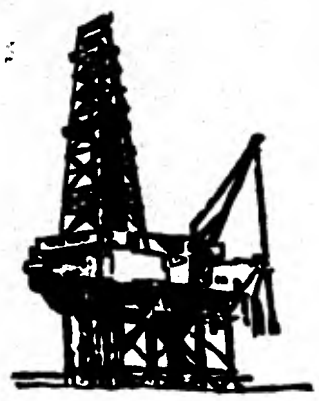


O. Zúñiga

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



**LA EXPLOTACION DEL PETROLEO EN
MEXICO DURANTE LA DECADA
1970 - 1980**

TRABAJO ESCRITO
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
MARIO ANDRADE GODINEZ

MEXICO, D. F.

1981



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.

LA EXPLOTACION DEL PETROLEO EN MEXICO DURANTE LA DECADA
1970-1980

INDICE

INTRODUCCION	PAGINA No.
CAPITULO I EXPLOTACION	3
1.1 PERFORACION	7
1.2 TERMINACION	26
1.3 REPARACION	46
1.4 PRODUCCION	49
1.5 YACIMIENTOS	54
CAPITULO II TRANSPORTE	62
CAPITULO III RECURSOS HUMANOS	78
CAPITULO IV INVERSIONES	90
CAPITULO V FINANZAS	102
CONCLUSIONES	119
BIBLIOGRAFIA	121

INTRODUCCION

Considerando la importancia que reviste la explotación del petróleo en nuestro país, es conveniente dar una mirada retrospectiva a todo lo relacionado en una u otra forma con la Industria Petrolera. Debe mencionarse que la intención al desarrollar este trabajo es emitir una crítica sobre la Industria Petrolera en su historia de la última década.

Por demás está indicar que nuestra nación ha encomendado a Petróleos Mexicanos, (PEMEX) la administración de este esencial, hoy en día, recurso del subsuelo.

Se considera de utilidad el dar un panorama general sobre Petróleos Mexicanos, cosa que servirá para tener una mejor y más realista visión de esta Institución.

El desarrollo del trabajo cubrirá en cada uno de sus puntos un aspecto histórico, otro aspecto actual y otro aspecto más, el futurista. Ahora aunque el tema del trabajo "LA - EXPLORACION DEL PETROLEO EN MEXICO DURANTE LA DECADA 1970---- 1980" indica por sí mismo que el asunto central será la explotación, debe indicarse que se trata de complementar el título con todas las actividades que lo llevan a feliz término.

El trabajo consta de cinco capítulos, y en algunos de ellos se dan definiciones y se presenta información de modo que el lector pueda seguir este análisis de la Industria - Petrolera.

Se habrá cumplido con el objetivo de este ensayo si aprovechando las experiencias pasadas se toma conciencia para emprender con éxito nuevas empresas.

Este trabajo va dirigido al personal de la empresa petrolera, a los estudiantes que se preparan para colaborar - en dicha empresa y, en general, para el lector interesado en los asuntos y sucesos de la Industria Petrolera en nuestra na

ción.

En La Universidad Nacional Autónoma de México, los estudiantes de la carrera de Ingeniería, caso particular los aspirantes a Ingenieros Petroleros, se ven obligados a elaborar al final del plan de estudios un trabajo o tesis, según la elección del aspirante. Los aspirantes a profesionales - del petróleo comunmente escogen el desarrollo de algún tema relacionado con las múltiples actividades de la Industria Petrolera; sin embargo el tema elegido toma un giro socio-económico, sin menosprecio de aspectos técnico-científico, como - podrá comprobarlo el lector a lo largo de la lectura del presente ensayo.

Haciendo alusión sobre cuales fueron las fuentes - que inspiraron la presente disertación debe indicarse que -- además de la bibliografía se recurrió a apuntes tomados a lo largo de los diferentes cursos del plan de estudios de la carrera así como también se patentó el apoyo de comunicaciones personales de profesores e investigadores y estudiosos de -- los problemas de la Industria Petrolera.

CAPITULO I

EXPLOTACION

Una vez que se ha descubierto y desarrollado un yacimiento entran en escena las actividades de "Explotación", - que en términos generales se resumen en:

- Evaluar la magnitud de los yacimientos determinando las reservas en forma económica, esto es, la cantidad de hidrocarburos que podemos obtener con los métodos y sistemas de explotación aplicables.
- Planear la explotación racional de los yacimientos, equilibrando factores técnicos y económicos.
- Diseñar e implementar procesos de recuperación secundaria, terciaria y mejorada, para lograr del yacimiento una máxima recuperación.
- Diseñar y operar las instalaciones de recolección, transporte de los hidrocarburos a los centros de separación, - deshidratación y desalado, y en esta etapa, a su almacenamiento y distribución a los centros de proceso.

Cabe antes de proseguir con el presente ensayo definir el petróleo y citar características que lo peculiarizan.

EL PETROLEO

Etimología. La palabra petróleo (del latín petro--leum; petra-piedra y oleum-aceite) significa aceite de piedra. El vocablo chapopote proviene del náhuatl chapopoctli, de cháhuatl, grasa y poctli, humo.

DEFINICION

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos,

siendo estos últimos una combinación de carbono e hidrógeno.

Elementos químicos en el petróleo crudo. Al analizar petróleo de diversas procedencias, se encontró que su composición es:

Carbono de 76 a 86 por ciento

Hidrógeno de 10 a 14 por ciento

En ocasiones puede contener algunas impurezas mezcladas, como oxígeno, azufre y nitrógeno. También se han encontrado vestigios de compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales.

FORMULA

En general puede decirse que, según análisis de petróleo de distintos orígenes, la fórmula de los hidrocarburos saturados es: C_nH_{2n+2} de la serie del metano CH_4 e hidrocarburos de tipo nafténico.

ORIGEN

No se sabe con precisión como se formó el petróleo en el subsuelo. Estudios recientes de laboratorio, con análisis de rocas petrolíferas de campos productores, parecen confirmar un origen orgánico, ya que se han encontrado en ellas ciertas propiedades ópticas, que sólo se localizan en la materia orgánica. Por otro lado, el contenido de nitrógeno y otras sustancias en el petróleo, sólo puede proceder de sustancias orgánicas. También puede confirmar el origen orgánico, el hecho de que la mayor parte de los yacimientos en el mundo se localizan en lugares que fueron ocupados por lagos y mares hace millones de años.

CARACTERISTICAS DEL PETROLEO

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo; asume los tres estados físicos de materia, sólido, líquido y gaseoso, según su

composición, temperatura y presión a que se encuentre. Su color varía entre el ámbar y el negro. Cuando se encuentra en estado sólido o gaseoso tiene densidades muy distintas. El gas solo puede hallarse en ciertos yacimientos, sin embargo en otros se encontrará junto con el aceite. Usualmente el petróleo se encuentra en el subsuelo encima de una capa de agua, y en la parte superior aparece una capa de gas dependiendo de la presión de saturación del yacimiento.

El petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo; es necesario que se presenten cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

1. Deben existir rocas generadoras en que la materia orgánica contenida se haya transformado en petróleo debido al efecto de la presión y la temperatura.

2. Una roca almacenadora, que debe ser permeable en forma tal que, bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros microscópicos en tamaño.

3. Una roca impermeable, que evita que el petróleo escape hacia la superficie.

4. El yacimiento debe tener forma de trampa, es decir, que las rocas impermeables se encuentran dispuestas de tal manera que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.

Las rocas almacenadoras en que se ha encontrado petróleo son de muy diversas edades geológicas, que incluyen el Paleozoico (Cámbrico, Ordovícico, Silúrico, Devónico, Carbonífero y Pérmico) El Mesozoico (Triásico, Jurásico y Cretácico) y el Cenozoico.

REGIONES DEL PAIS PARA ACTIVIDADES DE EXPLOTACION PETROLERA






-  ZONA NORTE
-  ZONA CENTRO
-  ZONA SUR

FIGURA 1. REGIÓN, DIVISIÓN DE EXPLOTACIÓN

1.1 PERFORACION

Objetivo de la perforación. La operación de perforar se puede definir como el conjunto de actividades por medio de las cuales se construye un conducto seguro y permanente a través del cual los hidrocarburos fluyen a la superficie.

En el desarrollo de los métodos de perforación se han tenido dos grandes etapas, la etapa de perforación por el método de la percusión, conocido como la perforación con pulseta y la etapa de la perforación moderna conocida como perforación rotaria.

Actualmente en el país la perforación con pulseta ya no se emplea en la Industria Petrolera debido a su lentitud.

Perforación rotaria. La perforación rotaria se efectúa por medio de herramientas llamadas barrenas, pudiendo ser éstas de conos, roles, o de corona que atacan a la roca debido a la carga que se ejerce sobre ellas y a la rotación que se transmite desde la superficie por medio de la sarta de perforación; como las barrenas se gastan, es necesario cambiarlas, para lo cual se requiere extraer toda la tubería e introducir la de nuevo tras el cambio de barrena para proseguir la perforación.

La perforación rotatoria se subdivide en perforación de pozos verticales y en perforación de pozos direccionales.

Perforación de pozos verticales. La actividad perforatoria se mantendrá en este tipo de pozos lo más vertical que sea posible, por medio de técnicas y herramientas adecuadas, cuidando que la desviación con respecto a la vertical no sea mayor de 3°.

Perforación de pozos direccionales. Se tiene la fi

nalidad de explicar porqué la perforación de pozos direccionales es una de las técnicas que se utilizan con mayor frecuencia en la explotación petrolera.

Data hacia el año 1930, en el cual se originó la perforación en el campo petrolero que lleva por nombre Signal Hill en los Estados Unidos de Norteamérica.

En la actualidad esta técnica ha seguido una trayectoria de subdesarrollo y avance debido al incremento en uso, de diferentes herramientas especiales que pueden mencionarse como técnicas de desviación utilizando barrenas con jets orientados, como turbo drill, como dina-drill, direccional, etc.

La técnica actual para perforar pozos direccionalmente ha permitido hacerlo hasta con un ángulo de 80° , refiriendo la vertical como base y con desplazamientos horizontales mayores de 2500 metros y cuya terminación puede hacerse en agujero casi vertical o con un ángulo de inclinación.

El principal uso que tiene este tipo de perforación, es para obtener producción de yacimientos localizados bajo zonas urbanizadas, o en yacimientos localizados bajo el mar, cuya explotación puede hacerse desde la zona costera.

Se utiliza también después de haberse tenido un descontrol e incendio de un pozo, que no se pudo controlar por métodos ordinarios y es indispensable hacerlo a través de otro pozo, llamado pozo de alivio.

El término de perforación direccional se puede definir como "la orientación gobernada de la perforación en un pozo hasta alcanzar un punto definido a determinada profundidad".

Causas para perforar direccionalmente. Los principales objetivos de la perforación orientada son el perforar pozos en localizaciones donde es imposible y costoso insta-

lar equipos de perforación y salvar obstrucciones y zonas de acceso difícil.

A continuación se dan a conocer algunos ejemplos - de este tipo de perforaciones (ver figuras respectivas).

1) Yacimientos bajo el mar. Para el desarrollo - de este tipo de yacimientos, se siguen varios procedimientos: uno, consiste en perforar los pozos desde la línea de costa; otro, consiste en perforar los pozos de exploración o sondeo estructural desde plataformas flotantes; y otro más, consiste en instalar una plataforma mar adentro piloteada, quedando fija y permanente desde la cual se perforan pozos en diferentes direcciones.

2) Zonas de acceso difícil. Algunas veces el desarrollo de un yacimiento se ve complicado por la topografía abrupta o por existir instalaciones industriales, centros habitados, etc., en la superficie del yacimiento, en estos casos la perforación orientada es la solución adecuada.

3) En los casos que se tiene que atravesar domos salinos, los cuales causan serias contaminaciones al lodo de perforación es conveniente dirigir el pozo hacia los flancos del mismo para alcanzar las zonas de aceite.

4) Estructuras afalladas. En estructuras afalladas y divididas en bloques, la perforación orientada puede - eliminar pozos adicionales ya que si un pozo al ser perforado vertical, encuentra muy baja la zona productora y consecuentemente con agua salada, entonces se puede colocar un tapón de cemento a un nivel suficientemente alto, abrir una "ventana" en la tubería de ademe y orientar un nuevo pozo hacia otro bloque que presente posibilidades comerciales de explotación.

5) Pozos de pesca. Algunas veces se producen operaciones de pesca sumamente complicadas y difíciles. En otros

casos resulta más económico colocar un tapón de cemento en la boca del pescador y desviar el pozo a un nivel más alto, orientando su perforación.

6) Exploración geológica. Bajo ciertas circunstancias resulta una solución, realizar la perforación de pozos - exploratorios utilizando la perforación orientada. En efecto, suponiendo que el primer pozo perforado verticalmente hubiese quedado fuera de la estructura, utilizando el mismo pozo es posible explorar hacia una mejor posición estructural por medio de una desviación en el curso de la perforación.

7) Pozos descontrolados. Cuando se presente el problema de un pozo descontrolado, la solución adecuada puede ser, perforar un pozo orientado hacia él, por medio del cual se tardará de controlarlo.

La fig. I.18 nos muestra un esquema de un pozo de explotación múltiple.

En cuestión de perforación, para fines administrativos se hace la gran bifurcación que separa las actividades realizadas por la administración de Pemex y las actividades llevadas a cabo por las empresas contratistas, sin embargo en este ensayo las referencias se harán con respecto a la perforación total.

En forma cuantitativa se presentan los datos anuales en los cuadros que a continuación se anexan, donde puede apreciarse objetivamente el curso que ha seguido la actividad perforatoria en la historia de la Industria Petrolera de nuestro país, poniendo mayor énfasis en la última década.

Aparecen listados los datos correspondientes al año de la expropiación 1938, y computados a partir de esa fecha - el cuadro I.1.1 muestra en la segunda columna los datos del total de pozos perforados correspondientes únicamente al año terminal de los siguientes tres decenios es decir, 1948, 1958 y 1968 para finalmente desarrollar en forma anual los siguientes

períodos hasta 1980.

Se antoja esperar una tendencia progresiva de esta actividad, sin embargo construyendo la gráfica de número de pozos vs. tiempo (años) se observa primero un incremento que culmina en un máximo en el año de 1968 y a partir de ese entonces viene un decremento que corresponde a la última década excepto los años 1979 y 1980 que observaron el primero un ligero incremento y el segundo sí un considerable incremento de actividad con respecto al año anterior. Los datos para la construcción de la gráfica son datos de perforación total. (Véase la gráfica 1.1). La década en análisis se presenta con raya continua en la gráfica.

Respecto a las condiciones de si el yacimiento está bien determinado o si se busca una estructura favorable se tendrá la clasificación de pozos de desarrollo y pozos exploratorios, que es la forma como estadísticamente se manejan.

El alcance de la perforación efectuada por Pemex ha variado considerablemente. En 1938, la profundidad promedio de los pozos era de 971 m., en la actualidad éstos se están perforando a más de 4,000 m., sin embargo esto no descarta perforaciones que ha llegado hasta casi los 7,000 m.

También el desglose de los pozos perforados en productivos e improductivos es por demás importante, ya que será decisivo en otros renglones como el de la producción específicamente que se tocará más adelante, y vale la pena presentar datos anteriores que se han venido archivando en publicaciones oficiales de dependencias relacionadas con la Industria Petrolera.

El cuadro 1.1.1 indica cuantitativamente el resultado total de pozos perforados, además en las subsecuentes columnas presenta la clasificación de pozos productivos e improductivos; dentro de los primeros indica los pozos de aceite y los de gas y para ambos se va presentando también un --

análisis porcentual.

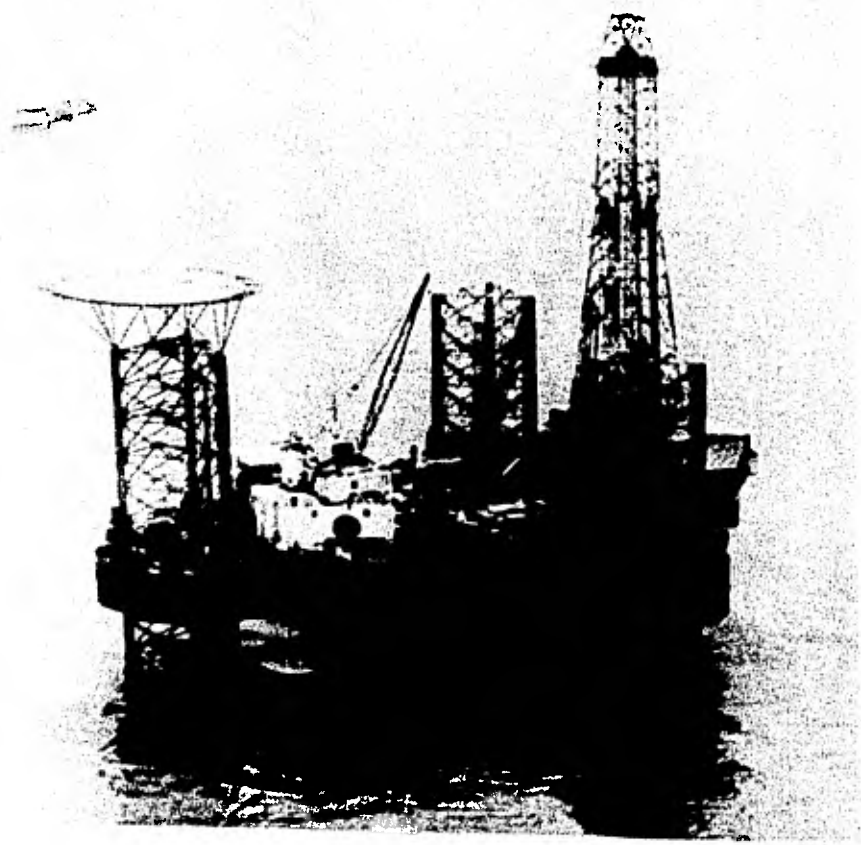
Enseguida el cuadro 1.1.2 indica los metros perforados y profundidad promedio por pozo basado en datos de perforación total. Después se desglosó a la perforación en la rama exploratoria y de desarrollo. Dicho cuadro brinda bastante información, se ha reconstruido en varias ocasiones con la finalidad de que acuse toda la información que se pudiese necesitar para analizar este aspecto de la Industria.

A últimas fechas la tecnología de perforación ha registrado grandes adelantos que obviamente repercuten en la calidad misma de dicha actividad.

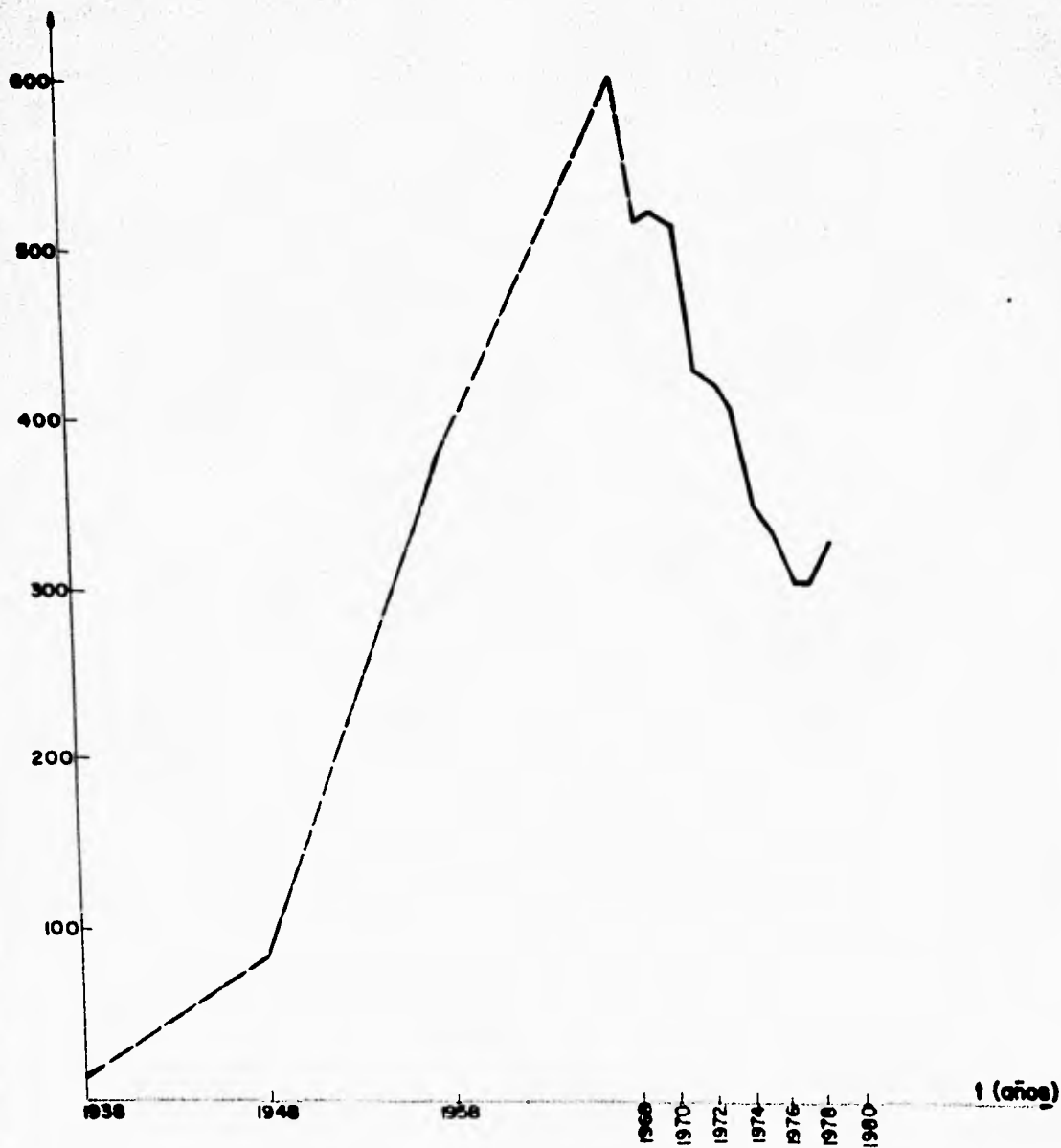
La capacidad de perforar cada día a mayor profundidad en el mar es una preocupación, un reto, que puede culminar en el hallazgo de yacimientos gigantes.



ANTENNA AT STATION



Nº. Pozos
Perforados



GRAFICA 1.1

TOTAL DE POZOS PERFORADOS PRODUCTIVOS E IMPRODUCTIVOS a/
 (Pozos perforados)
 1938 - 1980

AÑOS	TOTAL		PRODUCTIVOS				IMPRODUCTIVOS	
	Pozos	%	Pozos	Participación %	De aceite	De gas	Pozos	Participación %
1938	17	100	11	64.7	8	3	6	35.3
1948	82	100	45	54.9	42	3	37	45.1
1958	379	100	286	75.5	249	37	93	24.5
1968	602	100	378	62.8	277	102	224	37.2
1969	519	100	339	65.3	250	89	180	34.7
1970	523	100	345	66.0	284	61	178	34.0
1971	515	100	347	67.4	293	59	168	32.6
1972	431	100	260	60.3	218	42	171	39.7
1973	422	100	273	64.7	228	45	149	35.3
1974	409	100	264	64.5	226	39	145	35.5
1975	353	100	225	63.7	191	34	128	36.3
1976	336	100	225	67.0	171	54	111	33.0
1977	307	100	206	67.1	144	62	101	32.9
1978	307	100	202	65.8	148	54	105	34.2
1979	333	100	233	70.0	181	52	100	30.0
1980	434	100	291	67.0	231	60	143	33.0

a/ Integrado por PEMEX y contratistas

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Memoria de Labores 1968-1980 y Pemex en Cifras 1938-1958

CUADRO I.1.2

METROS PERFORADOS Y PROFUNDIDAD PROMEDIO POR POZO
1938-1980

AÑOS	TOTAL			DE EXPLORACION			DE DESARROLLO		
	No. pozos	Mtos. perforados (miles)	Profundidad promedio por pozos (mts.)	No. pozos	Mtos. perforados (miles)	Profun- didad x pozo -- (mts)	No. pozos	Mtos. per- forados (miles)	Profundidad promedio por pozo (mts.)
1938	17	16	971	5	5	946	12	12	980
1948	82	131	1 603	26	48	1 844	56	83	1 491
1958	379	804	2 121	76	189	2 481	303	617	2 030
1968	602	1 447	2 303	151	424	2 805	451	1 024	2 269
1969	519	1 276	2 457	134	309	3 056	385	866	2 249
1970	523	1 264	2 417	130	398	3 058	393	866	2 204
1971	515	1 314	2 582	129	423	3 282	386	891	2 308
1972	431	1 136	2 637	143	445	3 114	288	687	2 384
1973	422	1 047	2 481	103	-	3 006	319	737	2 310
1974	409	1 031	2 522	100	303	3 034	309	724	2 341
1975	353	953	2 701	87	266	3 053	266	688	2 525
1976	336	938	2 792	79	252	3 195	257	686	2 667
1977	307	916	2 984	79	255	3 233	228	661	2 897
1978	307	915	2 979	84	298	3 550	223	616	2 764
1979	333	975	2 929	83	263	3 171	250	712	2 848
1980	434	1 250	3 171	85	248	2 924	349	1 002	2 873

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Anuario Estadístico 1980 y Memoria de Labores de 1979, y 1980

Yacimientos Bajo el Mar

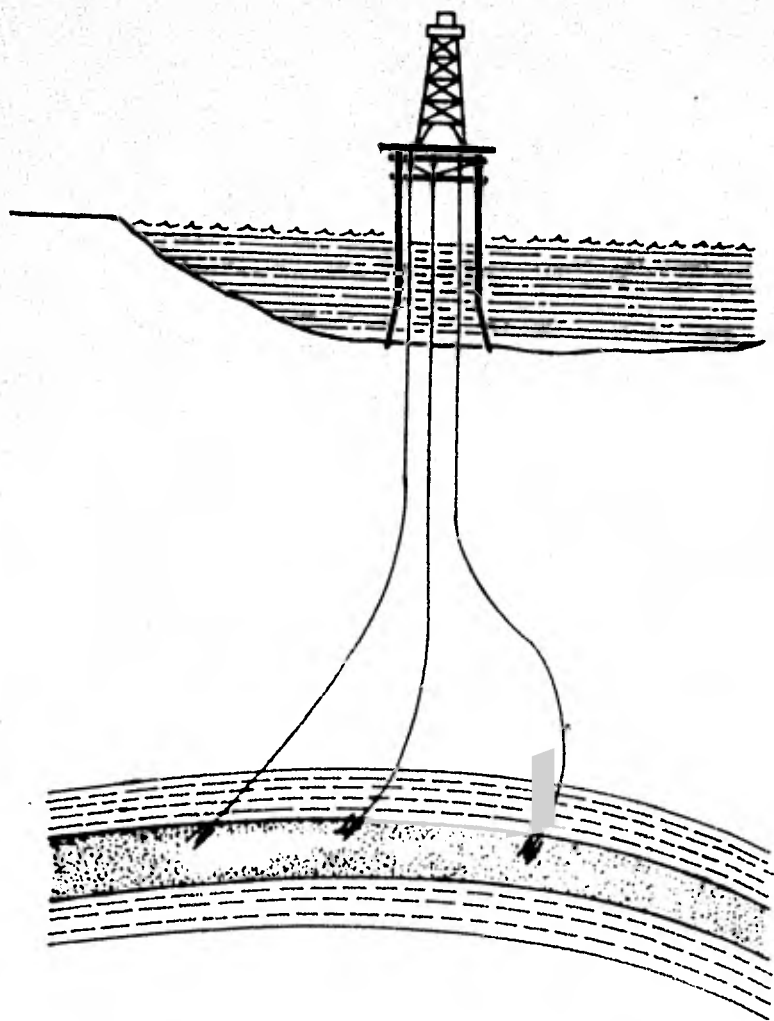


Fig. 1.1.1

Zona de access dificil

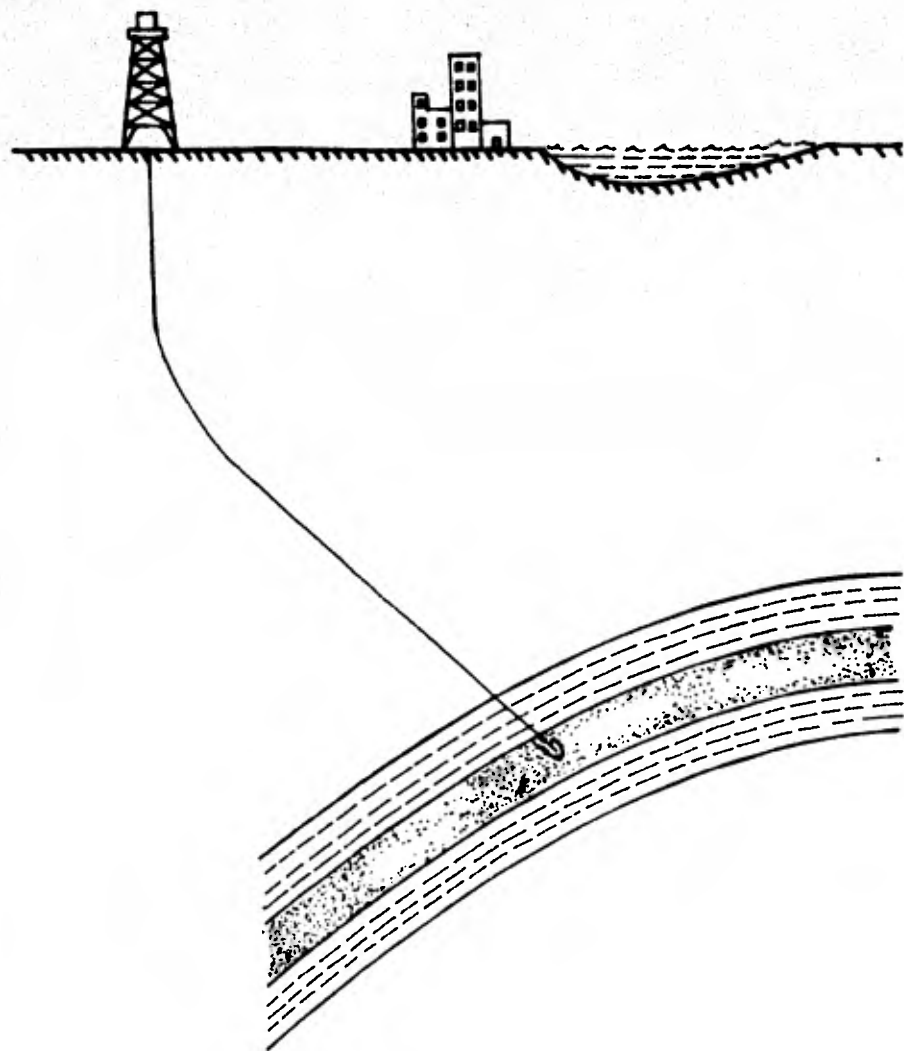


Fig. 1.1.2.

Demos Solinas

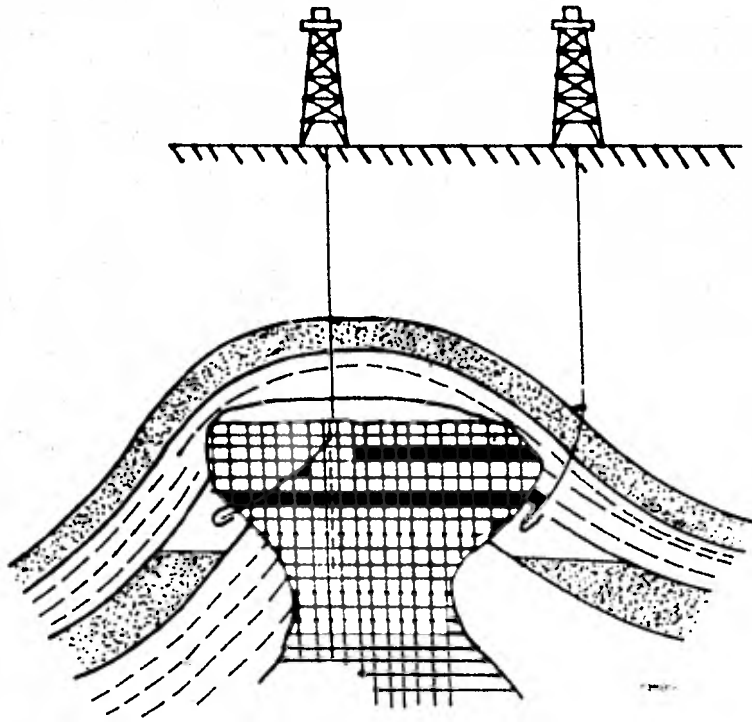


Fig 1.1.3.

Estructuras Alfoladas

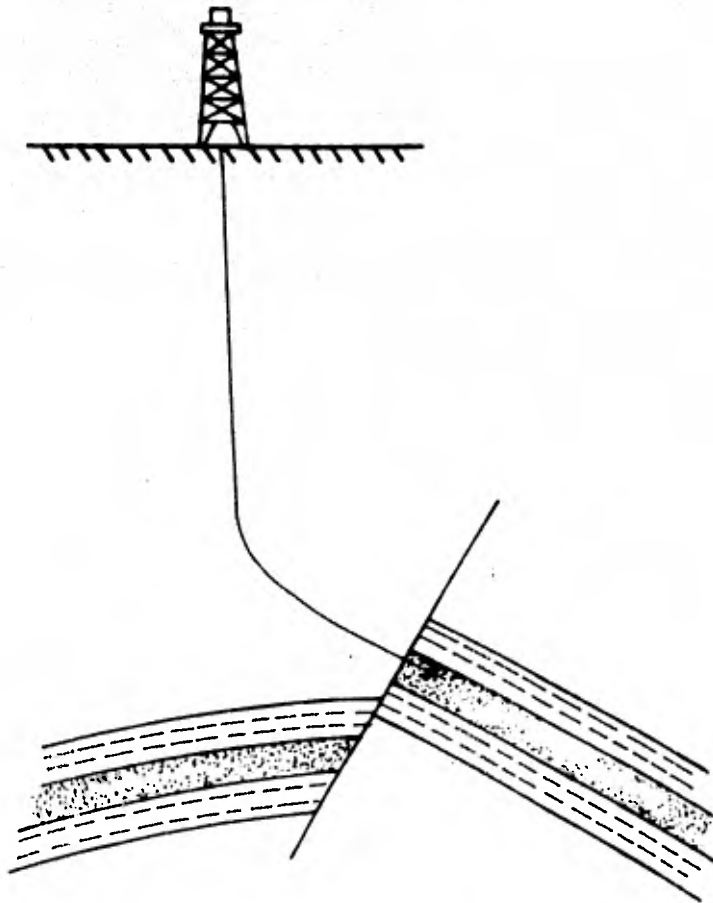


Fig 1.1.4

Pozo en Pozo

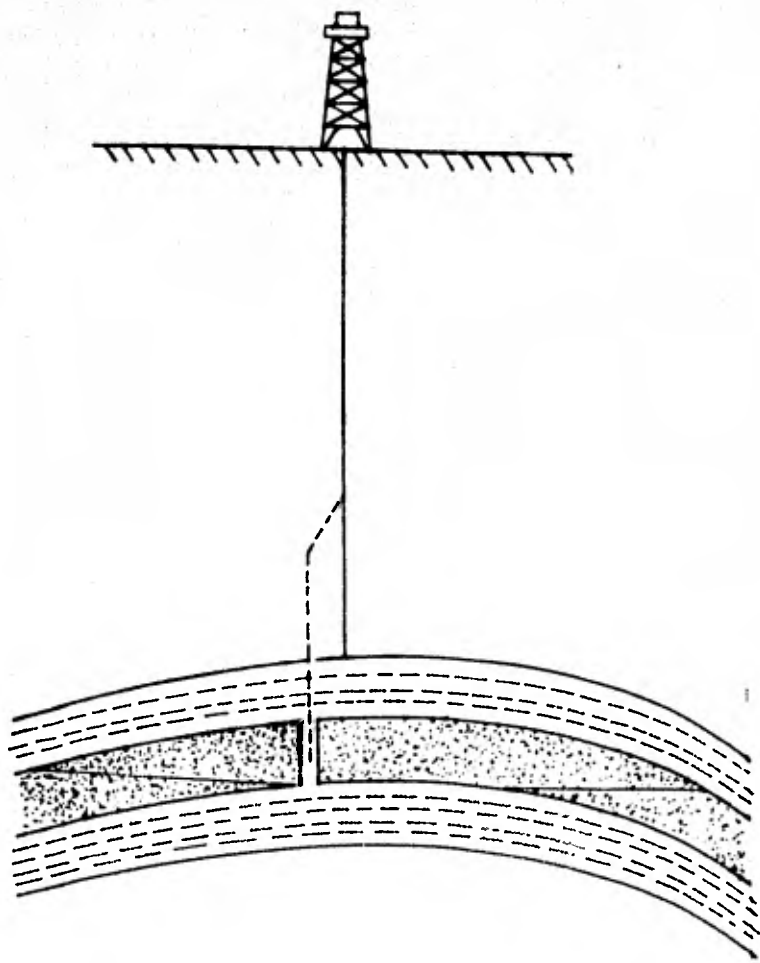


Fig. 1.1.8

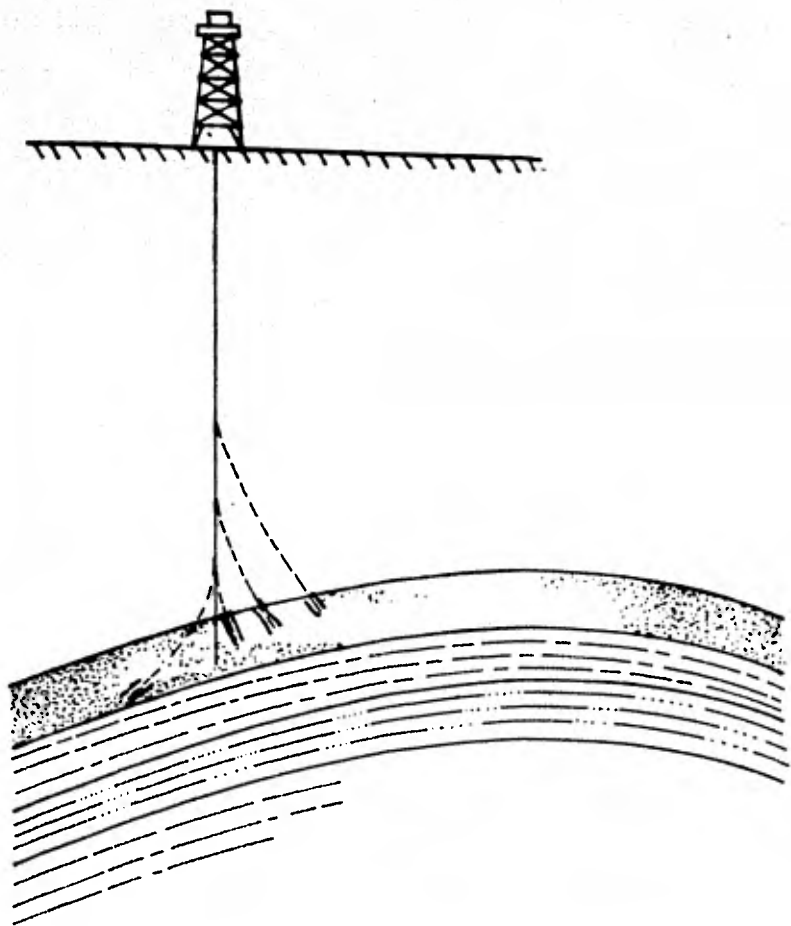


Fig 1.1.6.

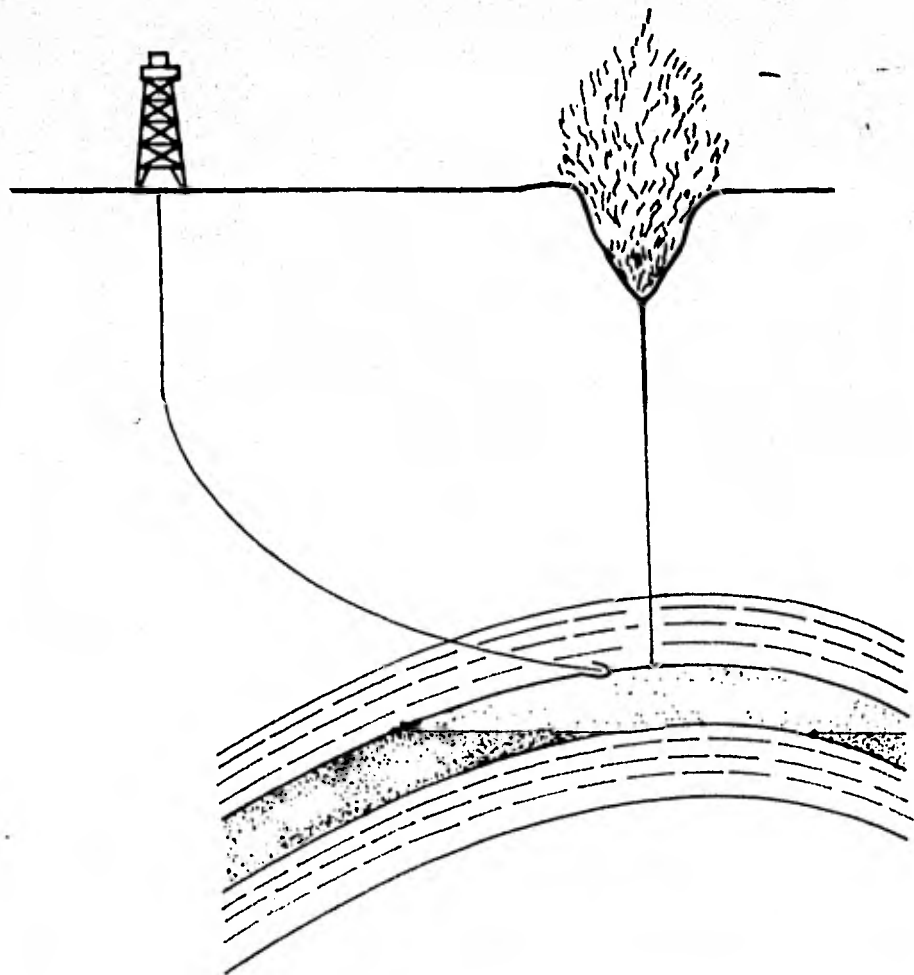


Fig 1.1.7

POZOS en Explotación Múltiple

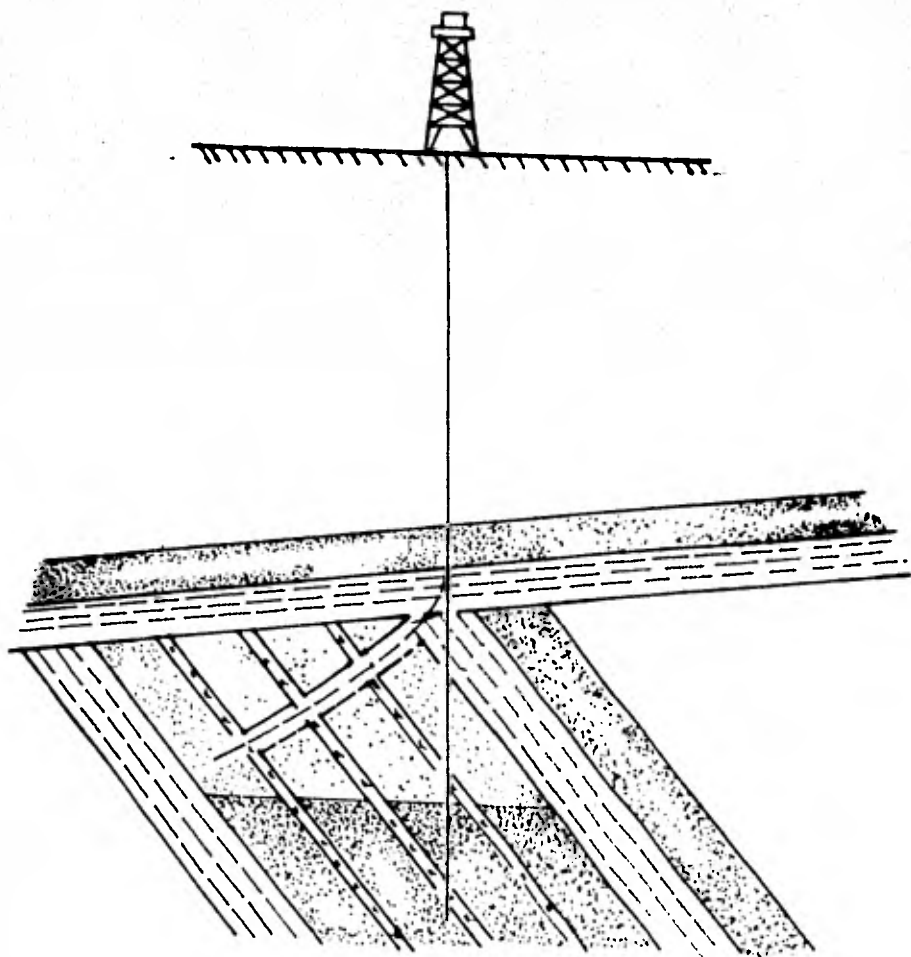


Fig. 1.1.0.

1.2 TERMINACION

Una vez concluidas las operaciones de perforación se continúa con la terminación del pozo que incluye básicamente - los siguientes puntos:

- Tipos de terminación
- Accesorios superficiales y sub-superficiales
- Selección del intervalo
- Disparos de producción
- Inducción y Limpieza

En algunas ocasiones el mismo equipo de perforación efectúa las maniobras de terminación; sin embargo, algunas veces se traslada el equipo original a otra localización, de acuerdo a un programa, y con un equipo de menor capacidad se lleva a cabo la terminación.

Se presenta a continuación una descripción detallada de los diferentes tipos de terminación, así como la información requerida y ventajas y desventajas de cada tipo de terminación.

También, por considerarse de interés, se toca lo referente a la selección de intervalos y a las perforaciones de la tubería de ademe.

TIPOS DE TERMINACION

La terminación de un pozo petrolero, radica en una serie de trabajos que se llevan a cabo después de la perforación, se puede decir que es el complemento de ésta.

Mediante la terminación de un pozo, es como se puede explotar los hidrocarburos contenidos en los yacimientos, o sea es la forma para que éstos lleguen a la superficie.

Una terminación eficiente en un pozo, es cuando se logra obtener en éste el Índice de Producción más adecuado o sea:

$$I.P. = \frac{\text{Gasto}}{\text{presión}} \quad \frac{(\text{m}^3/\text{d})}{(\text{kg}/\text{cm}^2)}$$

aprovechando al máximo la energía natural del yacimiento durante su explotación; o en el caso de que no fluya el pozo - implantar un método de producción artificial. Información que se necesita conocer para lograr una eficiente terminación.

INFORMACION GEOLOGICA

Tipo de estructura (anticlinal, falla, domo salino, etc.)

Tipo de formación (caliza, arenas, areniscas)

Tipo de hidrocarburos (aceite o gas)

Tipo de empuje (hidráulico, expansión de la roca, casquete de gas, etc.)

Información de Núcleos (ρ , k , saturaciones, etc.)

INFORMACION SOBRE LA HISTORIA DE PERFORACION

Pruebas de formación

Tipo de lodos empleados en la perforación, así como las características de estos. (densidad, viscosidad, etc.)

Pérdida de lodo durante la perforación si las hubo, volúmenes y a qué profundidades.

Datos de gasificaciones durante la perforación si hubo y las profundidades de estas.

INFORMACION COMPLEMENTARIA DEL POZO

Diámetro y grados de las tuberías ademe

Tipo de cementos usados así como el resultado de la cementación.

Análisis de los registros eléctricos que se tomaron.

Datos de pozos vecinos en cuanto a resultados de su explotación, intervalos, relaciones gas-aceite-agua, etc.

Comportamiento del yacimiento durante su explotación mediante presiones de fondo.

INFORMACION DE LOS DISPOSITIVOS SUPERFICIALES

Tipo de árbol de válvulas que se tiene instalado incluyendo:

- la serie de éste
- tipo de colgador de la T.P del 1/2 árbol
- diámetro de las líneas de descarga

INFORMACION DE LOS DISPOSITIVOS SUB-SUPERFICIALES

Grado y diámetro de la T.P.

Tipo de empacador

Número y clase de accesorios del aparejo de producción

ELABORACION DEL PROGRAMA PARA LA TERMINACION

Entre los puntos más importantes se tienen los siguientes:

- Nombre del campo
- Número del pozo
- Objetivo de la formación (Este es uno de los Incisos más importantes porque de aquí parten varios trabajos para desarrollar)
- Diámetro y grado de la T.P.
- Empacar o Empacadores
- Válvulas o accesorios
- Tipo de árbol de válvulas
- Tipo del fluido de control (densidad)
- Prueba de las conexiones superficiales (presión)
- Registros que deberán tomarse antes y después de la terminación (Registros de producción, de cementación)
- Tipo de cargas y densidad de estas.

DESARROLLO DE LAS OPERACIONES EN LA TERMINACION DE UN POZO

1. Quitar 1/2 árbol de válvulas e instalar preventos.
2. Probar las conexiones superficiales con la presión adecuada a las conexiones que se tengan.
3. Bajar con varrena y escarador hasta la profundidad interior, con la tubería de producción que se utilizará para el aparejo.

4. Acondicionar el fluido del pozo a medida que se va bajando la barrena, para que cuando se llegue al fondo, éste se encuentre en condiciones. (circular por intervalos)
5. Sacar la herramienta (barrena, escariador y mangas de perforación)
6. Tomar los registros geofísicos programados.
7. Si la cementación de la tubería de explotación es satisfactoria, proceder a la introducción -- del aparejo de producción, de acuerdo con el tipo de terminación programado.
8. Si la cementación de la tubería de explotación no es satisfactoria, proceder a corregirla mediante una cementación forzada.

En este caso se elabora un programa que debe contener lo siguiente:

- Profundidad y número de agujeros que deben hacerse para la recementación.
 - Profundidad a la cual debe enclarse el cementador.
 - Cantidad de cemento que se empleará
- 8 a) Si la cementación de la tubería de explotación es satisfactoria, introducir el aparejo de producción con los accesorios programados.
 9. Instalar 1/2 árbol de válvulas y probar con presión.

TIPOS DE POZOS

La terminación en un pozo exploratorio es más complicado que la terminación de un pozo de desarrollo, debido a que en el primero se desconocen muchos datos que son básicos para una eficiente terminación, en cambio en un pozo de desarrollo se cuenta con la información de los pozos vecinos a éste, pero

ya sea pozo de exploración o de desarrollo, únicamente se tienen 3 tipos de pozos.

1. Pozo normal con agujero revestido
2. Pozo con agujero reducido revestido
3. Pozo con agujero descubierto, normal o reducido

TIPOS DE TERMINACION

En los pozos de exploración como en los de desarrollo solo se tienen los siguientes tipos de terminación.

- a) Terminación con T.P. Franca
- b) Terminaciones sencillas con empacador
- c) Terminaciones múltiples con empacadores

a) Terminación con T.P. Franca.

La terminación con T.P. Franca como se ilustra en la (fig. 1 2.1) no lleva empacador y tiene sus ventajas y desventajas.

Ventajas

1. Su terminación es de las más rápidas y menos costosas, por cuanto a materiales se usan.
2. Permite explotar el yacimiento por la T.P. y por el espacio anular de la T.P. obteniéndose mayor producción.
3. Cuando el aceite es muy viscoso y no puede extraerse por la T.P. se extrae por el espacio anular.
4. Otra de las ventajas que ofrece esta terminación es -- que el aparejo no lleva ningún accesorio.

Desventajas.

1. La T.P. está siempre sometida a la presión del yacimiento así como a la posible corrosión.
2. Si se desean efectuar tratamientos donde las presiones son muy altas, no se podrán realizar; debido a -- que estará sujeta a la resistencia de ésta.

En este tipo de terminación el pozo deberá tener ins

taladas sus conexiones superficiales definitivas (1/2 árbol - de válvulas) y debe estar llena de agua para cuando se efectúen los disparos.

b) Terminación Sencilla con Empacador. (fig. 1.2.2)

En este caso deberá tenerse el pozo lavado o sea lleno de agua, así como las conexiones superficiales definitivas - instaladas antes de efectuar los disparos de producción. Dichas conexiones deberán estar previamente probadas a la presión que se requiera de acuerdo con el tipo de válvulas que se tenga instalado.

Es muy importante que el empacador esté trabajando con el peso, tensión a presión hidráulica. (dependiendo del empacador usado) recomendado por el fabricante.

Ventajas.

1. La T.P. no está sujeta ni a presiones ni a fluidos corrosivos del yacimiento y como consecuencia la T.P., - estará siempre en buenas condiciones.
2. Al efectuar tratamientos o estimulaciones se podrán - efectuar sin ningún riesgo de reventar la T.R. por -- presión interna, porque únicamente los soporta la T.P. y el empacador.

Desventajas.

1. Su terminación se lleva más tiempo, requiere más materiales.
2. Si se requiere extraer un gasto considerable, no se - puede debido a las restricciones del diámetro de la T. P.
3. Tubería flexionada

b.1) Terminación Sencilla usando receptáculo pulido "PBR"

El receptáculo pulido no es más que un juego de 2 tubos especiales macho y hembra, con sellos interiores - que servirán para empacarse entre sí.

El receptáculo o hembra se introduce en el momento que se baja la T.P. corta al pozo conectada en la parte superior de ésta. El tubo pulido va en el extremo infe-

rior del aparejo de producción cuando se mete la T.P. Las ventajas y las desventajas son las mismas del caso de la terminación sencilla con empacador, punto b)

b.2) Terminación Sencilla con Empacador Permanente.

En los casos (b.1 y b.2) si la prueba de la boca de la T.P. es satisfactoria, puede lavarse el pozo aunque no es recomendable.

Las ventajas y las desventajas son las mismas del caso de la terminación sencilla con empacador punto b)

c) Terminación Sencilla selectiva usando 2 Empacadores.

Este tipo de terminación es recomendable cuando se cuenta con más de un intervalo productor, o en pozos marinos.

En pozos marinos es usada debido a la dificultad de poder instalar y transportar el equipo de reparación en la plata forma.

De tenerse una terminación de este tipo se puede prolongar más la explotación del pozo, porque se pueden hacer trabajos con unidades de línea únicamente.

Ventajas.

1. Poder explotar 2 intervalos simultáneamente o bien por separado.
2. Si durante la explotación del pozo alguno de los intervalos produce fluido o gas indeseable se pueden aislar utilizando únicamente equipo de línea.

Desventajas.

1. Mayor tiempo en la terminación, así como más accesorios que en una terminación sencilla.
2. Las perforaciones de producción (disparos) deben hacer se con el pozo lleno de lodo y las conexiones superficiales serán provisionales o sea con los preventores - instalados sobre el medio árbol de válvulas, corriéndo se el riesgo de dañar el yacimiento al disparo.

d) Terminaciones Múltiples con Empacadores.

- Terminación doble con dos Empacadores. (fig. 1 2.3)

Este tipo de terminación debe realizarse en casos muy especiales por lo complejo para efectuarla, así como para la rehabilitación del pozo por ser esta terminación muy costosa, ya que deberá molerse el empacador inferior.

Ventajas.

1. Poder explotar dos yacimientos simultáneamente, o también en forma independiente.
2. En caso de que alguno de estos produzca fluidos o gas indeseable, se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

Desventajas.

Mayor tiempo en la terminación, lleva más accesorios, es más costosa y se necesita mucha experiencia para poder efectuarla.

Tener el pozo lleno de lodo en el momento de efectuar las perforaciones (disparos) de producción, con la consecuencia de dañar el yacimiento en el momento de los disparos.

Tener conexiones provisionales hasta haber introducido el aparejo de producción, para posteriormente instalar el 1/2 árbol de válvulas, para luego lavar el pozo (lleno de agua)

SELECCION DE INTERVALOS

Considerando que uno de los factores en la evaluación de formaciones es el análisis de registros y que en ocasiones es el único punto de apoyo para la proposición de intervalos de producción, es conveniente que dicho análisis sea realizado con normas que la califiquen como suficiente y confiable, por tal motivo se recomienda se observen los siguientes puntos:

1. Combinación de registros adecuados a la litología de las formaciones atravesadas de acuerdo natural mente, con el mayor o menor conocimiento del área

Las condiciones de perforación y las limitaciones de cada registro.

2. *Control de calidad de registros*
3. *Programa adecuado de análisis de registros, quedando naturalmente supeditado al juego de registros con que se disponga y al tipo de litología atravesada.*

Es del dominio general que si dicho análisis cubre el mayor número de datos para calificar las posibilidades de producción de una sección, la proposición de éste para una prueba de producción llevará menos probabilidades de fracaso o bien enorme será el ahorro evitando la cementación de tuberías de ademe en secciones sin posibilidades de producción.

PERFORACIONES DE LA TUBERIA DE ADEME

- Importancia de las Perforaciones para Producción.

Las perforaciones en la tubería de ademe es la operación más importante de todas las operaciones de terminación de pozos.

Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

El desarrollo de cargas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones de alta resistencia a la compresión, cementos de alta resistencia a la compresión, y/o tuberías de ademe de alta resistencia con espesor grueso. Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenas perforaciones en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tienen perforaciones deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de perforaciones deficientes son:

1. Desconocimientos de los requerimientos para perforar óptimamente.
2. Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de ademe), particularmente cuando se corren las cargas a través de la tubería de producción.
3. La práctica generalizada de preferir realizar las perforaciones en función de su precio, en lugar de su calidad.

- Tipos de Cargas

- Perforaciones con Bala

Las cargas a bala, de 3 1/2 pg. de diámetro o mayores, se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg².

Las perforaciones con bala de 3 1/4 pg. o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas cargas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión superior a 2000 lb/pg². Sin embargo, deben efectuarse pruebas con cargas específicas a chorro y a bala, con rocas de ya cimientos con resistencia a la compresión variable.

La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. La bala pierde velocidad y energía si el claro excede de 0.5 pg. Este claro de 0.5 pg. es el que se utiliza para realizar la mayoría de las pruebas comparativas.

Con un claro igual a cero la penetración aumenta -- cerca del 15% sobre lo obtenido con un claro de 0.5 pg. La pérdida en la penetración con un claro de 1 pg. es de aproximadamente el 25% de la penetración de un claro de 0.5 pg., y con un claro de 2 pg. La pérdida es de 30%.

La eliminación de los residuos en los agujeros no depende de la descentralización si la bala lleva un instrumen

to eliminador de residuos en su punta.

Este dispositivo es más efectivo, para eliminar los residuos que utilizan un claro igual a cero.

Las cargas a bala pueden diseñarse para perforaciones en forma selectiva o simultáneamente.

- Perforaciones a Chorro.

El proceso de perforar a chorro se ilustra en la fig. 1 2.4, un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal.

La alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico, separando sus capas interna y externa.

El incremento continuo de la presión al recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. en su punto, con una presión estimada de 5 millones de Lb/pg^2 .

Debido a la sensibilidad del proceso de perforar a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar su funcionamiento deficiente.

Esto puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración, o ninguna perforación; alguna de las causas del mal funcionamiento son:

- Corriente o voltaje insuficiente al detonador.
- Un detonador defectuoso o de mala calidad.
- Un cordón explosivo aplastado o torcido.
- Una carga intensificada, pobremente empaçada.
- El recubrimiento incorrectamente colocado o sin hacer contacto efectivo con el explosivo.

El agua o la humedad en las cargas y en el cordón explosivo, puede provocar el mal funcionamiento o una detonación de bajo orden; el añejamiento, a altas temperaturas del explosivo en el cordón explosivo o en la carga, pueden reducir su efectividad o causar una detonación de baja potencia.

Existen cargas a chorro para correrse a través de las tuberías de producción, incluyendo pistolas encapsuladas, pistolas con cargas giratorias, pistolas con cargas soportadas en alambre y pistolas con cargadores de pared delgada o desechables.

Su ventaja principal es que se pueden correr y recuperar a través de la tubería de producción y de perforar con una presión diferencial hacia el pozo.

Las cargas a chorro con cargas giratorias proporcionan agujeros de tamaño relativamente grande y suficiente penetración en la mayoría de los pozos; su principal desventaja es la manipulación mecánica requerida y la gran cantidad de residuos que quedan después de perforar.

Las cargas desechables con cargador hueco de pared delgada, evitan el resquebrajamiento de la tubería de ademe y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella.

Para evitar la dilatación del cargador, la mayoría de estas cargas generalmente deben accionarse bajo una presión de fluido de por lo menos 500 lb/pg^2 .

Se dispone de muchos tipos de cargas a chorro para propósitos especiales:

- Las cargas con perforaciones selectivas se usan generalmente para terminaciones convencionales y a través de la tubería de producción.
- Las cargas a chorro con 4 o 5 unidades direccionales en un solo plano, no se recomiendan generalmente, debido a su penetración inadecuada, o al

agrietamiento que ocasiona en la tubería de ademe.

- Se dispone de cargas para penetrar exclusivamente la tubería de producción; la tubería de producción debe estar centrada para evitar el daño a la tubería de ademe; sin embargo, es aceptable perforar justamente abajo del empacador o inmediatamente arriba o abajo de un cople.
- Las perforaciones en agujero abierto se usan principalmente para penetrar incrustaciones y otro tipo de daño cerca del fondo del pozo.
- Las cargas a chorro en vacío (Jet-vac) están diseñadas para limpiar las perforaciones, mediante una alta presión diferencial hacia el cargador inmediatamente después de la perforación.
- Las perforaciones en agujero grande, que proporcionan agujeros con entrada de 0.75 pg. o mayores, -- han sido desarrollados para usos especiales como empacamientos con grava.

OTROS METODOS DE PERFORAR

CARGAS HIDRAULICAS. Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena a través de un orificio contra la tubería de ademe la penetración se reduce grandemente a medida que la presión del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg² la penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente de fluido.

CORTADORES MECANICOS. Se han usado cuchillos y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como procedimiento

*estandard la apertura de una ventana en la tubería de ademe, -
el escariamiento y el empacamiento con grava.*

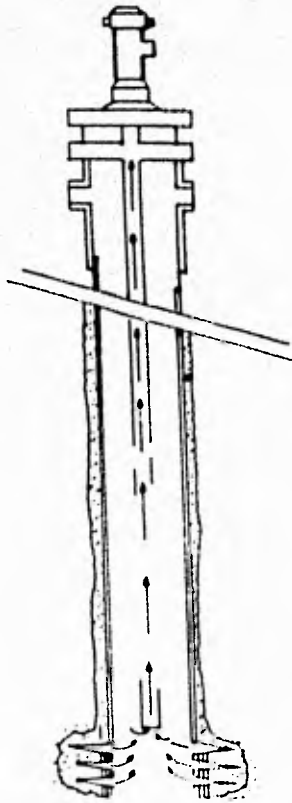


Fig. 1.2.1 - Terminación sencilla sin empacador.

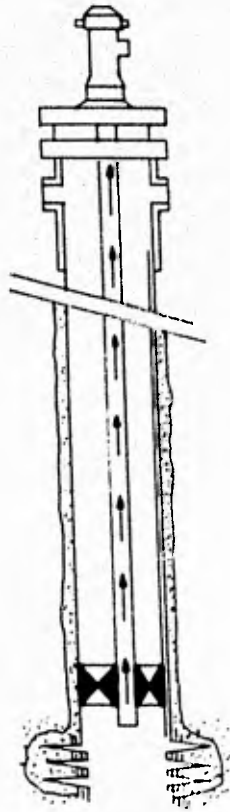


Fig. 1.2.2 - Terminacion sencilla con empador.

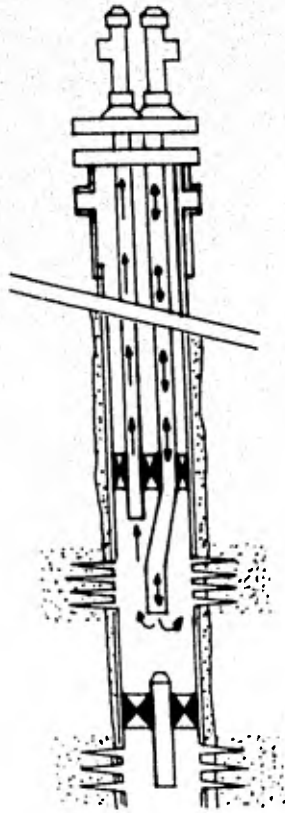


Fig. 1.2.3—Terminación doble con dos tuberías.

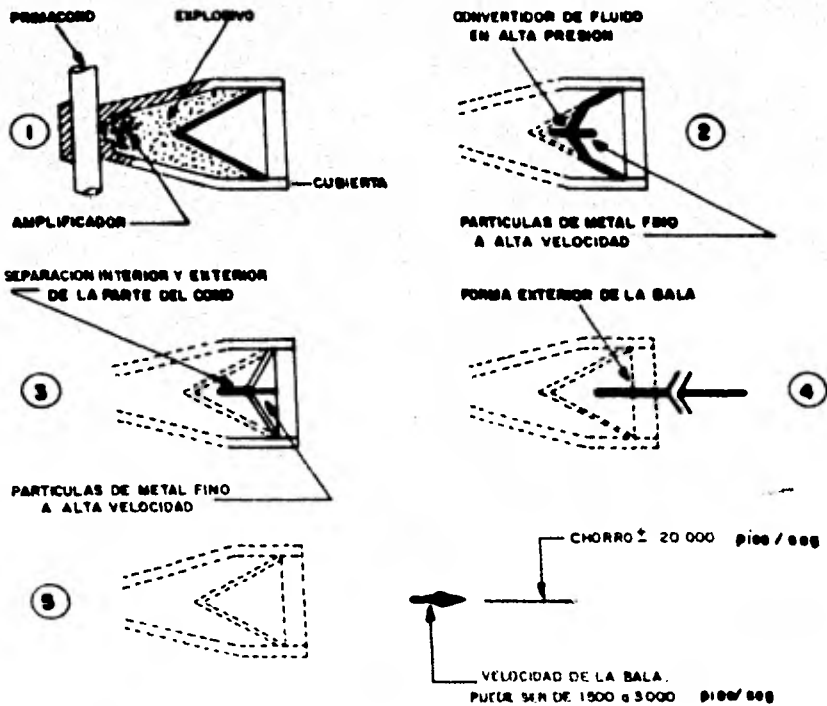


FIG. 1. 2. 4 - PROCESO DE PERFORACION A CHORRO.

TERMINACIONES *

ANO	No. DE TERMINACIONES
1970	228
1971	291
1972	174
1973	216
1974	190
1975	171
1976	178
1977	180
1978	134
1979	190
1980	240

*Estos datos excluyen las terminaciones realizadas con equipos de perforación; por ello sólo aluden a las operaciones efectuadas con equipos menores.

CAPITULO 1.3

REPARACION DE POZOS PETROLEROS

El aspecto técnico que concierne a la reparación de pozos petroleros es versátil y flexible dadas las condiciones y características mismas de los pozos por reparar o recuperar.

Cada programa de reparación deberá considerar los si guientes puntos:

1. Antecedentes y datos generales
2. Datos geológicos y comportamiento del yacimiento
3. Datos mecánicos y de perforación
4. Datos de producción
5. Resumen y conclusiones
6. Operaciones
7. Presupuesto

En Petróleos Mexicanos existe la gran clasificación de reparaciones mayores y reparaciones menores como podrá observarse mediante la lectura de los siguientes párrafos.

I. Reparaciones menores

Quedan comprendidas todas aquellas operaciones que se hacen en las conexiones superficiales y subsuperficiales sin alterar las condiciones del yacimiento productor o la estructura mecánica permanente:

1. Fugas en conexiones superficiales
2. Desperfectos mecánicos en aparejos de producción tanto de pozos fluyentes como de producción artificial (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, etc.)
3. Incrustaciones parafínicas y clacáreas.

II. Reparaciones mayores

Quedan comprendidos dentro de este grupo los trabajos que cambian o modifican las condiciones del yacimiento productor o las condiciones mecánicas permanentes del pozo:

1. Aplastamientos de tuberías de revestimiento (TRs.)
2. Fugas y roturas de TRs.
3. Cementaciones defectuosas
4. Exclusiones de agua
5. Altas relaciones gas-aceite (RGAs.)
6. Arenamientos
7. Baja productividad de pozo

El estudio exhaustivo de Estos tópicos es material su ficiente para cursos completos tanto en instituciones de educación superior como en la misma industria petrolera; sin embargo aquí se intenta al menos dar una idea general sin entrar en detalles de índole técnica.

La tabla 1.3.1 se elaboró con el fin de poder apreciar la cuantía de esta actividad durante el decenio pasado.

T A B L A I.3.1.

ANO	Rep. Menores	Rep. Mayores	Equipos
1970	2 674	471	103
1971	2 254	493	101
1972	1 851	645	94
1973	1 752	491	91
1974	1 795	539	93
1975	1 715	464	93
1976	1 606	361	97
1977	1 238	469	103
1978	953	482	104
1979	1 058	433	101
1980	1 023	464	102

CAPITULO 1.4

PRODUCCION

Es de esperarse año con año una producción mayor con respecto a la inmediata anterior y en efecto ello puede constatarse en el cuadro 1.4.1; también se antoja llegar a un máximo de producción para después declinar poco a poco hasta agotar la existencia de hidrocarburos. El cuadro 1.4.1 ofrece una información bastante explícita en lo referente a producción de crudo y gas natural, parte del año 1938 y continúa tomando como base este año con los siguientes 3 decenios y ya de ahí prosigue listando los datos en forma anual; campos en explotación, pozos en explotación, promedio de pozos por campo, producción diaria total (bl/d), producción promedio por campo (bl/d), y producción promedio por pozo (bl/d) son los enunciados de las seis columnas que a partir del respectivo año indican la evolución de la producción del país.

Existen otros cuadros (o pueden elaborarse), que presentan la información relacionada con la producción mexicana de hidrocarburos mas sólo desglozan la información del cuadro que aquí se anexa, y al parecer ofrece mejor perspectiva de análisis la producción diaria total; sin embargo, en un momento dado podría ser de interés conocer "Campos y producción de aceite crudo y gas natural por entidad federativa" o "Producción de aceite crudo por zona y distrito" por algún regionalismo si se quiere o por algún otro motivo, en este trabajo no se presentará tal información mas en caso de que el lector desee puede recurrir a las Memorias de Labores de Petróleos Mexicanos o a los Anuarios Estadísticos de la misma empresa.

De la producción diaria puede calcularse la producción anual, si así se desea.

Tratando de ser más explícitos sobre el tema, se men-

cionarán algunas observaciones pertinentes; la producción primaria tanto de aceite como de gas natural es solo una etapa en la industria petrolera (se han extralado los hidrocarburos de los yacimientos y ahora se tienen en superficie) enseguida entran en escena la separación y la conducción a los centros de proceso para entrar de lleno a lo que se conoce como Refinación y Petroquímica.

Los temas de Refinación y Petroquímica son por sí mismos bastante extensos y su estudio corresponde a profesionales de esas ramas del saber.

Se incluyen los siguientes conceptos para la comprensión de la columna 4 del cuadro 1.4.1.

- Factores de conversión
- Equivalencias caloríficas
- Pies³ de gas natural Dividir 5,000 para obtener bl. de crudo.
- Condiciones de medición
- El gas natural se mide a 1Kg/cm² de presión absoluta y a 20°C.
- El líquido se mide a 20°C

Las actividades descritas en los anteriores subcapítulos, perforación, terminación, reparación están encaminadas a la obtención económica de hidrocarburos, producción, pudiendo pues observarse la estrecha relación entre ellas.

Si se llevan los datos de producción de la última década a una gráfica de barras, se obtendrá lo siguiente. (Véase la gráfica 1.4.1). Apreciándose objetivamente la trayectoria de la evolución de la producción de crudo y gas natural.

A la fecha más de un millón de barriles de crudo se exportan diariamente si bien esto representa un buen ingreso debe tratarse de exportar productos industrializados con el fin de for

tales en la economía mexicana.

Los diarios periodísticos consignan diferentes opiniones acerca de la venta de crudo y gas; una cosa es cierta hasta el momento el petróleo es el recurso energético por excelencia.

Es importante conocer la capacidad productiva que ha alcanzado México que lo coloca como 5o. país productor.

El gobierno mexicano se ha apoyado en la Industria Petrolera con el objeto de impulsar la economía del país. Más adelante se ofrecerán datos y cifras que sirvan de base para emitir algunos juicios.

CUADRO 1.4.1

PRODUCCION DE CRUDOS Y GAS NATURAL DE LOS CAMPOS Y POZOS
EN EXPLOTACION
1938-1980

ANOS	Campos en explotación	Pozos en explotación	Promedio de pozos por campo	Producción diaria total (barriles)	Producción promedio X campo (barriles/día)	Producción promedio por pozo (barriles/día)
	1	2	3=2/1	4	5=4/1	6=4/2
1938	28	1 053	37.6	119 200	4 257.1	113.2
1948	38	1 198	31.5	182 400	4 800.0	152.3
1958	98	2 242	22.9	420 000	4 285.7	187.3
1968	143	3 600	25.2	753 200	5 267.1	209.2
1969	155	3 997	25.8	794 800	5 127.7	198.9
1970	165	4 146	25.1	851 400	5 160.0	205.4
1971	173	4 455	25.8	838 600	4 847.4	188.2
1972	177	4 375	24.4	865 800	4 836.9	197.9
1973	169	4 339	25.7	895 800	5 300.6	206.5
1974	189	4 043	21.4	1 061 000	5 613.8	262.4
1975	195	4 074	20.9	1 237 000	6 343.6	303.6
1976	230	3 802	16.5	1 315 800	4 720.9	346.1
1977	206	4 079	19.8	1 495 200	7 258.3	366.6
1978	256	4 309	18.9	1 841 900	7 195.0	427.5
1979	320	4 390	13.7	2 201 300	6 879.1	521.4
1980	523	4 706	9.0	2 780 800	5 317.0	590.8

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Anuario Estadístico 1980 e información proporcionada en forma directa.

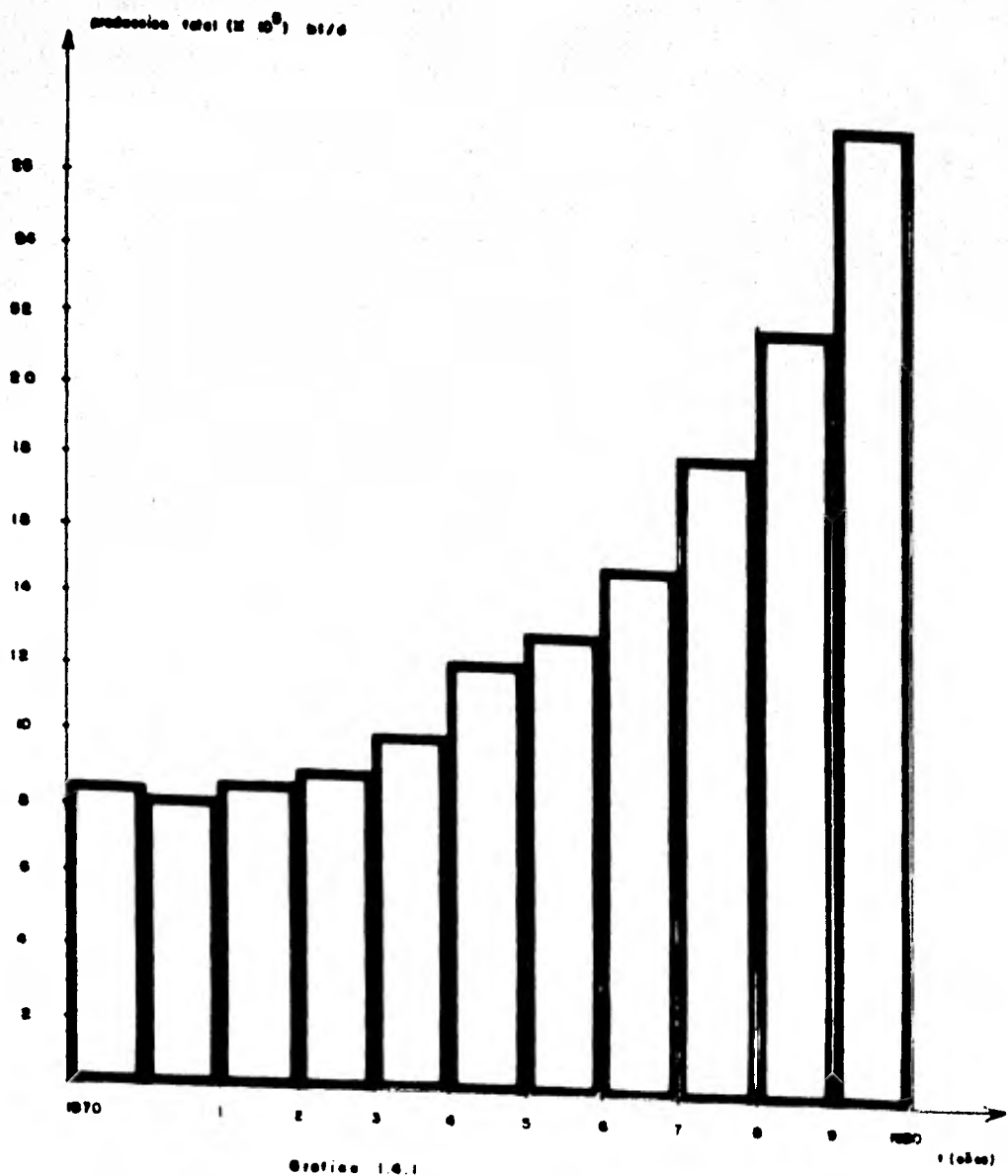


Grafico 1.4.1

C A P I T U L O 1.5

YACIMIENTOS.

El estudio de la materia de yacimientos es algo que concierne íntimamente al profesional de la Ingeniería Petrolera.

Esta materia también se encuentra a la orden del día en su aspecto técnico y científico.

Es el personal de yacimientos el que realiza estudios conducentes a una explotación racional y óptima de los yacimientos existentes en el subsuelo que almacenan hidrocarburos.

Es muy importante conocer las características del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas y propiedades de los fluidos para elegir un mecanismo apropiado a la explotación que redunde en una mayor recuperación y en un mejor aprovechamiento de la energía propia del yacimiento.

También el personal de yacimientos tiene la importante tarea de evaluar las reservas petroleras del país y es interesante ver y analizar éstos datos, pues son índices de la riqueza potencial de un país y ello a su vez tiene implicaciones económicas y políticas en el contexto nacional y mundial.

La recuperación secundaria por medio de inyección de agua ha sido la técnica más aplicada en México para mantener la presión de los yacimientos y lograr altas recuperaciones.

Se encuentran en funcionamiento varios sistemas de inyección de agua y al parecer, los proyectos van multiplicándose continuamente en forma considerable.

Están por concluirse diversas obras e instalaciones - que permitirán el uso o aprovechamiento del gas en su totalidad (o casi).

Las reservas se clasifican en Potenciales, Probables y Probadas.

$$R. \text{ Potenciales} = R. \text{ Probables} + R. \text{ Probadas}$$

Si bien todas pudieran ser de interés en un momento dado, por esta ocasión sólo se manejarán las reservas probadas.

Ahora bien, las reservas probadas vienen a constituirse por estos tres componentes: crudos, condensados (y líquidos de absorción) y gas seco (gas natural).

La gráfica 1.5.1 indica la EVOLUCION Y ESTRUCTURA POR CENTAL DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

A continuación los cuadros 1.5.1 y 1.5.2 desglosan -- las reservas en dos ramas; una que contempla crudo, condensados y líquidos de absorción y la otra únicamente gas natural. Tanto en un cuadro como en el otro al recorrer las columnas que indican año, reservas totales, producción anual y años de reserva se observan distintas fluctuaciones que pueden imputarse a la relación reservas-producción, y también a los logros exploratorios

Tabulando las reservas de México dentro de un contexto mundial se obtendría la siguiente tabla.

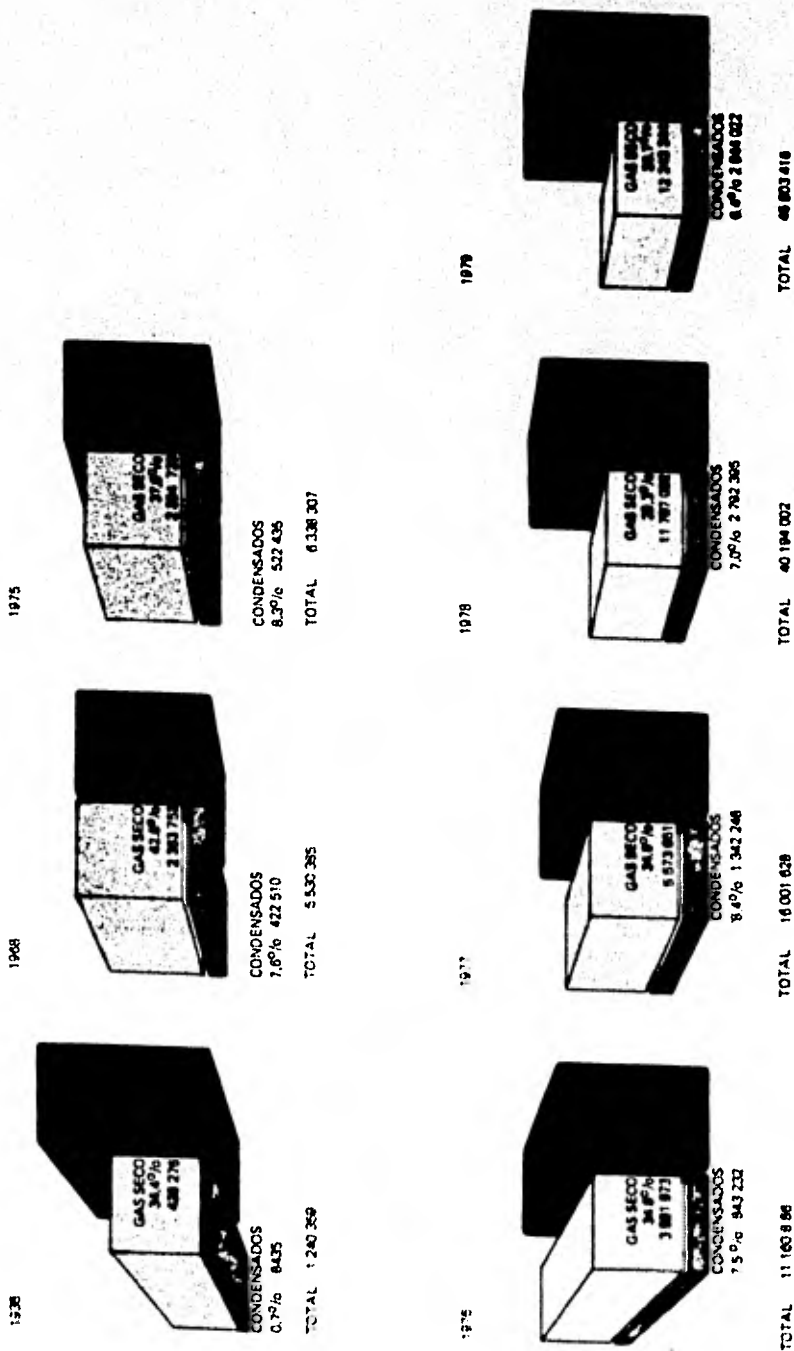
T A B L A 1.5.1
RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS. (MILL. DE BLS.)

ANO	Mundiales	México	Incremento % Nat.	Porcentaje de Reservas Mundiales
1970	583 596	5 568		0.9
1971	559 678	5 428	-2.5	0.9
1972	681 586	5 388	-1	0.8
1973	644 922	5 432	1	0.8
1974	700 027	5 773	6	0.8
1975	656 059	6 338	10	0.9
1976	598 782	11 160	76	1.8
1977	645 997	16 007	43	2.5
1978	654 014	40 194	151	6.1
1979	644 233	45 803	14	7.1
1980	648 685	60 126	31	9.3

El análisis de la tabla conduce a algunas deducciones. Las -

GRAFICA 1.5.1

EVOLUCION Y ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LAS RESERVAS
PROBADAS DE HIDROCARBUROS
(Millas de Barriles)



El análisis de la tabla conduce a algunas deducciones. Las reservas mexicanas no llegaban al 1% hasta que en 1976 se duplicaron. En 1977 las reservas se incrementaron en un 43% modesto todavía si se compara con el del año siguiente que fue de 151%, contribuyendo el descubrimiento del área Reforma-Chis.

Finalmente el cuadro 1.5.3 y el mapa 1.5.1 ofrecen un panorama de la ubicación de México en el plano internacional. Si se toman para efectos de comparación los renglones correspondientes a México y a E.U.A. y se observa la relación de reservas a producción (años), México ostenta una cifra de 57 contra 8 de E.U.A., ¿que significa esto, que por un lado México tenga mayor cantidad de reservas que E.U.A. y tenga por otro una producción inferior en 5.3 veces a la de E.U.A.? Caben varias suposiciones, quizá todas válidas. El cuadro 1.5.3 excluye las reservas de gas natural.

C U A D R O I.5.1

RELACION DE RESERVAS PROBADAS DE CRUDO, CONDENSADOS Y LIQUIDOS DE ABSORCION
A PRODUCCION ANUAL
(Millones de Barriles)
1970 -1980

ANOS	RESERVAS TOTALES	PRODUCCION ANUAL	ANOS DE RESERVA
1970	3 285.4	177.6	19
1971	3 234.5	177.3	18
1972	3 237.4	185.0	17
1973	3 269.4	191.5	17
1974	3 536.4	231.3	15
1975	3 953.6	294.3	13
1976	7 278.9	327.3	22
1977	10 428.0	396.2	26
1978	28 406.9	485.3	59
1979	33 560.1	590.6	57
1980	44 161.0	780.5	62

FUENTE: PENEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Memoria de Labores de 1970-1980 y Anuario Estadístico 1980.

C U A D R O 1.5.2

RELACION DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL A PRODUCCION ANUAL
(Millones de Barriles)
1970 - 1980

AÑO	RESERVAS TOTALES	PRODUCCION ANUAL	AÑOS DE RESERVA
1970	2 279.1	133.0	17
1971	2 193.9	128.7	17
1972	2 150.4	132.0	16
1973	2 162.3	135.4	15
1974	2 237.0	148.9	15
1975	2 364.7	157.3	15
1976	3 882.0	154.4	25
1977	5 573.7	149.4	37
1978	11 787.1	187.0	37
1979	12 243.3	213.0	57
1980	15 965.0	257.5	62

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Memoria de Labores de 1970-1980 y PEMEX en Cifras.

C U A D R O 1.5.3

RELACION DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO A PRODUCCIÓN POR
PRINCIPALES PAISES

(Millones de Barriles)

1 9 7 9

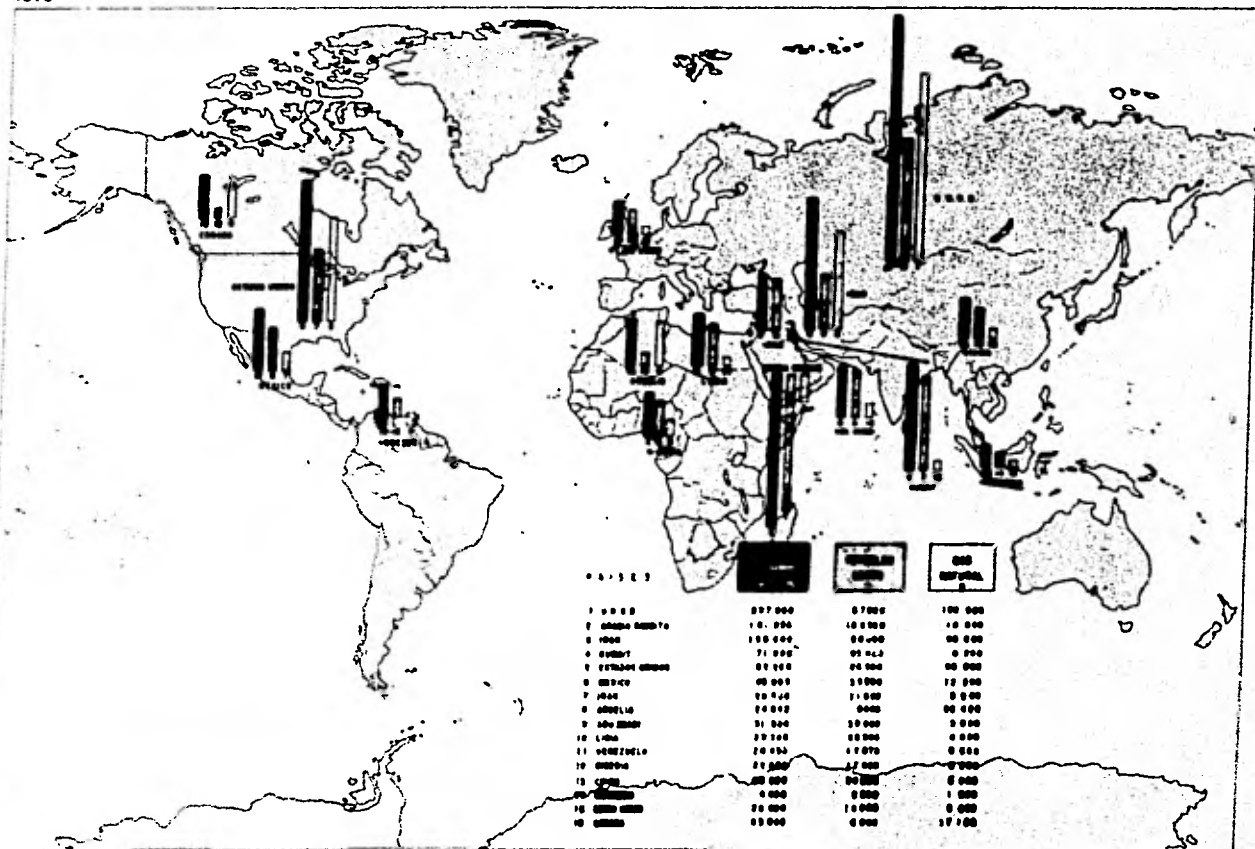
	Reservas de Pe tróleo Crudo	Producción de Petróleo Crudo	Relación de Reser vas a Producción a/ (Años)
TOTALES MUNDIALES	643 933	22 958	28
Arabia Saudita	163 350	3 377	48
Argelia	8 440	406	21
Canadá	6 800	546	12
China	20 000	787	25
Estados Unidos	26 500	3 138	8
Indonesia	9 600	582	16
Irán	58 000	1 135	51
Irak	31 000	1 253	25
Kuwait	65 400	806	81
Libia	23 500	750	31
México	33 560	591	57
Nigeria	17 400	844	21
Qatar	5 757	182	21
U.R.S.S.	67 000	4 272	16
Venezuela	17 870	860	21
Resto del Mundo	91 753	3 429	27

a/ Debe considerarse sólo como orden de magnitud, bajo el supuesto que en el futuro se mantuvieran sin cambio las reservas de petróleo crudo y la producción.

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos y Oil and Gas Journal, diciembre 31, 1979.

**ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE
PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL POR PAISES
(MILLONES DE BARRILES) AL 31 DE DICIEMBRE DE
1979**

MAPA 1.5.1



CAPITULO II

TRANSPORTE

El petróleo crudo y gas natural extraídos de los yacimientos son enviados a través de tuberías para su almacenamiento y desde ahí por medio de ductos y buques tanque hasta las plantas de proceso en donde se obtendrán los productos que el mercado demanda. La distribución de estos productos se llevará a cabo por medio de ductos, carros tanque de FF.CC., buques tanque y autos-tanque.

En el aspecto evolutivo el transporte ha sufrido -- distintas y variadas modificaciones desde su inicio propiamente -- en que las necesidades eran mínimas y se satisfacía completamente esa demanda utilizando barriles de madera para el transporte -- del crudo, pero de ahí en adelante los usos se fueron diversificando y aumentando considerablemente de tal suerte que origina la potente industria del transporte.

Se incluye en la página siguiente un mapa con el fin de que el lector visualice los gasoductos y oleoductos y otras instalaciones ya sea en operación o en construcción.

Aparte de los puntos que toca el presente trabajo debe mencionarse que existen otras actividades técnicas, administrativas, sociales y culturales que hacen de la industria petrolera una empresa totalmente integrada.

El estudio de sistemas de transporte, el estudio de los elementos de dichos sistemas u accesorios ha llegado a convertirse en algo extenso y versátil; entran en juego desde los fenómenos físicos elementales de los flujos a transportar hasta los sofisticados adelantos electrónicos en los sistemas de control.

Adentrarse en cualquiera de los tópicos anteriores vendría a constituir por sí solo suficiente material para un --

INSTALACIONES DE LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA



trabajo técnico, hablase alusión a ventajas y desventajas de cada equipo, contemplarla diagramas y dibujos técnicos de gran calidad, etc. y eso no encaja dentro de la naturaleza de este ensayo.

Los logros que en materia de transporte se han venido sumando constituyen una eficiente red sobre la que continúa el desarrollo de la industria petrolera.

Hasta el año de 1980 es factible dar una vista en lo que respecta a este importante renglón.

El alto índice de crecimiento de la economía nacional en los últimos años, ha tenido como una de sus consecuencias más inmediatas, la de generar un aumento considerable en la utilización de los medios de transporte terrestre del país. Por lo tanto, se experimentaron congestionamientos en algunos lugares principalmente en aquéllos en los que el crecimiento de las necesidades de transporte ha rebasado las expectativas y -- por consiguiente, la capacidad disponible.

Petróleos Mexicanos, como un usuario importante de las redes de transporte ferroviario y carretero, y de las instalaciones portuarias, inició la ejecución de un conjunto de acciones denominado "Programa de Barcos, Tubos y Puertos", tendiente a maximizar el uso de la red de ductos con que cuenta, a acelerar la entrada en operación de otros nuevos, y a utilizar prioritariamente las vías marítimas y fluviales de transporte para la movilización de sus insumos y productos.

Los resultados del programa, son hasta ahora, satisfactorios, ya que al finalizar 1980 se hablan transferido del transporte terrestre al marítimo y fluvial 793 000 toneladas de carga, estando en proceso de ejecución, proyectos que permitirán transferir cantidades mayores en el futuro.

La transferencia de carga antes mencionada, hizo -- descender el porcentaje movido por transporte terrestre, de equipos y materiales para la industria petrolera, del 78 al 50%, li

berando para otros usuarios un total de 2 673 unidades; 1 096 carros de ferrocarril y 1 577 camiones.

El total de carga transportada por Petróles Mexicanos durante el año, ascendió a 202 millones de toneladas, 96% de las cuales corresponde a petróleo crudo, gas y productos derivados. De esta carga, la red de ductos, permitió atender 75%, el 10%, fue movida por barco y el 11% por ferrocarril o carretera. El 4% restante, constituido por los equipos y materiales necesarios para las operaciones de la Institución, se transportó en un 59% por ruedas y en un 41% por vía marítima y fluvial.

A continuación, se muestran los principales avances tenidos en el año por incremento de capacidad y cobertura de las redes de ductos de la Institución.

a) GASODUCTOS

Se ampliaron las redes de distribución de gas natural de las ciudades de Monterrey y Piedras Negras.

Se conectó la línea troncal del Sistema Nacional de gas a los centros industriales de Cosoleacaque, Poza Rica y Can grejera en el Estado de Veracruz.

b) OLEODUCTOS

Se puso en operación la segunda línea de transporte de crudo entre la zona sur y las refineras de Cd. Madero y Cd. Madero; al terminarse el tramo Poza Rica- Tres Hermanos-Cd. Madero, se podrá disminuir el tráfico marítimo de cabotaje. Además, entró en operación la estación de rebombeo para la línea de crudo entre el centro de distribución de Nuevo Teapa y la Refinería de Salina Cruz. Por otra parte, se cuenta ya con el segundo oleoducto submarino de la plataforma Akal "J" a Dos Bocas, con su continuación terrestre hasta el centro distribuidor de Cárdenas, Tab., línea por la que se manejó gran parte de los incrementos de producción de crudo marino del año.

c) POLIDUCTOS

Destaca por su importancia la entrada en operación de la línea Cadereyta-Monterrey-Gómez Palacio-Chihuahua, con capacidad para transportar a partir de Cadereyta un volumen de 65 mil barriles diarios. También quedó terminado el poliducto México-Toluca, de 48 km. de longitud, con 10 mil barriles por día de capacidad.

Se incrementó la capacidad de transporte de los poliductos Tuxpan-México, de 35 a 72 mil barriles por día y Minatitlán-México, de 52 a 75 mil barriles diarios.

Con el fin de poder apreciar cómo ha ido evolucionando la capacidad de transporte (ton) y la longitud de sistemas de ductos se elaboraron las relaciones que a continuación se incluyen.

En base a los cuadros anteriores cabe decir que han sido encomiables los logros alcanzados en este renglón. Petróleos Mexicanos, en su mayor parte, ha construido la red nacional de transporte por medio de contratos de invitación directa o por vía de con cursos de oposición.

Los mapas que se incluyeron al final del presente capítulo fueron considerados de utilidad dado que ubican la distri bución de los diferentes sistemas de transporte en el contexto nacional.



Two men working on a large object, possibly a piece of machinery or a large bag, in an outdoor setting.

**CAPACIDAD DE TRANSPORTE TERRESTRE Y
MARITIMO**

(METROS CUBICOS)

ANO	BUQUE TANQUE (Capacidad al 98%)	AUTO TANQUES	CARRO-TANQUES	NUMERO DE CAMIONES DE ESTACAS*
1972	430 825	25 821	127 764	
1973	458 333	41 760	136 960	280
1974	550 145	51 945	145 566	292
1975	578 462	55 239	156 944	319
1976	644 713	67 158	179 672	218
1977	779 541	85 095	194 472	229
1978	813 465	100 250	195 840	250
1979	989 205	130 443	199 088	355
1980	1 081 711	160 030	193 821	467

RED DE OLEODUCTOS EN OPERACION

(Kilómetros)

DIAMETRO	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
1971				72.2	532.0	342.0	89.0
1972				72.2	532.0	342.0	89.0
1973			15.0	190.2	293.5	380.0	125.1
1974			25.0	373.2	313.5	380.0	176.1
1975			72.0	373.2	426.5	380.0	166.6
1976			84.0	466.7	575.7	375.0	237.6
1977	13.0		180.8	382.7	696.5	365.0	301.0
1978	13.0		105.5	266.7	594.5	375.0	340.4
1979	15.0	40.8	26.9	160.5	337.5	352.0	96.7
1980	15.0	40.8	26.9	116.5	337.5	352.0	96.7

NOTA: No incluye ductos de recolección.

RED DE OLEODUCTOS EN OPERACION

(Kilómetros)

(Continuación)

DIAMETRO:	18"	20"	24"	30"	36"	TOTAL
ANO						
1971	409.8	127.0				1 571.2
1972	409.8	127.0				1 571.2
1973	421	326.0	204.0			1 955.7
1974	421.9	443.0	348.0			2 460.7
1975	421.9	438.0	381.0	111.0		2 770.2
1976	421.9	477.5	381.0	601.0		3 620.4
1977	421.9	354.0	1 023.0	601.0		4 336.9
1978	421.9	446.0	1 109.0	601.0	111.0	4 384.0
1979	292.3	537.9	916.6	878.0	308.0	3 962.2
1980	292.3	537.9	1 020.6	1 280.0	718.0	5 134.2

NOTA: No incluye ductos de recolección.

RED DE GASODUCTOS EN OPERACION

(Kilómetros)

DIAMETRO:	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"
ANO									
1971	128.0	141.0	143.4	389.0	679.4	522.6	311.1		74.7
1972	128.0	141.0	271.4	389.0	679.4	522.6	311.1		74.7
1973	128.0	141.0	271.4	389.0	675.6	536.1	519.7		134.7
1974	128.0	166.0	271.4	389.0	675.6	536.1	519.7		152.7
1975	128.0	166.0	271.4	389.0	675.6	556.1	519.7		152.7
1976	116.0	257.5	295.4	406.0	736.0	542.1	674.2		152.7
1977	116.0	321.0	302.9	435.0	706.0	542.1	672.7		215.7
1978	116.0	338.0	307.7	525.0	869.7	542.1	830.7		213.2
1979	87.5	214.5	274.2	494.3	694.0	540.8	536.8	22.2	217.9
1980	87.5	516.0	287.2	494.3	745.7	540.8	569.3	22.2	195.7

NOTA: No incluye ductos de recolección

RED DE GASODUCTOS EN OPERACION

(Kilómetros)

(Continuación)

DIAMETRO:

AÑO	DIAMETRO:					REDES DE DISTRIBUCION		TOTAL
	22"	24"	30"	36"	42"	48"	(VARIOS DIAM.)	
1971	249.0	1 549.6					112.3	4 300.1
1972	249.0	1 610.5					167.8	4 544.5
1973	249.0	1 737.9					167.8	4 950.2
1974	249.0	1 853.9					353.0	5 294.4
1975	249.0	1 944.9					353.0	5 405.4
1976	250.0	2 004.4		16.0			402.0	5 450.3
1977	250.0	1 475.5	40.0	157.3			402.0	5 636.1
1978	250.0	1 568.5	580.0	224.4			402.0	6 767.3
1979	169.4	2 099.8	713.1	136.3	143.0	1 102.0	1 009.1	8 456.9
1980	169.4	2 299.8	713.1	136.3	145.0	1 102.0	1 022.1	9 046.4

NOTA: No incluye ductos de recolección.

RED DE POLIDUCTOS DE REFINACION EN OPERACION

(Kilómetros)

DIAMETRO:	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	24"	TOTAL
AÑO											
1971	12	249	372	974	611	1 466					3 684
1972	12	249	114	974	608	1 466					3 423
1973	12	249	114	974	608	1 698	235				3 890
1974	12	249	114	974	608	1 936	235	80			4 208
1975	12	249	114	974	608	1 936	265	328		470	4 956
1976	12	249	114	824	608	1 784	265	328		470	4 654
1977	12	249	114	824	608	1 307	500	328		470	4 412
1978	12	249	174	998	608	1 592	532	364		470	4 999
1979	12	251	142	906	608	1 542	533	427			4 421
1980	12	251	166	1 062	796	1 542	532	427	90		5 199

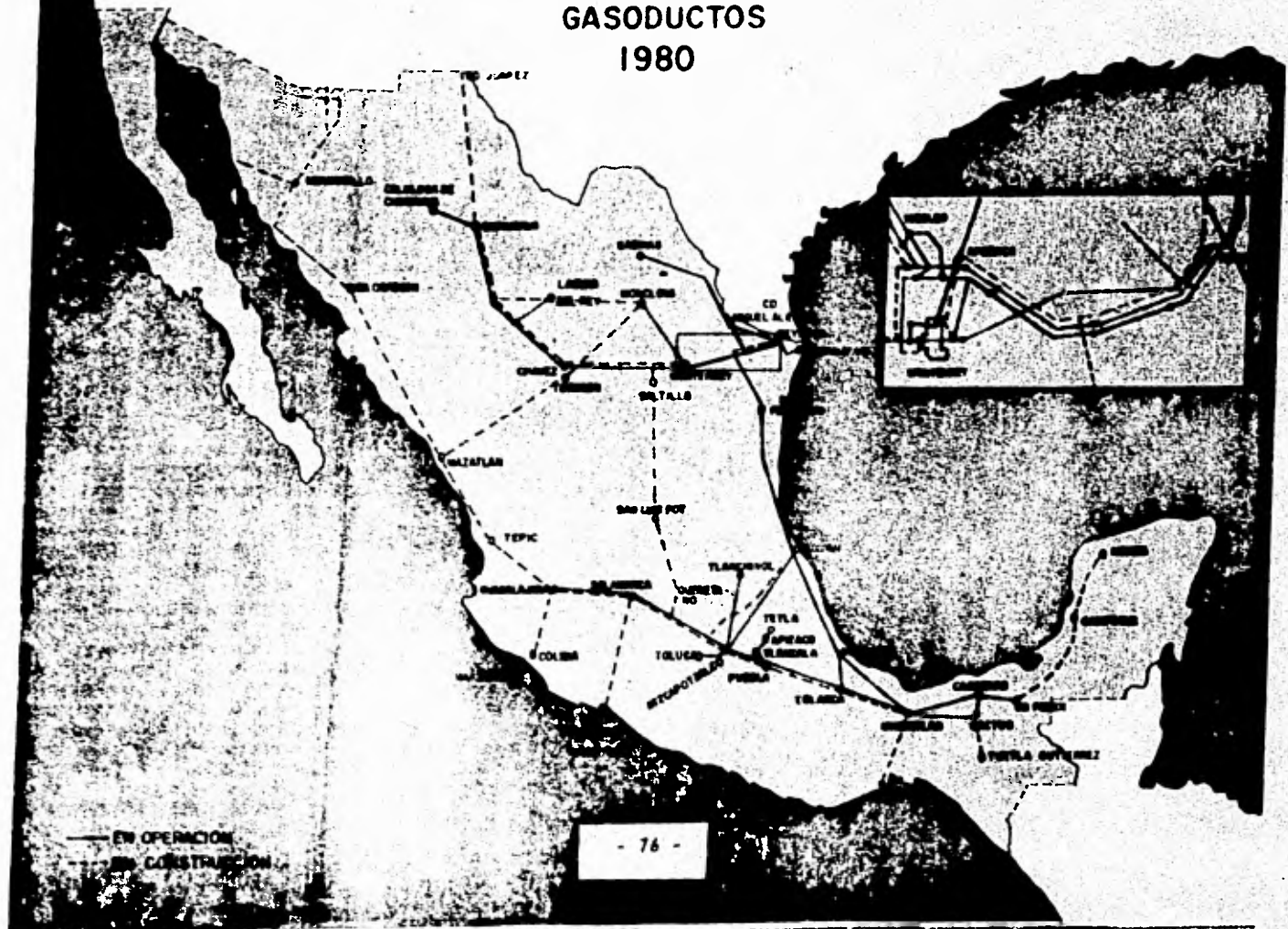
**RED DE DUCTOS DE PRODUCTOS
PETROQUIMICOS EN OPERACION**

(Kilómetros)

DIAMETRO:

AÑO	3"	4"	6"	8"	10"	12"	16"	20"	24"	TOTAL
1971	45.0	27.7	339.9	42.9	16.0	1.1			0.5	473.1
1972	45.0	27.7	339.9	42.9	16.0	1.1			0.5	473.1
1973	45.0	27.7	339.9	42.7	16.0	1.2			0.5	473.0
1974	45.0	27.7	339.9	42.7	16.0	1.2			0.5	473.0
1975	45.0	83.7	339.9	42.7	16.0	1.2			0.5	529.0
1976	45.0	83.7	342.6	42.7	16.0	1.2			0.5	531.7
1977	45.0	83.7	93.8	42.7	264.8	1.2	24.0		0.5	555.7
1978	45.0	83.7	104.8	42.7	264.8	374.2	24.0		0.5	939.7
1979	59.4	385.7	192.0	78.6	264.8	405.7	24.8	264.5	0.5	1 676.0
1980	59.4	385.7	192.0	78.6	264.8	405.7	24.8	264.5	0.5	1 676.0

GASODUCTOS 1980



— EN OPERACION
- - - EN CONSTRUCCION

CAPITULO III

RECURSOS HUMANOS

Considerando la magnitud de la población total de México, de acuerdo al último censo de población efectuado en 1980 se estimó una cifra de 73 millones de habitantes. Ahora, ¿qué porcentaje de dicha población trabaja en la Industria Petrolera? Quizá convenga recurrir a lo que se llama población económicamente activa que para México se estima que es de 20 millones, dando una tasa ocupacional de 27%. Aceptese que la cifra de población económicamente activa es baja. Ahora sí cabe plantearse la pregunta, ¿qué porcentaje representa la ocupación petrolera con respecto a la población económicamente activa?

Pues bien, el lector podrá contestarse estas y otras interrogaciones a lo largo del presente capítulo.

Uno de los objetivos del capítulo es presentar, de manera breve la información estadística sobre los aspectos más relevantes de la ocupación que generan las principales empresas de la Industria Petrolera como son Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo; así como de las remuneraciones y prestaciones económicas y sociales que ambas instituciones proporcionan a sus trabajadores.

Las fuentes de información que se utilizaron se encuentran dentro de la referencia bibliográfica que se incluye al final.

Por otro lado, frecuentemente se tiene contacto con artículos periodísticos, revistas y otras publicaciones donde se critican y exteriorizan fallas y defectos de la Industria Petrolera como ausentismo, apatía, corrupción, ineficiencia, etc.

En reciente informe anual de Petróleos Mexicanos apa

recia la información del siguiente cuadro. (Vedse el cuadro de Productividad).

PETROLEOS MEXICANOS
SUBDIRECCION DE EXPLOTACION

PRODUCTIVIDAD.

ANO	TRABAJADORES (por día)	PRODUCCION (barriles x día)	RELACION (barriles- trabajador)
1977	88,052	1,292,000	14.7
1979	100,000	2,420,000	24.2

Producción = ACEITE+CONDENSADO+
LIQUIDO+GAS CONVERTIDO
A EQUIVALENTE LIQUIDO

Donde fácilmente puede observarse cómo es calculada la productividad del personal.

$$\text{Productividad (bl/trab)} = \text{producción (bl/d)} / (\text{trab/d})$$

Según informes (comunicación no oficial) pozos productores de yacimientos gigantes del sureste del país serán sometidos a un sistema de producción artificial (bombeo eléctrico) no por el hecho de que hayan agotado su energía natural sino con el fin de que dupliquen su de por sí ya elevado gasto en caso de suceder esto de acuerdo al patrón de cómputo de la productividad, el trabajador mexicano se llevaría las palmas a nivel mundial.

Se tenía pensado elaborar algunos otros índices de productividad mas en honor a la verdad si no resulta imposible si bastante difícil conseguir y procesar tal información.

Es importante indicar que en México los planes econó

mico-políticos se llevan a cabo por sexenios. Así la ideología política de la administración sexenal se fija sus objetivos y metas a alcanzar en ese intervalo de tiempo.

Las estadísticas referentes al personal de la Industria Petrolera son numerosas, por ello sólo se intentará dar cierta orientación a la información más general. Se incluyen los cuadros que a juicio del autor son básicos.

El cuadro III.1 indica cronológicamente el PERSONAL OCUPADO EN LAS PRINCIPALES ENTIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA DE MEXICO. Tales cifras se ofrecen en forma absoluta y en por ciento. Como puede verse Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo son las dos Instituciones que conforman la Industria Petrolera. Está por demás apuntar información -- que el lector puede recabar de la observación o estudio de los cuadros.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) fue creado por decreto de fecha 20 de agosto de 1965 y fue inaugurado el 18 de marzo de 1966. Sus objetivos son desarrollo y aplicación de tecnología petrolera y capacitación.

Ahora cuando se habla de total de remuneraciones -- anuales en Petróleos Mexicanos se incluyen, aparte sueldos y salarios, las prestaciones económicas constituidas por primas vacacionales, gratificaciones, tiempos extraordinarios, indemnizaciones, y otros y también las prestaciones sociales como pensiones y jubilaciones, gastos médicos y hospitales, seguridad social, actividades deportivas, actividades culturales, y otros.

Se procedió a elaborar el cuadro III.2 que ofrece -- las REMUNERACIONES AL PERSONAL OCUPADO EN EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y EN PETROLEOS MEXICANOS. Recabáronse dos columnas más, una para \$/persona IMP y otra para \$/persona PEMEX ambas en forma anual para la última década donde pueden observarse ligeras diferencias que tienden al equilibrio.

Finalmente los cuadros III.3 y III.4 desglosan la distribución del personal ocupado tanto en el IMP como en PEMEX. Se observa una relación 1:1 aproximadamente en personal administrativo y de investigación en el IMP.

Hay otra cosa muy importante respecto al personal ocupado por Petróleos Mexicanos y es la gran división en personal de planta y personal transitorio; las implicaciones de esta situación resultan familiares a cualquier mexicano con alguna conciencia. Véase la gráfica III.1)

CUADRO III-1

PERSONAL OCUPADO EN LAS PRINCIPALES ENTIDADES DE LA
INDUSTRIA PETROLERA DE MEXICO
(personas)

1938 - 1980

AÑO	TOTAL DE PERSONAL OCUPADO		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO a/		PETROLEOS MEXICANOS	
	Absoluto	%	Absolutos	Participación Porcentual	Absolutos b/	Participación Porcentual
1970	72 388	100	1 326	1.8	71 062	98.2
1971	76 972	100	1 474	1.9	75 498	98.1
1972	76 953	100	1 702	2.2	75 251	97.8
1973	79 067	100	1 953	2.5	77 113	97.5
1974	79 930	100	2 257	2.8	77 673	97.2
1975	83 694	100	2 491	3.0	81 203	97.0
1976	90 738	100	2 688	3.0	88 052	97.0
1977	94 721	100	3 041	3.2	91 680	96.8
1978	98 916	100	3 261	3.3	95 655	96.7
1979	106 792	100	3 522	3.3	103 270	96.7
1980	117 136	100	3 796	3.2	113 340	96.8

a/ El Instituto del Petróleo inició actividades en el año de 1967 con 750 empleados en total

b/ El personal de 1970-1980, no incluye la Rama de Proyectos y Construcción.

FUENTE: PEMEX, Coordinación y Estudios Técnicos, Anuarios Estadísticos y Gerencia de Personal.
IMP, Subdirección de Estudios Económicos y Planeación Industrial

C U A D R O III.2

REMUNERACIONES* AL PERSONAL OCUPADO EN PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX)
Y EN EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO (IMP)

(MILLONES DE \$)

AÑO	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO			PETROLEOS MEXICANOS		
	No. Personas	Total remunera ciones	\$/persona	No. Personas	Total remunera ciones	\$/persona
1970	1 326	102 360	7 719	71 062		
1971	1 474	114 340	7 757	75 498		
1972	1 702	139 888	8 219	75 251		
1973	1 953	146 971	7 525	77 113	4 186	6 725
1974	2 257	183 926	8 149	77 673	6 852	8 822
1975	2 491	270 905	10 875	81 203	8 718	10 736
1976	2 686	369 891	13 771	88 052	11 614	13 190
1977	3 041	399 781	16 435	91 680	16 008	17 461
1978	3 261	759 158	23 280	95 655	19 831	20 732
1979	3 522			103 270	25 909	25 089
1980	3 796			113 340	35 591	

* Cuando se habla de remuneraciones deben saberse incluidas, aparte de sueldos y salarios, las prestaciones económicas y sociales.

FUENTES: IMP, Subdirección de Estudios Económicos y planeación Industrial; PEMEX, Gerencia de personal.

CUADRO III-3

DISTRIBUCION DEL PERSONAL EN EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO^{a/}

AÑO	TOTAL		DIRECTIVOS		DE INVESTIGACIÓN		TECNICOS		ADMINISTRATIVOS	
	No. de personas	Porcentaje	No. de personas	Participación Porcentual	No. de personas	Participación Porcentual	No. de personas	Participación Porcentual	No. de personas	Participación Porcentual
1970	1 326	100	15	1.1	485	36.6	298	22.3	530	40.0
1971	1 474	100	15	1.0	544	36.9	363	24.6	552	37.5
1972	1 702	100	17	1.0	628	36.9	620	36.4	437	25.7
1973	1 953	100	17	0.9	582	29.8	694	35.5	660	33.8
1974	2 257	100	17	0.8	682	30.2	736	32.6	822	36.4
1975	2 491	100	17	0.7	736	29.5	879	35.3	859	34.5
1976	2 686	100	17	0.6	864	32.2	917	34.1	888	33.1
1977	3 041	100	17	0.6	1 080	35.4	948	31.2	996	32.8
1978	3 267	100	17	0.5	1 157	35.5	1 063	32.6	1 024	31.4
1979	3 522									
1980	3 795									

^{a/} El personal de esta entidad se dedica a Investigación Básica y Aplicada, Desarrollo de Tecnología y Entrenamiento de Personal para la Industria Petrolera

FUENTE: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Estudios Económicos y Planeación Industrial

CUADRO III-4

PERSONAL OCUPADO EN PETROLEOS MEXICANOS POR AREAS DE ACTIVIDADES^{a/}

(personas)

1970 - 1980

	TOTAL DE PERSONAL OCUPADO EN PEMEX		E N P R O D U C C I O N							
			EN ACTIVIDADES PRIMARIAS b/		EN INDUSTRIALIZACION ^{c/}		EN TRANSPORTE ^{d/}		EN ADMINISTRACION	
			Absolutos	%	Absolutos	Participación Por-centual	Absolutos	Participación Por-centual	Absolutos	Participación Por-centual
1970	71 062	100	36 501	51.4	16 775	23.6	7 474	10.5	10 312	14.5
1971	75 498	100	38 532	51.0	19 417	25.7	7 540	10.0	10 009	13.3
1972	75 748	100	38 652	51.0	17 929	23.7	7 829	10.3	11 338	15.0
1973	76 656	100	38 969	50.8	18 174	23.7	8 008	10.4	11 505	15.0
1974	77 673	100	39 479	50.8	19 376	24.9	8 199	10.6	10 619	13.7
1975	81 203	100	40 167	49.5	20 891	25.7	9 125	11.2	11 020	13.6
1976	88 052	100	39 019	44.3	27 509	31.3	9 434	10.7	12 096	13.7
1977	91 680	100	41 422	45.2	28 408	31.0	9 864	10.7	11 986	13.1
1978	95 655	100	43 368	45.3	29 635	31.0	10 459	10.9	12 193	12.8
1979	103 270	100	45 342	43.9	35 099	34.0	11 486	11.1	11 343	11.0
1980	113 340									

a/ Las cifras presentadas no incluyen la Rama de Proyectos de Construcción

b/ Exploración y Explotación

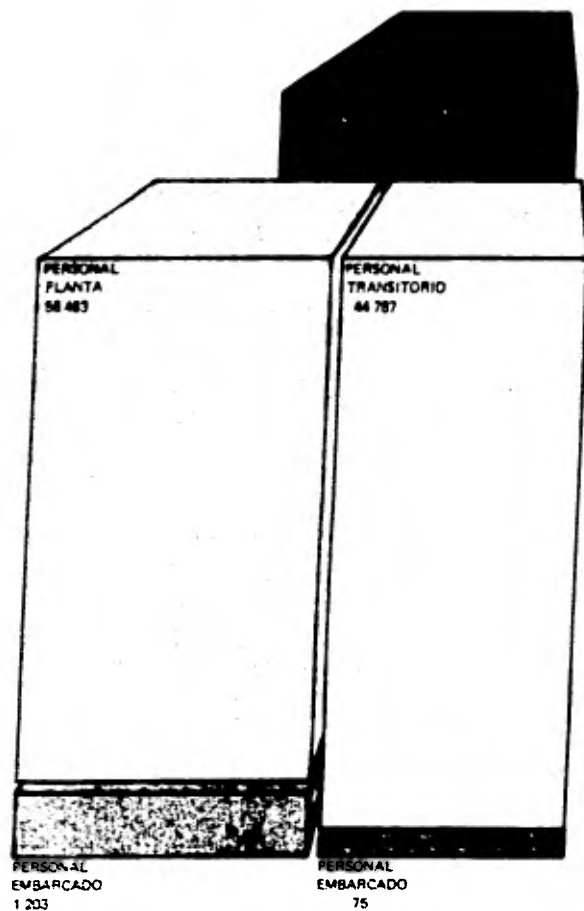
c/ Refinación y Petroquímica

d/ Marina y Ventas

FUENTE: PEMEX, Gerencia de Personal

PERSONAL DE PETROLEOS MEXICANOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1978*

GRAFICA No. III.1



* No incluye Personal de la rama de Proyectos y Construcción.

Ahora, ya se tiene material para hacer algunas consideraciones como las siguientes, PEMEX ha incrementado su personal en los últimos diez años a un ritmo medio de 4.2%, absorbiendo esta cifra un ritmo bajo durante 1971-1974 y un máximo de 81 registrado en 1979.

Este análisis del personal puede decirse que no es completo ya que excluye personal de proyectos y construcción. El orden de magnitud de esta exclusión es bastante elevado. La mayoría de proyectos se llevan a cabo por Contratos Privados - en los que Pemex sólo supervisa.

Considerando, por otro lado la magnitud de la población de México el personal de la Industria Petrolera viene a constituir un grupo privilegiado que percibe en general prestaciones superiores a las estipuladas en la Ley Federal del Trabajo. La política del presente sexenio patentaba públicamente que encausaría los recursos petroleros a la solución de uno de los más graves problemas sociales en México, el desempleo.

Después de haberse leído el capítulo de Recursos Humanos de cada una de las Memorias de Labores de los últimos -- diez años se aprecia que a pesar de todo, se van corrigiendo varios defectos y se van enfrentando y resolviendo nuevas situaciones; por ello con algún optimismo puede leerse un extracto de esta situación hasta el año próximo pasado

A continuación se ofrece un resumen de la situación en análisis, vista y descrita por la empresa.

a) Administración del recurso humano.

Hasta 1980 la administración de PEMEX referente al recurso humano reporta que las relaciones laborales empresa-sin dicato se han mantenido dentro de un adecuado equilibrio bilateral de intereses generales.

Ha habido diferentes innovaciones tendientes al mejoramiento administrativo de la institución.

b) Servicios médicos

La empresa reporta instalaciones, capacidad de atención, mas en general la tendencia es tener una eficiente estructura médica que cubra satisfactoriamente las demandas del personal de la empresa.

c) Servicios sociales

Se continúan desarrollando programas de superación humana que contemplan más escuelas, mayor número de actividades culturales y recreativas.

Comisión coordinadora de programas de la vivienda

La empresa en coordinación con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) ha tratado de cumplir las condiciones estipuladas en el contrato colectivo de trabajo referentes a la vivienda del trabajador, - sea éste de confianza o sindicalizado.

d) Servicios de apoyo a unidades operativas.

1. Seguridad Industrial

El criterio de la administración es que Petróleos Mexicanos, empeñado en preservar la vida y salud de sus trabajadores, además de proteger sus propios bienes patrimoniales, debe utilizar la más alta tecnología de seguridad.

Los enseres de mayor uso en este aspecto son ropa, - equipo de protección individual, equipo y material contra incendio.

2. Servicios administrativos

Se ha estudiado el problema de la adquisición - - - de inmuebles por efectos necesarios a la empresa y se han tratado de agilizar las implicaciones propias de este asunto como indemnizaciones e iteracciones con otras dependencias gubernamentales.

mentales.

3. Relaciones públicas

Se continúa con la publicación de órganos informativos en forma interior, y en forma exterior se han adquirido -- elementos que permiten una comunicación social e imagen gráfica.

4. Gerencia jurídica

La actuación de este órgano tanto en el plano contencioso como consultivo ha dado un mayor afianzamiento al desarrollo de la institución.

5. Unidad de planeación

Esta unidad está encargada de planear, como su nom--bre lo indica, los requerimientos a mediano y largo plazo en relación a diferentes servicios que conforman el sano funcionamiento de la institución.

6. Servicios de protección y seguridad.

Estos servicios están encaminados a la vigilancia y protección de las instalaciones y equipo de la industria.

7. Telecomunicaciones

La necesidad de mayores redes que permitan la comunicación tanto en forma interna como externa ha conducido a la - adquisición de moderna tecnología de telecomunicaciones.

8. Transportes aéreos

La necesidad de transporte de personal y carga ha llevado a la adquisición de una considerable flota aérea

9. Informática

Se ha adquirido moderno equipo para satisfacer en forma más o menos satisfactoria los requerimientos en este asunto.

CAPITULO IV

INVERSIONES .

Una de las mayores preocupaciones de Petróleos Mexicanos es la construcción de obras y suministro de servicios -- que sustenten el desarrollo económico de la empresa; de lo antes dicho cabe esperar lo grueso de este renglón.

Todos los años en fechas cercanas al aniversario de la Expropiación Petrolera, 18 de marzo de 1938, se alude a las situaciones críticas de aquel momento por medio de las vías de comunicación más usuales y como que se reviven las vicisitudes que pueblo y gobierno enfrentaban; mas con el devenir del tiempo y como recompensa de un prolongado esfuerzo la industria petrolera se encuentra hoy en condiciones favorables.

En este capítulo se presenta una tabulación (tabla - IV.1) y una gráfica (gráfica IV.1) de las utilidades de la empresa y de las inversiones de los últimos diez años. Obsérvese la gráfica. Cabe aquí hacer la afirmación de que las ganancias son pequeñas pero el ritmo expansionista (inversiones) es acelerado.

Los pasos gigantes de PEMEX, sobre todo a últimas fechas implican la inversión de utilidades y fondos monetarios - recabados por el canal del financiamiento.

Al hablar de inversiones salta la pregunta, ¿en qué se invirtió?

¿Cuanto fue el costo de los proyectos y la construcción?. Sin embargo, enumerar todos los logros obtenidos a lo largo de una década (la década de los 70's en este caso) resultaría tedioso para el lector por ello solo se transcribirán algunos párrafos de los logros obtenidos hasta 1980 en el aspecto inversionista.

a) Generalidades

Durante el año de 1980, se concretó la estructura de la Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, quedando integrada por 6 Gerencias y 12 Subgerencias, creándose la 6a. Gerencia que se encargará de las obras sociales y de infraestructura, la cual servirá para la construcción de unidades habitacionales de trabajadores y técnicos de Pemex, guarderías infantiles, centros de convivencia para toda la comunidad, centros sociales y de desarrollo; así como obras de infraestructura que requieran las zonas donde Pemex tiene sus instalaciones.

Se trabajó en el desarrollo de un conjunto de obras que comprende 1 369 proyectos, de los que se terminaron 258 - que importan 50 327 millones de pesos, correspondiendo un 45% a las obras de explotación; un 44% a las obras de producción industrial; un 0.5% a las obras administrativas; un 4.5% a las obras de comercialización y el 6% restante a las obras de exploración.

Los compromisos contraídos por la Institución por concepto de Ingeniería, sumaron 1 564 millones de pesos, de los cuales 1 188 millones fueron con firmas nacionales, 133 millones con firmas extranjeras y la ingeniería interna tuvo un costo de 243 millones de pesos.

Las obligaciones por concepto de equipos y materiales sumaron 34 177 millones de pesos, correspondiendo 77% a materiales nacionales y el 23% a materiales extranjeros.

Los compromisos contraídos por concepto de construcción, tuvieron un importe total de 34 479 millones de pesos, - constituyéndose éstos de la siguiente forma: Mano de obra directa 2 845 millones de pesos que representan el 8%; precios unitarios 28 505 millones de pesos que representan el 83%; y - por concepto de administración sumó 3 129 millones de pesos, - que representan el 9% del importe total.

Los gastos de administración de la Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, fueron del orden de 3 170 millones de pesos que representa el 4% del total de compromisos contraídos por la Subdirección, que fué de 73 390 millones de pesos.

Durante 1980, se otorgaron 1 066 contratos, con un monto de 36 281 millones de pesos, los que sumados a los vigentes anteriormente, totalizan 2 578 contratos, con diferentes compañías constructoras, con un monto de 164 202 millones de pesos. Se terminaron en diciembre 1 333 anexos de ampliación de contratos con un monto de 37 676 millones de pesos.

Se efectuaron 120 concursos durante 1980, de los cuales 32 fueron de la modalidad de convocatoria abierta y 88 por invitación directa. Se elaboraron 1 066 invitaciones a compañías contratistas, presentándose 394 o sea 37% de participación se suscribieron 92 contratos de obra con un importe de 3 545 millones de pesos. Tomando en cuenta el monto de la obra contratada en 1980 que alcanzó la cantidad de 36 281 millones de pesos, la obra contratada asignada por concurso, representan un 12.5% del total.

Como apoyo a la ingeniería de diseño de proyectos, se elaboraron 132 estudios de Mecánica de Suelos, se llevaron a cabo levantamientos topográficos en 30 áreas para futuras obras, se elaboraron 62 estudios especiales, 70 pruebas de requerimientos de corriente para nuevos proyectos y se supervisó la instalación de 30 sistemas de protección catódica.

Para expresar gráficamente los planes y las realizaciones de la industria, se elaboraron 38 maquetas, se montaron 41 exposiciones en distintos lugares de la República Mexicana y en el extranjero 2: una en Brasil y la otra en Francia.

b) Programas de Obras

Se terminaron 258 obras con un costo estimado de --

50 327 millones de pesos, se inició en 1980 el proceso de construcción de otras 315 obras, cuyo costo al terminarse, se estima que será de 67 100 millones de pesos. El avance de las obras más importantes en construcción, fue del 74% en promedio.

El total de obras que estuvieron en proceso de ejecución, fue de 1 367, con un valor aproximado una vez que se terminen de 351 251 millones de pesos.

c) Proyectos Especiales

Se cuenta en la actualidad con 39 plataformas marinas que importaron en total 16 964 millones de pesos. Se componen de 27 de perforación que incluyen 3 de inyección de agua, 9 de producción, 1 de enlace y 1 habitacional.

d) Comentarios a las Obras terminadas por Grupo

1) Instalaciones en Campo:

Con un costo de 18 026 millones de pesos, se terminaron para las Subdirecciones de Exploración y Explotación - 125 obras, de entre las que destacan por su importancia; en la Zona Norte el gasoducto loop de alta presión de 24" Ø X 60 km de Lampazos a 10. de Mayo en el distrito Frontera Noreste; la estación de turbobombas (6 unidades) Poza Rica 2 para inyección de agua al Campo Poza Rica; y la instalación de 5 motocompresoras de 1 100 HP en Altamira, Tam.

En la zona sureste, destacaron en el distrito de Campeche 21 plataformas; en el distrito Comalcalco, Tab., las siguientes obras terminadas; El gasoducto de alta presión de 36" Ø X 120 km de longitud de Cárdenas a Nuevo Teapa; el sistema de inyección de agua de 500 00 B/D al Campo Cunduacán; las baterías de separación de alta presión y bombeo en Paredón 2, que incluyen la electrificación y almacenamiento; la instalación de 14 turbocompresoras de 4 000 HP en Samaria 3; la batería de separación de alta presión y bombeo en Agave 1; la instalación de 6 turbocompresoras de 4 000 HP baja presión/presión intermedia - en Ojiacaque, así como el 20. oleoducto de 36" Ø X 65 km de lon-

gitud de Dos Bocas a Cárdenas, Tab.

Se iniciaron durante el año dd 1980 para este grupo un total de 139 obras, cuyo costo se estima en 26,414 millones de pesos, localizadas 94 en la Zona Sureste, 39 en la Zona Norte y 6 en la Zona Centro.

2) Plantas de Recuperación y Acondicionamiento de - Hidrocarburos.

Con un costo de 8 716 millones de pesos, se terminaron 8 obras, destinadas 4 de ellas al área de explotación y -- las 3 restantes al área de producción industrial, de entre las que destacan la integración de las plantas del complejo petroquímico Cactus y la poanta Criogénica No. 2 de 500 millones de pies cúbicos por día en el mismo complejo petroquímico.

Se iniciaron 7 obras, cuyo costo total una vez terminadas se estima en 2 815 millones de pesos, destacando en el - complejo petroquímico Tabasco 1, la planta Criogénica No. 1 de 500 millones de pies cúbicos por día y 2 plantas endulzadoras de 400 MMPCD cada una con recuperación de azufre de 320 T/D cada una.

3) Plantas de Refinación

Con una inversión de 4 999 millones de pesos, se terminaron para la Subdirección de Producción Industrial 9 obras de entre las que destacan las plantas de desintegración catálitica en Cadereyta y Salina Cruz, y, en esta última refinera - la integración de plantas de proceso, que comprende terracería urbanización, distribución primaria de energía eléctrica, tubería de patio, torres de enfriamiento de agua, red de contraincendio y red de alumbrado y fuerza.

Con una inversión de 575 millones de pesos, se iniciaron 2 obras, una en la Zona Sureste y la otra en la Zona -- Centro.

4) Plantas Petroquímicas

Con un costo de 1 916 millones de pesos, se terminaron 5 obras entre las que destacan la integración de la planta de Acrilonitrilo en la Refinería de Tula, Hgo., la planta de Acetaldehído y la de oxígeno-nitrógeno en La Cangrejera, Ver., así como la planta de recuperación de azufre de 80 toneladas - por día en Salina Cruz, Oax.

Se inició en San Martín Texmelucan la integración del complejo petroquímico, con un costo estimado de 200 millones - de pesos.

5) Tuberías de Conducción

Se terminaron 45 obras, con un costo total de 8 054 - millones de pesos, 37 de ellas para el área de explotación y las 8 restantes para el área de producción industrial. De entre -- ellas, destacan por su importancia: el oleoducto de 24"ØX93 km de longitud de Tres Hermanos a Cd. Madero, Tamps. y de 30"ØX118 km al distrito de Poza Rica, Ver., la ampliación de 5 estaciones de bombeo del oleoducto Poza Rica, el ramal de 36"ØX79 km - de largo de Los Ramones a Santa Rosa en la Zona Sureste; el ramal de 36"ØX135 km de longitud en la estación Los Ramones; el - gasoducto de 16"ØX355 km de longitud y 12"ØX165 km de longitud de Cd. Pemex a Campeche y a Mérida; en la Zona Centro 58 km de la nueva línea de gas México-Salamanca (1a. etapa), con un tubo de 36"Ø; en la Zona Pacífico se terminó el oleoducto de 30"ØX - 272 km de longitud de Nuevo Teapa a Salina Cruz, Oax.

Las obras iniciadas en este grupo durante el presente año, fueron 43, que tendrán un costo aproximado de 18 187 millones de pesos. Las principales son: 8 estaciones de compresión - para el Sistema Troncal Nacional de Gas, el poliducto de 16"ØX 70 km de longitud de Cárdenas a Dos Bocas; el gasoducto de alta presión de 24"ØX285 km de longitud de Escalón a Chihuahua; el - amoniaducto de Cd. Madero a San Fernando, Tamps. de 8"ØX730 km de longitud; el gasoducto de alta presión de 16"ØX375 km de lon

gitud de Chihuahua a Cd. Juárez, Chih.; el gasoducto de 24"ØX 350 km de Salamanca, Gto. a Morelia, Mich.; el gasoducto de 36"ØX207 km de longitud de Salamanca, Gto. a Guadalajara, Jal. y el gasoducto de Cadereyta a Linares, N.L. de 10"ØX110 km de longitud.

6) Plantas de Almacenamiento y Distribución

Con un costo de 1 691 millones de pesos, se terminaron 16 obras, sobresaliendo la planta de almacenamiento y distribución de amoníaco con 2 tanques de 20 000 ton. c/u en Salina Cruz, Oax.; otra de 43,000 barriles en Cd. Mante, Tamps; una más de 146 500 barriles en Celaya, Gto.; una más de 102 mil barriles en Tuxtla Gutiérrez, Chis., y otra de 149 000 barriles en Villahermosa, Tab., así como la ampliación de almacenamiento a 310 000 barriles en la terminal de Veracruz, Ver.

Las 11 obras iniciadas durante 1980, representan una inversión estimada de 2 256 millones de pesos, siendo las más importantes las siguientes: central de almacenamiento y bombeo en Cárdenas, Tab., con 7 tanques de 500 000 barriles y 12 motorbombas de 2 500 HP; la red de distribución de gas natural para uso industrial en Mérida, Yuc., las plantas de recibo, almacenamiento y distribución de destilados en San Juan Ixhuatepec, Edo. de México; Progreso, Yuc., Uruapan, Mich.; Ensenada, B.C. y Sabinas, Coah.

7) Obras Industriales Complementarias

Se concluyeron 24 obras con un costo de 6 047 millones de pesos, destacando en el Distrito de Comalcalco la central de almacenamiento y bombeo de crudo en Cunduacán, Tab. y la boya de carga de buquetanques hasta 240 000 toneladas de peso muerto en Cayo de Arcas en el Golfo de Campeche; en la Zona Norte se terminaron, el sistema de tratamiento de agua, los generadores de vapor y la torre de enfriamiento de Cadereyta; en la Zona Pacífico, en Salina Cruz, Oax., se terminaron los patios de tanques, los servicios auxiliares y el sistema de tratamien

to de efluentes.

Se iniciaron durante el año, 42 obras que estima costarán a su término, 8 027 millones de pesos. Se encuentran entre las principales: Dos Bocas, Tab. con el puerto de abastecimiento para plataformas marinas, los servicios auxiliares para la terminal marítima, las obras de protección ambiental en la terminal y los arreglos y organización general. En el Golfo de Campeche, la boya para carga de crudo a buquetanques hasta de 250 000 toneladas de peso muerto en Cayo de Arcas; y en Salina Cruz, Oax, la monoboya No. 3 para la carta de destilados a barcos hasta de 60 000 toneladas de peso muerto.

8) Obras Generales

Las obras terminadas en este grupo, fueron 2 y su costo ascendió a 84 millones de pesos, una de ellas para la Subdirección de Producción Industrial y la otra para la Subdirección Comercial.

Se iniciaron 28 obras que al terminarse tendrán un costo estimado de 1 302 millones de pesos, entre las que se significaron la plataforma marina de almacenamiento PD-1; los centros de mantenimiento Nos. 6 y 7 del Sistema Troncal de Gas; el camino de acceso al complejo petroquímico y talleres para Petroquímica en San Martín Texmelucan, Pue.; el acondicionamiento de terreno; barda perimetral; servicios comunes y generales; carreteras y vías férreas en el complejo petroquímico Morelos, Ver.

9) Obras de Servicios Administrativos y Sociales

Con un costo de 791 millones de pesos, se terminaron durante el año de 1980 un total de 24 obras, 6 para la Subdirección de Explotación, 2 para la de Exploración, 8 para la de Producción Industrial y 8 para la Administrativa, siendo las principales las correspondientes a la Zona Sureste con la plataforma marina habitacional Akal PH-2, las unidades habitacio-

nales en Cadereyta, N.L. y Villahermosa, Tab.; y las guarderías infantiles en Poza Rica, Ver., y Reynosa, Tam.

Las obras iniciadas en el año de 1980 en este rubro, fueron 42, con un importe estimado a su terminación de 3 671 millones de pesos, dentro de las que destacan en la Zona Sureste, las plataformas habitacionales Akal-PH-1 y Nohoch PH-3; el área de edificios para la gerencia de Petroquímica y la Subdirección de Proyecto y Construcción de obras en Tabasco 1; el área administrativa para la gerencia de Petroquímica en Tula, Hgo., el área de edificios para Proyectos y Construcción en San Martín - Texmelucan, Pue.; el área de servicios administrativos para Proyectos y Construcción en Morelos, Ver.; el edificio para oficinas administrativas en Marina Nacional, Distrito Federal; la remodelación y ampliación del Hospital de Concentración Nacional; el estacionamiento en Laguna de Mayrán, Distrito Federal; y los hospitales auxiliares en Cadereyta, N.L. y Salina Cruz, Oax.

PETROLEOS MEXICANOS
GERENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION

**INSTALACIONES TERMINADAS Y PUESTAS EN OPERACION
REALIZACIONES**

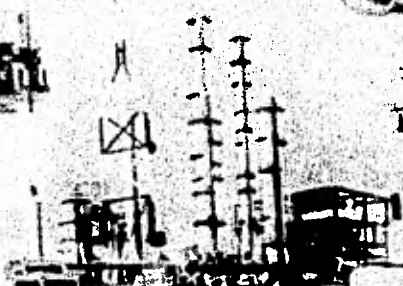
VALOR
89.541 MMS



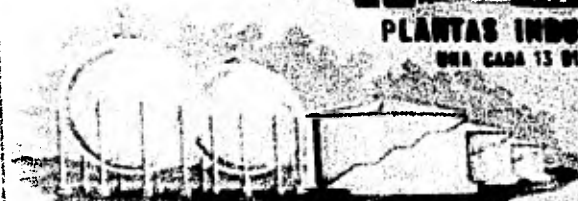
COMPRESORAS
UNA CADA 2.5 DIAS



LINEAS DE CONDUCCION
5.200 METROS DIARIOS



PLANTAS INDUSTRIALES
UNA CADA 13 DIAS



ALMACENAMIENTO
20 500 BARRILES DIARIOS, 1 TANQUE CADA 3 DIAS



CASAS HABITACION
UNA CADA 4 DIAS PARA EMPLEADOS
UNA CADA 12 HORAS PARA TRABAJADORES

ESTADÍSTICA DE OBRAS DE LA GERENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION, 1950.

T A B L A IV.1

ANO	Utilidad neta (Millones de \$)	Inversión (Millones de \$)
1970	97.8	4 604
1971	18.2	2 654
1972	64.1	5 623
1973	162.0	5 444
1974	191.5	7 249
1975	266.4	10 997
1976	302.6	23 912
1977	334.7	34 916
1978	387.3	62 703
1979	330.5	83 472
1980	400.1	121 800

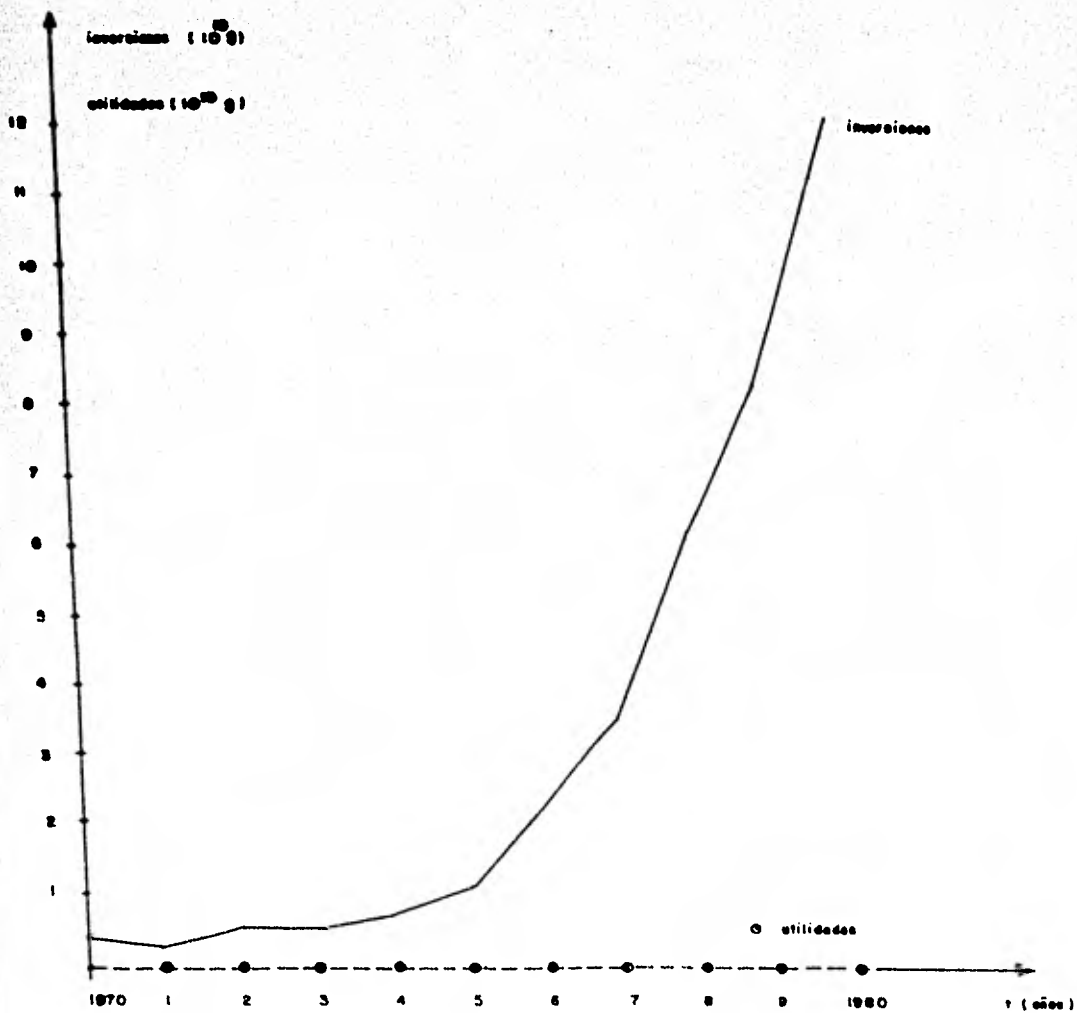


Gráfico IV.1

CAPITULO V

FINANZAS.

El recurso del financiamiento es de vital importancia - para un estado, para una empresa y también para individuos inmersos en actividades productivas.

Las finanzas en la Industria Petrolera vienen a constituir un apoyo para efectuar operaciones de diversa índole que - lleven a la empresa a la consecución última de sus objetivos pre sentes y futuuros.

Se contaba con las formas de Pérdidas y Ganancias de Petróleos Mexicanos de los últimos diez años, donde cabía hacer la observación de que los gastos de administración que en otras empresas constituyen un rubro específico del estado de resulta dos, en el caso de PEMEX se encuentran distribuidos en los ren glones correspondientes a las áreas de venta y distribución y a la operación de campos petrolíferos, refinerías y plantas pe troquímicas. Tal práctica es seguida por dicha entidad bajo - la consideración que se trata de erogaciones inherentes a las actividades finales o resultantes en última instancia, de to - das las demás que efectúa. Se consideró que anexar todos esos documentos contables representaría algún tedio para el lector y por ello fueron suprimidos dejando solo un esqueleto de la for ma utilizada por la Contaduría de Pemex. Si también se hubie - sen anexado los Balances de Petróleos Mexicanos correspondien - tes a la última década se hubiese podido hacer un análisis del estado comparativo de Petróleos Mexicanos, mas este desarrollo laboral no encajaría con el título del presente capítulo y tam - bién fue omitido; anexándose solo una forma de Balance de Petró - leos Mexicanos.

Los elementos que son de manejo común en lo que a finan zas se refiere son entendidos con un ligero estudio de la si--

tuación, no requieren de estudios previos al menos para la comprensión del presente capítulo.

Y a fin de cuentas, ¿opera con pérdidas o ganancias la Industria Petrolera? Léase un párrafo relativo a finanzas de un informe cercano en tiempo, Informe anual del Sr. Director - Ingeniero Jorge Olaz Serrano .

"Durante el período 77-79, los ingresos propios del Organismo ascendieron a 376 millones de pesos, superiores en 67 mil millones al monto originalmente estimado, debido principalmente a los incrementos en el volumen de las ventas internas y en el volumen y valor de la exportación de crudo.

La contribución del Organismo al Fisco Federal ha pasado de 8 mil millones de pesos en 1976 a 47 mil millones en 1979; para 1980, su crecimiento será todavía mayor.

Los ingresos propios de 1979 fueron de 184 mil millones de pesos. Superiores en 275% a los de 1976.

Después de atender los egresos por concepto de operación, mercancías para reventa, pago de intereses y otros, se obtuvo un ahorro corriente, antes del pago de impuestos, por 97 mil millones de pesos, que se destinó al pago de impuestos federales por 47 millones de pesos y, el resto, a financiar el 60% del programa de inversiones.

En los 3 años transcurridos, se han ejercido por concepto de inversión, 152 mil millones de pesos; el financiamiento externo representó, en promedio, el 34% de la inversión realizada en dicho período.

Gracias a las excelentes perspectivas de la industria, este financiamiento se negoció y se obtuvo dentro de las condiciones más favorables de tasas de interés y plazos de amortización, todo esto dentro de los límites de endeudamiento fijados al organismo.

Aunque Petróleos Mexicanos no tiene, como propósito, el de obtener utilidades, puesto que es un organismo público al servicio del país, creo oportuno indicar que operamos con números negros"

Y bien, ¿Cuáles han sido esos números negros en la última década?

Con motivo de contestar el planteamiento anterior se elaboró la siguiente gráfica (véase gráfica V.1). Utilidad neta vs. años, continuando con el propósito de observar tal situación para la década en cuestión.

También se incluyen dos mapas que informan del valor y destino de las exportaciones de Pemex de crudos, productos petrolíferos y petroquímicos por países.

Ahora, la comercialización de hidrocarburos y sus derivados sería motivo de otro capítulo aparte ya que el desglosar el volumen de los diferentes productos petrolíferos y petroquímicos en forma anual con sus respectivos valores monetarios y efectuar esto tanto a nivel nacional como para el comercio exterior sería bastante engorroso; sin embargo, cabe solo suponer una tendencia positiva dadas las características de un sistema como el nuestro. También el aspecto inflacionario obra continuamente.

La política en materia de consumo es satisfacer el mercado interno y exportar excedentes.

La red de Agencias de ventas y distribuidores, estos últimos considerados como puntos de unión entre la empresa y consumidores, hacen accesibles los productos a los usuarios mexicanos.

También es importante el no omitir el indicar que

tanto el comercio como la distribución son los objetivos finales de los procesos que sufre el petróleo y que es lo que da vida al ciclo económico de la empresa.

Puede decirse en base a la gráfica V.1 que existía algún triunfalismo en los discursos del Ing. Olaz Serrano. No se supo a ciencia cierta que cuerdas anduviesen flojas, o pugnas de intereses, el caso fue que hubo un repentino cambio en la Dirección General de la empresa en fecha reciente (Junio 7, 1981).

Una de las sugerencias resultante de revisar el manuscrito indicaba la elaboración de gráficas que ilustraran y facilitaran la comprensión del presente capítulo; por ello, se procedió a elaborar la tabla V.2 que a su vez sirvió de base para la gráfica V.2. En esta gráfica, después de 1980 se muestran en forma discontinua dos curvas numeradas. La curva No.1 indica una extrapolación del volumen del financiamiento, pero si se considera la tendencia de la curvatura se obtendría la curva número 2 que indica una línea paralela al eje de las ordenadas, - ello es una pendiente que tiende al infinito que tal vez en términos económicos tuviera cabida una expresión como "A Pemex no hay dinero que le alcance".

Si bien el financiamiento es un recurso importante también es importante analizar las implicaciones que trae -- consigo. Ritmo y magnitud de endeudamiento de Pemex bien valen una reflexión.

Se incluye un fragmento del capítulo de finanzas de la última Memoria de Labores.

Cierto optimismo y seguridad se trasluce en la empresa, de no obtenerse los resultados previstos es difícil predecir - el desenlace, problemas graves y caóticos tal vez entrasen en - escena.

a) INGRESOS

El organismo captó recursos, incluyendo financiamiento neto, por un total de 495 600 millones de pesos, que representan, en comparación con el año de 1979, un incremento del 91%. La composición del total captado, es la siguiente: 361 600 millones de pesos de recursos propios, que representan el 73% y 134 000 millones de pesos de financiamiento (27%).

De los recursos propios corresponden 95 400 a cobranza por ventas de productos en el país, 227 600 a cobranza por ventas de exportación de crudo y otros productos diversos y 38 600 millones de pesos a otros ingresos y operaciones ajenas.

b) EGRESOS

Los egresos en el ejercicio, ascendieron a 495 300 millones de pesos, estando integrados en la forma siguiente, expresada en millones de pesos: Impuestos Federales 162 400 (33%) Inversiones 121 800 (25%); Intereses derivados de la deuda --- 30 700 (6%); y Operaciones Ajenas 9 300 (2%).

De gran significación, fue la contribución del Organismo al Gobierno Federal en el renglón de impuestos. Durante el ejercicio como ya se indicó, se pagaron 162 400 millones; de éstos, 23 800 correspondieron al entero diario del impuesto único a la institución por ventas nacionales, 132 700 a Impuestos de Exportación y 5 900 a Ajuste Fiscal de 1979.

El importe pagado representa 245% más que el año anterior, como resultado de la modificación en las tasas impositi-

vas, la reducción en los plazos de pago y el incremento en el volumen y valor de las exportaciones.

El ejercicio de los 121 800 millones de pesos de inversiones, fué: 67 100 en obras, 31 500, en perforación de pozos y estudios exploratorios, 20 100, para adquisición de bienes - muebles e inmuebles y 3 100 en conservación y mantenimiento de bienes capitalizables.

Se pagaron 70 500 millones de amortización de créditos contraídos en el período y períodos anteriores, con instituciones de crédito.

Los 100 600 millones de gastos de operación, se desti-naron: 27 000 millones a sueldos y salarios normales y extraor-dinarios; 19 600 a la adquisición de materiales; 18 300 a la -importación de mercancía para reventa; 11 000 a fletes; 20 400 a otros gastos de operación; 2 900 a gastos de conservación y mantenimiento y 1 400 a gastos financieros y contribuciones diversas.

El pago de intereses, fue por 30 700 millones, corres-pondiendo 19 800 a intereses capitalizables y 10 900 a gastos normales de operación, como consecuencia de utilización de créditos revolventes y operaciones de cartera.

Respecto de operaciones ajenas, los 9 300 millones co-rrespondieron a retenciones de impuestos sobre productos del -trabajo y cuotas sindicales, préstamos administrativos a traba-jadores, así como el Programa de Construcción de Casas para -Trabajadores.

c) FINANCIAMIENTOS

Con el objeto de obtener los recursos necesarios para cubrir el programa de inversión para 1980, Petróleos Mexicanos concurrió, con la autorización de la Srta. de Hacienda y Crédi-to Público, a diversos mercados financieros nacionales e internacionales para captar un total de 134 000 millones de pesos.

Habiendo liquidado pasivo en este año por 70 500, el financiamiento neto ascendió a 63 500 millones de pesos.

Como en años anteriores, Petróleos Mexicanos logró mejorar las condiciones cuantitativas y cualitativas de captación en el mercado internacional, de esta forma se ha obtenido una substancial ventaja en las condiciones de crédito aplicadas a nuestro país, tal es el caso de las operaciones de arrendamiento, lo que ha permitido adecuar nuestra estrategia a las condiciones cambiantes de los mercados internacionales.

Por lo que corresponde a créditos externos directos, el monto total fue de 58 765 millones de pesos, integrado por las operaciones de: Bank of America (aceptaciones) por 36 800; Industrial Bank of Japan por 11 500; Morgan Guaranty Trust --- 5 750 (a cuenta de un crédito por 11 500); Swiss Bank (Emisión Pública de Bonos) por 2 875 y Bank Leumi por 1 840 millones de pesos.

El fortalecimiento de la actividad económica del país, ha permitido la utilización de un creciente volumen de ahorros captado por la banca nacional. Las operaciones por este conducto, ascendieron a 30 489 millones de pesos. Destacan entre ellas el Banco de México, D.A. (Fideicomiso "Fondo de Financiamientos Sector Público") por 18 874 millones de pesos; Banco Nacional de México, S.A., por 6 670 millones de pesos y Banco Internacional, S.A., por 2 070 millones de pesos. El resto se realizó con otras instituciones.

Se utilizó crédito de los compradores con recursos provenientes de líneas de exportación por un monto de 3 462 millones de pesos, principalmente del Exim Bank of EUA, y del Protocolo Franco Mexicano, Paris, Francia.

El arrendamiento financiero se ha convertido en una importante fuente para la adquisición de equipo y maquinaria. Entre las diversas ventajas que se obtienen con este tipo de operaciones lo que más destaca es que permite a la empresa adquirir bienes a un precio reducido, financieramente hablando; así

mismo, hace posible mantener la liquidez de la institución al no utilizar recursos para la compra de equipos. Adicionalmente, deja libres las líneas de crédito con que se cuenta para cubrir otro tipo de necesidades.

Durante el año de 1980, se llevaron a cabo diversas -operaciones de arrendamiento financiero, entre las que destacan las concernientes a 2 buquetanques por 76 millones de dólares, y 6 helicópteros Puma por 24 millones de dólares.

d) CARTERA DE CLIENTES

La cartera total del organismo al 31 de diciembre de 1980, fué de 21 800 millones de pesos, de los cuales 8 200 millones corresponden a clientes en el extranjero y el resto a clientes en el país.

e) CONTRALORIA

Tomando en consideración los logros alcanzados por el Organismo, la Dirección General, a través de la Contraloría ha efectuado diversas acciones para actualizar los sistemas de control y adecuarlos al grado de desarrollo que han alcanzado las áreas productivas. Entre las principales actividades realizadas por la Contraloría en 1980, pueden mencionarse las siguientes:

1. Iniciación de la reorganización de la propia Contraloría en sus diversas áreas tendientes a desconcentrar sus funciones a las ramas y zonas, con el objeto de corresponsabilizarlas con el registro oportuno de las operaciones contables y del ejercicio presupuestal que efectúan, fiscalización de sus activos, emisión de información y evaluación de su control interno.

2. Se mejoró el sistema de información financiera de 1980 y se coadyuvó en la elaboración del ante-proyecto de presupuesto para 1981, dándose cumplimiento a los plazos fijados por las diversas dependencias.

3. Por lo que a Auditoría General se refiere, se efectuaron las revisiones de acuerdo a programas establecidos, dando énfasis al análisis de las desviaciones de los procedimientos de control interno de la Institución.

4. Al mismo tiempo, la Contraloría elaboró programas a corto plazo que se encuentran en pleno desarrollo con objeto de:

- a) Emitir con oportunidad la información financiera y contable y mejorar la calidad de la misma.
- b) Lograr que se consolide el proceso de programación /presupuestación, con objeto de optimizar su utilización, como herramienta de control de las operaciones.
- c) Mejorar y ampliar los alcances de la Auditoría Interna, tanto en los aspectos financieros, como operacionales.
- d) Capacitar al personal del dren, en coordinación -- con la Gerencia de Personal y el Instituto Mexicano del Petróleo.
- f) Empresas Filiales y Subsidiarias
 1. Tetraetilo de México, S.A.
 2. Cia. Mexicana de Exploraciones, S.A.
 3. Hules Mexicanos, S.A.
 4. Distribuidora de Gas de Querétaro, S.A.
 5. Distribuidora de Gas Natural del Edo. de México, S.A.
 6. Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A.
 7. Refinería de petróleo del Norte, S.A.

FORMA DE PERDIDAS Y GANANCIAS DE PETROLEOS MEXICANOS

C O N C E P T O S

VENTAS TOTALES

En el país

Exportaciones

Menos:

COSTO DE LO VENDIDO

Inventario inicial

Compra de Petróleo Crudo y Refinados

Operación de Campos Petroleros

Operación de Refinerías

Operación de Plantas Petroquímicas

Compra de Artículos para Reventa y Mezcla

Menos:

Productos Usados en Operaciones

Inventario Final

UTILIDAD BRUTA

Menos:

GASTOS DE DISTRIBUCION

Gastos por Ventas Interiores

Gastos por Exportaciones

COSTO FINANCIERO

UTILIDAD DE OPERACION

Menos:

OTROS (GASTOS) Y PRODUCTOS

UTILIDAD NETA

FORMA DE BALANCE DE PETROLEOS MEXICANOS.

C O N C E P T O S

ACTIVO TOTAL

ACTIVO CIRCULANTE:

Caja, Bancos y Tesorería de la Federación
Clientes
Deudores Diversos
Inventarios
Otros Activos Circulantes^{a/}
Menos: Castigo por Cuentas Incobrables

INVERSIONES Y VALORES

ACTIVO FIJO

Inmuebles, Pozos, Plantas y Equipo
Menos: Reservas para Depreciación y Amortización
Obras en Construcción
Revaluación de Activos Fijos

PASIVO Y PATRIMONIO

PASIVO TOTAL

Pasivo a Corto Plazo

Documentos por Pagar
Proveedores
Impuesto Federal por Pagar
Cuentas por Pagar y Acreedores Diversos
Otros Pasivos a Corto Plazo ^{b/}

Pasivo a Largo Plazo

Documentos por Pagar
Bonos y Obligaciones en Circulación

Provisiones

Reserva para Indemnizaciones y Jubilaciones^{c/}
Provisiones para Créditos Diversos

PATRIMONIO

Aportaciones del Gobierno Federal
Reserva para Exploración y Declinación de Campos
Reserva para Reposición de Equipo e Instalaciones
Reserva para Autoseguro de Incendio Planta Fija
Reserva para Autoseguro de La Flota Marina
Superávit por Revaluación
Resultado de Ejercicios Anteriores - Resultado del Ejercicio

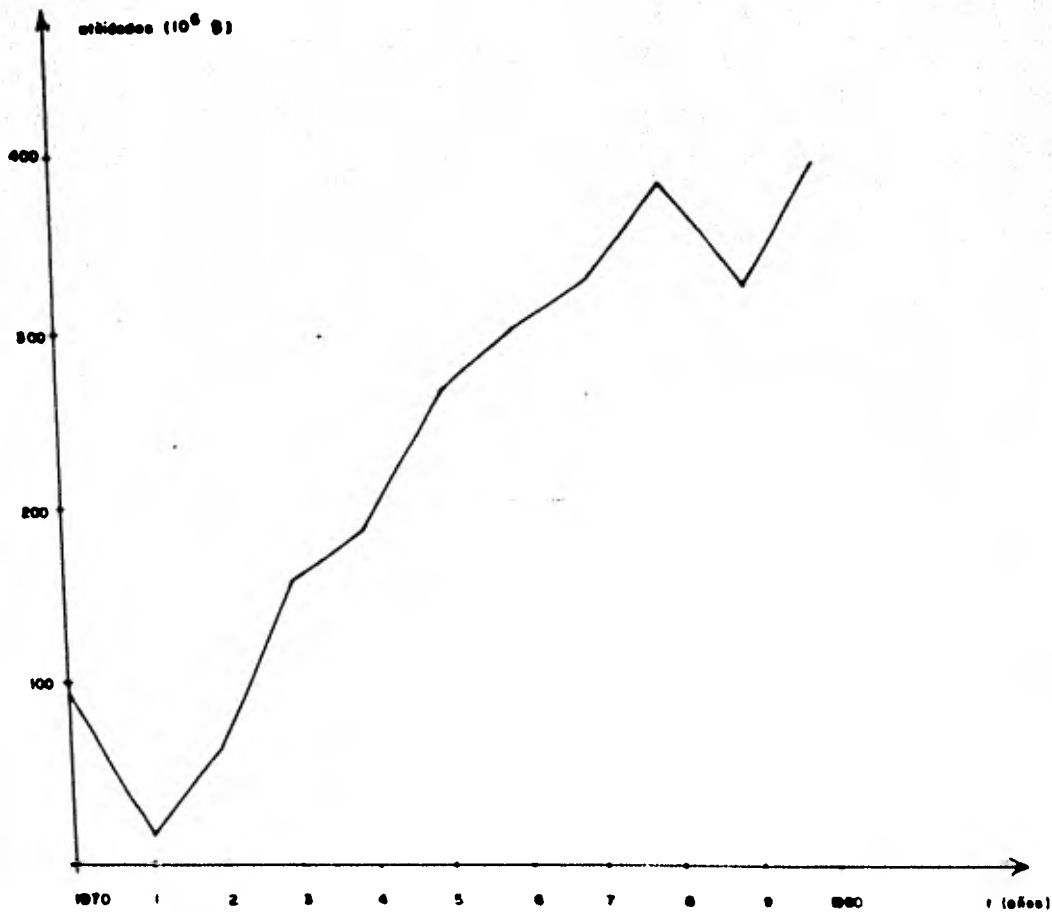
T A B L A V. 1

ANO	UTILIDAD NETA (10 ⁶ \$)
1970	97.8
1971	18.2
1972	64.1
1973	162.0
1974	191.5
1975	266.4
1976	302.6
1977	334.7
1978	387.3
1979	330.5
1980	400.10

T A B L A V.2

ANO	FINANCIAMIENTO NETO* MILL. DE PESOS
1970	5 683
1971	8 485
1972	6 416
1973	10 458
1974	4 179
1975	16 059
1976	21 254
1977	27 635
1978	51 306
1979	74 654
1980	134 000

- * El financiamiento neto es la suma del financiamiento concertado con el país y con el extranjero



Grafica V 1

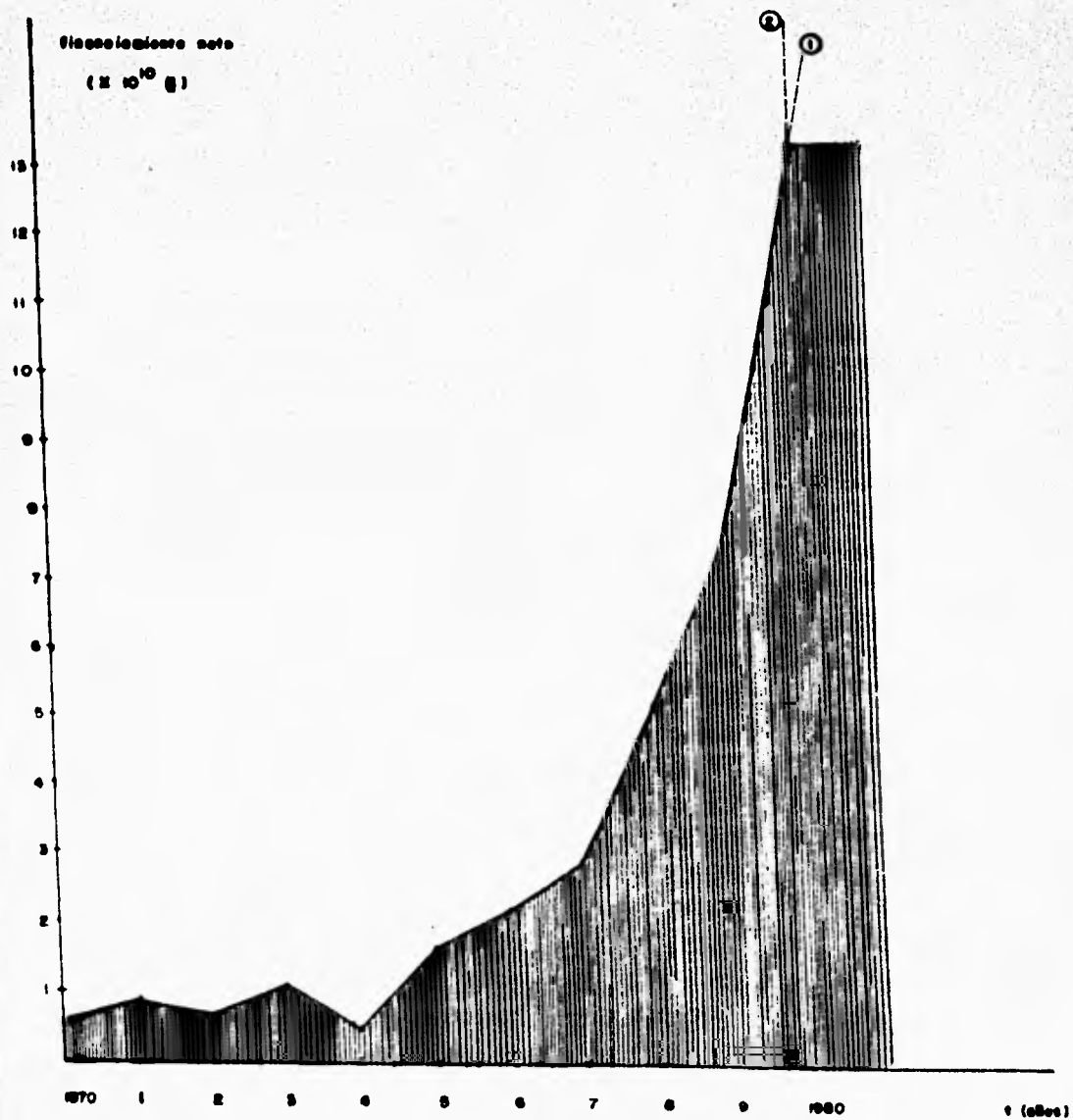
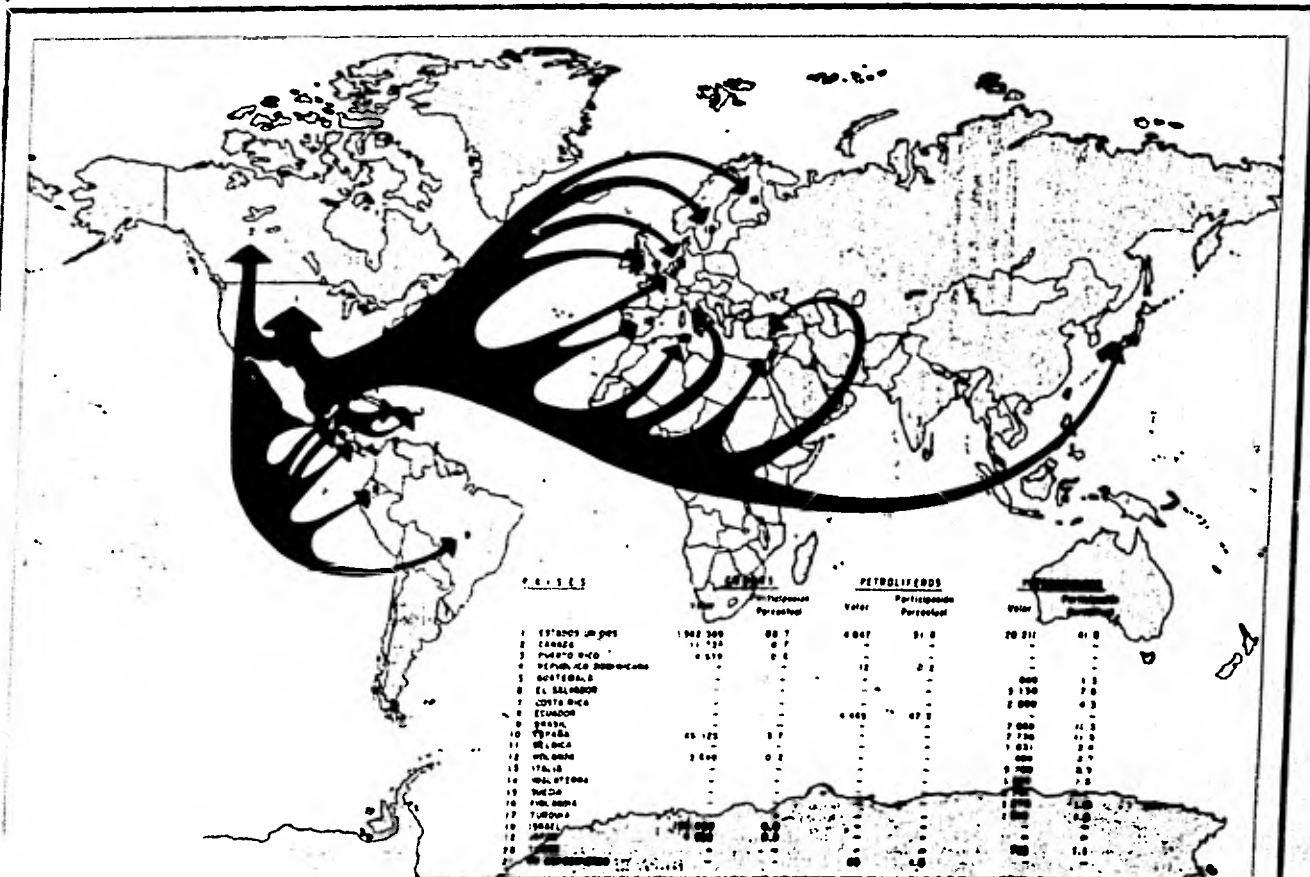


Grafico V.2

MAPA V.1

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PEMEX DE CRUDOS, PRODUCTOS PETROLIFEROS
Y PETROQUIMICOS SEGUN PAIS DE DESTINO. 1979

(Miles de Dólares)



C O N C L U S I O N E S

1a. La aportación de la Industria Petrolera al Producto Interno Bruto (PIB) es del orden del 5%, pudiéndose erradicar la idea que el Petróleo actuará como salvavidas de la nación.

2a. La contribución tributaria de la Industria Petrolera a la federación se considera valiosa; los ingresos de la federación en 1980 provienen en un 26% de la Industria Petrolera, por ello debe reconocerse que el petróleo ha dado cierto impulso a la economía mexicana.

3a. La acelerada actividad de la Industria Petrolera contribuye al proceso de acumulación de capital de empresas nacionales y extranjeras, sea que éstas consuman en volúmenes considerables los derivados del petróleo o sea que proporcionen insumos a la empresa petrolera.

4a. La participación de Petróleos Mexicanos en la deuda pública se estimaba en fecha reciente en un 22%, por ello el ritmo y la magnitud del endeudamiento de la empresa es una situación a considerarse.

5a. La intensificación de actividades relacionadas con la explotación del petróleo durante la última década, culminó felizmente en el incremento de reservas y en el logro de una producción diaria que coloca a México como sexto país en reservas y en quinto lugar como país productor.

6a. Dada la importancia cada vez más preponderante de los hidrocarburos en el mundo económico actual, México ha logrado algún prestigio en el plano internacional.

7a. Dado que México presume un régimen con libertad de expresión, no es raro que se encuentren pensamientos tendientes claramente a desacreditar los logros de la Industria Petrolera, así como su participación en la economía nacional; sin embargo, reconociendo algunas alti-bajas la Industria continúa en

su afán de alcanzar el desarrollo económico y progreso de la -
empresa y del país.

8a. Deben reforzarse algunos renglones como la capa-
citación del personal técnico y administrativo en aras de la -
obtención de un incremento de productividad y eficiencia que -
redundaría en dividendos mayores con prospección de utilidad -
pública.

9a. Deben revisarse los mecanismos pertinentes para
crear conciencia y responsabilidad con una franca orientación
positiva.

B I B L I O G R A F I A

La Industria del Petróleo en México. (Srta. de Programación y Presupuesto, Coordinación General de los Servicios Nacionales de Estadística, Geografía e Informática, Petróleos Mexicanos 1. Edición 1979.

Memorias de Labores. 1970-1980. Petróleos Mexicanos

Anuarios Estadísticos.

Petróleos Mexicanos

X Censo General de Población en México. (1980). Resumen. Srta. de Industria y Comercio.

Recaudación por concepto de la Ley de Ingresos 1979. Srta. de Hacienda y Crédito Público, Dirección General de Planeación Hacendaria.

Producto Interno Bruto y Gasto. Banco de México, S.A.

Apuntes de clase.