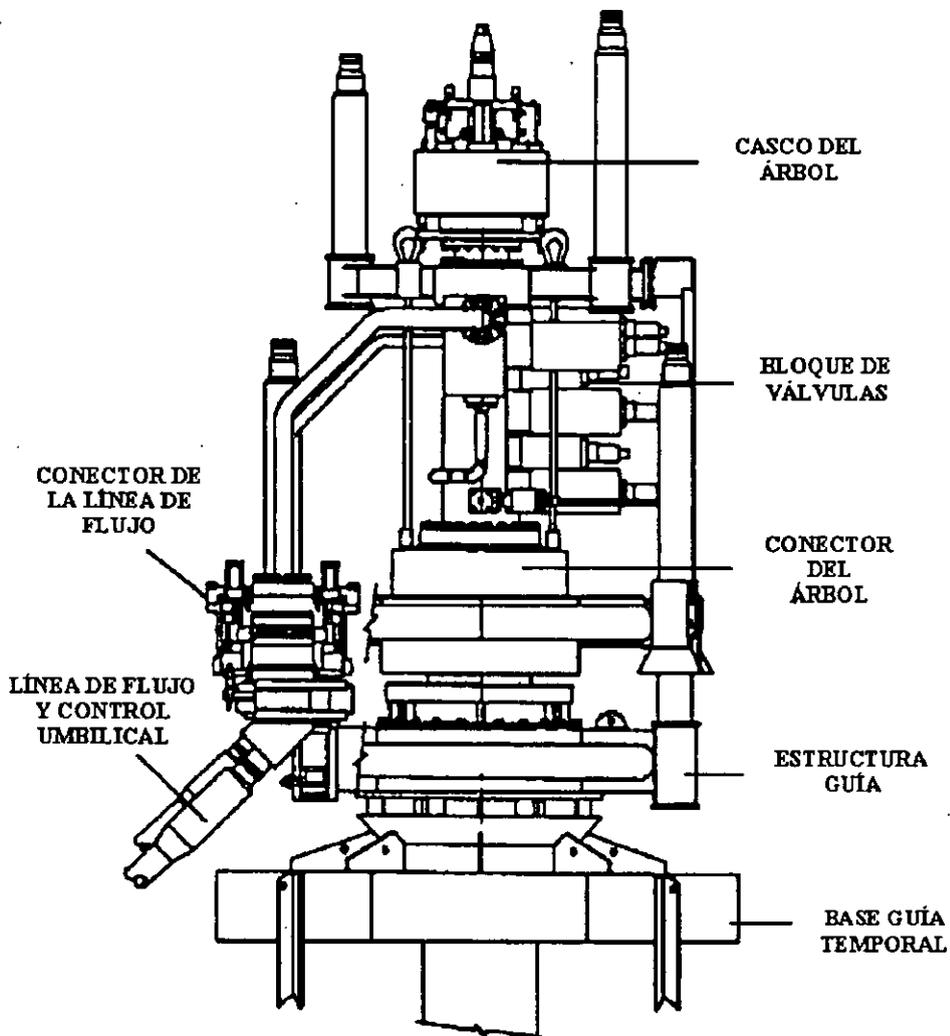


Figura IV.5. Árbol sin asistencia de buzos.

El sistema Pull-in es un sistema de conexión de la línea de flujo y de líneas de control utilizando un vehículo operado remotamente (se conoce como ROV).

Árboles sin líneas guía (GLL). Estos árboles son para aguas muy profundas, su rango de profundidad es a partir de 550 metros en adelante. Están diseñados principalmente para usarse en barcos flotantes de posicionamiento dinámico. Todas las funciones son realizadas a distancia y no requieren de líneas de anclaje para las técnicas de conexión (Figura IV.6).

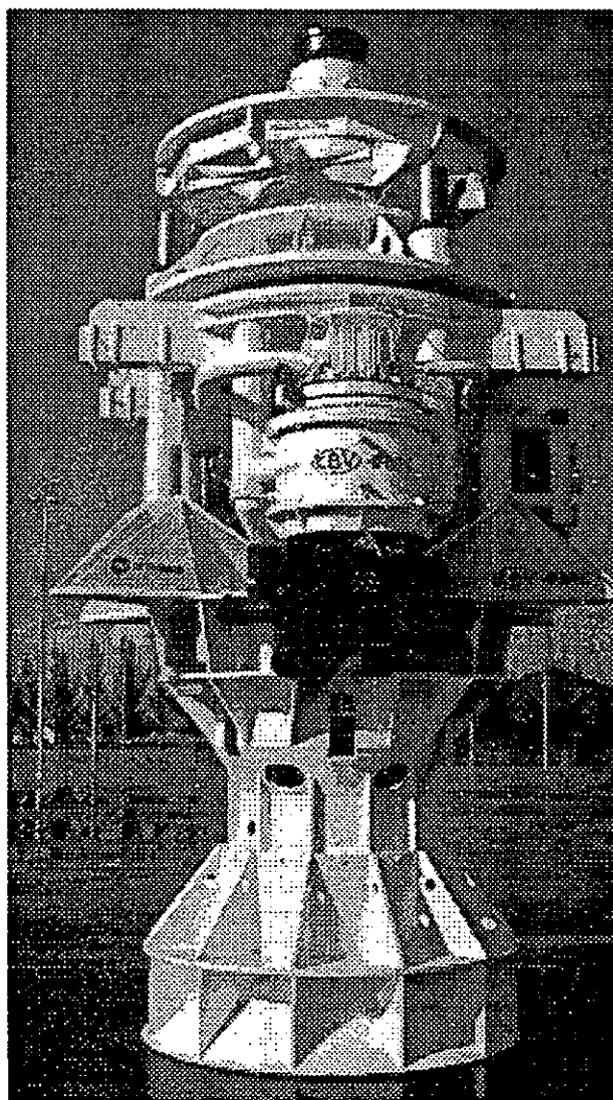


Figura IV.6. Árbol sin líneas guía, de FMC.

Árboles horizontales. Los árboles horizontales son colocados en el fondo marino (Figura IV.7), representan una alternativa a todos los demás tipos de árboles; su principal característica y ventaja es que no se requiere retirar el árbol para intervenir el pozo. Esto incluye desde la corrida de herramientas diversas al interior del pozo, hasta la extracción de la tubería y/o colgador (Morales, 1999).

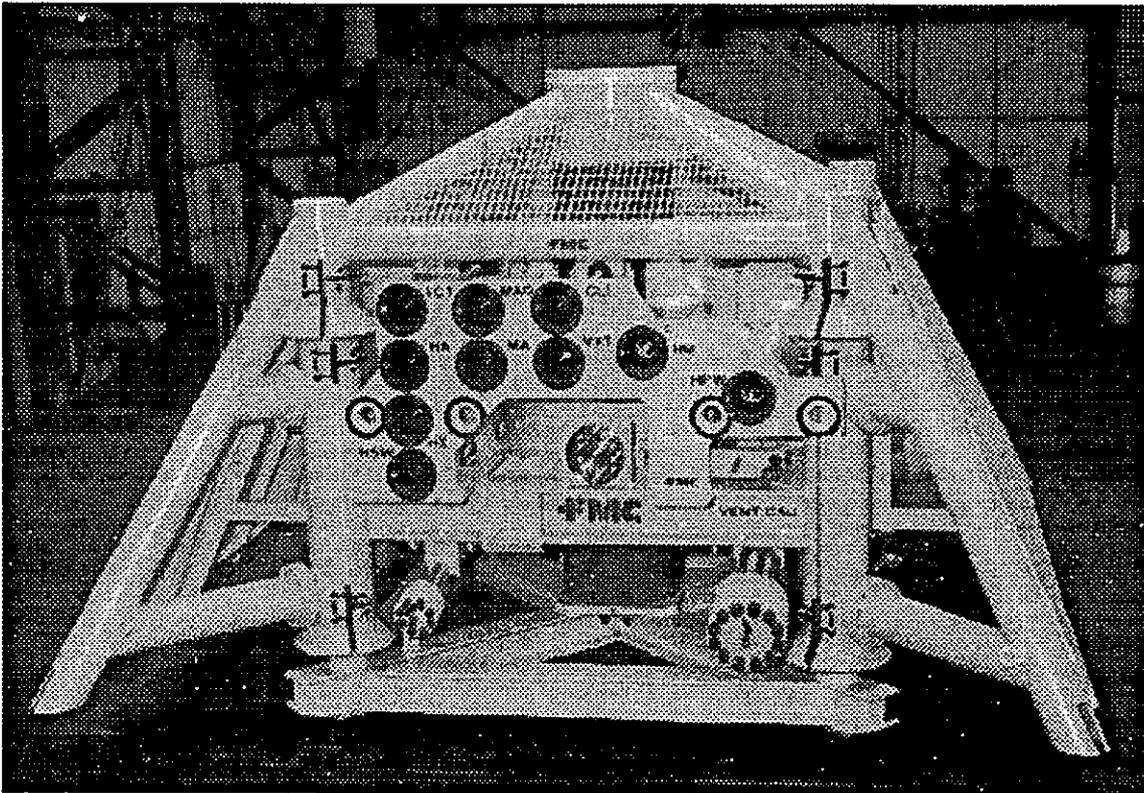


Figura IV.7. Árbol horizontal de FMC.

Las principales características y beneficios son:

- Permite un acceso vertical completo e intervenciones sin necesidad de remover el árbol, dejando intacta las conexiones de la línea de flujo.
- Reduce el tamaño del árbol y el costo de fabricación.

- Elimina la necesidad de utilizar risers costosos de terminación y reparación, así como el manejo asociado y las herramientas de pruebas.
- Reduce el número total de válvulas sin sacrificar el control del pozo.
- Simplifica el sistema de colgador de la T.P. y herramientas de instalación asociadas.
- El tamaño del árbol es independiente de la geometría de la sarta de producción.
- Elimina el costoso equipo de orientación y las modificaciones del conjunto de preventores requeridas para orientar un equipo de terminación convencional, es decir, reduce la cantidad de equipo requerido durante la instalación.
- La instalación se realiza con procedimientos y equipo convencionales. Tiene interfases para equipo de intervención con vehículo operado remotamente.
- Simplifica el sistema de control de la terminación y los umbilicales de control.
- Proporciona la capacidad de terminar el pozo con la protección del conjunto de preventores todo el tiempo.

La única desventaja de este sistema es que si se tiene que retirar el árbol para efectuar mantenimiento, se tiene que retirar el colgador y la sarta de producción.

Independientemente del tipo de árbol que se planea utilizar o diseñar, la configuración implica la selección de diversos subsistemas o componentes que deben satisfacer las necesidades de flujo de fluidos, control de la producción o inyección, limpieza de líneas, métodos de prueba, sistemas de control de los componentes del árbol, etcétera,. Para esto, las trayectorias del flujo de o hacia la tubería de recolección y el arreglo de válvulas que serán instalados en el mismo se determinarán diseñando y seleccionando algunos de los siguientes componentes:

- Conector del árbol.
- Extremos inferiores del árbol (Stab Subs).
- Bloque de válvulas.
- Válvulas de compuerta.
- Actuadores submarinos.
- Estrangulador submarino.
- Sistema de conexión de la línea de flujo.
- Sistema de conexión superior del árbol (Tree Cap).
- Carrete de reconexión.
- Bastidor/estructura protectora del árbol.
- Tuberías del árbol.
- Conexión del árbol al múltiple de pozos.
- Lanzador de diablos submarino.

Los criterios de comparación más importantes en la selección de un árbol submarino son los componentes del árbol en sí.

Por su puesto, el primer parámetro a considerar en la selección de un árbol submarino es la profundidad del tirante de agua. Luego vienen las condiciones específicas del pozo. Estas son:

- La presión en la cabeza del pozo.
- Los fluidos producidos y sus propiedades.
- El sistema de cabezal.
- Los diámetros de la tubería de producción y del espacio anular.
- El sistema de conexión de la línea de flujo.
- El sistema de control de la producción.
- La localización con respecto a las instalaciones de producción.

Una vez que se conoce la profundidad del tirante de agua, se establece el tipo de árbol más adecuado para esa profundidad, ver Tabla IV.3. Prácticamente esto hace que se le de un nombre al árbol, es decir, si es un árbol tipo simple, asistido por buzos, sin asistencia de buzos o sin líneas guía. Debe tenerse en cuenta que el mejor árbol será siempre aquél que sea el más sencillo, el más factible y el menos costoso.

Así, con los datos anteriores y la información del campo a desarrollar se procede a seleccionar, para cada pozo, el mejor sistema de terminación y por supuesto, el mejor árbol.

La Tabla IV.3 se preparó considerando las características más sobresalientes de los diferentes árboles, los diferentes componentes existentes y las variantes de cada componente.

En la Tabla comparativa de los diferentes tipos de árboles mojados se presentan las siguientes columnas:

1. Tipo de árbol.
2. Tirante de agua.
3. Presión de trabajo.
4. Conexión de la línea de flujo.
5. Agujeros de producción y del espacio anular.
6. Número de agujeros.
7. Estrangulador.
8. Sellos del conector del árbol.
9. Conector del cabezal.
10. Capucha del árbol.
11. Sistema de control de las válvulas.
12. Interfase de control de las válvulas.
13. Interfase de control de la producción.

14. Equipo utilizado para la instalación.

15. Riser de terminación/reparación.

1. Tipo de árbol. Se refiere a cualquiera de los siguientes:

- Tipo simple.
- Asistencia por buzos.
- Sin asistencia de buzos.
- Sin líneas guía.
- Horizontal.

2. Tirante de Agua. Es la profundidad de aplicación de cada tipo de árbol. El rango va desde 0 hasta más allá de los 1,800 metros. Sin embargo, la profundidad de aplicación puede ser diferente. Por ejemplo, el árbol horizontal, en su modalidad de productor por empuje natural, se ha utilizado hasta 670 metros de tirante de agua, pero está diseñado para ser colocado en profundidades de 1,800 metros o más. En el caso de los tipos de árboles convencionales, se han aplicado en la profundidades marcadas por sus rangos de trabajos.

3. Presión de Trabajo. Prácticamente todos los árboles se pueden ajustarse a cualquier presión de trabajo. Aquí la clave es el tipo de sello que se utiliza en el colgador de la tubería de producción y en los extremos inferiores del árbol (stab subs), así como el tipo de conector del árbol al cabezal.

Por supuesto, la presión de trabajo también la dará la resistencia de las válvulas del árbol. En este punto quien determina el control principal del pozo es la válvula maestra inferior de producción. El resto de las válvulas debe ser de la misma presión de trabajo.

Otro valor importante de presión a considerar es el de la presión nominal del cabezal. Esta debe ser compatible con la presión de trabajo del árbol. Es decir, la presión de trabajo del cabezal deberá ser igual o mayor que la presión de trabajo del árbol, sobre todo, la resistencia en el conjunto de sellos del colgador, o bien, entre tuberías de revestimiento y Tie-back/colgador, cuando se utilice algún sistema de suspensión del cabezal. Así, se tienen valores de presión nominal para árboles de 5,000, 7,000, 10,000 y 15,000 psi.

4. Conexión de la línea de Flujo. El sistema de conexión de la línea de flujo utilizado depende básicamente del tirante de agua del árbol en el que se instale. Además, se podrá optar entre varios sistemas, para ciertos rangos compatibles de colocación.

Por ejemplo, un árbol tipo simple utilizará un sistema de conexión tipo bridado cuya instalación será en forma hidráulica, asistida por buzos, mientras que un árbol sin líneas guía utilizará invariablemente un sistema de conexión tipo pull-in o layaway en forma hidráulica dado que la profundidad de colocación del árbol será que no podrá ser asistido por buzos.

Es decir, los sistemas utilizados para hacer la conexión de la línea de flujo son:

- Pull-in.
- Layaway.

5. Agujeros de Producción y del Espacio Anular. Se refiere a la geometría de las tuberías de producción y del espacio anular. Esta geometría se respalda con los diferentes tipos de colgadores de tubería de producción y su limitante es el diámetro máximo del árbol mismo. Por otro lado, el nido del cabezal puede recibir indistintamente estos tipos de colgador.

6. Número de Agujeros. Son los orificios del colgador y representa el número de tuberías de producción/inyección del pozo. Pueden ser una, dos o hasta tres tuberías, dependiendo del tipo de terminación del agujero. Los fabricantes pueden proporcionar los árboles con el número de agujeros solicitados por el cliente.

7. Estrangulador. Los estranguladores se utilizan para regular el flujo de fluidos del pozo y éstos generalmente se instalan en árboles con alta presión, alta productividad, o bien altas relaciones de gas/aceite, en donde se pretenda regular la vida productiva del yacimiento, manteniendo el empuje natural y explotándolo racionalmente. Es posible que no se requiera el uso de un estrangulador, por lo que este componente se considera como opcional y se instala a petición del cliente.

8. Sellos del Conector del Árbol. Hoy día, la tecnología de sellos metal-metal se ha convertido en un estándar en los sistemas de cabezal/árbol/colgador. Esto se debe a que la seguridad contra fugas es fundamental para la buena operación de dichos equipos submarinos.

Sin embargo, en sistemas donde se utilizan árboles tipo simple, aún existe la opción de los sellos elastoméricos, para condiciones de presión de trabajo de 5,000 psi. Para presiones mayores deben utilizarse invariablemente los sellos metálicos.

Adicionalmente, se utilizan sellos llamados de respaldo o secundarios, los cuales pueden ser una combinación de sellos metálicos con sellos elastoméricos, o bien, ser sólo elastoméricos.

9. Conector del Cabezal. Este componente del árbol es muy importante debido a que es una de las interfases de posible fuga o deslineamiento al momento de la instalación del árbol, o bien, cuando existen cambios severos en el estado de esfuerzos del riser debido a los movimientos ocasionados por las corrientes marinas. La instalación del conector puede ser manual, asistida por buzos o hidráulica.

10. Capucha del Árbol. Este componente representa el medio de conectar el riser de terminación/reparación con el árbol submarino. Puede ser instalada manualmente en el caso de árboles tipo simple, o bien, hidráulicamente para el resto de los tipos de árboles convencionales.

En el caso del árbol horizontal se puede realizar la instalación de la capucha del árbol en forma manual o hidráulica. Esta decisión se toma considerando el tirante de agua, principalmente.

Si la operación es en forma hidráulica, al igual que en el conector, la operación de la capucha del árbol puede realizarse por cualquiera de los métodos de control remoto.

11. Sistema de Control de las Válvulas. Representa un medio de control del pozo, el cual puede ser manual, asistido por buzos, o a control remoto, ya sea con un sistema de control, como los que se verán más adelante, o bien, con un vehículo operado remotamente. Aquí el criterio de selección del sistema de control depende del tirante de agua, de la presión de trabajo y del tipo de sellos de las válvulas, entre otros.

12. Interfase de Control de Terminación. Se refiere al componente del árbol en el que se conecta el riser de terminación/reparación. Esta interfase es un pod de control a partir del cual se distribuyen las líneas de control durante la terminación del pozo. También representa la conexión de los diferentes conductos de los fluidos hidráulicos y de terminación. De este modo, se tienen las interfases siguientes:

- Asistida por buzos simple.
- Asistida por buzos de acceso vertical.
- De acceso vertical completo.

Los árboles convencionales requieren de un riser especializado para cada tipo de terminación y de tipo de árbol.

Los árboles horizontales tienen una interfase de acceso completo. De aquí que a estos árboles también se les conoce como de paso completo.

Por otro lado, los árboles horizontales tienen la característica sobresaliente de no requerir un riser de tenninación/reparación especializado. Aún más, en algunos casos, se puede terminar el pozo con el riser de perforación.

13. Interfase de Control de la Producción. La interfase de control de producción se refiere al pod de control donde llegan las líneas hidráulicas que operan las válvulas y los actuadores submarinos, así como el estrangulador, en su caso. Estas líneas son los llamados umbilicales de control del pozo.

De esta manera, se tienen interfases asistidas por medio de buzos, cuya aplicación principal son los árboles tipo simples y los asistidos por buzos, y las interfases operadas a control remoto, ya sea con línea umbilicales con ROV's.

14. Equipo Utilizado para la Instalación. Los equipos utilizados en la instalación de los árboles submarinos van desde un autoelevable o jackup, para árboles tipo simple, asistido por buzos y horizontales, hasta barcos con posicionamiento dinámico o plataformas de patas tensionadas, para árboles sin asistencia de buzos, sin líneas guía y horizontales, para aguas muy profundas.

15. Riser de Terminación/Reparación. Existen diversos tipos de riser de terminación y reparación para instalar el árbol de producción. Por ejemplo, el árbol horizontal no requiere de riser especializado para su instalación. Basta con el riser de perforación. Esto reduce los costos de equipo, operación y mantenimiento del sistema submarino.

Por otro lado, los árboles convencionales requieren de riser de terminación para ser instalados, por lo que se puede seleccionar entre diferentes configuraciones, una de ellas es la de riser con un solo agujero, que es de tipo estándar utilizado durante la perforación o riser de perforación. Se utiliza en la terminación con árboles tipo simple, con asistencia de buzos y árboles horizontales.

Otra configuración de riser es con agujeros de control múltiples. Este tipo se utiliza cuando se requiere circular fluidos de control de regreso y/o accionar sistemas del árbol.

El componente del árbol que está en contacto directo con el riser es la capucha del árbol. Esta debe llevar los mismos conductos que el riser, a fin de tener un control de las operaciones de terminación y reparación del pozo.

Tipo de árbol	Tirante de agua (metros)	Presión de trabajo (psi)	Conexión de la línea de flujo	Agujeros de producción y del espacio anular	Número de agujeros	Estrangulador	Sellos del conector del árbol	Conector del cabezal	Capucha del árbol	Sistema de control de las válvulas	Interfase de control de terminación	Interfase de control de la producción	Equipo utilizado para la instalaciones	Risar de terminación o reparación
Simple	Hasta 90	5,000-10,000	Brida manual, con asistencia de buzos	4" X 2" Estándar	1	No	Elastomérico	Manual o hidráulico	Manual o con asistencia de buzos	Manual o hidráulico	Asistida por buzos	Con asistencia de Buzos	Autoelevable o flotante	De un solo agujero (o estándar de perforación)
Asistido por Buzos	5,000 a 10,000	5,000-15,000	Hidráulica con asistencia de buzos	Varias, según pedido	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Manual o con asistencia de buzos	Manual o hidráulico	Asistida por buzos o de acceso vertical	Con asistencia de Buzos	Autoelevable o flotante	De un solo agujero o de múltiples
Sin asistencia de buzos	5,000 a 15,000	5,000-15,000	Hidráulica, Pull-in o Layaway	Varias, según pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Hidráulica sin asistencia de buzos	Hidráulico	Acceso vertical	Control remoto superficial	Flotante	De agujeros múltiples
Sin línea Guía	5,000 a 15,000	5,000-15,000	Hidráulica, Pull-in o Layaway	Varias, según pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Hidráulica sin asistencia de buzos	Hidráulico	Acceso vertical	Control remoto superficial	Flotante posicionado dinámicamente	De agujeros múltiples
Horizontal con y sin asistencia de buzos	5,000 a 10,000	5,000-10,000	Hidráulica, Pull-in o Layaway	5" X 2", 7", 4" X 2", 9 5/8"	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Manual o hidráulico	Manual o hidráulico con o sin asistencia de buzos	Manual o hidráulico	Acceso vertical completo	Con asistencia de Buzos o Control remoto superficial	Autoelevable o flotante	De un solo agujero (o estándar de perforación)

Morales Díaz, 1999.

Tabla IV.3. Cuadro comparativo de los diferentes tipos de árboles.

IV.5. SISTEMA DE RISERS

Debido a las diferentes funciones que realizan los risers (tuberías verticales), se pueden clasificar en tres grupos:

- De Perforación
- De Terminación y Reparación
- De Producción

Riser de Perforación. La perforación de un pozo se lleva a cabo con barrenas especiales que son rotadas por equipo en el piso de un sistema de perforación (plataforma, buque, etcétera). El movimiento rotatorio es transmitido a la barrena por medio de la tubería de perforación. Cuando la profundidad del pozo se aumenta, se agregan nuevas secciones de tubería de perforación en el sistema de perforación. Un fluido de perforación se circula desde el piso de perforación a través de la tubería de perforación hacia el fondo del agujero. Después la barrena es lubricada y enfriada por el fluido que retorna, debido a la presión alta por la que es inyectado, al piso de perforación por un espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del pozo.

El lodo también sirve como elemento de seguridad primaria para controlar la presión de la formación. El peso de la columna del lodo contrarresta la presión de la formación en el fondo del agujero. Otro equipo que es utilizado para auxiliar el control de pozos durante situaciones de emergencia, es el conjunto de preventores, el cual está localizado encima del cabezal del pozo. El conjunto de preventores es un grupo de sellos que cierran el espacio anular alrededor de la tubería de perforación o hasta incluso la tubería de perforación.

Entre el piso de perforación y el cabezal del pozo o el conjunto de preventores en el fondo marino, se colocan conductos (tuberías), los cuales reciben el nombre de Risers de perforación, para que el lodo de perforación pueda circular desde el

agujero hasta el piso de perforación. También sirven de guía al aparejo de perforación protegiéndolo de los fenómenos ambientales (viento, olas etcétera). Por lo tanto el riser marino es uno de los elementos más importantes de los sistemas de perforación.

Los componentes de un riser de perforación son:

- Sistema desviador (superficial),
- Junta telescópica,
- Uniones del riser,
- Junta flexible,
- Líneas flexibles de matar y de estrangular,
- Equipo para instalar el riser,
- Líneas auxiliares de matar y de estrangular montadas en el riser,
- Equipo de flotación, y
- Sistema de colgamiento del riser (equipo especial).

Riser de Terminación y Reparación. Un riser de terminación es utilizado para instalar el colgador de la tubería y la tubería a través del riser de perforación y del preventor hacia el interior del pozo perforado, el riser de terminación también instala el árbol. Un riser de reparación es utilizado generalmente en lugar de un riser de perforación para volver a entrar al pozo a través del árbol y puede ser utilizado también para instalar un árbol.

Un sistema de riser de terminación generalmente está constituido por los siguientes componentes y características principales:

- Las herramientas para instalar el colgador de la tubería.
- Medios sellantes contra el riser en el interior del conjunto de preventores para las pruebas de presión.
- Uniones intermedias del riser.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

- Medios para el tensionamiento.
- Un árbol superficial.

Un sistema de riser de terminación puede estar constituido por los siguientes componentes principales:

- Las herramientas para instalar un árbol.
- Preventor para la línea de acero o válvula de corte con el tamaño y la configuración requerida por la reentrada vertical.
- Uniones intermedias del riser.
- Sistema tensionador.
- Árbol superficial.

Riser de Producción. Una vez que la producción de un campo costa fuera tiene que ser conducida, son necesarias diferentes clases de líneas de flujo para recolectar aceite y gas desde el pozo, transportar los hidrocarburos para su proceso y finalmente exportar los hidrocarburos.

Los Risers de producción son tuberías que se encuentran entre las instalaciones de producción en el lecho marino y las instalaciones a bordo del sistema de producción flotante. Las instalaciones en el lecho marino que están unidas al sistema de producción flotante por un riser de producción son las terminaciones en la cabeza del pozo y los múltiples en el lecho marino.

Adicionalmente a la tarea primaria de llevar los hidrocarburos desde la cabeza del pozo o desde los múltiples, los risers son utilizados para transportar otras clases de fluidos para tareas relacionadas a la producción. Los risers transportan agua a los pozos de inyección. Los sistemas de bombeo neumático dependen de un riser para transportar el gas tratado a los pozos a fin de incrementar la relación del flujo de aceite o de gas.

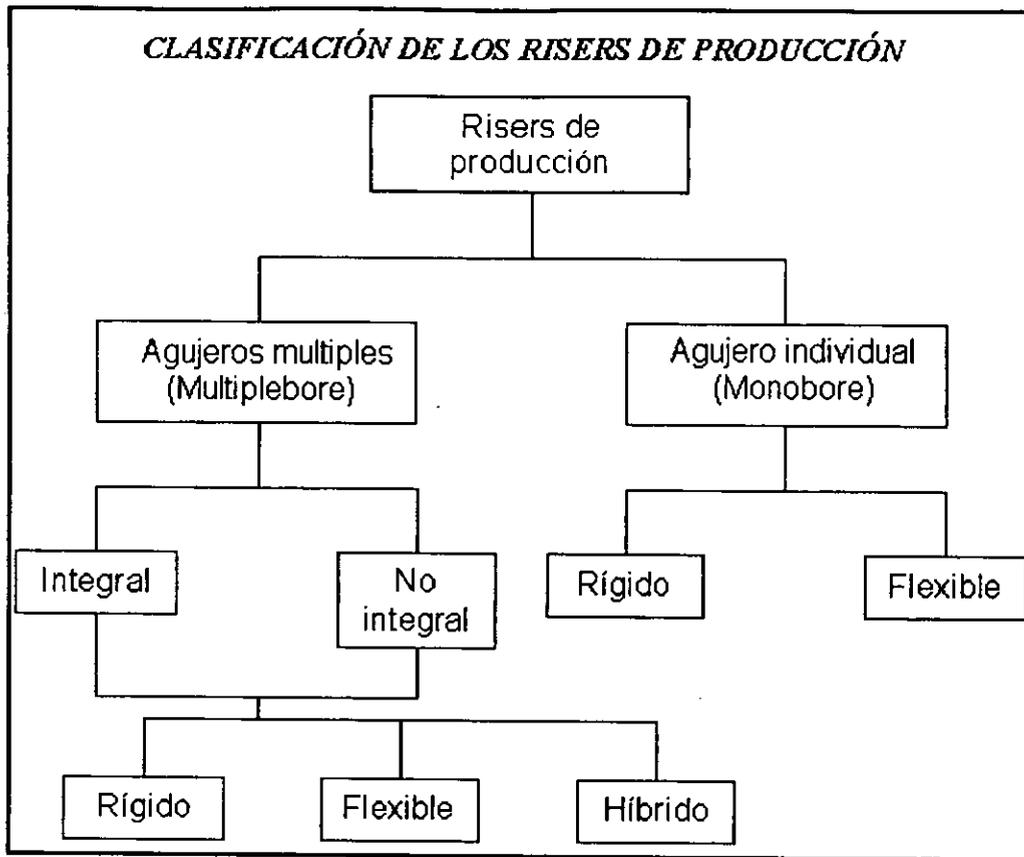


Figura IV.8. Clasificación de los Riser's de producción.

IV.6. SISTEMA DE CABEZALES SUBMARINOS

Los sistemas de cabezales submarinos se basan en los principios de aplicación para las terminaciones submarinas. Muchos sistemas de cabezales son capaces de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de la perforación, instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo, de producción y problemas por accidentes de barcos pesqueros.

Los sistemas de cabezales también proporcionan la interfase con los colgadores de las T.R.'s, y T.P.'s, los árboles y las estructuras de las líneas de flujo.

En las terminaciones submarinas comúnmente existen dos tipos de sistemas de cabezales de mayor uso: 18 ¾" y los 16 ¾".

Los cabezales marinos se instalan mediante barcos perforadores o equipos semisumergibles. Estos cabezales pueden instalarse a través de líneas guía o sin líneas guía. Actualmente muchos barcos de perforación se acoplan a conjuntos de preventores los cuales se instalan en sistemas de cabezales y los rangos de trabajo son de 10,000 a 15,000 psi. El sistema típico de cabezales marinos son los de la configuración de 18 ¾".

IV.7. SISTEMA DE CONTROL

Los trabajos de terminación submarina, requieren de un sistema de control que sea capaz de controlar las funciones durante la instalación y las operaciones de reparación.

Dentro de los sistemas de control submarino se encuentran los siguientes:

- Hidráulico directo,
- Multiplexado electro-hidráulico,
- Hidráulico con válvulas piloto, y
- Hidráulico secuencial.

Sistema hidráulico directo. Son los más simples y más confiables en comparación con otros, utilizan menos componentes para realizar cada una de las funciones submarinas. En alguna de las instalaciones, la potencia hidráulica utilizada en el sistema de control de instalación/reparación se puede tomar del equipo del conjunto de preventores.

En el panel de control se encuentran todos los controles hidráulicos individuales de los árboles y de las funciones de las herramientas instaladoras, incluyendo en estos controles el del sistema de producción. Si se requiere, este panel puede también controlar el sistema de conexión de las líneas de flujo.

Los principales componentes del sistema son:

- Unidad de potencia hidráulica, la cual consta de un depósito para almacenar fluido, bomba(s) hidráulicas eléctricas y/o manejadas por aire, acumuladores y reguladores hidráulicas.
- Un panel de control, el cual no está incorporado dentro de la unidad de potencia hidráulica o el ensamblado es aparte.
- Umbilicales submarinos, los cuales consisten de un carrete individual para el control de todos los árboles y de las funciones de instalación.

Sistema multiplexado electro–hidráulico. Con este sistema de control, se tiene un acceso completo y preciso sobre los sistemas submarinos de reparación/intervención involucrados en instalaciones de aguas profundas. El control y los datos que se recaban se generan por computadora, teniendo comunicación mediante un simple par de líneas. En la superficie la información se despliega en un monitor de color. Todo esto incluye alarmas, datos de tendencia y condiciones del equipo submarino. El sistema típico del Multiplexado Eléctrico–Hidráulico consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de control hidráulico.
- Computadora con monitor en la superficie.
- Fuente de poder eléctrica interrumpible.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control eléctrico–hidráulico submarino.

Sistema hidráulico con válvulas piloto. Este sistema, permite tener un control hidráulico extendido a una distancia mayor de la plataforma (15,239 metros) sin importar el tiempo de respuesta de la operación. La señal piloto se inicia desde el panel de control de producción, operando las válvulas piloto submarinas desde la superficie y a través de las líneas individuales en los umbilicales.

Un típico sistema hidráulico piloto consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica.
- Panel de control de producción.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control submarino.

Sistema hidráulico secuencial. Este sistema es similar al tipo piloto con una reducción substancial en los umbilicales submarinos. Con una sola línea piloto se pueden operar múltiples funciones submarinas a través de un suministro hidráulico común submarino.

Este tipo de sistema consiste de:

- Unidad de potencia hidráulica.
- Panel de control.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control secuencial submarino.

IV.8. SISTEMA DE SUSPENSIÓN DE TUBERÍAS

Los sistemas de suspensión de tubería se utilizan junto con equipos de perforación tipo autoelevable. Estos sistemas representan el sistema de cabezal submarino más sencillo. Se adaptan fácilmente para terminaciones submarinas

(árbol submarino), pero están limitados a las profundidades de aplicación de los autoelevables.

Aunque algunas autoelevables pueden perforar a más de 150 metros, la mayoría se utiliza en rangos de profundidad de 60 a 100 metros. Es decir, puesto que las sargas internas de pozos con sistema de suspensión se desconectan bajo el fondo marino después de la perforación, la terminación de un pozo tipo simple requiere de un sistema adaptador para elevar la interfase a una posición accesible.

El sistema Tie-back pertenece al sistema de suspensión, permite hacer una extensión de tuberías desde cualquier parte del pozo hasta la superficie. Se utiliza para prolongar tuberías de revestimiento en pozos terrestres, aunque también se utiliza en pozos marinos, y sin duda alguna, la aplicación más importante en operaciones costa afuera consiste en conectar el cabezal submarino del pozo a un cabezal/árbol superficial o en plataforma fija, tanto de estructuras armadas, como de concreto. A este conjunto de operaciones se le llama Recuperación de pozos con cabezales submarinos a plataforma fija con sistema Tie-back.

El sistema se utiliza para prolongar los pozos submarinos que se perforan en una plantilla de producción, desde una embarcación flotante, mientras se construye la plataforma de producción.

También se utiliza cuando se perforan pozos exploratorios desde una unidad flotante o semisumergible y no se puede o no se quiere terminar y producir el pozo con dicha unidad y se prefiere utilizar otro tipo de equipo de terminación o de producción.

El sistema Tie-back consiste de cuatro partes principales para hacer la extensión del cabezal submarino a la superficie. Dichas partes son (Figura IV.9):

- Conector del Tie-back.

- Herramienta de prueba e instalación del conector del Tie-back.
- Tie-back de diversos diámetros.
- Herramienta de prueba e instalación del Tie-back de diversos diámetros.

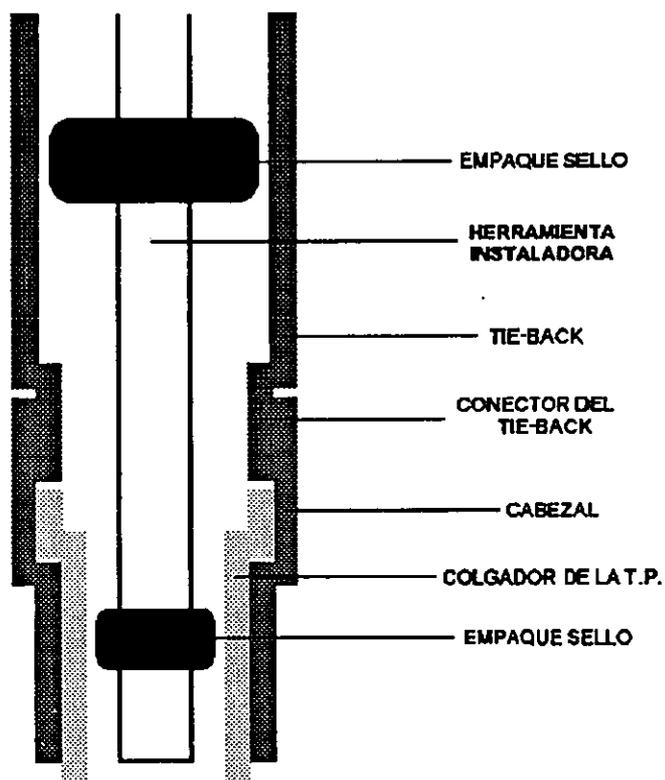


Figura IV.9. Diagrama esquemático de un Tie-back y sus componentes.

El conector del Tie-back puede ser interno o externo, este conector se utiliza para unir el Tie-back y la sarta al nido del cabezal de la tubería de revestimiento de mayor diámetro.

La herramienta de prueba e instalación del conector consiste de un par de empacadores especiales, montados en el cuerpo de la herramienta, que se utilizan para instalar y aislar el Tie-back. La prueba de presión se realiza para verificar la hermeticidad entre el nido del cabezal y el conector del Tie-back.

Luego, el Tie-back consiste de una o más sartas de tuberías telescopiadas, prolongadas al cabezal de la superficie, las cuales son de menor diámetro que el conector del Tie-back, es decir, se prolongan todas las tuberías de revestimiento hasta la superficie de la plataforma. Los diámetros más usuales comercialmente, que se manejan como un estándar por los diversos fabricantes son:

- 30" x 20" x 13 3/8" x 9 5/8" x 7"
- 30" x 16" x 10 3/4" x 7 5/8"

aunque se pueden manejar otras configuraciones, de acuerdo a las necesidades de cada usuario.

V. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se describe cómo realizar una evaluación económica para el desarrollo de campos petroleros, y su aplicación en una hoja de cálculo realizada en el programa Excel.

Para desarrollar un yacimiento de hidrocarburos se requiere la perforación de varios pozos y la construcción de instalaciones superficiales necesarias, como existen varias opciones de desarrollo, se utiliza una evaluación económica para seleccionar la mejor. Para realizar la evaluación económica se requiere conocer los siguientes datos:

- Número de pozos,
- Producción de aceite (BI/mes, BI/día, etc.),
- Relación Gas–Aceite (pie^3/BI),
- Volumen a recuperar por pozo,
- Inversión inicial,
- Costo por pozo (unidad monetaria: dólares, pesos, etc.),
- Costo unitario de operación y mantenimiento (unidad monetaria/anual, unidad monetaria/mensuales, etc.),
- Costo por equipo e instalación (unidad monetaria),
- Tasa de interés anual de préstamo (%),
- Tasa de interés anual que el banco proporciona cuando se mete el dinero a dicha institución (%),
- Declinación nominal mensual para el aceite (%),
- Precio de venta de crudo y gas (unidad monetaria),
- Tiempo de amortización por pozo,
- Tiempo de amortización por instalación,
- Periodo de capitalización (años, meses, etc.), y
- Tiempo de vida del proyecto.

Las suposiciones que se consideran en esta evaluación económica son:

- El análisis económico del proyecto iniciará cuando comienza a producir el primer pozo,
- La Relación Gas–Aceite permanece constante,
- El número óptimo de pozos se basa en un porcentaje de recuperación de reserva a un tiempo,
- Todos los pozos tienen el mismo comportamiento de producción,
- El tiempo en que entran los pozos a producir será a consideración del evaluador para mantener el perfil de producción de la capacidad de proceso de la instalación,
- El ritmo de producción declina exponencialmente,
- El precio de venta de los hidrocarburos es constante durante la vida del proyecto,
- Los gastos serán constantes durante la vida del proyecto,
- Las tasas de interés es constante durante la vida del proyecto,
- Se contabilizarán los ingresos y egresos al final de cada periodo,
- Para la amortización de los pozos se aplica el método de unidades de producción,
- Para la amortización de las instalaciones se calcula con el método de la línea recta,
- La utilidad neta que queda a favor del Activo se depositará en un banco para que genere intereses, y
- Los tiempos deben convertirse al periodo de capitalización establecido, así como las tasas de interés se deben ajustar al periodo de capitalización.

V.1.CÁLCULO DEL NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS

Primero debemos determinar el número óptimo de pozos que se tienen que perforar en base a un porcentaje de recuperación deseado en un tiempo

determinado. Para determinar el número óptimo de pozos, se realiza el siguiente procedimiento iterativo:

1. Se necesitan los siguientes datos:

- Reserva recuperable, Re (BPCE),
- Ritmo de producción inicial del aceite para cada pozo, q_{oi} (BI/día),
- Relación Gas–Aceite, RGA (pie^3/BI),
- Tiempo que entra el pozo a producir (t_e),
- Número de equipos de perforación,
- Número supuesto de pozos a perforar, (w)
- Tiempo de recuperación de la reserva (número de periodos, n),
- Porcentaje requerido de recuperación al tiempo de recuperación.

2. Se determinan los índices de la declinación de exponencial.

a) Declinación continua para cada periodo.

$$b = \frac{N * \text{Vol}_{hc} * \text{Num}_{\text{pozos}}}{Re} \quad (\text{V.1})$$

$$\text{Vol}_{hc} = q_o + \frac{q_o * \text{RGA}}{5000} \quad (\text{V.2})$$

Donde:

Vol_{hc} = Volumen equivalente de hidrocarburos (BPCE)

N = Factor de tiempo definido como:

Periodo	N
Anual	365
Meses	30.41667
Bimestres	60.83333
Semestres	182.5

b) Declinación nominal para cada periodo.

$$d = 1 - e^{-b} \quad (V.3)$$

3. Cálculo de la producción de aceite al primer día del inicio de cada periodo.

a) Tomando en cuenta el número de equipos y el tiempo de perforación y terminación de los pozos, se determina el tiempo en que van a entrar en producción cada pozo, por lo cual para cada periodo de flujo se debe saber cuantos pozos están en producción y cuándo entraron a producir.

b) Para cada pozo se calcula la producción al primer día del inicio de cada periodo mediante el método de la declinación exponencial que se realiza multiplicando el gasto al inicio del periodo anterior por la exponencial de la declinación continua.

$$\begin{aligned} q_{o1, \text{pozo } k} &= q_{o1, \text{pozo } k} e^{-b} & k &= 1, \dots, w \\ &\vdots & & \\ q_{oj, \text{pozo } k} &= q_{oj-1, \text{pozo } k} e^{-b} & j &= 2, \dots, n \end{aligned} \quad (V.4)$$

Donde:

$q_{gj, \text{pozo } k}$ = Ritmo de producción de aceite al periodo j , BI/día

q_{o1} = Gasto de aceite inicial de producción, BI/día

n = Número de periodos

c) Para obtener la producción al primer día del inicio de cada periodo, se suman las producciones de todos los pozos en dicho periodo.

$$q_{oj, \text{Total}} = q_{oj, \text{pozo } 1} + q_{oj, \text{pozo } 2} + \dots + q_{oj, \text{pozo } w}; \quad j = 1, \dots, n \quad (V.5)$$

4. Se calcula el volumen de aceite producido por periodo.

Para el cálculo del volumen de aceite producido para cada pozo en el periodo se debe tomar en cuenta la producción al primer día del inicio de cada periodo, así como la declinación nominal y la declinación continua.

$$\begin{aligned} V_{o1, \text{pozo } k} &= \frac{N * q_{oi, \text{pozo } k} * d}{b} & k = 1, \dots, w \\ &\vdots & j = 2, \dots, n \\ V_{oj, \text{pozo } k} &= \frac{N * q_{oj-1, \text{pozo } k} * d}{b} \end{aligned} \quad (V.6)$$

Donde:

$V_{oj, \text{pozo } k}$ = Volumen de aceite producido al periodo j , BI

Para obtener el volumen de aceite total producido en el periodo, se suman los volúmenes de aceite de todos los pozos en dicho periodo.

$$V_{oj, \text{Total}} = V_{oj, \text{pozo } 1} + V_{oj, \text{pozo } 2} + \dots + V_{oj, \text{pozo } w} ; j = 1, \dots, n \quad (V.7)$$

5. Se calcula la producción de gas al primer día del inicio de cada periodo.

$$\begin{aligned} q_{gi, \text{pozo } k} &= q_{oi, \text{pozo } k} * RGA & k = 1, \dots, w \\ &\vdots & j = 2, \dots, n \\ q_{gj, \text{pozo } k} &= q_{oj, \text{pozo } k} * RGA \end{aligned} \quad (V.8)$$

Donde:

$q_{gj, \text{pozo } k}$ = Ritmo de producción de gas al periodo j , pie³/día

q_{gi} = Gasto inicial de gas, pie³/día

Para obtener el ritmo de producción total de gas en el periodo, se suman los ritmos de producción de gas en dicho periodo.

$$q_{g_j, \text{Total}} = q_{g_j, \text{pozo1}} + q_{g_j, \text{pozo2}} + \dots + q_{g_j, \text{pozow}} ; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.9})$$

6. Cálculo del volumen de gas producido por periodo.

Para el cálculo del volumen de gas producido en el periodo se debe tomar en cuenta la producción de gas al primer día del inicio de cada periodo, así como la declinación nominal y la declinación continua. Esto se realiza para cada pozo.

$$\begin{aligned} V_{g_1, \text{pozo } k} &= \frac{N * q_{g_1, \text{pozo } k} * d}{b} & k = 1, \dots, w \\ &\vdots & j = 2, \dots, n \\ V_{g_j, \text{pozo } k} &= \frac{N * q_{g_{j-1}, \text{pozo } k} * d}{b} \end{aligned} \quad (\text{V.10})$$

Donde:

$$V_{g_j, \text{pozo } k} = \text{Volumen de gas producido al periodo } j; \text{ pie}^3$$

Para obtener el volumen de gas total producido en el periodo, se suman los volúmenes de gas de todos los pozos en dicho periodo.

$$V_{g_j, \text{Total}} = V_{g_j, \text{pozo1}} + V_{g_j, \text{pozo2}} + \dots + V_{g_j, \text{pozow}} ; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.11})$$

7. Para conocer el volumen de hidrocarburos recuperados de la reserva se realiza el siguiente procedimiento:

a) Convertir los volúmenes de gas a volúmenes de líquido equivalente.

$$\begin{aligned}
 V_{l_1, \text{pozo } k} &= \frac{V_{g_1, \text{pozo } k}}{5000} & k = 1, \dots, w \\
 &\vdots & j = 2, \dots, n \\
 V_{l_j, \text{pozo } k} &= \frac{V_{g_j, \text{pozo } k}}{5000}
 \end{aligned}
 \tag{V.12}$$

Donde:

$V_{l_j, \text{pozo } k}$ = Volumen de líquido al periodo j , BPCE

5000 = Factor de conversión de gas a líquido equivalente

Para obtener el volumen de líquido equivalente total producido en el periodo, se suman los volúmenes de líquido equivalente de todos los pozos en dicho periodo.

$$V_{l_j, \text{Total}} = V_{l_j, \text{pozo } 1} + V_{l_j, \text{pozo } 2} + \dots + V_{l_j, \text{pozo } w}; \quad j = 1, \dots, n \tag{V.13}$$

b) Cálculo de los volúmenes totales de hidrocarburos líquidos producidos por periodo para cada pozo.

$$V_{Hc_j, \text{pozo } k} = V_{o_j, \text{pozo } k} + V_{l_j, \text{pozo } k}; \quad \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \tag{V.14}$$

Donde:

$V_{Hc_j, \text{pozo } k}$ = Volumen total de hidrocarburos producidos al periodo j ,
BPCE

Para obtener el volumen total de hidrocarburos producidos en el periodo, se suman los volúmenes de hidrocarburos producidos de todos los pozos en dicho periodo.

$$V_{Hc_j, \text{Total}} = V_{Hc_j, \text{pozo } 1} + V_{Hc_j, \text{pozo } 2} + \dots + V_{Hc_j, \text{pozo } w}; \quad j = 1, \dots, n \tag{V.15}$$

c) Producción acumulada de hidrocarburos para cada periodo.

El cálculo de la producción acumulada en el periodo se obtiene sumando el volumen total de hidrocarburos en el periodo más la producción acumulada del periodo anterior para cada pozo.

$$V_{Acum j, pozo k} = V_{Acum j-1, pozo k} + V_{Hc j, pozo k} ; \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (V.16)$$

Donde:

$$V_{Acum j, pozo k} = \text{Producción acumulada al periodo } j, \text{ BPCE}$$

Para obtener el volumen acumulado total al periodo j producido por todos los pozos activos se suman los volúmenes acumulados de cada pozo

$$V_{Acum, Total} = V_{Acum j, pozo 1} + V_{Acum j, pozo 2} + \dots + V_{Acum j, pozo w} ; k = 1, \dots, w \quad (V.17)$$

d) Obtener el porcentaje de recuperación de la reserva al periodo evaluado.

$$\%Rec = \frac{(V_{Acum, Total})}{Re} * 100 \quad (V.18)$$

8. Si se tiene el porcentaje de recuperación requerido en el tiempo establecido, se termina el proceso, en caso contrario, se cambia el número de pozos y se repiten los pasos del (2) al (8).

9. Para obtener el volumen que produce un pozo, se divide la reserva recuperable entre el número de pozos a perforar

$$V_{\text{Total Amort}} = \frac{Re}{W}; \quad (V.19)$$

Donde:

$V_{\text{Total Amort}}$ = Volumen total en el tiempo de amortización del pozo, BPCE

V.2.EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UN ACTIVO

La evaluación económica es necesaria para la toma de decisiones en cualquier proyecto, ya que permite decidir adecuadamente la alternativa de mayor rentabilidad para desarrollar el proyecto y la comparación de varias alternativas.

Establecido el número óptimo de pozos para realizar la evaluación económica se toman los datos del paso (2) al paso (7) del "Cálculo del número óptimo de pozos".

EGRESOS

1. Costo de operación y mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento se realizan directamente en las instalaciones y en los pozos, y se le adiciona el pago de todos los servicios generales. Este costo se divide entre la producción total que se maneja en esas instalaciones con lo que se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento, el cual puede ser proporcionado por la empresa petrolera o se debe de obtener de una fuente confiable.

En este caso se utilizó un software comercial para obtener el costo unitario de operación y mantenimiento, pero no comprende los siguientes gastos de operación y mantenimiento denominados "Costos Adicionales".

- Mano de obra.- Sueldo y todo tipo de prestaciones y gastos que se canalizan a través de los trabajadores del Activo,
- Reserva laboral.- Es una cantidad que se separan mensualmente de los ingresos para constituir un fondo, una especie de alcancía, para atender los compromisos que la empresa adquiere con sus trabajadores,
- Reserva para exploración.- Se utiliza para pagar sueldos y gastos del área de explotación,
- Servicios de sede y corporativos, Productos interorganismos y Servicios regionales.- Son los gastos que abarcan las distintas dependencias como Planeación, Finanzas, Recursos humanos, Seguridad industrial, Logística y Mantenimiento,

Por lo tanto, el costo de operación y mantenimiento al periodo se obtiene multiplicando el volumen total de hidrocarburos del periodo por el costo unitario de operación y mantenimiento y a este producto se le suman los costos adicionales:

$$C_{omj} = V_{Hc j Total} * C_{uop} + C_{adic} ; j = 1, \dots, n \quad (V.20)$$

Donde:

C_{omj} = Costo de operación y mantenimiento al periodo j, unidad monetaria,

C_{uop} = Costo unitario de operación y mantenimiento
unidad monetaria/BPCE

C_{adic} = Costos adicionales, unidad monetaria

Si el costo unitario de operación y mantenimiento es proporcionado por la empresa petrolera, entonces los costos adicionales son cero.

2. Egresos por pozos.

a) Amortización.

Se le llama amortización a cada uno de los pagos por periodos que se realizan para saldar el costo de cada pozo hasta el fin del plazo acordado, incluyendo el capital e interés correspondiente.

Para la amortización de los pozos se utiliza el método de Unidad de volúmenes producidos. La amortización de los pozos para cada periodo se obtiene multiplicando el costo del pozo por el volumen de aceite producido del periodo y se divide el producto entre la producción acumulada al periodo en que se amortiza la deuda.

$$Ap_{j, \text{pozo } k} = \frac{C_{\text{pozo}} * V_{o, j, \text{pozok}}}{V_{\text{Total Amort}}}, \quad \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (\text{V.21})$$

Donde:

$Ap_{j, \text{pozo } k}$ = Amortización por pozo al periodo j , unidad monetaria

C_{pozo} = Costo por pozo, unidad monetaria

b) Saldo insoluto.

El saldo insoluto es el dinero que todavía se debe. En el periodo que entra en producción un pozo el saldo insoluto es igual al costo del pozo, y el saldo insoluto de los siguientes periodos es la diferencia del saldo insoluto del periodo anterior menos la amortización del pozo de dicho periodo:

$$\text{Sal_ins}_{0, \text{pozo } k} = \text{Costo del pozo}; \quad k = 1, \dots, w \quad (\text{V.22})$$

$$\text{Sal_ins}_{j,\text{pozo } k} = \text{Sal_ins}_{j-1,\text{pozo } k} - A_{\text{pozo } j,\text{pozo } k} \quad \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (\text{V.23})$$

Donde:

$\text{Sal_ins}_{j,\text{pozo } k}$ = Saldo insoluto del pozo al periodo j , unidad monetaria

En el periodo que se amortiza la deuda, el saldo insoluto debe ser igual a cero.

c) Interés del saldo insoluto.

Es el interés que se paga por el dinero que todavía se debe de los pozos.

El cálculo del interés del saldo insoluto por pozo en el periodo, se obtiene multiplicando el saldo insoluto del periodo anterior por la tasa de interés del préstamo.

$$\text{Intp}_{j,\text{pozo } k} = \text{Sal_ins}_{j-1,\text{pozo } k} * i_p \quad \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (\text{V.24})$$

Donde:

$\text{Intp}_{j,\text{pozo } k}$ = Interés del saldo insoluto por pozo al periodo j ,
unidad monetaria

i_p = Tasa de interés del préstamo

d) Pago total en el periodo.

Se calcula el pago de cada pozo sumando la amortización y el interés del saldo insoluto.

$$P_{\text{Total } j,\text{pozo } k} = A_{j,\text{pozo } k} + \text{Intp}_{j,\text{pozo } k} \quad \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (\text{V.25})$$

Donde:

P_{Totalj} = Pago total por pozo al periodo j , unidad monetaria

Para obtener el pago total en el periodo se suman los pagos de cada pozo

$$Alp_{Totalj} = P_{totalj\text{pozo } 1} + P_{totalj\text{pozo } 2} + \dots + P_{totalj\text{pozo } w} ; \begin{matrix} k = 1, \dots, w \\ j = 2, \dots, n \end{matrix} \quad (V.26)$$

3. Egresos por instalaciones.

a) Amortización.

Para la amortización de las instalaciones se utiliza el método de la línea recta. La amortización del periodo por instalaciones se obtiene al dividir el costo por equipo e instalación entre el número de periodos en que se amortiza la deuda.

$$A_{instj} = \frac{C_{inst}}{\text{tiempo}_{amort}} ; j = 1, \dots, n \quad (V.27)$$

Donde:

A_{instj} = Amortización por instalación al periodo j ,
unidad monetaria

C_{inst} = Costo del equipo e instalación, unidad monetaria

tiempo_{amort} = Número de periodos en que se paga la deuda

b) Saldo insoluto.

En el periodo que entra en producción el primer pozo el saldo insoluto es igual al costo de las instalaciones y en los siguiente periodos el saldo insoluto es la diferencia del saldo insoluto del periodo anterior y la amortización por las instalaciones del periodo.

$$\text{Sal}_{\text{ins}_0} = \text{Costo de inst.} \quad (\text{V.28})$$

$$\text{Sal}_{\text{ins}_j} = \text{Sal}_{\text{ins}_{j-1}} - A_{\text{inst}_j}; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.29})$$

Donde:

$\text{Sal}_{\text{ins}_j}$ = Saldo insoluto del periodo j , unidad monetaria

En el periodo que se amortiza la deuda, el saldo insoluto debe ser igual a cero.

c) Intereses del saldo insoluto.

El cálculo del interés del saldo insoluto de las instalaciones se obtiene al multiplicar el saldo insoluto del periodo anterior por la tasa de interés del préstamo.

$$\text{Int}_{\text{inst}_j} = \text{Sal}_{\text{ins}_{j-1}} * i_p; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.30})$$

Donde:

$\text{Int}_{\text{inst}_j}$ = Interés del saldo insoluto de las instalaciones al periodo j ,
unidad monetaria

d) Pago total por instalación del periodo.

Se suman la amortización de las instalaciones del periodo más el interés del periodo.

$$\text{Ali}_{\text{Total}_j} = A_{\text{inst}_j} + \text{Int}_{\text{inst}_j}; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.31})$$

Donde:

$\text{Ali}_{\text{Total}_j}$ = Pago total por instalación al periodo j , unidad monetaria

4. Derecho sobre hidrocarburos.

Para el cálculo del derecho sobre hidrocarburos se multiplica 0.608 por los ingresos por venta de hidrocarburos del periodo.

$$DSH_j = I_{j\text{Total}} * 0.608; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.32})$$

Donde:

DSH_j = Derecho sobre hidrocarburos al periodo j , unidad monetaria

$I_{j\text{Total}}$ = Ingreso por venta total por periodo, unidad monetaria

5. Egreso total por periodo.

El calculo del egreso total por periodo se obtiene de sumar los costos de operación y mantenimiento, los pagos totales por instalaciones y por pozos, y los derechos sobre hidrocarburos de dicho periodo.

$$\text{Egreso}_j = C_{omj} + Ali_{\text{Total}j} + Alp_{\text{Total}j} + DSH_j; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.33})$$

Donde:

Egreso_j = Egreso total por periodo, unidad monetaria

INGRESOS

1. Ingresos por venta de crudo y gas.

- a) El ingreso por venta de crudo por periodo se obtiene al multiplicar el volumen de aceite periodo por el precio de venta del crudo.

$$I_{c_j} = V_{o_j, Total} * \$crudo; j = 1, \dots, n \quad (V.34)$$

Donde:

I_{c_j} = Ingreso por venta de crudo al periodo j, unidad monetaria
 $\$crudo$ = Precio de venta del crudo, unidad monetaria/BI

- c) El ingreso por venta del gas por periodo se obtiene al multiplicar el volumen de gas mensual por el precio de venta del gas.

$$I_{g_j} = V_{g_j, Total} * \$gas; j = 1, \dots, n \quad (V.35)$$

Donde:

I_{g_j} = Ingreso por venta del gas al periodo j, unidad monetaria
 $\$gas$ = Precio de venta del gas, unidad monetaria/MPC

- d) El ingreso por venta total por periodo se obtiene al sumar el ingreso por venta del crudo más el ingreso por venta del gas.

$$I_{j, Total} = I_{c_j} + I_{g_j}; j = 1, \dots, n \quad (V.36)$$

Donde:

$I_{j, Total}$ = Ingreso por venta total al periodo j, unidad monetaria

Los ingresos comienzan a partir del cierre del primer ciclo de producción.

2. Ingreso financiero.

Para el cálculo de los ingresos financieros se necesita obtener primero la utilidad neta (o utilidad acumulada) que se obtiene de la diferencia de los ingresos por

venta total menos los egresos, dicha diferencia es depositada en un banco para que genere intereses. A estos intereses se les conoce como Ingresos Financieros.

$$I_{\text{Financiero } j} = (I_{j, \text{total}} - \text{Egreso}_j) * i_b; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.37})$$

Donde:

$I_{\text{Financiero } j}$ = Ingreso financiero al periodo, unidad monetaria

i_b = Tasa de interés que da el banco

Si la utilidad acumulada es negativa, el ingreso financiero es cero.

3. Ingreso total por periodo.

El ingreso total por periodo se obtiene de la suma de los ingreso por venta total mas los ingresos financieros de dicho periodo.

$$\text{Ingreso}_j = I_{j, \text{total}} + I_{\text{Financiero } j}; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.38})$$

Donde:

Ingreso_j = Ingreso total por periodo, unidad monetaria

INDICADORES DE RENTABILIDAD

A través de los indicadores de rentabilidad se pueden preveer los beneficios expresados en términos relativos y absolutos, ya sea para evaluar proyectos individuales o jerarquizarlos y determinar cual es el más rentable.

1. Valor Presente Neto (VPN).

El VPN se obtiene de la diferencia de ingresos por venta total menos los egresos, y todo se debe dividir entre $(1 + i)^n$ para obtener el VPN.

$$VPN = \sum_{j=1}^n \frac{I_{j\text{ Total}} - \text{Egresos}_j}{(1+i)^j} - \text{Inversión inicial} \quad (\text{V.39})$$

2. Tiempo de cancelación (t_c).

El tiempo de cancelación es el tiempo en cual se recupera la inversión y se obtiene a partir de graficar el VPN en donde el valor del t_c será cuando el VPN sea igual a cero.

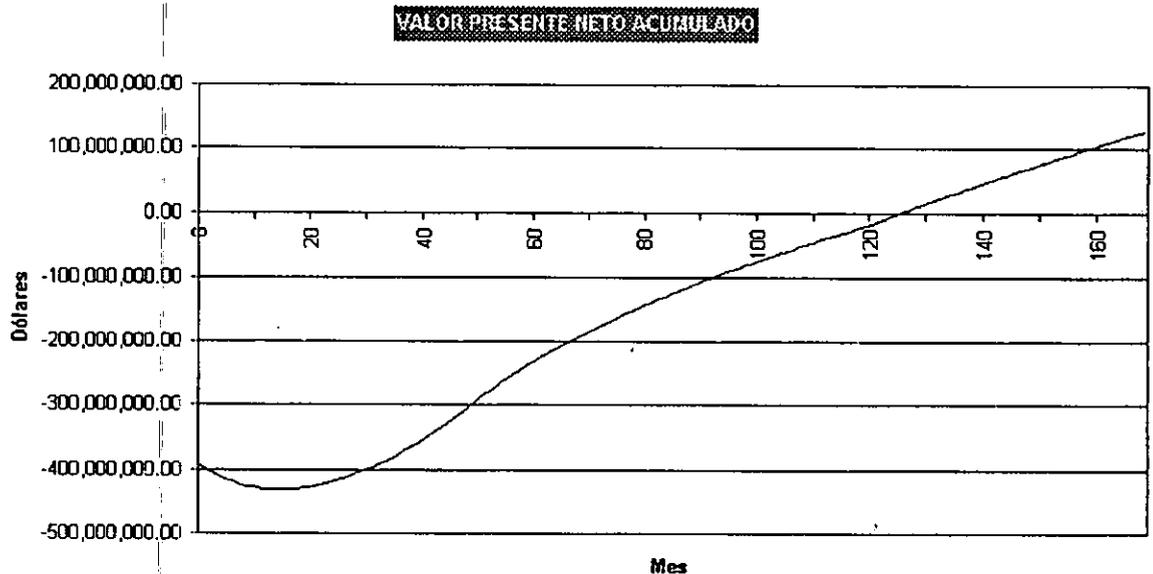


Figura V.1. Gráfica del VPN para obtener el t_c .

3. Tasa interna de retorno (t_{ir}).

El cálculo de la tasa interna de retorno se calcula con la siguiente expresión:

$$t_{ir} = \frac{12 \cdot 100\%}{t_c} \quad (\text{V.40})$$

Donde:

tir = Tasa interna de retorno expresado en % anual

4. Costo de producción promedio.

Para obtener el costo de producción promedio se realiza la sumatoria de los egresos del periodo entre el volumen de hidrocarburos producido en el periodo y a este resultado se divide entre el número de periodos.

$$C_{\text{prod, prom}} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\text{Egresos}_j}{V_{\text{Hc}_j}}}{n}; j = 1, \dots, n \quad (\text{V.41})$$

Donde:

$C_{\text{prod, prom}}$ = Costo de producción promedio, dólares/BPCE

5. Relación beneficio/costo.

La relación beneficio/costo se obtiene de dividir los ingresos menos los egresos entre la inversión inicial.

$$R_{\text{B/C}} = \frac{B - D}{\text{Inversión inicial}} \quad (\text{V.42})$$

$$B = \sum_{j=1}^n \frac{I_{j, \text{Total}}}{(1+i_p)^j} + \sum_{j=1}^n \frac{I_{\text{Financiero } j}}{(1+i_p)^j} \quad (\text{V.43})$$

$$D = \sum_{j=1}^n \frac{C_{\text{om } j}}{(1+i_p)^j} + \sum_{j=1}^n \frac{A l p_j}{(1+i_p)^j} + \sum_{j=1}^n \frac{A l j_i}{(1+i_p)^j} + \sum_{j=1}^n \frac{D S H_j}{(1+i_p)^j} \quad (\text{V.44})$$

$$\text{Inversión inicial} = \text{costo de instalación} + \sum_{j=0}^{w-1} \frac{\text{costo del pozo}}{(1+i_p)^{10 \cdot j}} \quad (\text{V.43})$$

Donde:

R_{BC} = Relación beneficio/costo

B = Ingresos por venta de hidrocarburos e ingresos financieros al tiempo cero

D = Egresos por operación y mantenimiento, amortizaciones de pozos e instalaciones y derechos sobre hidrocarburos al tiempo cero

te = Tiempo que entran los pozos a producir

EJEMPLOS EN LA HOJA DE CÁLCULO DE EXCEL

1. Cálculo del número óptimo de pozos.

Ejemplo 1

Se desea recuperar un 80% del volumen de hidrocarburos de un yacimiento con los siguientes datos:

Reserva = 236 MMBPCE

Producción inicial de aceite por pozo = 5,000 BI/día

RGA = 337 pie³/BI

Tiempo de perforación = 3 meses

Número de equipos de perforación = 2

Tiempo a recuperar la reserva = 120 meses

Utilizando el procedimiento del "Cálculo para el número óptimo de pozos" se obtiene el desarrollo considerando que se perforarán:

- a) 10 pozos
- b) 20 pozos
- c) 25 pozos
- d) 30 pozos

a) Para 10 pozos

	A	B	C	D	E	F	G
1	Número de pozos						
2							
3	Datos				Resultados		
4	Reserva=	236,000,000.00			b=	0.006878549	
5	Producción inicial=	5,000 GPD			d=	0.006854946	
6	RGA=	337					
7	Num de pozos=	10					
8	Tiempo de perf. =	3 meses					
9	Num. de equipo=	2			<input type="button" value="Aceptar"/>	En el mes	Porcentaje recuperado
10						120.00	53.36

Mes	Costo (B/día)	Volumen de grupo B	Costo (PC)	Volumen de gas PC	Volumen de gas líquido EPOE	Volumen total de hidrocarburos EPOE	Volumen Acumulado B	Costo recuperación
0	5,000.00	0.00	1,685,000.00	0.00	0.00			
1	4,965.73	151,561.49	1,673,449.42	51,076,222.40	10,215.24	161,776.74	161,776.74	0.07
2	9,931.69	150,522.54	3,346,978.01	50,726,097.63	10,145.22	160,667.76	322,444.50	0.14
3	9,863.60	301,052.21	3,324,034.65	101,454,595.36	20,290.92	321,343.13	643,787.63	0.27
4	14,795.99	298,988.51	4,986,248.57	100,759,129.54	20,151.83	319,140.34	962,927.97	0.41
5	14,694.56	448,500.46	4,952,068.11	151,144,653.51	30,228.93	478,729.39	1,441,657.36	0.61
6	19,593.83	445,426.01	6,603,121.95	150,108,565.01	30,021.71	475,447.72	1,917,105.08	0.81
7	19,459.52	593,934.13	6,557,857.90	200,155,801.24	40,031.16	633,965.29	2,551,070.37	1.08
8	24,326.13	589,862.74	8,197,904.14	198,783,743.95	39,756.75	629,619.49	3,180,689.86	1.35
9	24,159.37	737,380.76	8,141,707.94	248,497,314.44	49,699.46	787,080.22	3,967,770.08	1.68
10	28,993.76	732,326.05	9,770,896.97	246,793,878.67	49,358.78	781,684.83	4,749,454.90	2.01
:	:	:	:	:	:	:	:	:
117	23,805.59	726,582.68	8,022,482.21	244,858,363.75	48,971.67	775,554.35	123,637,637.87	52.39
118	23,642.40	721,602.00	7,967,488.53	243,179,872.79	48,635.97	770,237.97	124,407,875.84	52.72
119	23,480.33	716,655.45	7,912,871.82	241,512,887.79	48,302.58	764,958.03	125,172,833.87	53.04
120	23,319.38	711,742.82	7,858,629.51	239,857,329.89	47,971.47	759,714.28	125,932,548.16	53.36

Tabla V.1. Hoja de cálculo en Excel para 10 pozos del Ejemplo 1.

b) Para 20 pozos

	A	B	C	D	E	F	G
1	Número de pozos						
2							
3							
4	Datos				Resultados		
5	Reserva=	736,000,000.00			b=	0.013757099	
6	Producción inicial=	5,000 BPD			d=	0.013662903	
7	RCM=	337					
8	Núm. de pozos=	20					
9	Tiempo de perf.=	3 meses				En el mes	Porcentaje recuperado
10	Núm. De equipo=	2			<input type="button" value="Aceptar"/>	120.00	74.76

Mes	Acum.	Volumen de	Gas	Volumen de gas	Volumen de gas	Volumen total de	Volumen	% de
	no (BPD)	inicial	inicial	inicial	inicial	inicial	inicial	
		BI	IPG	PG	BPGE	BPGE	Acumulado BI	recuperación
0	5,000.00	0.00	1,685,000.00	0.00	0.00			
1	4,931.69	151,042.02	1,661,978.01	50,901,160.02	10,180.23	161,222.25	161,222.25	0.07
2	9,864.30	148,978.35	3,324,270.57	50,205,702.43	10,041.14	159,019.49	320,241.74	0.14
3	9,729.53	297,984.89	3,278,851.38	100,420,906.83	20,084.18	318,069.07	638,310.80	0.27
4	14,596.60	293,913.55	4,919,052.75	99,048,865.77	19,809.77	313,723.32	952,034.13	0.40
5	14,397.16	440,939.85	4,851,844.22	148,596,730.79	29,719.35	470,659.20	1,422,693.33	0.60
6	19,200.46	434,915.34	6,470,553.94	146,566,468.14	29,313.29	464,228.63	1,886,921.95	0.80
7	18,938.12	580,015.15	6,382,147.39	195,465,104.79	39,093.02	619,108.17	2,506,030.12	1.06
8	23,679.37	572,090.46	7,979,948.74	192,794,484.11	38,558.90	610,649.35	3,116,679.48	1.32
9	23,355.84	715,316.06	7,870,919.47	241,061,511.88	48,212.30	763,528.36	3,880,207.84	1.64
10	28,036.74	705,542.77	9,448,379.87	237,767,911.94	47,553.58	753,096.35	4,633,304.19	1.96
	:	:	:	:	:	:	:	:
117	26,298.93	805,453.68	8,862,741.08	271,437,888.86	54,287.58	859,741.25	173,934,513.47	73.70
118	25,939.62	794,448.84	8,741,650.32	267,729,259.44	53,545.85	847,994.69	174,782,508.16	74.06
119	25,585.20	783,594.36	8,622,214.00	264,071,300.67	52,814.26	836,408.62	175,618,916.79	74.41
120	25,235.64	772,888.19	8,504,409.53	260,463,320.22	52,092.66	824,980.85	176,443,897.64	74.76

Tabla V.2. Hoja de cálculo en Excel para 20 pozos del Ejemplo 1.

c) Para 25 pozos

	A	B	C	D	E	F	G
1	Número de pozos						
2							
3							
4		Datos				Resultados	
5		Reserva=	236,000,000.00			f=	0.017196374
6		Producción inicial=	5,000 BPD			g=	0.01704936
7		RGAr=	337				
8		Núm. de pozos=	25				
9		Tiempo de perf. =	3 meses			En el mes	Porcentaje recuperado
10		Núm. De equipo=	2	<input type="button" value="Aceptar"/>		120.00	00.22

	Acosta	Volumen de costos	Gas	Volumen de gas	Volumen de gas líquido	Volumen total de hidrocarburos	Volumen	% de
Mes	de (dólares)	\$	MM (CNY)	PC	MMSCF	BPCF	Acumulado \$	recuperación
0	5,000.00	0.00	1,685,000.00	0.00	0.00			
1	4,914.75	150,783.17	1,656,271.83	50,813,929.09	10,162.79	160,945.96	160,945.96	0.07
2	9,830.96	148,212.42	3,313,033.45	49,947,584.13	9,989.52	158,201.93	319,147.89	0.14
3	9,663.35	296,468.66	3,256,548.35	99,909,938.88	19,981.99	316,450.65	635,598.54	0.27
4	14,498.59	291,414.06	4,886,026.29	98,206,538.36	19,641.31	311,055.37	946,653.91	0.40
5	14,251.40	437,228.81	4,802,722.67	147,346,108.83	29,469.22	466,698.03	1,413,351.94	0.60
6	19,008.43	429,774.34	6,405,839.32	144,833,951.98	28,966.79	458,741.13	1,872,093.07	0.79
7	18,684.34	573,230.13	6,296,623.86	193,178,554.89	38,635.71	611,865.84	2,483,958.91	1.05
8	23,365.79	563,456.93	7,874,270.45	189,884,984.17	37,977.00	601,433.92	3,085,392.84	1.31
9	22,967.42	704,633.52	7,740,019.18	237,461,495.82	47,492.30	752,125.82	3,837,518.65	1.63
10	27,575.84	692,619.97	9,293,056.81	233,412,929.29	46,682.59	739,302.55	4,576,821.21	1.94
	:	:	:	:	:	:	:	:
117	26,039.58	798,886.69	8,775,339.39	269,224,813.19	53,844.96	852,731.65	186,837,267.74	79.17
118	25,595.62	785,266.18	8,625,725.47	264,634,702.43	52,926.94	838,193.12	187,675,460.86	79.52
119	25,159.24	771,877.89	8,478,662.37	260,122,850.13	52,024.57	823,902.46	188,499,363.33	79.87
120	24,730.29	758,717.87	8,334,106.61	255,687,922.02	51,137.58	809,855.45	189,309,218.78	80.22

Tabla V.3. Hoja de cálculo en Excel para 25 pozos del Ejemplo 1.

d) Para 30 pozos

	A	B	C	D	E	F	G
	Número de pozos						
3	Datos			Resultados			
4	Reserva=	736,000,000.00				b=	0.026635648
5	Producción inicial=	5,000 BPCD				d=	0.02042419
6	PGA=	337					
7	Núm. de pozos=	30					
8	Tiempo de perf. =	3 meses				En el mes	Porcentaje recuperado
9	Núm. de equipos=	2			Acepta	120.00	83.71

Mes	Área de (B/D)	Volumen de agua B/D	Gas B/D (PCD)	Volumen de gas B/D	Volumen de gas a flujido B/CFE	Volumen total de hidrocarburos B/CFE	Volumen Acumulado B	Porcentaje recuperación
0	5,000.00	0.00	1,685,000.00	0.00	0.00			
1	4,897.88	150,524.92	1,650,585.24	50,726,897.66	10,145.38	160,670.30	160,670.30	0.07
2	9,797.84	147,450.57	3,301,873.37	49,690,841.84	9,938.17	157,388.74	318,059.04	0.13
3	9,597.73	294,963.93	3,234,435.28	99,402,844.29	19,880.57	314,844.50	632,903.53	0.27
4	14,401.70	288,939.53	4,853,374.56	97,372,621.66	19,474.52	308,414.05	941,317.59	0.40
5	14,107.56	433,563.09	4,754,248.31	146,110,762.35	29,222.15	462,785.25	1,404,102.83	0.59
6	18,819.43	424,707.92	6,342,146.64	143,126,568.31	28,625.31	453,333.23	1,857,436.07	0.79
7	18,435.05	566,558.52	6,212,613.43	190,930,221.68	38,186.04	604,744.57	2,462,180.63	1.04
8	23,058.53	554,987.02	7,770,725.83	187,030,626.47	37,406.13	592,393.15	3,054,573.78	1.29
9	22,587.58	694,176.78	7,612,015.04	233,937,574.99	46,787.51	740,964.30	3,795,538.07	1.61
10	27,126.25	679,998.78	9,141,545.80	229,159,589.40	45,831.92	725,830.70	4,521,368.77	1.92
:	:	:	:	:	:	:	:	:
117	25,989.82	798,736.78	8,758,570.63	269,174,293.66	53,834.86	852,571.64	195,109,343.86	82.67
118	25,459.00	782,423.22	8,579,683.91	263,676,626.61	52,735.33	835,158.55	195,944,502.41	83.03
119	24,939.02	766,442.86	8,404,450.81	258,291,244.97	51,658.25	818,101.11	196,762,603.52	83.37
120	24,429.66	750,788.89	8,232,796.71	253,015,855.38	50,603.17	801,392.06	197,563,995.58	83.71

Tabla V.4. Hoja de cálculo en Excel para 30 pozos del Ejemplo 1.

Conclusiones:

Con los desarrollos anteriores obtenemos.

Número de pozos	Porcentaje de recuperación
10	53.36
20	74.76
25	80.22
30	83.71

Como se puede observar los resultados, perforar 25 ó 30 pozos recuperan más del 80% de la reserva de hidrocarburos y para determinar cual es el Número óptimo de pozos a perforar se realizarán las evaluaciones económicas para ambos resultados.

2. Evaluación económica de un activo

Ejemplo 2

a) Se desea realizar una evaluación económica para un campo petrolero utilizando el procedimiento de la "Evaluación económica para un activo", se consideran los datos del Ejemplo 1 y los resultados con 25 pozos, así como los siguientes datos:

Volumen a recuperar por pozo	8241115.76	BPCE
Inversión inicial	389,409,801	dólares
Costo por pozo	5,000,000	dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento	1.12	dólares/BI
Costo por instalaciones	300,000,000	dólares
Costos adicionales	1,100,000	dólares
Precio de venta del crudo	20	dólares/BI
Precio de venta del gas	1.5	dólares/Mpie ³
Tiempo de amortización por pozo	120	meses
Tiempo de amortización de instalación	120	meses
Tiempo que entran a producir los pozos	3	meses
Tasa de interés del préstamo	12%	Anual
Tasa de interés del banco	12%	Anual
Periodo de capitalización	Meses	
Tiempo de vida del proyecto	168	meses

Desarrollo:

Siguiendo el procedimiento del "Cálculo del número óptimo de pozos" se obtienen:

1. Costo de operación y mantenimiento.

Para obtener los costos de operación y mantenimiento de cada mes, se toman los volúmenes de hidrocarburos mensual del esquema de producción del ejemplo 1 para 25 pozos a perforar, se multiplica los volúmenes de hidrocarburos por el costo unitario de operación y mantenimiento y se le suman los costos adicionales.

Mes	Volúmen total de Hc's	Costo unitario de OYM	Costo Adicional	Costo de OYM
	BPCE	dólares/Bf	dólares	dólares
0				0.00
1	160,945.96	1.12	1,100,000	180,259.47
2	158,201.93	1.12	1,100,000	177,186.16
3	316,450.64	1.12	1,100,000	354,424.72
4	311,055.36	1.12	1,100,000	348,382.01
5	466,698.02	1.12	1,100,000	522,701.79
6	458,741.12	1.12	1,100,000	513,790.06
7	604,744.57	1.12	1,100,000	1,785,289.73
8	592,393.15	1.12	1,100,000	1,773,605.98
9	740,964.30	1.12	1,100,000	1,942,380.90
10	739,302.54	1.12	1,100,000	1,928,018.85
11	887,643.86	1.12	1,100,000	2,094,161.12
12	872,510.10	1.12	1,100,000	2,077,211.31
13	1,018,580.32	1.12	1,100,000	2,240,809.96
14	1,001,214.18	1.12	1,100,000	2,221,359.88
15	1,145,090.07	1.12	1,100,000	2,382,500.88
16	1,125,567.02	1.12	1,100,000	2,360,635.06
17	1,267,322.77	1.12	1,100,000	2,519,401.51
18	1,245,715.73	1.12	1,100,000	2,495,201.62
20	1,385,423.03	1.12	1,100,000	2,651,673.80
	⋮	⋮	⋮	⋮
117	852,731.61	1.12	1,100,000	2,055,059.41
118	838,193.08	1.12	1,100,000	2,038,776.25
119	823,902.43	1.12	1,100,000	2,022,770.72
120	809,855.42	1.12	1,100,000	2,007,038.07

Tabla V.5. Costo de operación y mantenimiento para el Ejemplo 2.

2. Las amortizaciones de los pozos se obtienen utilizando el método de Unidad de volúmenes producidos y los intereses se calculan del saldo insoluto de los pozos por el interés del préstamo.

Mes	Saldo Insoluto dólares	Amortización dólares	Interés dólares	Amortización + Interés dólares
0	5,000,000.00	0.00	0.00	
1	4,902,351.84	97,648.16	50,000.00	147,648.16
2	9,806,368.52	95,983.32	49,023.52	145,006.84
3	9,614,373.50	191,995.02	98,063.69	290,058.71
4	14,425,651.87	188,721.63	96,143.73	284,865.37
5	14,142,499.66	283,152.21	144,256.52	427,408.73
6	18,864,175.01	278,324.64	141,425.00	419,749.64
7	18,492,947.47	371,227.54	188,641.75	559,869.29
8	23,128,049.12	364,898.35	184,929.47	549,827.83
9	22,671,723.89	456,325.23	231,280.49	687,605.72
10	27,223,178.71	448,545.17	226,717.24	675,262.41
11	26,684,632.79	538,545.92	272,231.79	810,777.71
12	31,155,268.73	529,364.06	266,846.33	796,210.39
13	30,537,281.83	617,986.90	311,552.69	929,539.59
14	34,929,831.21	607,450.62	305,372.82	912,823.44
15	34,235,089.07	694,742.13	349,298.31	1,044,040.45
16	38,552,191.85	682,897.23	342,350.89	1,025,248.12
17	37,783,289.43	768,902.42	385,521.92	1,154,424.34
18	42,027,496.30	755,793.13	377,832.89	1,133,626.02
19	41,186,940.80	840,555.50	420,274.96	1,260,830.46
20	45,360,716.23	826,224.56	411,869.41	1,238,093.97
...	⋮	⋮	⋮	⋮
168	38,724.78	38,521.06	772.46	39,293.52
166	25,451.75	25,674.38	511.26	26,185.64
167	215.10	25,236.65	254.52	25,491.17
168	0.00	12,616.46	126.16	12,742.62

Tabla V.6. Amortización e interés de los pozos para el Ejemplo 2.

3. Las amortizaciones de las instalaciones se obtienen utilizando el método de la línea recta y los intereses se calculan multiplicando el saldo insoluto de las instalaciones por el interés del préstamo.

Mes	Saldo insoluto dólares	Amortización dólares	Interés dólares	Amortización + interés dólares
0	300,000,000.00	0.00	0.00	
1	297,500,000.00	2,500,000.00	3,000,000.00	5,500,000.00
2	295,000,000.00	2,500,000.00	2,975,000.00	5,475,000.00
3	292,500,000.00	2,500,000.00	2,950,000.00	5,450,000.00
4	290,000,000.00	2,500,000.00	2,925,000.00	5,425,000.00
5	287,500,000.00	2,500,000.00	2,900,000.00	5,400,000.00
6	285,000,000.00	2,500,000.00	2,875,000.00	5,375,000.00
7	282,500,000.00	2,500,000.00	2,850,000.00	5,350,000.00
8	280,000,000.00	2,500,000.00	2,825,000.00	5,325,000.00
9	277,500,000.00	2,500,000.00	2,800,000.00	5,300,000.00
10	275,000,000.00	2,500,000.00	2,775,000.00	5,275,000.00
11	272,500,000.00	2,500,000.00	2,750,000.00	5,250,000.00
12	270,000,000.00	2,500,000.00	2,725,000.00	5,225,000.00
13	267,500,000.00	2,500,000.00	2,700,000.00	5,200,000.00
14	265,000,000.00	2,500,000.00	2,675,000.00	5,175,000.00
15	262,500,000.00	2,500,000.00	2,650,000.00	5,150,000.00
16	260,000,000.00	2,500,000.00	2,625,000.00	5,125,000.00
17	257,500,000.00	2,500,000.00	2,600,000.00	5,100,000.00
18	255,000,000.00	2,500,000.00	2,575,000.00	5,075,000.00
19	252,500,000.00	2,500,000.00	2,550,000.00	5,050,000.00
20	250,000,000.00	2,500,000.00	2,525,000.00	5,025,000.00
	⋮	⋮	⋮	⋮
117	7,500,000.00	2,500,000.00	100,000.00	2,600,000.00
118	5,000,000.00	2,500,000.00	75,000.00	2,575,000.00
119	2,500,000.00	2,500,000.00	50,000.00	2,550,000.00
120	0.00	2,500,000.00	25,000.00	2,525,000.00

Tabla V.7. Amortización e interés de las instalaciones para el Ejemplo 2.

4. Ingresos por venta de crudo y de gas.

- Para obtener los ingresos por venta de crudo de cada mes se multiplican los volúmenes de crudo por el precio de venta de crudo.
- Los ingresos por venta de gas de cada mes se obtienen multiplicando los volúmenes de gas por el precio de venta de gas.

Mes	Crudo	Gas *	INGRESOS POR VENTAS
	Dólares	Dólares	Dólares
0			
1	3,015,663.40	76,220.89	3,091,884.29
2	2,964,248.27	74,921.37	3,039,169.64
3	5,929,373.13	149,864.91	6,079,238.04
4	5,828,281.11	147,309.81	5,975,590.92
5	8,744,576.05	221,019.16	8,965,595.21
6	8,595,486.62	217,250.92	8,812,737.55
7	11,464,602.47	289,767.83	11,754,370.30
8	11,269,138.33	284,827.47	11,553,965.81
:	:	:	:
165	6,999,019.84	176,900.23	7,175,920.07
166	6,879,691.03	173,884.19	7,053,575.22
167	6,762,396.70	170,919.58	6,933,316.28
168	6,647,102.16	168,005.51	6,815,107.67

Tabla V.8. Ingresos por venta de crudo y de gas para el Ejemplo 2.

5. Derecho sobre hidrocarburos.

Para el cálculo del derecho sobre hidrocarburos se multiplica 0.608 por los ingresos por venta de hidrocarburos de cada mes.

Mes	INGRESOS POR VENTAS	Porcentaje de	Derecho sobre
	Dólares	Derecho sobre hidrocarburo	hidrocarburos Dólares
0			
1	3,091,884.29	0.608	1,879,865.65
2	3,039,169.64	0.608	1,847,815.14
3	6,079,238.04	0.608	3,696,176.73
4	5,975,590.92	0.608	3,633,159.28
5	8,965,595.21	0.608	5,451,081.89
6	8,812,737.55	0.608	5,358,144.43
7	11,754,370.30	0.608	7,146,657.14
8	11,553,965.81	0.608	7,024,811.21
:	:	:	:
165	7,175,920.07	0.608	4,362,959.40
166	7,053,575.22	0.608	4,288,573.74
167	6,933,316.28	0.608	4,215,456.30
168	6,815,107.67	0.608	4,143,585.46

Tabla V.9. Derecho sobre hidrocarburos para el Ejemplo 2.

6. Se integra el Estado de resultados con los datos anteriores y se calcula la utilidad así como los indicadores de rentabilidad.

Mes	Ingresos		Gastos de Amortización		Intereses y Amortización		Extracción		Utilidad		Saldo		Cuentos de Producción
	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	dólares	
0												305,000,000	
1	3,015,863	76,220	3,091,884	1,280,259	5,500,000	147,848	1,879,865	-5,715,868	-5,715,868	-395,063,097	302,402,351	43.04	
2	2,964,248	74,921	3,039,169	0 1,277,186	5,475,000	145,006	1,847,815	-5,705,836	-11,421,727	-400,858,508	304,806,368	43.6	
3	5,929,373	149,864	6,079,238	0 1,454,424	5,450,000	290,058	3,698,176	-4,611,422	-16,233,149	-405,326,427	302,114,373	22.73	
4	5,828,281	147,309	5,975,590	0 1,448,392	5,425,000	284,885	3,633,159	-4,615,815	-21,048,965	-409,954,331	304,425,651	23.01	
5	8,744,576	221,019	8,965,595	0 1,622,701	5,400,000	427,408	5,451,081	-3,935,597	-24,984,562	-413,898,917	301,842,498	15.98	
6	8,595,488	217,250	8,812,737	0 1,613,790	5,375,000	419,749	5,358,144	-3,953,948	-28,938,509	-417,423,713	303,864,175	18.15	
7	11,484,802	289,767	11,754,370	0 1,785,289	5,350,000	558,889	7,148,657	-3,087,445	-32,025,954	-420,303,430	300,982,947	12.58	
8	11,289,138	284,827	11,553,965	0 1,773,805	5,325,000	549,827	7,024,811	-3,119,279	-35,145,234	-423,184,032	303,128,049	12.72	
9	14,092,870	356,192	14,449,062	0 1,842,380	5,300,000	687,805	8,784,908	-2,286,032	-37,411,266	-425,255,858	300,171,723	10.54	
10	13,652,399	350,119	14,202,518	0 1,828,016	5,275,000	675,282	8,635,131	-2,310,894	-39,722,160	-427,347,978	302,223,178	10.66	
11	16,631,687	420,370	17,052,258	0 2,094,161	5,250,000	810,777	10,367,773	-1,470,453	-41,192,614	-428,885,980	298,184,632	9.19	
12	16,348,324	413,203	16,761,528	0 2,077,211	5,225,000	796,210	10,191,009	-1,527,902	-42,720,516	-430,021,916	301,155,268	9.28	
13	19,085,259	482,379	19,567,639	0 2,240,809	5,200,000	929,539	11,897,124	-698,834	-43,420,351	-430,698,635	298,037,281	8.22	
14	18,759,868	474,155	19,234,024	0 2,221,359	5,175,000	912,823	11,694,288	-798,445	-44,189,797	-431,308,224	298,929,831	8.30	
15	21,455,688	542,282	21,997,980	0 2,382,500	5,150,000	1,044,040	13,374,772	46,667	-44,143,130	-431,298,027	298,735,089	7.48	
16	21,069,882	533,046	21,622,929	0 2,360,635	5,125,000	1,025,248	13,148,740	-34,694	-44,177,825	-431,295,616	298,552,191	7.56	
17	23,745,976	600,179	24,346,156	0 2,519,401	5,100,000	1,154,424	14,802,462	769,867	-43,407,957	-430,645,557	295,293,289	6.92	
18													
19	69,990,194	176,900	7,175,920	13,960,634	1,518,362	0	39,293	4,362,959	14,615,939	1,350,679,412	36,724	4.17	
20	66,796,913	173,884	7,053,575	13,508,794	1,511,229	0	26,185	4,268,573	14,734,380	1,365,413,793	25,451	4.19	
21	6,762,396	170,919	6,933,316	13,654,137	1,504,218	0	25,491	4,215,458	148,422,884	1,380,256,081	2150	4.24	
22	6,847,102	168,005	6,815,107	13,802,560	1,497,326	0	12,742	4,143,585	14,964,013	1,395,220,095	0	4.28	

Tabla V.8. Estado de resultados para el Ejemplo 2.

El resultado de la evaluación económica es la siguiente:

El calculo del tiempo de cancelación es de 125 meses y se obtuvo de la gráfica de utilidad vs saldo insoluto.

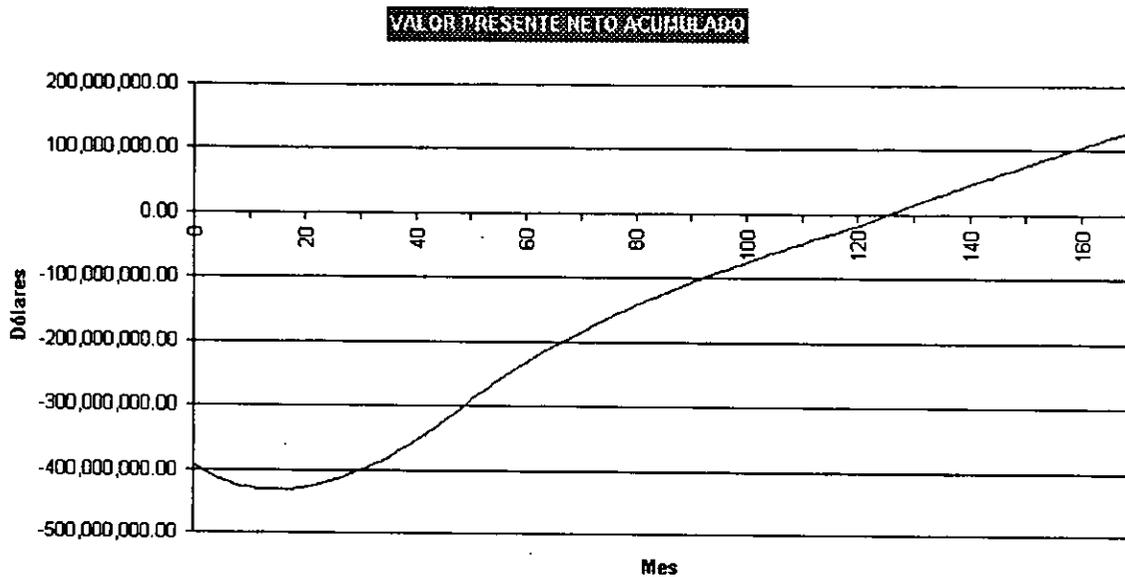


Figura VI.2. Gráfica del VPN para obtener el t_c del ejemplo 2.

La tasa interna de retorno se calcula con la ecuación (V.40):

$$\text{tir} = \frac{12 * 100\%}{125} = 9.6\% \text{ anual}$$

El Valor Presente Neto se calcula con la ecuación (V.39):

$$\text{VPN} = 516,187,232.17 - 389,403,801.62 = 126,783,430.56$$

La Relación beneficio/costo se calcula con la ecuación (V.42):

$$R_{B/C} = \frac{516,187,232.17}{389,403,801.62} = 1.33$$

El costo por producción en promedio se calcula con la ecuación (V.41):

$$C_{\text{prod, prom}} = \frac{936.04}{168} = 5.57 \text{ dólares/BPCE}$$

Resumen:

Tiempo de cancelación =	125	meses
Tasa interna de retorno, % anual =	9.6	
Valor Presente Neto =	126,783,430.56	dólares
Relación Beneficio/Costo =	1.33	
Costo por producción, prom =	5.57	dólares/BPCE

Los resultados de la evaluación económica nos indican si es rentable o no el proyecto, ya que estos valores obtenidos representan mucho para poder llevar a cabo el desarrollo de este. Analizando los resultados de la evaluación económica se tiene:

- El tiempo de recuperación de la inversión es de 125 meses o sea que se recupera lentamente la inversión debido a que la vida del proyecto es de 168 meses, por lo tanto el proyecto no es bueno.
- La tasa interna de retorno es de 9.6% anual por lo que es menor a la tasa de interés del préstamo de 12% anual, lo cual nos indica que la inversión no es rentable.

- La relación beneficio/costo es de 1.33, por lo tanto por cada dólar que se invierta se recupera 0.33 centavos de dólar, se considera bueno el proyecto.
- El valor presente neto es positivo por lo que el proyecto es bueno.
- El costo de producción se considera favorable, entonces el proyecto también.

b) Se desea realizar una evaluación económica para un campo petrolero utilizando el procedimiento de la "Evaluación económica para un activo", se consideran los datos del Ejemplo 1 y los resultados con 30 pozos, así como los datos del inciso a):

Los resultados de la evaluación se presenta a continuación:

Tiempo de cancelación =	124	meses
Tasa interna de retorno, % anual =	9.68	
Valor Presente Neto =	160,561,005.47	dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.33	
Costo por producción, prom=	5.84	dólares/BPCE

Analizando los resultados de la evaluación económica se tiene:

- El tiempo de recuperación de la inversión es de 124 meses o sea que se recupera lentamente la inversión debido a que la vida del proyecto es de 168 meses, por lo tanto el proyecto no es bueno.

- La tasa interna de retorno es de 9.68% anual por lo que es menor a la tasa de interés del préstamo de 12% anual, lo cual nos indica que la inversión no es rentable.
- La relación beneficio/costo es de 1.37, por lo tanto por cada dólar que se invierta se recupera 0.37 centavos de dólar, se considera bueno el proyecto.
- El valor presente neto es positivo por lo que el proyecto es bueno.
- El costo de producción se considera favorable, entonces el proyecto también.

Ahora analizando ambas propuestas de números de pozos a perforar se tiene que:

Número de pozos a perforar	tc meses	tir % anual	VPN dólares	R _{B/C}	Costo/Producción (dólares/BPCE)
25	125	9.6	126,783,430	1.33	5.57
30	124	9.68	160,561,005	1.37	5.84

En conclusión perforar 30 pozos es más rentable que perforar 25 pozos.

VI. PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS: ALFA, BETA Y GAMMA

En este capítulo se analizan individualmente tres campos de la Región Marina Sureste para la selección del mejor esquema de producción técnica y económicamente, y un análisis para la explotación conjunta (Figura VI.1).

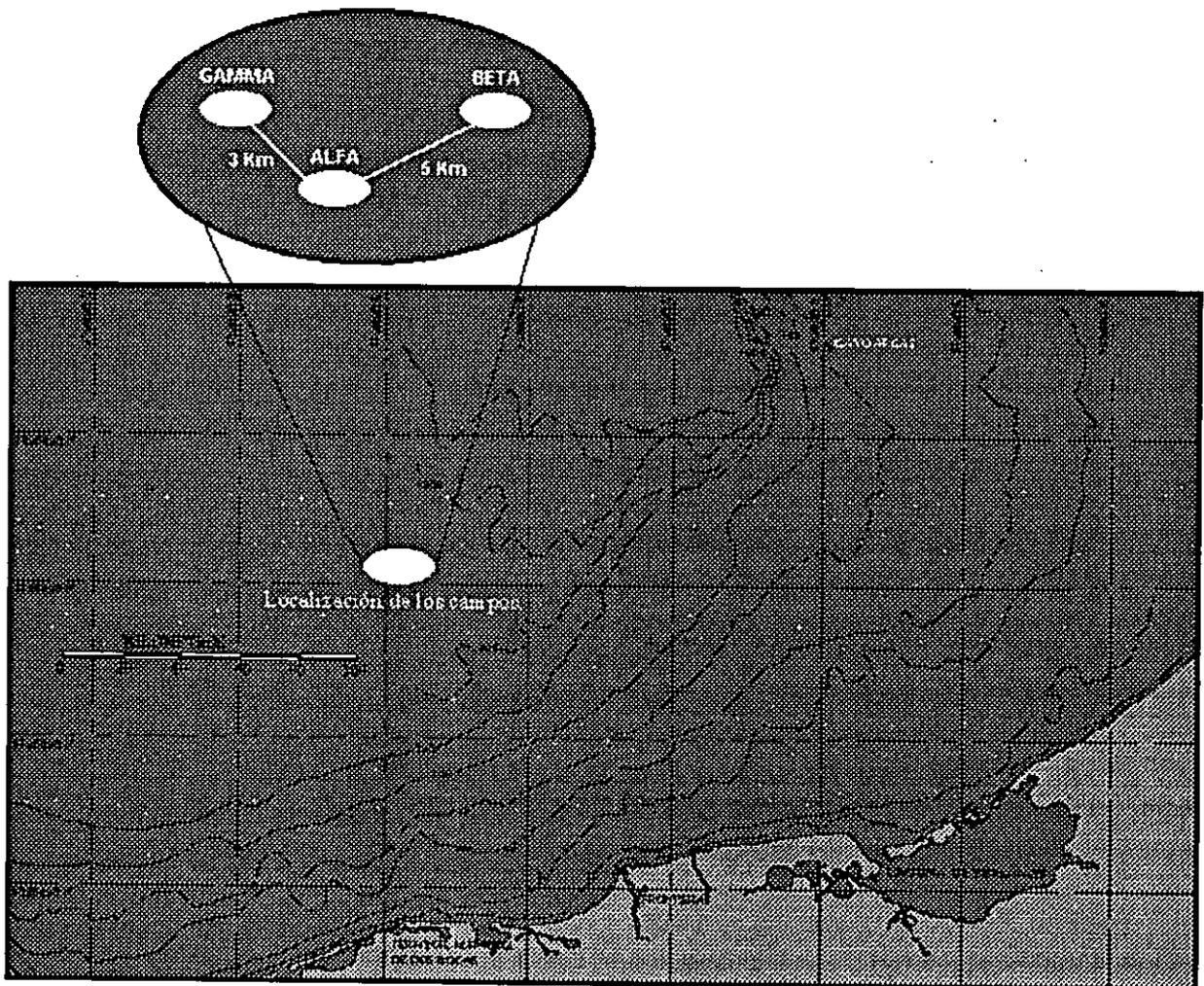


Figura VI.1. Localización de los campos: Alfa, Beta y Gamma.

Las consideraciones que se hacen a estos campos son:

- El campo Alfa se encuentra en 730 metros de tirante de agua y está localizado a 100 km de la Terminal Marítima de Dos Bocas, el campo Beta se encuentra en 750 metros de tirante de agua y a 5 km del campo Alfa y el campo Gamma se encuentra en 770 metros de tirante de agua y a 3 km del campo Alfa.
- Los tres yacimientos son de aceite con una densidad de 25° API.
- La reserva recuperable del campo Alfa es de 545 MMBPCE, del campo Beta es de 425 MMBPCE y del campo Gamma es de 360 MMBPCE.
- La profundidad media debajo del nivel del mar para el campo Alfa es de 4,000 metros, para el campo Beta es de 3,800 metros y para el campo Gamma es de 4,400 metros.
- La Relación Gas–Aceite para el campo Alfa es de 337 pie³/BI, para el campo Beta es de 339 pie³/BI y para el campo Gamma es de 337 pie³/BI.
- La producción máxima por pozo para el campo Alfa es de 5,857 BPD, para el campo Beta es de 5,850 BPD y para el campo Gamma es de 6,666 BPD.
- Se instalará una plataforma de proceso en el campo Alfa y una plataforma satélite en el campo Beta y en el campo Gamma, si es el caso.
- Se proponen cuatro desarrollos para el campo Alfa que son:
 1. Una TLP,
 2. Una Semisumergible,
 3. Una Torre Flexible, y
 4. Un FPSO.

Las cuales tendrán una capacidad de proceso de 110,000 BPD.

- Se proponen cuatro desarrollos para el campo Beta que son:
 1. Una TLP,
 2. Una Semisumergible,
 3. Una Torre Fleblible, y
 4. Pozos submarinos con plantilla.

- Se proponen cuatro desarrollos para el campo Gamma que son:
 1. Una TLP,
 2. Una Semisumergible,
 3. Una Torre Fleblible, y
 4. Pozos submarinos individuales

- La perforación y la terminación de los pozos se realizará por un equipo de perforación instalado en las plataformas, en el caso de que se decida por los pozos submarinos se realizarán por medio de un barco de perforación.

- El tiempo de perforación y terminación de los pozos será de un promedio de tres meses.

- Los árboles, para los tres campos serán sin asistencia de buzos y las válvulas serán accesibles y compatibles para la operación y manipulación del ROV. Para el caso de las Torres Flexibles se utilizarán árboles convencionales como los utilizados en tierra.

- Primero se desarrollará el campo Alfa, luego el campo Beta y por último el campo Gamma.

- La producción de los campos Beta y Gamma será enviada a una plataforma de proceso que estará instalada en el campo Alfa.

- Se proponen dos alternativas para el envío o transporte de la producción de la plataforma de proceso en Alfa a la Terminal Marítima de Dos Bocas:
 1. Mediante un oleoducto y un gasoducto de 12 pulgadas cada uno,
 2. Mediante el almacenamiento en un buque tanque donde un barco de apoyo transportará el crudo al Terminal Marítima de Dos Bocas y el gas será transportado por un gasoducto.

- Los costos unitarios de operación y mantenimiento, los costos de perforación de los pozos y los costos de las instalaciones de todas las opciones se obtuvieron por el software comercial.

- El software comercial no comprenden los siguientes gastos de operación y mantenimiento, que se llamaron "Costos Adicionales" los cuales son:

	Dólares/mes
Mano de obra	102,596
Reserva laboral	77,893
Reserva para exploración	308,128
Productos interorganismos	216,406
Servicios regionales	240,523
Servicio de sede y corporativos	227,027
Total	1,172,573

Estos costos son un promedio que se utilizan en la Región Marina Suroeste de PEMEX.

- El precio promedio de venta del crudo es de 20 dólares/Bl y del gas es de 1.5 dólares/Mpie³.

- El tiempo de amortización por pozo y de las instalaciones es de 120 meses.

- La tasa de interés del préstamo y la tasa de interés del banco son del 12% anual.

VI.1. CAMPO ALFA

Para el desarrollo del campo Alfa primero se requiere determinar el número óptimo de pozos a perforar con el "Cálculo del número óptimo de pozos" que se explicó en el Capítulo V, como se muestra a continuación.

Los datos que se requieren para realizar el cálculo del número óptimo de pozos son:

Reserva recuperable, $R_e = 545$ MMBPCE

Producción inicial de aceite por pozo, $q_o = 5,857$ BPD

Relación Gas-Aceite, $RGA = 337$ pie³/Bl

Tiempo de perforación = 3 meses

Tiempo que entran a producir los pozos = 3 meses

Número de equipos de perforación = 1

Tiempo a recuperar la reserva = 240 meses

Porcentaje a recuperar = 80% de la reserva

Vida del proyecto es de 192 meses

Se considera perforar:

- a) 10 pozos,
- b) 20 pozos,
- c) 25 pozos.

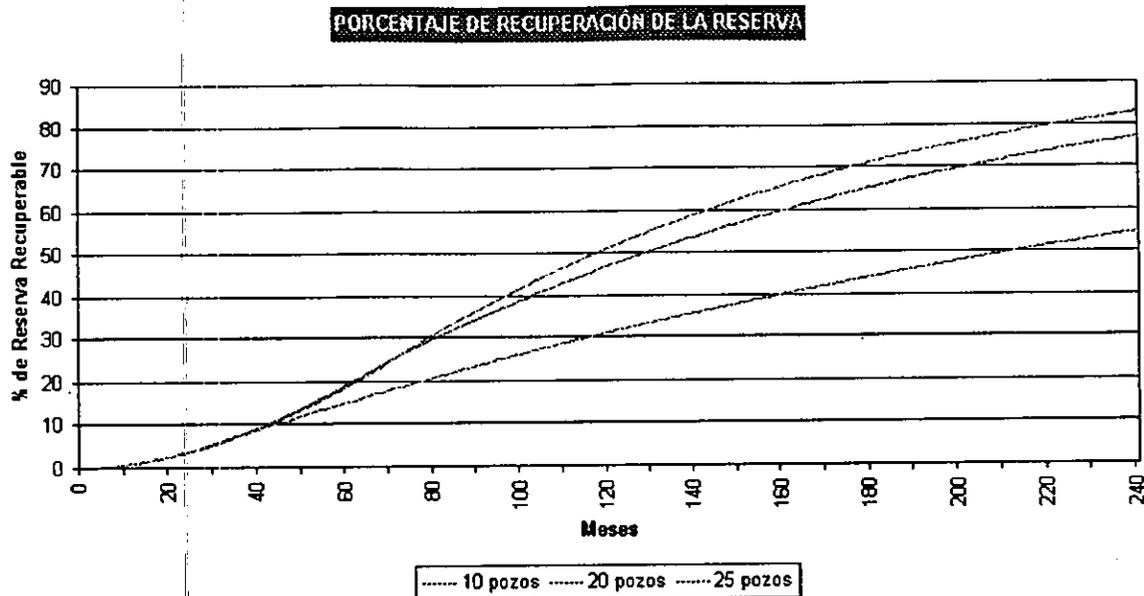


Figura VI.2. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Alfa.

El porcentaje de recuperación para las opciones propuestas son:

Número de Pozos	% de Recuperación de la Reserva
10	54.61
20	76.98
25	82.83

Por lo tanto en el campo Alfa el número óptimo de pozos a perforar es de 25.

Una vez determinado el número óptimo de pozos a perforar se realiza el análisis para cada uno de los desarrollos propuestos con las dos alternativas para el envío o transporte de la producción, se evalúa económicamente y se elige el óptimo.

1. Desarrollo con TLP.

La TLP utilizará una plantilla con 25 slots con una dimensión de 75*50 pies y 25 riser's de producción de 3 pulgadas de diámetro conectados cada uno de la plantilla a la TLP individualmente. El manifold estará colocado en la plataforma.

a) Los costos de la TLP con oleoducto y gasoducto del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	71,644,000	23,136,000	94,780,000
Instalaciones de proceso	39,488,000	---	39,488,000
Sistemas auxiliares marinos	14,748,000	---	14,748,000
Alojamiento	9,886,000	---	9,886,000
Equipo y herramienta de reparación	49,545,000	---	49,545,000
Riser de producción	41,291,000	---	41,291,000
Sistema de amarre	36,896,000	---	36,896,000
Tuberías	57,086,000	39,178,000	44,886,600
Diseño e ingeniería	39,659,000	---	39,659,000
Administración de proyectos y servicios	19,830,000	---	19,830,000
Total	380,073,000	62,314,000	442,387,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	4,261,000	3,421,000	7,682,000
Árboles marinos	1,186,000	---	1,186,000
Cabezales	4,826,000	---	4,826,000
Total	10,273,000	3,421,000	13,694,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	216,427,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	9,204,840 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.13 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	442,387,000 dólares
Inversión inicial =	607,976,538 dólares

Se realiza la evaluación económica para el desarrollo del campo Alfa utilizando el procedimiento de la "Evaluación económica para un activo" que se explicó en el Capítulo V.

1. Costo de operación y mantenimiento.

Mes	Costo unitario de			
	Volumen total de Hc's BPCE	OYM dólares/BI	Costo Adicional dólares	Costo de OYM Dólares
0				0.00
1	189,330.81	1.13	1,172,573	213,943.82
2	187,686.50	1.13	1,172,573	212,085.74
3	186,056.46	1.13	1,172,573	210,243.80
4	373,771.39	1.13	1,172,573	422,361.67
5	370,525.22	1.13	1,172,573	418,693.50
6	367,307.25	1.13	1,172,573	415,057.19
7	553,448.03	1.13	1,172,573	625,396.28
8	548,641.39	1.13	1,172,573	619,964.77
9	543,876.50	1.13	1,172,573	614,580.44
10	728,483.80	1.13	1,172,573	823,186.69
11	722,156.99	1.13	1,172,573	816,037.40
12	715,885.13	1.13	1,172,573	808,950.19
13	898,998.55	1.13	1,172,573	1,015,868.36
14	891,190.84	1.13	1,172,573	1,007,045.65
15	883,450.93	1.13	1,172,573	998,299.56
16	1,065,109.07	1.13	1,172,573	1,203,573.24
17	1,055,858.70	1.13	1,172,573	1,193,120.33
18	1,046,688.67	1.13	1,172,573	1,182,758.20
20	1,226,929.10	1.13	1,172,573	1,386,429.88
	⋮	⋮	⋮	⋮
189	1,279,522.53	1.13	1,172,573	2,618,433.45
190	1,268,410.00	1.13	1,172,573	2,605,876.30
191	1,257,393.99	1.13	1,172,573	2,593,428.20
192	1,246,473.64	1.13	1,172,573	2,581,088.22

Tabla VI.1. Costo de operación y mantenimiento para la TLP con oleoducto y gasoducto.

2. Amortizaciones de los pozos.

Mes	Saldo insoluto dólares	Amortización dólares	Interés dólares	Amortización + interés dólares
0	9,204,840.00	0.00	0.00	
1	9,081,645.82	123,194.18	92,048.40	215,242.58
2	8,959,521.57	122,124.25	90,816.46	212,940.71
3	18,043,297.96	121,063.61	89,595.22	210,658.83
4	17,800,091.60	243,206.36	180,432.98	423,639.34
5	17,558,997.46	241,094.14	178,000.92	419,095.06
6	26,524,837.19	239,000.26	175,589.97	414,590.24
7	26,164,718.45	360,118.75	265,248.37	625,367.12
8	25,807,727.30	356,991.15	261,647.18	618,638.34
9	34,658,676.58	353,890.72	258,077.27	611,967.99
:	:	:	:	:
189	132,040.02	88,416.76	2,204.57	90,621.33
190	44,391.14	87,648.87	1,320.40	88,969.27
191	43,629.98	44,012.22	876.42	44,888.64
192	0.00	43,629.98	436.30	44,066.28

Tabla VI.2. Amortización e interés de los pozos para la TLP con oleoducto y gasoducto.

3. Amortizaciones de las instalaciones.

Mes	Saldo insoluto dólares	Amortización dólares	Interés dólares	Amortización + interés dólares
0	443,387,000.00	0.00	0.00	
1	439,692,108.33	3,694,891.67	4,433,870.00	8,128,761.67
2	435,997,216.67	3,694,891.67	4,396,921.08	8,091,812.75
3	432,302,325.00	3,694,891.67	4,359,972.17	8,054,863.83
4	428,607,433.33	3,694,891.67	4,323,023.25	8,017,914.92
5	424,912,541.67	3,694,891.67	4,286,074.33	7,980,966.00
6	421,217,650.00	3,694,891.67	4,249,125.42	7,944,017.08
7	417,522,758.33	3,694,891.67	4,212,176.50	7,907,068.17
8	413,827,866.67	3,694,891.67	4,175,227.58	7,870,119.25
9	410,132,975.00	3,694,891.67	4,138,278.67	7,833,170.33
:	:	:	:	:
117	11,084,675.00	3,694,891.67	147,795.67	3,842,687.33
118	7,389,783.33	3,694,891.67	110,846.75	3,805,738.42
119	3,694,891.67	3,694,891.67	73,897.83	3,768,789.50
120	0.00	3,694,891.67	36,948.92	3,731,840.58

Tabla VI.3. Amortización e interés de las instalaciones para la TLP con oleoducto y gasoducto.

4. Ingresos por venta de crudo y de gas.

Mes	Crudo	Gas	INGRESOS POR VENTAS
	Dólares	Dólares	Dólares
0			
1	3,547,513.85	89,663.41	3,637,177.27
2	3,516,704.05	88,884.69	3,605,588.74
3	3,486,161.83	88,112.74	3,574,274.57
4	7,003,398.71	177,010.90	7,180,409.61
5	6,942,574.89	175,473.58	7,118,048.47
6	6,882,279.32	173,949.61	7,056,228.93
7	10,370,021.26	262,102.29	10,632,123.55
8	10,279,958.66	259,825.96	10,539,784.62
⋮	⋮	⋮	⋮
189	23,974,564.85	605,957.13	24,580,521.97
190	23,766,348.14	600,694.45	24,367,042.59
191	23,559,939.77	595,477.48	24,155,417.25
192	23,355,324.04	590,305.82	23,945,629.85

Tabla VI.4. Ingresos por venta de crudo y de gas para la TLP con oleoducto y gasoducto.

5. Derecho sobre hidrocarburos.

Mes	INGRESOS POR VENTAS	Porcentaje de Derecho sobre hidrocarburo	Derecho sobre hidrocarburos
	dólares	hidrocarburo	dólares
0			
1	3,637,177.27	0.608	2,211,403.78
2	3,605,588.74	0.608	2,192,197.96
3	3,574,274.57	0.608	2,173,158.94
4	7,180,409.61	0.608	4,365,689.05
5	7,118,048.47	0.608	4,327,773.47
6	7,056,228.93	0.608	4,290,187.19
7	10,632,123.55	0.608	6,464,331.12
8	10,539,784.62	0.608	6,408,189.05
⋮	⋮	⋮	⋮
189	24,580,521.97	0.608	14,944,957.36
190	24,367,042.59	0.608	14,815,161.89
191	24,155,417.25	0.608	14,686,493.69
192	23,945,629.85	0.608	14,558,942.95

Tabla VI.5. Derecho sobre hidrocarburos para la TLP con oleoducto y gasoducto.

6. Estado de resultado.

Mes	Cruce dólares	Gas dólares	Ingresos por Ventas dólares	Ingresos Financie- ros dólares	Gastos de O y M dólares	Amortización por Inst. dólares	Intensas y Amortización por Pozo dólares	Derecho de Extracción dólares	Utilidad dólares	Utilidad Acumulada dólares	Valor Presente Neto dólares	Estado Insoluto dólares	Costos de Producción dólares/BOE
0													
1	3,547,513	89,663	3,637,177		1,386,516	8,128,761	215,242	2,211,403	-6,304,747	-6,304,747	-616,196,090	448,773,754	51.39
2	3,516,704	88,884	3,605,588	0	1,384,658	8,091,812	212,940	2,192,197	-8,276,021	-16,580,768	-624,312,011	444,956,738	51.63
3	3,496,191	88,112	3,574,274	0	1,382,816	8,054,863	210,658	2,173,156	-8,247,223	-24,827,992	-632,316,865	450,345,622	51.86
4	7,003,398	177,010	7,180,408	0	1,594,934	6,017,914	423,639	4,365,669	-7,221,768	-32,049,761	-639,256,662	446,407,524	29.85
5	6,942,574	175,473	7,118,048	0	1,591,296	7,990,986	419,095	4,327,773	-7,201,052	-39,250,813	-646,108,217	442,471,539	28.97
6	6,882,279	173,949	7,056,228	0	1,587,630	7,944,017	414,590	4,290,187	-7,180,195	-46,431,008	-652,872,288	447,742,487	27.08
7	10,370,021	262,102	10,632,123	0	1,797,969	7,907,068	625,367	6,484,331	-6,162,612	-52,563,621	-658,620,266	443,667,478	18.67
8	10,279,958	259,825	10,539,784	0	1,792,537	7,870,119	618,638	6,408,189	-6,149,699	-58,743,321	-664,298,410	439,635,583	18.74
9	10,190,878	257,569	10,448,247	0	1,787,153	7,833,170	611,967	6,352,534	-6,136,578	-64,879,900	-669,910,328	444,791,651	18.81
10	13,649,667	344,695	13,994,662	0	1,995,759	7,796,221	820,598	6,508,767	-5,126,863	-70,006,563	-674,551,430	440,622,748	14.57
11	13,531,140	341,999	13,873,140	0	1,998,610	7,759,272	811,741	6,434,869	-5,121,353	-75,127,916	-679,141,820	438,457,862	14.62
12	13,413,624	339,029	13,752,653	0	1,991,523	7,722,323	802,961	6,361,613	-5,115,787	-80,243,684	-683,691,805	441,502,068	14.68
13	16,844,642	425,748	17,270,390	0	2,168,441	7,685,374	1,008,500	10,500,367	-4,113,323	-84,357,007	-687,298,028	437,222,242	12.11
14	16,698,348	422,050	17,120,398	0	2,179,618	7,648,425	998,570	10,409,202	-4,115,418	-88,472,426	-690,878,290	432,947,469	12.15
15	16,553,324	418,385	16,971,709	0	2,170,872	7,611,476	987,735	10,318,799	-4,117,174	-92,589,600	-694,422,816	437,882,571	12.19
16	19,957,074	504,415	20,461,489	0	2,378,148	7,574,527	1,192,236	12,440,585	-3,122,007	-95,711,607	-697,085,130	433,494,652	10.46
17	19,783,749	500,034	20,283,783	0	2,365,693	7,537,579	1,179,287	12,332,540	-3,131,316	-98,842,924	-699,726,143	428,112,712	10.50
18													
19	23,974,564	605,957	24,580,521	215,955,998	2,618,433	0	90,621	14,944,957	33,948,351	2,736,132,507	122,667,575	132,040	2.12
20	23,786,348	600,664	24,367,042	220,791,699	2,605,876	0	88,969	14,815,161	34,218,360	2,770,350,867	127,854,096	44,391	2.12
21	23,559,939	595,477	24,155,417	225,724,945	2,593,428	0	44,888	14,688,493	34,534,115	2,804,884,983	133,016,686	43,629	2.10
22	23,355,324	590,305	23,945,629	230,757,730	2,581,088	0	44,066	14,559,942	34,810,382	2,839,695,365	138,169,012	0	2.11

Tabla VI.6. Estado de resultados para la TLP con oleoducto y gasoducto.

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

El calculo del tiempo de cancelación es de 165 meses y se obtuvo de la gráfica del VPN.

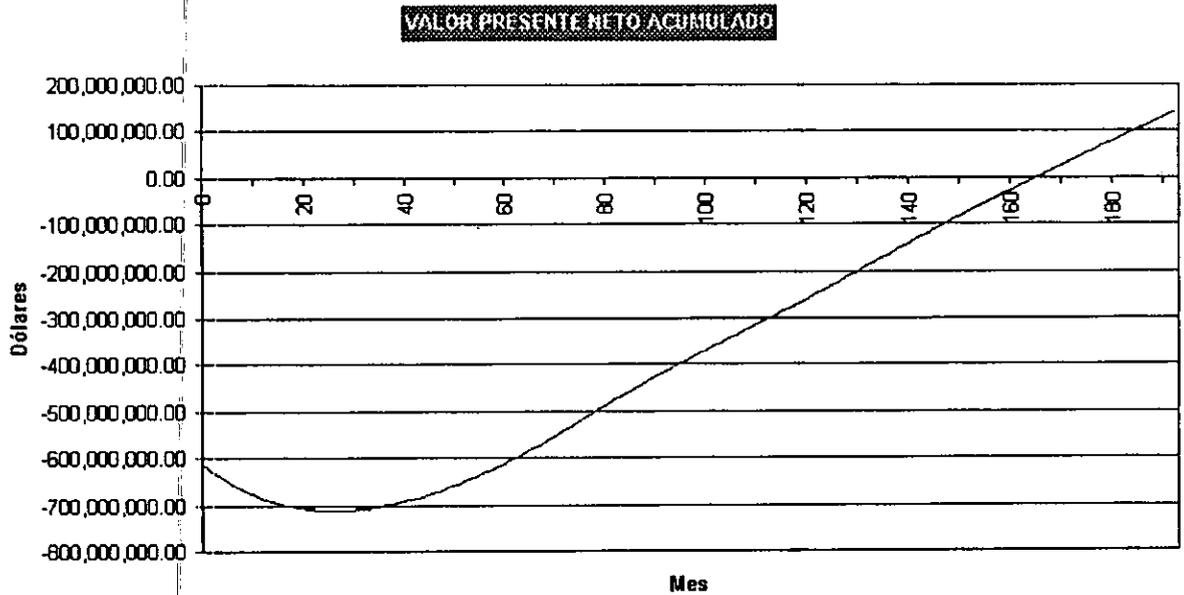


Figura VI.3. Gráfica del VPN para obtener el t_c de la TLP con oleoducto y gasoducto.

La tasa interna de retorno se calcula con la ecuación (V.40):

$$tir = \frac{12 * 100\%}{165} = 7.27\% \text{ anual}$$

El Valor Presente Neto se calcula con la ecuación (V.39):

$$VPN = 746,145,550 - 607,976,538 = 138,169,012$$

La Relación beneficio/costo se calcula con la ecuación (V.42):

$$R_{B/C} = \frac{746,145,550}{607,976,538} = 1.23$$

El costo por producción en promedio se calcula con la ecuación (V.41):

$$C_{\text{prod, prom}} = \frac{1079.04}{192} = 5.62 \text{ dólares/BPCE}$$

Tiempo de cancelación =	165 meses
Tasa interna de retorno =	7.27% anual
Valor Presente Neto =	138,169,012 dólares
Relación Beneficio/Costo =	1.23
Costo por producción, promedio =	5.62 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable debido a que el tiempo que se recupera la inversión es de 165 meses, la tasa interna de retorno es menor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, analizando la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.23 centavos de dólar y el valor presente neto es positivo.

b) Los costos de la TLP con Buque Tanque del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	67,182,000	22,766,000	89,948,000
Instalaciones de proceso en la tlp	29,635,000	---	29,635,000
Sistemas auxiliares marinos	14,607,000	---	14,607,000
Alojamiento	9,886,000	---	9,886,000
Equipo y herramienta de reparación	49,545,000	---	49,545,000
Riser de producción	36,328,000	---	36,328,000
Sistema de amarre	35,481,000	---	35,481,000
Tuberías	9,566,000	39,178,000	48,744,000
Tanque de almacenamiento	24,240,000	---	24,240,000
Conversión a buque tanque	17,774,000	1,257,000	19,031,000
Sistema de amarre del buque tanque	17,229,000	4,441,000	21,670,000
Diseño e ingeniería	36,691,000	---	36,691,000
Administración de proyectos y servicios	18,346,000	---	18,346,000
Total	366,510,000	67,642,000	434,152,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	4,261,000	3,421,000	7,682,000
Arboles marinos	1,186,000	--	1,186,000
Cabezales	4,826,000	--	4,826,000
Total	10,273,000	3,421,000	13,694,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	216,427,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	9,204,840 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.94 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	434,152,000 dólares
Inversión inicial =	598,741,538 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	No se recupera
Tasa interna de retorno =	No se define
Valor Presente Neto =	-105,282,142 dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.82
Costo por producción, promedio =	6.37 dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión!

2. Desarrollo con Semisumergible

La Semisumergible utilizará una plantilla de acceso directo con tubería recuperable de 25 slots con una dimensión de 185*50 pies y un riser flexible de producción de 10 pulgadas de diámetro conectado de la plantilla a la Semisumergible. El manifold estará colocado en el lecho marino.

a) Los costos de la Semisumergible con oleoducto y gasoducto del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	69,545,000	1,841,000	71,386,000
Instalaciones de proceso	35,942,000	---	35,942,000
Sistemas auxiliares marinos	20,529,000	---	20,529,000
Alojamiento	9,450,000	---	9,450,000
Equipo y herramienta de reparación	38,183,000	---	38,183,000
Sistema de amarre	13,625,000	5,826,000	19,451,000
Tuberías	57,086,000	39,178,000	96,264,000
Diseño e ingeniería	39,659,000	---	39,659,000
Administración de proyectos y servicios	19,830,000	---	19,830,000
Total	303,849,000	46,845,000	350,694,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	20,575,000	7,792,000	28,367,000
Arboles marinos	32,581,000	---	32,581,000
Riser de producción	21,686,000	2,903,000	24,589,000
Sistema de control	18,636,000	---	18,636,000
Cabezales	4,826,000	---	4,826,000
Total	98,304,000	10,695,000	108,999,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	214,304,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	12,932,120 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.94 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	350,694,000 dólares
Inversión inicial =	581,930,139 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	No se recupera
Tasa interna de retorno =	No se define
Valor Presente Neto =	-58,259,391 dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.90
Costo por producción, promedio =	6.15 dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión.

b) Los costos de la Semisumergible con Buque Tanque del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	67,345,000	1,797,000	69,142,000
Instalaciones de proceso	26,089,000	---	26,089,000
Sistemas auxiliares marinos	20,091,000	---	20,091,000
Alojamiento	9,450,000	---	9,450,000
Equipo y herramienta de reparación	38,183,000	---	38,183,000
Sistema de amarre	13,625,000	5,826,000	19,451,000
Tuberías	9,566,000	13,282,000	22,848,000
Tanque de almacenamiento	24,240,000	---	24,240,000
Conversión a buque tanque	17,774,000	1,257,000	19,031,000
Sistema de amarre del buque tanque	17,229,000	4,441,000	21,670,000
Diseño e ingeniería	36,950,000	---	36,950,000
Administración de proyectos y servicios	18,475,000	---	18,475,000
Total	299,017,000	26,603,000	325,620,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	20,575,000	7,792,000	28,367,000
Arboles marinos	32,581,000	---	32,581,000
Riser de producción	12,379,000	2,513,000	14,892,000
Sistema de control	18,636,000	---	18,636,000
Cabezales	4,826,000	---	4,826,000
Total	88,997,000	10,305,000	99,302,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	214,304,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo = **12,544,240**dólares
 Costo unitario de operación y mantenimiento = **2.75**dólares/BPCE
 Costo por equipo e instalación = **325,620,000**dólares
 Inversión inicial = **549,920,549**dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación = **No se recupera**
 Tasa interna de retorno = **No se define**
 Valor Presente Neto = **-230,479,978**dólares
 Relación Beneficio/Costo = **0.58**
 Costo por producción, promedio = **6.77**dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión.

3. Desarrollo con Torre Flexible

La Torre Flexible esta integrada por dos riser's de exportación de 4 pulgadas de diámetro, una plantilla y un manifold; éstos dos últimos están instalados en el piso de la plataforma. Los riser's se conectan a las tuberías de exportación en el lecho marino.

a) Los costos de la Torre Flexible con oleoducto y gasoducto del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	208,152,000	59,394,000	267,546,000
Instalaciones de proceso	38,117,000	---	38,117,000
Sistemas auxiliares marinos	2,527,000	---	2,527,000
Alojamiento	13,325,000	---	13,325,000
Equipo y herramienta de reparación	34,218,000	---	34,218,000
Riser de producción	398,000	---	398,000
Tuberías	57,086,000	39,178,000	96,264,000
Diseño e ingeniería	45,358,000	---	45,358,000
Administración de proyectos y servicios	22,679,000	---	22,679,000
Total	421,860,000	98,572,000	520,432,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Arboles marinos	1,186,000	---	1,186,000
Total	1,186,000	0	1,186,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	143,515,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	5,788,040 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	0.98 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	520,432,000 dólares
Inversión inicial =	623,926,556 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	166 meses
Tasa interna de retorno =	7.22% anual
Valor Presente Neto =	141,873,904 dólares
Relación Beneficio/Costo =	1.23
Costo por producción, promedio =	5.67 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, ya que el tiempo que se recupera la inversión en 166 meses, la tasa interna de retorno es menor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, y analizando la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.23 centavos de dólar.

b) Los costos de la Torre Flexible con Buque Tanque del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	204,905,000	58,454,000	
Instalaciones de proceso	29,334,000	---	29,334,000
Sistemas auxiliares marinos	2,359,000	---	2,359,000
Alojamiento	13,325,000	---	13,325,000
Equipo y herramienta de reparación	34,218,000	---	34,218,000
Riser de producción	205,000	---	205,000
Tuberías	9,566,000	13,282,000	
Tanque de almacenamiento	24,240,000	---	24,240,000
Conversión a buque tanque	17,774,000	1,257,000	
Sistema de amarre del buque tanque	17,229,000	4,441,000	
Diseño e ingeniería	43,178,000	---	43,178,000
Administración de proyectos y servicios	21,589,000	---	21,589,000
Total	417,922,000	77,434,000	495,356,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Arboles marinos	1,186,000	---	1,186,000
Total	1,186,000	0	1,186,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	143,515,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	5,788,040 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.78 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	495,356,000 dólares
Inversión inicial =	598,850,556 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	No se recupera
Tasa interna de retorno =	No se define
Valor Presente Neto =	-50,248,080 dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.92
Costo por producción, promedio =	6.31 dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión.

4. Desarrollo con FPSO

El FPSO utilizará 25 árboles sin asistencia de buzo (pozos submarinos) con 25 líneas de producción de 5 pulgadas de diámetro conectadas al manifold central y una línea de producción de 12 pulgadas de diámetro conecta del manifold central al FPSO. El manifold estará colocado en el lecho marino.

a) Los costos del FPSO con oleoducto y gasoducto del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
La compra de un buque tanque usado	24,240,000	---	24,240,000
Conversión a FPSO	16,102,000	1,257,000	17,359,000
Instalaciones de proceso	35,942,000	---	35,942,000
Sistemas auxiliares marinos	7,863,000	---	7,863,000
Equipo y herramienta de reparación	8,786,000	---	8,786,000
Sistema de amarre	20,962,000	3,394,000	24,356,000
Tuberías	57,086,000	39,178,000	96,264,000
Diseño e ingeniería	37,278,000	---	37,278,000
Administración de proyectos y servicios	18,639,000	---	18,639,000
Total	226,898,000	43,829,000	270,727,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Riser de producción	22,035,000	3,613,000	25,648,000
Plantillas y manifolds	25,466,000	5,089,000	30,555,000
Árboles marinos	30,469,000	---	30,469,000
Cabezales	5,541,000	---	5,541,000
Líneas de flujo	13,506,000	19,147,000	32,653,000
Sistema de control	33,102,000	---	33,102,000
Total	130,119,000	27,849,000	157,968,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	466,010,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	24,959,120 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	2.01 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	270,727,000 dólares
Inversión inicial =	717,015,043 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	No se recupera
Tasa interna de retorno =	No se define
Valor Presente Neto =	-482,857,145 dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.33
Costo por producción, promedio =	6.77 dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión.

b) Los costos del FPSO con Buque Tanque del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Buque tanque usado comprado	24,240,000	---	24,240,000
Conversión a FPSO	17,774,000	1,257,000	19,031,000
Instalaciones de proceso	35,942,000	---	35,942,000
Sistemas auxiliares marinos	7,863,000	---	7,863,000
Equipo y herramienta de reparación	8,786,000	---	8,786,000
Sistema de amarre	16,268,000	3,394,000	19,662,000
Tuberías	7,973,000	23,539,000	31,512,000
Diseño e ingeniería	28,624,000	---	28,624,000
Administración de proyectos y servicios	14,312,000	---	14,312,000
Total	161,782,000	28,190,000	189,972,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Riser de producción	5,105,000	1,780,000	6,885,000
Plantillas y manifolds	25,466,000	5,089,000	30,555,000
Árboles marinos	30,469,000	---	30,469,000
Cabezales	5,541,000	---	5,541,000
Líneas de flujo	13,506,000	19,147,000	32,653,000
Sistema de control	33,102,000	---	33,102,000
Total	113,189,000	26,016,000	139,205,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	466,010,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 25.

RESUMEN:

Costo por pozo =	24,208,600 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	2.50 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	189,972,000 dólares
Inversión inicial =	622,840,174 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	No se recupera
Tasa interna de retorno =	No se define
Valor Presente Neto =	-371,330,469 dólares
Relación Beneficio/Costo =	0.40
Costo por producción, promedio =	6.66 dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, debido a que no se recupera la inversión.

5. Selección de la mejor alternativa.

Con Oleoducto y Gasoducto:

Plataforma	tc (mes)	tir (% anual)	VPN (dólares)	R _{B/C}	Costo/Producción (dólares/BPCE)	Rentable
TLP	165	7.27	138,169,012	1.23	5.62	Si
Semisumergible			-58,259,391	0.90	6.15	No
Torre Flexible	166	7.22	141,873,904	1.23	5.67	Si
FPSO			-482,857,145	0.33	6.77	No

Con Buque Tanque:

Plataforma	tc (mes)	tir (% anual)	VPN (dólares)	R _{B/C}	Costo/Producción (dólares/BPCE)	Rentable
TLP			-105,282,142	0.82	6.37	No
Semisumergible			-230,479,978	0.58	6.77	No
Torre Flexible			-50,248,080	0.92	6.31	No
FPSO			-371,330,469	0.40	6.66	No

Analizando el tiempo de cancelación de los diferentes desarrollos del campo Alfa se observa que la Torre Flexible y la TLP, con oleoducto y gasoducto, son los únicos que recuperan la inversión. Por consiguiente la tasa interna de retorno es mayor en la TLP que la Torre Flexible, pero la tasa interna de retorno de ambas plataformas es menor que la tasa de interés de préstamo y no es rentable.

En función a la ganancia (VPN) se observa que la Torre Flexible con oleoducto y gasoducto tiene una mayor ganancia con respecto a las demás opciones, y respecto a la R_{B/C}, la Torre Flexible con oleoducto y gasoducto tiene la mayor relación de 1.23, en otras palabras por cada dólar que se invierta en la Torre Flexible con oleoducto y gasoducto se recuperaran 0.23 centavos de dólar.

VI.2. CAMPO BETA

Para el desarrollo del campo Beta primero se requiere determinar el número óptimo de pozos a perforar con el "Cálculo del número óptimo de pozos" que se explicó en el Capítulo V, como se muestra a continuación.

Los datos que se requieren para realizar el cálculo del número óptimo de pozos son:

Reserva recuperable, $Re = 425$ MMBPCE

Producción inicial de aceite por pozo, $q_0 = 5,850$ BPD

Relación Gas–Aceite, $RGA = 339$ pie³/Bl

Tiempo de perforación = 3 meses

Tiempo que entran a producir los pozos = 3 meses

Número de equipos de perforación = 1

Tiempo a recuperar la reserva = 240 meses

Porcentaje a recuperar = 80% de la reserva

Vida del proyecto es de 171 meses

Se considera perforar:

- a) 10 pozos,
- b) 15 pozos,
- c) 18 pozos.

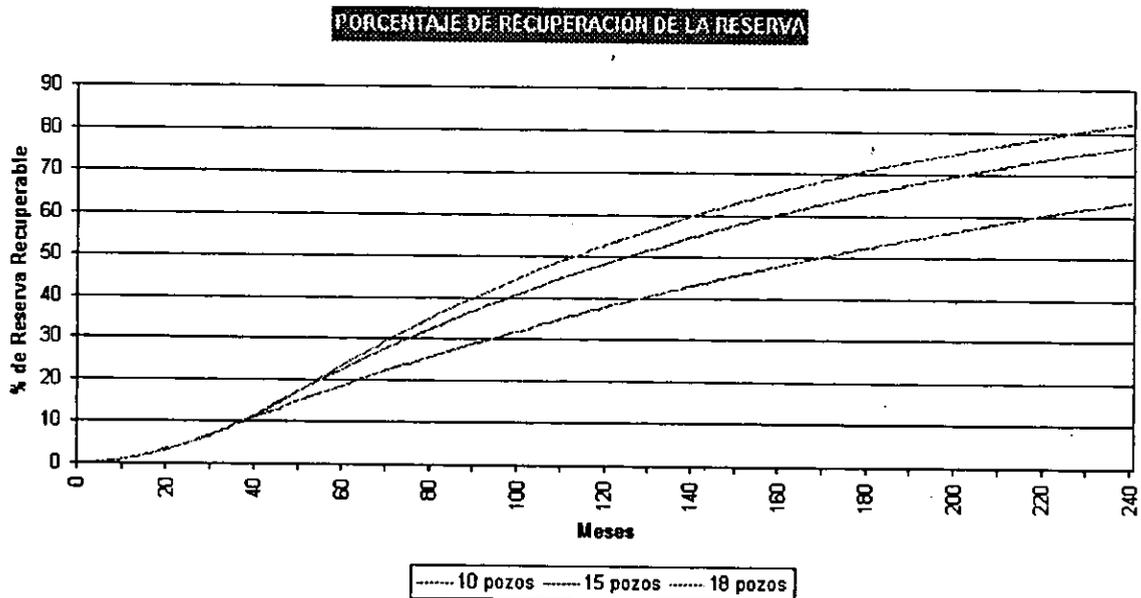


Figura VI.4. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Beta.

El porcentaje de recuperación para las opciones propuestas son:

Número de Pozos	% de Recuperación de la Reserva
10	63.65
15	76.89
18	82.06

Por lo tanto en el campo Beta el número óptimo de pozos a perforar es de 18.

Una vez determinado el número óptimo de pozos a perforar se realiza el análisis para cada uno de los desarrollos propuestos, se evalúa económicamente y se elige el óptimo.

1. Desarrollo con TLP.

La TLP utilizará una plantilla con 18 slots con una dimensión de 75*50 pies y 18 riser's de producción de 3 pulgadas de diámetro cada uno conectados de la plantilla a la TLP individualmente. El manifold estará colocado en la plataforma.

a) Los costos de la TLP del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	53,935,000	18,953,000	72,888,000
Instalaciones de proceso en la tp	12,044,000	—	12,044,000
Sistemas auxiliares marinos	11,072,000	—	11,072,000
Equipo y herramienta de reparación	49,553,000	—	49,553,000
Riser de producción	25,227,000	—	25,227,000
Sistema de amarre	31,463,000	—	31,463,000
Tuberías	2,643,000	4,841,000	7,484,000
Diseño e ingeniería	23,095,000	—	23,095,000
Administración de proyectos y servicios	11,547,000	—	11,547,000
Total	220,579,000	62,314,000	282,893,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	3,201,000	3,457,000	6,658,000
Arboles marinos	969,000	---	969,000
Cabezales	3,943,000	---	3,943,000
Total	8,113,000	3,421,000	11,534,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	149,286,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 18.

RESUMEN:

Costo por pozo = **8,934,444**dólares
 Costo unitario de operación y mantenimiento = **1.13**dólares/BPCE
 Costo por equipo e instalación = **282,893,000**dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación = **113**meses
 Tasa interna de retorno = **10.61%** anual
 Valor Presente Neto = **291,772,744**dólares
 Relación Beneficio/Costo = **1.71**
 Costo por producción, promedio = **5.05**dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 113 meses, la tasa interna de retorno es menor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.71 centavos de dólar.

2. Desarrollo con Semisumergible.

La Semisumergible utilizará una plantilla de acceso directo con tubería recuperable de 18 slots con una dimensión de 185*50 pies y un riser flexible de producción de 10 pulgadas de diámetro conectado de la plantilla a la Semisumergible. El manifold estará colocado en el lecho marino.

a) Los costos de la Semisumergible del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	55,586,000	1,562,000	57,148,000
Instalaciones de proceso	9,559,000	---	9,559,000
Sistemas auxiliares marinos	17,809,000	---	17,809,000
Equipo y herramienta de reparación	38,181,000	---	38,181,000
Sistema de amarre	11,339,000	5,844,000	17,183,000
Tuberías	2,643,000	4,841,000	7,484,000
Diseño e ingeniería	22,891,000	---	22,891,000
Administración de proyectos y servicios	11,445,000	---	11,445,000
Total	169,453,000	12,247,000	181,700,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Equipo dólares
Plantillas y manifolds	14,429,000	5,253,000	19,682,000
Árboles marinos	26,620,000	---	26,620,000
Riser de producción	7,476,000	1,799,000	9,275,000
Sistema de control	12,876,000	---	12,876,000
Cabezales	3,943,000	---	3,943,000
Total	65,344,000	7,052,000	72,396,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	147,837,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 18.

RESUMEN:

Costo por pozo =	12,235,167 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.99 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	181,700,000 dólares
Inversión inicial =	354,635,093 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	88 meses
Tasa interna de retorno =	13.63% anual
Valor Presente Neto =	447,177,123 dólares
Relación Beneficio/Costo =	2.26
Costo por producción, promedio =	4.61 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 88 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.71 centavos de dólar.

3. Desarrollo con Torre Flexible.

La Torre Flexible esta integrada por un riser de exportación de 4 pulgadas de diámetro, una plantilla y un manifold; éstos dos últimos están en el piso de la plataforma. El riser se conectan a la línea de exportación en el lecho marino.

a) Los costos de la Torre Flexible del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo Dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	195,085,000	35,351,000	230,436,000
Instalaciones de proceso	12,037,000	---	12,037,000
Sistemas auxiliares marinos	1,383,000	---	1,383,000
Equipo y herramienta de reparación	33,821,000	---	33,821,000
Riser de producción	67,000	---	67,000
Tuberías	2,643,000	4,841,000	7,484,000
Diseño e ingeniería	29,915,000	---	29,915,000
Administración de proyectos y servicios	14,957,000	---	14,957,000
Total	289,908,000	40,192,000	330,100,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Arboles marinos	969,000	---	969,000
Total	969,000	0	969,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	99,440,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 18.

RESUMEN:

Costo por pozo = **5,578,278**dólares
 Costo unitario de operación y mantenimiento = **1.10**dólares/BPCE
 Costo por equipo e instalación = **330,100,000**dólares
 Inversión inicial = **408,944,859**dólares
 Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación = **112**meses
 Tasa interna de retorno = **10.71%** anual
 Valor Presente Neto = **298,979,421**dólares
 Relación Beneficio/Costo = **1.73**
 Costo por producción, promedio = **5.10**dólares/BPCE

En conclusión esta opción no es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 112 meses, la tasa interna de retorno es menor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.73 centavos de dólar.

4. Desarrollo con Pozos submarinos.

Los pozos submarinos utilizarán 18 árboles sin asistencia de buzo con 18 líneas de producción de 5 pulgadas de diámetro conectados a la plantilla

central. Una línea de producción de 12 pulgadas de diámetro conectada de la plantilla central a la plataforma de proceso. El manifold estará colocado en el lecho marino.

a) Los costos de los pozos submarinos del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Equipo y herramienta de reparación	7,111,000	---	7,111,000
Diseño e ingeniería	12,272,000	---	12,272,000
Administración de proyectos y servicios	6,136,000	---	6,136,000
Total	25,519,000	0	25,519,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	20,377,000	5,063,000	25,440,000
Cabezales	4,527,000	---	4,527,000
Sistema de control	30,259,000	---	30,259,000
Árboles marinos	24,894,000	---	24,894,000
Líneas de flujo	12,356,000	18,136,000	30,492,000
Total	92,413,000	23,199,000	115,612,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	301,077,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 18.

RESUMEN:

Costo por pozo = **23,149,389**dólares
 Costo unitario de operación y mantenimiento = **1.11**dólares/BPCE
 Costo por equipo e instalación = **25,519,000**dólares
 Inversión inicial = **354,635,093**dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	81 meses
Tasa interna de retorno =	14.81% anual
Valor Presente Neto =	490,613,070 dólares
Relación Beneficio/Costo =	2.40
Costo por producción, promedio =	4.26 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 81 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 1.40 dólares.

5. Selección de la mejor alternativa.

Plataforma	tc (mes)	tir (% anual)	VPN (dólares)	R _{B/C}	Costo/Producción (dólares/BPCE)	Rentable
TLP	113	10.61	291,772,744	1.71	5.05	Si
Semisumergible	88	13.63	447,177,123	2.26	4.61	Si
Torre Flexible	112	10.71	298,979,421	1.73	5.10	Si
Pozos submarinos	81	14.81	490,613,070	2.40	4.26	Si

Analizando el tiempo de cancelación de los diferentes desarrollos del campo Beta se observa que la inversión en los Pozos Submarinos se recupera en un menor tiempo (81 meses) que las otras opciones. Por consiguiente la tasa interna de retorno de los Pozos Submarinos son más rentables, debido que es mayor a la tasa de interés del préstamo.

En función a la ganancia (VPN) se observa que los Pozos Submarinos tienen una mayor ganancia con respecto a la Torre Flexible, aunque tengan el mismo tiempo de cancelación y misma tasa interna de retorno, y respecto a la R_{B/C}, los Pozos Submarinos tiene la mayor relación de 2.40 en otras palabra por cada dólar que se invierta en los Pozos Submarinos se recuperaran 1.40 dólares.

VI.3. CAMPO GAMMA

Para el desarrollo del campo Beta primero se requiere determinar el número óptimo de pozos a perforar con el "Cálculo del número óptimo de pozos" que se explicó en el Capítulo V, como se muestra a continuación.

Los datos que se requieren para realizar el cálculo del número óptimo de pozos son:

Reserva recuperable, $Re = 360$ MMBPCE

Producción inicial de aceite por pozo, $q_0 = 6,666$ BPD

Relación Gas-Aceite, $RGA = 337$ pie³/Bl

Tiempo de perforación = 3 meses

Tiempo que entran a producir los pozos = 3 meses

Número de equipos de perforación = 1

Tiempo a recuperar la reserva = 240 meses

Porcentaje a recuperar = 80% de la reserva

Vida del proyecto es de 156 meses

Se considera perforar:

- a) 8 pozos,
- b) 10 pozos,
- c) 13 pozos.

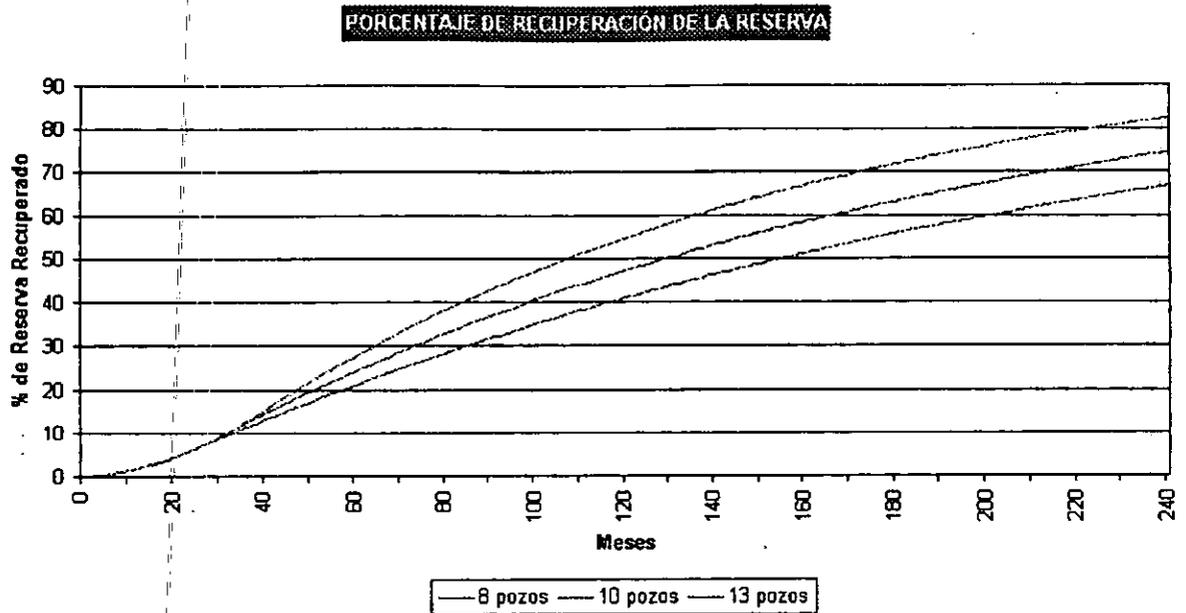


Figura VI.5. Comportamiento del porcentaje de la recuperación de la reserva para diferentes números pozos a perforar en el campo Gamma.

El porcentaje de recuperación para las opciones propuestas son:

Número de Pozos	% de Recuperación de la Reserva
8	66.82
10	74.34
13	82.29

Por lo tanto en el campo Beta el número óptimo de pozos a perforar es de 13.

Una vez determinado el número óptimo de pozos a perforar se realiza el análisis para cada uno de los desarrollos propuestos, se evalúa económicamente y se elige el óptimo.

1. Desarrollo con TLP.

La TLP utilizará una plantilla con 13 slots con una dimensión de 75*50 pies y utilizará 13 riser's de producción de 3 pulgadas de diámetro cada uno conectados individualmente a la TLP. El manifold estará colocado en la plataforma.

a) Los costos de la TLP del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	52,607,000	18,939,000	71,546,000
Instalaciones de proceso en la tlp	10,400,000	---	10,400,000
Sistemas auxiliares marinos	11,072,000	---	11,072,000
Riser de producción	19,266,000	---	19,266,000
Sistema de amarre	31,286,000	---	31,286,000
Tuberías	2,463,000	4,489,000	6,952,000
Diseño e ingeniería	22,051,000	---	22,051,000
Administración de proyectos y servicios	11,025,000	---	11,025,000
Total	160,170,000	23,428,000	183,598,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	2,444,000	3,494,000	5,938,000
Árboles marinos	769,000	---	769,000
Cabezales	3,129,000	---	3,129,000
Total	8,113,000	3,494,000	11,607,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	125,814,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 13.

RESUMEN:

Costo por pozo =	10,570,846 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.20 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	183,598,000 dólares
Inversión inicial =	299,202,277 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	75 meses
Tasa interna de retorno =	16% anual
Valor Presente Neto =	395,830,070 dólares
Relación Beneficio/Costo =	2.32
Costo por producción, promedio =	4.57 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 75 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 1.32 dólares.

2. Desarrollo con Semisumergible.

La Semisumergible utilizará una plantilla de acceso directo con tubería recuperable de 14 slots (13 pozos y 1 spares) con una dimensión de 150*50 pies y un riser flexible de producción de 10 pulgadas de diámetro conectado de la plantilla a la Semisumergible, también cuenta con una línea de evaluación de 3 pulgadas de diámetro conectada de la plantilla a la Semisumergible. El manifold estará colocado en el lecho marino.

a) Los costos de la Semisumergible del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	56,051,000	1,571,000	57,622,000
Instalaciones de proceso	8,667,000	---	8,667,000
Sistemas auxiliares marinos	17,902,000	---	17,902,000

Sistema de amarre	11,494,000	5,862,000	17,356,000
Tuberías	2,463,000	4,489,000	6,952,000
Diseño e ingeniería	21,671,000	---	21,671,000
Administración de proyectos y servicios	10,836,000	---	10,836,000
Total	129,084,000	11,922,000	141,006,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación Dólares	Total dólares
Plantillas y manifolds	11,359,000	4,601,000	15,960,000
Arboles marinos	21,126,000	---	21,126,000
Riser de producción	7,719,000	1,818,000	9,537,000
Sistema de control	9,975,000	---	9,975,000
Cabezales	3,129,000	---	3,129,000
Total	53,308,000	6,419,000	59,727,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	124,628,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 13.

RESUMEN:

Costo por pozo =	14,181,154 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.99 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	141,006,000 dólares
Inversión inicial =	296,093,120 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	95 meses
Tasa interna de retorno =	12.63% anual
Valor Presente Neto =	519,493,725 dólares
Relación Beneficio/Costo =	1.75
Costo por producción, promedio =	5.28 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 95 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que

es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.75 centavos de dólar.

3. Desarrollo con Torre Flexible.

La Torre Flexible esta integrada por un riser de exportación de 4 pulgadas de diámetro, una plantilla y un manifold; éstos dos últimos están en el piso de la plataforma. El riser se conectan a la línea de exportación en el lecho marino.

a) Los costos de la Torre Flexible del software comercial son:

<i>Costo de las instalaciones y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Fabricación de la plataforma	195,092,000	35,234,000	230,326,000
Instalaciones de proceso	10,402,000	---	10,402,000
Sistemas auxiliares marinos	1,311,000	---	1,311,000
Riser de producción	69,000	---	69,000
Tuberías	2,463,000	4,489,000	6,952,000
Diseño e ingeniería	29,783,000	---	29,783,000
Administración de proyectos y servicios	14,891,000	---	14,891,000
Total	254,011,000	39,723,000	293,734,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Arboles marinos	769,000	---	769,000
Total	769,000	0	769,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	83,557,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 13.

RESUMEN:

Costo por pozo =	6,486,615 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	1.22 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	293,734,000 dólares
Inversión inicial =	364,672,545 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	110 meses
Tasa interna de retorno =	12.63% anual
Valor Presente Neto =	557,296,819 dólares
Relación Beneficio/Costo =	1.53
Costo por producción, promedio =	5.21 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 110 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 0.53 centavos de dólar.

4. Desarrollo con Pozos submarinos.

Los pozos submarinos utilizarán 13 árboles sin asistencia de buzo con 13 líneas de producción de 4 pulgadas de diámetro conectadas de la plantilla a la plataforma de proceso. El manifold estará colocado en la plataforma.

a) Los costos de los Pozos Submarinos del software comercial son:

<i>Costo de la instalación y del equipo:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Diseño e ingeniería	6,875,000	---	6,875,000
Administración de proyectos y servicios	3,437,000	---	3,437,000
Total	10,312,000	0	10,312,000

<i>Costo por obras asociadas:</i>	Equipo dólares	Colocación dólares	Total dólares
Cabezales	3,593,000	---	3,593,000
Sistema de control	17,321,000	---	17,321,000
Arboles marinos	19,756,000	---	19,756,000
Líneas de flujo	8,238,000	12,613,000	20,851,000
Total	48,908,000	12,613,000	61,521,000

<i>Costo de perforación y terminación:</i>	Desarrollo dólares
Total	253,271,000

Como se requiere el Costo por pozo es necesario hacer la suma de los totales de Costo por obras asociadas y el Costo de perforación y terminación y este resultado se divide entre el número óptimo de pozos a perforar que es 13.

RESUMEN:

Costo por pozo =	24,214,769 dólares
Costo unitario de operación y mantenimiento =	0.87 dólares/BPCE
Costo por equipo e instalación =	10,312,000 dólares
Inversión inicial =	275,128,163 dólares

Los resultados de la evaluación económica correspondiente son:

Tiempo de cancelación =	57 meses
Tasa interna de retorno =	21.05% anual
Valor Presente Neto =	834,255,195 dólares
Relación Beneficio/Costo =	3.03
Costo por producción, promedio =	3.83 dólares/BPCE

En conclusión esta opción es rentable, el tiempo que se recupera la inversión es de 57 meses, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de préstamo que es de 12% anual, en la relación beneficio/costo se tiene que por cada dólar que se invierta se recupera 2.03 dólares.

5. Selección de la mejor alternativa.

Plataforma	tc (mes)	tir (% anual)	VPN (dólares)	$R_{B/C}$	Costo/Producción (dólares/BPCE)	Rentable
TLP	75	16	395,830,070	2.32	4.57	Si
Semisumergible	95	12.63	519,493,725	1.75	5.28	Si
Torre Flexible	110	10.91	557,296,819	1.53	5.21	Si
Pozos submarinos	57	21.05	834,255,195	3.03	3.83	Si

Analizando el tiempo de cancelación de los diferentes desarrollos del campo Gamma se observa que los Pozos Submarinos tiene una recuperación de la inversión en un menor tiempo (57 meses) que las otras opciones. Por consiguiente la tasa interna de retorno de los Pozos Submarinos son más rentables, debido que es mayor a la tasa de interés del préstamo.

En función a la ganancia (VPN) se observa que los Pozos Submarinos tienen una mayor ganancia con respecto a las otras opciones, y respecto a la $R_{B/C}$, los Pozos Submarinos tiene la mayor relación de 3.03 en otras palabra por cada dólar que se invierta en los Pozos Submarinos se recuperaran 2.03 dólares.

En conclusión el mejor esquema para desarrollar los campos Alfa, Beta y Gamma es:

Para el campo Alfa se instalará una Torre Flexible la cual deberá soportar las instalaciones de proceso con una capacidad de 110,000 Bl/día, un equipo de perforación/terminación, y una zona habitacional. En el campo Beta se tendrán pozos submarinos con plantilla y en el campo Gamma se tendrán pozos submarinos individuales.

VI.4. DESARROLLO DE LOS CAMPOS ALFA, BETA Y GAMMA EN CONJUNTO

Una vez realizada la selección óptima para cada campo, se requiere hacer una evaluación económica en conjunto para analizar si es rentable o no el proyecto por medio de los indicadores financieros.

El desarrollo en conjunto es descrito a continuación:

- En el campo Alfa utilizará una Torre Flexible con oleoducto y gasoducto, en el campo Beta utilizarán Pozos Submarinos con plantilla y en el campo Gamma utilizarán Pozos Submarinos individuales.
- Para aprovechar al máximo la capacidad de proceso (110,000 BPD) de la Torre Flexible que se encuentra en el campo Alfa, los pozos de dicho campo entrarán a producir cada 3 meses, los pozos del campo Beta entrarán a producir cada 7 meses y los pozos del campo Gamma entrarán a producir cada 8 meses, cuyo perfil de producción de aceite es:
- La vida del proyecto es de 421 meses.

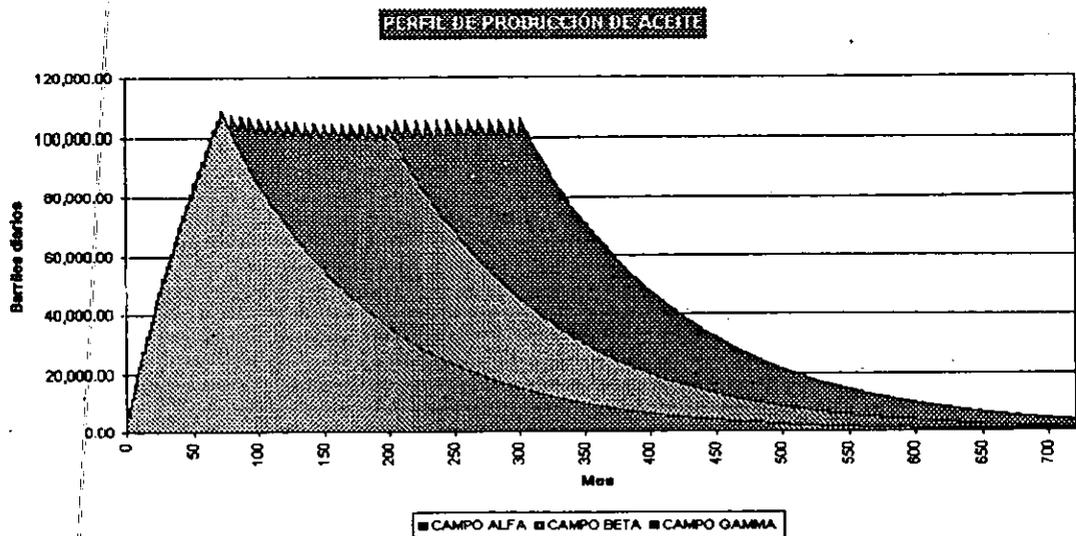


Figura VI.6. Perfil de producción de aceite de los tres campos en conjunto.

Realizando la evaluación económica correspondiente se tiene los siguientes resultados:

Tiempo de cancelación =	170 Meses
Tasa interna de retorno =	7.06% anual
Valor Presente Neto =	1,854,272,761 dólares
Relación Beneficio/Costo =	3.49
Costo por producción, promedio =	4.11 dólares/BPCE

Los resultados de la evaluación económica nos indican que es rentable el proyecto, ya que estos valores obtenidos representan mucho para poder llevar a cabo el desarrollo de este. Analizando los resultados de la evaluación económica se tiene:

- El tiempo de recuperación de la inversión es de 170 meses o sea que se recupera rápido la inversión debido a que la vida del proyecto es de 421 meses, por lo tanto el proyecto es bueno.
- La tasa interna de retorno es de 7.06% anual por lo que es menor a la tasa de interés del préstamo de 12% anual, lo cual nos indica que la inversión no es buena.
- La relación beneficio/costo es de 3.49, por lo tanto por cada dólar que se invierte se recupera 2.49 dólares, se considera que el proyecto es bueno.
- El valor presente neto es positivo por lo que el proyecto es bueno.
- El costo de producción se considera favorable, entonces el proyecto también.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Este trabajo presenta una revisión exhaustiva y un resumen del desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas a nivel mundial, destacando como las áreas de mayor actividad:

- El Golfo de México Norteamericano,
- Las Costas de Brasil,
- El Golfo de Guinea,
- En el Mar de Norte, y
- El Noroeste de Australia.

Y un resumen de los proyectos que PEMEX ha generado para localizar nuevos yacimientos en el Golfo de México, los cuales son:

- Golfo de México "B",
- Campeche Poniente, y
- Coatzacoalcos.

También se da una breve descripción de los sistemas de producción empleados en aguas profundas.

2. El presente trabajo proporciona un procedimiento de cómo realizar una evaluación económica para el desarrollo de los campos petroleros, tanto terrestres como en costa afuera. Por lo cual es un método de evaluación económica para trabajos futuros a nivel de licenciatura para la ingeniería petrolera.

3. Se resalta la importancia que tiene los hidrocarburos en el país, ya que con el desarrollo de los campos petroleros se pueden incrementar las reservas probables, cubrir la demanda petrolera interna y generar divisas para el país.
4. La investigación y la recopilación de la información para la elaboración de este trabajo se concluye también en base a diversos autores que:
 - Existen varios esquemas para desarrollar los campos petroleros en aguas profundas pero la mejor selección dependerá de las condiciones tecnológicas y económicas.
 - Es importante determinar el número óptimo de pozos a perforar ya que pueden aumentar los recursos financieros destinados a la perforación y terminación de los pozos y por lo tanto pueden disminuir las ganancias.

RECOMENDACIONES

1. Los datos deben ser confiables para que los resultados de la evaluación económica sean congruentes.
2. Para juzgar si un proyecto es rentable o no, se necesita calcular los indicadores financieros, por ejemplo:
 - Tiempo de cancelación,
 - Tasa interna de retorno,
 - Valor Presente Neto,
 - Relación Beneficio/Costo,
 - Tasa de rendimiento, y
 - Tasa de ganancia.

3. La selección el sistema superficial de producción depende del tirante de agua, las características del campo, las condiciones ambientales y del ritmo de producción de aceite y del gas.

4. Algunas consideraciones que PEMEX puede aplicar para el desarrollo de los campos petroleros en aguas profundas son:
 - Alianzas con compañías líderes en aguas profundas con asimilación de tecnología,
 - Entrenamiento de profesionales a través de visitas técnicas, cursos y estudios de posgrado.

NOMENCLATURA

A	Cantidades iguales
A _{inst}	Amortización por instalación
Ali	Pago total por instalación
Alp	Pago total por pozo
Ap	Amortización por pozo
b	Declinación continua
B	Ingresos financieros y por venta de hidrocarburos al tiempo cero
BCa	Balanza de Capitales
BCo	Balanza Comercial
BP	Balanza de Pagos
BT	Balanza de Transacciones
C _{adic}	Costos adicionales
C _{om}	Costo de operación y mantenimiento
C _{pozo}	Costo por pozo
C _{prod}	Costo de producción
C _{uop}	Costo unitario de operación y mantenimiento
d	Declinación nominal
D	Egresos por operación y mantenimiento, amortización por pozo e instalaciones y derecho de extracción al tiempo cero
DA	Árboles con asistencia de buzos
DL	Árboles sin asistencia de buzos
DSH	Derecho sobre hidrocarburos
F	Monto
FPSO	Sistema de Producción Flotante de Almacenamiento y Descarga
GLL	Árboles sin líneas guía

I	Interés
I _c	Ingresos por venta de crudo
I _{Financiero}	Ingresos financieros
I _g	Ingresos por venta de gas
I _{n, Total}	Ingresos por venta total
Int _{inst}	Interés del saldo insoluto por instalación
Int _p	Interés del saldo insoluto por pozo
i	Tasa de interés
i _b	Tasa de interés que da el banco
i _n	Tasa nominal de interés (% Anual)
i _p	Tasa de interés del préstamo
iEF	Tasa de interés efectiva
IN	Ingreso Nacional
IP	Ingreso Personal
IPD	Ingreso Personal Disponible
j	Periodo
m	Número de periodos de capitalización durante el año
n	Número de periodos de vida del proyecto
P	Valor actual
PIB	Producto Interno Bruto
PIN	Producto Interno Neto
q _g	Gasto de gas
q _o	Gasto de aceite
R _{B/C}	Relación Beneficio – Costo
Re	Reserva recuperable (BPCE)
RGA	Relación Gas–Aceite
ROV's	Vehículos operados a control remoto
Sal _{ins}	Saldo insoluto
SPAR	Plataforma de Mástil tipo Boya
t _c	Tiempo de cancelación
te	Tiempo en que entran los pozos a producir (periodo)

tir	Tasa interna de retorno
TLP	Plataforma de Piernas Tensadas
tp	Tiempo de perforación y terminación por pozo
V_{Acum}	Producción acumulada (BPCE)
Vol_hc	Volumen de hidrocarburos (BPCE)
V_l	Volumen de líquido (BPCE)
V_{Hc}	Volumen total de hidrocarburo (BPCE)
V_o	Volumen de aceite producido (BI)
V_g	Volumen de gas producido (pie ³)
VPN	Valor presente neto
x_0	Inversión inicial
x_j	Flujo de efectivo neto del periodo j
w	Número de pozos a perforar

NOMENCLATURA DE UNIDADES

BI	Barriles de aceite
BTU	Unidad de poder calorífico
MBI	Miles de Barriles
MMBI	Millones de Barriles
MBPD	Miles de Barriles por Día
MMBPD	Millones de Barriles por Día
MMBPCE	Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente
MMPC	Millones de Pies Cúbicos
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Diarios
MMUSD	Millones de Dólares
MMMPC	Miles de Millones de Pies Cúbicos
psi	Libra sobre pulgada cuadrada
USD	Dólares

USD/BI	Dólares por Barril
USD/MMBTU	Dólares por millón de BTU

ABREVIACIONES

MMS	Mineral Management Service
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
Petrobras	Petróleo Brasileño

BIBLIOGRAFÍA

- **Blank, Leland & Tarquin, Anthony;** Ingeniería Económica, cuarta edición, Editorial McGraw-Hill, México 1999.
- **De Luca, M.;** US Golf Deepwater Discoveries Slowing, But Drilling Steady; Offshore, Penn Well Publishing, Octubre, 1998.
- **Delmar, Robert, Offshore Magazine;** Hope may lie in the East; Australia, Marzo, 2000.
- **Diccionario Enciclopédico Profesional de Finanzas y de Banca;** Tomos I, II y III; Editorial Instituto Superior de Técnicas y Prácticas Bancarias.
- **Dominic, Westwood y Knight;** Brasil aún encabeza la liga de productores de aguas profundas, pero la distancia se acorta; Oil & Gas Journal Latinoamérica, Marzo/Abril 2000, Vol. 6. Número 2.
- **Dorantes López, Ignacio Alberto;** Tecnología de Terminaciones Submarinas; México, D.F., 1998.
- **Gas Research Institute;** Deepwater Oil Reserves Greater than Previously Thought; Octubre, 1998.
- **Gurrión García, Javier;** Evaluación Económica de Proyectos de Inversión Básico; Febrero 1995 (CSIPSA).
- **Gurrión García, Javier;** Evaluación Económica de Proyectos de Inversión; Febrero 1995 (CSIPSA).

-
- **Houston, USA, US Frontiers Clubs Prospers;** Offshore Engineer, Atlantic Communications, Septiembre, 1998.
 - **INEGI;** Balanza Comercial de México; Junio 2000.
 - **INEGI;** Producto Interno Bruto Trimestral; Mayo 2000.
 - **Ivanovich, D.;** 1997. New Technology Opens World's Difficult, Deepwater Fields. <http://www.chron.com/content/chronicle/business/OCT97/world.html>
 - **Jones, Chistine;** The UKCS: Is there Exploration life after crisis?; Offshore Magazine, Diciembre, 1999.
 - **Keolani Gus L.;** FPSO: new – build Vs conversion and other decisions; octubre de 1997.
 - **Knight, R. And Westwood, J.;** Long–Term Prospects Very Bright For Deep Water Off West Africa; Oil and Gas Journal, Penn Well Publishing, Tulsa,USA, marzo de 1999.
 - **Lajous Vargas, Adrián;** Artículo “La industria Petrolera Mexicana en el umbral del siglo XXI”; Marzo 1999 (AIPM, Vol. XXXIX Núm. 3).
 - **Lajous Vargas, Adrián;** Artículo “Las reservas de hidrocarburos de México”; Junio 1999 (AIPM, Vol. XXXIX Núm. 5).
 - **McNeely Preston, Kota Ravi, Powell Paula, Leitch Peter D'Souza Richard;** FPSO fabrication escalating as subsea, flow assurance mastered; Offshore Magazine August 1999.

-
- **Morales Díaz de Vivar, Antonio;** Asimilación de la tecnología de perforación, terminación y reparación de pozos en aguas profundas; 1999.
 - **Navarro Rosales, Rafael;** Reporte Mundial de Actividades en Aguas Profundas; México, 2000.
 - **Nieto Cruz, Jorge y Rojas González, Santiago;** PEMEX se prepara en el desarrollo de campos en aguas profundas; México, 2000.
 - **Offshore,** Penn Well Publishing. Tulsa, Quartet Of Deepwater Fields Head West Africa Development; USA, Febrero, 1998.
 - **Palacios Roque Alfonso y Zaldívar Ochoa J. Antonio;** Conductores Marinos (Risers) una Tecnología para la Explotación y Desarrollo en Aguas Profundas; México, D.F., 1997.
 - **PEMEX Exploración y Producción;** Las Reservas de Hidrocarburos de México; Primera edición, 2000.
 - **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN;** Field Development Seminar Subsea Production System Notes.
 - **Petróleos Mexicanos;** Estudio de Mercado de Hidrocarburos; Abril 2000.
 - **Petróleos Mexicanos;** Memoria de Labores; Marzo 2000.
 - **Petroleum Economist;** Explorers Turning to the Deep-Water Atlantic Margin; Inglaterra, Julio 1998.
 - **Potter, Neil;** BP Amoco development an indicator of Atlantic Margin prospectivity; USA, Offshore Magazine, Agosto, 2000.

-
- **Richarson USA;** Gulf of Mexico Overview; Journal of Petroleum Technology, SPE. Abril 1998.
 - **Schlumberger;** Oilfield Review; Primavera del 2000.
 - **Solórzano Napoleón, Luzbel;** Administración de Empresas Petroleras; Primera edición, 1996.
 - **Solórzano Napoleón, Luzbel;** Activos Petroleros; Primera edición, 1999.
 - **SOPENA;** Diccionario Enciclopédico Ilustrado; Editorial Ramón SOPENA, S.A. (Tomo 3).
 - **Zorrilla Arena, Santiago & Silvestre Méndez José;** Diccionario de Economía, primera edición, Editorial Limusa, México 1994.

PÁGINAS ELECTRÓNICAS:

- <http://forum.onecenter.com/pregbasicas/403.shtml>
- <http://os.pennnet.com>
- <http://www.imp.mx/petroleo/petroleo.htm>
- <http://www.news.hydrocarbononline.com/feature-articles/19981021-10134.html>
- <http://www.offshore-mag.com>

- <http://www.petrobras.com.br>
- <http://www.larevista.com.mx/ed504/pemex504.htm>