

Lej. 36



*Universidad Nacional Autónoma  
de México*

---

*Facultad de Ingeniería*

**CASOS HISTORICOS DE INYECCION DE  
AGUA EN CAMPOS MARINOS.**

**T E S I S**

*Que para obtener el Título de  
INGENIERO PETROLERO*

*presenta*

*Manuel Serrano Saldaña*

*México, D. F.*

*1987*



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 está 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.

## CONTENIDO

	PAGINA
I. INTRODUCCION .....	2
II. IMPORTANCIA DE LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS MARINOS .....	10
III. IMPORTANCIA DE LA INYECCION DE AGUA EN LA RECUPERA- CION FINAL DE HIDROCARBUROS .....	29
IV. CASOS HISTORICOS DE LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS .....	55
IV.1 Mar del Norte, Campo Forties, Inglaterra .....	58
IV.2 Medio Oriente, Campo Zakum, Abu Dhabi .....	66
IV.3 Africa, Campo Merem, Nigeria .....	72
IV.4 Estados Unidos, Campo Bay Marchand .....	81
IV.5 Sureste de Asia/Lejano Oriente, Campo Tapis, Malasia .....	87
V. INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS EN MEXICO .....	96
VI. CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA LLEVAR A CABO UN ANALISIS ECONOMICO DE LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS .....	106
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	115
BIBLIOGRAFIA	

## I. INTRODUCCION

Un gran desafío que le plantea el futuro próximo al hombre es el encontrar fuentes de energía que vengán a suplir eficientemente, en su momento, a las fuentes de energía convencionales, para cubrir así las necesidades cada vez mayores de nuestra sociedad.

Cabe hacer notar el papel importantísimo que juega la energía en nuestra vida cotidiana, pues es la que impulsa nuestros sistemas de transporte, nos da calor, luz y fuerza mecánica para usos diversos como son: industriales, comerciales, domésticos, etc.

Entre las principales fuentes de energía conocidas están: el petróleo, gas natural, carbón mineral, energía nuclear, energía solar, el viento, la biomasa, las mareas y la geotermia. De estas las tres primeras son las que cubren las mayores necesidades de suministro a nivel mundial, siendo las demás hasta ahora, alternativas que están superando la etapa experimental todavía y aunque su contribución es mínima, tienen un gran potencial futuro por desarrollar.

El petróleo, como fuente de energía tuvo su auge en el mercado mundial de energéticos durante el período 1960-1973<sup>1</sup>, después éste se dirigió hacia el carbón mineral y fuentes de energía distintas, encontrando entre ellas algunas muy competitivas. Debido a esto se estima que la participación del petróleo, en el suministro mundial, disminuirá del 50% actual hasta algo más - del 40% para el año 2000,

En lo que corresponde al gas natural, se estima un incremento en su consumo a nivel mundial, incremento que sin embargo no se sostendrá mucho y empezará a disminuir durante la década de los 90's a consecuencia del aumento en la eficiencia industrial y la competencia en precios con el petróleo y el carbón.

La participación principal del carbón, es en la generación de poder eléctrico. El incremento en su consumo está determinado por el ritmo de crecimiento en la demanda de energía eléctrica. Se estima que continuará gozando de una ventaja considerable en precio sobre el gas natural y el petróleo, principalmente como combustible de calderas. Se predice también que permanecerá en un nivel competitivo con la energía nuclear. Por otra parte, la demanda de energía eléctrica podría moderarse en los años posteriores a 1990, con lo que el consumo de carbón tenderá a disminuir.

La energía nuclear, a pesar de su enorme potencialidad, no tiene un camino fácil, enfrenta graves obstrucciones tales como costos incontrolables en la construcción de plantas, mala operación de los reactores y tal vez el más grande de ellos, que es el ajuste a normas concernientes a la protección del medio ambiente, a la seguridad y la salud.

Actualmente la energía nuclear contribuye con el 5% del suministro mundial de energía y se estima que para el año 2000 su participación aumentará hasta el 8%.

Los mayores avances en el perfeccionamiento de la tecnología concerniente a la energía nuclear se llevan a cabo en países que no cuentan con com-

bustibles nativos, como Francia y Japón.

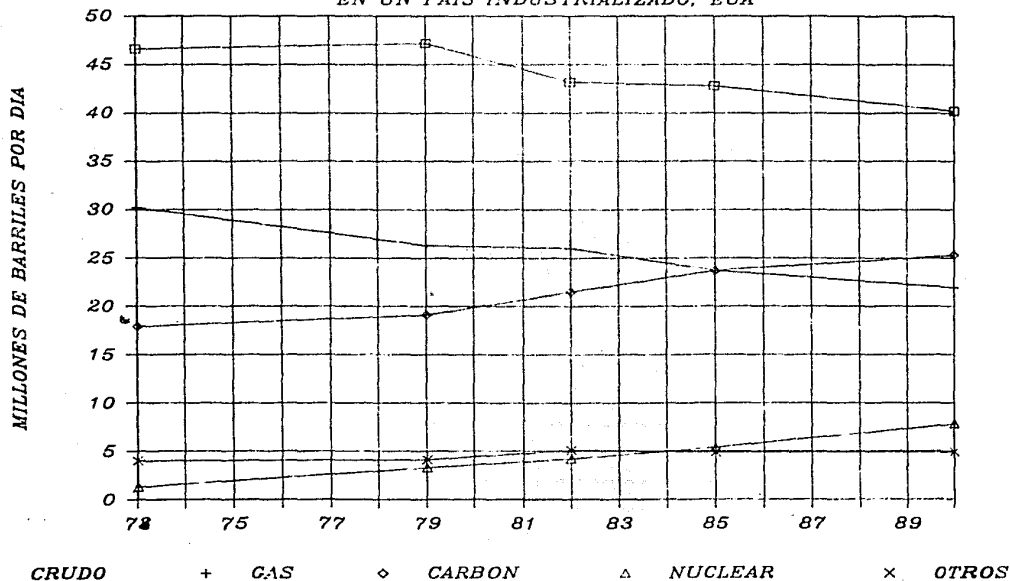
Con respecto al resto de fuentes alternas de energía, hidrodinámica, solar, viento, geotérmica y biomasa, juntas todas ellas en 1984 participaron con un equivalente a 2.9 millones de bpd de petróleo, de estos correspondió 1.3 millones a la biomasa y 1.6 millones a la hidrodinámica. La parte del subsidio mundial de energéticos que corresponde a estas fuentes alternativas fue de 7.5% en 1984 y aunque probablemente no crecerá mucho, se estima que para 1990 alcanzará el 7.8% y para el año 2000 llegará al 8.7%. Para finales del presente siglo, se predice que la biomasa contribuirá con un equivalente de 1.8 millones de bpd de petróleo, la hidrodinámica no variará significativamente y la combinación de geotermia, solar y viento aportará un equivalente a 300 000 bpd de petróleo.

En términos generales, puede decirse que las fuentes alternas de energía no son aún competitivas con las convencionales. Así pues, a pesar de la tendencia a alejarse del petróleo y de los enormes esfuerzos de los países industrializados por reducir al mínimo su consumo, hay razones para suponer que seguiremos dependiendo fuertemente en los hidrocarburos al menos durante el resto del presente siglo. (Figura 1).

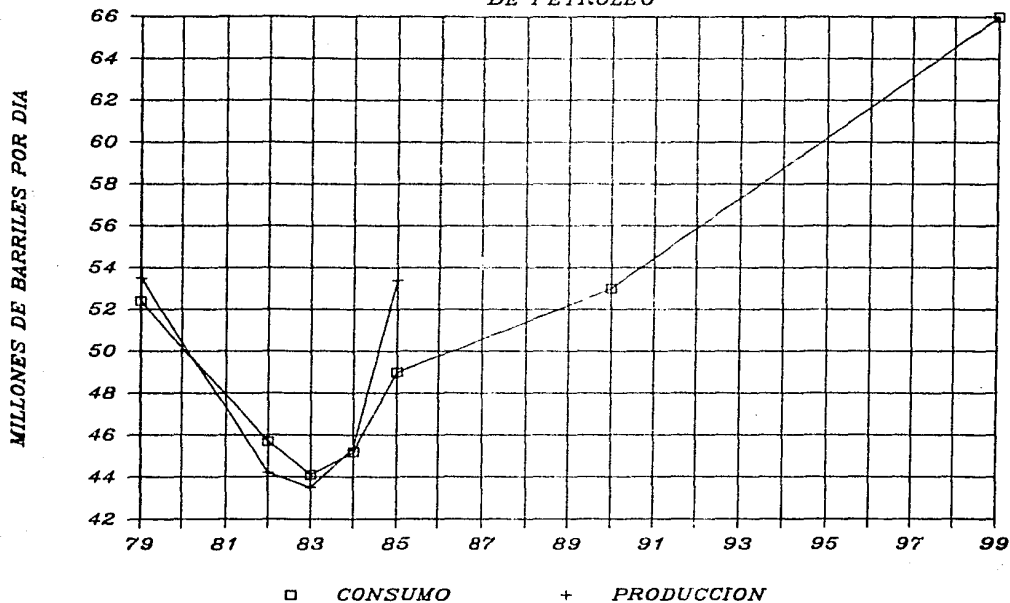
El consumo mundial de petróleo en 1983 fue de 44 millones de bpd, se estima que para 1990 será de 48 millones de bpd y para el año 2000 estará en el rango de 50 a 54 millones de bpd. (Figura 2).

En lo que se refiere a suministro de petróleo, se estima que la producción máxima de los países productores se alcanzará en lo que resta del siglo.

**FIG.1 DEMANDA DE ENERGIA ESTIMADA**  
**EN UN PAIS INDUSTRIALIZADO; EUA**



*FIG.2 SUMINISTRO-DEMANDA MUNDIAL  
DE PETROLEO*



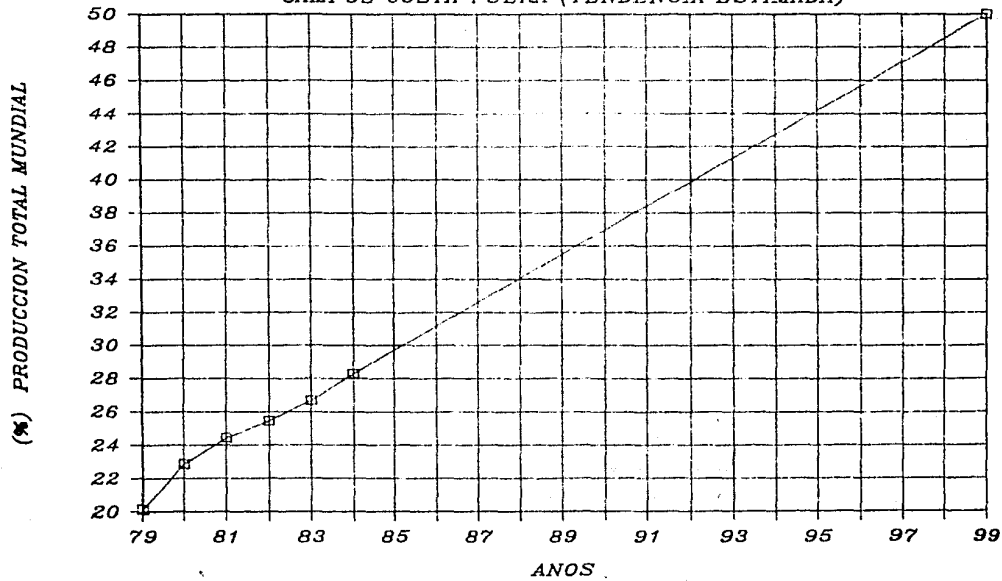


Así pues si dependemos aún en buena parte del petróleo como fuente de energía, es importante asegurar su suministro, por lo que cobra especial interés tanto el descubrimiento de nuevas reservas, como la optimización de las técnicas de explotación de los yacimientos. Sobre estos aspectos se ha estado trabajando y buscando las estructuras geológicas que constituyen las trampas para el petróleo, se ha avanzado más allá de las costas continentales, hacia más abierto encontrándose cuantiosas reservas que van incrementándose en importancia, a la vez que disminuyen los descubrimientos exitosos de yacimientos de hidrocarburos en tierra firme.

En 1979 la producción de campos marinos fué de 12.5 millones de bpd, esto es el 20% de la producción total mundial. Para 1984 esta contribución alcanzó el 28% que es un incremento del 8% durante el período citado. Se ha llegado a estimar que para finales del presente siglo, siguiendo la tendencia actual, la participación de los campos marinos alcanzará el 50% de la producción total mundial. (Figura 3). Se cree que el mayor potencial para campos petroleros marinos se debe alcanzar en aguas profundas, más allá de los 200 m.

Sobre el mismo aspecto, de aumentar las reservas recuperables de hidrocarburos, se efectúa un intenso trabajo sobre el perfeccionamiento y desarrollo de métodos de recuperación secundaria y recuperación terciaria o mejorada. Puede decirse que ha quedado atrás el explotar un yacimiento únicamente permitiendo la disipación de su energía natural ya sea por: expansión del sistema roca-fluidos, liberación del gas disuelto, expansión del casquete de gas, empuje hidráulico y separación gravitacional. Esto es, se ha comprobado que mediante la adición de energía al yacimiento, en cualquiera de sus formas calorífica o mecánica, ya sea al inicio de su etapa de producción primaria, du

FIG.3 PRODUCCION DE CRUDO EN CAMPOS COSTA FUERA (TENDENCIA ESTIMADA)



rante o al final, se obtiene una recuperación final de hidrocarburos mas alta.

La inyección de agua a pesar de ser el método pionero de la recuperación secundaria, tiene hoy en día una aplicación muy difundida, debido a que representa una alternativa confiable y económica para casi cualquier yacimiento. Una desventaja que presenta esta técnica, es el significativo volumen de aceite residual, del orden del 40-50%, volumen que constituye el objetivo central de las técnicas de recuperación mejorada.

En el presente escrito, se pretende hacer una recopilación de experiencias ganadas en la aplicación de proyectos de recuperación secundaria, por inyección de agua, en campos petroleros marinos en diversas partes del mundo, con el propósito de aprovechar las experiencias de otros países que han aplicado este tipo de recuperación secundaria.

Como es sabido, México es un país con importante producción proveniente de zonas marinas, principalmente del Golfo de Campeche, según estimaciones, esta producción puede alcanzar 2.8 millones de bpd para 1993, sin duda alguna para alcanzar estos niveles de producción, se deberá aplicar a los yacimientos, previos estudios técnico-económicos, algún tipo de energía, que estará condicionada por factores como: aplicabilidad técnica, disponibilidad del fluido desplazante, economía, etc. Siendo el agua de mar un elemento natural y muy abundante en campos petroleros marinos, son lógicos los esfuerzos tendientes a usarla como fluido de inyección en proyectos de recuperación secundaria, siempre que se muestre que presenta ventajas comparativas sobre otras alternativas.

## II. IMPORTANCIA DE LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS MARINOS.

La producción de hidrocarburos proveniente de campos marinos ha venido ocupando, en años recientes, un lugar de creciente importancia a nivel mundial. En 1979 aportó el 20.15% de la producción total mundial, para 1984 alcanzó el 28% y se espera que para los próximos años, siguiendo esta tendencia, continúe en aumento este porcentaje participativo. Según expertos en energía, para finales del presente siglo, es probable que el 50% de la producción mundial corresponda a campos costa fuera. Esta predicción se deriva del descubrimiento de cuantiosas reservas localizadas en zonas marinas, distribuidas más o menos en todo el globo terrestre.

Para la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), sus reservas en zonas marinas representan el 30% del total de sus reservas. Para los países fuera de ésta organización sus reservas en mar son del orden del 60% , de las cuales más de la mitad se encuentran en Latinoamérica, de esta área, México cuenta con una reserva aproximada de 30 mil millones de barriles. Otros países que cuentan con reservas significativas son Brasil, Colombia y Perú.

Europa posee aproximadamente el 22% de las reservas mundiales principalmente en los enormes campos de Mar del Norte (equivalentes a 18.7 miles de millones de barriles), de estas el 95% se estima que se encuentran en Reino Unido y Noruega.

Fuera de estas regiones, en aguas de Africa y el Lejano Oriente se

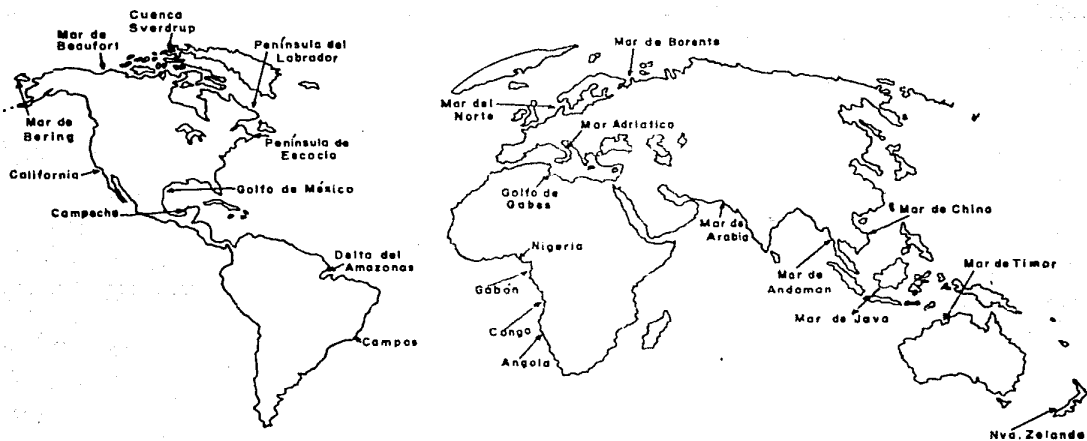


FIG. 4 LOCALIZACION DE LAS PRINCIPALES AREAS DE ACTIVIDAD EN CAMPOS COSTAFUERA

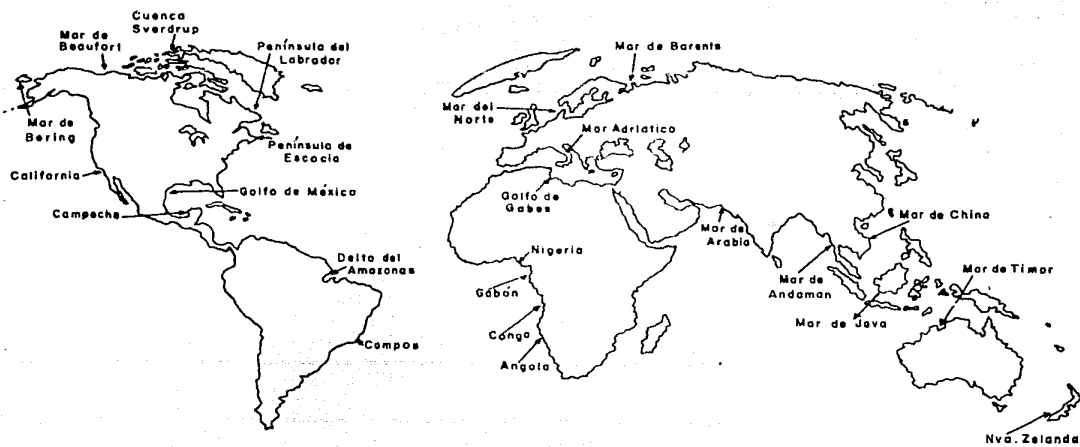


FIG.4 LOCALIZACION DE LAS PRINCIPALES AREAS DE ACTIVIDAD EN CAMPOS COSTAFUERA

encuentran las únicas reservas apreciables. Juntas estas dos regiones alcanzan una reserva de casi 15 mil millones de barriles.

Por otra parte, como consecuencia de un énfasis creciente en la actividad en zonas marinas, se espera un incremento en la perforación de todo tipo de pozos. En 1978 de cuatro pozos perforados, uno correspondía a campos localizados en el mar, para 1983 se espera que esta relación se incremente a 3 a 1, esto como respuesta a una intensa actividad en zonas marinas de Brasil, Mar del Norte, Egipto, Angola, Malasia, Tailandia y China.

Para propósitos estadísticos, se han agrupado a los países productores de petróleo, tomando en cuenta su situación geográfica, en distintas áreas que son: Medio Oriente, Latinoamérica y Caribe, Mar del Norte, Norteamérica, Sureste de Asia-Lejano Oriente, Oeste de África, Unión Soviética y el Mediterráneo, (Figura 4). A continuación se darán algunas de sus características más importantes.

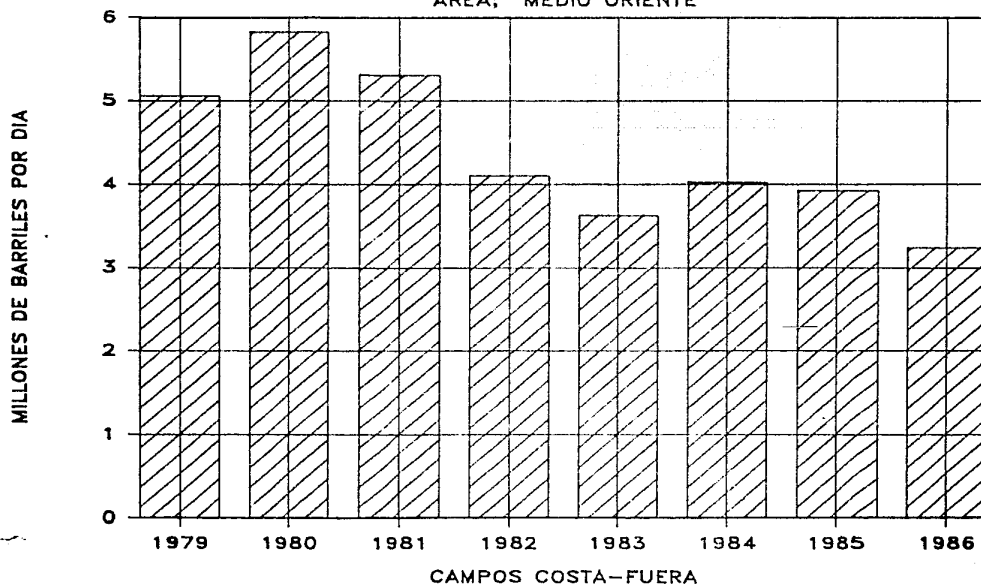
#### Medio Oriente :

Es el primer productor en zonas marinas. Su producción alcanzó un nivel máximo en 1980 con un promedio de 5.8 millones de barriles por día (Figura 5). Arabia Saudita, el primer productor de esta área, tuvo que posponer sus planes para expandir su capacidad de producción en los campos Safaniya (300 000 bpd adicionales), Marjan (400 000 bpd adicionales) y Zuluf (300 000 bpd adicionales) de crudo ligero y medio, esto como consecuencia de la política de reducción de los ritmos de producción fijados por la OPEP.

La exploración en zonas marinas de Egipto continúa en ascenso como

FIG.5 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA; MEDIO ORIENTE





resultado de su política gubernamental, que pretende alcanzar una producción de 1 000 000 de bpd, más del 90% de la producción proviene del Golfo de Suez, donde se desarrolla la mayor actividad. Entre sus campos petroleros marinos destacan: Shoab Alf y Belayim.

La producción de crudo en campos costa fuera de Abu-Dhabi disminuyó de 1.3 millones de bpd en 1980 hasta 0.34 millones de bpd en 1984. A pesar de que se tenían planeados proyectos para aumentar su capacidad de producción, hasta 1.5 millones bpd, los niveles productivos fueron reducidos drásticamente. El mayor recorte afectó a Zakum inferior, que redujo su producción de 210 000 bpd hasta 50 000 bpd.

Por parte de Qatar, se estima que tiene una reserva limitada, que a un ritmo de producción de 200 000 bpd se agotaría en 29 años, sin embargo cuenta con el enorme domo de gas North Dome con reservas estimadas de 300 billones de pies cúbicos de gas.

#### Latinoamérica - Caribe :

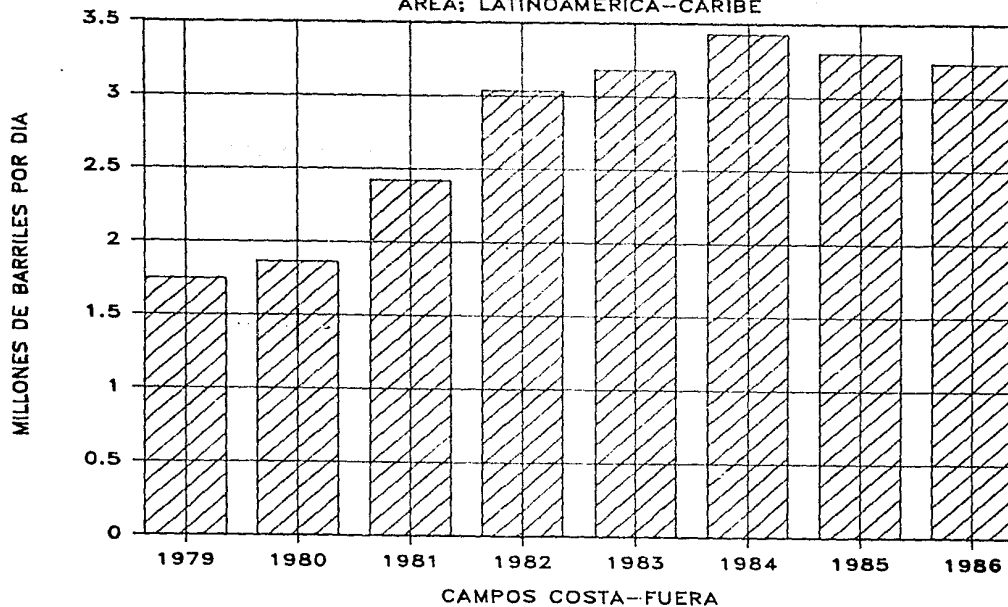
América Latina, es el segundo lugar en productores de petróleo en zonas marinas (Figura 6).

México está a la cabeza, en esta área, con una producción de 1.79 millones de bpd seguido por Venezuela con 1.1 millones de bpd, Brasil ha tenido un rápido ascenso desde 73 000 bpd en 1979, hasta 313 000 bpd en 1984.

Con el descubrimiento de reservas profundas en tierra a principios de 1970, aunado a los descubrimientos en el Golfo de Campeche a mediados de

FIG.6 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA: LATINOAMERICA-CARIBE



Los 70's México llegó a aportar aproximadamente el 40% de la producción de crudo, proveniente de países fuera de la OPEP.

En Brasil se espera alcanzar una producción promedio de 1 millón de bpd para 1990. Esto como un intento por alcanzar la autosuficiencia en lo que respecta a energéticos.

Argentina, Chile y Colombia, esperan aumentar su producción mientras que Bolivia, Guatemala, Perú y Trinidad Tobago entra en ligera declinación.

La producción de esta área, excluyendo a Venezuela, probablemente se incrementará hasta 5.6 millones de bpd para 1993, esto es aproximadamente el 61% del total mundial proveniente de campos costa fuera.

#### Mar del Norte:

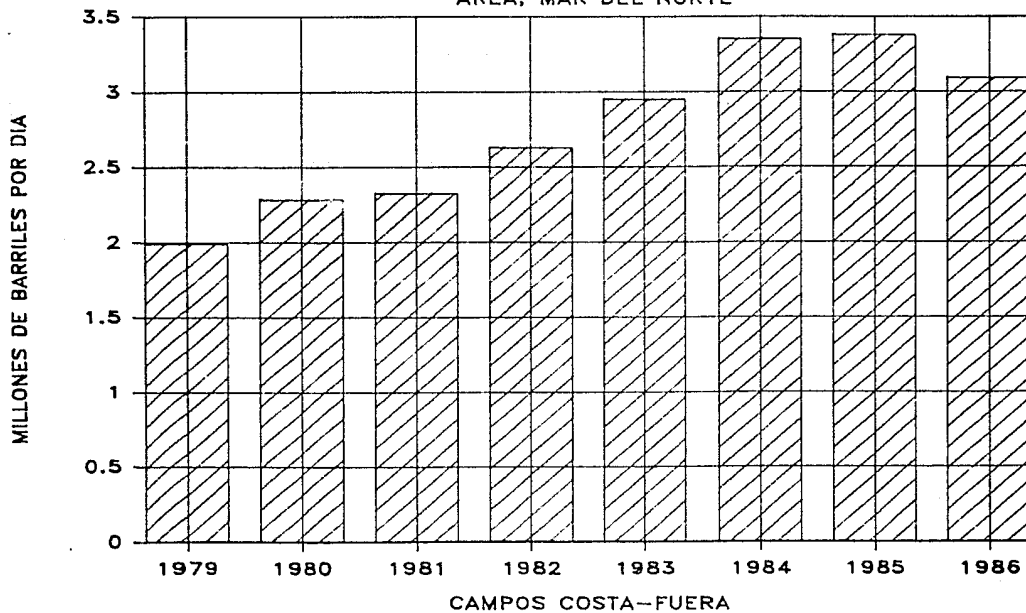
Es la siguiente zona con mayor producción de crudo, proveniente de campos costa fuera (Figura 7).

El país con mayor producción, en esta área, es Inglaterra, le siguen en orden decreciente; Noruega, Dinamarca y los Países Bajos.

Los campos petrolíferos marinos con mayor producción, en el sector británico son: Forties, Brent, Ninian, Pipers, Fulmar y Thistle.

De Noruega, casi la mitad de su producción proviene de los campos - Statfjord, Ekofisk y Eldfisk.

FIG.7 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO  
AREA; MAR DEL NORTE



Dinamarca contribuye principalmente con su producción proveniente del campo Gorm.

Al igual que en muchas regiones, hay campos gigantes que producen la mayor parte del crudo, en esta área, más de uno de tres barriles producidos, provienen de seis campos, que son; Statfjord, Ekofisk, Forties, Ninian, Brent y Piper. Juntos todos ellos, suman una reserva de más de 8.5 miles de millones de barriles.

Nuevos descubrimientos tienen lugar en aguas británicas la mayoría de ellos con reservas que van de 50 a 200 millones de barriles.

En aguas Noruegas, existen varios campos gigantes que entraron en operación durante la década de los 80's, entre ellos están; Oseberg con reservas de 900 millones de bbl y Gullfaks con reservas de 2.5 miles de millones de bbl.

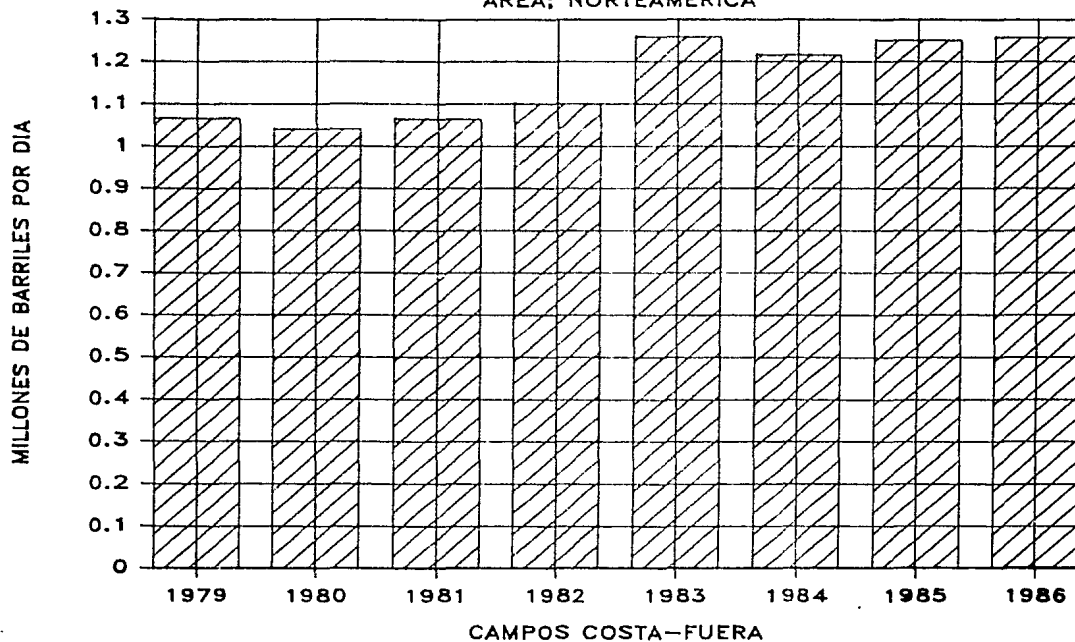
Comentarios de varios expertos analistas indican que el sector británico del Mar del Norte alcanzará su máxima producción a mediados de los 80's, mientras que Noruega la alcanzará para principios de la siguiente década - (90's). Sin embargo, esta no será suficiente para frenar la declinación de la producción de crudo en esta zona.

#### Estados Unidos, Norteamericanos

Sin duda alguna, el Golfo de México, domina el plano de campos costafuera en Norteamérica. Ha producido 6 mil millones de barriles y se estima que tiene reservas probadas de 3 mil millones de barriles, (hasta 1985) si a esto

FIG.8 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA; NORTEAMERICA



se suman las reservas probables de 6.6 mil millones de barriles y 72 billones de pies cúbicos de gas, además de condiciones favorables como proximidad del mercado y regiones accesibles, el diagnóstico es que Norteamérica continuará siendo un importante productor de crudo en campos marinos. (Figura 8).

Tradicionalmente la región del Golfo cuenta con casi la mitad de los pozos perforados costa-fuera cada año. En esta región, la mayoría de los campos son producidos a gastos relativamente altos, asegurando una razonable tasa de retorno sobre la inversión. Su promedio de vida activa es del orden de cinco años.

A pesar del futuro tan promisorio, se espera una declinación en la producción de crudo, en los próximos años, principalmente como consecuencia del agotamiento de los campos descubiertos en los 70's.

En lo que concierne a la exploración, se estima que para 1990 estén listos para operar sistemas para aguas profundas (más de 1000 m), con lo que se espera hacer descubrimientos que cubran la demanda futura y retarden la declinación de la producción de crudo en esta área.

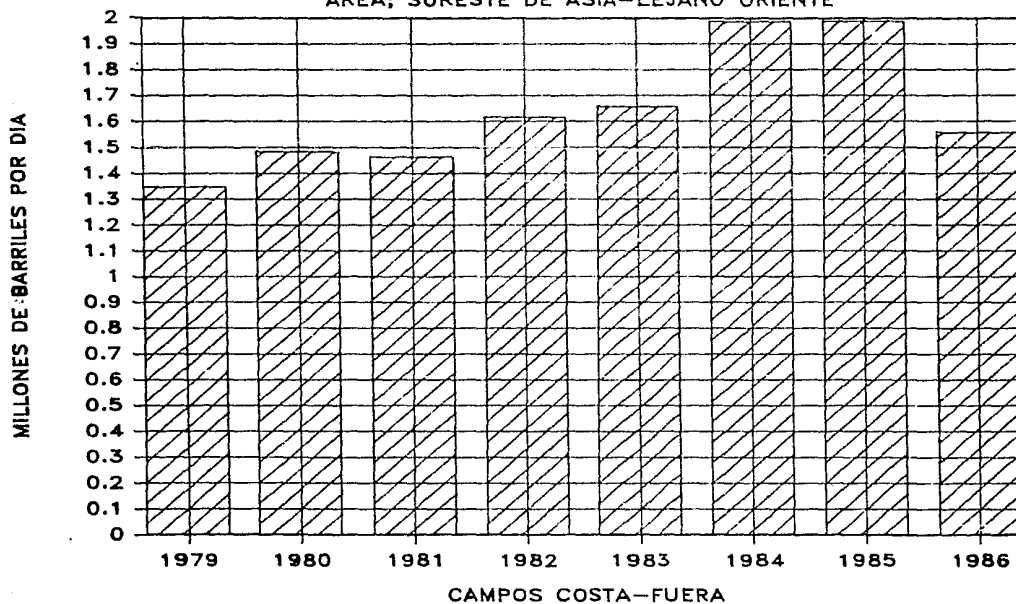
#### Sureste de Asia-Lejano Oriente

La producción de crudo en esta área no ha experimentado incrementos sustanciales, durante el período 1979-1984. (Figura 9).

Ningún país de esta área posee grandes reservas, sin embargo si se considera favorable el potencial geológico y se combina con incentivos econó-

# FIG.9 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA; SURESTE DE ASIA-LEJANO ORIENTE





micos en los países claves, puede resultar un incremento continuo en la producción.

Los mayores incrementos en la producción de crudo, se estima que provendrán de los tres países que encabezan el grupo: Indonesia, Malasia e India.

Indonesia, planea ampliar su capacidad de producción para alcanzar 1.7 millones de bpd, a finales de la década de los 80's. La India, país que se cree posee grandes reservas, planea inversiones considerables para ese mismo período. Malasia, como los demás productores, tiene grandes proyectos de expansión en su industria petrolera.

#### Oeste de Africa

La producción de crudo de esta área ha permanecido sin variaciones sustanciales. (Figura 10).

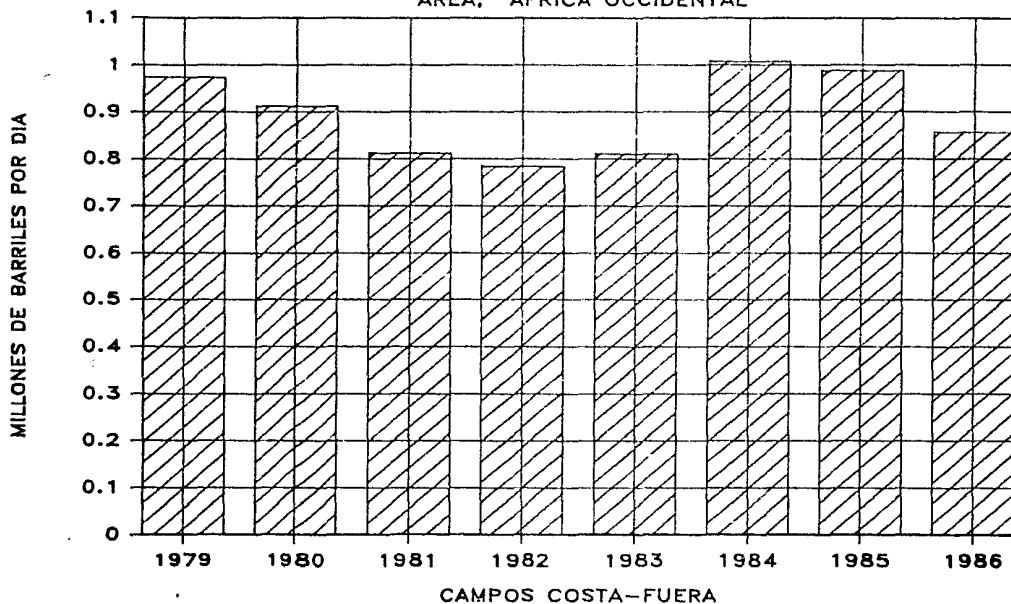
Nigeria, país productor que comandó esta área, sufrió como muchos otros países, la consecuencia de una aparente sobreproducción mundial y tuvo que reducir drásticamente su producción de crudo, desde 580 000 bpd en 1980, hasta 380 000 bpd en 1984.

Otros países como Gabón y Angola-Gabinda, tuvieron que disminuir también su producción, en campos marinos.

De los países con baja producción, Costa de Marfil es el que denota un mayor incremento, con el objeto de alcanzar su autosuficiencia en este ener

# FIG.10 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA: AFRICA OCCIDENTAL



gético.

### Unión Soviética

La producción de crudo, en zonas marinas de Rusia, apenas alcanzó en 1984, 168,000 bpd y no se esperan grandes incrementos, al menos durante la década de los 80's (Figura 11). En cambio la producción de gas sí puede incrementar como consecuencia de la intensa actividad en campos de gas localizados en el Mar Negro y Mar de Azov.

El principal objetivo de Moscú, no es tanto el incrementar su producción, sino encontrar reservas adicionales, que pueden ser explotadas durante la segunda mitad de la década de los 80's.

Existen, así, pocas probabilidades de que se alcance, cuando menos la producción record 285 000 bpd en 1970, sin embargo, en cierta manera, esto se compensa con la gran producción de gas.

### Mediterráneo

Esta área, se caracteriza por los bajos ritmos de producción, por lo que no hay una diferencia notable entre ellos (Figura 12).

España y Tunes son los países que han estado compartiendo, alternativamente el comando en esta área.

En lo que respecta a España, su mayor actividad se concentra en el Golfo de Valencia, Mar Cantábrico y Golfo de Cádiz. La mayor parte de la pro

FIG.11 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO

AREA; UNION SOVIETICA

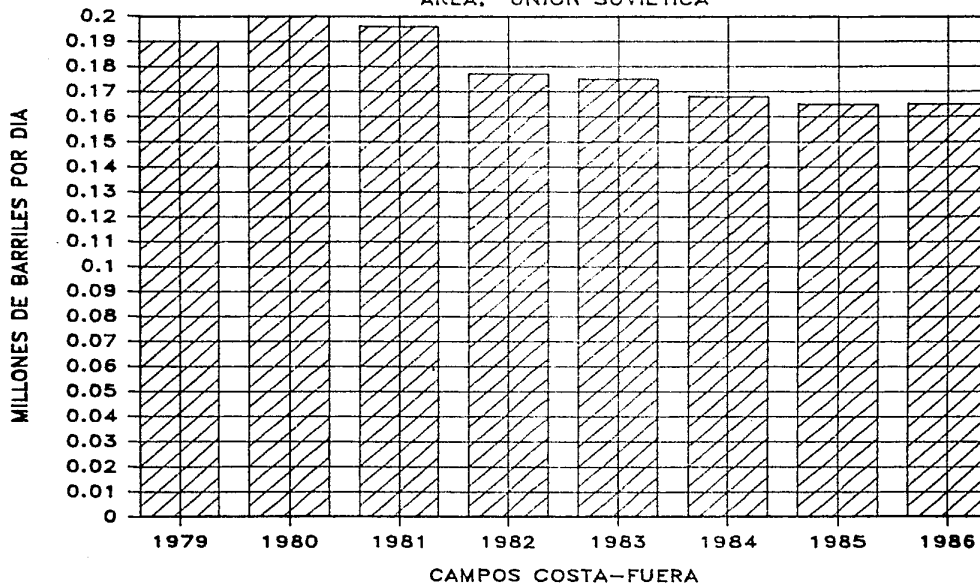
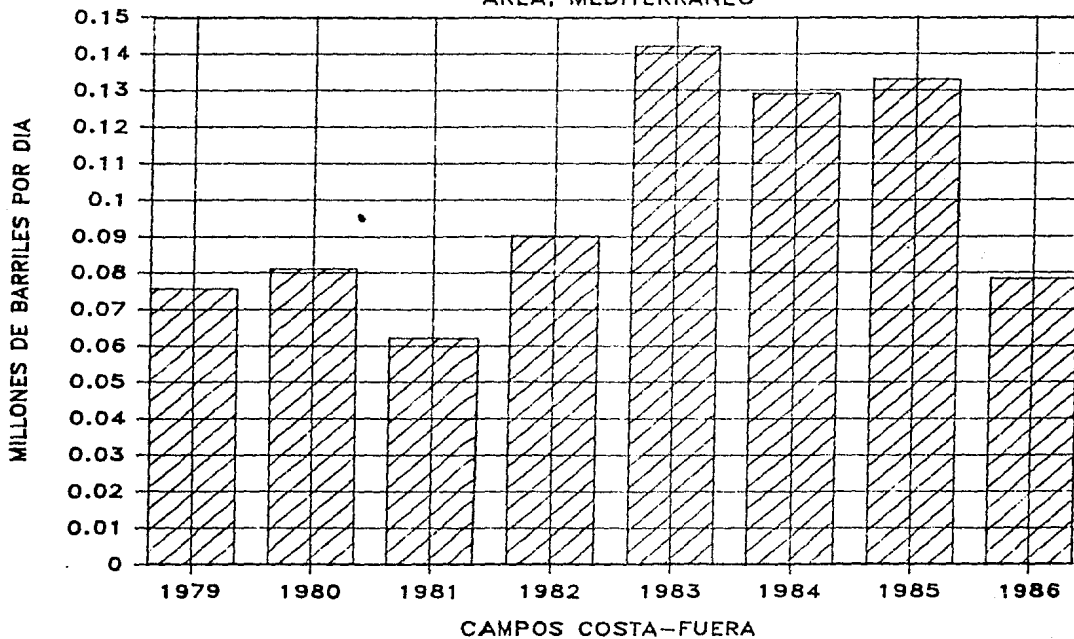


FIG.12 PRODUCCION MEDIA DE CRUDO  
AREA; MEDITERRANEO



ducción de crudo española proviene del campo Casablanca, mientras que los campos Chevron y Partnes, en la vecindad de Montanazo, permiten planear un desarrollo en exploración a profundidades mayores de 600 m.

Del análisis de esta breve descripción, puede decirse que aún no se alcanza el máximo potencial en campos marinos y que éste probablemente se obtendrá, cuando la exploración se dirija hacia aguas profundas.

Se supone también, que pueden existir campos gigantes, tanto de petróleo como de gas natural bajos las externas nieves del polo ártico.

De las áreas que pueden tener un incremento importante y sostenido, en producción de crudo, están: América Latina y Mar del Norte. La principal área productora, Medio Oriente, enfrenta graves problemas económico-político, por lo que tiende a regular su producción.

Así pues, América Latina y Mar del Norte son dos regiones que sin duda alguna tendrán un importante papel en la producción total mundial. México, Venezuela, Gran Bretaña y Noruega son los máises claves.

La región marina de México, la constituye el Golfo de Campeche, donde se localizan varios campos gigantes, con características favorables para obtener altas recuperaciones de aceite, siempre y cuando se planea su explotación en forma óptima.

Puede notarse también, que ya sea para campos costa-fuera o en tierra, la producción enfrenta graves problemas político-económicos.

A pesar de todo, según cifras y predicciones, los campos petroleros marinos, tendrán una importante función en el suministro mundial de hidrocarburos.

### III. IMPORTANCIA DE LA INYECCION DE AGUA EN LA RECUPERACION FINAL DE HIDROCARBUROS.

La inyección de agua, como método para incrementar la recuperación de hidrocarburos, fué descubierta en 1880 por John F. Carl, como ocurre frecuentemente en el desarrollo de nueva tecnología, se descubrió, tal vez por accidente, cuando el agua de otros estratos del yacimiento invadía la columna de un pozo productor, se eliminaba la producción de aceite del mismo, al tiempo que se notaba un incremento en la producción de los pozos circundantes.

Los primeros operadores, ansiosos de beneficiarse con esta experiencia, diseñaron un primer arreglo, que consistía en inyectar agua en un pozo y producir por los pozos vecinos, posteriormente se procedía a convertir los pozos productores a inyectoros, cuando su producción era netamente agua, de esta manera se extendía el proyecto a todo el yacimiento.

Así la inyección de agua pasó a ser el pionero de los métodos de recuperación secundaria que abriría un camino para investigaciones posteriores encaminadas a perfeccionar la técnica y el equipo necesario. También se dio la pauta para investigaciones sobre fluidos desplazantes distintos al agua, es to con el fin de alcanzar un barrido óptimo del yacimiento y consecuentemente una mayor recuperación final de hidrocarburos.

Hoy en día a pesar de grandes adelantos en los métodos recientes, de nominados recuperación mejorada, la inyección de agua sigue siendo la técnica más exitosa a nivel mundial. Sin duda alguna un importante factor que permite



aún su uso extensivo es su abundancia y disponibilidad en forma natural. Esto no sucede con los agentes desplazantes relativos a otros métodos, pues la gran mayoría de ellos implica el uso de productos costosos. No son raros los casos en que es preferible abandonar el yacimiento, con su saturación residual de aceite, a aventurarse y tratar de implantar un método de recuperación mejorada.

Actualmente la inyección de agua se ha constituido como una técnica de recuperación confiable y económica, que casi cualquier yacimiento, que no tiene empuje hidráulico natural, debe considerarla como una fuerte alternativa.

Los proyectos de inyección de agua pueden clasificarse como de mantenimiento de presión y de barrido con agua. El primero se aplica en yacimientos nuevos o parcialmente nuevos y consiste en mantener la presión con el fin de sostener un ritmo de producción óptimo. En los proyectos de barrido con agua, mediante el más eficiente proceso de desplazamiento, se incrementa la recuperación final de hidrocarburos en yacimientos semiagotados y agotados.

La principal diferencia entre ambos procesos es la magnitud de la presión del yacimiento existente al inicio del proyecto, si la presión del yacimiento es moderadamente alta, la operación se denomina mantenimiento de presión, mientras que si la presión se ha agotado sustancialmente la operación será de barrido con agua. Sin embargo ambos procesos tienen el mismo objetivo que es el incremento en la recuperación final de hidrocarburos.

Cada vez es más reconocido que se obtiene una recuperación final de

aceite máxima cuando se aplica la inyección de agua al inicio de la vida productiva del yacimiento, esto es, se mantiene la presión y el ritmo de producción en un nivel óptimo y económicamente favorable.

Muchos factores importantes para el barrido con agua, lo son también para el mantenimiento de presión, por lo que en ocasiones es difícil definir un punto de separación entre ambas operaciones.

Un área de particular interés, actualmente, es el creciente uso de agua de mar como fluido de inyección, esto es como consecuencia de una intensa actividad en la explotación de campos marinos.

Existen varios factores del yacimiento que tienen una influencia profunda sobre el éxito de un proyecto de inyección de agua, inclusive valores desfavorables de uno de esos factores pueden resultar en una falla total de la operación, aunque los otros factores sean favorables. Estos factores de ingeniería involucrados en la evaluación del potencial de recuperación por inyección de agua se dividen en dos categorías generales; variables primarias y secundarias. Las variables primarias intervienen directamente en los cálculos de las reservas recuperables, mientras que las variables secundarias afectan la estimación de esas reservas indirectamente, a través de las variables primarias (Ver. Tabla).

T A B L A N° III.1

VARIABLES PRIMARIAS	VARIABLES SECUNDARIAS
1. Eficiencia de recuperación primaria.	1. Consideraciones geológicas, estructura y continuidad de la formación.
2. Saturación de agua conata.	2. Magnitud de la permeabilidad y su variación.
3. Eficiencia volumétrica de barrido.	3. Viscosidad del aceite.
4. Saturación de aceite residual.	4. Permeabilidad relativa.
5. Encogimiento del crudo	5. Patrón de inyección.
6. Volumen de poros del yacimiento.	6. Presión del yacimiento.
	7. Factores económicos (precio del crudo, profundidad, espaciamiento, costos de operación, etc.).

Galloway desarrolló una relación para estimar las reservas totales recuperables por inyección de agua :

$$N_{P_{wf}} = \frac{V_p (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \left[ 1 - R_p - \frac{B_{oi}}{B_{of}} (1 - E_v E_d) \right] \quad (III.1)$$

$$E_d = 1 - (S_{or} / [1 - S_{wc}])$$

donde:

$V_p$  = Volumen de poros bbl.

- $B_{oi}$  = Factor de volumen del aceite original, bbl @ c.y./bbl @ c.s.
- $B_{of}$  = Factor de volumen del aceite durante la inyección de agua (mismas unidades)
- $S_{wc}$  = Saturación de agua conata, fracción.
- $S_{or}$  = Saturación de aceite residual, después del barrido, fracción.
- $R_p$  = Eficiencia de recuperación primaria, fracción del volumen de aceite original.
- $C_v$  = Eficiencia volumétrica total de barrido, fracción del volumen del yacimiento.
- $E_d$  = Eficiencia máxima de desplazamiento unitario, fracción.
- $N_{p_{wf}}$  = Reservas recuperables por inyección de agua, bl @ c.s.

Con el fin de examinar los efectos de las variables primarias, puede efectuarse un análisis de sensibilidad de la recuperación por inyección de agua. Algunas de estas variables son más directamente susceptibles a evaluarse que otras, a condiciones de campo. Por ejemplo el encogimiento del crudo usualmente puede determinarse o hacerse estimaciones muy cercanas. Registros y datos de núcleos pueden dar estimaciones precisas de la saturación de agua conata y saturación de aceite residual.

Es necesario un detallado estudio geológico para determinar el volumen de poros del yacimiento candidato para inyección de agua. Otros factores, sobre todo la eficiencia de barrido total, han sido sujeto de una cantidad tremenda de discusiones tanto teóricas como experimentales. Frecuentemente se pasan por alto factores geológicos muy importantes tales como discontinuidad, afallamiento, etc., que pueden causar un fracaso total del proyecto.

Un punto importante es la determinación de la geometría del yacimiento, estructura y estratigrafía, que darán la pauta para el arreglo y localización de pozos productores e inyectores. Características estructurales tales como fallas, lutitas o cualquier otra barrera impermeable influyen sobre manera en el diseño del proyecto. Un yacimiento altamente afallado puede hacer no atractivo cualquier proyecto de inyección.

Otro factor muy importante que debe tomarse en cuenta en el diseño es la orientación preferencial de la permeabilidad, frecuentemente la permeabilidad vertical es menor que la horizontal debido a una orientación en los granos y material cementante, durante la formación de la roca, en la deposición de sedimentos. Es necesario también determinar la distribución de permeabilidad en intervalos relativamente pequeños, en ocasiones es conveniente el reconocimiento del ambiente de depósito (delta, arrecifes, etc.). El entendimiento de los ambientes de depósito es esencial para determinar y comprender la distribución, continuidad y características internas tales como porosidad, permeabilidad y barreras al flujo en el yacimiento.

Recientemente se ha operado un cambio en cuanto a conceptos de continuidad, como resultado de experiencias en yacimientos con gran cantidad de barreras impermeables. Se han construido relaciones entre continuidad de capa y espaciamiento de pozos, concluyendo que a medida que decrece el espaciamiento promedio entre pozos inyectores y productores, aumenta el barrido con agua y se lleva a cabo más uniformemente.

Otra consideración importante en el diseño de un proyecto de inyección de agua, es el mecanismo de producción primaria y la etapa en la vida del

yacimiento. Las fuerzas desplazantes que causan el flujo de aceite y gas hacia los pozos pueden dividirse en cinco tipos; empuje por expansión del sistema roca-fluidos, liberación del gas disuelto, expansión del casquete de gas, empuje hidráulico y segregación gravitacional. Frecuentemente más de uno de los mecanismos anteriores contribuyen significativamente y la recuperación es causa de un efecto combinado. Por ejemplo un yacimiento puede tener empuje por expansión del casquete de gas y empuje externo por invasión de agua.

Usualmente se podría esperar que un yacimiento con fuerte empuje natural de agua no sea candidato para inyección de agua, sin embargo existen circunstancias anormales como dimensiones enormes del yacimiento o bajos gastos de producción. Es conveniente notar que en un yacimiento donde actúan varios mecanismos de producción se debe optimizar la acción del más eficiente.

Otro mecanismo de recuperación secundaria debe aplicarse en yacimientos donde la inyección de agua es inadecuada, tal es el caso de yacimientos con gran casquete de gas pues es probable que posean la suficiente energía y no requieran de una fuente externa adicional. Esto es suponiendo que no existen barreras impermeables que obstruyan la expansión del casquete de gas que provee energía a la zona de aceite.

Por lo general yacimientos con casquete de gas y espesores muy delgados son malos candidatos para inyección de agua debido a que se podría forzar el aceite hacia la zona de gas, donde es prácticamente irrecuperable.

Un yacimiento con buena segregación gravitacional es otro ejemplo donde no debe aplicarse la inyección de agua, si se pretende obtener la máxima recuperación. La segregación gravitacional es un mecanismo comparativamente

más eficiente y solamente cuando se demuestre que es pobre su acción, podría usarse la inyección de agua para incrementar los ritmos de producción.

En yacimientos con empuje por gas disuelto, la energía es menos eficiente que la que nos proporcionaría la inyección de agua, por lo que constituyen los mejores candidatos. También yacimientos con empujes hidráulicos ineficientes o con pequeños casquetes de gas pueden beneficiarse con la inyección de agua.

Cuando en el yacimiento actúan empujes débiles combinados, como es el caso de la expansión del sistema roca-fluidos, la distribución de la saturación de gas libre depende de su etapa de vida. Una saturación alta de gas podría requerir grandes volúmenes de agua y retrasar la respuesta en la producción de aceite. Si la saturación de gas es medianamente alta podría no ser posible la formación de un banco de aceite y la producción ocurriría a grandes gastos de agua.

Algunos autores han demostrado experimentalmente lo anterior y para saturaciones de aceite dadas, la recuperación por inyección de agua aumenta con el incremento en la saturación de gas hasta un cierto límite. El efecto del gas es que origina una menor saturación de aceite detrás del frente que cuando se opera en un sistema en ausencia de gas. Sin embargo, la mejoría en la recuperación no se ha cuantificado con toda precisión.

En cuanto a las propiedades del sistema roca fluidos más importantes que afectan la susceptibilidad de un yacimiento a la inyección de agua, están: factor de volumen del aceite, viscosidad del aceite, distribución de permeabi

lidad absoluta de la roca.

Se ha demostrado que cuando el yacimiento está a la presión de saturación, que es cuando el factor de volumen del aceite es máximo, y se inicia la inyección de agua, disminuye sustancialmente la cantidad de aceite residual en la zona barrida del yacimiento. La viscosidad del agua y aceite y las características de permeabilidad relativa afectan directamente la razón de movilidad, (Figura 13), que se define como la movilidad del fluido desplazante dividida por la movilidad del fluido desplazado, esto es, para un desplazamiento con agua:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (\text{III.3})$$

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad (\text{III.4})$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad (\text{III.5})$$

Donde:

M = Relación de movilidades (adim)

$k_{rw}$   $k_{ro}$  = Permeabilidades relativas al agua y aceite (adim)

$\mu_w$   $\mu_o$  = Viscosidades al agua y aceite (c.p.)

Puede verse que mientras el rango de valores para las permeabilidades relativas varía de cero a uno, (Figura 14), los valores de la viscosidad del aceite y agua pueden variar más ampliamente, principalmente la del aceite a valores tan altos como 1000 c.p. Una relación de movilidades alta nos in



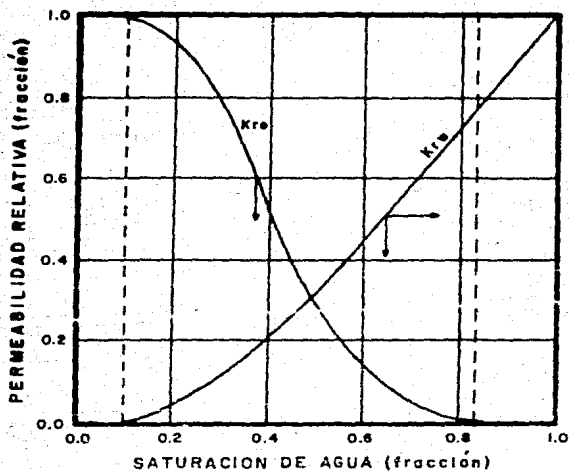


FIG.13 CURVAS TÍPICAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA, PARA UN SISTEMA AGUA-ACEITE.

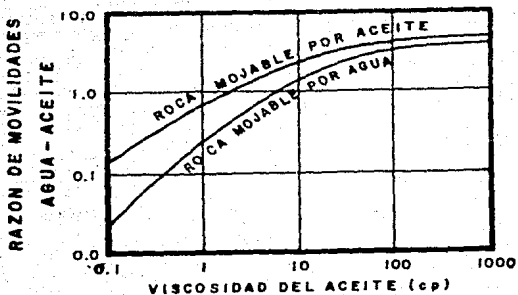


FIG.14 EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE LA RAZON DE MOVILIDADES.

dica que el fluido desplazante se mueve con mayor facilidad, en la roca del yacimiento, que el fluido desplazado, con lo que se obtiene un barrido deficiente y una pobre recuperación. Cuando la relación de movilidades es unitaria o menor el fluido desplazado se mueve con mayor facilidad y siempre delante del fluido desplazante con lo que se obtiene un barrido óptimo y una recuperación alta. Las viscosidades del agua y aceite así como las permeabilidades relativas intervienen en la ecuación simplificada del flujo fraccional:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} u_w}{k_{rw} u_o}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} = \frac{M}{M + 1} \quad (\text{III.6})$$

Puede observarse que a medida que aumenta la viscosidad del aceite se obtiene una menor eficiencia de desplazamiento, esto es, hay una menor recuperación a cualquier relación agua-aceite y es necesario un mayor volumen de agua para alcanzar esa recuperación. (Figura 15).

Por otra parte la magnitud de la permeabilidad de la roca del yacimiento controla en gran parte el gasto de agua inyectada que puede ser soportado a una presión específica. Cuando en el yacimiento la permeabilidad no es uniforme, puede surgir el agua en los estratos más permeables, originando una surgencia prematura que también puede deberse a permeabilidades direccionales.

La fracción de aceite que puede ser removido por inyección de agua, es función de los siguientes factores de eficiencia:

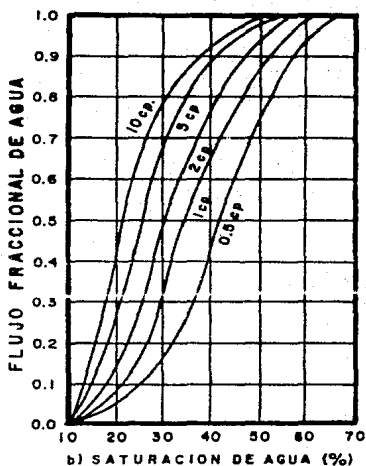
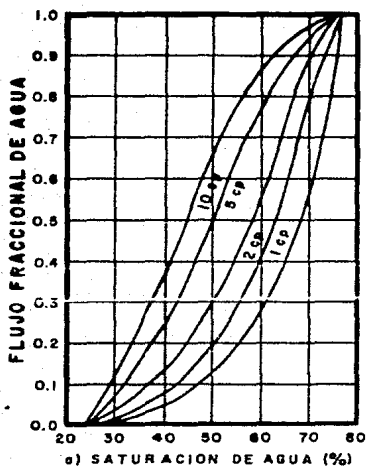


FIG.15 EFECTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE SOBRE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL a)ROCA MOJABLE POR AGUA b)ROCA MOJABLE POR ACEITE

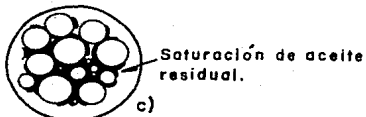
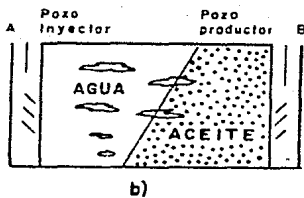
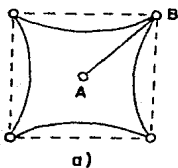


FIG.16 EFICIENCIAS DE BARRIDO a) AREAL b) VERTICAL, c) DE DESPLAZAMIENTO UNITARIA.

1. Eficiencia de barrido areal,  $E_a$
2. Eficiencia de barrido vertical o de invasión,  $E_i$
3. Eficiencia de desplazamiento,  $E_d$ .

La eficiencia de barrido areal puede definirse brevemente como el área ocupada por hidrocarburos encerrada detrás del frente del fluido desplazante dividida entre el área total de poros del sistema. (Figura 16.a). Numerosos estudios han demostrado que el barrido areal es función de los siguientes parámetros:

- a) Patrón de inyección, arreglo de pozos, relación entre ellos.
- b) Relación de movilidades.
- c) Orientación de la permeabilidad.
- d) Orientación de las fracturas.
- e) Echado de la formación.
- f) Zonas agotadas.
- g) Volumen de agua inyectada.

Una amplia variedad de patrones de flujo han sido estudiados encontrándose que la eficiencia de barrido areal es función del espaciamiento. Un arreglo que se usa frecuentemente sobre todo en yacimientos costa-fuera es el de inyección periférica, donde los pozos productores son convertidos a inyector, una vez que han sido inundados o bien se cierran obteniendo así una mejor eficiencia de barrido donde se requiere de una menor cantidad de agua. El barrido areal al rompimiento es significativamente afectado por la relación de movilidades (disminuye con el incremento de la relación). Después de la irrupción de agua, aumenta el barrido areal con la inyección continua de agua.

En cuanto a la eficiencia de barrido vertical, puede definirse como el volumen del espacio poroso que ha sido invadido por el fluido inyectado dividido por el espacio poroso de las capas detrás del frente (Figura 16.b). - Los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical se listan en la - Tabla II.

El producto de la eficiencia areal y la eficiencia vertical da como resultado la eficiencia de barrido volumétrica.

$$E_{vol} = (E_a)(E_v) \quad (III.7)$$

La eficiencia de desplazamiento se expresa como la fracción de aceite desplazada de un volumen de roca que ha estado en contacto con el agua de inyección. (Figura 16.c). Depende de muchos factores entre los que se incluyen: mojabilidad de la roca, tamaño de poro y su distribución, viscosidad de los fluidos y fuerzas gravitatorias.

En general, el agua como fluido desplazante, es más eficiente en un sistema mojado por agua, pues al finalizar el barrido el aceite residual permanece como pequeños glóbulos aislados, atrapados en los canales de flujo, mientras que en una roca mojada por aceite, al término del barrido, el aceite remanente existe como una película adherida a las paredes de los canales de flujo y en los poros largos llenos de agua. (Tablas III.2 y III.3)

T A B L A III.2

Eficiencias de barrido areal a la irrupción para varios patrones. (formaciones homogéneas, isotrópicas, espesor uniforme, formaciones horizontales, razón de movilidades unitarias; ritmos de inyección iguales)

TIPO DE PATRON	$E_a$ , AL ROMPIMIENTO, (FRACCION)
Línea directa, $d/2 = 7.8$	0.570
Línea directa, $d/a = 1.5$	7.706
Cinco puntos	0.723
Siete puntos	0.740
Línea oblicua, $d/a = 1.5$	0.800

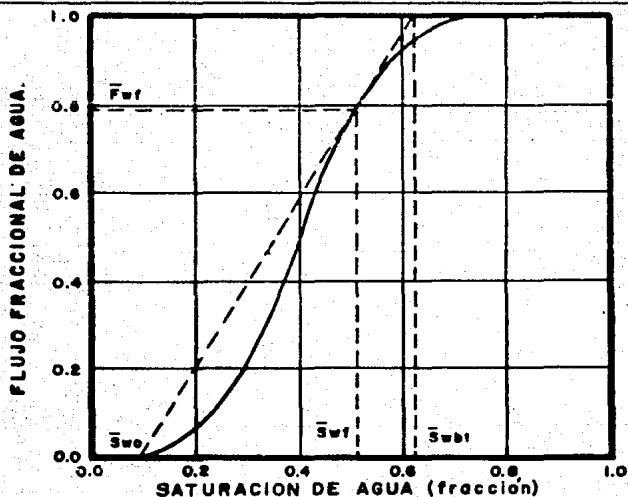


FIG.17 OBTENCION DE LA SATURACION DE AGUA MEDIA AL ROMPIMIENTO EN EL FRENTE DE DESPLAZAMIENTO

T A B L A    I I I . 3

Factores que afectan el barrido vertical.

PARAMETROS DEL YACIMIENTO	EFECTO SOBRE EL BARRIDO VERTICAL
Estratificación de la formación (subdividida en zonas no comunicadas).	Avance no uniforme como consecuencia de la diferencia en permeabilidades, porosidades y a la técnica de terminación, usada.
Variación de la permeabilidad.	Frente de avance irregular antes del rompimiento y una gran circulación de agua inyectada después del rompimiento.
Relación de movilidades.	Cuando existe estratificación, aumenta el efecto de la variación de permeabilidad, disminuyendo la eficiencia de barrido vertical.
Fuerzas gravitacionales y ritmo de inyección.	El barrido al rompimiento, en sistemas horizontales homogéneos, depende de la razón de fuerzas viscosas a fuerzas gravitacionales. Altas eficiencias de barrido en sistemas horizontales.
Fuerzas Capilares.	En sistema mojables por agua, debido a la imbibición, las fuerzas capilares pueden aumentar el barrido en capas de baja permeabilidad.
Flujos cruzados	Incrementa el barrido vertical cuando existe una buena razón de movilidades y lo contrario cuando es mala la razón de movilidades.
Volumen de agua inyectada	La eficiencia de barrido vertical se incrementa con el incremento del volumen de agua inyectada.

El tamaño de poro y su distribución controla la magnitud de la permeabilidad, presión capilar y distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema multifásico.

Afortunadamente estos factores no son indispensables de determinar, pues su efecto está incluido en las características de flujo de la roca del yacimiento. La eficiencia de desplazamiento unitaria relaciona la mayoría de los factores que la afectan mediante la ecuación general del flujo fraccional.

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_{ro}}{q_t} \left[ \frac{P_o}{L} - 0.433 \Delta \rho \sin \alpha_d \right] A}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (III.8)$$

Donde:

- $f_w$  = Flujo fraccional de agua. (fracción)
- $k$  = Permeabilidad absoluta (md)
- $q_t$  = Gasto total (bpd)
- $\alpha_d$  = Angulo de echado de la formación (con respecto a la horizontal)
- $\Delta \rho$  = Diferencia de densidades (gr/cm)
- $P_o$  = Presión capilar, presión en la fase aceite menos presión en la fase acuosa. PSI
- $L$  = Distancia en la dirección del movimiento. Pie
- $A$  = Area transversal a la dirección del flujo. Pie<sup>2</sup>
- $k_{ro}, k_w$  = Permeabilidades relativas al aceite y al agua (adim)
- $\mu_o, \mu_w$  = Viscosidades del aceite y agua (cp)



Puede notarse que la ecuación anterior se simplifica a la forma de la ecuación (III.6) cuando se hace:

$$\frac{P_c}{L} = 0 \text{ y } \alpha_d = 0.0$$

La eficiencia de desplazamiento unitaria, el rompimiento de agua, se encuentra construyendo la curva de flujo fraccional. (Figura 17). Se traza una línea tangente a la curva a partir de  $f_w = 0$  y del valor de saturación de agua conata. Esta tangente intercepta a  $f_w = 1.0$  y la saturación de agua para este punto representa la saturación de agua promedio en la zona barrida por agua, al rompimiento. ( $S_{wbt}$ ). La eficiencia de desplazamiento unitario a este tiempo.

$$E_d = \frac{S_{wbt} - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (III.9)$$

El valor máximo de la eficiencia de desplazamiento es:

$$E_{d_{max}} = 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_{wc}} \quad (III.10)$$

En la construcción de la curva del flujo fraccional puede verse que cuando el agua desplaza al aceite hacia arriba, se ocasionan valores menores de  $f_w$  que cuando se desplaza hacia abajo.

El ángulo de echado se considera negativo hacia arriba y positivo hacia abajo.

Cuando la saturación de agua inicial excede ligeramente su valor crí

tico, puede no formarse un banco de aceite y aún cuando se logre una recuperación substancial de aceite, esto será con altos gastos de agua.

La eficiencia de recuperación se expresa de la siguiente manera:

$$E_R = (E_d)(E_v) \quad (III.11)$$

Durante la década de los 50's se dió una gran controversia sobre el efecto de los ritmos de inyección y producción en la recuperación por inyección de agua, concluyéndose lo siguiente:

- a) En yacimientos horizontales la eficiencia de desplazamiento es independiente del gasto.
- b) La eficiencia de barrido volumétrica es afectada por la viscosidad, capacidad y fuerzas de gravedad. Las fuerzas viscosas resultan del gradiente de presión, por lo que son proporcionales al ritmo de flujo.

A pesar de las grandes discusiones, es imposible aún hacer lineamientos generales sobre el ritmo óptimo de inyección de agua debido a un amplio rango de propiedades de los fluidos y roca de los yacimientos.

Puede decirse que dentro de límites prácticos, en yacimientos con bajo echado, la recuperación no es afectada significativamente por los ritmos de producción e inyección, y son necesarios cambios en los gastos de cinco o más veces para obtener una variación en los efectos de capilaridad y fuerzas de gravedad.

Quando se utiliza inyección periférica, gastos menores podrían resul

tar en altas recuperaciones. En tales casos se deben considerar factores económicos al seleccionar el óptimo ritmo de producción.

El tiempo óptimo para iniciar la inyección de agua depende de varios parámetros. Aunque el objetivo es maximizar la recuperación de aceite, la mayoría de las veces se persigue la máxima tasa de retorno. Existen dos tipos de factores que determinan el óptimo inicio de un proyecto de inyección de agua.

- a) Factores dependientes de la presión
- b) Permeabilidad, su variación y geometría del yacimiento

Como el factor de volumen del aceite tiene su valor máximo, a la presión de saturación, la inyección de agua debe iniciarse en este momento como mantenimiento de presión.

La geometría del yacimiento y variaciones en la permeabilidad afectan el tiempo óptimo cuando a consecuencia de esto se espera un pobre barrido volumétrico. En estos casos el método para calcular el tiempo óptimo involucra cálculos de recuperación total, como función de la presión. Una gráfica de recuperación contra presión puede usarse para determinar la presión óptima y así el tiempo de inicio de la inyección de agua.

Cuando se busca optimizar algún criterio económico, entonces la única forma de determinar el tiempo óptimo, es calcular la recuperación total, la tasa de inversión y de retorno, para algunos tiempos supuestos de inicio. Con la comparación de estos resultados puede determinarse la mejor alternativa.

El diseño, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, de la inyección de agua involucra:

1. Especificación del ritmo de inyección
2. Establecimiento del patrón de inyección
3. Estimar los ritmos esperados de producción y recuperación

Es difícil estimar con toda precisión el ritmo de inyección de agua usando métodos analíticos. Frecuentemente los datos más confiables son obtenidos de pruebas piloto o de proyectos similares con localización cercana.

En cuanto a la selección del patrón de inyección, debe hacerse de acuerdo con el siguiente criterio.

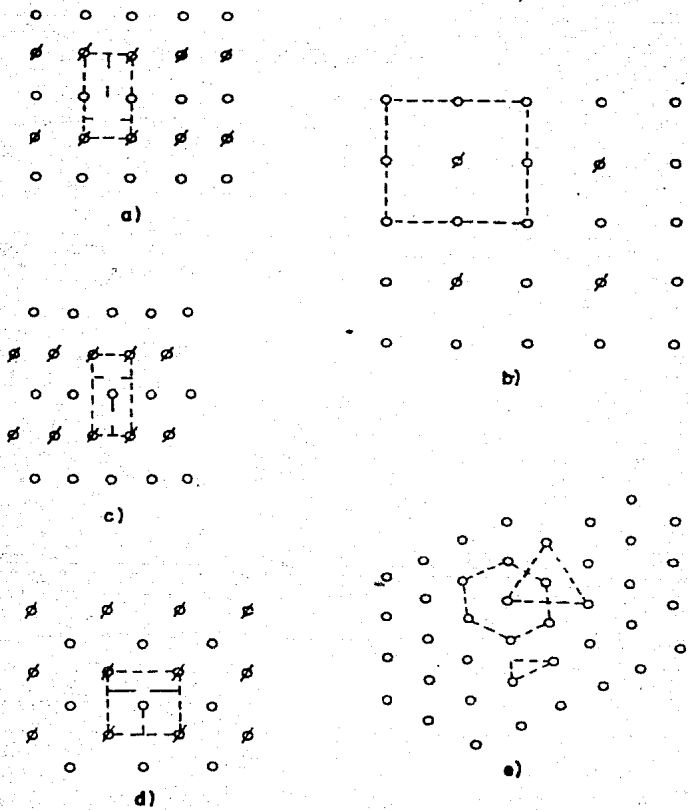
1. Debe proveer el ritmo deseado de producción de aceite
2. Debe maximizar la recuperación a la mínima producción de agua
3. Debe aprovechar que se conocen características como permeabilidad direccional, fracturas, echado, etc.
4. Usar los pozos existentes para minimizar la perforación de nuevos pozos

El patrón de inyección puede ser repetitivo (de cinco, siete, nueve pozos, etc.) (Figura 18) o bien periférico. Este último, generalmente, aporta la máxima recuperación de aceite con un mínimo de agua producida. En la inyección periférica los pozos productores pueden cerrarse después del rompimiento y producir por la última línea de pozos productores (delante de los pozos invadidos).

T A B L A III.4

Características de algunos patrones de inyección

P A T R O N	RAZON DE POZOS PRODUCTORES A POZOS INYECTORES	PATRON DE PERFORACION REQUERIDO
Cuatro puntos	2	Triángulo equilátero
Cuatro puntos oblicuos	2	Cuadrado
Cinco puntos	1	Cuadrado
Siete puntos	$\frac{1}{2}$	Triángulo equilátero
Siete pozos inver- tido (un solo in- yector)	2	Triángulo equilátero
Nueve puntos	1/3	Cuadrado
Nueve puntos inver- tido (un solo in- yector)	3	Rectángulo
Línea directa	1	Rectángulo
Línea directa esca- lonada	1	Sin un arreglo definido



**FIG.18 ARREGLOS DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES**  
**a) LINEA DIRECTA, b) NUEVE POZOS, c) LINEA DIRECTA**  
**ESCALONADO, d) EN LINEA ESCALONADO  $d/a=0.5$  y e) DE**  
**SIETE Y CUATRO POZOS.**

Por otro lado debido al limitado número de pozos inyectores, el volumen de agua de inyección tiende a reducirse. Este arreglo es preferido en yacimientos con echados para uniformizar el frente de inyección. El arreglo periférico necesita de una alta permeabilidad para mover el agua al ritmo deseado sobre una distancia de algunos espaciamientos.

Cuando un patrón repetitivo es el indicado, deben considerarse todas las características y heterogeneidades del yacimiento, el más adecuado se selecciona buscando una relación de movilidades favorable.

La selección de un patrón de inyección periférico o repetitivo es comúnmente hecha basándose en; tamaño del yacimiento, echado, permeabilidad y la necesidad de una rápida respuesta de producción.

Otro parámetro importante en la recuperación de aceite por inyección de agua es la heterogeneidad del yacimiento. Algunos expertos en la industria del petróleo piensan que el espaciamiento entre pozos es la clave sobre la que debe girar el diseño del proyecto. En yacimientos con desarrollos discontinuos de porosidad en depósitos carbonatados o afallados puede haber una mejor recuperación de aceite reduciendo el espaciamiento entre pozos. Sin embargo es necesario tomar en cuenta la economía, pues a mayor número de pozos perforados aumentan los costos de desarrollo.

La fuente de suministro de agua depende de:

- a) Localización del campo
- b) Disponibilidad y características del agua
- c) Demanda

d) Costos y condiciones políticas

En algunos lugares, puede disponerse de varias fuentes de suministro por lo que puede hacerse una decisión basada en costos únicamente. Corrosividad, alto contenido de sólidos, tendencia a incrustación, presencia de microorganismos y otros materiales extraños en el agua deben considerarse en el diseño y justificación de la inyección de agua en un yacimiento dado, en preferencia a otro mecanismo de recuperación secundaria.

Requerimientos básicos para el agua de inyección.

1. Disponibilidad en suficientes cantidades durante la vida del proyecto.
2. Debe estar libre de sólidos insolubles u otro material en suspensión.
3. Debe ser químicamente estable e inactiva con los componentes del yacimiento.

Cuando el yacimiento se localiza en la vecindad o dentro del océano, puede encontrarse atractivo el suministro inagotable, además de bajos costos de bombeo. Antes de la extracción directa, es aconsejable perforar pozos en el lecho marino para aprovechar la filtración natural.

Para alcanzar los requerimientos necesarios para la inyección de agua, los sistemas de tratamiento varían desde instalaciones muy simples, hasta plantas complejas para procesar gas, contaminantes etc.

Una decisión importante que debe tomarse es la selección del tipo de sistema a usarse, abierto o cerrado.



Es importante hacer notar que en el futuro, la mayoría de los pozos productores, en un proyecto de inyección de agua, necesitan de un sistema de producción artificial (comunmente bombeo neumático) debido al mayor peso de la columna de fluidos en el pozos productor.

#### IV. CASOS HISTORICOS DE LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS

Las operaciones de inyección de agua en áreas marinas son diferentes no tanto en las características del yacimiento sino en condiciones especiales de operación que existen en esas regiones.

Desde el punto de vista de espaciamento de pozos, no se puede dar el lujo de tener pozos muy cercanos entre sí, por lo que la continuidad de la formación y los patrones de fallas no son siempre entendidos completamente.

La incertidumbre en la configuración del yacimiento y los grandes espaciamientos comumente excluyen la posibilidad de aplicar un patrón regular de inyección. Como los costos de operación de los yacimientos costa-fuera son mucho mayores que en tierra, la mayoría de los proyectos de inyección (en ausencia de un empuje activo de agua) son aplicados como mantenimiento de presión, para sostener los ritmos de producción a los mayores ritmos posibles. Las relaciones agua-aceite al abandono son mucho menores que en muchos proyectos en tierra. Una cuidadosa planeación previa es necesaria para desarrollar yacimientos costa-fuera y maximizar la recuperación.

Entre los factores que deben considerarse están los siguientes:

1. Perforar el número de pozos suficientes para tener lo más pronto posible, la mejor descripción del yacimiento, para los planes iniciales de desarrollo.
2. Determinar el tamaño de la plataforma para cumplir con la densidad de per-

foración deseada.

3. Planear óptimamente la perforación direccional y las terminaciones.
4. Determinar inicialmente el gasto con mantenimiento de presión y/o producción artificial.
5. Planear adecuadamente las instalaciones de producción y las condiciones a que deberán operar.
6. Evaluar inicialmente el empuje hidráulico de otros estratos a la formación productora.
7. Efectuar pruebas y análisis de laboratorio para confirmar las mediciones sobre inyektividad, permeabilidad relativa e identificación de problemas de arcilla u otros impedimentos como la incrustación.

La inyección de agua presenta varias ventajas económicas como proceso de recuperación de aceite. Aunque más de la mitad del volumen de aceite original permanece aún después del desplazamiento con agua, muchos factores favorecen su aplicación. Comúnmente, agua en suficientes volúmenes se encuentra disponible, los costos de inyección y producción varían de acuerdo a las características de la localización del campo e instalaciones subsecuentes necesarias.

A pesar de todo, puede decirse que con la tecnología disponible actualmente, para un gran número de yacimientos, la inyección de agua, es un método de recuperación de aceite económicamente atractivo.

A pesar de que se ha logrado un buen avance en lo que respecta a métodos de recuperación secundaria, la inyección de agua, método pionero, tiene un uso muy difundido a nivel mundial. Entre las razones que mantienen su apli-

cabilidad, se pueden mencionar:

- a) Abundancia del fluido
- b) Facilidad de manejo
- c) Buena eficiencia de desplazamiento
- d) Costos relativamente bajos.

La aplicación de esta técnica en yacimientos en tierra es bien conocida y existe buena cantidad de información publicada al respecto. Debido a la relativamente reciente explotación de yacimientos costa-fuera, existe escasa información sobre desarrollo y técnicas de recuperación secundaria, en particular sobre la inyección de agua.

Como es sabido, nuestro país posee importantes yacimientos costa-fuera y se acerca el momento crítico de decir que método de recuperación secundaria es el más adecuado, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Dado que en yacimientos costa-fuera el agua forma parte del ambiente natural, es lógico tratar de aprovechar este recurso, por lo que la inyección de agua de mar es una alternativa fuerte.

La información básica que debe tenerse sobre casos en condiciones similares es la siguiente:

- a) Espaciamiento entre pozos
- b) Patrón de inyección
- c) Tratamiento de fluidos inyectores y producidos
- d) Uso de agua de mar o acuífero

- e) Tipo de yacimiento (Propiedades petrofísicas y de los fluidos)
- f) Reservas recuperables
- g) Recuperación de aceite
- h) Volumen de agua inyectada

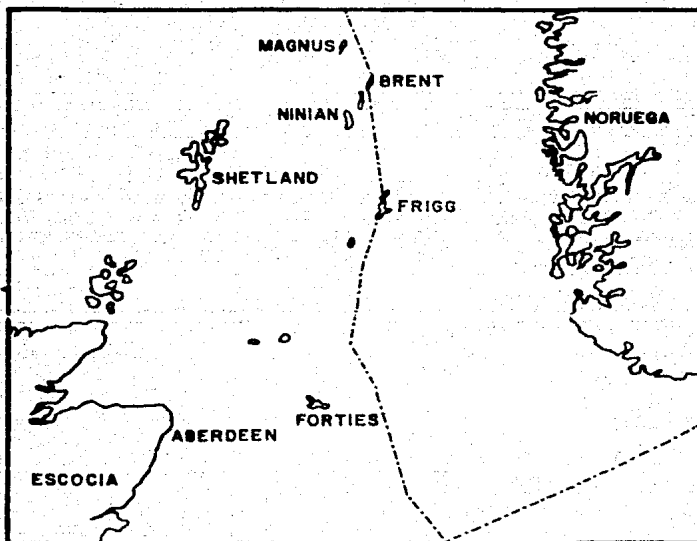
Con el propósito de hacer una revisión general, se tomaron casos de aplicación de la inyección de agua en campos costa-fuera en distintas regiones del mundo como son: Mar del Norte, Medio Oriente, África, Asia y Norteamérica que serán expuestos brevemente a continuación:

#### IV.1 Mar del Norte - Campo Forties, Inglaterra

El campo Forties se sitúa a 180 Km al Noreste de Aberdeen, en el bloque 21/10 del sector británico del Mar del Norte. (Figura 19).

Fue descubierto en octubre de 1970, geológicamente el campo es un anticlinal constituido por areniscas intercaladas con pizarras de la edad del paleoceno. Ocupa una extensión de 90 Km<sup>2</sup>. La formación Forties se divide en areniscas intercaladas con pizarras y calizas en la secuencia inferior, un cuerpo pizarroso y una secuencia superior de areniscas, que se subdividen en dos unidades, la arena principal y la unidad Charlie, separada por la unidad pizarrosa Charlie. La mayor parte de las reservas de petróleo está contenido en las areniscas de la secuencia superior. (Figura 20).

La estructura sedimentaria es característica de un ambiente de depósito submarino en abanico. La profundidad de la formación productora es de 2100 m.



**FIG.19 LOCALIZACION DEL CAMPO FORTIES.**

El desarrollo del campo consiste en cuatro plataformas idénticas de perforación/producción, con capacidad para un total de 108 pozos y un sistema con un potencial de producción de 500 000 bpd. (Figura 21).

Debido a la insuficiencia energía del yacimiento, era necesario algún tipo de energía externa adicional; ya fuera por la entrada de agua natural al yacimiento o por inyección de algún fluido para la óptima recuperación de las reservas.

Así se incorporó dentro del plan de desarrollo del campo un proyecto para inyección de agua de mar con una capacidad de 600 000 bwpd.

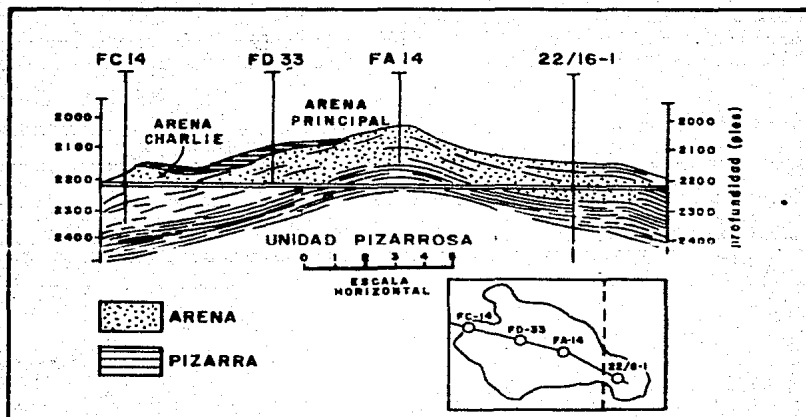


FIG. 20 SECCION OESTE - ESTE DEL CAMPO FORTIES

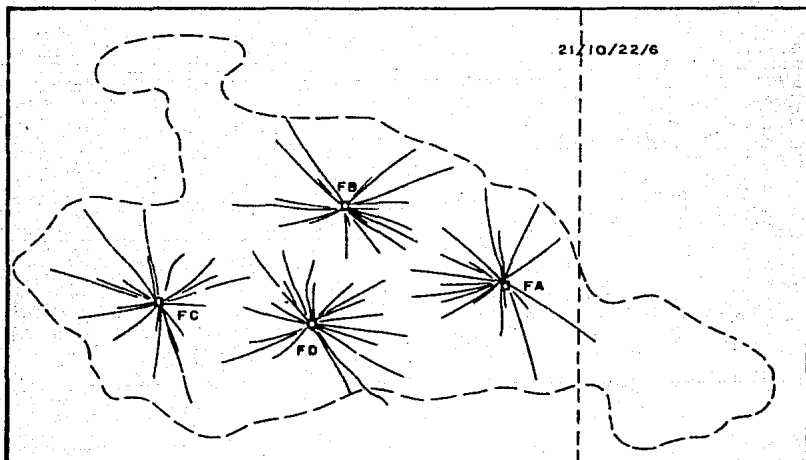


FIG. 21 DESARROLLO DEL CAMPO FORTIES (hasta 1984)

Se inició la recopilación de la mayor cantidad posible de información del campo que pudiera apoyar o refutar el proyecto.

De los primeros pozos perforados, se obtuvo un modelo de distribución de arena con la siguiente configuración:

1. Area Norte y Central. Muy buenas características del yacimiento con potencial acuífero de soporte.
2. Area Oeste. Buenas características.
3. Area Sur y Sureste. Desarrollo muy pobre en arena.

Durante el período 1972-1974 se desarrollaron varios modelos de simulación multifásicos e incluso tridimensionales para investigar el comportamiento de la presión bajo varios perfiles de producción, el movimiento del agua tanto vertical como horizontalmente y el efecto de un amplio rango de permeabilidades. Mediante un modelo radial se comprobó la eficiencia de la inyección periférica de agua.

Se usaron también modelos de pozos individuales para estudiar la sensibilidad a la conificación de agua, variaciones en  $K_h/K_v$  y nivel de perforaciones.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

- Por la incertidumbre del acuífero, se previó la necesidad de mantenimiento de presión.
- La inyección de gas, en suficiente volumen sería ineficiente, debido a la inmiscibilidad y rápido rompimiento



- La energía de la inyección de agua de mar fué la única disponible en suficiencia.
- La inyección periférica dentro del acuífero proporcionaría el soporte de energía adecuado y la máxima recuperación.
- La inyección de agua podría requerirse desde la etapa inicial de la vida productiva del yacimiento.
- Se produciría agua desde el principio, sin tener serios problemas (no se necesitaría bombeo artificial).
- No se terminarían pozos dentro de un rango de aproximadamente 30 metros del contacto agua-aceite.
- La producción de pozos individuales a más de 8000 bpd, podría inducir más rápidamente la producción de agua.
- El número de pozos requeridos sería de 100 aproximadamente incluyendo de 16 a 24 inyectores de agua.

El diseño de la inyección de agua debe hacerse tomando en cuenta la entrada de agua natural para aprovecharla al máximo.

El índice de productividad en pozos de prueba varió entre 15/35 - bpd/psi, la perforación de desarrollo empezó en junio de 1975 en la plataforma FA, en 1977 se instaló la última plataforma de operación, la FD.

El orden en que fueron perforados los pozos en cada plataforma fué con el siguiente criterio.

- a) Obtener la máxima información del yacimiento
- b) Obtener una rápida respuesta en la producción para recuperar el nivel económico de inversión.

Por seguridad las cabezas de pozos en cada plataforma son separadas y no se produce un pozo mientras se perfora otro.

Con la información de los primeros pozos de desarrollo, se confirmó la estructura anticlinal, la variación de las características y geometría de las arenas. También se redujeron las reservas originales estimadas.

Se revisaron los modelos de simulación para medir la respuesta del campo obteniendo las siguientes conclusiones:

- El factor de recuperación se corrigió de su valor anterior de 40% a 45% bajo el régimen de mantenimiento de presión.
- Se puede alcanzar un alto nivel de producción sin afectar la recuperación total final.

En septiembre de 1976 se tomó la decisión de aumentar la producción a 500 000 bpd, en ese momento se alcanzó la producción acumulativa de 42 millones de bbl. (Figura 22).

Como la entrada de agua natural es continua, es posible disminuir el gasto de inyección de 600 000 bwpd a 450 000 bwpd.

Hasta junio de 1983, el campo consistía de 63 pozos productores perforados y 19 inyectores de agua. La capacidad para manejo de agua de inyección y aceite producido es de 150 000 bpd para cada fluido.

Los ángulos de desviación de los pozos son del orden de 70°, permitiendo la inyección periférica a una presión en la boca del pozo del orden

de 1200 a 1300 psi, la inyección de agua se efectúa a un ritmo de 450 000 bpd, mientras que la producción de agua es de 57 000 bpd o el 11% del total de fluidos producidos.

Con la respuesta favorable observada del campo, a través de los datos obtenidos, las reservas recuperables se estiman en dos billones de bbl para 1995.

Se llevaron a cabo muestreos del agua del Mar del Norte para determinar la calidad de la misma, encontrándose la información siguiente:

- La cantidad de sólidos suspendidos es mínima entre 46 y 61 m. de profundidad.
- Los sólidos en suspensión aumentan durante el verano posiblemente como resultado de un alto nivel de materia orgánica.
- El principal problema lo representa al hierro Coloidal.

En análisis de núcleos en laboratorio, se observó que la roca del yacimiento no presenta problemas de hidratación de arcillas.

En general el requerimiento de productos químicos para el sistema de inyección es mínimo, quizá el único indispensable es el cloro, y en menor cantidad un inhibidor de incrustación además de un agente desoxigenante. (Figura 23).

Para asegurar la máxima recuperación, es necesario vigilar muy de cerca el movimiento tanto del agua inyectada como del agua del acuífero, es

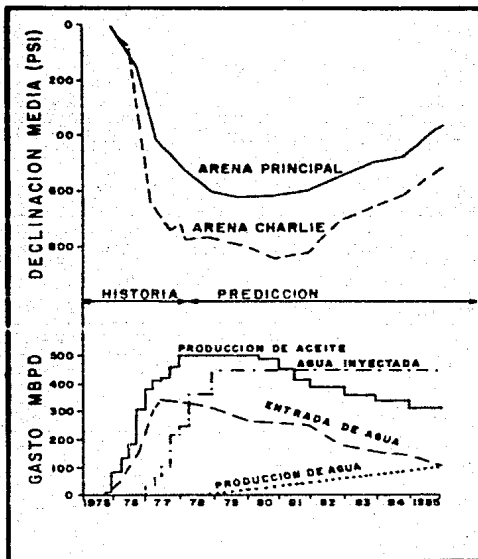


FIG. 22 HISTORIA Y PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

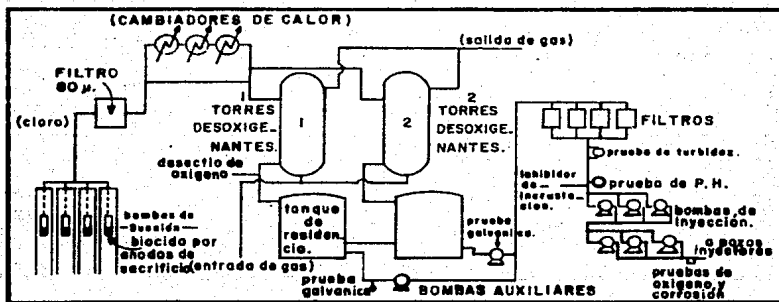


FIG. 23 SISTEMA DE INYECCION DE AGUA, CAMPO FORTIES .

to es efectuado mediante registros de producción y análisis de fluidos producidos

#### IV.2. Medio Oriente - Campo Zakum, Abu Dhabi

El campo Zakum se localiza en el Golfo Árabe 70 Km al Noroeste de Abu Dhabi, (Figura 24) la profundidad del tirante de agua varía de 6 a 25 m. ocupando una extensión de aproximadamente 656 Km<sup>2</sup>. (FIGURA 25)

Fue descubierto en 1963, en el grupo Thamama del cretácico inferior.

La zona cuatro del grupo Thamama es la principal productora del campo, consiste de tres unidades de caliza porosa intercaladas con caliza densa.

El campo entró en producción en 1967. Para 1968 produjo 647 millones de barriles, provenientes de la zona cuatro, es decir el 69% de la producción total del grupo Thamama.

La reserva de petróleo original y los yacimientos de la zona cuatro se estima en 12,250 millones de bls a c.s. mientras que las reservas recuperables son de 4288 millones de bls a c.s. suponiendo una recuperación del 35%. El petróleo de los tres yacimientos es de composición similar con una densidad de 40° API y un contenido de sulfuro de 1%.

El grupo Thamama tiene una nomenclatura doble, es decir:

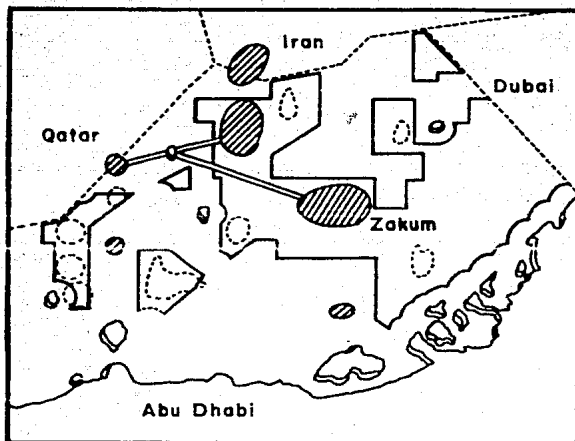


FIG. 24 LOCALIZACION DEL CAMPO ZAKUM.

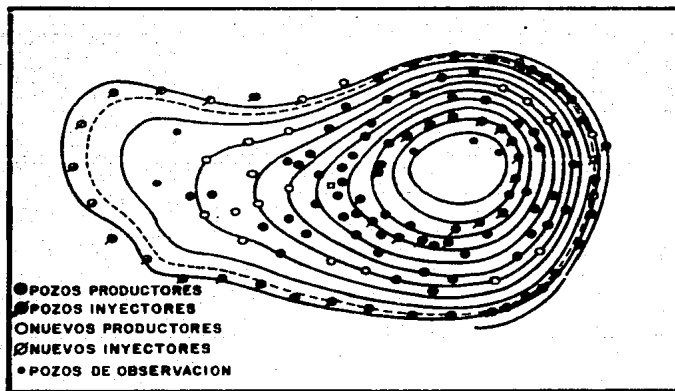


FIG. 25 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ZAKUM.

1. Una clasificación en cuanto a ubicación de los yacimientos que subdivide en seis zonas numeradas de la cima a la base, mientras que los intervalos porosos poseen notación alfabética.
2. Una clasificación extratigráfica que subdivide el grupo en las formaciones Shuaiba (cima), Kharai**b**, Lekhwair y Habshan.

La zona cuatro del grupo Thamama, constituye la parte inferior de la formación Lekhwair, con un espesor medio de 76 m.

El campo Zakum es una estructura anticlinal con echados del orden de 1 a 2.8 grado, de casi 40 km de longitud y 23.5 km de anchura.

El tipo de porosidad más común en los yacimientos es intergranular, intragranular, matricial y vugular.

En la subzona cuatro A la porosidad varía de 23 a 26.5% mientras que la permeabilidad es del orden de 40-100 md.

En la subzona cuatro B la porosidad es de 22 a 26% y la permeabilidad varía de 40 a 50 md.

En la subzona cuatro C la porosidad es del orden de 21 a 27% y la permeabilidad va de 40 a 50 md.

En los tres yacimientos, se nota una disminución en la porosidad hacia los flancos.

El análisis de muestras de crudo del yacimiento de las tres subzonas que no hay una diferencia significativa entre sus propiedades. La presión de burbujeo es función de la profundidad, varía así de 4150 a 2150 psi. Inicialmente, el crudo era saturado en la cresta de la estructura y bajosaturado en los flancos, sin embargo una sola curva de propiedades PVT contra presión pueden representar razonablemente el comportamiento del crudo en todo el campo. Las saturaciones de fluidos son:

- . Saturación de agua conata del orden de 8 a 10%
- . Saturación media de aceite residual de 35%
- . Saturación de gas crítica de 3.5%

El contacto agua-aceite es común a los tres yacimientos se localiza a 2700 m bajo el nivel del mar, sin embargo se considera que los tres yacimientos están separados debido a los intervalos densos que impiden cualquier comunicación entre ellos.

Durante la primera etapa de desarrollo las terminaciones de pozos fueron dobles, en dos de las tres subzonas.

El índice de productividad fue del orden de 7 a 15 bpd/psi los ritmos de producción de 5000 a 10 000 bpd para cada yacimiento el agua de inyección es tomada de un acuífero y se inyecta a ritmos de 7000 a 14 000 bwpd.

En su etapa inicial la producción del campo fue por agotamiento natural a un ritmo de 32 000 bpd provenientes de once sartas, esto fue en octubre de 1967 y básicamente de la cresta de la estructura (de 2400-2560 m). Pa



ra finales de 1972 se alcanzó la producción de 230 000 bpd, con una declinación en la presión de aproximadamente 800 psi, de una presión inicial de 4200 psi a 2510 mbnm. Debido a esta caída de presión se desarrolló un casquete secundario de gas en la cresta de la estructura. Los pozos productores con altas relaciones gas-líquido (arriba de 1300 scf/b1) fueron cerrados.

Para contrarrestar la rápida declinación en la presión del yacimiento y la expansión de la capa de gas secundaria, se inició la inyección de agua en la cresta del anticlinal rodeando la zona de gas, con pozos entre 2470 y 2500 mbnm espaciados a 1.5 km. El agua de inyección se obtiene de las formaciones Umm Er Radhuma y Simsima del cretácico superior.

El ritmo de inyección de agua es vigilado periódicamente mediante un fluómetro (11 000 bwpd), con un índice de inyectividad de 20 bpd/psi, la razón de movilidad es del orden de 0.35:1

Un estudio de simulación de yacimientos bidimensional con un modelo trifásico fué ajustado para investigar la necesidad de mantenimiento de presión. Se llevaron a cabo estudios minuciosos para determinar el plan óptimo para producir a un ritmo de 270 000 bpd. Durante un período de 20 años, mediante el modelo de simulación se investigó el patrón óptimo, número de inyectores y productores.

Un buen número de casos de predicción fueron corridos para obtener lo anterior, (Figura 26) concluyéndose que la mejor opción es la inyección en la cresta al mismo tiempo que la inyección periférica, con 41 inyectores periféricos y 26 nuevos productores. Los inyectores periféricos se localizan

a lo largo de la línea aceite/agua en la cima de la subzona cuatro A.

La inyektividad en los pozos periféricos es menor que en la cresta.

Para 1977 el ritmo de inyección excedió al ritmo de producción con gastos de 210 000 bwpd en cresta y 150 000 bwpd en periféricos.

La declinación de la presión se ha frenado y se ha incrementado de su valor inferior de 3200 psi.

Como lo demostró el estudio del yacimiento por medio del modelo de simulación, la entrada de agua del acuífero no proporciona la energía suficiente para alcanzar el ritmo de producción planeado. Este puede lograrse convirtiendo los pozos inyectoros a inyectoros a potencia con agua de mar.

El agua de mar será suministrada por siete módulos de inyección. La presión de descarga del sistema por tres módulos del complejo será de - - 1500 psi. Mientras que dos módulos descargarán a 3000 psi. Estos últimos hacia los inyectoros periféricos en el extremo Oeste del campo.

Comunmente los pozos inyectoros del acuífero son terminados en los tres yacimientos de la zona cuatro, sin embargo cuando sean convertidos a inyectoros de agua de mar a alta presión, serán terminados en dos de las tres subzonas para permitir la mejor distribución del fluido inyectado.

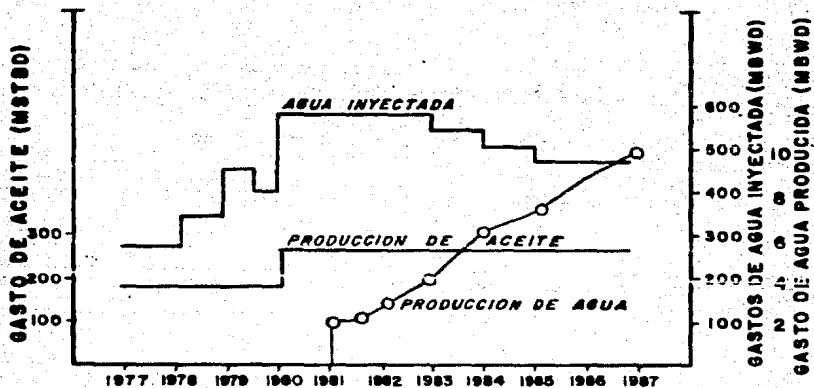


FIG. 26 PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

#### IV.3 Africa - Campo Meren, Nigeria

El campo Meren se localiza costa-fuera de Bendel, aproximadamente 25 millas (40 km) al Noroeste del río Escravos. (Figura 27). Los tirantes de agua van de 15 a 18 m en todo el campo.

El campo está compuesto por seis bloques afallados denominados A, B, C, D y E, F. Cada uno contiene distintos cuerpos de arenas denominados E, G, H, J y K. (Figura 28).

Los bloques A y B comprenden el área de mayor producción de aceite, mientras que el bloque F es principalmente productor de gas. De los bloques

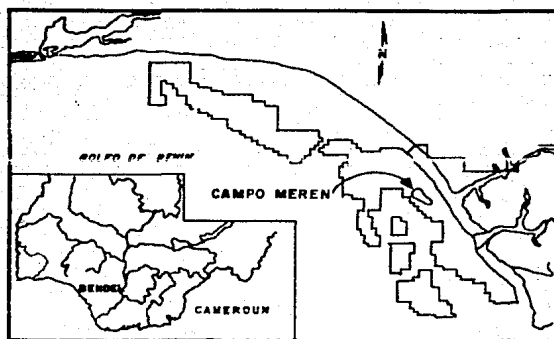


FIG. 27 LOCALIZACION DEL CAMPO MEREN

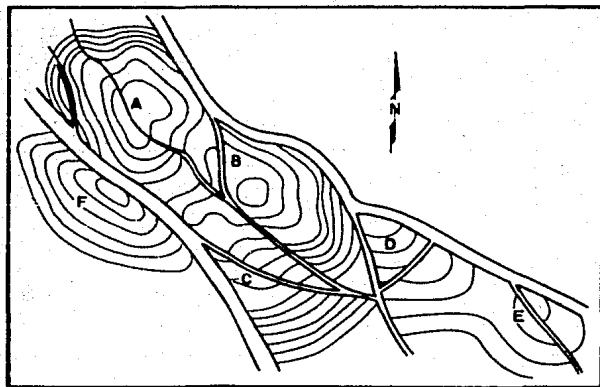


FIG. 28 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO MEREN ARENA G-1

restantes se obtiene producción complementaria, debido a que constituyen pequeñas trampas periféricas al campo.

La permeabilidad promedio dentro de los bloques A y B varía de 75 a 3000 md, mientras que la porosidad va de 23 a 31 %.

Existen en todo el campo 19 arenas que contienen hidrocarburos, de éstas solo cuatro son potencialmente productoras. De estas cuatro arenas, la denominada J-08 contiene el 95% de las reservas en el Suroeste de la estructura del campo.

El análisis del comportamiento de la producción indicó que es necesario instalar algún proyecto de recuperación secundaria para aumentar la recuperación final de hidrocarburos.

El agua como fluido de inyección parece ofrecer el mayor potencial. Para confirmar lo anterior se efectuaron pruebas de filtración, que demostraron que el agua de mar puede tratarse fácilmente para inyectarla al campo. Aunado a esto se corrieron pruebas de sensibilidad al agua en núcleos del campo que demostraron ser comparativamente insensitivos al agua ya sea de mar o diluida. La salinidad del agua de la formación del campo es de 14 000 a - - 26 000 ppm en concentración equivalente de NaCl.

El análisis de núcleos indica la presencia de arcillas, especialmente caolinita autigénica, localizada en las gargantas de los poros.

Comunmente las partículas de arcilla son mucho menores que las gargantas de los poros, aunque también suele ocurrir lo contrario. Los finos

dispersos afectan la permeabilidad de dos formas.

1. Cuando son removidas de la trayectoria principal de flujo y son menores que las gargantas de los poros, pueden incrementarla.
2. Cuando son iguales o mayores que las gargantas de los poros, obstruyen las trayectorias de flujo y la disminuyen.

Debido a la alta permeabilidad mostrada por el campo, no hay una sensibilidad notable a la inyección de agua de mar.

A continuación se listan algunas de las propiedades del aceite.

- Densidad del aceite: 26.8 a 374° API
- Relación gas disuelto-aceite inicial: 434 a 759 scf/sbl
- Factor de volumen del aceite: 1.25 a 1.43
- Viscosidad del aceite: 0.6 cp
- Viscosidad del agua: 0.35 cp

La razón de permeabilidades horizontal/vertical es mayor o igual a 10 cuando la permeabilidad es menor de 30 md.

Estudios preliminares indican que los mecanismos predominantes de desplazamiento son: empuje por liberación de gas disuelto y segregación gravitacional, también indican la necesidad de aplicar algún método de recuperación secundaria. Se plantea la posibilidad de producir y agotar simultáneamente todos los yacimientos del campo para antes de 1990.

Para asegurar la eficiencia y éxito de un proyecto de recuperación

secundaria, se llevó un estudio exhaustivo en las siguientes disciplinas:

- a) Ingeniería de yacimientos y geología para determinar la continuidad del yacimiento y las características de la roca.
- b) Estudios de balance de materia para determinar aproximadamente las reservas primarias, secundarias y requerimientos de inyección de agua.
- c) Simulación de yacimientos para optimizar ritmos de producción, presiones número de pozos, localización de ellos y menor número de reparaciones.

Los yacimientos candidatos están situados a profundidades que van de 1625-2085 m. Existen tres yacimientos de interés en el bloque A, ellos son; EI/A, G1,-G2/A y H4/A. En el bloque B existen cinco yacimientos candidatos que son; EI/B, E5/B, GI/B, G2/B y HI/B. La densidad del aceite va rfa de 22.4 API en H4/A. La viscosidad va de 2.9 cp a 0.4 cp respectivamente en los yacimientos citados. Todos los yacimientos poseen gradientes de temperatura y presión normales, el más profundo, H4/A, tiene una presión inicial de 2990 psi y una temperatura de 207 F a una profundidad de 2090 m.

La historia de producción muestra entrada de agua en la región Norte del bloque A y en la región Sur del bloque B. Mediante lo anterior se puede puntualizar que:

- La invasión de agua ha sido mínima.
- La relación gas-aceite de producción es igual o menor que la original.

Lo anterior indica una eficiente acción de la segregación gravitacional. Desde 1974 se ha notado una declinación en la producción de casi

35 000 bpd los estudios de balance de materia indican tamaños de acuíferos de:

$$r_e/r_w = 9 \text{ para el bloque B}$$

$$r_e/r_w = 7 \text{ para el bloque A}$$

El tiempo de vida productiva del campo a los ritmos actuales, se calcula de 12 a 30 años.

El programa de predicción de presión fué usado para estimar las cantidades relativas de aceite primario y secundario y para determinar los requerimientos de agua de inyección para mantenimiento de presión arriba de las condiciones de abandono. Se supuso una recuperación final de 50% del aceite original.

La diferencia entre el agotamiento natural y la recuperación secundaria de una buena aproximación de las reservas secundarias.

Se efectuaron corridas de inyección de agua en el modelo computarizado en todos los yacimientos. Como resultado se encontró que siete de sus yacimientos necesitaban de inmediato un tipo de energía adicional requiriéndose un gasto de aproximadamente 200 000 bwpd para proporcionarla, lo que llevaría una recuperación secundaria de aproximadamente 134 millones de bls.

Sin embargo, el balance de materia y la predicción de presión no consideran los efectos de heterogeneidad del yacimiento localización de los po-



zos y patrones de inyección.

Mediante un estudio de sección cruzada se determinó que el simulador areal de dos dimensiones podría ser el adecuado.

El plan consiguiente de inyección de agua propone la inyección si multánea en la mayor porción del campo GI-G2/A.

Previo a la simulación del yacimiento se llevó a cabo un estudio práctico que consistió de mapas geológicos, análisis de núcleos, balance de materia y estudios de secciones cruzadas, para agotar simultáneamente ocho yacimientos.

La simulación de yacimientos confirmó el estudio preliminar, la recuperación por agotamiento natural fué de 39%.

Se evaluaron los méritos del agua y gas como fluidos de inyección, estos resultados permitieron la optimización de reparaciones y perforación de nuevos pozos. (Figura 29).

Las altas permeabilidades exhibidas por el campo permiten la selección de agua o gas como fluido de inyección.

### Comparación de proyectos de recuperación secundaria y agotamiento natural

RITMO DE INYECCION	RECUPERACION	NUMERO DE POZOS REMANENTES
Agotamiento Natural	113.5	5
Inyección de gas                    22.5 MCF/D	127.5	2
INYECCION DE AGUA                    40 MMB/D	132.5	4

Se optó por el agua como fluido de inyección debido a:

- . Una relación de movilidades favorable
- . La vida productiva de los pozos después del rompimiento es mayor con el agua, ya que su producción aumenta gradualmente, mientras que con gas, los gastos después del rompimiento son inmanejables.
- . El agua es inyectada en las regiones inferiores de los yacimientos con lo cual se permite que actúe la segregación gravitacional.

Como la simulación se corrió en yacimientos típicos, se concluyó que el agua es el óptimo fluido de inyección en el campo.

Las reservas secundarias se estimaron en 121 650 000 bls con un requerimiento de agua de aproximadamente 200000 bwpd a 3500 psi.

Se efectuó el diseño para procesar 200 000 bwpd de agua de mar como

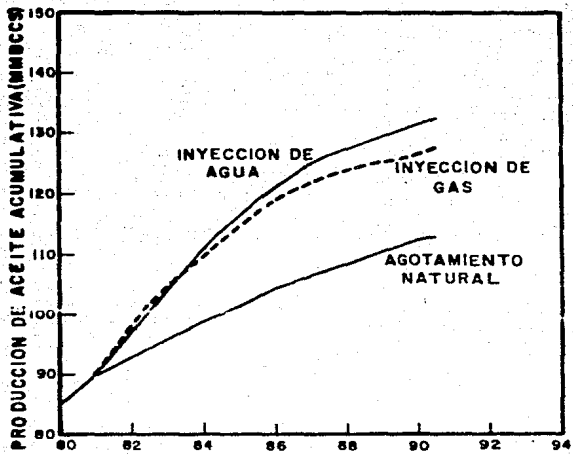


FIG. 29 RESULTADOS DE LA SIMULACION YACIMIENTOS G1-G2/A.

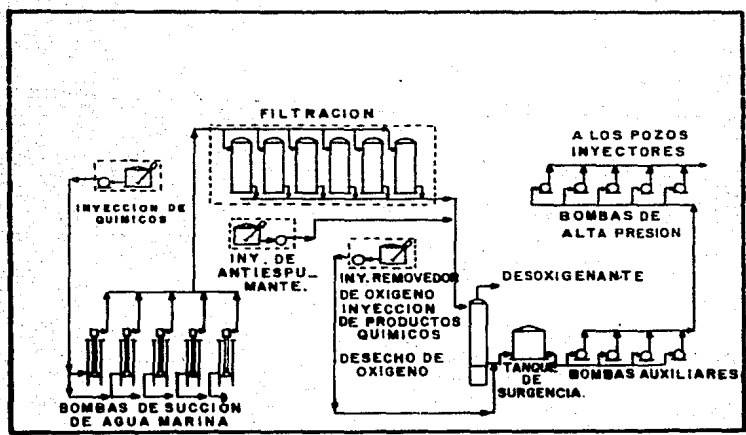


FIG. 30 SISTEMA DE INYECCION DEL CAMPO MEREN

fluido de inyección a una presión máxima de 3 500 psi. Se seleccionó agua de mar porque se obtuvieron resultados favorables en análisis de núcleos y pruebas de filtrado. (Figura 30).

Mediante estas pruebas se mostró la compatibilidad del agua de mar con la formación del campo. Así como también que se puede alcanzar una alta efectividad en el filtrado (hasta menos de 0.5 mg/lit de sólidos dispersos).

El sistema de inyección de agua se planteó para operar a finales de 1982. Con este proyecto se incrementó el ritmo de producción de 44 000 bpd (en condiciones naturales a 96 000 bpd en 1984).

La mayor producción del campo se obtendrá antes de 1990

#### IV.4. Estados Unidos - Campo Bay Marchand

Esta situado costa-fuera de Louisiana, a 88 Km. SW de Nueva Orleans. El campo empezó a desarrollarse en los años 50's mediante pozos direccionales perforados desde plataformas con capacidad para 12 y 24 pozos (Figura 31).

Estos pozos tienen ángulos de desviación de 15 a 20° y desviaciones horizontales desde 300 a 600 m. Los seis yacimientos de mayor importancia que estan bajo inyección de agua se encuentran en arenas del Mioceno situadas en un costado de un domo salino.

Los pozos inyectoros tienen profundidades del orden de 3350-3660 m.

El mantenimiento de presión empezó en 1963.

Los yacimientos se encuentran a profundidades que van de 2530 a 3500 m, cubriendo un área de 5 a 9 Km<sup>2</sup>. El echado es de 24° cerca de la estructura del domo y de 80 en el contacto original agua-aceite.

El espesor promedio de las arenas es de 2 a 11 m.

La presión inicial del yacimiento varía de 4600 a 5291 psi, inicialmente todos los yacimientos eran bajosaturados, excepto uno. La temperatura del yacimiento varía de 182 a 197 °F.

La relación gas-aceite inicial media fué de 450 scf/bl.

La Densidad del aceite fué de 21 a 30 ° API.

Las propiedades PVT varían muy poco con la profundidad, inicialmente existía una pequeña capa de gas. La viscosidad del aceite varía de 1.1 a 1.9 cp lo que indica razones favorables de movilidad. La saturación inicial de agua varió inicialmente de 40 a 15%.

El desarrollo del campo se hizo considerando un espaciamiento entre pozos de 275 m.

En 1961, una rápida pérdida de productividad de los pozos particularmente en yacimientos, con un desarrollo pobre de arenas indicó la necesidad de mantenimiento de presión. (Figura 32).

El problema más difícil que se enfrentó fué la carencia de tiempo.

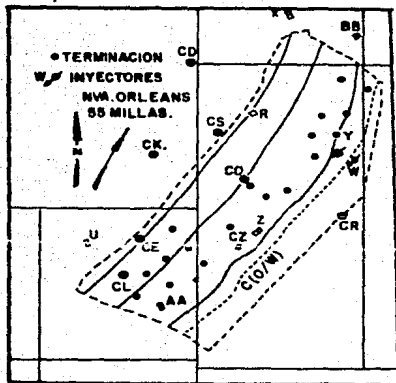


FIG. 31 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO BAY MARCHAND

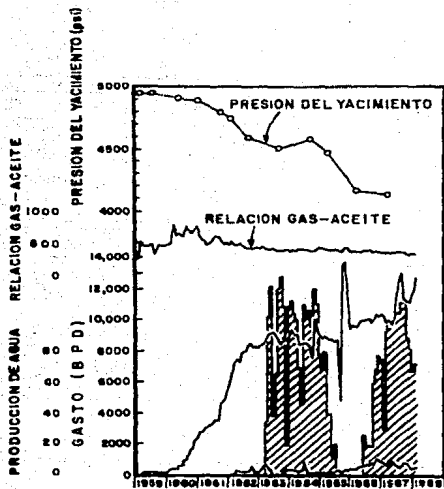


FIG. 32 ESTADISTICAS DE PRODUCCION

Se contaba con muy poca información tanto de la historia de producción como de análisis de núcleos (muy escaso), además no se podría disponer de muestras de fluidos de varias profundidades para cada yacimiento.

La selección de agua como fluido de inyección se hizo sin dificultad alguna, el gas como alternativa de inyección se eliminó por las escasas cantidades disponibles. Considerando las profundidades de inyección y los volúmenes necesarios, el agua fué económicamente la única alternativa posible.

El gasto estimado inicialmente de agua de inyección fué de 50 000 bwpd, con vida del proyecto estimada en 40 años.

El agua de acuíferos superficiales o profundos resultó no ser suficiente como fuente de suministro de agua.

En 1960 un estudio de ingeniería indicó que el mar era una fuente potencial suficiente y la más disponible para llevar a cabo el proyecto.

Se inició la inyección de agua de mar en pozos invadidos por agua, a una presión de inyección de 3650 psi para un gasto de 200000 bpd por pozo.

El sistema superficial de inyección consiste de tres unidades similares interconectadas, cada una operando a 3650 psi con un gasto de 200000 bwpd. (Figura 33).

Para marzo de 1963 algunos pozos sufrieron una rápida disminución en su inyectividad. Aparentemente por daño a la formación. Al principio el

problema más serio fué el arenamiento de los pozos.

Se hicieron pruebas de análisis de núcleos, indicando los resultados que existe un alto contenido de arcillas y que es muy escaso el cementante.

Se investigó también la posibilidad de fractura a la formación bajo condiciones de inyección, encontrándose resultados afirmativos.

Durante la etapa inicial del proyecto se presentaron varios problemas, entre ellos:

- Arenamiento
- Fallas de empacadores (por movimientos de tubería)
- Corrosión

Sin embargo uno de los problemas más serios fué el de daño a la formación. Para llegar al fondo de este problema se hicieron análisis de compatibilidad de aguas y pruebas de flujo en muestras realizadas en el sistema de inyección.

Los resultados de las pruebas mostraron reducciones drásticas en la permeabilidad causadas en principio por partículas de hierro de tamaño coloidal. Una segunda causa del daño a la formación es la aglomeración de material, cuando se encuentra estático. Como consecuencia se determinó que era necesaria una optimización en el sistema de filtrado, para lo cual se introdujo un módulo de filtración por tierra de diatomeas.



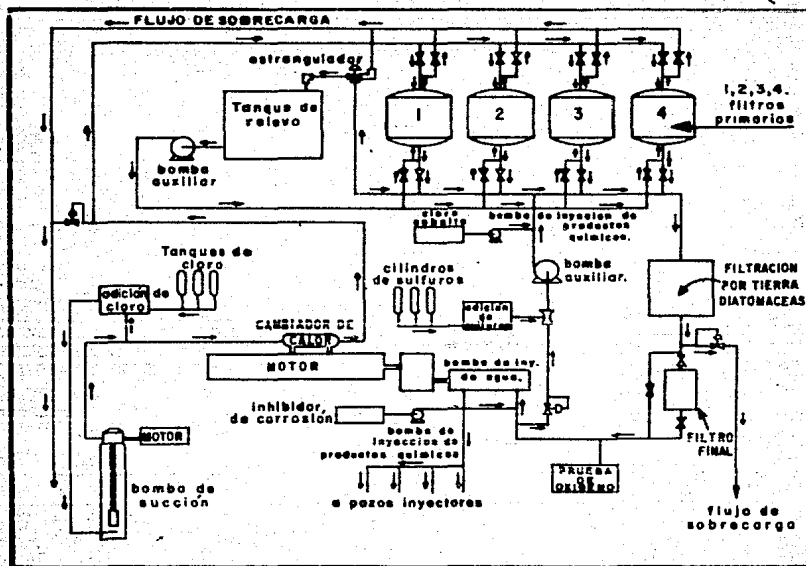


FIG. 33 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE INYECCION,  
CAMPO BAY MARCHAND.

#### IV.5 Sureste de Asia/Lejano Oriente - Campo Tapis, Malasia

El campo Tapis se localiza en el mar de China, 209 Km costa-fuera de la península de Malasia. (Figura 34), los tirantes de agua son del orden de 64 m.

Los yacimientos en Tapis son del mioceno. Están constituidos básicamente por depósitos de barra de barrera costeros.

El campo fué descubierto en 1969, estableciéndose una columna de hidrocarburos de 226 m. Los datos de presión y fluidos indican que el grupo inferior de areniscas (J - 20, J - 25, J - 30) tienen contactos de fluidos comunes. Después que los primeros pozos exploratorios delinearon la estructura, la columna probada de hidrocarburos, se estableció en 462 m.

En 1977 se instaló la primera plataforma y la producción se inició en 1978. La perforación de pozos exploratorios siguió para delinear el campo y obtener mayor cantidad de información. En 1981 se instaló la última plataforma (plataforma D). (Figura 35).

El campo es un anticlinal asimétrico con una dirección Este-Oeste.

Ocupa un área de 83 Km<sup>2</sup> y tiene un relieve de 792 m, desde el nivel del horizonte J - 20.

La estructura es cortada por fallas de tensión perpendiculares a su eje, con echados que varían de 8° en el flanco norte a 30° en el flanco sur. (Figura 36). La edad de los estratos del campo es el Mioceno reciente, las



FIG. 34 LOCALIZACION DEL CAMPO TAPIS, MALASIA.

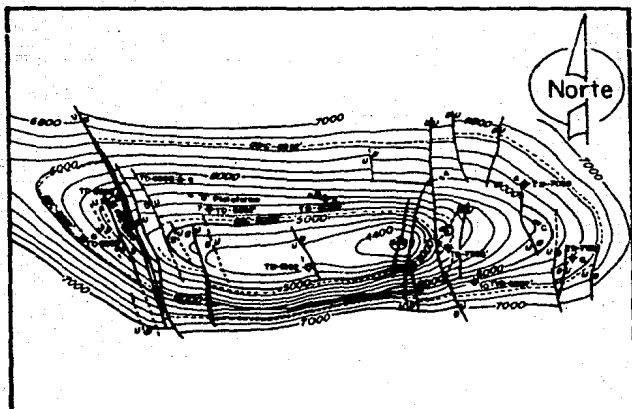


FIG. 35 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TAPIS.



FIG. 34 LOCALIZACION DEL CAMPO TAPIS, MALASIA.

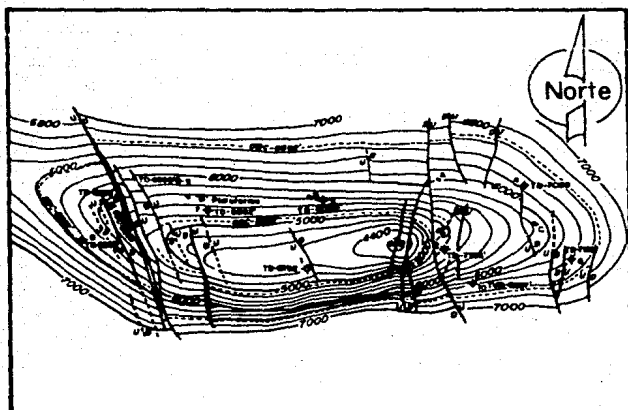


FIG. 35 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TAPIS.

secuencias litológicas tienen designaciones alfabéticas. El grupo J consiste de intercalaciones de pizarras, linolitas y areniscas. Las pizarras del grupo J y K supuestamente son las rocas madre del aceite y gas.

El grupo superior de areniscas J denominado J - 10 y J - 15 y el inferior es denominado J - 20, J - 25 y J - 30, este último es donde se localizan las areniscas mejor desarrolladas.

La reducción en porosidad y permeabilidad crea rápidos cambios en la calidad de la roca tanto horizontal como verticalmente, lo que origina interrucciones en la continuidad del yacimiento.

El análisis de núcleos indica que la roca es limpia y de buena calidad tiene permeabilidades del orden de 200 a 300 md, mientras que la roca arcillosa tiene valores de esa propiedad del orden de 10 a 12 md.

El plan de desarrollo inicial consistía en perforar tres filas de pozos productores desde cuatro plataformas alrededor de los extremos Norte y Oeste del campo. El espacio entre pozos productores es de 792 m. Las terminaciones son: convencionales simples, selectivas y dobles convencionales. Se planteó la inyección de agua siguiendo un patrón periférico.

El agua como fluido de desplazamiento fué seleccionada después de pruebas de laboratorio.

Este plan se ejecutó con la escasa información obtenida de los primeros pozos exploratorios, es decir, no se tomó en cuenta la amplia variación en calidad de la roca del yacimiento.

Para 1978 se habían perforado 12 pozos desde la plataforma A uno de ellos con el objetivo de probar la eficiencia del patrón de inyección periférica. Los resultados fueron nefastos, las pruebas de inyectividad indicaron la presencia de roca de baja permeabilidad.

Debido a la evidente pobre calidad de la roca, un patrón de inyección en la zona de aceite reemplazó al patrón anterior, con el fin de asegurar la eficiencia del mantenimiento de presión.

La distancia entre pozos se redujo a 610 m y se adoptó un patrón de inyección escalonado. Además se decidió que todos los pozos deberían tener terminaciones dobles para aumentar los puntos de drenaje del yacimiento. Aunado a este se planeó inyectar gas en el casquete principal, para conservar el gas y para auxiliar el mantenimiento de presión. Para finales de 1978 la estructura básica del plan estaba lista. El diseño de las instalaciones del sistema de inyección de agua y los planes de largo plazo demandaban buenas estimaciones de la capacidad de producción, requerimientos de flujo de inyección y recuperación final de aceite. La simulación de yacimientos fué la herramienta clave en los planes de desarrollo. Los estudios del modelo del campo Tapis se llevaron en 1979 y 1980.

Aunado a la simulación del yacimiento, se aplicó un programa para considerar aspectos que no son del yacimiento como: hidráulica del pozo, tiempo de vida de las plataformas, de las instalaciones de inyección de los pozos, límites de producción de aceite, gas y agua.

El primer modelo de simulación se basó en el análisis de 28 pozos.

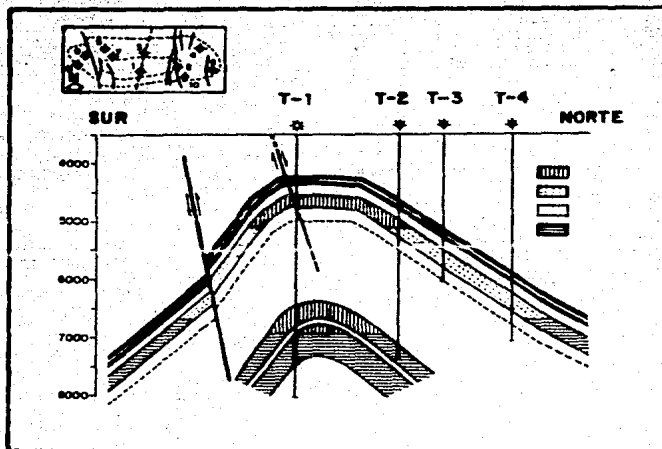


FIG. 36 CORTE DE LA SECCION ESTRUCTURAL.

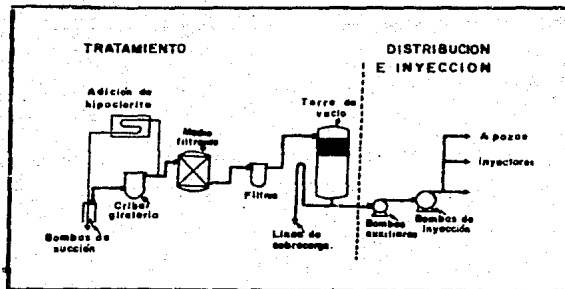


FIG. 37 SISTEMA DE INYECCION DE AGUA, CAMPO TAPIS.

Se construyeron modelos separados para cada yacimiento. Se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Recuperación por mantenimiento de presión; 47.5%
2. Recuperación sin mantenimiento de presión; 29%
3. Aumento significativo de la relación gas-aceite
4. La inyección de gas podría no mantener la presión en el área Este.
5. Los requerimientos de inyección de agua fueron de 175 000 bwpd, durante un período de siete años.

Como a la fecha de la aplicación del proyecto se habían perforado 51 pozos y permanecían ocultas cuestiones claves en cuanto a selección del patrón de inyección adecuado, se efectuó un segundo estudio.

Para este segundo estudio se tomaron en cuenta los 51 pozos existentes a esa fecha y se construyeron modelos separados para las regiones Este y Oeste. Se obtuvieron los siguientes resultados.

- El patrón óptimo de inyección de agua fue de 3:1 en línea directa con una recuperación final de 55,7%
- La recuperación puede mejorar en 1-3% dependiendo del patrón de inyección
- El patrón de inyección 3:1 en línea directa probó que puede mejorar la recuperación en 1% más que el patrón de siete pozos invertido además, se reduce la vida productiva del campo y con ello los costos de operación.

Se buscaron discontinuidades del yacimiento que pudieran refutar o alterar el proyecto, mediante correlaciones con registros y gráficas de presión en la boca del pozo contra producción acumulativa de aceite.



Se encontró que las discontinuidades son muy pequeñas y en general el patrón de inyección seleccionado puede funcionar bien.

La planta de inyección se localiza en la plataforma B de donde se transporta a las plataformas A, C y D por tubería submarina. (Figura 37).

De los casos revisados, puede concluirse lo siguiente:

- a) La inyección de agua, en campos costa-fuera, difiere de los proyectos en tierra, únicamente en las variantes impuestas por lo remoto de su ubicación.
- b) Antes de iniciar un proyecto de inyección de agua es necesario contar con la mayor cantidad de información sobre el yacimiento candidato. (Tabla N°IV.1).
  - . Historia de producción
  - . Interpretación de registros geofísicos
  - . Pruebas de pozos etc.
- c) Se debe predecir el comportamiento del yacimiento bajo distintas condiciones de producción (por inyección de agua, inyección de gas, inyección de miscibles, etc.). Para esto se puede hacer uso de la simulación numérica de yacimiento.
- d) Si se seleccionó la inyección de agua por sus ventajas comparativas sobre otras técnicas de recuperación se debe proceder a efectuar análisis

de compatibilidad entre los fluidos de la formación y los fluidos de inyec  
ción alternativa.

- e) Se debe efectuar pruebas piloto en el yacimiento para probar la eficiencia del patrón de inyección seleccionado y problemas de inyectividad o in  
compatibilidad.
- f) El agua de mar tiene un buen potencial, como fluido de inyección, debido a que su suministro es prácticamente inagotable y solamente en casos donde no sea costeable el tratamiento para darle la calidad requerida por el yacimiento, se deberá desechar como alternativa.
- g) Es conveniente vigilar continuamente los frentes de fluidos para mantener el mayor control sobre ellos.
- h) Los casos más favorables se presentan cuando:
  - La inyección de agua funciona como mantenimiento de presión, para pre  
siones relativamente altas. (3000 - 5000 psi).
  - La porosidad y permeabilidad son buenas ( $\phi$ , 18 - 36%) y K (100 - 2000 md)
  - El aceite es ligero (26 - 45 °API) y de baja viscosidad (< 10 cp).

T A B L A IV. 1

	FORTIES	ZAKUM	MEREN	BAY MARCHAND	TAPIS
Formación	Areniscas	Calizas	Arenas	Arenas	Areniscas
Espesor (m)	150			2 - 11	226 - 462
Porosidad (%)	27	21 - 27	18 - 36	29	22 - 23
Permeabilidad (md)	400	40 - 100	10 - 9600	10 - 2000	10 - 300
Sat. agua (%)	23	8 - 10		40 - 15	
Sat. aceite residual (%)		35			
Rel. Gas Disuelto (pie /bl)			434 - 439		
Rel. Gas Líquido (pie /bl)	340	1300		450	
Presión del yacimiento (psi)	3125	4200	2960	4600 - 5291	
Presión de saturación (psi)	1090	2150 - 4150			
Temp. del Yacimiento (°F)	195			182 - 197	
Densidad Aceite (°API)	37	40	26 - 37	21 - 30	45
Viscosidad Aceite (cp)	0.8		0.6	1.1 - 1.9	
Factor Vol. Aceite	1.23		1.25 - 1.43		
Prof. contacto agua/aceite (m)	2217	2700			
Reservas recuperables (billones)	4	4288	134	0.078732	
Factor de recuperación (%)	45	35			
Presión de inyección (psi)	1200 - 1300	1500 - 3000	3500	3650	2800
Gasto de Producción (bopd)	412000		29814	7465	74000
Gasto de Inyección (bwpd)	360000	210000-250000	200000	50000	225000

## V. INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS EN MEXICO

México es quizá en este momento el país más importante en lo que se refiere a producción de crudo en zonas marinas, dentro del área Latinoamericana-Caribe. Según estimaciones, la producción de sus campos costa-fuera puede alcanzar 2.8 millones de barriles por día para 1993. Sin duda alguna para alcanzar estos niveles se deberá intensificar la exploración así como también la optimización de las técnicas de recuperación secundaria.

En nuestro país los métodos de recuperación secundaria más usuales son: Inyección de agua, inyección de gas seco y en forma reducida; la inyección de agua con polímeros, inyección de gas natural, inyección de vapor, inyección de miscibles, etc.

La inyección de agua tiene, en nuestro país, un uso muy difundido, pues en 1985 se inyectó un volumen total de 619 000 barriles de agua por día (en campos marinos y terrestres), obteniéndose como resultado una producción de 301 723 barriles de aceite por día, que representa el 11.5% del total de hidrocarburos producidos.

El amplio uso de la inyección de agua se debe a que se han configurado factores favorables tales como:

- Abundancia del fluido
- Facilidad de manejo
- Buena eficiencia de desplazamiento (en términos generales)

- Costo relativamente bajo

La mayoría de nuestros campos costa fuera son de reciente descubrimiento (mediados de la década de los 70's y principios de los 80's), y hasta la fecha su producción ha sido aprovechando la energía natural propia de yacimiento. Esto es, se acerca el momento en que será necesario aplicar un método de recuperación secundaria para mantener los ritmos de producción en niveles rentables.

A pesar de que en términos generales, se tiene un dominio amplio sobre la inyección de agua, en nuestro país no hay hasta la fecha antecedentes sobre inyección de agua en campos marinos.

En el presente capítulo, se hará una revisión sobre los aspectos más importantes de nuestros campos marinos, con el fin de establecer si se presentan condiciones favorables para la inyección de agua.

La zona marina productora de hidrocarburos de México se localiza en el Golfo de México, el Oeste de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche, y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa, sobre la plataforma continental entre las isobatas 20 y 200 m de profundidad, con una superficie aproximada de 15 000 Km<sup>2</sup>. (Figura 38).

La zona está constituida por los campos: MALOOB, ZAAP, BACAB, KU, EK, KUTZ, IXTOC, AKAL, CHAC, NOHOCH, ABKATUN, POL y CHUC.

Los antecedentes de exploración se remontan a la información obtenida del área productora ya desarrollada Chiapas, Tabasco y Yucatán, así como

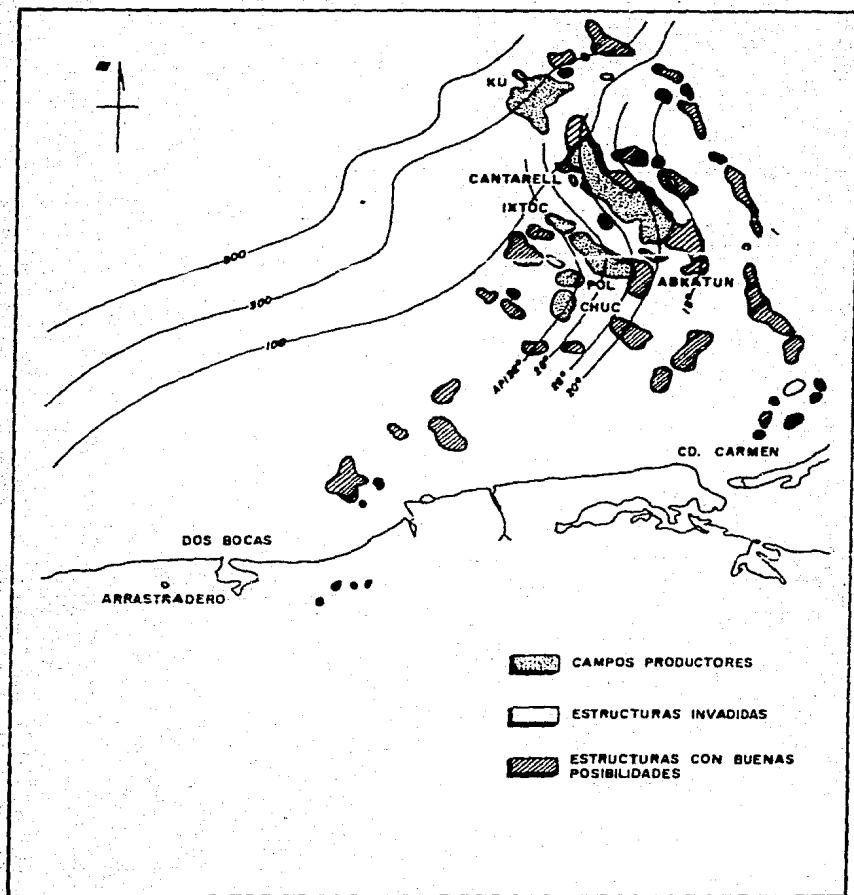


FIG. 38 Distribución de fluidos en la Sonda de Campeche y el Area Mesozoico Chiapas - Tabasco

a la información geofísica existente. La reinterpretación de los conceptos paleogeográficos fundamentales para el jurásico y cretácico lleva a la conclusión de que las condiciones estratigráficas sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco deberían continuar mas adentro, hacia el Golfo, aunado a lo anterior se tuvieron manifestaciones superficiales de hidrocarburos. Para 1974 se perforó el primer pozo, terminándose como productor a una profundidad total de 4934 m.

Con el descubrimiento de estos campos marinos se incrementó en forma notable la reserva de hidrocarburos de México, pues todos tienen altos potenciales productivos, además entre ellos se cuenta con el supergigante de mayores dimensiones en México, que figura entre los diez más grandes del mundo que es el complejo Cantarell, formado por los campos AKAL, NOHOCH y CHAC.

La zona marina productora de hidrocarburos de México, también denominada Sonda de Campeche, está constituida básicamente por calizas dolomitizadas y dolomias del kimeridgiano, calizas y brechas dolomitizadas y dolomias del cretácico, así como también por brechas calcáreas dolomitizadas de la base del paleoceno. Las mejores acumulaciones petrolíferas se han encontrado en anticlinales afallados donde actuaron favorablemente el fracturamiento y la diagénesis. En el complejo Cantarell, las formaciones productoras llegan a alcanzar de 1200 a 1300 m de profundidad.

La explotación de esta área marina se inició en 1979 tres años después de su descubrimiento y aunque no se han desarrollado totalmente su producción ha sido significativa, para 1985 aportaron un promedio de 1.7 millones de barriles diarios, que representa el 64.8% de la producción total del país

A continuación se citan algunos datos sobre nuestros campos marinos (datos de 1985).

CAMPO	(AÑO/DESC)	PROL. (PIES)	PROD.(bpd)	PROD.(b1) ACUM	DENSIDAD DEL ACEITE
CANTARELL	(1976)	8526	1 004 412	146 874 364	21.3
ABKATUN	(1978)	11800	408 781	402 766 525	30
KU	(1979)	10000	198 783	166 662 456	22
POL	(1979)	12600	122 881	104 489 411	35
CHUC	(1982)	13100	28 298	18 076 617	35
IXTOC	(1984)	?	1 138	207 563	?

A continuación se describen los rasgos generales sobre dos de nuestros campos marinos más importantes, ABKATUN y COMPLEJO CANTARELL.

Abkatún fue el primer campo de aceite ligero descubierto en la Sonda de Campeche, está clasificado como yacimiento gigante con reservas que superan los 500 millones de barriles. Es una estructura anticlinal con dirección NW-SE. El espesor de la formación productora es de aproximadamente 700 m constituidos por brecha de la edad del paleoceno. En la parte superior de la estructura, la porosidad es alta y tiende a degradarse en los estratos inferiores. La permeabilidad es alta, llega a alcanzar 500 md. Esta permeabilidad es originada por la dolomitización de estratos calcáreos y un intenso fracturamiento que intercomunica todo el yacimiento.

La presión del yacimiento y las características físicas de los flui



dos lo señalan como extremadamente bajosaturado. En consecuencia los mecanismos de expulsión que pueden actuar hasta la presión de saturación serían la expansión del sistema roca-fluidos y probablemente un empuje hidráulico natural, que no se ha hecho evidente todavía. Se planea establecer un sistema de mantenimiento de presión, con inyección de agua de mar, con el objeto de mejorar la recuperación final y mantener durante el mayor tiempo posible la producción de 500 000 bpd.

El Complejo Cantarell es el más importante en México, está integrado por los campos AKAL, NOHOCH y CHAC. (Figura 39). Sus dimensiones lo hacen aparecer entre los diez yacimientos más grandes del mundo. Su explotación comenzó en junio de 1979 con el pozo Cantarell 1-A con un gasto de 34 000 - (bpd) de aceite de 22 °API. Las rocas almacenadoras son brechas del Paleoceno suprayacentes y rocas carbonatadas del cretácico, con espesores máximos de 290 y 835 m respectivamente. Está limitado en la zona occidental por una falla normal, al Norte y Oriente por una falla inversa y hacia el sur el límite lo constituye el contacto agua-aceite y la reducción en porosidad y permeabilidad. (Figura 40).

Una característica importante es el gran relieve estructural, la profundidad de la cima productora varía de 1100 a 2200 m, así como los potentes espesores impregnados de aceite, bajas saturaciones de agua y una gran transmiscibilidad, que es causada por sistemas secundarios de porosidad como son cavernas y fracturas.

La presión inicial del yacimiento fue de 172 kg/cm<sup>2</sup>, en tanto que la presión de saturación fue de 150 kg/cm<sup>2</sup>. (Figura 41).

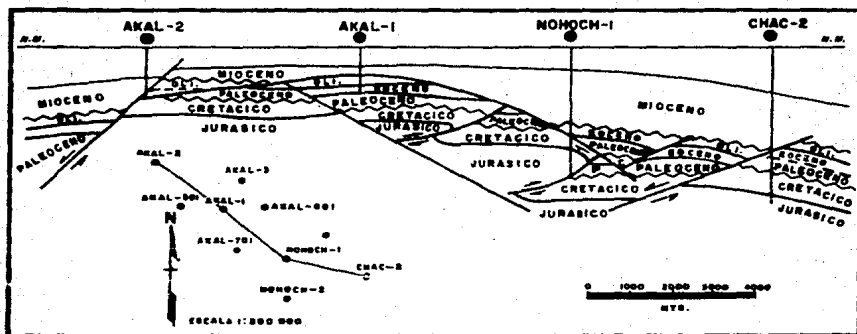


FIG. 39 SECCION ESTRUCTURAL DEL COMPLEJO CANTARELL.

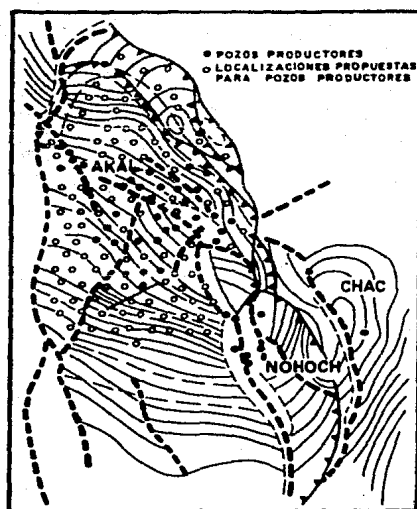


FIG. 40 COMPLEJO CANTARELL.

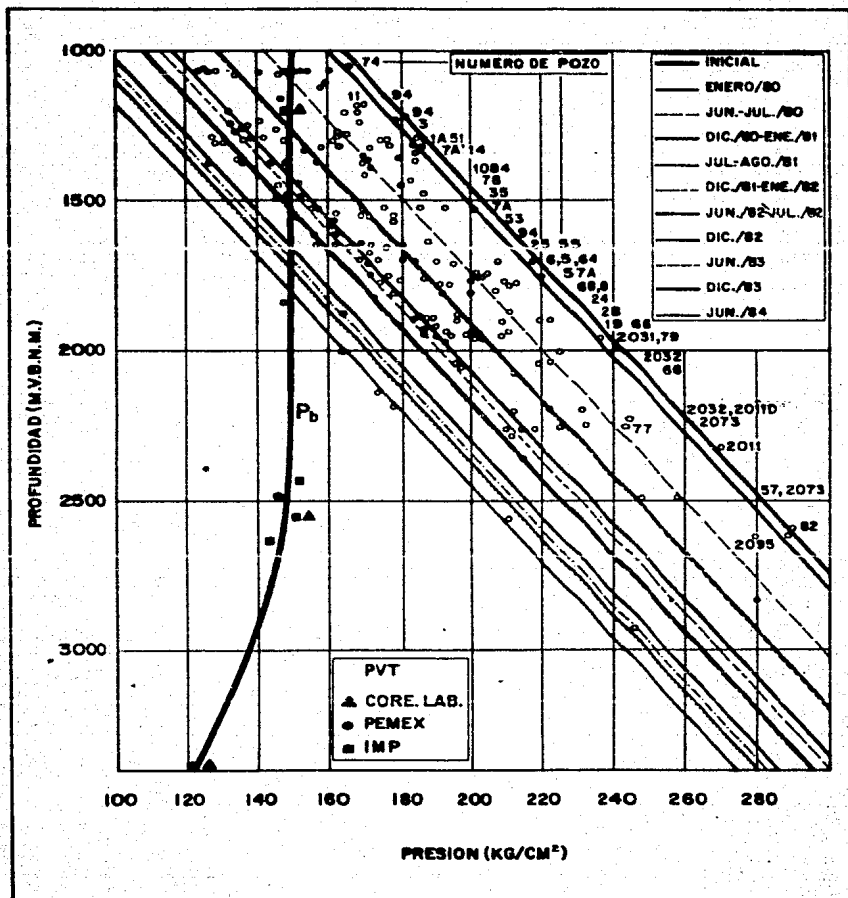


Fig. 41 Comportamiento de la presión del Complejo Cantarell con respecto a la profundidad.

Este complejo presenta condiciones bien favorables para la acción eficiente de la segregación gravitacional, esto es:

- Alta permeabilidad - de varios darcy
- Gran espesor - varios cientos de metros
- Relieve estructural - de mas de 2000 m.

Es común bajo este mecanismo que la eficiencia de desplazamiento en la zona barrida por el gas sea mayor de 70%. Esto se ha confirmado con estudios de simulación numérica, por medio de estos estudios se ha predicho también con gran exactitud el avance del casquete de gas. (Figura 42), que se formó año y medio después de la puesta a producción. Un hecho que manifiesta la gran transmisibilidad es que todos los pozos han tenido un ritmo de depresionamiento uniforme, sin importar su ubicación y profundidad de terminación.

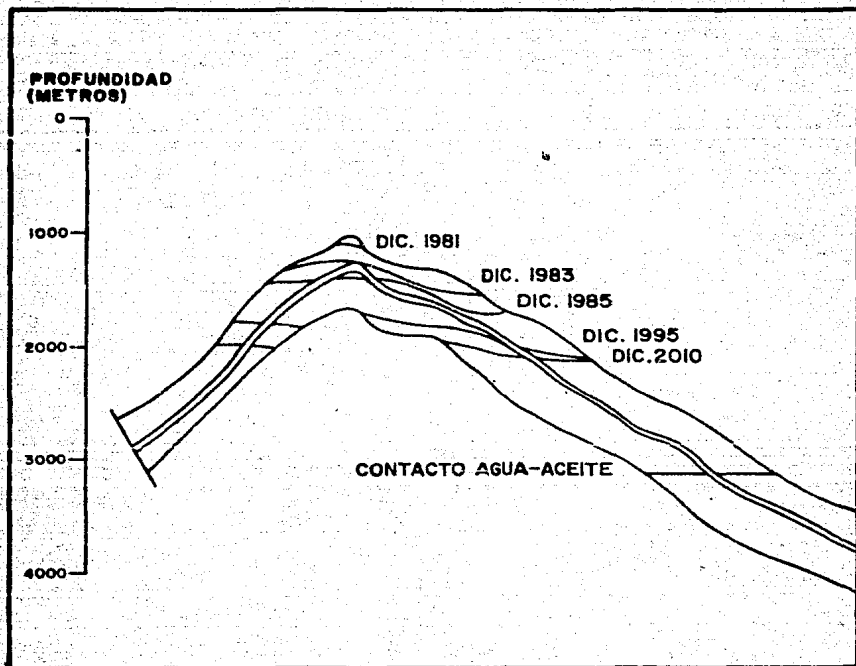


FIG. 42 MODELO DE AVANCE DEL CASQUETE DE GAS EN EL CAMPO AKAL.

## VI. CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA LLEVAR A CABO UN ANALISIS ECONOMICO DE LA INYECCION DE AGUA EN CAMPOS MARINOS.

La economía para todo proyecto de recuperación secundaria juega un papel de primordial importancia, pues es el parámetro sobre el cual gira la decisión final a cerca de la conveniencia o no de llevarlo a cabo. Si el yacimiento candidato para recuperación secundaria ha producido por energía propia hasta agotarse, se debe considerar que su etapa de vida de mayor rentabilidad ha quedado atrás y que prácticamente es una aventura el aplicar cualquier método para tratar de obtener una recuperación adicional de hidrocarburos. Sin embargo cada vez se conoce más la conveniencia de aplicar algún proyecto de recuperación secundaria desde la etapa de producción primaria, como mantenimiento de presión, permitiendo así una recuperación más económica de la máxima cantidad de aceite.

Para decidir si un yacimiento es buen prospecto para inyección de agua, de manera rentable, es necesario realizar primero un análisis profundo de los aspectos de ingeniería de yacimientos y evaluarlos desde el punto de vista económico. Entre estos parámetros están los siguientes:

1. Localización del yacimiento
2. Dimensiones y geometría del yacimiento
3. Profundidad
4. Mecanismos de producción primaria
5. Porosidad
6. Saturación de aceite residual

7. Permeabilidades relativas
8. Viscosidad del aceite
9. Disponibilidad del agua para inyección

Para nuestro caso, de yacimientos costa-fuera, los costos se incrementan considerablemente por lo remoto de su ubicación. Por otra parte si está a una gran profundidad, será necesaria una mayor presión de inyección en superficie, lo que implica mayor potencia en los equipos y mayores costos. Sin duda alguna los parámetros de mayor importancia son: Saturación de aceite residual y permeabilidades relativas. El primero se refiere a la cantidad de aceite que se encuentra en el yacimiento antes del inicio del proyecto, es decir, las reservas secundarias, es evidente que si estas reservas no garantizan un beneficio económico, cualquier proyecto será in-costeable y por consiguiente inaplicable. Es importante señalar que la saturación de aceite residual es uno de los datos más difíciles de obtener con cierto grado de precisión y un error en su estimación, por mínimo que parezca, convertido a barriles de crudo representa la diferencia entre el éxito o el fracaso del proyecto. Las permeabilidades relativas son otro aspecto de fundamental importancia, representan la preferencia con la que un fluido en particular, tiende a fluir en el medio poroso cuando éste se encuentra saturado por varios fluidos. Esto es si el yacimiento se encuentra saturado por agua y aceites, las permeabilidades relativas indican que fluido se moverá preferentemente y que se recuperará en los pozos productores. Es evidente también que a mayores relaciones agua-aceite producida disminuye la rentabilidad del proyecto. A semejanza de la saturación de aceite residual, las permeabilidades relativas son un problema todavía sujeto a discusión, prin-

principalmente por que no existe aún un método experimental lo suficientemente confiable para su determinación. Otro factor que influye de manera directa en esta evaluación primera es la viscosidad del aceite del yacimiento, pues - mientras más viscoso sea se tendrán razones de movilidades altas ( $M > 1$ ), lo que ocasiona bajas eficiencias de barrido y consecuentemente menores recuperaciones finales de hidrocarburos. Cuando la viscosidad del aceite del yacimiento es alta (2000 - 10,000 cp), el uso del agua como fluido desplazante es totalmente inadecuado, por lo que será necesario recurrir a métodos alternativos de recuperación más sofisticados, algunos de ellos con eficiencias de recuperación teóricas cercanas al 100%, pero comparativamente más costoso.

La economía para todo proyecto, está determinada por la sencilla relación que existe entre: ganancia bruta, ganancia neta y costos, que es de la siguiente forma:

$$\text{Ganancia neta} = \text{Ganancia bruta} - \text{Costos}$$

Es evidente que lo que se tratará de alcanzar siempre es una máxima ganancia neta, para lo cual se debe tener un control muy preciso sobre los costos.

Para efectuar un análisis económico, es necesario hacer una estimación muy precisa de los elementos del término de la derecha de la relación anterior. En lo que se refiere a la ganancia bruta, esta puede determinarse de la producción obtenida mediante una curva de declinación durante la vida del proyecto, multiplicada por el precio del crudo esperado (Figura 43). Otra forma de determinar con exactitud la ganancia bruta, es mediante



Las reservas recuperables existentes, antes del inicio del proyecto, multiplicados por el precio del crudo actual, para esto debe contarse con información muy confiable sobre los siguientes parámetros del yacimiento:

- Saturación residual de aceite
- Permeabilidades relativas

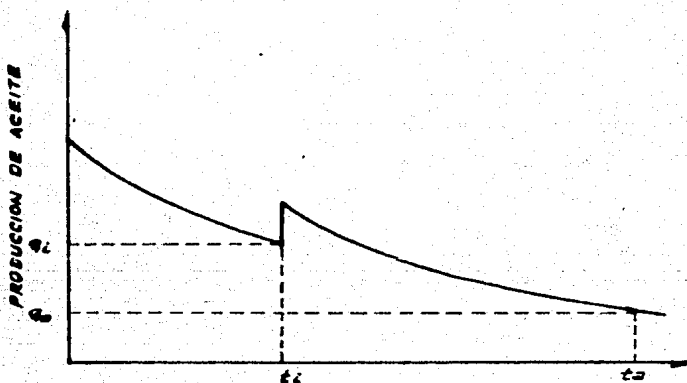


Fig. 45 VIDA PRODUCTIVA DEL YACIMIENTO

En cuanto a costos, estos pueden clasificarse en tres grupos que son: adquisición, desarrollo y operación. Para nuestro caso, en nuestro país son inoperantes los costos por adquisición debido a la política sobre propiedad de la tierra y sus riquezas. A continuación se listan los factores que influyen los costos de desarrollo.

## **COSTOS DE DESARROLLO**

### **1. Disponibilidad del agua**

- a) Profundidad
- b) Capacidad
- c) Calidad
- d) Corrosividad
- e) Tipo de sistema abierto o cerrado
- f) Suministro de agua (mar, acuífero, etc)

### **2. Grado de desarrollo del campo**

- a) Original
- b) A efectuar patrón deseado

### **3. Condición de los pozos**

- a) Programa de tuberías
- b) Tuberías cortas
- c) Limpieza
- d) Métodos de estimulación

### **4. Suministro de energía**

- a) Gas
- b) Electricidad

### **5. Tamaño del equipo y condiciones**

- a) Diseño y construcción de las plataformas de tratamiento e inyección del agua

6. Espaciamiento entre pozos y patrón de inyección

7. Los pozos se dejarán fluir por sí solos o se instalarán sistemas de producción artificial.

De estos factores el que mayor influencia tiene es el espaciamiento entre pozos, pues a medida que disminuye, se tiene una mayor densidad de pozos por unidad de área, una mayor continuidad, en consecuencia un drenaje más rápido del yacimiento. Sin embargo, por otro lado, el incremento en el número de pozos origina a su vez un incremento en razón directa de los costos. En estos casos se debe encontrar el equilibrio entre el espaciamiento óptimo que es dictado por la máxima eficiencia de barrido y el costo menor por unidad de área.

Los costos de desarrollo son una inversión que se realiza al inicio del proyecto, está representada por equipo e instalaciones necesarias para la operación del proyecto. El otro tipo de costos se refiere a la operación en sí de ese equipo e instalaciones. Entre los factores que los afectan están los siguientes:

#### COSTOS DE OPERACION

1. Profundidad de operación

- Tratamiento del agua, aditivos químicos

2. Volúmenes de fluidos

- Tratamiento de fluidos producidos

3. Presión de inyección

- Limpieza de pozos y de líneas de conducción

4. Suministro de energía
  - a) Gas
  - b) Electricidad
5. Volumen de agua, calidad, corrosividad
6. Tamaño del proyecto
7. Mano de obra,
8. Gastos impredecibles

Se puede hacer una gráfica de costos de operación y desarrollo y ganancia bruta contra el tiempo durante la vida del proyecto (Figura 44).

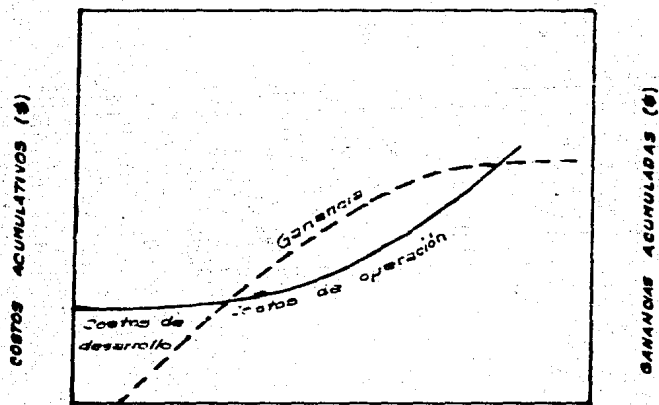


FIG. 44. VIDA PRODUCTIVA DEL YACIMIENTO

El ritmo de inflación está incluido primero en los costos de desarrollo o inversión inicial por medio de la depreciación y posteriormente durante toda la vida del proyecto en los costos de operación y mantenimiento.

Un aspecto de primordial importancia es el precio del crudo que es función de las contracciones de la oferta y demanda en el mercado de energéticos. A medida que se incrementa la demanda aumenta en proporción directa el precio y viceversa.

La rentabilidad de la explotación de un yacimiento ya sea por recuperación primaria, secundaria o mejorada es función del precio del crudo, que a su vez está en función de su demanda en el mercado mundial de energéticos. De hecho, todas las operaciones enfocadas a la expansión o inicio de proyectos de exploración y explotación en la industria petrolera tienen como norma el precio del crudo.

En años recientes el precio del crudo ha disminuido considerablemente, llegando hasta la mitad de su precio original, como consecuencia de una fuerte contracción en la demanda de este energético, originada aparentemente por una sobre producción mundial.

Cabe hacer notar, por otra parte que son impredecibles los bruscos cambios en el precio del crudo y cuando originan una baja, los proyectos que están en operación, pueden tener un fracaso económico total.

Una herramienta muy útil, que ha sido desarrollada en años recientes es la simulación matemática de yacimientos, su uso nos permite predecir

el comportamiento del yacimiento bajo distintas condiciones de producción. Mediante un modelo se puede simular la inyección de agua o cualquier otro proceso de recuperación secundaria o mejorada, para hacer una estimación de los parámetros de ingeniería que posteriormente serán evaluados por un modelo económico.

Con esta valiosa ayuda se puede formular un plan de explotación - que estará equilibrado entre la máxima recuperación adicional de hidrocarburos y el mayor beneficio económico, que es a fin de cuentas el objetivo de todo proyecto.

## VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La inyección de agua representa aún un método confiable y económico de recuperación secundaria, con potencial de aplicación a casi cualquier tipo de yacimiento, exepctuando aquellos en los que predomina como mecanismo de desplazamiento un empuje hidráulico natural suficiente, un empuje por expansión del casquete de gas o bien los que presentan condiciones favorables para una acción eficiente de la segregación gravitacional, así como aquellos en los que la economía es su principal limitante. Los mejores yacimientos candidatos para mantenimiento de presión o barrido por inyección de agua son:

- a) Yacimientos en los que ha actuado o actúa el empuje por expansión del sistema roca-fluidos.
- b) Yacimientos donde actuó o actúa el empuje por liberación de gas disuelto (yacimientos bajosaturados)
- c) Yacimientos donde los mecanismos señalados como desfavorables actúan deficientemente o se pretende incrementar el ritmo de producción

Es de fundamental importancia analizar parámetros como geometría, geología, estructura, continuidad, etapa de vida, mecanismos de producción primaria, propiedades del fluido y la roca, presión, temperatura, factores que afectan la eficiencia de barrido y la economía para decidir si la inyección de agua representa la mejor alternativa de recuperación secundaria para un yacimiento dado.

El tiempo óptimo para implementar un proyecto de inyección de agua, es cuando el yacimiento alcanza la presión de saturación, pues es a esta presión menor la saturación de aceite residual en la zona barrida y su viscosidad tiene su valor mínimo por lo que se presentan las mejores condiciones de movilidad. Idealmente se debería mantener la presión del yacimiento en este valor, sin permitirle descender para obtener así la más alta recuperación final de aceite en forma económica .

Para yacimientos costa-fuera, la inyección de agua sigue básicamente las mismas normas que para yacimientos en tierra, con la variante propia impuesta por ambientes más hostiles como consecuencia de lo remoto de su ubicación.

Una de las características más importantes que hay que considerar, para yacimientos costa-fuera, es que la perforación y operaciones subsiguientes deben hacerse desde estructuras fijas, como son las plataformas, con su limitación de espacio debido a lo cual los pozos son direccionales y es muy difícil implantar un arreglo repetitivo de cuatro, cinco, siete, nueve pozos, en línea directa, escalonada, etc. Es decir se trata de desarrollar el máximo de área del yacimiento a partir de cada estructura-existen plataformas con capacidad hasta para 24 pozos direccionales. Como consecuencia de esta limitación se dificulta la selección del patrón de inyección. El arreglo de pozos más comunmente usado con éxito es el de inyección periférica.

La mayor de las veces se ha podido usar exitosamente el agua de mar, como fluido inyección, variando únicamente el número de componentes del sis-



tema de tratamiento, a menos que se presenten problemas demasiado severos como hidratación de arcillas, incrustación, taponamiento, corrosión, etc. en cuyo caso se debe buscar otra fuente de suministro. El diseño del sistema de tratamiento del agua de inyección es función de los requerimientos de calidad de cada yacimiento en particular.

Otra característica propia de los yacimientos costa-fuera es su limitante económica, pues tan solo la puesta a producción se lleva de tres a ocho años -durante los cuales empieza a correr costos- dependiendo de las características y complejidad del yacimiento, además de que la operación es comparativamente más costosa.

Entre las desventajas más fuertes que enfrenta la inyección de agua ya sea en tierra o costa-fuera están:

- a) Recuperación baja de hidrocarburos, comparando con técnicas de recuperación mejorada, que en algunos casos reportan recuperaciones hasta del 100%.
- b) Se debe considerar la instalación de un sistema de producción artificial cuando el agua de inyección invada los pozos productores, lo que afecta directamente la economía del proyecto.

Sin embargo, se tiene la ventaja de que es una de las técnicas más experimentadas y se puede decir que se tiene un amplio dominio sobre ella. Se pueden hacer las recomendaciones siguientes cuando se considera como alternativa viable la recuperación secundaria por inyección de agua en yacimientos costa-fuera:

1. Recopilar el máximo de información disponible del yacimiento, complementándola con información lo más reciente posible tomando de registros geofísicos, pruebas en pozos, análisis de núcleos y fluidos etc.
2. A partir de esta información analizar que mecanismos de desplazamiento actúan y los que potencialmente pueden entrar en acción.
3. De acuerdo con el mecanismo de desplazamiento predominante, características del yacimiento y sus fluidos, analizar si es necesario adicionarle energía y el tiempo óptimo para aplicarla, en cuyo caso se debe proponer técnicas de alternativas de recuperación secundaria o mejorada.
4. Auxiliándose con la simulación matemática de yacimientos analizar las alternativas, considerando además la economía de cada una de ellas.
5. Seleccionar la alternativa que nos aporte la máxima recuperación anual de hidrocarburos de manera económica.
6. Si se ha seleccionado la inyección de agua como la mejor alternativa, analizar parámetros del yacimiento como son:
  - a) Continuidad de la formación
  - b) Composición del agua de formación
  - c) Presencia o no de arcillas
  - d) Sensibilidad del agua de formación a reaccionar y formar incrustaciones, corrosión, etc.
7. Con la información anterior, determinar los requerimientos de calidad del agua de inyección. De aquí surgirá el diseño del sistema de tratamiento de agua y el tipo de agua a usar, así como su fuente de suministro.

8. Efectuar una prueba piloto en el yacimiento para detectar problemas de inyectividad, precipitación de sales incrustantes, corrosión, eficiencia de barrido, etc.
9. Si se observa una respuesta favorable en todos los puntos anteriores, se procede el diseño de las plataformas de tratamiento e inyección.
10. Considerar que en el futuro será necesario instalar un sistema de producción artificial -comunmente, en yacimientos costa-fuera, sistemas de bombeo neumático.
11. Efectuar una toma periódica de datos, mediante registros geofísicos o pruebas en pozos, etc. para determinar la posición de los fluidos desplazante y desplazado en el yacimiento y mantener el mayor control sobre ellos.

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

1. Energy mid year report, "U.S. oil to decline, OPEC rise" Offshore, May 1984, pp 81-94.
2. Production mid year report, "Offshore production makes significant gains", Offshore, May 1984, pp 110-119.
3. Statistics, "1984 production jumps, while exploration drops", Offshore, May 1985, pp 112-116.
4. Energy mid year report, "Production, well count dropping rapidly", Offshore, May 1987 pp 51-60
5. V.C. Eissler and R.E. Mckee, "Offshore Production Operations", J. Pet. Tech., April 1985, pp 583-589.
6. Robert William Mitchell, "Water injection methods", paper presented at the IPE and technical Symposium, Beijing China, 18-26 March, 1982. SPE - 10028.
7. Surendra P Singh, "Waterflood design (Pattern, Rate and timing)", paper presented at the IPE and technical Symposium, Beijing, China, 18-26 March, 1982, SPE-10024.
8. Forrest F. Craig Jr., "The Reservoir Engineering aspects of waterflooding", published by Society of Petroleum Engineers of AIME, N.Y. (1971).
9. Charles Robert Smith, "Mechanics at of Secondary oil Recovery" reprint of the ad. published by Reinhold Pub. Corp. N.Y. (1975).
10. R. W. Mitchell, "The Forties Field sea water injection system", J. Pet. Tech. (june, 1978), pp 877-884.
11. Gordon R.K., Hillier, Robin M., "Reservoir development planning for the forties field", European Offshore Petroleum Conference and Exhibition, London 24-27 October, 1978, pp 325-332.
12. P.J. Hill and G.V. Wood, "Geology of the forties field U.K. Continental Shelf, North Sea", A.A. P.G. 1980, pp 81-93.
13. M.J. Denny, J. Heusser-Maskell, "Reservoir performance monitoring techniques used in the forties field", J. Pet. Tech. (March 1984) pp 457-465.
14. Steven W. Poston, Peter Berry and Felix W. Molokwu, "Meren field-the Geology and Reservoir Characteristics of a Migerian Offshore field", paper presented at the 56 th Technical Conference and Exhibition of the SPE, St. Antonio, 5 - 7 October, 1981, SPE - 10334.
15. Steven W. Poston, Ronold W. Lubojacky, "Meren field - An Engineering Review", paper presented at the 56 th Annual Fall technical Conference and Exhibition of the SPE, ST Antonio, 5 - 7 October, 1981, SPE - 10194

16. T.H. Hassan, Y. Wada, "Geology and Development of Thamama zones 4, Zakum field", J. Pet. Tech. (July 1981), pp 1327 - 1337.
17. G.C. Thakur, R.B. Haulenbeek, "Engineering studies at G-1, G-2 and G-3 Reservoirs, Meren Field, Nigeria", J. Pet. Tech. (April 1982) pp 721 - 730
18. C.A. Jordan, T.A. Edmondson, M.J. Jeffries - Harris, "The Bay Marchand Pressure Maintenance Project-Unique Challenges of an Offshore sea-water injection system", J. Pet. Tech. (April 1969), pp 389-396.
19. Conwell C. McCune, "Sea water Injection Experience - an overview", J. Pet. Tech. (October 1982) pp 2265 - 2270.
20. Goh Sing Thu, D.W. Heacock, D.E. Loveless, "Exploration, Development and Reservoir Engineering Studies for the Tapis field Offshore Peninsular Malaysia", J. Pet. Tech. (June 1983) pp. 1051-1060.
21. C.K. Chang, "Water Quality considerations in Malaysia's first waterflood", J. Pet. Tech. (September 1985), pp 1689 - 1698.
22. G.M. Stearns, "Development and operation of water injection projects", reprinted from World Oil.
23. E.A. Riley, "What you should know about waterflood economics", reprinted from World Oil.
24. L.L. Brundred, Latham L. Brundred, "Economics of water-flooding", paper given at Secondary Recovery Symposium, Nov. 17 - 18, 1954
25. D. Marmissolle - Daguerre y colaboradores, "Evaluación de formaciones en México", publicada por Schlumberger - PEMEX. 1984.
26. Enrique Ruíz García, "Los Primeros 6 Meses de 1984 en el Mercado Petrolero de Estados Unidos", El Petróleo, publicación mensual de PEMEX, octubre de 1984, pg. 4 - 32.