



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

G- 605391

**TEMAS
SELECTOS
SOBRE
INYECCION DE
AGUA Y GAS**

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

G-

605391

Es más importante hacer las cosas adecuadas que hacer adecuadamente las cosas. P. DRUCKER.

En febrero de 1979 se firmó un convenio de colaboración entre la UNAM-PEMEX, IMP y el CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). El objeto del convenio ha sido elevar el nivel académico de los alumnos del área de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería, tanto en licenciatura como de posgrado, así como crear el Doctorado, y promover la superación de un mayor número de profesionales que laboran en la industria petrolera, por medio de cursos de actualización y especialización.

Uno de los programas que se está realizando a nivel de licenciatura, dentro del marco del convenio, es la selección y traducción de artículos técnicos. El objetivo es formar colecciones de artículos sobre especialidades de Ingeniería Petrolera, que ayuden a complementar la instrucción de los alumnos. También se desarrolla esta actividad para promover, en Petróleos Mexicanos, la aplicación de técnicas que en otros países se emplean en forma extensiva y con resultados satisfactorios.

En los artículos que aquí se presentan se tratan temas relacionados con la inyección de agua o gas a yacimientos productores de petróleo. A continuación se presenta un resumen de estos artículos:

Distribución y Continuidad de Yacimientos Carbonatados. Los yacimientos calcáreos son generalmente muy heterogéneos en su porosidad y su permeabilidad. Esto se relaciona con la complejidad del medio ambiente depositacional y las influencias diagenéticas que pueden modificar las texturas originales. En este artículo se discuten cuatro yacimientos que ilustran como se relaciona su geometría interna con su comportamiento.

Pruebas en Pozos Inyectores para Optimizar el Comportamiento de la Inyección de Agua. Se presenta un procedimiento, para probar las condiciones de operación y maximizar la recuperación de aceite. Estos objetivos se alcanzan mediante la aplicación de un programa sistemático de recopilación de información y de pruebas a los pozos inyectores de agua.

Técnicas Mejoradas para Evaluar la Inyección de Agua en Formaciones Carbonatadas del Oeste de Texas. Los estudios detallados de tres proyectos de inyección de agua en yacimientos cal cáreos condujeron a cambios operacionales, a la perforación de pozos intermedios y a modificaciones del arreglo de los pozos. La coordinación de geólogos y petroleros permitió establecer una relación consistente entre la descripción del yacimiento, su comportamiento y la recuperación final.

Planeación del Desarrollo del Campo Brent. En este artículo se describe la evolución de la programación del desarrollo del Campo Brent, localizado en el Mar del Norte y constituido por dos yacimientos de aceite que contienen capas de gas ricas en condensados.

Efecto del Mantenimiento de Presión por Inyección de Gas sobre la Recuperación en Yacimientos Carbonatados Fracturados de Irán. Se indican las razones que condujeron a la explotación de varios yacimientos fracturados mediante la inyección de gas. Y se comparan las recuperaciones obtenibles por depresionamiento natural, inyección de agua e inyección de gas.

Extensión de la Recuperación Terciaria del Yacimiento Wizard - Lake D-3A por Desplazamiento Miscible. El aceite residual contenido en la zona invadida por agua en el yacimiento Wizard - Lake será desplazado por un banco de solvente. La recuperación final estimada para este yacimiento asciende al 95.95% del volumen original de aceite. En este artículo se revisa la aplicación y el control de la recuperación terciaria del desplazamiento miscible vertical, así como el comportamiento del yacimiento hasta el 1º de enero de 1984.

Incremento de 70 Millones de Barriles en la Recuperación, Mediante un Desplazamiento Miscible Vertical. Se describe el procedimiento empleado para generar y colocar horizontalmente, sobre el contacto gas aceite, un banco de solvente. Este banco se desplaza verticalmente hacia abajo, mediante la inyección de gas seco en el casquete de gas, obteniendo una recuperación muy alta del aceite original.

Estudio de Ingeniería sobre el Campo Hawkins. Se indica la técnica empleada en la simulación de la explotación de este yacimiento afallado, utilizando procedimientos matemáticos simples que permiten predecir en forma rigurosa el comportamiento del yacimiento. En este artículo se presenta información sobre las características del yacimiento que se considera importante para la mejor comprensión del artículo siguiente.

Un Modelo Matemático del Yacimiento Hawkins Woodbine. Se presenta el procedimiento empleado en el desarrollo de un modelo matemático del yacimiento, en el que se consideró como un tanque con presión uniforme a cada uno de los 362 cuerpos de arena afallados que lo integran. La validez del modelo se comprobó comparando el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite predicho con el observado. La técnica de modelado permite calcular las reservas primarias así como las recuperación adicional que se espera mediante la inyección de gas inerte.

I N D I C E

		PAGINA
I	DISTRIBUCION Y CONTINUIDAD DE YACIMIENTOS CARBONATADOS	1
II	PRUEBAS EN POZOS INYECTORES PARA OPTIMIZAR EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA	24
III	TECNICAS MEJORADAS PARA EVALUAR LA INYECCION DE AGUA EN FORMACIONES CARBONATADAS DEL OESTE DE TEXAS	39
IV	PLANEACION DEL DESARROLLO DEL CAMPO BRENT	57
V	EFFECTO DEL MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE GAS SOBRE LA RECUPERACION EN YACIMIENTOS CARBONATADOS FRACTURADOS EN IRAN	80
VI	EXTENSION DE LA RECUPERACION TERCIARIA DEL YACIMIENTO WIZARD LAKE D-3A POR DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	90
VII	INCREMENTO DE 70 MILLONES DE BARRILES EN LA RECUPERACION MEDIANTE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	111
VIII	ESTUDIO DE INGENIERIA SOBRE EL CAMPO HAWKINS	121
IX	UN MODELO MATEMATICO DEL YACIMIENTO HAWKINS WOODBINE	133

DISTRIBUCION Y CONTINUIDAD DE YACIMIENTOS CARBONATADOS

D. Jardine, Imperial Oil Lid.
D.P. Andrews, SPE-AIME, Imperial Oil Lid.
J.W. Wishart, Imperial Oil Lid.
J.W. Young, Imperial Oil Lid.

Artículo traducido de la revista
J.P.T. de julio de 1977, por - -
Francisco Garaicochea y Alfonso
Corona Becerra.

INTRODUCCION

La experiencia de producción en Canadá incluye formaciones de carbonatos clasificadas en edades desde el Ordovícico al Triásico. Esta experiencia abarca el dominio entero de los tipos de yacimientos carbonatados, desde los pequeños arrecifes - punteagudos del Siluriano y Devoniano Medio, en Ontario y la Cuenca "Rainbow", al Norte de Alberta, pasando por los grandes complejos arrecifales Leduc y Slave Point, de Alberta Central, hasta las extensas distribuciones de montículos y bancos de carbonato del Devoniano, Misisipiano y Triásico, extendidos sobre gran parte de la Cuenca Occidental de Canadá.

Los yacimientos carbonatados están caracterizados por su extrema heterogeneidad en la porosidad y la permeabilidad, frecuentemente dentro de un sólo yacimiento. Ellos varían desde yacimientos masivos, cavernosos y fracturados en las facies de arrecife orgánico, hasta yacimientos altamente estratificados, frecuentemente discontinuos verticalmente en el postarrecife y en las facies someras.

Los programas de explotación para estos yacimientos, muchos de los cuales están en producción por recuperación mejorada, requieren estudios detallados e integrados de ingeniería y de geología. Inicialmente, la descripción de los yacimientos (litofacies, correlaciones de secciones transversales y estudios de la saturación de fluidos) se usó para desarrollar modelos numéricos de ingeniería de yacimientos. El control continuo

del comportamiento operacional es esencial para asegurar que el modelo geológico es válido.

En la primera parte de este artículo se describen, en términos generales, la geometría y la distribución interna de la porosidad de varios tipos de cuerpos carbonatados y las influencias diagenéticas que pueden modificar las texturas originales. Para relacionar esto a casos reales, se discuten, en la segunda parte, cuatro yacimientos carbonatados típicos del Occidente de Canadá. Cada yacimiento tiene características únicas, que requiere la integración detallada de las disciplinas de ingeniería y de geología para su desarrollo óptimo. En la tercera parte, uno de estos yacimientos, el arrecifal "Judy Greek Devoniano", se describe en detalle, para ilustrar cómo los estudios geológicos y de ingeniería, integrados, pueden cambiar las prácticas operacionales aplicadas a un yacimiento.

POROSIDAD DE CARBONATOS.

Porosidad Primaria.

Los tipos de rocas carbonatadas mostrados esquemáticamente en la Fig. 1 y en las fotografías de núcleos en la Fig. 2, se encuentran en una amplia variedad de ambientes de depósito. Estos depósitos varían desde arrecifes que abarcan menos de 1 milla cuadrada, a bancos de carbonato que frecuentemente se extienden sobre miles de millas cuadradas. En la figura 1, los tipos se presentan en orden decreciente de energía del medio ambiente depositacional. Hay una disminución paralela en tamaño promedio de grano, tamaño de poro y permeabilidad.

Los (arrecifes) bióhermas se caracterizan por su tamaño relativamente pequeño, alto grado de relieve sobre el piso marino, lados de pendientes pronunciadas y un alto porcentaje de material esquelético. Usualmente se presenta una laguna interior, con facies más finas y carbonatos más estratificados. La porosidad y permeabilidad son más altas en los sedimentos del borde ricos de esqueletos (Fig. 2a). El interior es menos poroso y frecuentemente tiene permeabilidad vertical pobre, a causa de la interestratificación de sedimentos porosos y no porosos. Los biohermas tienden a desarrollarse cuando el hundimiento de la cuenca es relativamente rápido.

Los (arrecifes) biostromas son más parecidos a depósitos de hojas y están asociados con cuencas de subsidencia lenta. Ellos pueden expandirse sobre miles de millas cuadradas. Un alto porcentaje de material detrítico ordinario y esquelético está usualmente presente, como se indica en la Fig. 2b.

La mayor porosidad se encuentra cerca de la orilla que da al mar, pero algún grado de porosidad está presente en todo el depósito. La estratificación es marcada y, por tanto, la permeabilidad horizontal es frecuentemente más alta que la permeabilidad vertical, por lo menos en un orden de magnitud. Los ban-

cos de carbonato son depósitos tabulares gruesos, de área muy extendida, formada por sedimentos de carbonato desarrollados, a través de una cuenca, durante largos períodos de calma del nivel del mar. La porosidad está frecuentemente confinada en un borde estrecho, a lo largo de la parte que da hacia el mar o en partes localizadas en el interior. Debido a que los bancos de carbonato están compuestos principalmente de lodo calcáreo, (Fig. 2c) lo normal es que se tenga baja porosidad y permeabilidad, a menos que ésta haya sido acrecentada por fracturamiento, dolomitización o lixiviación.

Los montículos de carbonato son parecidos a colinas y contienen una mayor proporción de restos de esqueletos, o de otros materiales granulares gruesos, que los sedimentos de grano fino que los encierran (Fig. 2d). Ellos están formados en aguas de profundidades variables en posiciones geográficas diversas, incluyendo las porciones del interior de arrecifes y bancos, así como en depósitos de cuenca. La porosidad es principalmente del tipo intergranular.

Los depósitos cercanos a la costa incluyen la playa, la plataforma de marea, y los depósitos de marea alta que frecuentemente están sujetos a fluctuaciones menores del nivel del mar, resultando en secuencias cíclicas de evaporitas y carbonatos de grano fino. Estas secuencias usualmente son delgadas, fuertemente estratificadas (Fig. 2e) y tienen una distribución areal restringida. Aunque la porosidad de algunas capas puede ser muy alta, la permeabilidad raramente excede una fracción de un milidarcy.

En resumen, la característica predominante de la porosidad de carbonatos es la heterogeneidad, aún dentro de un yacimiento sencillo. Los sistemas porosos en areniscas son general y relativamente simples, principalmente intergranulares, están controlados por el tamaño de los granos y la cantidad de material cementante. Por otro lado, los sistemas de poros en carbonatos son generalmente más complejos. La porosidad primaria intergranular es más variable, debido a la diversidad del tamaño y la forma de los granos; además los granos de esqueletos tienen, por sí mismos y frecuentemente, porosidad celular, característica del organismo original. También, debido a efectos diagenéticos posteriores, los sistemas porosos originales frecuentemente se modifican para formar redes más complejas de poros.

Porosidad Secundaria.

Los 5 procesos de alteración de la porosidad que se indican en la Fig. 1 e ilustran en la Fig. 3, ocurren comúnmente en carbonatos.

La lixiviación (Fig. 3a) generalmente tiene un efecto favorable sobre el yacimiento, debido a que tiende a mejorar la porosidad e incrementar marcadamente la permeabilidad. La dolo-

mitización puede jugar un doble papel. Generalmente mejora un yacimiento, incrementando el tamaño de los poros, como se indica en la Fig. 3b; otras veces, la porosidad puede ser destruida, cuando la dolomitización crea una densa estructura cristalina interconectada.

La influencia de la dolomitización sobre las propiedades del yacimiento ha sido evaluada empíricamente, mediante la comparación entre arrecifes dolomitizados y no dolomitizados del Occidente de Canadá. Los arrecifes de caliza tienen una porosidad promedio de 8% y una permeabilidad promedio de 68md, mientras que los arrecifes dolomitizados tienen una porosidad promedio de 9% y una permeabilidad de 800 md.

Estas comparaciones sugieren que la dolomitización no cambia significativamente la porosidad, pero si incrementa la permeabilidad. Este incremento puede ser atribuido al mejor desarrollo de cavidades por disolución en dolomías y por fracturamiento, el cual es más intenso en las dolomías a causa de su naturaleza quebradiza.

El fracturamiento (Fig. 3c), que es más común en áreas tectónicamente activas, puede crear permeabilidad en rocas donde no existía previamente y puede formar una senda para la lixiviación o las soluciones cementantes. El fracturamiento frecuentemente incrementa la productividad de los yacimientos de carbonato; pero desde un punto de vista operacional, esto puede también resultar en altos gastos de inyección de agua, debido a efectos de su canalización.

La recristalización o aumento de la micrita es generalmente un proceso de mejoramiento del yacimiento, que produce cristales más grandes de calcita y una textura margosa (Fig. 3d).

Los carbonatos con textura margosa pueden tener alta porosidad, que es evidente en los registros geofísicos, pero muy baja permeabilidad, que no se determina fácilmente sin núcleos o pruebas de producción.

Hay muchos tipos diferentes de cementantes que pueden destruir la porosidad en los carbonatos. Aún cantidades pequeñas de ciertos cementantes, tales como pirobitumen, pueden afectar seriamente la productividad, debido a la tendencia a ocupar las conexiones estrechas entre los poros, reduciendo así la permeabilidad. En la Fig. 3e se muestra un ejemplo de cementación por calcita.

La Geología y el Desarrollo de Yacimientos de Cuatro Campos de Carbonato.

Los diferentes ambientes de depósito y los cambios diagenéticos descritos, pueden afectar fuertemente el comportamiento de yacimientos de carbonato y, por lo tanto, las prácticas de -

producción usadas en su desarrollo y explotación.

Esta relación causa-efecto se ilustra mejor mediante la descripción de 4 campos de aceite y gas del Occidente de Canadá.

El campo Boundary Lake (Fig. 4), localizado en Columbia Británica, produce aceite de una formación de carbonatos, cercanos a la costa, del Triásico. El área del campo es de unas 120 millas cuadradas y el espesor del yacimiento raramente excede de 30 pies. El campo es una combinación de trampa estratigráfica y estructural. Los estratos del yacimiento tienen un ligero echado hacia el Sur y terminan, buzamiento arriba, en una discordancia, donde el yacimiento está sellado por estratos de limolita impermeables. El sello inferior es una anhidrita, que también termina en una discordancia. La cantidad de aceite original en el yacimiento es de 700 millones de barriles y la producción de aceite a fines de 1975 era de 106 millones de barriles.

El yacimiento se formó dentro de una secuencia cíclica de carbonatos evaporíticos, en aguas someras, consistentes de arenas y lodos calcáreos finamente estratificados. Los estratos al gaceos de supramarea fueron dolomitizados selectivamente y forman la mejor parte del yacimiento. Dentro de una sección de producción neta de 28 pies, se pueden identificar hasta 5 zonas porosas separadas. El espesor de la unidad total, en cualquier localización, está determinado por la magnitud del relieve sobre la superficie de la discordancia. No existe acuífero y el yacimiento termina buzamiento abajo, por la desaparición de la porosidad efectiva. En algunos pozos estructuralmente altos se presenta un pequeño casquete de gas. La porosidad promedio es de 20% y la permeabilidad es de 30 md. El campo Boundary Lake está en producción desde 1961 y fue puesto bajo inyección de agua en 1964. El período anterior al desplazamiento por agua estuvo caracterizado por altos gastos de producción, incrementos progresivos de la FGA y declinación rápida de la presión del yacimiento. Al continuar la producción bajo agotamiento natural se tendría como resultado una recuperación final de sólo el 12%.

Este tipo de yacimiento, consiste de delgadas pero continuas zonas porosas, confinadas por arriba y por abajo por estratos densos, se presta para el diseño de un desplazamiento por agua. Se utilizó, en la inyección de agua, un arreglo invertido de nueve pozos, de 80 acres, esperándose recuperar más del 30% del aceite en el lugar. Para asegurar que cada zona está siendo barrida efectivamente es necesario disponer de correlaciones de talladas y mapas de las zonas porosas individuales.

Campo "Clarke Lake".

El campo Lake (Fig. 5), también localizado en la Columbia Británica, produce gas del Devoniano Medio. El campo cubre un área de alrededor de 45 millas cuadradas y tiene reservas comerciales de gas de 1.5×10^{12} pies³. La sección transversal y el

perfil del campo muestran que el yacimiento está localizado al borde de un vasto banco de carbonato. El yacimiento está sellado en la parte superior por lutita y en la base por dolomías -- compactas. Los estratos laterales son arcillas de cuencas y calizas compactas. La dolomitización local ha ocurrido a lo largo de tendencias lineales hacia el frente de la plataforma. La porosidad está limitada a intervalos dolomitizados de forma irregular y se presenta en forma de cavidades lixiviadas y porosidad intercrystalina o, como segunda etapa, en dolomías cristalin^{as} gruesas a lo largo de las fracturas. Los cinturones dolomitizados son estrechos y difíciles de representar en mapas, lo que da como resultado una pobre exploración y poca información para delinear un registro de perforación. La razón de pozos productores a pozos secos es alrededor de 1:1. El espesor productor máximo tiene 350 pies, y al gas subyace un acuífero local. Algunos de los mejores pozos pueden producir más de 30MMpies³/día. El campo tiene una razón de producción de agua-gas de 60 a 70 barriles/MMpies³, y se ha tenido una declinación de la presión relativamente baja de 2900 lb/pg² a 2200 lb/pg², después de 12 años de explotación y cerca de 1×10^{12} pies³ de producción de gas.

La formación puede ser visualizada como constituida por 2 distintos yacimientos. La roca huésped está compuesta por un yacimiento de muy baja permeabilidad; dentro del cual está un segundo tipo de yacimiento, consistente de un complejo de fracturas y cavidades asociadas, con muy alta permeabilidad.

Las siguientes características de la producción se esperan de esta combinación:

1. Gastos iniciales de producción muy altos, principalmente por las fracturas. Estos deben declinar rápidamente debido a -- que el gas que se encuentra en las fracturas se agota y el flujo empieza a depender de la matriz de baja permeabilidad de la roca huésped.
2. Con un acuífero subyacente, se deben obtener altos gastos de agua cuando sean tan fáciles que el agua fluya por los canales permeables como que el gas escape de la matriz compacta.
3. Este yacimiento probablemente será abandonado a una presión relativamente alta (alrededor de 1500 lb/pg²), cuando la productividad decline y la producción de agua exceda el límite económico. Se observa que la gráfica convencional presión/producción debe - indicar reservas substancialmente mayores que las que deben resultar realmente.

Campo "Redwater".

El arrecife Redwater de Alberta Central (Fig. 6) es un extenso bioherma que descansa sobre una plataforma de carbonato, - pero está enteramente encerrado en lutita. Abarca 200 millas cua

dradas y tiene 800 pies de espesor. En sección, el arrecife -- tiene la apariencia de un atolón con un borde de arrecife orgánico asociado con detritos esqueléticos y una facie lagunal interior y facies de calizas algáceas, de intermarea a supramarea, y detritos más finos. Este arrecife está totalmente compuesto de caliza.

Desde el punto de vista del volumen y continuidad, los mejores yacimientos están en las facies orgánicas del borde. Las laminillas de grano fino del interior están altamente estratificadas y tienen menor o poca porosidad continua. La porosidad en el borde ha sido mejorada por lixiviación.

El aceite está atrapado buzamiento arriba, en la orilla del arrecife, y está presente tanto en las facies del borde como en las del interior. El aceite ocupa alrededor del 5% del volumen bruto del arrecife. El Campo Redwater es el segundo yacimiento más grande en Canadá, desde el punto de vista de reservas recuperables - 850 millones de barriles o 65% del aceite original en el yacimiento. Desde su descubrimiento en 1949, hasta fines de 1975, había producido 570 millones de barriles o alrededor de 2/3 de la reserva original.

La descripción geológica del complejo arrecifal en sus sistemas de arrecife orgánico, de antearrecife y de postarrecife, es la clave para abordar la definición del modelo de flujo tanto en el acuífero como en la zona de aceite. En términos de reparación de pozos y localización de pozos inyectores de agua, las estrategias de producción dependieron, en gran medida, del modelo geológico de los sistemas de barreras dentro de las componentes del borde del arrecife y del postarrecife.

Hasta recientemente, la disposición (desecho) del agua dentro del acuífero, estaba limitada al agua producida; pero ahí ahora se tienen 3 pozos inyectores de agua suplementando el fuerte empuje natural de agua asociado a este yacimiento. La inyección de agua suplementaria tiene por objeto incrementar la presión del yacimiento y mejorar la productividad de los pozos. Fue necesario realizar detallados estudios estratigráficos para establecer el programa óptimo para esta disposición del agua.

Campo "Judy Creek"

El campo Judy Creek de Alberta Central (Fig. 7) ilustra algunas interesantes similitudes y diferencias cuando se compara con el Campo Redwater. La diferencia más obvia es el tamaño.

El Campo Judy Creek ocupa sólo 47 millas cuadradas, mientras que el Redwater ocupa 200 millas cuadradas. Tiene 220 pies de espesor desde la parte superior del arrecife a la plataforma. En sección transversal, el Judy Creek, como el Redwater, se inclina suavemente hacia el Suroeste y consiste de un borde de arrecife orgánico con un interior de carbonatos detríticos.

La porosidad en el Campo Judy Creek está mejor desarrollada en el arrecife orgánico y en los detritos de arrecife de la periferia. Una porosidad excelente también se presenta en una zona de detritos del arrecife, a través de la parte superior del arrecife. En el arrecife estratificado interior, la porosidad es discontinua y se presenta en zonas aisladas y lentas. Alrededor del 75% del arrecife está ocupado por aceite. Contiene un total de 830 millones de barriles de aceite, comparados con alrededor de 1.3×10^9 barriles del Campo Redwater. Se espera que el factor de recuperación, por mantenimiento de presión, sea de alrededor de 47%, comparado con 65% de Redwater.

El yacimiento Judy Creek fue descubierto y puesto en producción en 1959. En 1962, se instaló un sistema de inyección de agua, para evitar la rápida declinación de la presión. Sin embargo, como la producción se incrementó de 30 000 bl/día a finales de 1960 a 70000 bl/día a principios de 1970, se desarrolló un gradiente de presión extremo. A principios de 1973 existía a través del yacimiento un gradiente de 2000 lb/pg². En ese tiempo, la presión del yacimiento en la vecindad de los pozos de inyección era alrededor de 1000 lb/pg² mayor que la presión original del yacimiento y algunas áreas internas del yacimiento estaban abajo de la presión de burbujeo, indicando la ineficiencia de la inyección de agua periférica. Ahí obviamente existen barreras a la permeabilidad que no permitieron que funcionara el proyecto de mantenimiento de presión como se esperaba. Las medidas tomadas para corregir este problema se describen en la siguiente sección.

Geología de Campo Judy Creek y Plan de Explotación.

Hasta ahora se han revisado brevemente cuatro yacimientos de carbonato. Cada yacimiento tiene diferentes parámetros geológicos y heterogeneidades internas (tamaño, forma, estratificación, porosidad, permeabilidad, etc). que resultan en problemas característicos del comportamiento de cada uno de ellos y, por lo tanto, se tienen que utilizar técnicas únicas para su desarrollo y explotación. En esta sección se trata con mayor detalle el Campo Judy Creek, y se describe como se combinaron los estudios geológicos y los de ingeniería para lograr una explotación más efectiva del yacimiento.

La Fig. 8 muestra el plan de estudios para el yacimiento Judy Creek. El grupo de personas encargado del estudio incluye geólogos de yacimientos, estratigrafistas, analistas de registros, especialistas en computación e ingenieros de yacimientos y de producción. Al terminar la fase 1, que incluye la preparación de la descripción del yacimiento y distribución de fluidos, el estudio pasa a la fase 2, consistente en los aspectos operacionales y predictivos del proyecto. La fase 2 incluye la planificación de trabajos de perforación, equipo de bombeo artificial, perforación de pozos de relleno y diseño de instalaciones de campo. En la fase final, los estudios predictivos se realizan utilizando modelos matemáticos multifásicos, multidimensio-

nales, basados en la descripción detallada del yacimiento y la distribución de fluidos determinada durante la fase inicial.

Litofacies Detalladas.

La Fig. 9, es una sección transversal Este-Oeste, a través del campo. Ilustra la complejidad de facies que constituyen el bioherma Judy Creek. Para simplificar, once diferentes facies de carbonato se redujeron a siete en esta ilustración. El arrecife descansa sobre una plataforma de calizas compactas designadas como las unidades S1 y S2. Arriba de la plataforma, el desarrollo arrecifal fue subdividido en 3 unidades estratigráficas, que representan 3 períodos distintos de desarrollo del arrecife, denominadas como las unidades S3, S4 y S5.

La unidad S3 consiste de un borde periférico estrecho, de arrecife orgánico, con una laguna interior de detritos de arrecife y lodos calcáreos.

La unidad S4 tiene un desarrollo arrecifal orgánico grueso y una extensa facie interior de caliza, densa y porosa, interestratificada. Inmediatamente dentro del borde está una zona de detritos gruesos.

La unidad más alta, la S5, no tiene una estructura de arrecife orgánico. Principalmente consiste de detritos orgánicos -- gruesos y arenas calcáreas.

Aún en esta sección transversal simplificada, la distribución de facies exhibe una estratificación extremadamente compleja y lenticularidad de los tipos de roca, particularmente en la parte interior de la unidad S4.

Distribución de la Porosidad

La Fig. 10 ilustra la clasificación de los tipos de porosidad dentro del yacimiento Judy Creek. Una gráfica de permeabilidad horizontal (K₉₀) contra porosidad, resulta en una subdivisión más simple de las facies del ambiente, en tres familias del yacimiento, ilustradas en el inserto.

Los yacimientos del Grupo I se presentan en el arrecife orgánico y en las facies de montículos someros. Consisten de una estructura de arrecife y están asociados con detritos de -- arrecife. Estos son los mejores yacimientos y tienen una porosidad promedio de 12.5% y una permeabilidad promedio (K₉₀) de -- 170md.

Los yacimientos del Grupo II están establecidos en montículos en el pre y en el postarrecife, donde se depositaron residuos de arrecife y rocas laminares algáceas. La porosidad promedio es de 9.5% y la permeabilidad promedio es de 40md.

Los yacimientos del Grupo III ocurren en facies de agua --

profunda del pre arrecife y en las facies de la laguna interior. Los tipos de roca consisten de residuos orgánicos y peletes en una matriz de lodo calcáreo. La porosidad promedio es de 6.5% y la permeabilidad promedio es de 3md. Se observa que la mayor parte de las facies de la laguna interior de las unidades S3 y S4 están compuestas de lodos calcáreos compactos.

Los yacimientos del Grupo I poseen continuidad en la porosidad vertical alrededor del perímetro del arrecife y continuidad lateral de la porosidad a través de su parte superior. El interior del arrecife está caracterizado por estratificación extrema, que resulta en zonas porosas delgadas que tienden a ser discontinuas vertical y lateralmente. Estas zonas consisten principalmente de yacimientos del tipo de los Grupos II y III.

Una red de 47 secciones transversales, obtenidas de registros de pozos, que comprende todo pozo perforado, fue usada para correlacionar las unidades porosas y las zonas densas a través del yacimiento. La sección ilustrada en la Fig. 11 cruza el yacimiento desde el Suroeste hasta el Noreste, y muestra como se facilitó la correlación mediante el uso de la descripción de las facies y los perfiles simplificados cuantitativos de la porosidad. Los intervalos porosos, los cuales están punteados en la figura, se interpretan como intervalos continuos, ya sea verticalmente u horizontalmente. Esto ocurre primeramente en el perímetro del arrecife y en la unidad S5. Los estratos con discontinuidad en la porosidad no están punteados y aparecen en las partes interiores de las unidades S3 y S4.

Mapas de porosidad neta.

A partir de la red de secciones transversales, se prepararon mapas de porosidad neta para cada unidad. Quizás los mapas más útiles, en términos de entendimientos de flujo de fluidos, son aquellos que delinear áreas de porosidad continua. El área de sección transversal sombreada en la Fig. 12, indica que la unidad más alta, la S5, tiene porosidad continua a través de la parte superior del arrecife. Las unidades más bajas, la S3 y la S4, tienen zonas de porosidad continua sólo alrededor de la periferia del arrecife.

La Fig. 13 muestra la distribución original de fluidos dentro de las unidades S3, S4 y S5. La unidad más alta, la S5, está esencialmente libre de agua móvil, la S4 tuvo una zona limitada, buzamiento abajo, con agua; y la unidad más baja, la S3, está ocupada (alrededor de la mitad) con agua.

En el mantenimiento de presión, iniciado en 1962, se concentró la inyección de agua en la periferia, buzamiento abajo, del arrecife, principalmente dentro de las unidades S3 y S4. La Fig. 14 ilustra el movimiento del agua dentro del arrecife durante dos períodos de tiempo; el primer período abarca desde el principio de la producción hasta 1972, y el segundo período des-

de 1972 hasta 1974. El agua inyectada se desplazó por la corona altamente permeable del arrecife, pero las facies lagunales relativamente compactas impidieron el movimiento del fluido hacia el interior del arrecife. En efecto, las regiones del interior de las unidades S4 y S5 no fueron barridas por el agua inyectada.

La sección transversal en el Fig. 15 ilustra esta discontinuidad más obviamente. El agua avanzó bastante, buzamiento -- arriba, en la unidad S3. El avance del agua también es notable en la parte superior de la S5, que posee la mayor continuidad en la porosidad en el arrecife. Aquí el agua sobrepasó la parte inferior de la S5, la cual tiene menor permeabilidad. Intercalada entre estas dos lenguas de avance de agua está la unidad S4, constituida por capas porosas discontinuas, la cual todavía tenía aceite.

La Fig. 15 muestra mapas isobáricos del yacimiento para marzo de 1974 y octubre de 1975. Los pozos productores más prolíficos, localizados en el área Noreste del yacimiento, estaban terminados en la unidad S5 y estaban experimentando severas caídas de presión. Esta área podría comunicarse con la de inyección sólo a través de la estructura orgánica alrededor de la orilla exterior del arrecife. Aunque diferentes arreglos de pozos de inyección del agua producida se terminaron en la unidad S3 en esta área, la inyección fue ineficaz para represurizar la unidad S4. En adición a el pobre comportamiento del mantenimiento de presión en la sección superior S5, se tenían muchas zonas -- dentro de la unidad S4 que no eran drenadas a través de perforaciones o estuvieron con mantenimiento de presión por inyección en la unidad S3. Como un resultado del estudio del modelo del yacimiento y el uso de simuladores de yacimientos, se estableció que: (1) la mejor forma de recuperar el aceite en la unidad S5 era a través de un arreglo de pozos, y (2) los estratos porosos discontinuos en el interior de la unidad S4 no estaban siendo invadidos efectivamente por el agua.

Se inició la implantación de un programa revisado, para optimizar el comportamiento del yacimiento, que incluyó los siguientes pasos:

1. Los pozos inyectoros de agua del arreglo serían terminados en todos los intervalos porosos de las unidades S3, S4 y S5. Además los pozos productores en el área del desplazamiento con agua tendrían todos los intervalos porosos disparados e instaladas bombas electrocentrífugas para producir con altos gastos.

2. Pozos que se encuentran ahora detrás del frente de desplazamiento y considerados previamente en zonas invadidas (aunque no todas las zonas porosas estuvieron abiertas) tuvieron que ser reparados y reactivados. Muchos pozos reactivados están produciendo más de 100 bl/día y se espera recuperar con ellos más de 10 millones de barriles de aceite. La reactivación de alrededor

de 20 pozos adicionales fue planeada para 1976 y 1977.

El arreglo del desplazamiento por agua fue puesto en operación en 1974; la Fig. 16 muestra el gran mejoramiento, en la presión del yacimiento, aproximadamente 1 año después. Ahora -- que la presión del yacimiento está bajo control, se debe tener un balance adecuado de la producción de fluido y la inyección zonal para poder mantener la presión original del yacimiento de 3500 lb/pg². El gasto de agua, de los pozos inyectoros de la periferia, tuvo que ser reducido para prevenir el sobrepresionamiento en esa región.

CONCLUSIONES

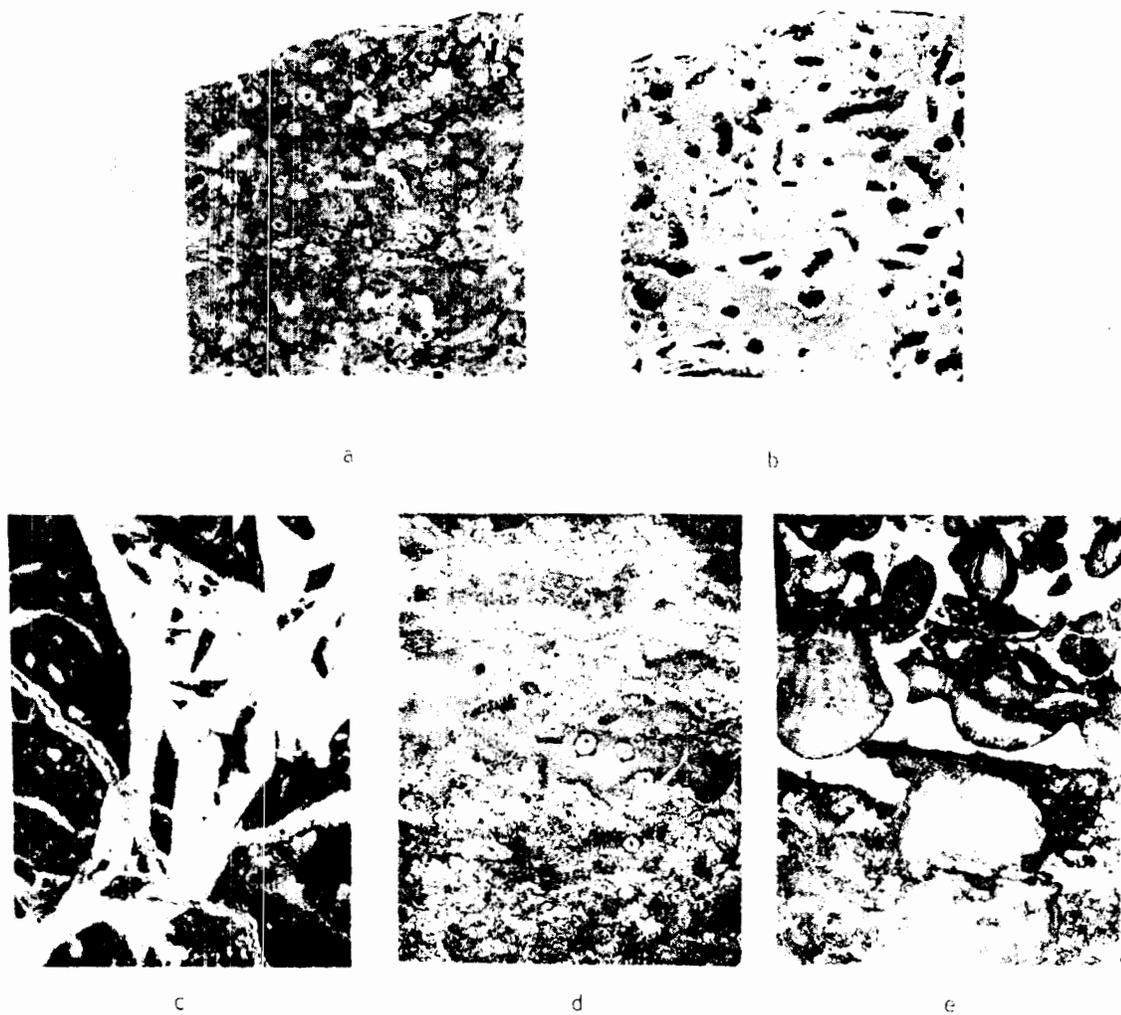
- 1.- La heterogeneidad de los yacimientos, en sentido tanto vertical como lateral, es comúnmente alta en yacimientos de carbonato, debido a la amplia variedad de facies ambientales presentes y su susceptibilidad a alteraciones diagenéticas. Las facies -- del yacimiento deben ser representadas en mapas y estudiadas individualmente, para definir su geometría y el diseño más apropiado de movimiento de fluido bajo varios programas de explotación.
- 2.- La descripción del yacimiento no es estática, tiene que ser mejorada continuamente, conforme avance la explotación del yacimiento. El comportamiento de los pozos debe ser registrado para determinar la migración de los fluidos y la distribución de la presión, y el modelo geológico debe ser mejorado continuamente con los datos nuevos disponibles.
- 3.- Para que el ingeniero de yacimientos desarrolle un plan efectivo de explotación, se debe seguir un enfoque multidisciplinario. El grupo de estudio debe incluir geólogos de yacimientos, analistas de registros, ingenieros de perforación y de terminación de pozos.
- 4.- La descripción precisa de un yacimiento es básica para la -- elaboración apropiada y útil de los modelos de ingeniería de yacimientos, que son necesarios para el entendimiento de las características de producción de un yacimiento, y para desarrollar el plan óptimo de su explotación. Esto, a su vez, se traduce en operaciones de producción más económica y en la utilización más eficiente de las valiosas fuentes de energía.

POROSIDAD PRIMARIA

POROSIDAD SECUNDARIA

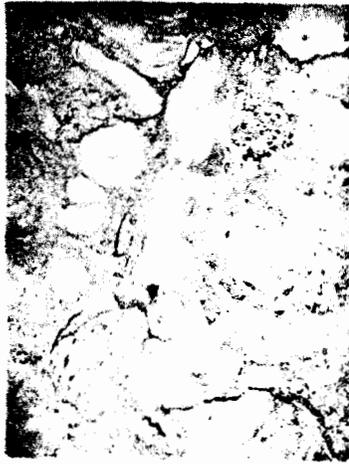
Tipo de Depósito	Configuración	Tamaño de Grano			Tipo de Porosidad			Proceso	Efectos Favorables	Efectos No Favorables
		G	M	F	Cavidad	Celular	I.G.			
Arrecife Biohérmico								Fracturamiento Juntas Brecha	Aumenta la Permeabilidad	Aumenta la Canalización
Arrecife Biostromico								Lixiviación	Aumenta la Permeabilidad y la Porosidad	
Banco (Escalón de roca)								Dolomitización Recristalización	Aumenta K Aumenta K y ϕ	Puede disminuir ϕ y K Disminuye ϕ y K
Montículo								Cementación por Calcita Dolomita Anhidrita Pirabilitumen Cuarzo		
Cercano a la Costa										

Fig. 1 Porosidad de carbonatos



- a) Arrecife biohémico.- Estructura de arrecife orgánico de estromatopóridos, típico de las márgenes del bioherma. Predomina la porosidad celular orgánica. Porosidad, 14%; permeabilidad (K_{90}), 35 md.
- b) Arrecife biostrómicico.- Conglomerado esquelético compuesto de fragmentos de coral y estromatopóridos. La porosidad original intergranular y orgánica celular fue destruida por cementación de caliza. Porosidad, 1%; permeabilidad (K_{90}), 0.001 md.
- c) Banco (plataforma).- Caliza esquelética-micrítica (Anfipórido). Las partes interiores de los bancos característicamente tienen una alta proporción de micrita (lodo calcáreo). La porosidad en estas muestras es principalmente de los tipos de célula orgánica y margosa. Porosidad, 3%; permeabilidad (K_{90}), 1 md.
- d) Montículo.- Caliza oolítica, con porosidad intergranular excelente. Porosidad, 18%; permeabilidad (K_{90}), 700 md.
- e) Cerca de costa.- Laminata algácea, típica de la zona de intermarea. La porosidad en las cavidades está claramente estratificada. Porosidad, 9%; permeabilidad (K_{90}), 200 md.

Fig 2.- Ejemplos de tipo de depósito.



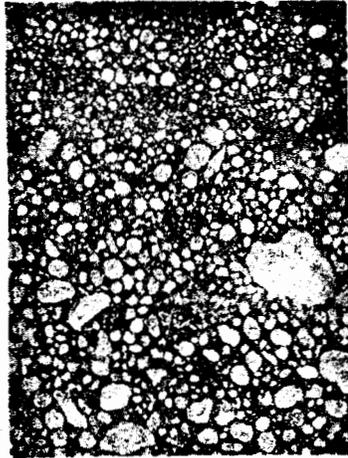
a



b



c



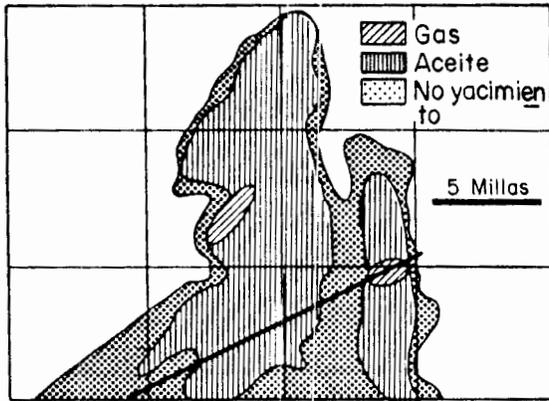
d



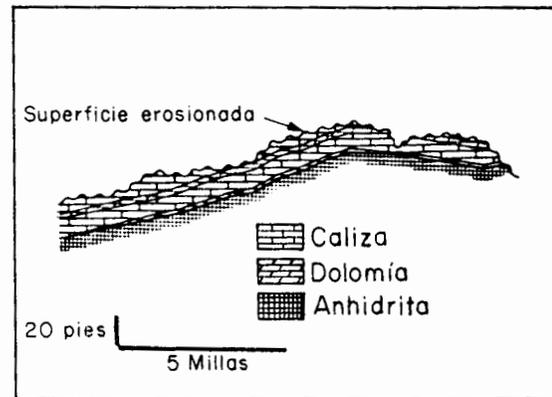
e

- a) Molde de fósil lixiviado en una caliza esquelética micrítica. Algunos tipos de material esquelético son mucho más susceptibles a lixiviación que otros, debido a las diferencias originales en mineralogía. Porosidad, 9%; permeabilidad (K_{90}), 72 md.
- b) Caliza esquelética-micrítica dolomitizada, con molde de fósil lixiviado (Anfipórido). Predomina la porosidad secundaria en cavidades y la intercrystalina. Porosidad, 16%; permeabilidad (K_{90}), 300 md.
- c) Porosidad de fractura en una brecha de prearrecife dolomitizada. Las fracturas han sido parcialmente rellenadas con cemento grueso cristalino de dolomía blanca. Son evidentes dos sistemas de fractura de diferentes edades. Porosidad, 3%; permeabilidad (K_{90}), 30 md.
- d) Recristalización en una pella de caliza micrítica esquelética. Las capas sombreadas de micrítica no porosa (lodo calcáreo) están relativamente inalteradas. La recristalización de la micrítica a una textura margosa, gruesa, porosa (zonas claras) está confinada a las capas ricas en esqueletos (Anfipórido) donde alguna porosidad celular orgánica primaria está aún presente. Porosidad, 12%; permeabilidad (K_{90}), 15 md.
- e) Cementación en un conglomerado de esqueleto (Estromatopórido). Toda la porosidad intergranular original ha sido completamente rellenada con calcita blanca, gruesa, cristalina. La porosidad celular orgánica primaria en los fragmentos de estromatopóridos también fue destruida por cementación de calcita. Porosidad, 1.5%; permeabilidad (K_{90}), 0.01 md.

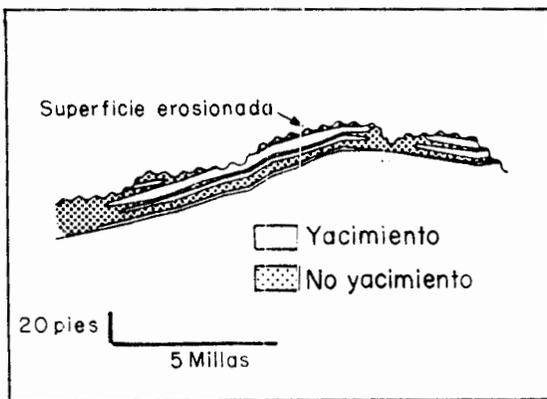
Fig 3.- Ejemplos de tipo de porosidad.



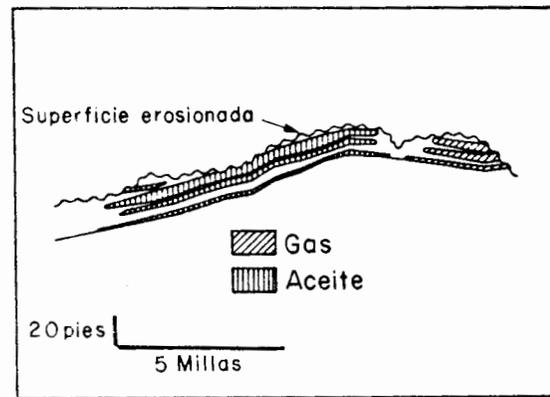
Mapa



Litofacies



Porosidad

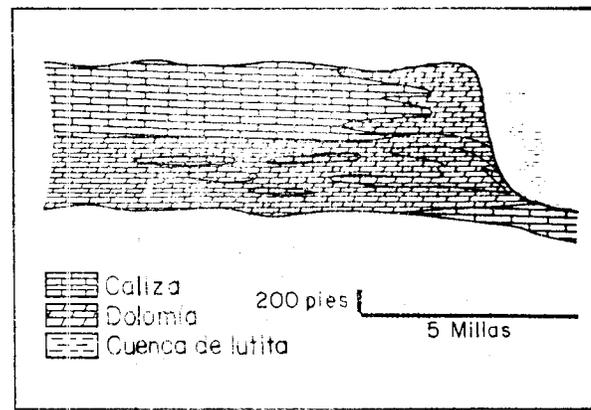


Fluidos

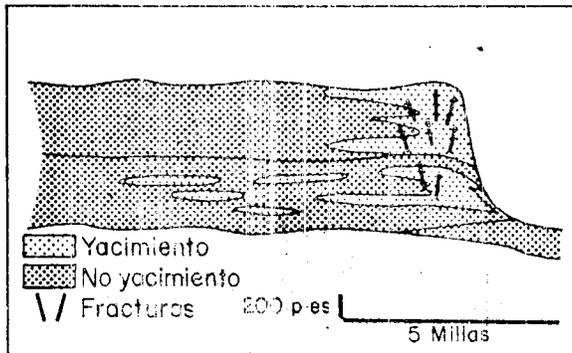
Fig. 4 Campo de aceite Boundary Lake. El mapa y las secciones transversales ilustran las litofacies, porosidad y distribución de fluidos.



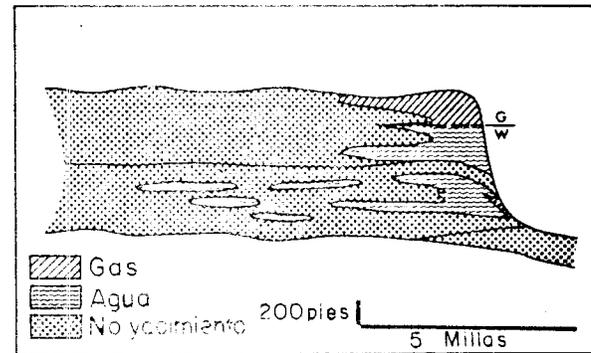
Mapa



Facies

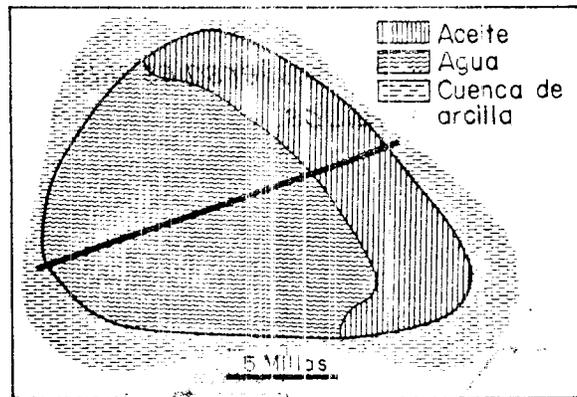


Porosidad

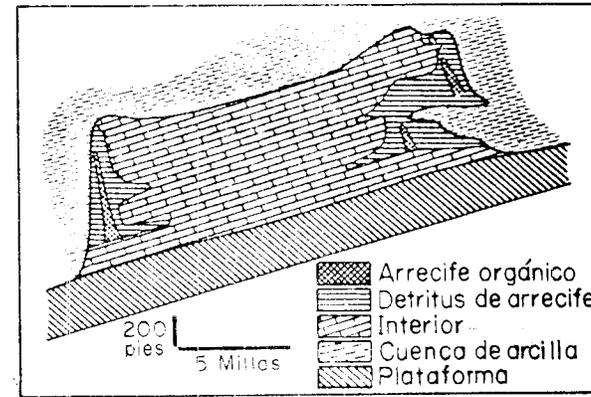


Fluidos

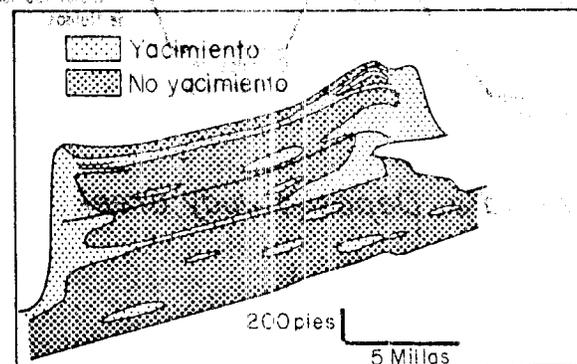
Fig. 5 Campo de gas Clarke Lake. Mapa y secciones transversales ilustrando las litofacies, la porosidad y la distribución de fluidos.



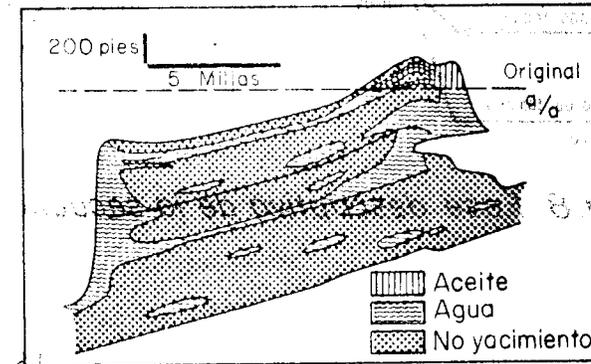
Mapa



Facies

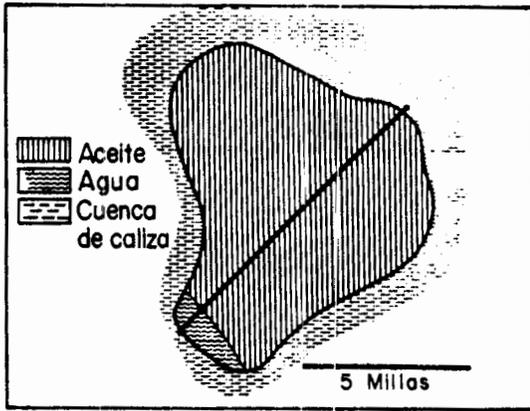


Porosidad

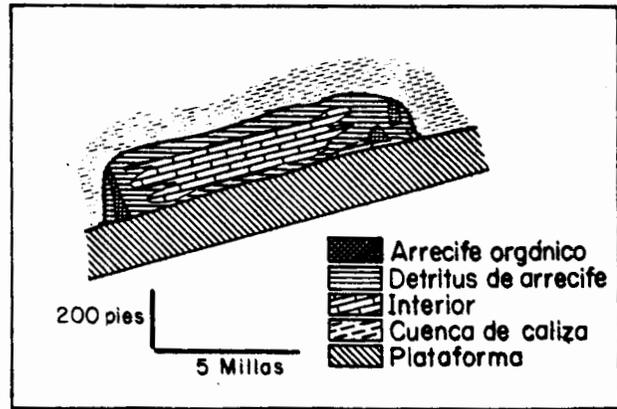


Fluidos

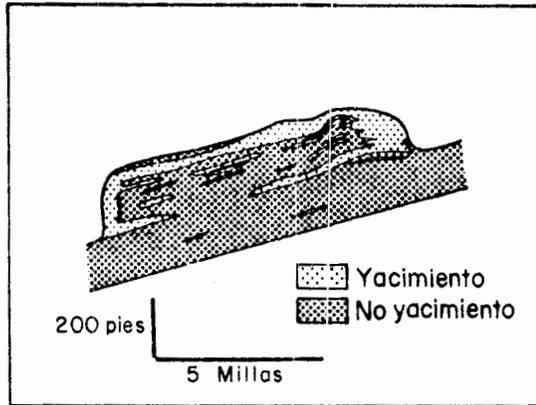
Fig. 6 Campo de aceite Redwater. Mapa y secciones transversales ilustrando las litofacies, la porosidad y la distribución de fluidos.



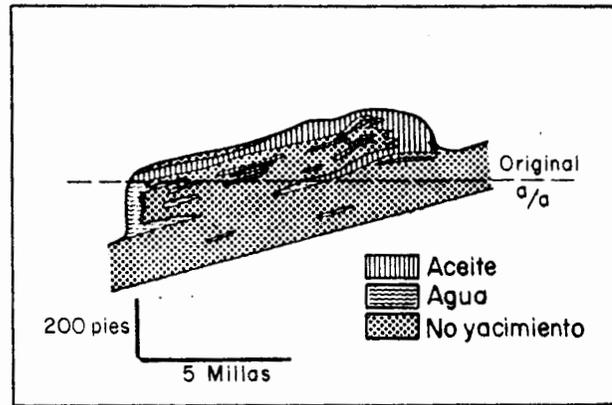
Mapa



Facies



Porosidad



Fluidos

Fig. 7 Campo de aceite Judy Creek. Mapa y secciones transversales ilustrando las litofacies, la porosidad y la distribución de fluidos.

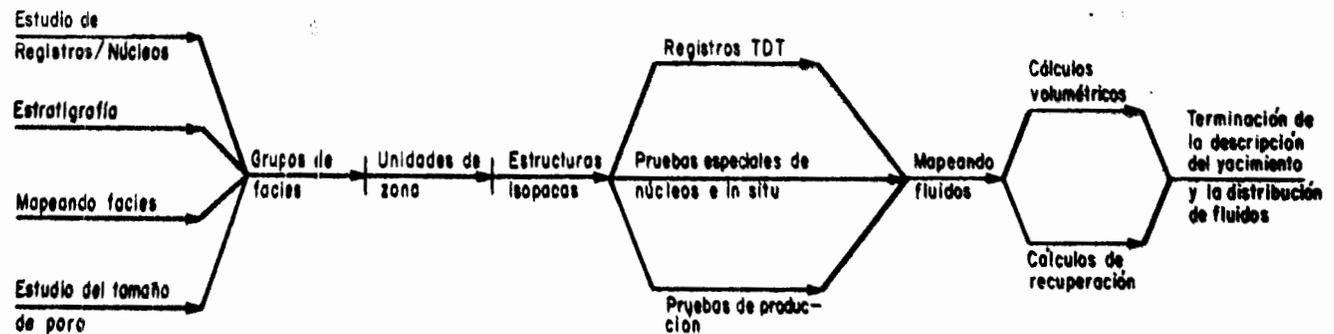


Fig. 8 Fase descriptiva de la secuencia de estudio. Depósito Judy Creek.

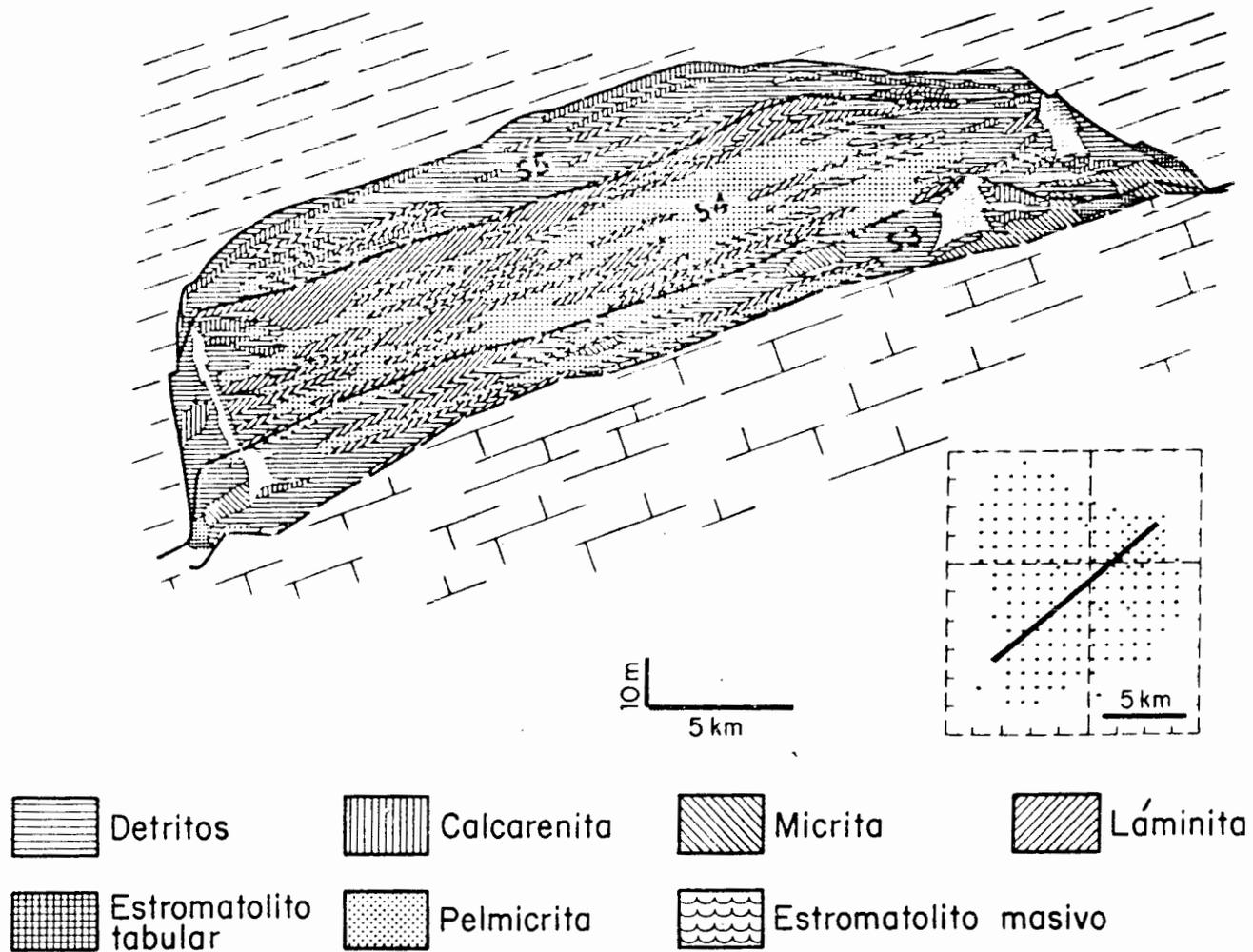


FIG 9 SECCION TRANSVERSAL QUE MUESTRA LA DISTRIBUCION DE LITOFACIES EN EL CAMPO JUDY CREEK

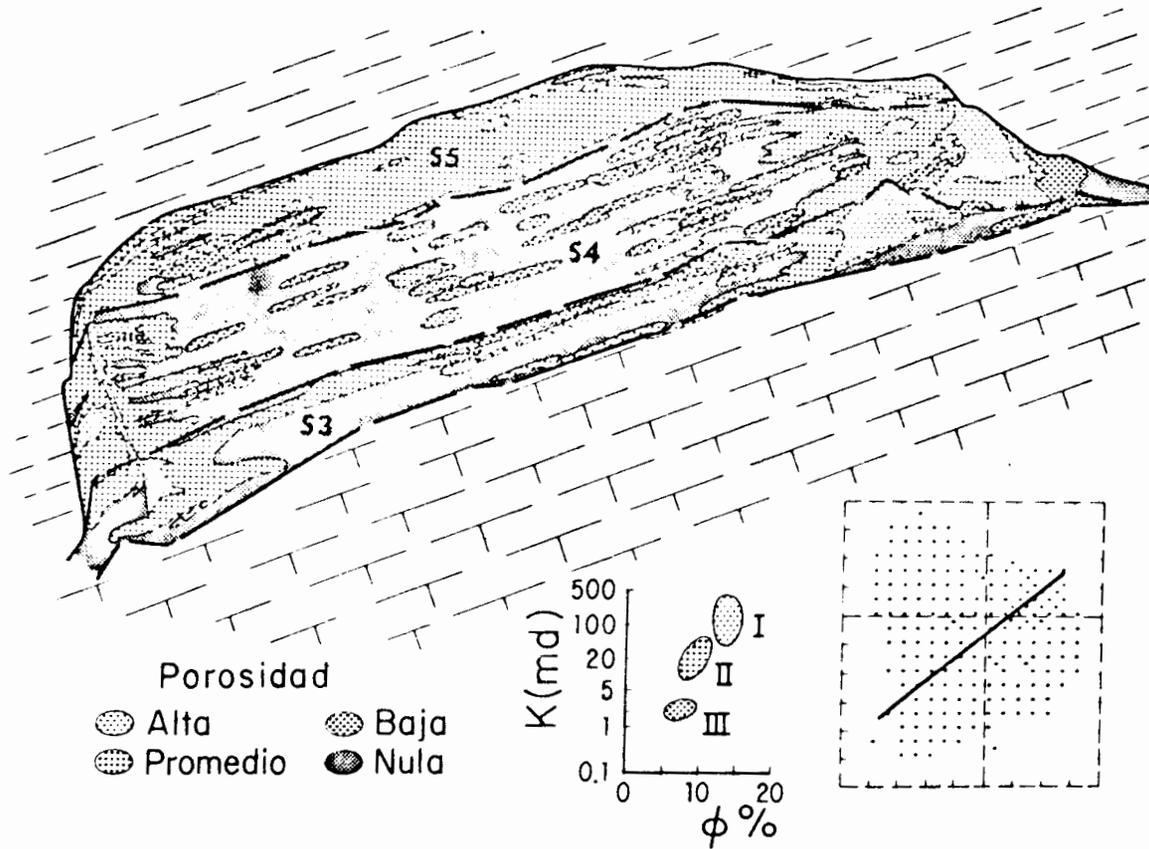


FIG 10 DISTRIBUCION DE GRUPOS DE POROSIDAD CONTROLADOS POR FACIES-CAMPO JUDY CREEK

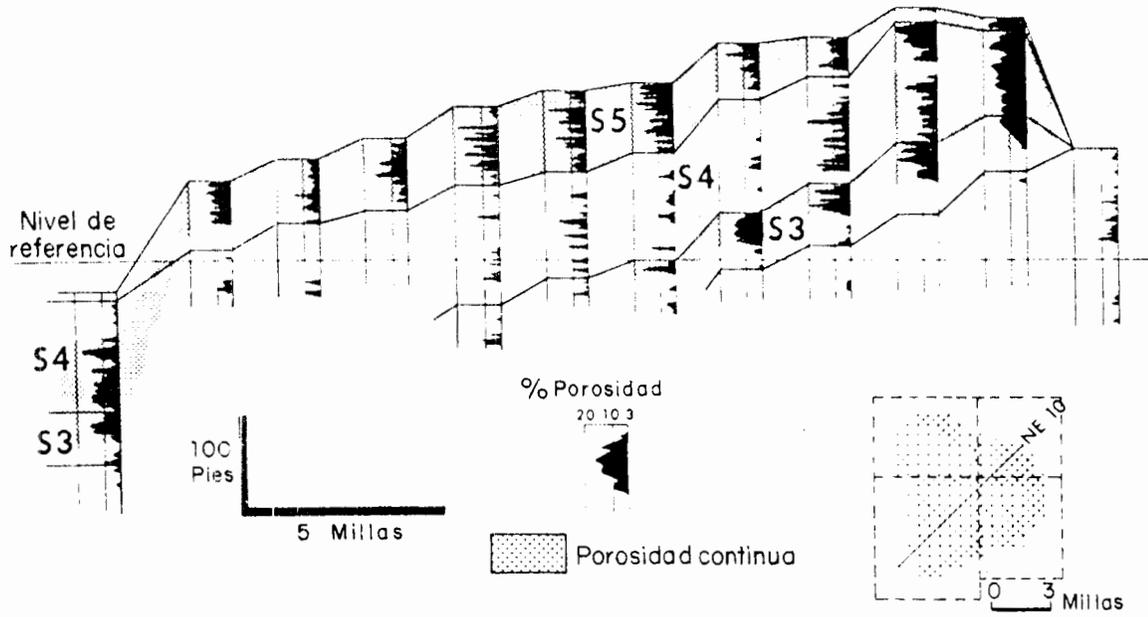


Fig. 11 Ejemplo de correlación de una sección transversal del campo Judy Creek

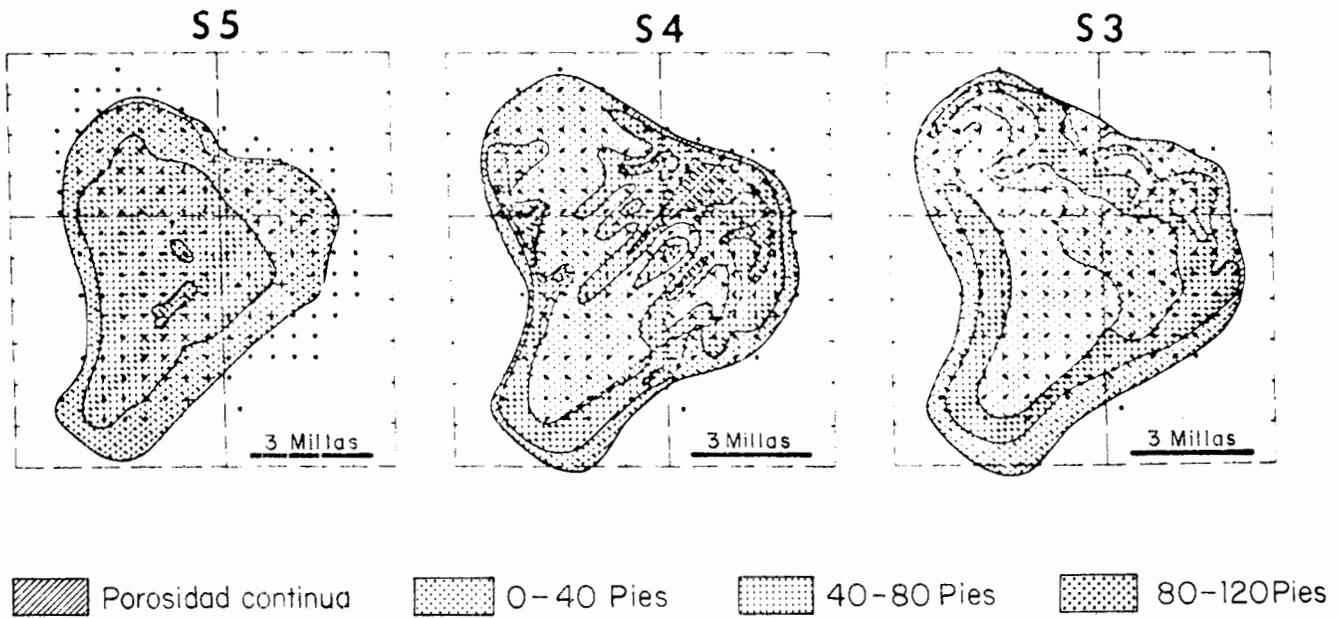


Fig. 12 Isopacas de porosidad neta y zonas de porosidad continua en las unidades S3, S4 y S5, campo Judy Creek

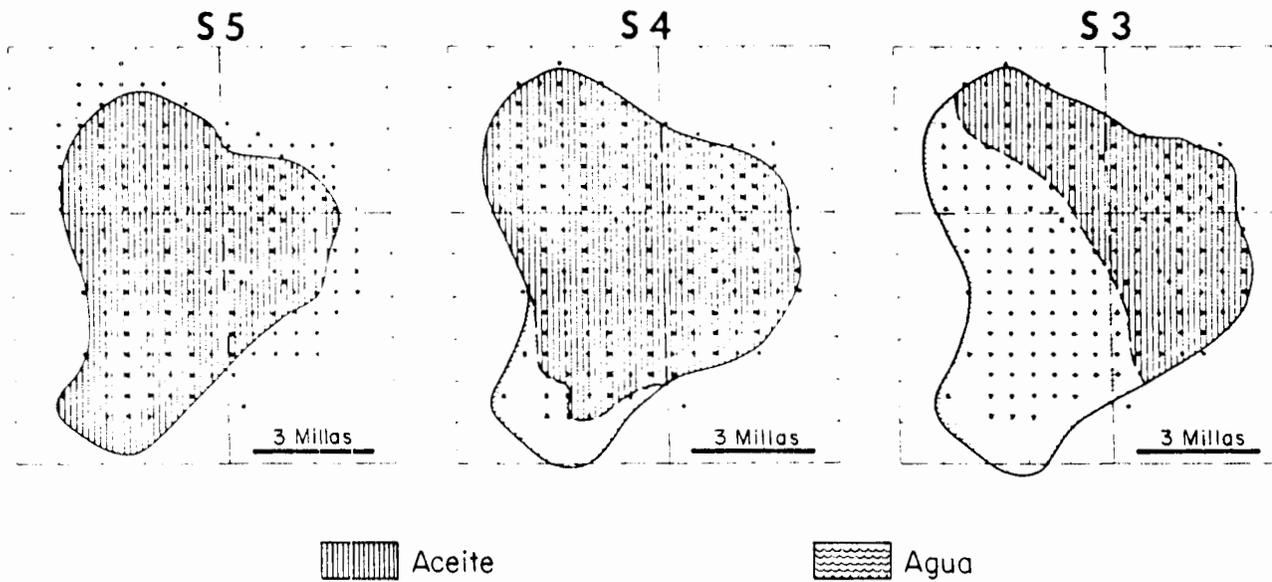


Fig. 13 Mapas mostrando la distribución original del aceite y el agua en las unidades S3, S4 y S5 del campo Judy Creek

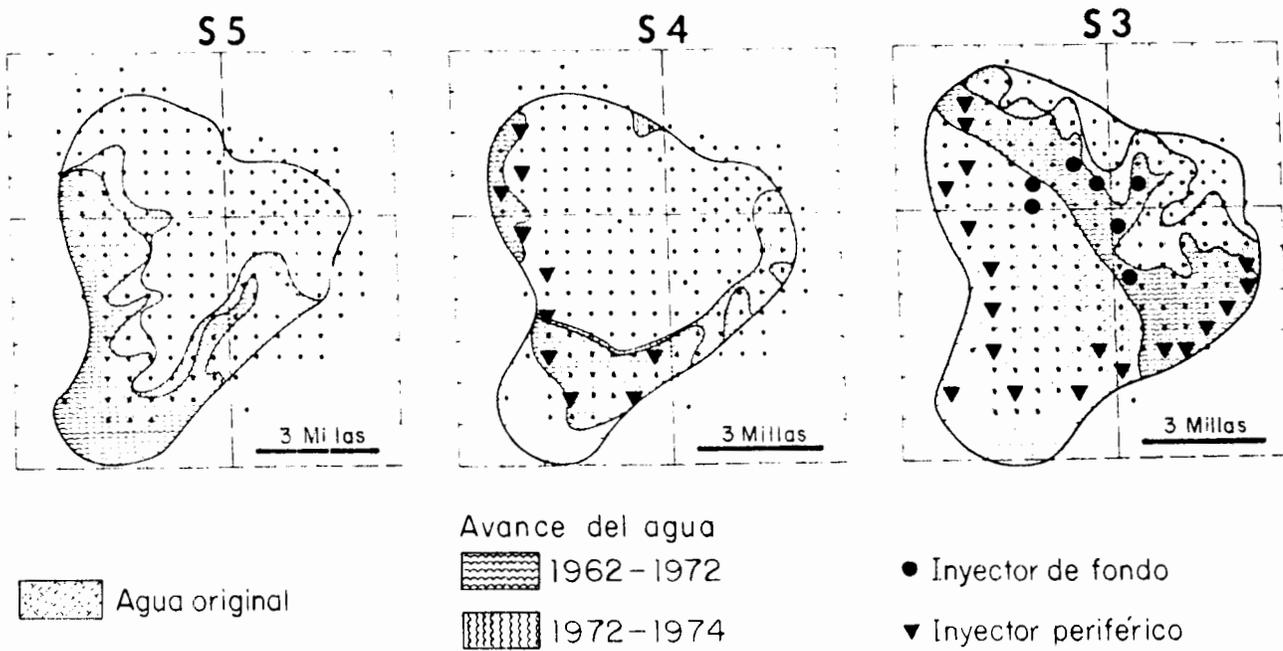


Fig. 14 Mapas mostrando el ritmo de avance del agua por inyección de fondo y periférica en las unidades S3, S4 y S5 del campo Judy Creek

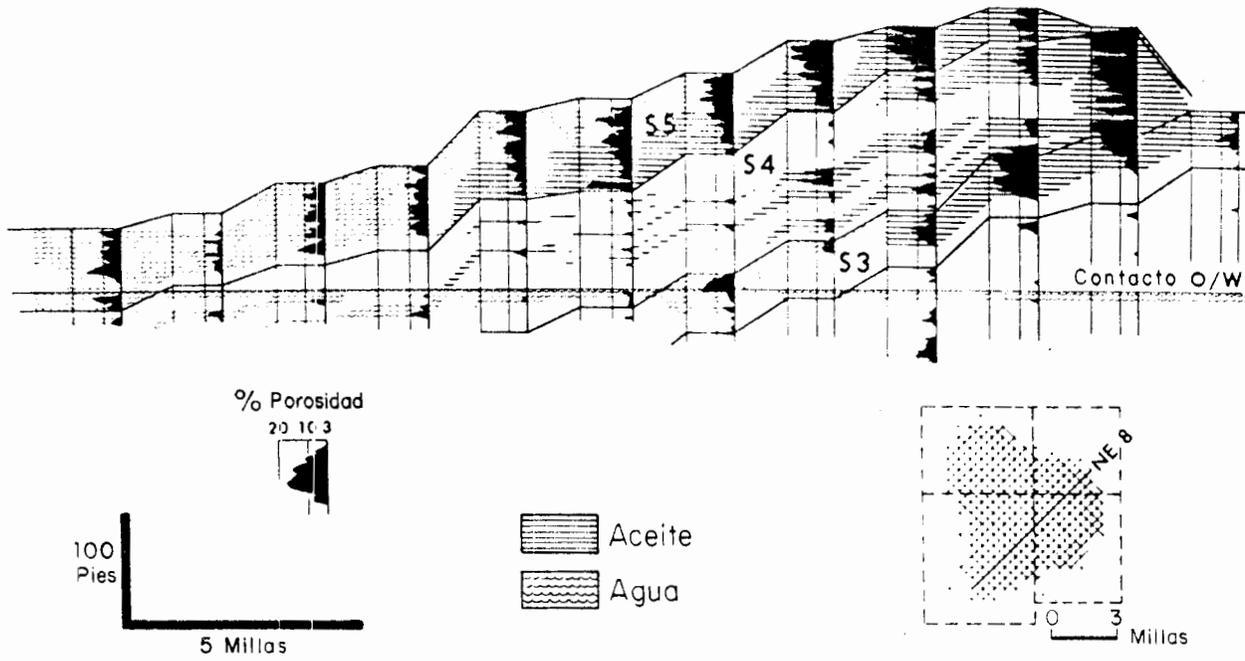


Fig. 15 Sección transversal estructural, Noreste Sureste del campo Judy Creek, ilustrando el avance diferencial de agua inyectada echado abajo

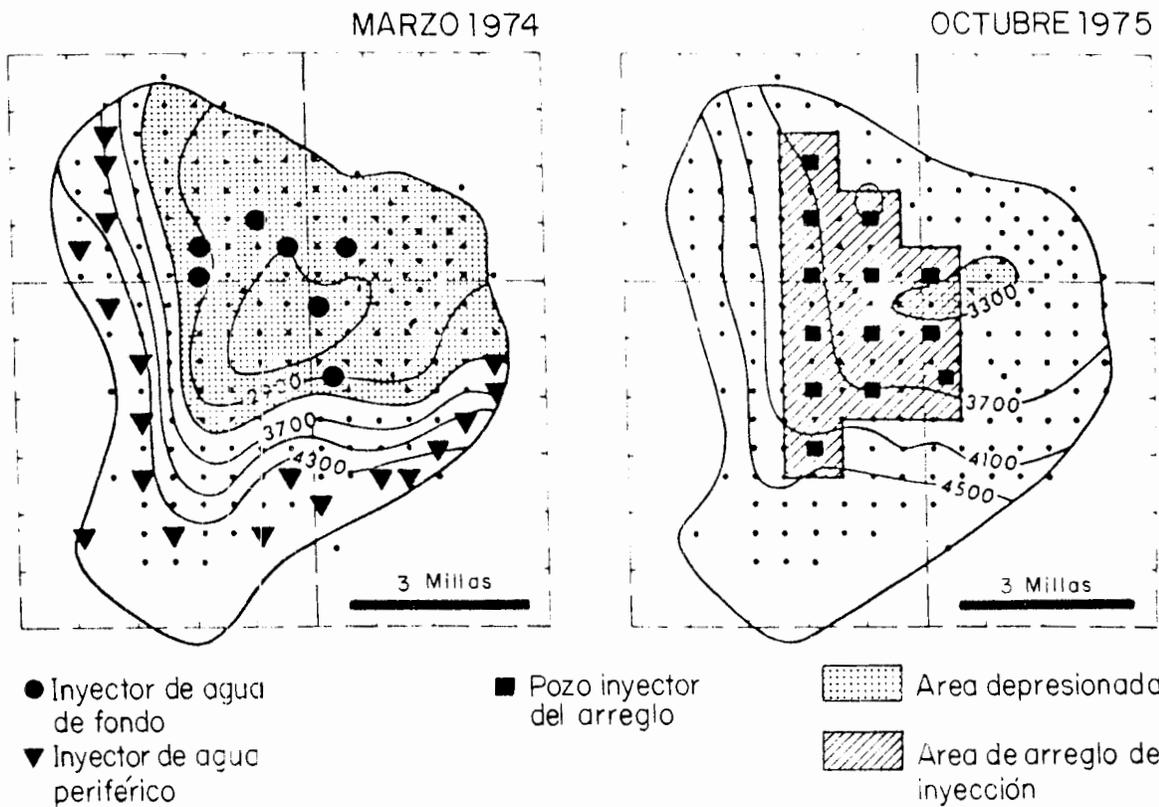


Fig. 16 Mapas isobáricos mostrando el resultado de la conversión de la inyección periférica a arreglo de pozos

PRUEBAS EN POZOS INYECTORES PARA OPTIMIZAR EL COMPORTAMIENTO
DE LA INYECCION DE AGUA

D.C. Robertson y C.H. Kelm

Artículo traducido de la revista
J.P.T. de noviembre de 1975 por
Francisco Garaicochea y Manuel -
Bousiéquez Lizárraga.

INTRODUCCION. -

A fines de la década de los 50's y principios de la de los 60's, las experiencias que se tenían con la inyección de agua al Oeste de Texas, tales como la surgencia prematura del agua y una eficiencia de barrido pobre, originada por la operación incorrecta de la inyección en el pozo, indicaron la necesidad de establecer un procedimiento sistemático para optimizar dicha operación de inyección.

Se iniciaron muchos proyectos de inyección de agua con arreglos de pozos inyectores en la periferia o dispersos, que tuvieron una relación baja de pozos de inyección a pozos de producción. Durante la década de los 60's, al permitir el gobierno que se empezaran a incrementar los gastos de aceite fijados, con frecuencia se aumentaron los gastos de inyección por pozo para ir de acuerdo con la extracción. Estos incrementos dieron por resultado, en ocasiones, problemas en el comportamiento que indicaron la necesidad de un mejor entendimiento del yacimiento y de los factores que lo afectan durante las operaciones de inyección de agua. Así, surgió la necesidad de establecer un procedimiento sistemático para maximizar los gastos de inyección y producción permitiendo, a la vez, la supervisión adecuada del yacimiento y las condiciones de operación, para impedir cualquier daño al yacimiento que pudiera arriesgar la recuperación con inyección de agua.

En este artículo, se presenta una filosofía y un método para probar pozos inyectores con el propósito de optimizar la operación de inyección, maximizando así la recuperación a partir de un patrón de inyección de agua dado. La inyección se optimiza instituyendo una serie planeada de pruebas de gasto por etapas, pruebas de decremento de presión, mediciones del

perfil de inyección y registros de temperatura, durante un período inicial de aproximadamente un año; y mediante la recopiliación y el análisis continuo de datos de gasto y de presión, datos de presiones variables y datos de registros, a lo largo de la vida restante del pozo inyector.

OBJETIVOS Y BASES PARA REALIZAR LA PRUEBA DE INYECCION.

El primer objetivo del procedimiento sistemático de la prueba de inyección es permitir una diferencial máxima de presión entre el pozo inyector y el productor, dentro de los límites de la presión de fracturamiento de la formación. Una simple aplicación de la Ley de Darcy a los pozos de inyección muestra que el gasto de inyección es proporcional a la diferencial de presión. Consecuentemente, a gastos de inyección mayores, se tendrá una respuesta más rápida y mayores gastos de producción.

Es imperativo, por varias razones, que esta diferencial de presión máxima esté por debajo de la presión de fracturamiento de la formación. Primero, porque el fracturamiento originado por la inyección, arriba de la presión de fracturamiento, no está necesariamente limitado al intervalo productor. El fracturamiento puede provocarse en un acuífero o en un intervalo no productivo. Así, la inyección con una diferencial de presión arriba de la presión de fracturamiento, puede dar como resultado una inyección inefectiva que, llevada a los extremos, podría ocasionar un desplazamiento menos efectivo de la formación productora por el agua. Segundo, porque cuando se inyecta arriba de la presión de fracturamiento de la formación, la dirección de la fractura no es predecible. En muchos yacimientos hay una dirección preferencial de permeabilidad natural o de fracturas, y aunque el movimiento del agua es en esta dirección, no se puede impedir el fracturamiento en otras direcciones¹. Así, puede ocurrir el avance prematuro del agua a un productor, dando como resultado una eficiencia de barrio pobre.

Durante las pruebas de gastos por etapas y las estimulaciones del pozo, se excede la presión de fracturamiento de la formación. Sin embargo, puesto que el tiempo en el que se excede esta presión es corto, las fracturas deben cerrarse cuando la presión de inyección sea menor que la presión de fracturamiento y el yacimiento no se dañaría de manera permanente. Las pruebas de gastos por etapas, con etapas de 24 horas o más, deben de realizarse con no más de 3 puntos más allá de la presión de fracturamiento indicada. Tres puntos más allá del quiebre, definirán una línea recta y verificarán que se ha encontrado la presión de fracturamiento. Si se continúa con la prueba, sólo se extenderá innecesariamente la fractura y ya no se obtendrá más información. La estrecha coordinación entre el personal de operación y los ingenieros debe asegurar que el tiempo después de alcanzar la presión de fracturamiento sea --

mínimo.

El segundo objetivo del procedimiento sistemático es -- proporcionar una detección oportuna y continua del daño de la formación en las vecindades del pozo. El daño en las vecindades del pozo, da como resultado una reducción en la inyección, debido a la alta caída de presión necesaria para vencer el daño de la formación. De esta forma, se incrementa el tiempo de respuesta y se reducen los gastos de producción de aceite. El daño a la formación se detecta generalmente por una declinación anormal en el gasto de inyección a una presión de inyección constante y puede confirmarse realizando una prueba de decrecimiento de presión.

El tercer objetivo del procedimiento sistemático de la prueba de inyección es proporcionar una observación continua para asegurar la correcta distribución vertical del agua en el intervalo con aceite. Obviamente, el agua inyectada hacia intervalos no productivos trae como consecuencia el desperdicio del fluido de inyección y de la energía potencial del yacimiento. La distribución del agua inyectada puede determinarse por registros de temperatura y por perfiles de un trazador radiactivo. Los registros de temperatura proporcionan una distribución cualitativa del agua, mientras que las mediciones con trazador radiactivo proporcionan una distribución -- cuantitativa.

La distribución vertical del agua inyectada, al ajustarse a la distribución vertical del producto porosidad-espesor (ϕh) de hidrocarburo en el yacimiento, deberá dar como resultado la recuperación máxima de aceite a la surgencia del -- agua. Sin embargo, normalmente se espera que el agua entre al yacimiento de acuerdo a la distribución de la permeabilidad. Esto se ilustra en la Fig. 1, la cual es una gráfica de las -- distribuciones de los productos permeabilidad-espesor (Kh) y porosidad-espesor (ϕh) vs profundidad, en un pozo de inyección real. El perfil del trazador radiactivo que acompaña la gráfica, muestra que el agua se está inyectando de acuerdo a la distribución de la permeabilidad. Esta información y este -- tipo de análisis, puede usarse para diseñar una reparación, -- si se desea una redistribución del agua.

El cuarto objetivo del procedimiento sistemático de -- prueba de un pozo inyector, es observar la extensión del fracturamiento vertical. Las pruebas de decrecimiento de presión se utilizan para determinar la extensión de este fracturamiento. Se utilizan las pendientes de las gráficas de presión vs el logaritmo de tiempo de cierre y las gráficas de presión vs -- la raíz cuadrada del tiempo de cierre, para calcular la extensión de la fractura vertical⁶.

Las pruebas sucesivas de decrecimiento de presión son útiles para determinar si la longitud de la fractura aumenta con

el tiempo. Si se está inyectando agua, supuestamente abajo de la presión de fracturamiento y si las pruebas sucesivas de de cremento de presión, muestran que la longitud de la fractura está aumentando, entonces es aconsejable volver a realizar la prueba de gastos por etapas y determinar, de nuevo, la presión de fracturamiento.

INICIACION DE LA APLICACION DEL PROCEDIMIENTO.

Condiciones Iniciales.- Al iniciar la aplicación del -- procedimiento, el primer paso es establecer una presión ini-- cial de inyección límite, que esté por debajo de la presión - de fracturamiento de la formación. Si el pozo que va a ser -- convertido en inyector está en una área donde ya se realizó inyección de agua y de la cual ya existen algunos datos de la presión de fracturamiento, como resultado de las pruebas de - gastos pcr etapas, entonces puede seleccionarse una presión - límite que esté de acuerdo con la presión de fracturamiento - más baja en el área inmediata. Es deseable dejar un margen de seguridad entre la nueva presión límite y la presión de frac-- turamiento de los pozos vecinos, por las siguientes razones: (1) la incapacidad de medir con precisión las presiones de -- fracturamiento a partir de las pruebas de gastos por etapas; (2) la incapacidad de controlar con exactitud las presiones - de operación, particularmente durante los primeros años de la vida del pozo inyector, cuando la relación entre el gasto de - inyección y la presión está cambiando bastante rápido; y - - (3) las presiones de fracturamiento con frecuencia varían sig-- nificativamente de un pozo a otro.

En general, un margen de seguridad de aproximadamente - 200 lb/pg², un número obtenido empíricamente, se considera sa-- tisfactorio en las operaciones de inyección de agua en el - - Oeste de Texas. Sin embargo, el margen de seguridad puede va-- riar, dependiendo del nivel de confianza en las pruebas de -- gastos por etapas anteriores y de la presión de fracturamien-- to estimada del nuevo pozo.

Si no hay pozos de inyección vecinos, la presión de frac-- turamiento puede estimarse, entonces, a partir de una presión instantánea de cierre que se haya notado durante los tratamien-- tos de estimulación. Puesto que este método es aún menos pre-- ciso que la analogía con los pozos vecinos, se deberá usar un margen de seguridad ligeramente mayor. Generalmente un margen de seguridad de aproximadamente 300 lb/pg² es satisfactorio.

Existen correlaciones en la literatura^{7,8} que expresan los gradientes de fractura normales en libras sobre pulgadas cuadrada por pie (lb/pg²/pie) en función de la profundidad de la formación. Puede usarse, también, la presión de fractura-- miento de los pozos vecinos o de yacimientos similares para - calcular el gradiente de fractura para un área geográfica es-- pecífica.

Estabilización.- El segundo paso, al inicial la aplicación del procedimiento, es lograr condiciones de gasto y presión de inyección que estén lo suficientemente estabilizadas para permitir la realización de una prueba de decremento de presión, una prueba de gastos por etapas y un registro de temperatura. Se desea un grado de estabilización que dé como resultado un gasto o presión esencialmente constante, durante aproximadamente 1 mes, manteniendo el otro (gasto o presión) constante. Si un pozo acepta agua a una presión superficial positiva, entonces puede medirse fácilmente el grado de estabilización, manteniendo ya sea el gasto o la presión constante y midiendo el otro. Si se mantiene el gasto constante, debe tenerse cuidado de que la presión no exceda la presión límite establecida en la sección anterior.

En algunos casos, quizá no se alcance una presión superficial positiva al tiempo en el que se presenta la estabilización. Por esto, es necesario un método para estimar cuando se espera que ocurra la estabilización. La Fig. 2 es una gráfica del gasto de flujo adimensional vs el radio del banco de agua. Esta gráfica se construyó haciendo cálculos de flujo inicial mientras se mantenían constantes todas las variables excepto el radio del banco de agua. Se supuso un gasto de flujo adimensional de 1 para un radio del banco de agua de 10 pies. A continuación se presentan las ecuaciones que se emplearon para construir la gráfica. De la ecuación de Darcy.

$$Q = \frac{7.07 \times 10^{-3} K_w h (P_i - P)}{\mu_w B_w \ln r_e / r_w}$$

y si todas las variables se mantienen constantes, excepto el radio del banco de agua:

$$Q = \frac{\text{constante}}{\ln r_e / r_w}$$

Los puntos de la curva se calcularon como sigue:

$$Q_2 = Q_1 \frac{\ln r_1 / r_w}{\ln r_2 / r_w}$$

Así, un pozo con un gasto de flujo adimensional de 0.3, tendría un gasto de inyección de 0.3 veces el gasto que tenía cuando el radio del banco de agua era de 10 pies. El cálculo es, de manera general, más bien para un campo o proyecto específico.

En la Fig. 2 se ilustra que, mientras se mantiene una presión de inyección constante, la máxima reducción del gasto de inyección se presentará en el momento en que el radio del banco de agua sea igual a 150 pies. De esta forma, la "estabi

lización" habrá ocurrido, cuando se tenga una inyección acumulativa suficiente para formar un banco de agua con un radio de 150 pies. Esta estabilidad sólo se presentará a un radio del banco de agua de 150 pies, si el frente de agua está avanzando uniformemente por todo el intervalo productor. En las situaciones reales de campo, este avance uniforme no ocurre, debido a la variación de la permeabilidad dentro de la sección vertical del intervalo productor. De esta forma, se requiere generalmente un radio del banco de agua (calculada en base al intervalo productor total neto) mayor de 150 pies, para alcanzar un grado adecuado de estabilización. La experiencia de campo en los proyectos de inyección de agua en Grayburg al Oeste de Texas y en San Andrés, indica que un radio de 300 pies, es un punto de estabilidad más realista. Por supuesto, es preferible medir realmente el grado de estabilidad, usando un medidor de fondo si es necesario.

PRIMERA SERIE DE PRUEBAS.

Cuando se alcanza la estabilización del gasto y la presión, debe realizarse una prueba de decremento de presión y una prueba de gasto por etapas. Esto ocurre generalmente por lo menos 3 meses después de iniciar la inyección, ya que se requiere de todo este tiempo para confirmar la estabilidad. La prueba de decremento de presión debe analizarse para determinar la longitud de la fractura, la capacidad de flujo del yacimiento (K_{wh}) y el efecto de daño. Sin embargo debe darse atención especial a la existencia de daño en el pozo. Si existe el daño y se requiere aumentar la inyectividad, entonces debe realizarse un trabajo de reparación. Antes de llevar a cabo este trabajo de reparación, debe tomarse un registro de temperatura, para detectar cualquier desviación importante de la distribución vertical deseada del agua inyectada. Esto permitirá diseñar la reparación más adecuada para corregir todos los problemas que pudieran existir. Si se lleva a cabo la reparación debe volverse a realizar una prueba de decremento de presión, antes de continuar con la primera serie de pruebas, ya que la mayor parte del intervalo productor puede estar ya recibiendo agua.

La prueba de gastos por etapas debe realizarse a una presión suficientemente alta para obtener dos o tres puntos arriba del punto de quiebre, si lo permite la capacidad de inyección del sistema. La presión de fracturamiento de la formación así obtenida, o el punto más alto que se haya obtenido sin que se presentara un quiebre en la prueba de gasto por etapas, debe usarse como base para establecer un límite de operación para cada pozo. Debe usarse de nuevo un margen de seguridad entre la presión de operación y la de fracturamiento, en respuesta a la incapacidad de medir con precisión la presión de fracturamiento, aún con las pruebas de gasto por etapas, y a la incapacidad de ejercer un control exacto del gasto y la presión en la mayoría de las situaciones de campo.

La confianza en el personal de operación y en el equipo de campo, determinarán la presión límite segura, abajo de la presión de fracturamiento para la operación de los pozos de inyección. Se ha encontrado que un margen de seguridad de 50 lb/pg² es suficiente para esta situación.

A continuación el pozo debe estabilizarse por varios días en el nuevo límite de operación y se debe tomar un registro de temperatura después de cerrar el pozo. Las condiciones reales del yacimiento determinarán el tiempo de cierre óptimo para realizar la medición de temperatura y para lograr la máxima definición; sin embargo, un tiempo de cierre de 24 a 48 horas, es generalmente el adecuado.

La medición de la temperatura se demora hasta después de la estabilización en la nueva presión límite, de manera que esta medición será un indicador de la distribución del agua inyectada en las condiciones de operación reales. Un perfil de temperatura obtenido a condiciones de presión mayores o menores podría resultar algo diferente, puesto que el pozo tiene una inyección acumulada relativamente baja en ese momento y puesto que varias zonas dentro de una sección grande del intervalo aún podrían estar a presiones diferentes, debido a las diferentes historias de agotamiento primario. Así, en este punto, los perfiles de inyección son bastante sensitivos a la presión de operación con respecto a las presiones de cada zona, en la sección productora total.

Si el registro de temperatura presenta un perfil completamente inaceptable, tal como el que toda el agua se esté dirigiendo a una zona delgada o abajo de la profundidad total, debe llevarse a cabo una reparación del pozo.

SEGUNDA SERIE DE PRUEBAS.

El siguiente paso en el procedimiento inicial se realiza cuando la inyección acumulativa del pozo es dos veces el valor obtenido al estabilizarse. Desde un punto de vista práctico de costo y planeación, esta serie de pruebas no deberían empezar antes de por lo menos 7 meses de haberse iniciado la inyección. En este punto se realiza una medición con trazador radioactivo, seguida de una prueba de decremento de presión y de un registro de temperatura. La medición con trazador radioactivo se realiza para obtener una distribución cuantitativa del agua inyectada. Se obtiene también el registro de temperatura durante la misma serie de pruebas. Esto permite comparar la medición de temperatura con la medición del trazador radiactivo de modo que, en pruebas subsecuentes, sólo se necesita realizar el registro de temperatura. Si el registro subsecuente resulta igual que el tomado junto con el perfil radiactivo, entonces puede suponerse que existe aproximadamente la misma distribución cuantitativa del agua inyectada. Se analiza de nuevo la prueba de decremento de presión para obtener

capacidad de flujo del yacimiento (Kwh), la longitud de la -- fractura y el daño, y se compara con los resultados de prue-- bas de decremento de presión anterior. Si la última prueba de decremento de presión indica un incremento importante en la - longitud de la fractura, debe entonces realizarse una prueba de gastos por etapas, para compararla con la que se obtuvo ori-- ginalmente.

Como se dijo antes, debe llevarse a cabo un trabajo de reparación para corregir los problemas de daño o problemas -- importantes de distribución del agua. Si el daño sigue siendo un problema, deben considerarse la calidad del agua de inyec-- ción y su compatibilidad con el agua de la formación, como un problema potencial. Una reducción importante en la capacidad de flujo del yacimiento también podría indicar un problema de hinchazón de arcillas en yacimientos que tienen estas tenden-- cias. Estas posibilidades deben investigarse antes de iniciar la inyección de agua. Sin embargo las condiciones pueden cam-- biar, y las pruebas de laboratorio adicionales serán apropia-- das.

TERMINACION DE LAS PRUEBAS INICIALES

Esta fase ocurre cuando la inyección acumulativa es tres veces mayor que la obtenida cuando se obtuvo la estabilización del pozo y por lo menos un año después de la iniciación. En - esta etapa se realiza una tercera prueba de decremento de pre-- sión en todos los pozos inyectoros y se compara con las prime-- ras dos pruebas. Como ya se dijo, puede requerirse de un traba-- jo de reparación.

Durante estas pruebas, a la mitad de los pozos se les -- realiza prueba de gastos por etapas, para determinar la presión de fracturamiento. Si hay un cambio importante, con respecto a la prueba de gasto por etapas anterior, entonces esta prueba - debe realizarse de nuevo en todos los pozos. Se espera que al principio de la vida del pozo inyector la presión de fractura-- miento se incremente por la inyección acumulada.^{8,9} De esta forma, es posible que se pueda notar un incremento en la pre-- sión de fracturamiento y que todos los pozos requieran de otra prueba de gastos por etapas y que se ajusten sus presiones de operación. Esto, por supuesto, permitirá la maximización de -- los gastos y contribuirá a acelerar la producción. Si se fija una nueva presión de operación, que sea significativamente dife-- rente a la anterior, entonces deben realizarse otro registro - del perfil radioactivo y de temperatura, a las nuevas condicio-- nes de gasto y presión, ya que el perfil anterior quizá no sea muy representativo.

Al haber realizado bastantes pruebas en cada pozo duran-- te el período inicial, seguramente se han hecho progresos sig-- nificativos en la defnición de varias características importan

tes del yacimiento y del pozo (K_{wh} , longitud de la fractura, y presión de fracturamiento de la formación), y en el mantenimiento de cada pozo inyector, para acercarse más a su condición óptima de operación, durante su primer año de vida. Este procedimiento tiene la ventaja de maximizar la inyección, y, de este modo, acelerar el tiempo de respuesta, sin causar, al mismo tiempo, daño al yacimiento alrededor del pozo inyector, que podría, posteriormente, poner en peligro la recuperación final con inyección de agua o causar un serio avance prematuro del agua.

Los datos del yacimiento así obtenidos son útiles en la observación y en el análisis del funcionamiento de la inyección de agua, y proporcionan una base para determinar los datos de transmisibilidad que se utilizarán en modelos del yacimiento y para predecir su comportamiento.

OBSERVACION CONTINUA.

La economía y la mano de obra evitarán que se realicen pruebas de decremento de presión mensualmente, bimestralmente o aún anualmente; en cada uno de los pozos inyectores, para determinar el daño en el pozo y la extensión de la fractura. Es por esto que se requiere de un método de evaluación. Primero, es necesario preparar una gráfica, por lo menos con un dato para cada mes, del gasto y presión de inyección, representativos, durante el mes, para cada pozo de inyección. Si es posible, estos datos representativos deben obtenerse de las lecturas diarias que hace el personal de campo.

La observación activa de las curvas del gasto y la presión proporciona una detección oportuna del funcionamiento anormal de la inyección en el pozo.

Si son confiables, pueden obtenerse mediciones periódicas de la presión de inyección en el fondo del pozo y de la presión estática del yacimiento. Y puede mejorarse la vigilancia rutinaria, calculando regularmente el índice de inyectabilidad. El índice de inyectabilidad es el gasto de inyección dividido entre la diferencial de presión necesaria para su flujo en el yacimiento. Un cambio en este índice indica un cambio en la capacidad de flujo y puede utilizarse para detectar el daño a la formación y el mejoramiento. Debe hacerse notar que los cambios en la capacidad de flujo no indican necesariamente un problema, sino que con frecuencia son la consecuencia normal de los cambios en las condiciones de saturación del yacimiento.

PRUEBAS PERIODICAS.

Deben emplearse las curvas mencionadas de funcionamiento de la inyección en el pozo, junto con las pruebas de decremento de presión, de gasto por etapas, mediciones del perfil con

trazador radioactivo y los registros de temperatura, para observar, evaluar y controlar el funcionamiento de dicha inyección. Para observar la capacidad de flujo del yacimiento - - (K_{wh}), el efecto de daño y las longitudes de las fracturas, deben obtenerse pruebas de decremento de presión en los pozos cada tercer año. Esto no quiere decir que éstas sean las únicas pruebas de decremento de presión que deberán realizarse. Si hay indicios de un daño del pozo, en cualquier momento, estas pruebas deben llevarse a cabo. Por supuesto, las pruebas de decremento de presión deben realizarse antes y después de cualquier trabajo de reparación, para evaluar los resultados de dicho trabajo.

El último punto se ilustra en la Fig. 3, la cual muestra los resultados de las pruebas de decremento de presión, tomados antes y después de la reparación de un pozo inyector, para corregir el efecto de daño. Los datos de disminución de presión al graficarse vs la raíz cuadrada del tiempo, muestran una caída de presión cerca del pozo de 584 lb/pg², cuando la porción inicial de la curva se extrapola a un tiempo cero. La magnitud del daño justificaba una pequeña estimulación con ácido, de 3000 gal, en un intento de eliminar el daño. En esta figura se muestra también una gráfica de los datos de la prueba de decremento de presión, después de la estimulación con ácido. En ella se muestra que la caída de presión cerca del pozo se redujo a casi 30 lb/pg². La eliminación de la zona dañada se confirma también comparando los gastos y presiones de inyección, antes y después del trabajo de reparación.

	Gasto de Inyección (bl _w / día)	Presión de Inyección en el fondo del pozo (lb/pg ²)	Caída de presión en la zona dañada (lb/pg ²)
Antes del Trabajo de Reparación.	575	4 084	584
Después del Trabajo de Reparación	830	3 350	30

Deben realizarse pruebas de gasto por etapas periódicamente en los pozos de inyección, ya que se ha encontrado que la presión de fracturamiento aumenta con la inyección acumulada. Esto no sólo es apoyado teóricamente en la literatura,^{8,9} sino que se ha observado en el campo. Por esto deben realizarse pruebas de gasto por etapas, en varias fases de la inyección acumulativa.

Deben llevarse a cabo pruebas adicionales de gasto por etapas después de cada reparación. Esto es especialmente cierto si un nuevo intervalo productor es expuesto en un pozo in-

yector, ya que es posible que no todas las zonas tengan la misma presión de fracturamiento. Si un intervalo es sometido a una cementación forzada, probablemente debe realizarse una prueba de gasto por etapas, únicamente hasta la presión de fracturamiento indicada por las pruebas anteriores; pero no arriba de la presión del punto de quiebre previamente indicado. Si se excede esta presión, entonces la zona reparada podría causar problemas de nuevo. Naturalmente, si se encuentra una presión de fracturamiento más baja, se debe considerar este punto.

El perfil radioactivo y el registro de temperatura son necesarios para observar continuamente la distribución del agua en el pozo y, así, determinar si es necesaria su redistribución, por medio de una reparación. Es por ello que el perfil de inyección debe compararse anualmente con el registro de temperatura. Entonces se tomará un registro con trazador radioactivo, si se observa un cambio significativo en la distribución del agua en el registro de temperatura. También debe tomarse un perfil radioactivo después de un trabajo de reparación importante. La medición de la temperatura indicará también el llenado del pozo. Estas mediciones naturalmente se harán menos definidas con el tiempo, debido a los efectos de conductividad del calor en sentido vertical.

En la Fig. 4 se muestra el procedimiento sistemático de prueba de pozos inyectoros que se ha descrito. Aunque se han discutido tiempos específicos para realizar las pruebas, se considera que la prueba de campo real no puede seguir un programa riguroso. Esto se debe a los períodos de interrupción por fallas del equipo y a la planeación del trabajo en el campo.

RESUMEN

En este artículo se ha presentado un procedimiento para programar las pruebas de pozos inyectoros. Aunque no es el único viable, proporciona un medio de definición de varias propiedades importantes del pozo y del yacimiento en un tiempo mínimo y, además, proporciona la reevaluación periódica de estas propiedades, para tomar la máxima ventaja de los cambios en las condiciones del yacimiento. La optimización reditúa en gastos la producción máximos y tiempos mínimos, sin provocar un daño innecesario al yacimiento. Aunque firme en concepto, el éxito de este procedimiento depende completamente de un buen entendimiento y cooperación entre los ingenieros, que diseñan e interpretan las pruebas, y el personal operativo, que las lleva a cabo y que reúne los datos.

CONCLUSIONES.

Las técnicas analíticas existentes, cuando se apliquen de manera sistemática, proporcionarán una base para optimizar

las operaciones de inyección de agua, en un tiempo mínimo, - por medio de: (1) la maximización de la diferencial de presión, (2) la minimización del daño, (3) asegurar la distribución adecuada del agua y (4) la determinación y control de la extensión de la fractura.

Esto, a la vez, deberá proporcionar el gasto de producción de aceite máximo y la recuperación máxima con inyección de agua, evitando, al mismo tiempo, cualquier daño al yacimiento que pudiera ir en detrimento del barrido efectivo.

NOMENCLATURA

- h = Espesor del yacimiento, pies
 K_w = Permeabilidad efectiva al agua, md
 p = Presión del yacimiento, lb/pg²
 p_i = Presión de inyección en la cara de la formación, - lb/pg²
 Q, Q_1, Q_2 = Gasto de Inyección, barriles de agua por día (BAPD)
 r_e, r_1, r_2 = Radio del banco de agua, pies
 r_w = Radio del pozo, pies
 B_w = Factor del volumen del agua
 μ_w = Viscosidad del agua, cp

REFERENCIAS

1. Alpay, O.A.: "Application of Aerial Photographic Interpretation to the Study of Reservoir Natural Fracture Systems", J. Pet. Tech. (Jan. 1973) 37-45.
2. Smith, R.C. and Steffensen, R.J.: "Computer Study of Factors Affecting Temperature Profiles in Water Injection - Wells", J. Pet. Tech. (Nov. 1970) 1447-1458; Trans., AIME 249.
3. Nowak, T.J.: "The Estimation of Water Injection Profiles - From Temperature Surveys", J. Pet. Tech. (Aug. 1953) 203-212; Trans., AIME, 198.
4. Smith, R.C. and Steffenson, R.J.: "Interpretation of Temperature Profiles in Water-Injection Wells", J. Pet. Tech. (June 1975) 777-784; Trans., AIME, 259
5. Bearden, W.G., Cocanower, R.D., Currens, D., and Drillingham, M.: "Interpretation of Injectivity Profiles in Irregular Boreholes, " J. Pet. Tech. (Sept. 1970) 1089-1097.

6. Clark, J.J.: "Transient Pressure Testing of Fractured Water Injection Wells," J. Pet. Tech. (June 1968) 639-643; - Trans., AIME, 243.
7. Eaton, B.A.: "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Applications," J. Pet. Tech. (Oct. 1969) - 1353-1360; Trans., AIME 246.
8. Felsenthal, M. and Ferrell, H.H.: "Factors That Can Be Optimized in Waterfloods of the Low-Permeability Reservoir", paper SPE 2854 presented at the SPE-AIME Symposium on Practical Aspects of Improved Recovery Techniques, Fort Worth, Tex., March 8-10, 1970.
9. Felsenthal, M. and Ferrell, H.H.: "Fracturing Gradients in Waterfloods of Low-Permeability, Partially Depleted Zones," J. Pet. Tech. (June 1971) 727-730.
10. Donohue, D.A.T., Hansford, J.T., and Burton R.A.: "The Effect of Induced Vertically Oriented Fractures on Five-Spot Sweep Efficiency," Soc. Ped. Eng. J. (Sept. 1968) 260-268; Trans., AIME, 243.
11. Hubbert, M.K. and Willis, D.G.: "Mechanics of Hydraulic - - Fracturing," J. Pet. Tech. (June 1957) 153-168; Trans., - - AIME, 210.
12. Hazebroeck, P., Rainbow, H., and Matthews, C.S.: "Pressure Falloff in Water Injection Wells," Trans., AIME (1958) 213, 250-260.
13. Simmons, J., Landrum, B.L., Pierson, J.M., and Crawford, - P.B.: "Swept Areas After Breakthrough in Vertically Fractured Five-Spot Patterns," Trans., AIME (1955) 216, 73-77.
14. Crawford, P.B. and Collins, R.W.: "Estimated Effect of Vertical Fractures on Secondary Recovery," J. Pet. Tech. (Aug. 1954) 41-45; Trans., AIME, 201.

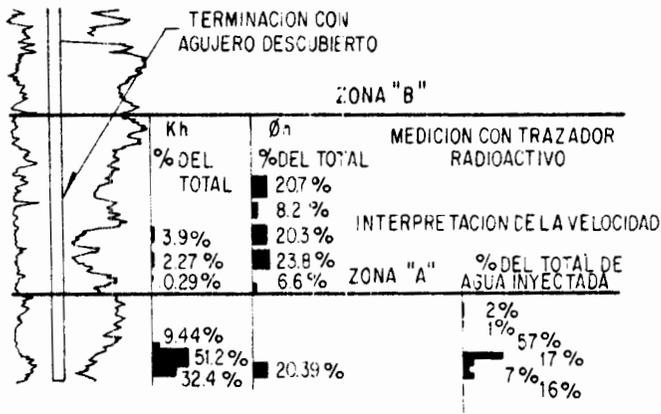


Fig 1. Distribución de los productos porosidad-espesor (ϕh) y permeabilidad-espesor (Kh) comparados con una medición real del perfil.

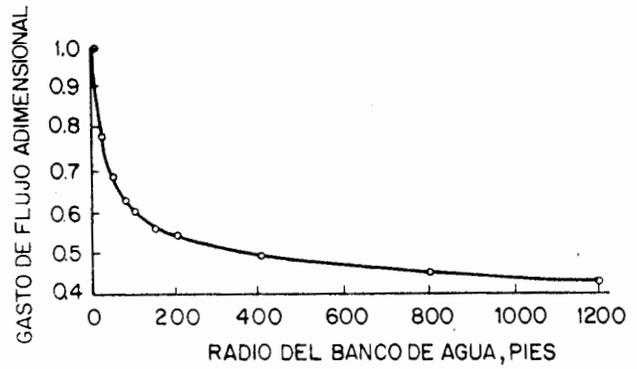


Fig 2. Gasto de flujo adimensional vs. el radio del banco de agua.

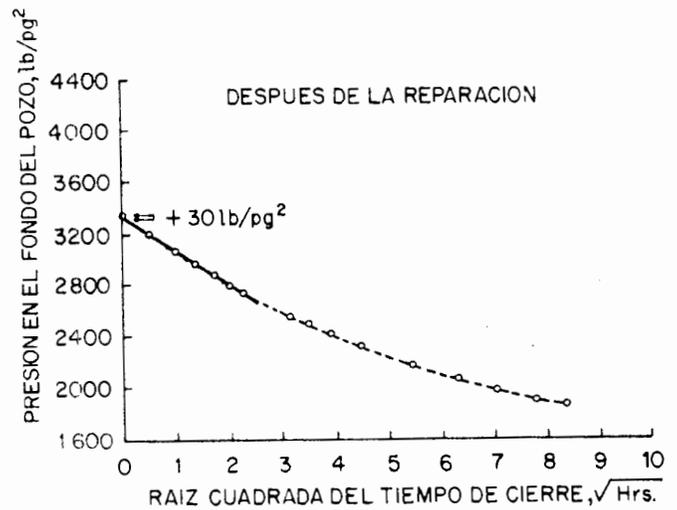
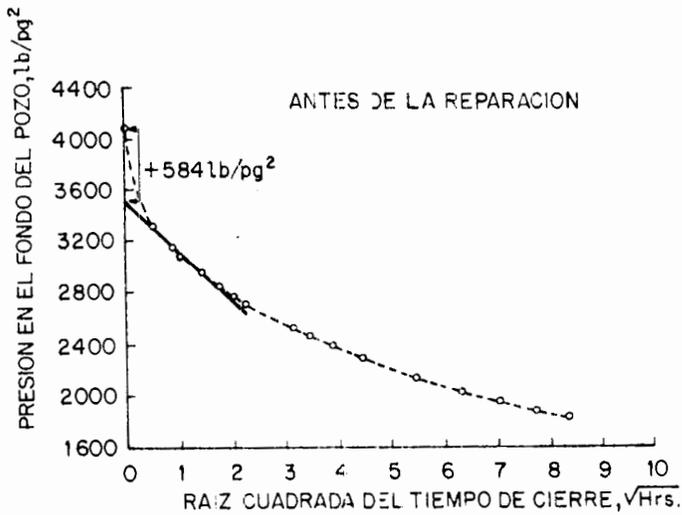


Fig 3. Pruebas de reducción de la presión antes y después de la reparación, para eliminar el daño.

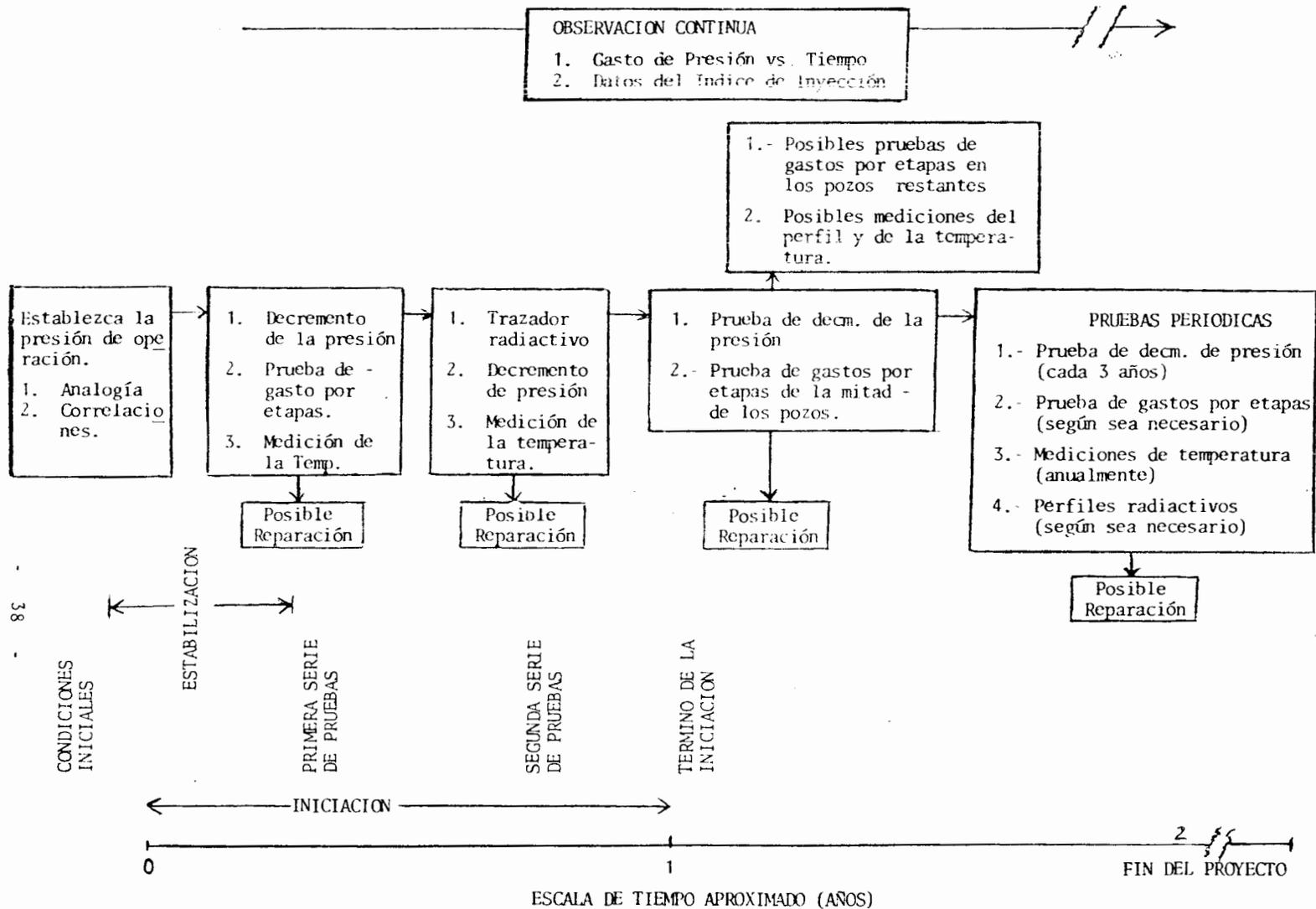


FIG. 4. Diagrama Esquemático del Procedimiento Sistemático de las Pruebas a Pozos Inyectores

TECNICAS MEJORADAS PARA EVALUAR LA INYECCION DE AGUA EN FORMACIONES CARBONATADAS DEL OESTE DE TEXAS.

C.J. George y L.H Stiles

Artículo traducido de la revista J.P.T. de noviembre de 1978, por Francisco Garaicochea y Alfonso Corona Becerra.

Los estudios detallados de tres proyectos de inyección de agua, en yacimientos carbonatados del Oeste de Texas, originaron nuevos planes de explotación, con grandes cambios operativos, incluyendo la perforación de pozos de relleno y modificaciones en el arreglo de los pozos. Un aspecto importante de estos estudios fue la estrecha coordinación del trabajo geológico y el de ingeniería, lo que produjo un procedimiento apropiado para relacionar la descripción del yacimiento con los procedimientos de campo usados para mejorar la recuperación final.

Los campos Fullerton, Means y Robertson están localizados en el Oeste de Texas, de 50 a 75 millas al Noroeste de Midland (Fig. 1). Estos yacimientos han estado produciendo aceite desde mediados de 1930, y posteriormente fueron explotados por la compañía EXXON (USA).

Estas tres unidades son típicas de muchos proyectos de inyección de agua en formaciones carbonatadas del Oeste de Texas, en las cuales se inició la inyección a principios de 1960 y ha continuado a través de varias fases de expansión. Aunque económicamente satisfactorios, los resultados fueron a menudo inferiores a los predichos. A medida que se empezaron a presentar problemas en la inyección, los antiguos conceptos se modificaron y condujeron a estudios más detallados. Ghauri et al (1), reportó en 1974 varios de estos conceptos cambiantes. El mismo año, Driscoll (2) resumió algunos procedimientos que se han usado para mejorar la recuperación por inyección de agua.

Con la finalidad de relacionar mejor la descripción del yacimiento con el comportamiento pasado y las operaciones futuras, se formó un grupo de estudios, compuesto de ingenieros y geólogos, para realizar estudios a fondo de estos tres yacimientos. Las técnicas usadas en estos estudios son en su mayor parte refinamientos de aquellas usadas previamente en el área de la Cuenca Pérmica; sin embargo, se desarrollaron algunos nuevos conceptos y procedimientos. Un requerimiento práctico implicó tener que usar datos disponibles que en algunos casos, tenían casi 40 años y eran frecuentemente de pobre calidad.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.

GEOLOGIA.

Los campos estudiados están localizados geológicamente en la parte NE de la Plataforma de la Cuenca Central, un área de plataforma somera, que separó las cuencas Delaware y Midland durante el Pérmico. La Fig. 1 es un mapa de la provincia geológica que muestra varias áreas de cuenca y plataforma durante el Pérmico.

Los campos Robertson y Fullerton producen principalmente de la formación Clearfurk del Leonardo Pérmico, mientras que el Campo Means produce principalmente de la formación San Andrés del Guadalupano Pérmico. Estos campos, aunque varían ligeramente en edad, localización geográfica y profundidad de producción, exhiben similares características litológicas y de depósito, que afectan su comportamiento por desplazamiento con agua.

Estos yacimientos están caracterizados por numerosas capas porosas dentro de una sección vertical de carbonato que puede tener varios cientos de pies de espesor. Estos carbonatos fueron depositados como caliza con un medio ambiente de plataforma somera, y la mayor parte de la caliza más tarde se dolomitizó. Los sedimentos de los Campos Means y Robertson se depositaron a lo largo del margen de la plataforma, mientras que los del área Fullerton fueron depositados, también a lo largo de la plataforma, lejos del margen. Los yacimientos exhiben una compleja interdigitación de varios tipos de facies de carbonatos. Muchas transgresiones y regresiones del mar durante la deposición muestran cambios litológicos pronunciados en la sección vertical en un lugar dado, y son responsables de la alta estratificación de los yacimientos. Aunque existe un ligero cierre estructural, la mayor parte de los hidrocarburos atrapados están controlados por límites laterales y verticales de porosidad y permeabilidad.

El diagrama de bloque esquemático del Campo Means (Fig. 2) ilustra la compleja relación de los varios tipos de facies típicos de estos campos. La depositación aquí fue en una secuencia ban

co-laguna-intramarea. La mejor porosidad está generalmente en la facie oolítica, la cual fue depositada en agua somera, formando un banco costa-fuera, protegiendo la laguna de las olas. Una facie esquelética se depositó enfrente del banco oolítico y también tiene buena porosidad, principalmente secundaria, formada por lixiviación del material esquelético. La facie de laguna tiene menor porosidad y está caracterizada por numerosas zonas porosas delgadas, interestratificada con lutitas y lodos carbonatados. Hacia la plataforma, a partir de la facie lagunal, está la facie intramarea, compuesta de anhidrita y dolomía micrítica, con poca o nula porosidad. Este diagrama está generalizado, pero ayuda a explicar algunos problemas en la inyección de agua desde pozos inyectoros a productores en este tipo de yacimiento.

PROPIEDADES FISICAS

Las propiedades físicas de los yacimientos se muestran en la Tabla 1. Estos campos son representativos de muchos otros campos de Pérmico, con porosidad y permeabilidad generalmente bajas. La baja permeabilidad se compensa parcialmente por la baja viscosidad del aceite del yacimiento. Los aceites crudos en los campos Fullerton y Robertson, con viscosidades de 0.75 y 1.2 cp respectivamente, son típicos de muchos campos de Pérmico en el Oeste de Texas; sin embargo el aceite crudo del campo Means, con una viscosidad de 6 cp, es una excepción.

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

La producción primaria de los campos Fullerton y Robertson se obtuvo casi enteramente por el mecanismo de gas disuelto liberado, mientras que en la producción primaria del Campo Means se combinó la expansión del fluido con un empuje débil de agua. Los factores de recuperación primaria, como un porcentaje del aceite original en el lugar, se estimaron en 18% para Fullerton, 15% para Means y 8% para Robertson. Estas recuperaciones primarias relativamente bajas fueron la razón para iniciar la inyección de agua en los tres campos.

CALCULO DEL ACEITE ORIGINAL IN SITU

Un importante objetivo de estos estudios fue determinar el volumen original de aceite en el lugar y realizar el mapa de la distribución del volumen poroso por zonas dentro del yacimiento. Para realizar esto, se requirieron cálculos de espesor productor neto, porosidad y porosidad-pie. Estos valores calculados se usaron para construir mapas, con contornos de porosidad-pie y espesor productor neto, para determinar la distribución del volumen poroso.

Determinación de la porosidad y del espesor productor neto.

La determinación más precisa de la porosidad es la que se obtuvo de los núcleos; pero ya que sólo un pequeño porcentaje de pozos en estos yacimientos se nucleó, las porosidades de los pozos no nucleados se tuvo que determinar a partir de registros geofísicos. Se dispuso de varios tipos de registros, pero nunca de un simple tipo de registro común para todos los pozos de un campo. Algunos pozos nunca habían sido registrados. El registro más común fue el registro rayo gamma-neutrón, muchos de los cuales fueron tomados de 15 a 20 años atrás. Los registros neutrón tienen ciertas limitaciones para la obtención cuantitativa de la porosidad; pero para estos casos proporcionaron una determinación confiable de la porosidad.

Determinación del límite de la porosidad.

A partir de datos escasos de núcleos, se estudió la relación entre la porosidad y la permeabilidad, para encontrar una porosidad límite para usarla cuando se determine el espesor productor neto. Se usó un límite de permeabilidad de 0.1 md, el cual comunmente se aplica a muchos yacimientos carbonatados Pérmicos. La porosidad límite entonces se determinó de gráficas de porosidad de núcleos contra permeabilidad de núcleos para todos los pozos con suficientes datos de núcleos. La Fig. 3 es un ejemplo del Campo Means para el cual el límite de porosidad correspondiente a un límite de permeabilidad de 0.1 md es de 3%.

En el Campo Robertson, la correlación entre la porosidad y la permeabilidad fue tan pobre que la técnica convencional descrita anteriormente no se pudo utilizar. Cuando se supuso un límite de permeabilidad de 0.1 md, se encontró que algunas muestras de núcleos con porosidades menores de 2% tenían permeabilidades mayores de 0.1 md, mientras que otras muestras con porosidades tan altas como 8% tenían permeabilidades menores de 0.1 md. Para mejorar los cálculos del volumen original de aceite, se desarrolló una técnica para tomar en cuenta esta dispersión.

El espesor productor real se definió como el de todas las muestras de núcleos arriba del límite de permeabilidad, el cual en este caso fue de 0.1 md, mientras que el espesor aparente se definió como el de todas las muestras sobre un límite de porosidad específico. La relación entre estos dos valores se usó para encontrar un límite de la porosidad. La Fig. 4 es una gráfica del espesor aparente vs límite de porosidad para la unidad Robertson Upper Clearfork. Con un límite de cero, el espesor aparente es de 44.5 porosidad-pie; al incrementarse el límite, el espesor aparente decrece hasta que la porosidad-pie se aproxima a cero en un límite de 14%. En este ejem-

plo, el espesor productor real muestras con permeabilidad mayor de 0.1 md) fue de 29.9 porosidad-pie. El límite correcto para cálculos del aceite original es el valor de la porosidad cuando el espesor aparente es igual al espesor real. En este caso se obtuvo un valor límite de 4.2%.

Este método es adecuado cuando se necesita conocer el volumen original de aceite total del campo o cuando la mayoría de los pozos en el campo tienen rangos similares de porosidad. Aunque un límite de 4.2% es el valor promedio correcto, un significativo número de muestras con porosidades menores tienen permeabilidades mayores de 0.1 md. En algunos campos habrá pozos que tengan producción significativa de aceite, aunque en estos no se obtendrá un espesor productor, debido a que toda la porosidad es menor del límite. Un método para alcanzar una mejor distribución de porosidad-pie se muestra en la Fig. 5. Esta gráfica muestra el porcentaje de espesor aparente que es espesor real, basado sobre el límite de permeabilidad. Por ejemplo, 56% de las muestras con una porosidad del 3% serían productoras, y 85% de las muestras con 10% de porosidad serían productoras. Cuando se usa esta técnica, se selecciona un límite de porosidad bajo y cada intervalo de porosidad es factorizado por el valor conveniente de la Fig. 5. Los pozos con bajas porosidades no se excluirán, pero se les asignará una cantidad limitada de espesor productor. Tanto el volumen original de aceite como la distribución del volumen de poros a través de todo el yacimiento serán reales. El procedimiento mostrado en la Fig. 5 es preferible que el mostrado en la Fig. 4; Sin embargo se requiere mayor trabajo, porque cada intervalo de porosidad debe ser factorizado.

CORRELACIONES DE REGISTROS Y NUCLEOS.

En estos tres campos sólo se nucleó un pequeño porcentaje de pozos, y las porosidades de los pozos no nucleados tuvieron que ser determinadas de registros. De los pozos nucleados, se puede graficar la porosidad del núcleo vs la porosidad del registro o las unidades del registro, y se puede determinar una escala registro-porosidad para obtener una mejor concordancia con la porosidad del núcleo. Para los registros neutrón disponibles, desafortunadamente, la gráfica es usualmente válida sólo para ese pozo en particular, ya que la respuesta del registro neutrón es altamente sensible a condiciones variables, tales como las dimensiones del agujero, el tipo de herramienta usada en el registro y de la Compañía que toma el registro.

En el Campo Means, donde los registros gamma-neutrón constituyeron aproximadamente el 85% de todos los registros tomados, se calculó una escala de porosidad por separado para cada pozo nucleado o no. El procedimiento más común fue usar neutrón cero como una porosidad de 100% y una zona densa como una po-

rosidad de 1 ó 1/2%, con otros valores sobre una escala logarítmica entre estos valores finales. De la curva de rayos gamma, se determinó un límite de arcillosidad, usando alrededor de 25% de la deflexión total de la curva de rayos gamma como el valor límite, con base en la experiencia. Después de usar todos los registros para determinar la porosidad, se desarrolló una correlación, pie-por-pie, de la porosidad del núcleo con la porosidad del registro neutrón para cada pozo nucleado, una de las cuales se muestra en la Fig. 6. Estas gráficas indican que, sobre todo, las porosidades neutrón fueron ligeramente bajas comparadas con las porosidad de los núcleos. En este ejemplo, la porosidad del registro neutrón de 12%, es equivalente a la porosidad del núcleo de 13.5%. Las gráficas individuales se agruparon dentro de una gráfica, la cual se usó entonces para ajustar los valores superiores de la porosidad del registro neutrón de acuerdo a la curva mostrada en la Fig. 7. Este método permite el uso máximo de datos de núcleos y hace las porosidades del registro neutrón más confiables.

Estudio geológico computarizado.

En el estudio del Campo Robertson, se usó una técnica por computadora para calcular el espesor productor neto y la porosidad. El espesor bruto de una sección vertical en el Campo Robertson es de alrededor de 1400 pies, con un espesor productor neto real de alrededor de 200 a 300 pies, interrumpido verticalmente por unas 50 o 60 capas porosas separadas en ciertas partes. Para propósitos de elaboración de mapas y de estudio, el yacimiento se dividió verticalmente en 14 zonas.

Para usar la computadora, se digitalizaron los registros viejos para los 155 pozos en el área de estudio. Se desarrollaron varios programas de cómputo, introduciendo datos tales como escalas de porosidad, límites de porosidad, límites de rayos gamma y las cimas de las zonas. Los programas calcularon porosidad y espesor productor neto por cada pie, y estos valores se totalizaron por zona, por pozo y por la unidad entera. También se hicieron mapas de contornos por computadora de la estructura del espesor productor neto y de porosidad-pie (Fig. 8).

Un beneficio de digitalizar los registros fue que se obtuvieron registros a escalas detalladas para intervalos que no habían sido previamente registrados sobre una escala detallada. Después de su digitalización, un registro se puede graficar nuevamente a cualquier escala horizontal o vertical deseada. Mediante este método, se obtuvieron por primera vez registros, a la escala deseada, para alrededor del 20% de la sección total. Entonces los registros nuevos se usaron en las secciones transversales de estos pozos, donde previamente sólo se pudo

usar un diagrama de barras.

La principal ventaja de la computadora fue el cálculo rápido de la porosidad-pie-por-pie, y del volumen poroso del yacimiento.

Comparación de los métodos utilizados para obtener mapas.

A partir de los mapas de contornos de porosidad-pie, se desarrollaron estudios volumétricos para los Campos Means y Robertson, mientras que los estudios volumétricos para el campo Fullerton se basaron en una combinación de mapas de espesor productor neto y mapas de contornos de isoporosidad. Se prefirió el uso de mapas de porosidad-pie, ya que es más preciso tener la porosidad de cada pie, que la porosidad promedio de intervalos mayores.

En el campo Fullerton ya se disponía de mapas de espesor productor neto para nueve zonas. Debido al gran número de pozos (más de 700), no fue posible reanalizar cada registro para determinar valores de la porosidad, pie-por-pie, para calcular el producto de la porosidad-pie. En su lugar se obtuvo, del análisis de núcleos, un valor de porosidad promedio por zonas para cada pozo nucleado. Como sólo se nucleó un número limitado de pozos, se obtuvo un ajuste adicional mediante el cálculo de la porosidad a partir de ciertos registros de pozos. Estos valores de porosidad promedio para cada pozo, para esa zona particular, se utilizaron entonces para construir un mapa de contornos de isoporosidad. De los mapas de isoporosidad y de espesor neto productor, se obtuvieron valores de porosidad y espesor productor neto para cada zona de cada pozo en el campo.

Relación entre el volumen original de aceite calculado por balance de materia y el calculado volumétricamente.

La obtención de datos precisos para calcular el volumen de aceite original, ya sea volumétricamente o por balance de materia, se dificulta para la mayoría de los campos del Pérmico. Los registros usualmente son viejos, los datos de núcleos pueden ser limitados y no es fácil obtener presiones de yacimiento precisas en yacimientos densos. En el pasado, cuando se disponía de suficientes datos de presión para hacer cálculos de balance de materia confiables, el aceite original calculado volumétricamente generalmente era mucho mayor que el calculado mediante balance de materia. En estos casos los valores del balance de materia se consideraban generalmente más confiables. Esto aparentemente se confirmó por la historia de producción y las recuperaciones finales estimadas.

Si todos los datos fueran exactos, el aceite original calculado volumétricamente, representaría el valor verdadero y sería

relativamente independiente del espaciamiento de los pozos. El aceite original, calculado por balance de materia, representa el aceite en el yacimiento contactado por los pozos productores. Como no todas las capas productoras son continuas entre los pozos, sólo aquellas conectadas a un pozo afectarán los cálculos de balance de materia. Es más, las zonas porosas que son continuas entre pozos, pero que no tienen una terminación efectiva en el pozo, no afectarán los cálculos. Así, el volumen de aceite original calculado mediante balance de materia, depende del espaciamiento de los pozos y de una terminación efectiva de los intervalos.

La razón del aceite original calculado por balance de materia al calculado volumétricamente, puede ser considerada una medida de la continuidad del yacimiento, resultante de una combinación del espaciamiento de los pozos y de la terminación efectiva del intervalo. De los 3 campos estudiados, sólo el campo Fullerton tiene una historia de producción-presión lo suficientemente precisa para calcular un volumen confiable de aceite en el yacimiento mediante balance de materia. Stiles⁽³⁾ reportó que el aceite original, obtenido por balance de materia, era de 738×10^6 barriles. Volumétricamente se calcularon, usando un límite de porosidad de 6%, 1029×10^6 barriles. Si ambos valores se consideran razonablemente correctos, entonces la razón del aceite original calculado mediante balance de materia al calculado volumétricamente, de 0.72, es una medida de la continuidad del yacimiento y de la efectividad de las terminaciones en los pozos. Los cálculos de continuidad indicaron que el 75% del espesor total era continuo para un espaciamiento inicial de 40 acres. De esta forma, la mayor parte de la diferencia del aceite original calculado por balance de materia y el calculado volumétricamente puede ser atribuida a discontinuidad en el espesor productor.

Espesor productor continuo y barrible por inyección de agua.

Espesor productor continuo.

Los yacimientos de calizas del Pérmico comunmente tienen muchas zonas porosas separadas a lo largo de una sección vertical de varios cientos de pies. Sólo raramente una zona se extiende sobre todo el campo. Algunas zonas son continuas por varios cientos de pies, mientras que otras se extienden sólo unos cuantos pies. La Fig. 9 es una sección transversal del campo Fullerton, que ilustra la naturaleza discontinua de estas zonas porosas. Debido a la naturaleza de las zonas porosas y a la disponibilidad de datos, generalmente es difícil, si no imposible, representar con precisión, en mapas, estas zonas porosas individuales en el Campo Wasson. En apoyo a una solicitud para realizar un desplazamiento con agua, presentada a la Texas Railroad Commission, la Compañía Shell Oil, operadora de la Unidad Denver, del Campo Wasson (San An-

drés), presentó los resultados de cálculos cuantitativos de continuidad con una gráfica del porcentaje de espesor continuo vs distancia horizontal.

Stiles⁽³⁾ discutió una técnica estadística similar para medir cuantitativamente la continuidad de un yacimiento. La continuidad entre pozos se definió como la fracción del espesor productor total en un pozo conectado a otro pozo. En esta técnica se representó por medio de secciones transversales en dos dimensiones, la estratificación del yacimiento en tres dimensiones, con una variación en la distancia entre pares de pozos de 1320 a 5280 pies. Cada zona porosa se considera continua si se correlacionó entre pares de pozos y discontinua si no se pudo correlacionar. La continuidad para cada par de pozos en el área de estudio se graficó, mostrando el porcentaje de continuidad vs distancia horizontal. La curva superior en la Fig. 10 es un ejemplo de una curva promedio para una área de estudio en el campo Means. Como se muestra en esta curva, la continuidad disminuye al incrementarse la distancia entre los pozos.*

Espesor productor barrible por la inyección de agua.

Todo espesor productor neto, aún siendo continuo, no necesariamente es barrido uniformemente, debido a las irregularidades en la geometría de la capa. La Fig. 11a. es una sección transversal esquemática que ilustra tres capas entre los pozos A y B. La capa I es continua; tiene el mismo espesor en cada pozo, y puede considerarse 100% barrible por un desplazamiento de agua si cualquier pozo fuese inyector. La capa II es discontinua y no sería barrible por agua. La capa III, sin embargo, es un caso especial, ya que el espesor no es igual en cada pozo. Cuando se usa la definición de continuidad, dada anteriormente, la capa III sería 100% continua; sin embargo, realmente el barrido de la capa sería menor de 100% debido a las irregularidades o zig-zag en la geometría de la capa entre los pozos. Para mejorar la estimación de la porción no barrida de capas irregulares, se desarrolló un método.

Como no se tiene control entre los pozos, se desconoce la configuración exacta de una zona porosa entre ellos. Tal vez la configuración sea similar a la de la Fig. 11a. o se aproxime al adelgazamiento uniforme de la Fig. 11b. En esta figura, la sección transversal se dividió en dos áreas, una sección rectangular uniforme y un área triangular acuñada. Se usó un modelo de la sección transversal en dos dimensiones para investigar la probable configuración del área triangular y los efectos de estas configuraciones sobre la recuperación de aceite. El modelo se dividió en 10 capas: dos capas representando la sección uniforme y 8 capas representando la sección triangular. Se supuso una distribución triangular, con una configura

* La curva inferior de esta figura corresponde a un espaciamiento de 660 pies, (tomado del J.P.T. de Ago. de 1983).

ción probablemente parecida a la de la Fig. 11b. A cada capa en el área triangular se le asignó la fracción más probable de la distancia entre el pozo A y el pozo B, de acuerdo a esta distribución triangular. A la capa triangular adyacente a la sección uniforme se le dio la longitud probable más larga, y a cada capa sucesiva una longitud progresivamente más corta.

Se combinó una técnica Monte Carlo con la distribución triangular para determinar las probables geometrías del triángulo. Usando este procedimiento se seleccionaron números aleatorios de modo que cada capa sería continua para alguna fracción de la distancia del pozo A al pozo B. En todos los casos la sección uniforme de dos capas fue continua; sin embargo, la longitud de las capas en la sección triangular se varió de tal forma que se desarrolló una configuración de diente de sierra similar a la capa III en la Fig. 11a. para cada caso. Cada configuración fue barrida y la recuperación se comparó con la de la sección uniforme. El área uniforme se consideró 100% barrible. Los resultados de este programa indican que, en promedio, 75% del área triangular era barrible ; o sea que el 25% no era barrible. Brons⁵ discute el uso general de la técnica Monte Carlo y la distribución triangular.

Se desarrollaron curvas de espesor barrible combinando apropiadamente volúmenes de la sección uniforme y de la sección triangular, con curvas de espesor continuo derivadas previamente. Las secciones triangulares y uniforme se calcularon para cada par de pozos en un área de estudio. El espesor productor barrible para cada par, es el producto del porcentaje de continuidad y la suma de la sección uniforme más 75% del área triangular. Se graficó cada par de puntos como un porcentaje del espesor barrible vs. distancia horizontal en forma similar a la curva de continuidad. La curva inferior en la Fig. 10 es un ejemplo del espesor barrible expresado como un porcentaje del espesor total. Para una distancia específica, el espesor barrible será siempre menor que el espesor productor continuo, el cual a su vez será menor que el espesor productor total. La aplicación práctica del concepto de espesor barrible muestra que, a medida que disminuye la distancia promedio entre pozos inyectores y productores, aumenta el espesor productor barrible. Este concepto, entonces, se vuelve importante cuando se evalúan los cambios en el arreglo de los pozos y la perforación de pozos de relleno.

Terminaciones Efectivas en los Pozos.

En un yacimiento homogéneo, la recuperación final de un desplazamiento por inyección de agua, para cualquier arreglo regular de pozos es aproximadamente la misma. En la mayoría de las calizas del Pérmico, tales como las estudiadas aquí, pue-

den existir más de 50 zonas productoras individuales. Sólo raramente todas las zonas se disparan en un pozo específico. Cuando una zona productora no se dispara efectivamente en un pozo dado, existe una terminación parcial para esa zona y la recuperación es menor que para la terminación completa. Para ser barrible, un intervalo productor debe: 1.- Ser continuo entre un pozo de inyección y un productor; 2.- Admitir la inyección de agua; 3.- Estar terminado efectivamente en un pozo productor.

La unidad Robertson Clearfork es un ejemplo extremo de un desplazamiento de agua en sólo una fracción del espesor productor total. La Fig. 12 es un esquema de dos pozos que ilustra los tres requerimientos para barrer un intervalo productor. Las capas A, B, F y H, con 2/3 del volumen total, son geológicamente barribles. De estas capas, sólo las D y H están terminadas efectivamente en el pozo productor. Las capas C y H están admitiendo la inyección de agua; sin embargo, la zona C no es continua. Sólo el intervalo productor H, con el 17% del espesor productor total, reúne las tres condiciones para el barrido. En la Unidad Robertson, el 59% del espesor productor era geológicamente barrible, 30% aceptaba la inyección de agua y 45% estaba terminado efectivamente en los pozos productores. Después de considerar el efecto de arreglos de pozos adyacentes, se estimó que sólo el 14% del volumen original total de aceite en el yacimiento estaba siendo barrido por el agua inyectada.

APLICACION DE TECNOLOGIA

Resumen de Técnicas

Mediante los métodos descritos, se pueden obtener mejores valores de la cantidad y la distribución del volumen de aceite original. El uso del concepto de espesor, productor barrible con datos de la terminación de los pozos y datos de los registros, puede proporcionar una estimación de la fracción del espesor productor total que está siendo barrido. Cuando el comportamiento real de una inyección de agua en etapa avanzada indica que significativamente menos del espesor productor está siendo barrido, se pueden estudiar planes alternativos. Estas alternativas pueden incluir la perforación de pozos de relleno, cambios en los arreglos y reparaciones, para incrementar tanto el espesor productor geológicamente barrible como la fracción del aceite original barrida.

Cambios Operacionales.

Cuando los estudios empezaron, los tres campos habían estado con inyección de agua por 5 a 12 años. Todos eran económicamente exitosos; sin embargo, se presentó la oportunidad para

mejorar las operaciones e incrementar la recuperación final. Como un resultado de los estudios usando las técnicas anteriores, se recomendaron grandes cambios operativos, incluyen do la perforación de pozos de relleno y la modificación en el arreglo de los pozos:

RECOMENDACION	FULLERTON	MEANS	ROBERTSON
Pozos de relleno	61	71	80
Conversiones	124	54	0
Arreglo de Pozos Existente	3 a 1 Por líneas de pozos	3 a 1 Por líneas de pozos	80 por Acre 9 pozos
Propuesta	160 acres 9 inyectores x 1 productor	80 acres IDEM	80 acres IDEM
Recuperación Adicional, bl x 10 ⁶	22	6	22

Las recomendaciones para el campo Fullerton fueron las primeras³. Los programas recomendados para los campos Fullerton y Means se terminaron en 1976. La evaluación de estos programas indicó un potencial para la perforación de pozos de relleno adicionales. Hasta junio de 1978, se habían terminado 75 pozos en el campo Fullerton y 98 pozos en el campo Means. En la unidad Robertson, se habían perforado 36 de los pozos propuestos. La perforación de pozos de relleno en estos tres campos se encuentra en desarrollo.

CONCLUSIONES.

1. Los problemas de inyección de agua en las formaciones calcáreas del Pérmico del Oeste de Texas, ocurren básicamente debido a la naturaleza estratificada del espesor productor, a las discontinuidades y a una deficiente terminación en los pozos. Las soluciones y medidas correctivas a usar se derivan de una buena descripción geológica que determina la cantidad y distribución del espesor productor

neto, el volumen de aceite original y el volumen barrible a un determinado espaciamiento entre un pozo productor y un inyector.

2. En los estudios descritos aquí, se desarrollaron técnicas para mejorar el cálculo del volumen de aceite original y para determinar mejor la relación entre el volumen barrible y el arreglo de los pozos inyectoros. Esta relación fue la base para cambiar los programas operativos en cada campo.
3. En los yacimientos carbonatados, tales como los mencionados en este artículo, el volumen de aceite original determinado volumétricamente puede ser mayor que el calculado por balance de materia, debido a las discontinuidades y a las inefectivas terminaciones en los pozos. Cuando esta condición existe, la razón del volumen de aceite original calculado volumétricamente al calculado por balance de materia, puede considerarse una medida de la continuidad del yacimiento y la efectividad de la terminación en los pozos.
4. La estrecha coordinación de trabajos geológicos y de ingeniería, a través de todo el proyecto, proporciona el procedimiento más eficiente para la descripción del yacimiento y para establecer recomendaciones sobre la realización de estudios.

TABLA 1. Propiedades promedio del Yacimiento
CAMPO

	Fullerton	Means	Robertson
Yacimiento			
Area (Acres)	17 300	15 723	4 800
Profundidad (pies)	7 000	4 400	6 500
Espesor (pies)	600	300	1 400
Porosidad (%)	9.9	9.0	6.3
Permeabilidad (mD)	3	20	0.65
Agua Congénita (%)	22	29	30
Fluido			
Densidad en el tanque de almacenamiento (°API)	42	29	32
Viscosidad del aceite (cp)	0.75	6	1.2
Factor de volumen del aceite	1.65	1.04	1.25
Presión de Saturación (lb/pg ²)	2370	310	1700

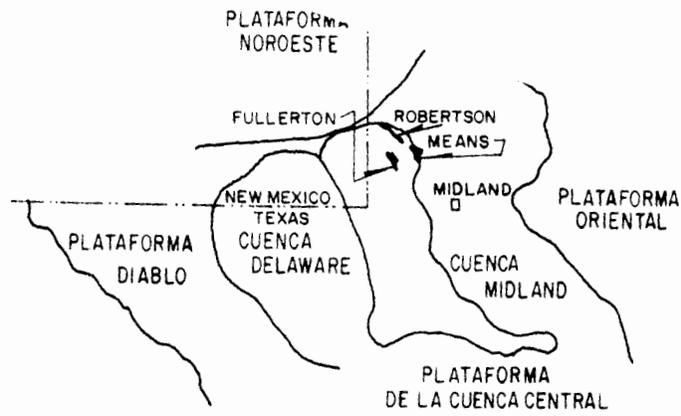


Fig 1. Provincias geológicas de la cuenca pérmica

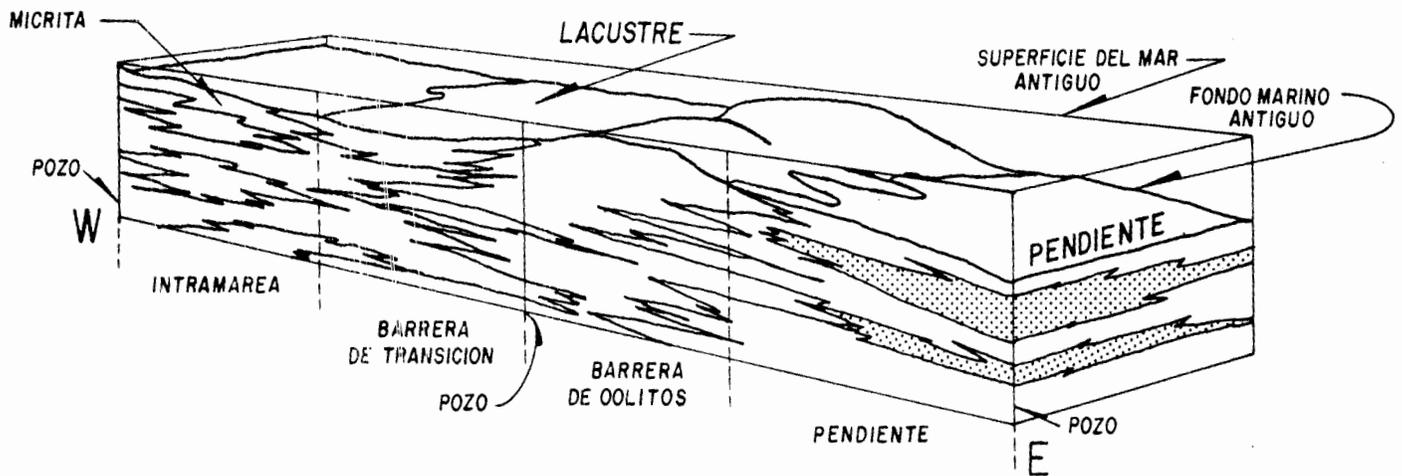


Fig 2. Diagrama del campo Means (San Andres)

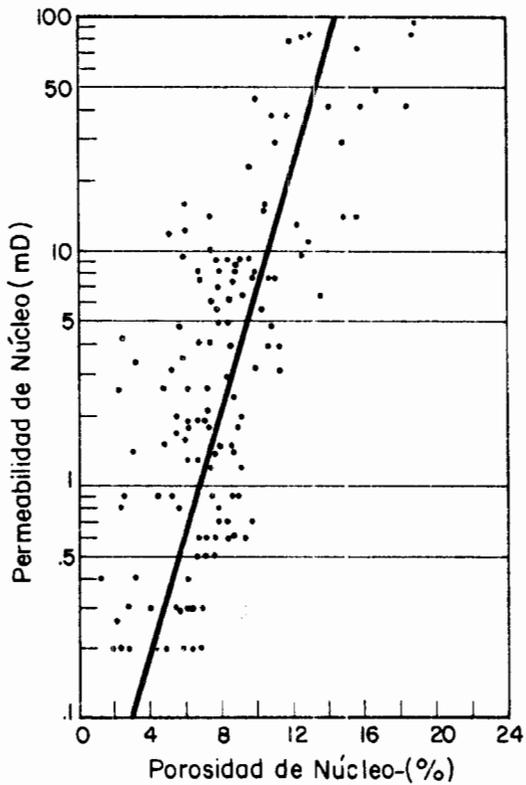


Fig 3. Permeabilidad de núcleos vs Porosidad de núcleos en el campo Means.

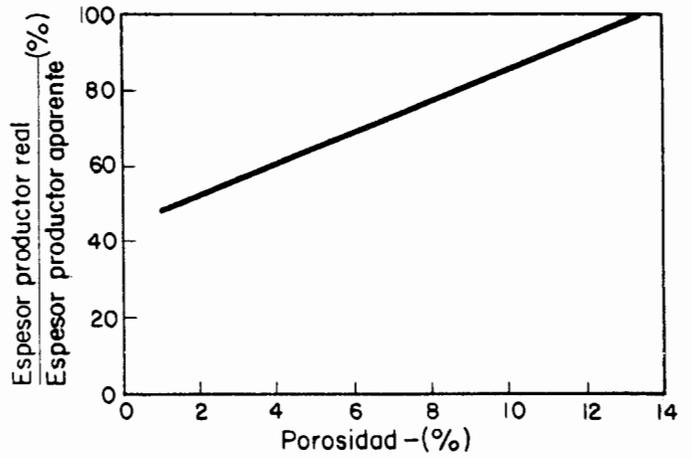


Fig 5. Espesor productor aparente y real para la unidad Robertson Upper Clearfork.

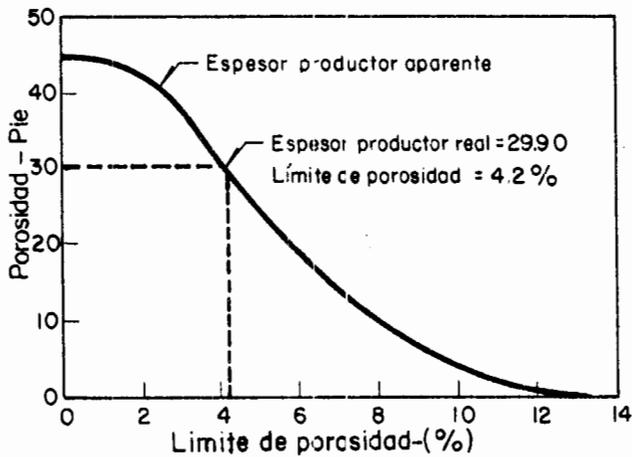


Fig 4. Espesor productor aparente vs. Límite de porosidad en la unidad Robertson Upper Clearfork.

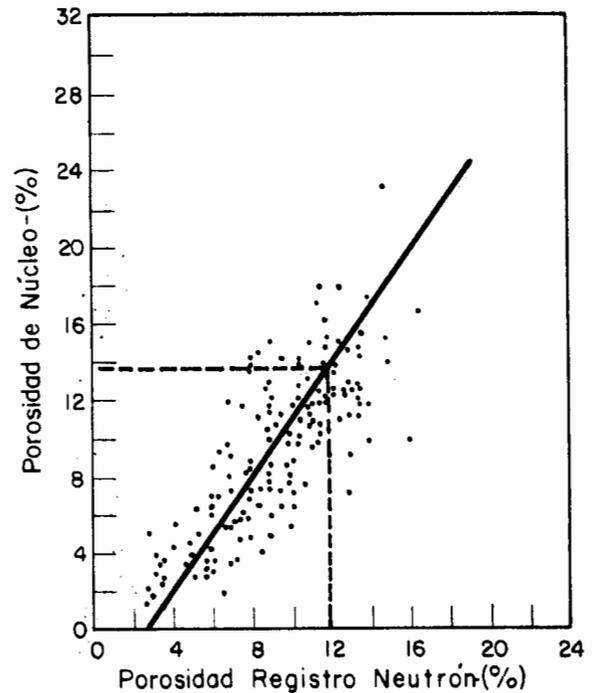


Fig 6. Porosidad de núcleo vs porosidad del registro neutrón, para el campo Means.

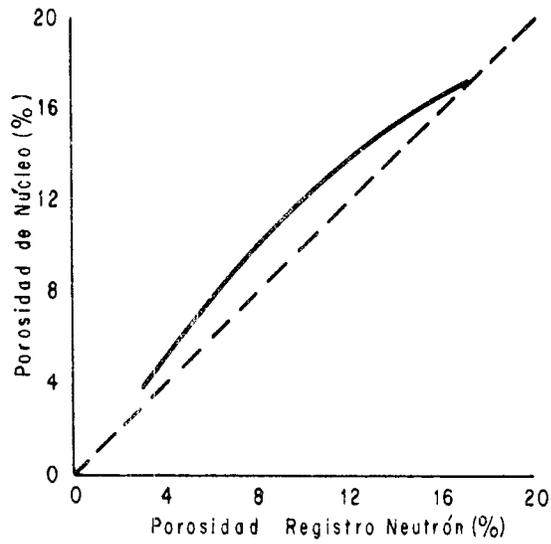


Fig 7. Porosidad de núcleo vs correlación de la porosidad del registro neutrón para el campo Means.

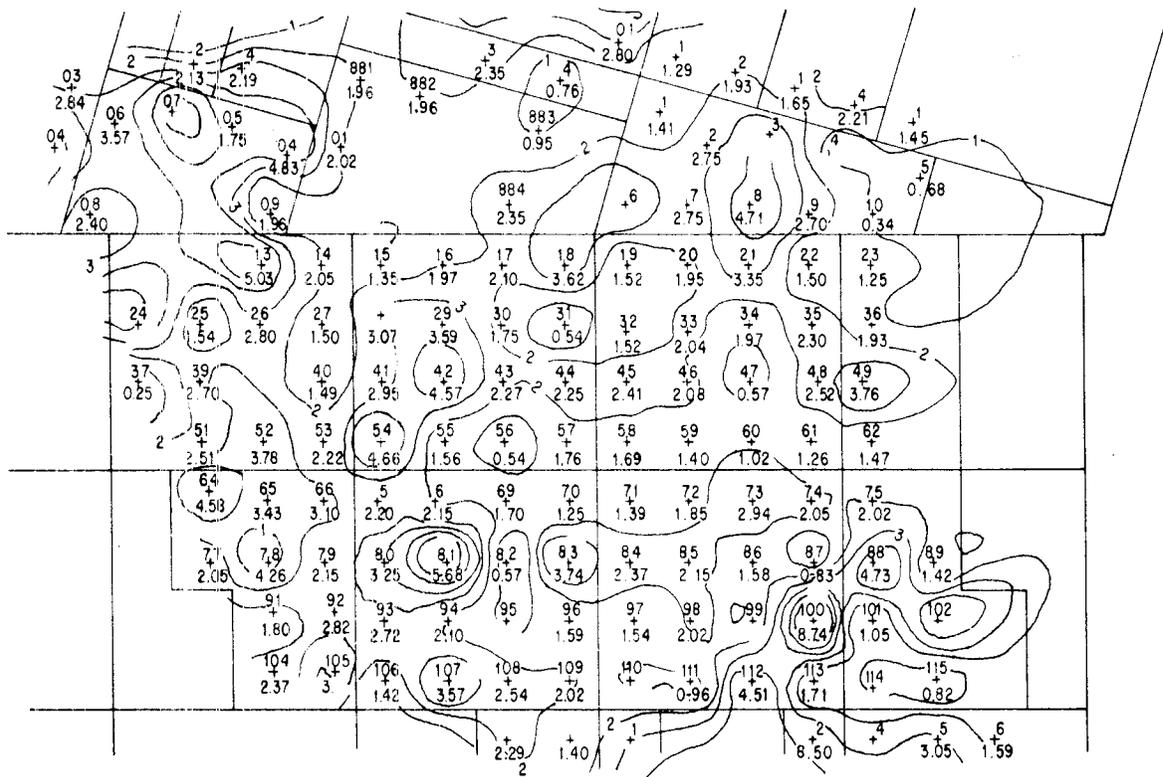


Fig 8. Contornos por computadora para el campo Robertson (Zona U—Isopaca 1, porosidad - pie)

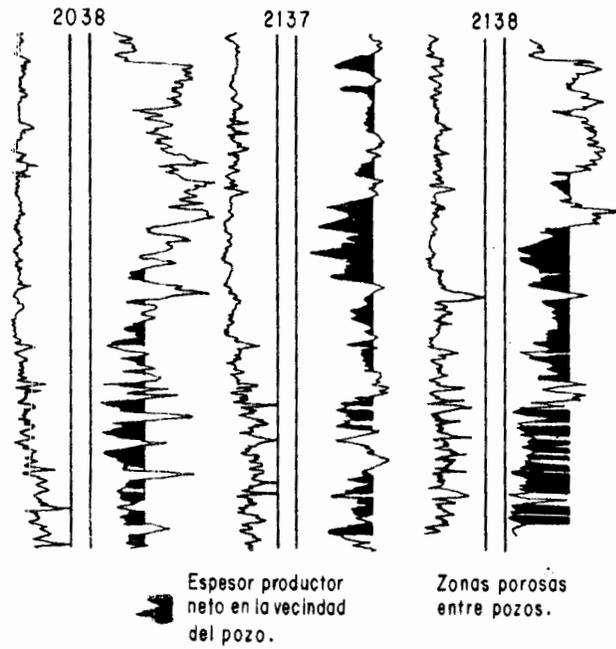


Fig 9. Sección transversal Norte-Sur del campo Fullerton.

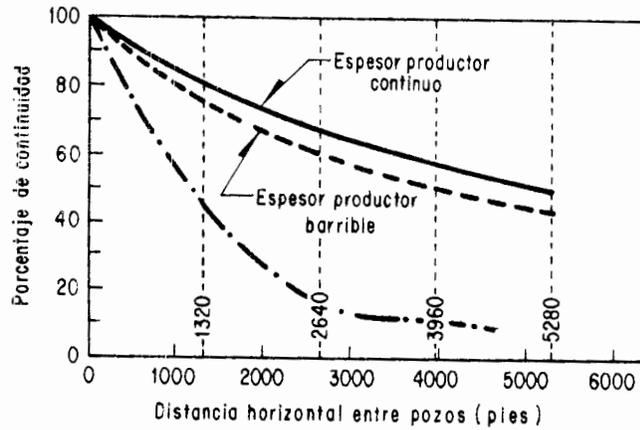


Fig 10. Espesor productor continuo y espesor productor barrible para el campo Means.

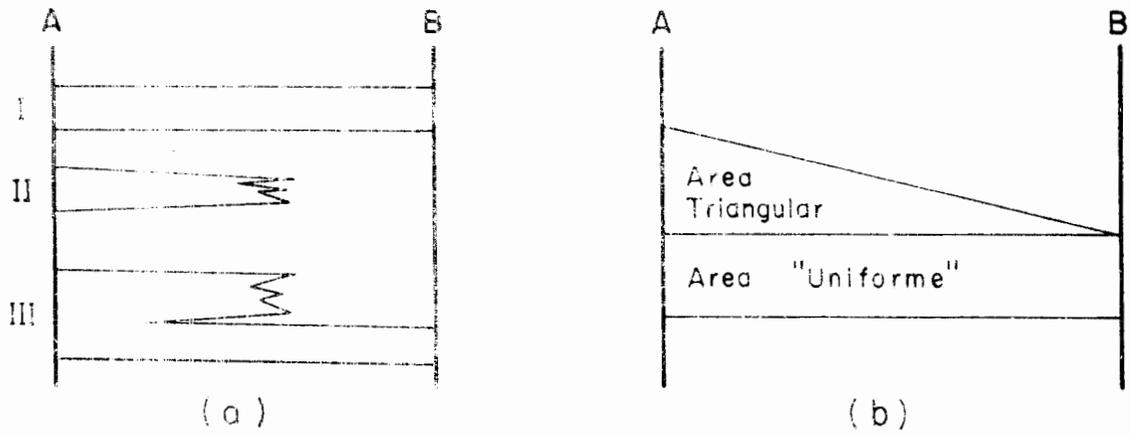


Fig 11. Secciones transversales esquemáticas con efecto de área triangular.

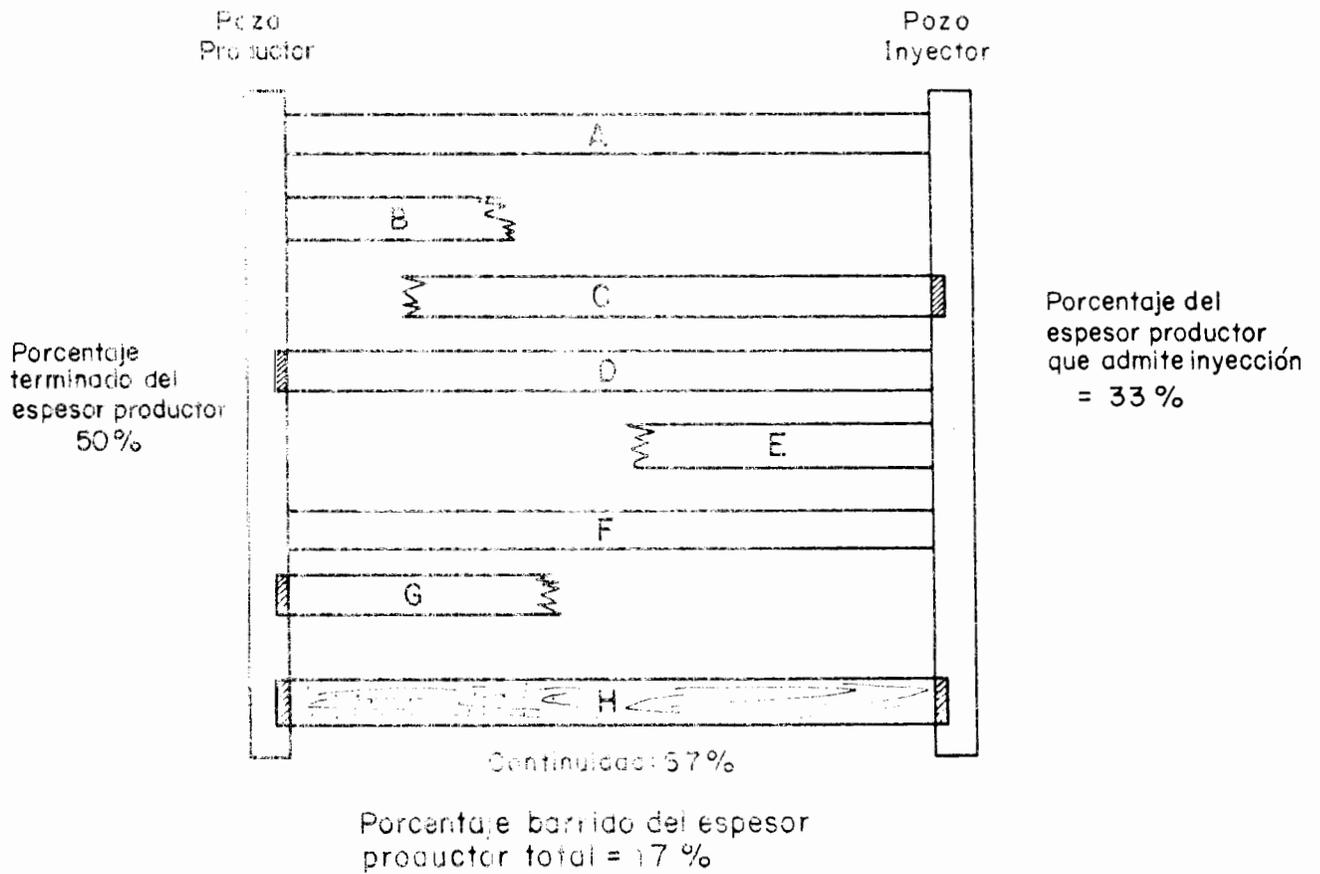


Fig 12. Esquema del porcentaje de espesor productor barrido.

PLANEACION DEL DESARROLLO DEL CAMPO BRENT

P.E. Kingston y H. Niko

Artículo traducido de la revista J.P.T. de octubre de 1975, por -- Francisco Garaicochea P. y Alfonso Corona Becerra.

INTRODUCCION

El desarrollo de un campo de aceite en el Mar del Norte, como el Campo Brent, el cual consiste de 2 yacimientos que cubren un área de alrededor de 85 km² (ubicado en el bloque 211/29 Fig.1), se caracteriza por una costosa perforación de evaluación y muy largos tiempos necesarios para diseñar y construir las plataformas. Como resultado de esto, se debe de invertir y gastar un capital muy grande antes de tener un conocimiento claro del yacimiento. El programa actual de explotación incluye el mantenimiento de presión mediante inyección de agua de mar tratada y el suministro de gas para un proyecto de ventas con la "Corporación Británica de Gas". Estos proyectos de recuperación secundaria serán totalmente establecidos antes de iniciar la producción del yacimiento.

El comportamiento potencial del yacimiento, para varios mecanismos de producción, fue simulado mediante modelos físicos y numéricos que fueron contruidos sobre la base de un mapa estructural sísmico y de datos obtenidos de los primeros dos pozos. Las primeras decisiones se basaron en los resultados de este trabajo. En este artículo se discute el trabajo inicial y se describe en que forma evolucionaron los planes de desarrollo, al obtener datos adicionales de nuevos pozos y al realizar estudios más detalladamente.

La Fig. 1 muestra la localización del Campo Brent. Este se encuentra situado aproximadamente 150 km de las Islas Shetland, en una área del Mar del Norte, con una profundidad de 470 pies y donde se han observado vientos con una velocidad de hasta 125 millas/hora y olas de 100 pies. La primera perforación de exploración en esta área resultó promisoria. La descripción sísmica de la región mostró algunas estructuras muy grandes, con reservas potenciales estimadas de hasta 2×10^9 barriles. El po-

zo descubridor del Campo Brent fue perforado en el verano de -- 1971. A causa de las severas condiciones atmosféricas en el área del Campo Brent, las plataformas de perforación semisumergibles -- disponibles en esa área pudieron operar desde mayo hasta agosto -- y la perforación de evaluación fue retrasada hasta el siguiente -- verano. Desde ese tiempo se perforaron un gran número de pozos -- exploratorios en la región norte del "Mar del Norte" y se confirmó -- el gran potencial de esta área, tan hostil ambientalmente, por -- el descubrimiento de otros grandes campos de aceite y de gas. Para -- desarrollar estos campos se realizaron avances tecnológicos significativos -- en los equipos de perforación, en la construcción de las plataformas, -- en los sistemas de suministro de materiales a costa afuera y en la -- colocación de tuberías submarinas a gran profundidad.

DESARROLLO HISTORICO

A principios de 1971 se realizó un estudio de factibilidad para el desarrollo de los campos productores de aceite del Mar -- del Norte. El objetivo del estudio fue evaluar la economía del -- desarrollo de los campos de aceite para un amplio rango de condiciones -- ambientales y del yacimiento. Uno de los campos potenciales estudiados -- fue un anticlinal sísmico situado en el bloque 211/29. Para el desarrollo -- de este campo se tomó en cuenta la existencia de dos yacimientos: un -- yacimiento bajosaturado y un yacimiento con casquete de gas.

En agosto de 1971 se descubrió aceite en el pozo 211/29-1, el -- pozo más al Norte perforado en ese tiempo. Los registros geofísicos -- de evaluación indicaron un espesor saturado de hidrocarburos de 180 -- pies, dentro de un intervalo de arena del Jurásico Medio de 800 pies -- de espesor. Hacia abajo de cierto nivel se observó aceite, sobre un -- significativo intervalo de lutita; pero no quedó claro si las arenas -- más profundas, que contenían agua, podrían contener aceite echado -- arriba, hacia el Este. Los análisis de muestras de fluidos del -- yacimiento, tomadas usando un probador de formación de cable, -- mostraron que el yacimiento era bajosaturado por 1600 lb/pg² y, -- consecuentemente, se supuso que el yacimiento entero era -- bajosaturado y no existía casquete de gas. El pozo no penetró -- las arenas del Jurásico Inferior.

En vista de esta información limitada disponible del yacimiento, -- se decidió esperar los resultados de un pozo de evaluación, antes -- de establecer planes concretos de desarrollo. No obstante, se -- hicieron planes conceptuales y se inició el trabajo de diseño de -- una plataforma, para minimizar el tiempo requerido para su -- instalación, si el campo resultase comercial.

El pozo de evaluación 211/29-2 se perforó en el verano de 1972 -- y se situó en una posición donde podía atravesar el mayor -- intervalo potencialmente saturado de hidrocarburos. El intervalo -- saturado de hidrocarburos se nucleó totalmente y se hicieron -- tres pruebas de producción separadas antes de que el equipo de --

perforación se sacara del área. Los resultados de los análisis - de núcleos y de los registros, mostraron que el yacimiento era - altamente heterogéneo; pero una gran parte del yacimiento tenía permeabilidades entre 1 y 10 darcies. Se tomaron muchas muestras para ayudar a evaluar la variación de las características de los fluidos en el yacimiento. Se estableció que el fluido del yaci- miento en el contacto agua-aceite estaba altamente bajosaturado; pero tenía una presión de saturación y una relación gas disuelto aceite, que se incrementaban hacia arriba, hasta el contacto gas -aceite, de 4000 a 5750 lb/pg² y de 1200 a 2000 pies³/bl. Se en- contró un casquete de gas, conteniendo de 150 a 200 barriles de condensado por cada millón de pies cúbicos estándar . La Fig. 2 muestra una sección transversal Este-Oeste, a través de yacimien- to del Jurásico Medio, con los dos primeros pozos en su posición estratigráfica. El segundo pozo se perforó a mayor profundidad - que el primero y penetró 150 pies dentro de las arenas porosas, saturadas de agua, del Jurásico Inferior.

Con base en los resultados del pozo 211/29-2, se formu- laron rápidamente planes de desarrollo, de modo que para fines - de septiembre de 1972 se pudieron especificar los parámetros de diseño para la primera plataforma. Una re-evaluación de las re- servas potenciales de 1×10^9 barriles de aceite y 2×10^{12} - - - pies³ de gas, indicó la factibilidad económica del proyecto. Por ese tiempo sólo se pudieron hacer estudios simples del comporta- miento potencial del yacimiento, utilizando datos limitados, y - la cuestión de la utilización del gas permaneció bastante tiempo sin respuesta, esperando estudios más detallados. Por lo tanto, por lo que respecta a las limitaciones de espacio de la plata- forma, se procuró que las especificaciones del diseño proporci- onaran la flexibilidad máxima. Sin embargo, se consideró el mante- nimiento de la presión, desde el inicio de la producción, como - esencial, por las siguientes razones:

1. Los estudios preliminares del yacimiento mostraron que la recuperación final, por depresionamiento na- tural del yacimiento, podría ser mucho menor que - la recuperación obtenida mediante el mantenimiento de la presión.
2. El gasto de aceite máximo debería mantenerse tanto como fuera posible, para compensar el desembolso -- del gran capital invertido.
3. Debido a las restricciones de espacio, para las ins- talaciones necesarias para manejar el gas producido, tuvo que fijarse un límite a la producción de gas.

Las especificaciones para el diseño de la primera plata- forma permitían tanto la inyección de agua como la reinyección del gas producido. La capacidad de las instalaciones de produc- ción se especificó para 100 000 barriles de aceite por día, una

tercera parte del gasto máximo esperado del campo en ese tiempo (300,000 bl/día), y las especificaciones de las instalaciones para la inyección de agua se fijaron en 200,000 bl/día. Cuando se obtuvieron todos los datos del pozo 211/29-2, se estableció un programa detallado de estudios experimentales y numéricos -- del yacimiento, para verificar las conclusiones obtenidas en los estudios preliminares y para determinar el mejor método de utilizar el gran volumen de gas asociado.

El pozo 211/29-3 se perforó en el verano de 1973 y confirmó la extensión del yacimiento Jurásico Medio (Brent) hacia el Norte, encontrando una columna continua de aceite y parte del casquete de gas. Se realizaron varias pruebas de producción y de formación (con cable) para establecer mejor la variación de las propiedades de los fluidos con la profundidad y para llevar a cabo un detallado análisis de los fluidos del casquete de gas. El pozo penetró el yacimiento Jurásico inferior en una posición buzamiento abajo y, aunque se observaron manifestaciones de aceite, y de una prueba de formación se recuperó una pequeña cantidad de aceite, en una prueba de producción sólo fluyó agua de formación, desde un intervalo altamente poroso, en la parte superior de la formación.

El pozo 211/29-4 se perforó también en el verano de 1973, al Este del yacimiento Brent, para penetrar las arenas del Jurásico Inferior en una posición buzamiento arriba. La evaluación con registros indicó un intervalo saturado de hidrocarburos, de 610 pies, dentro de una secuencia de arena de 800 pies. Hacia la parte inferior se observó aceite sobre un intervalo de arcilla de 30 pies y no se confirmó si existen hidrocarburos en zonas buzamiento abajo. Los datos de presión indicaron un contacto aceite-agua cercano; pero en el pozo 211/29-3 se habían observado fuertes indicaciones de aceite en un nivel más profundo. Los 150 pies superiores evidenciaron estar saturados de gas y condensado, aunque no se pudo determinar con precisión un contacto gas-aceite.

Antes de mover el equipo de perforación hacia el Sur sólo se pudieron hacer pruebas limitadas, pero esto fue suficiente para mostrar que la columna de aceite tiene una relación gas-aceite promedio de alrededor de 2500 pies³/bl, alcanzando 3000 pies³/bl cerca del contacto gas-aceite, y que el casquete de gas tiene un contenido de condensado de 200 a 250 bl/millón de pies³. Las reservas en el Jurásico Inferior se estimaron en más de 300 millones de barriles de aceite y en 1.4×10^{12} pies³ de gas a c.s.

El descubrimiento de este yacimiento más profundo, llamado yacimiento Statfjord, situado geográficamente al Este del yacimiento Brent, ocasionó un cambio en los planes de desarrollo. Se mantuvo la filosofía básica del mantenimiento de presión y la venta de gas para ambos yacimientos; pero se requirió una plataforma adicional para perforar el arreglo adecuado

de pozos para el drenaje y para manejar la producción adicional de aceite y gas. Un quinto pozo, el pozo 211/29-5, perforado a principios de 1974, resultó seco, confirmando el límite del yacimiento hacia el Este. La Fig. 3 muestra el mapa del campo después de perforar el pozo 211/29-5.

A la fecha, los pozos se han perforado, hacia el Norte, - en el Bloque 211/24 y, hacia el Sur, en el Bloque 314. En base a los datos disponibles, aparentemente hay poca probabilidad de que el yacimiento se extienda fuera del Bloque 211/29 hacia el Norte. Se ha encontrado aceite hacia el Sur; pero la geología - es compleja y su evaluación está en desarrollo.

ESTUDIOS DE SIMULACION DEL YACIMIENTO.

La tabla 1 muestra el rango de los resultados de estudios de modelos del yacimiento, realizados mientras se perforaban -- los pozos de evaluación y se obtenían datos de ellos. En ella - se incluyen resultados de los trabajos iniciales, así como de las investigaciones recientes. El simulador numérico usado fue una versión modificada del paquete "COMSIM" de la Shell (3 di-- mensiones, 3 fases). Aunque aún se necesita de trabajo adicio-- nal, los estudios claramente han mostrado la necesidad de recu-- peración secundaria y han ayudado a la comprensión de los efec-- tos de diferentes mecanismos de producción.

Se han terminado tres fases del estudio del yacimiento y - se está emprendiendo la cuarta fase. La fase 1 incluyó algunas simulaciones numéricas simples del yacimiento Brent. Estas estu-- vieron basadas en datos limitados, pero fueron suficientes para especificar los parámetros de diseño de la plataforma y para -- justificar la inclusión de instalaciones para inyectar tanto -- agua de mar como el gas producido.

La fase 2 fue más detallada. Del pozo 211/29-2 se dispuso de datos completos y se desarrollaron suficientes análisis geol-- ógicos para sugerir un modelo geológico adecuado del yacimien-- to Brent. Estos estudios fueron principalmente de sensibilidad y compararon las características de desplazamiento con la inyec-- ción de agua y el gas. La conificación y la digitación también se analizaron, usando modelos individuales del pozo. La simula-- ción numérica fue la herramienta ingenieril inicial; pero tam-- bién se desarrollaron estudios en modelos físicos, de tal forma que se pudo observar visualmente el fenómeno de desplazamiento.

La fase 3 consistió de estudios numéricos de desplazamien-- to para el yacimiento Statfjord, usando datos provenientes del -- pozo 211/29-4.

Los estudios de la fase 4 están dirigidos al desarrollo - de una política de perforación y terminación para ambos yaci--

mientos, para aumentar la producción de aceite tan rápidamente como sea posible sin dañar los yacimientos y para mantener la producción de gas y agua a un mínimo.

FASE 1

Los estudios de la fase 1 fueron simples simulaciones numéricas verticales en dos dimensiones de una sección Este-Oeste del yacimiento Brent. Se dispuso de una evaluación de los registros de los primeros dos pozos, y de núcleo limitado y datos PVT del pozo descubridor. El sistema de fluidos del yacimiento no se pudo modelar exactamente y se representó por una columna saturada de aceite superpuesta por un casquete de gas seco. El yacimiento había sido subdividido, sobre la base de correlaciones de registros, en cuatro cuerpos que podrían comportarse como yacimientos separados. El cuerpo I, el más alto, fue considerado para representar un miembro típico del yacimiento y la mayor parte de los estudios se concentraron sobre este cuerpo en aislamiento; sin embargo se desarrollaron diferentes estudios considerando los cuerpos completos, para realizar comparaciones.

Estos estudios de modelos indicaron que la recuperación de aceite y condensado, bajo condiciones de depresionamiento, podría ser menor que con operaciones de mantenimiento de presión, en vista de la baja eficiencia de desplazamiento de la expansión del casquete de gas y de la condensación retrógrada dentro de dicho casquete.

La potencialidad del empuje hidráulico natural es impredecible; pero aún con un acuífero tan grande como el máximo supuesto, tomando en cuenta el patrón de afallamiento de la región y datos de presión, el yacimiento probablemente se depresionará al menos a la mitad de su presión inicial (menos de 3000 lb/pg²) durante la vida del campo. No sólo la recuperación se reduciría debido a la disminución de la energía del yacimiento y la pobre eficiencia del barrido vertical por la expansión del casquete de gas, sino también una pérdida adicional resultaría al no situar los pozos en localizaciones óptimas, donde el avance de los frentes de agua y gas arriben al mismo tiempo. Para un desarrollo desde plataformas con pozos múltiples, cuando se ha planeado la perforación de la mayoría de los pozos desde el inicio de la vida del campo (antes de que la potencialidad de un desplazamiento natural con agua pueda ser evaluado), es muy difícil predecir la localización óptima requerida de los pozos.

FASE 2.

La 2a. fase de los estudios se aplicó también a el yacimiento Brent y se concentró en la determinación de los efectos de la re-inyección del gas producido, temporalmente y para un tiempo determinado, con mantenimiento de presión por inyección suplementaria de agua. Para estos estudios se tuvieron mucho --

más datos. Se analizaron los núcleos tomados sobre un intervalo saturado de hidrocarburos de 750 pies y se propuso un modelo -- geológico basado en un estudio sedimentológico detallado.

La subdivisión más profunda, el cuerpo 4, consiste de una capa delgada de arena gruesa, superpuesta por canales de arena de grano grueso. Los cuerpos 2 y 3 se interpretan como depósitos de planicie costera someros, con salientes deltáicas cortadas por canales de arenas fluviales, mientras la subdivisión más alta, el cuerpo 1, consiste de un intervalo arcilloso más bajo superpuesto por arenas masivas (de costa a mar poco somero).

La continuidad vertical de la arena probablemente es pobre. Por esto se supuso que los 4 cuerpos se podrían comportar como tres yacimientos separados, con los cuerpos 2 y 3 comportándose juntos como un yacimiento, aunque trabajos posteriores sugirieron la presencia de una capa intermedia continua de arcilla en la base del cuerpo 2. La tendencia general de los canales alargados de arena es de Este-Oeste y en esta dirección la continuidad de la arena probablemente sea buena, incluso si es algo afectada por la tortuosidad de los canales. La continuidad Norte-Sur de la arena es probablemente satisfactoria en los cuerpos 1 y 4, pues las correlaciones de los registros indicaron que ellas son capas de arena de gran extensión areal. Sin embargo, los cuerpos 2 y 3, aunque exhiben muy altas relaciones de arena neta/grosor de arena (45 a 73%), no pueden ser correlacionados en detalle entre pozos. Para estos cuerpos está siendo aún estudiada la continuidad lateral de la arena (cuya cantidad podría determinar la eficiencia areal de barrido por recuperación secundaria). Los parámetros típicos de los cuerpos en que se han subdividido los yacimientos se muestran en la tabla 3.

Las propiedades de los fluidos del yacimiento Brent han sido bastante bien definidas por análisis de muestras confiables de fluidos. Los estudios de comportamiento de fases sugieren que los fluidos del yacimiento, incluyendo el aceite y los condensados del gas, pueden estar en equilibrio termodinámico, con una amplia variación de las propiedades PVT causada por la segregación gravitacional de los componentes más ligeros. Una tabulación de las propiedades PVT, indicando una presión de saturación de 5750 lb/pg² abs., (la presión en el c/g-o) se muestra en la tabla 2.

En los estudios de simulación subsecuentes se incorporaron en forma realista las variaciones de las propiedades PVT a las condiciones iniciales y la convección del gas disuelto. Se desarrollaron diferentes tipos de estudios, algunos en modelos físicos simples, usando empaques de cuentas de vidrio y aplicando factores de escalamiento apropiados. Los experimentos se realizaron para un yacimiento de una capa que representa al relativamente homogéneo cuerpo 4 y para uno de 3 capas con variaciones en la permeabilidad iguales a las del cuerpo 1. Se estudió la inyección de agua, la inyección de gas y una combinación

de los dos.

Además se desarrollaron ampliamente, para todo el yacimiento Brent, simulaciones numéricas de secciones transversales en dos dimensiones; para el cuerpo 1, esto se hizo en menor cantidad. En las simulaciones se variaron las curvas de permeabilidad relativa, la distribución de la permeabilidad, la densidad de la malla, la distribución de las zonas con extracción, y se estudió el efecto de numerosas capas de lutitas de extensión limitada -- que existen en el yacimiento. Se hicieron comparaciones de mantenimiento de presión por inyección de agua y por inyección de agua como suplemento a la inyección del gas producido (descontando el gas utilizado como combustible). También se desarrollaron estudios físicos y numéricos de conificación y digitación, para determinar cómo los abatimientos de presión en los pozos pueden afectar las eficiencias de desplazamiento. Después de construir curvas de permeabilidad pseudorelativa, basadas en los conceptos de equilibrio vertical considerando tres capas, se realizaron varios estudios para investigar el efecto de la inyección de gas producido por un periodo temporalmente de 1 a 5 años.

Estos estudios de simulación mostraron que la recuperación, bajo un esquema de inyección total de agua, debe ser al menos tan alta como cuando se usa cualquier otro proceso de recuperación diferente del esquema de recuperación terciaria y debe ser insensible al gasto de extracción. Esto es indicativo de que ocurrirá un buen flujo cruzado vertical desde las partes individuales de alta a las de baja permeabilidad, en vista de la permeabilidad favorable existente en la parte superior de las principales secuencias de arena, la favorable razón de movilidad aceite-agua y la presión capilar que debe favorecer la imbibición de agua dentro de este yacimiento mojado por agua. La mayor incertidumbre en la predicción de la eficiencia de recuperación se debe a el desconocimiento de la continuidad entre los cuerpos de arena y el efecto que esta continuidad debe tener sobre la eficiencia areal de barrido. Para propósitos de planeación, por esto, se aplicaron diferentes rangos de factores de recuperación a los yacimientos inferiores separados para reflejar la variación en la calidad de las arenas; estos rangos se basaron no sólo en los estudios del yacimiento, sino también ampliamente sobre relaciones empíricas. Los factores de recuperación son predecibles con una exactitud real sólo cuando ha sido evaluado algún comportamiento de campo.

La factibilidad de realizar un programa de desarrollo que permita la reinyección y subsecuente producción del gas y la inyección simultánea de agua, para optimizar la recuperación de las reservas de aceite, está sujeta a dificultades prácticas. Estas dificultades, que involucran la óptima colocación de pozos en este yacimiento particular, son discutidas más adelante.

Los estudios realizados del modelo han mostrado que si el

gas producido fuese reinyectado en tales yacimientos heterogéneos, el comportamiento podría ser sensible al gasto de producción de aceite a causa de la desfavorable razón de movilidad gas-aceite, en combinación con la distribución de la permeabilidad vertical prevaleciente y, hasta cierto grado, por el espaciamiento de pozos. Las simulaciones también mostraron que los efectos combinados de conificación y digitación podrían ser perjudiciales al comportamiento del yacimiento. Con los datos limitados disponibles, fue imposible predecir qué tan seriamente sería afectado el comportamiento del yacimiento bajo las condiciones de operación proyectadas. Los estudios areales mostraron que, mientras el período de inyección de gas sea sólo de 1 a 2 años, durante el período de incremento en la presión, cuando la producción y los gastos de inyección son bajos, la localización óptima entre pozos, para un esquema de inyección de agua al 100%, probablemente se podría mantener sin que ocurriera en forma prematura la surgencia del gas. La Fig. 4 muestra las características del frente de desplazamiento de una simulación vertical típica en dos dimensiones.

FASE 3

Después de perforar los pozos 211/29-3 y 211/29-4, ambos a través de las arenas Statfjord y nucleados en intervalos limitados, se desarrolló un modelo geológico del yacimiento Statfjord, para iniciar los estudios del yacimiento. El yacimiento se subdividió en 3 unidades separadas, con base en la correlación de sus registros.

La unidad más alta, la Unidad 1, se interpretó como un depósito arenoso de barrera de mar somero, formando una capa de arena extendida por todo el campo, con un espesor de 70 a 100 pies. Están presentes, dentro de la unidad, unos cuantos lentes aislados y delgados de lutita, con poca permeabilidad de que afecten la continuidad de la arena.

La Unidad 2 consiste de capas alternas de arena de grano grueso a conglomerado y lutitas, con una relación de arena neta/arena bruta de 14 a 60%, interpretada como depósitos de canales que forman meandros en una planicie costera. Los cuerpos de arena individuales generalmente no están en comunicación. Esta unidad probablemente formará una barrera efectiva entre las capas de arena extendidas de la Unidad 1 y las subyacentes arenas de la Unidad 3. La Unidad 3 tiene una alta relación arena neta/arena bruta (64 a 80%) y se piensa que representa depósitos de ríos entrelazados.

Los parámetros de la formación para el yacimiento Statfjord se muestran en la tabla 3.

Debido al tiempo limitado de prueba para el pozo 211/29-4, se obtuvieron muestras confiables de fluidos sólo del casquete de gas. En ausencia de un análisis PVT completo de la zona de

aceite y sobre la base de datos limitados de pruebas de formación con cable, se supuso que las propiedades de los fluidos varían linealmente con la profundidad, siendo la presión de saturación de 6085 lb/pg² abs., en el contacto gas-aceite estimado a 9267 pies bajo el m.n., y una presión de 4400 lb/pg² en el contacto agua-aceite estimado a 9670 pies del nivel del mar. El casquete de gas tuvo un punto de rocío medido de 5593 lb/pg² abs., los datos PVT que se usaron en los estudios del yacimiento se muestran en la tabla 2.

Para el yacimiento Statfjord sólo se han desarrollado estudios de simulación numérica. Se hicieron estudios de secciones transversales, tanto en 2 dimensiones en sentido vertical y en 3 dimensiones, junto con algunos estudios de conificación y digitación usando un modelo radial, inclinado y de 3 dimensiones. El principal propósito de los estudios iniciales del yacimiento Brent fue comparar las eficiencias de desplazamiento del agua con las del gas. Los resultados muestran que la reinyección del gas producido, aunque sensible al gasto, dentro del yacimiento Statfjord probablemente presente menos problema que la inyección dentro del yacimiento Brent. Las razones de movilidad son más favorables y la distribución vertical de la permeabilidad indica menor probabilidad a cusar pobres perfiles de inyección. La Fig. 5 muestra una ilustración esquemática de los frentes de desplazamiento de gas y agua, obtenidos a partir de una típica simulación vertical en dos dimensiones.

FASE 4

La cuarta fase de estudios está basada sobre el desarrollo del programa descrito en la siguiente sección. Este es un estudio multidisciplinario, que tiene los siguientes objetivos:

1. Afinar aún más los modelos geológicos para ayudar a mejorar la distribución y las terminaciones de los pozos.
2. Continuar los estudios del yacimiento, diseñados para terminar el modelo de drenaje de los pozos y establecer la mejor localización de pozos y de los disparos con respecto a los contactos de fluidos, particularmente para el contacto gas-aceite.
3. Establecer una política de terminación de pozos que proporcione la mejor probabilidad de obtener buenos perfiles de inyección y satisfactorios perfiles del frente de desplazamiento.
4. Determinar una secuencia de perforación de pozos que conduzca a un rápido incremento en la producción de aceite y, simultáneamente, proporcione la máxima in-

información para evaluar el yacimiento, minimizando la cantidad de gas producido.

Estas series de estudios se deben terminar antes de empezar la perforación, a finales de 1975, y deben estar basados sobre datos existentes. No se planearon más pozos antes de que sea perforado el primer pozo de la plataforma.

PROGRAMA DE DESARROLLO

El programa de desarrollo propuesto para el campo abarca el desarrollo del área probada saturada de aceite, incluyendo -- un proyecto de ventas de gas a principios de 1979, así como el mantenimiento de presión, a la presión inicial, por inyección de agua marina, cerca del contacto agua-aceite. En la tabla 4 se -- muestran una serie de parámetros del desarrollo del campo.

Aparte de las incertidumbres con respecto al comportamiento del yacimiento bajo cualquier política de producción, la mayor objeción a la reinyección de gas, por un período prolongado, es el hecho de que resulta impráctico perforar los pozos en un arreglo que pueda, en forma eficiente y adecuada, bajo un -- proyecto de inyección, maximizar tanto la reinyección, como la subsecuente producción de gas y la producción de aceite. Si el gas fuese reinyectado, sería esencial conocer el período de inyección, de modo que los pozos productores pudieran localizarse óptimamente para esa fase del programa de desarrollo. Mientras más largo sea el período de inyección de gas, más abajo deberán estar los pozos productores. A causa de la relativa corta distancia entre los pozos productores de aceite y los inyector de gas, existe el riesgo de que la sensibilidad al gasto, de la inyección de gas, se acentúe y que importantes volúmenes de -- aceite puedan ser dejados, buzamiento arriba, atrás del frente de avance del gas. Para la siguiente fase del desarrollo, cuando tanto el aceite y el gas sean producidos y el agua inyectada se incremente para reemplazar totalmente (en lugar de parcialmente) el vaciamiento del yacimiento, será necesario reemplazar los pozos buzamiento arriba (probablemente desde nuevas plataformas, en vista de la falta de espacio para perforar pozos de repuesto en las plataformas existentes) para drenar eficientemente el aceite acumulado. Esto se ilustra en la Fig. 6, donde la colocación de los pozos para programas de desarrollo -- hipotéticos, permitiendo 5 años de inyección de gas y sin inyección de gas, se muestran sobre secciones transversales, tanto del yacimiento Brent como del Statfjord.

PLATAFORMAS Y POZOS

El programa de desarrollo incluye la instalación de cuatro plataformas en el bloque 211/29, situadas en una línea de Norte a Sur. La primera plataforma, la A, es una estructura de pilotes de acero. La plataforma B, C y D son estructuras de concreto, soportadas por gravedad, con almacenamiento de aceite interconstruido. El diseño estructural de las plataformas se basó sobre condiciones del suelo existente en los sitios de las plataformas y en una evaluación de las condiciones de 100 años de tormentas, con olas de 100 pies y vientos de 125 millas por hora.

Después de instalar las plataformas, se requieren alrededor de 2 meses para colocar 20 conductores de 30 pg, el resto se coloca en un tiempo conveniente, después de iniciar la perforación. Se han planeado desviaciones máximas de 50 a 55° para permitir que los pozos sean perforados hasta una distancia horizontal de 10000 pies, teniendo una profundidad máxima de 14000 - - - pies.

El tiempo total de perforación y terminación es de 3 a 4 - años por plataforma y, para evitar diferir la producción de los ingresos, se requiere la adopción de operaciones conjuntas de -- perforación y producción, controladas por procedimientos operativos estrictos.

Se requerirán cuatro tuberías de revestimiento para alcanzar la profundidad total, en vista de las altas desviaciones de los pozos y la sobrepresión natural del yacimiento. Un arreglo de tuberías de revestimiento de 20-13 3/8 - 9 5/8 pg. y una tubería corta de 7 pg, se ha escogido para permitir la instalación de una tubería de producción de 7 pg., para los pozos de inyección de agua, y una de 5 1/2 pg, para los pozos productores. En vista de la alta permeabilidad de la formación, los pozos deben ser capaces de producir hasta 20000 bl/día y los pozos de gas - deben ser capaces de producir hasta 60 MM pies³/día a una presión fluyendo en el cabezal del pozo de 2100 lb/pg² abs., mientras que los pozos de inyección de agua deben poder aceptar gas tos de 30000 bl/día a una presión de inyección de 3500 lb/pg² - abs.

Se están estudiando varios tipos de terminaciones de los pozos. En vista de las dificultades que se pueden encontrar, al operar terminaciones múltiples en pozos altamente desviados, un aparejo sencillo, con uno o dos empacadores, es preferible.

Sin embargo, donde el intervalo productor pueda estar sujeto a surgencia prematura de agua o donde se quieran utilizar técnicas especiales para controlar los perfiles de inyección de agua, será necesario incluir terminaciones múltiples. Todos los pozos están equipados con una válvula de seguridad, controlada desde la superficie. Como se ha observado CO₂ y cantidades meno

res de H₂S en muestras de fluidos, se ha planeado la protección del equipo del pozo, tanto a la corrosión dulce como a la ácida.

INSTALACIONES EN LAS PLATAFORMAS.

El equipo en las plataformas se instalará en módulos, permitiendo la prefabricación del equipo en paquetes, que pueden -- ser izados sobre las estructuras en grúas de gran tonelaje. Los módulos generalmente se armarán costa afuera, aunque para las es-- tructuras de concreto será posible preinstalar equipo en la cu-- bierta y colocar un número limitado de módulos antes de iniciar el remolque.

Se justificó el empleo de cuatro etapas de separación pa-- ra optimizar la compresión y permitir que un tanque de balance - opere a 10 lb/pg². El último requerimiento es necesario para es-- tabilizar el crudo para almacenamiento y embarque mediante tan-- queros, antes de que la línea troncal esté en operación. Las con-- diciones óptimas de separación no han sido establecidas, pero -- las tres primeras etapas probablemente serán de 2000, 500 y 95 - lb/pg² respectivamente, para facilitar el procesamiento del gas producido.

Se cree que a la temperatura esperada de alrededor de - - 180°F en la cabeza de los pozos, la separación del aceite y el - agua, usando un tratamiento químico, no implique mayor problema. El tiempo de retención previsto para el almacenamiento en las - plataformas de concreto deberá ser adecuado para separar el - - agua del crudo. Como el contenido de agua producida se incremen-- tará, tanta agua como sea posible debe ser removida de los sen-- radores antes de que el aceite pase a los tanques de almacena-- miento en las plataformas de gravedad, donde deberá realizarse la separación final. Bajo este procedimiento, se espera que el contenido de agua descienda a alrededor de 0.5% antes que el -- aceite sea bombeado desde la plataforma.

El agua de mar para la inyección se tomará unos 200 pies abajo del nivel del mar, donde el contenido de sólidos esperado es de sólo alrededor de 0.1 ppm. Antes de la inyección, el agua de mar debe ser deareada mediante vacío en una torre de dearea-- ción y, después, será sometida a depuración con sulfitos y fil-- tración, si los estudios actuales del agua muestran que esto úl-- timo es necesario. En el diseño del sistema de inyección se -- contempló el reemplazo de agua marina por el agua producida, a - medida que aumente ésta. Esto puede conducir al incremento en - los problemas de operación. Análisis de muestras de formación, recuperadas del pozo 211/29-3, muestran que la mezcla de agua - producida con agua marina causa precipitación y deja al fluido inadecuado para la inyección sin un tratamiento previo. Esto -- podría crear un problema cuando se use agua de los tanques de -

almacenamiento de concreto, donde es inevitable alguna mezcla de agua marina y agua producida. Además, el agua que pasa desde los separadores a las instalaciones de separación de agua-aceite, debe ser separada de la mayor parte de su aceite residual, antes que pueda ser inyectada al yacimiento. Probablemente esta agua tendrá un alto contenido de sólidos y requerirá un sistema más sofisticado de filtración que el requerido para el agua de mar.

Las instalaciones de las plataformas operan bajo un control automático en los niveles del fluido extraído, manualmente regulados y registrados en una central. Estas instalaciones cuentan con sistemas de interrupción (o cierre) convencionales, que cierran progresivamente la producción desde la plataforma si no se alcanzan las condiciones normales de control.

En todos los módulos se han incorporado sofisticados sistemas para detectar calor, humo y gas, junto con dispositivos de alarma y de interrupción automática de los procesos, en forma instantánea o por etapas.

TRANSPORTACION DEL ACEITE

El crudo del campo Brent inicialmente será cargado dentro de los buques tanqueros, de 700 000 toneladas de peso muerto, mediante una unidad flotante de almacenamiento tipo Spar con una capacidad de 300 000 barriles. La unidad Spar es un desarrollo de una simple boya de anclaje consistente de tres cilindros, con un cilindro más bajo utilizado como sección de almacenamiento y los otros dos, para bombas, generadores, separadores, equipo de control e instalaciones habitacionales. El dispositivo de anclaje para cargar el buque tanquero, desde el tanque de almacenamiento, es un simple punto de anclaje sobre una mesa o plataforma giratoria en la superestructura. Este dispositivo será permanentemente inspeccionado por una pequeña cuadrilla, capaz de realizar reparaciones y mantenimiento. Está equipado con una campana de buceo que puede ser bajada a través de la columna central, para permitir que los buzos trabajen sobre el sistema de la manguera flexible.

Se estima que evitando el almacenamiento y sujeto a un máximo de tiempo perdido de 5%, el gasto de carga con la unidad Spar será por lo menos de 160 000 bl/día. No se espera que la producción diaria del campo Brent exceda este nivel antes de mediados de 1977, cuando se ponga en operación el "Sistema Brent" para transportación de crudo mediante una línea troncal a Sullom Voe.

La red de tuberías planeada para el campo se muestran en la Fig. 7. El aceite debe ser recolectado en la plataforma

C, la cual estará conectada mediante una línea troncal de 35 km y 30 pg a la plataforma A, "Cormorant", la cual es la terminal - costafuera planeada para el sistema Brent.

El crudo será bombeado desde la plataforma terminal a través de una línea troncal de 36 pg y de 160 km hasta Firth's Voe, en las Islas Shetland, y de ahí por 5 km tierra adentro a la terminal de recolección de Sullom Voe. El sistema Brent tiene una capacidad nominal de diseño de 1 millón de bl/día.

Se estableció la ruta de la línea de tubería usando equipo de registros electrónicos apoyado por muestro del terreno e inspección visual desde un submarino. Los estudios del suelo marino hacia Firth's Voe fueron preparados en 1974-1975 y la colocación en dirección a Cormorant empezó a inicios de 1975.

Un segundo barco de colocación de tuberías, desde Cormorant, empezó a colocarlas a mediados de 1975. La unión de las tuberías, está programada para 1976 y su enterramiento terminará en 1977. Está programada tener en operación las instalaciones de la terminal en Sullom Voe a mediados de 1977.

UTILIZACION DEL GAS.

Se ha planeado vender el gas producido a la Corporación Británica de Gas, probablemente en 1979, si se establece un contrato próximamente. El gas en solución producido, antes de iniciar su venta, será reinyectado a los yacimientos, al igual que el gas proveniente de los separadores de baja presión, que no se use como combustible en la plataforma. Además, se ha planeado la construcción de estructuras separadas, a través de las cuales el gas pueda ser venteado o quemado, con seguridad, en casos de que falle alguna compresora. Se espera que los requerimientos totales de compresión sean de 60 000 hp para la compresión a 2000 lb/pg² abs., y 47 000 hp adicionales para su inyección a 6000 lb/pg² abs. Actualmente, se propone incrementar las ventas de gas a un nivel consistente con el procesamiento de la producción esperada de gas en solución a un gasto de aceite estabilizado. Se espera una variación con las estaciones de alrededor del 20%, produciendo gas de los casquetes durante los meses de invierno y reinyectándolo dentro de los casquetes de gas durante los meses de verano. Cuando la surgencia del agua cause la declinación de los gastos de aceite, los gastos de gas para venta se mantendrán mediante la producción del gas de los casquetes.

Los planes incluyen una línea troncal submarina de 450km y 36 pg desde la plataforma Brent B a St. Fergus sobre la tierra firme de Escocia cerca de Peterhead. La capacidad de la línea troncal a St. Fergus, para un contenido líquido que no exceda de 1 bl/MM pies³, se estima en 1100 MM pies³/día con presión

nes de 2000 lb/pg² a la entrada y de 400 lb/pg² a la salida. Se requerirá tratamiento del gas para remover los hidrocarburos pesados residuales y así reunir las especificaciones de poder calorífico, 1 025 BTU/pie³, que marca la Corporación Británica de Gas. El punto de rocío del gas se controlará a 1400 lb/pg² y 45°F en las plataformas costa afuera, para prevenir la acumulación de líquidos en la tubería. El diseño provisional de la línea troncal está basado en el gas tratado parcialmente, transportado a bajas velocidades y sin requerir una estación intermedia de compresión. Aunque se está procediendo de acuerdo con el diseño de estas líneas, no se excluye la consideración de manejar, en el futuro, gas adicional proveniente de otras fuentes o de permitir la introducción futura de compresores adicionales.

TABLA 1. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL MODELO *

RECUPERACION (Por ciento del aceite inicial)

	YACIMIENTO BRENT	YACIMIENTO STATFJORD
Primaria	25 a 30	no se investigó
Inyección de agua más ventas de gas	50 a 55	47 a 55
Inyección de agua más reinyección de gas.	40 a 52	47 a 60
Inyección de gas	no se investigó	51

* Basado sobre corridas de modelos verticales de dos dimensiones, corregido por eficiencia areal de barrido, o sobre corridas de tres dimensiones.

TABLA 2. DATOS PVT DE LOS YACIMIENTOS BRENT Y STATFJORD

	BRENT	STATFJORD
Presión de burbujeo en el contacto original gas/aceite, lb/pg ²	5750	6085
Gradiente del punto de burbujeo en la zona de aceite, lb/pg ² /pie.	3.6	4.0
Factor de volumen del aceite inicial de la formación en el contacto gas/aceite original, bl/bl	2.162	2.700
Relación gas-aceite (R) inicial en el contacto gas/aceite original, pies ³ /bl	2135	2900
Viscosidad inicial del aceite en el contacto gas aceite original, cp.	0.255	0.115
Relación gas-aceite (R) inicial de los fluidos del casquete de gas, pies ³ /bl	6700	5000
Viscosidad inicial del fluido del casquete de gas, cp	0.028	0.045

TABLA 3

PROPIEDADES IMPORTANTES DE LOS YACIMIENTOS

BRENT Y STATFJORD

AMBIENTE DE DEPOSITO	GEOMETRIA EXTERNA		RANGO DEL ESPESOR DE LA ARENA		RELACION DE AMPLITUD DEL CANAL/ESPESOR	PERMEABILIDAD (POROSIDAD) md (%)		
MAREA COSTERA	Arenas de Canal Lentes de Arena		100' - 130' 2' - 3'			100 - 1000 (22-24) 1 - 100 (12-22)		CUERPO 1
PLANICIE DELTAICA SOMERA	Arenas de Barra (Estratos de arena) con lentes de lutita	Arenas de Canal	20'-50'	0'-20'	15-150	15-150		CUERPO 2/3
MAREA/FLUVIAL	Arenas de Canal (Estratos de Arena)		100'-150'					CUERPO 4
BARRA COSTERA	Estratos de Arena con lentes de Lutita fina.		100'-150'					
COSTERO	Estratos de Arena con lentes delgados de Lutita		70'-100'					UNIDAD 1
FLUVIAL	Arenas de Canal		5'-25'		44 - 55	44 - 55		UNIDAD 2
FLUVIAL	Arenas de Canal		5'-40'		44 - 55	44 - 55		UNIDAD 3

ARENAS BRENT

ARENAS STATFJORD

74

TABLA 4. CRITERIO DE DISEÑO DEL CAMPO BRENT

* Gasto máximo de producción de aceite	460,000 bl/día
* Gasto máximo de producción de gas	1,250 MMpies ³ /día
* Gasto máximo de inyección de agua	1,160,000 bl/día
* Número máximo de pozos	154
* Presión máxima de inyección de agua	3 500 lb/pg ²
* Presión máxima de inyección de gas	6 000 lb/pg ²
* Presión en la primera etapa del separador	2 000 lb/pg ²
* Presión máxima en la T.P.	5 000 lb/pg ²
* Gasto máximo de producción de aceite por pozo.	20000 bl/día
* Gasto máximo de producción de gas por pozo.	60 MMpies ³ /día
* Gasto máximo de inyección de agua por pozo.	30000 bl/día

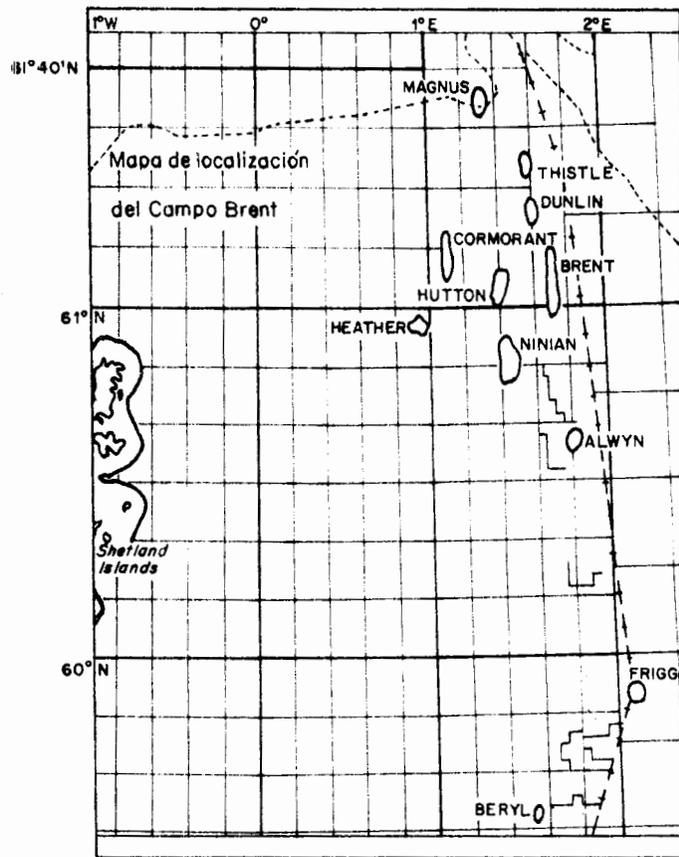


Fig 1. Mapa de localización del Campo Brent

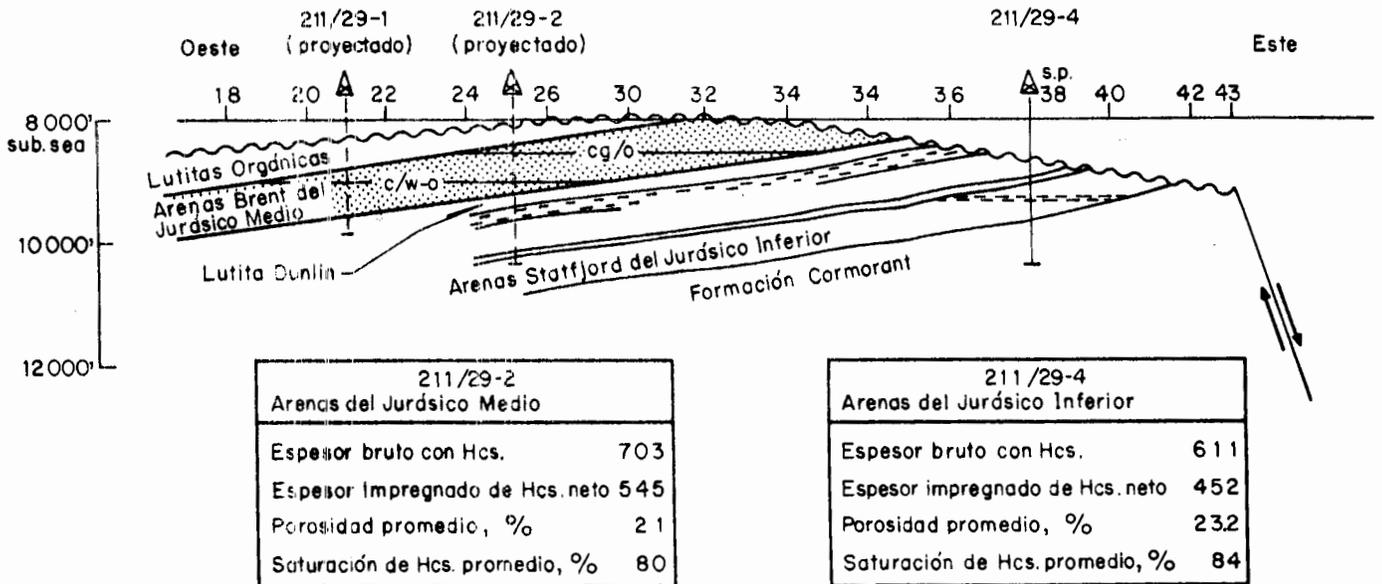


Fig 2. Sección transversal preliminar, Campo Brent (línea U2-390E)

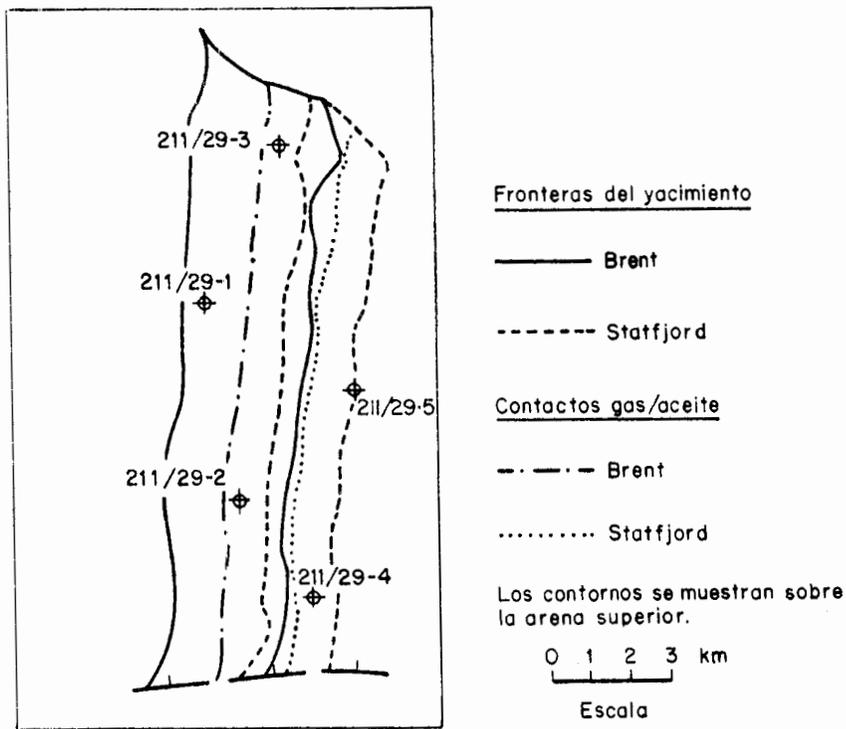


Fig 3. Mapa del yacimiento Brent. Límites de la acumulación de hidrocarburos.

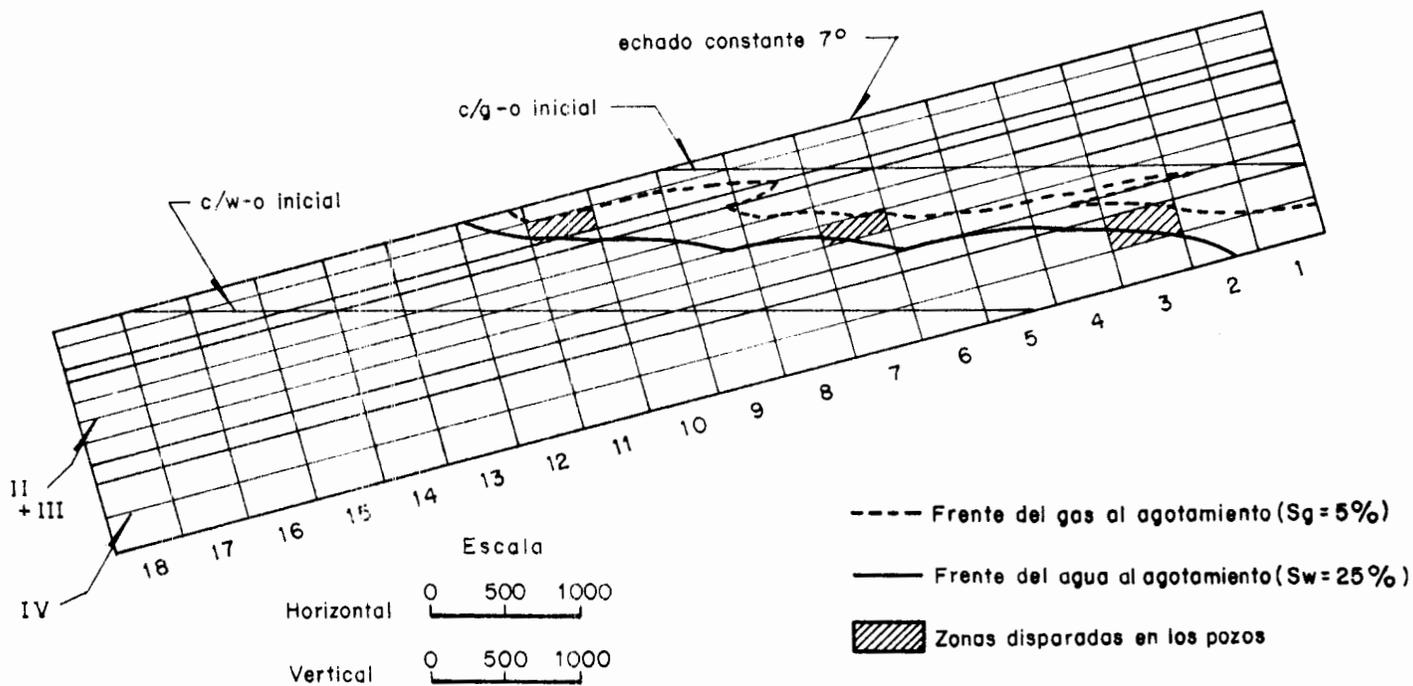


Fig 4. Estudio de sensibilidad-saturaciones al agotamiento.

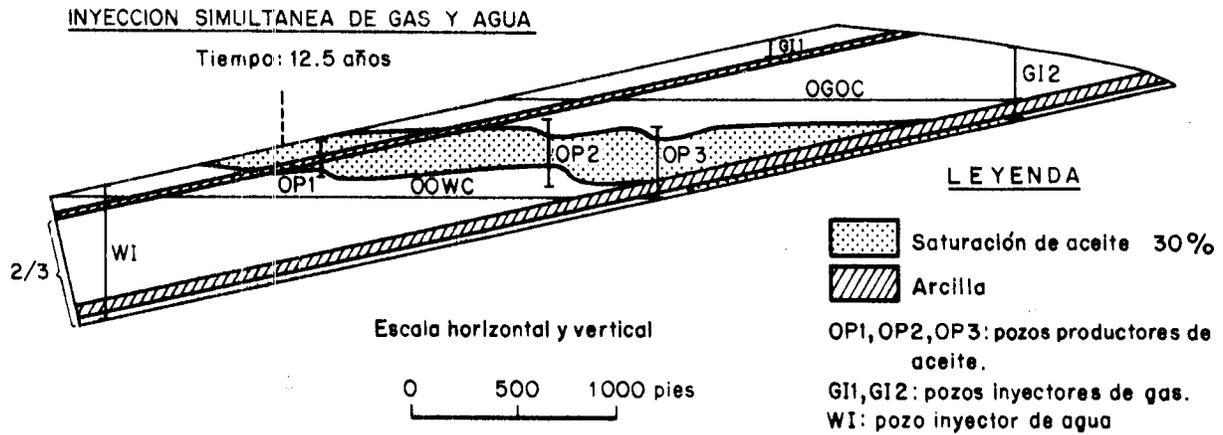


Fig 5. Distribución de la saturación del yacimiento Statfjord al agotamiento.

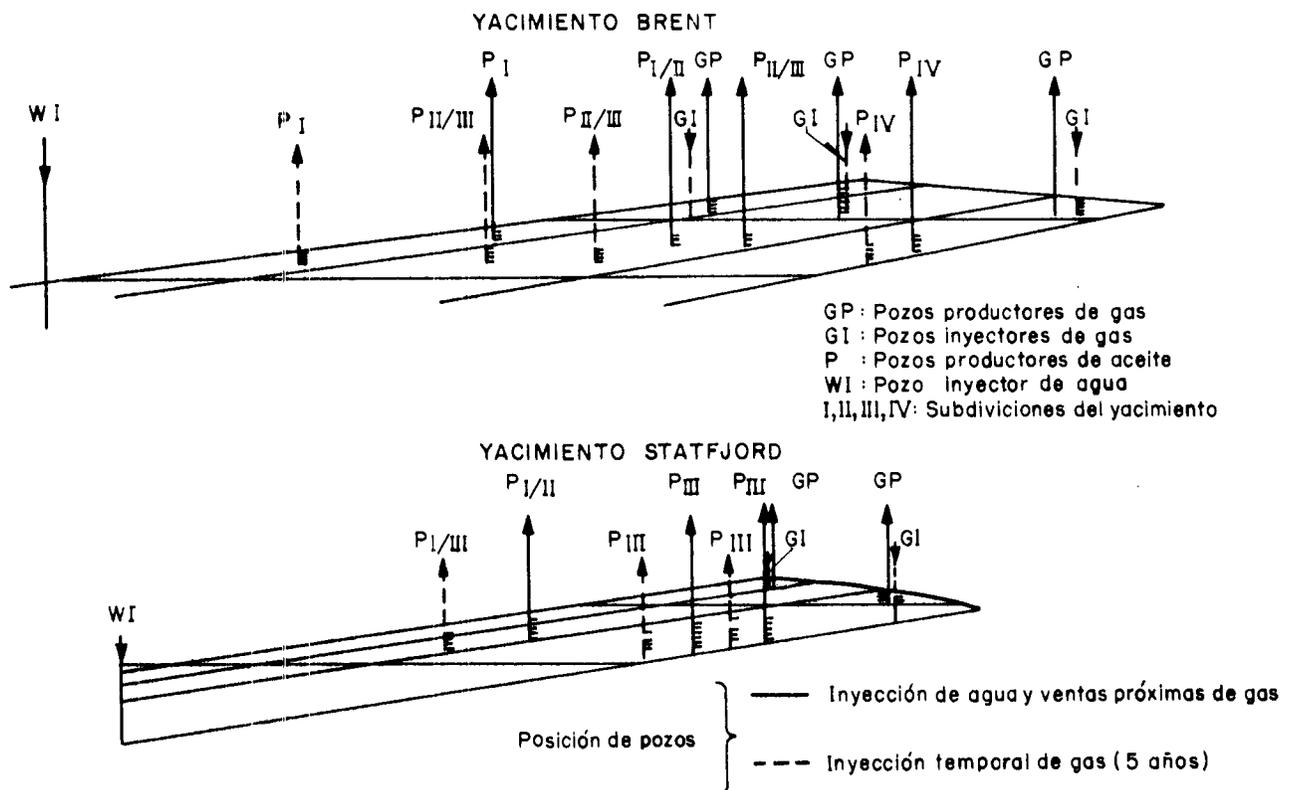


Fig 6. Secciones transversales a través de la parte sur del bloque principal.

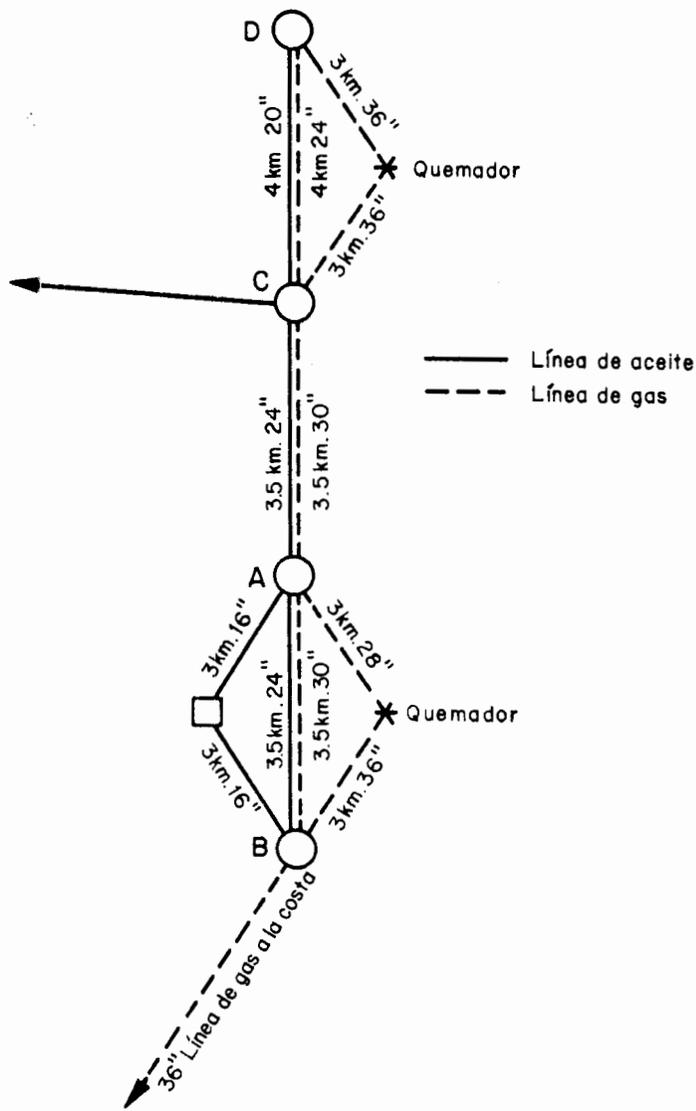


Fig 7. Desarrollo de las plataformas y líneas de flujo del Campo Brent.

EFFECTO DEL MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE GAS SOBRE LA RECUPERACION EN YACIMIENTOS CARBONATADOS FRACTURADOS DE IRAN

A.M. Saidi.

Artículo presentado en el noveno congreso mundial de energía, en Detroit 1974. Traducido por Alfonso Corona - Becerra y Francisco Garaicochea P.

INTRODUCCION.

Los pozos altamente productivos de los yacimientos en calizas fracturadas de Irán indican un extenso sistema de fracturamiento. Esto puede ser confirmado por registros de medición de flujo tomados en la mayoría de estos pozos.(1) Por este método, pueden ser directamente medidas las entradas de fluido al pozo y se puede determinar la distancia entre las fracturas.

Los análisis detallados de los registros tomados en pozos invadidos de agua, en el campo Haft Kel, muestran cambios bruscos en la saturación de agua con la profundidad, a intervalos entre 5 y 15 pies. Esto puede ser interpretado como discontinuidades en la capilaridad, como se muestra en la figura 1. Esta y otras evidencias conducen a creer que estos yacimientos están compuestos principalmente de varios millones de bloques separados, con sus fronteras completamente abiertas o parcialmente rodeadas por materiales impermeables, tales como arcilla, calcita, etc.

La historia de estos yacimientos también indican un movimiento bastante uniforme de los contactos gas-aceite y agua-aceite en todo o en una gran parte de los yacimientos. Los mecanismos de recuperación en estos yacimientos, por lo tanto, son esencialmente debidos al drene por gravedad. Cuando el contacto gas-aceite (o el agua-aceite) pasa los bloques de una altura dada, el aceite se drene desde la parte inferior de los bloques (en el caso del agua, por la parte superior de los bloques). La presión capilar y la altura del bloque son básicamente los factores que controlan este tipo de proceso de drene por gravedad; la rapidez del proceso de drene está controlada por la permeabilidad vertical de los bloques y sus respectivas permeabilidades relativas.

CONCEPTO BASICO PARA INCREMENTAR LA RECUPERACION DE ACEITE.

Se sabe que la presión capilar es una función de la tensión interfacial y que en el caso de un sistema gas-aceite, es una función de la presión y la temperatura.^{2,3} De hecho, a una temperatura constante, la tensión interfacial entre el aceite y el gas se incrementa cuando la presión decrece. Esto significa que la presión capilar se incrementa cuando la presión decrece.

Como un ejemplo, considérese un conjunto de bloques similares, cada uno de 30 pies de altura, y supóngase que el contacto gas-aceite pasa a estos bloques a una velocidad de 0.1 - - - pies/día; mientras que la presión del yacimiento se reduce a un ritmo de 0.1 lb/pg²/día. Entonces, un bloque en la parte superior del yacimiento, localizado en el contacto gas-aceite original, experimenta un proceso de drene a una presión cercana a la presión de saturación, mientras que un bloque localizado 1000 - pies abajo experimenta el mismo proceso 10 000 días más tarde, cuando la presión del yacimiento se redujo en alrededor de - - - 1000 lb/pg² de su valor original. Si la magnitud de la tensión interfacial a este nuevo nivel de presión es el doble de la que se tendrá a la presión de 1000 lb/pg² mayor, el valor de la presión capilar para la misma saturación de gas, será tanto como el doble. Bajo estas condiciones se tendrá una menor recuperación de los bloques inferiores. Por lo tanto, durante la historia de explotación de un yacimiento, la eficiencia del desplazamiento por gas en bloques similares, a diferentes periodos, varía desde un valor correspondiente a la presión capilar a la presión de saturación a valores mas pequeños, correspondientes a presiones capilares más altas a niveles de presión menores. - Si se incrementa la presión del yacimiento, por inyección de - - gas saturado, se puede entonces recuperar aceite adicional por este proceso, suponiendo que la variación de la tensión interfacial con la presión es completamente reversible. En un yacimiento con una presión de saturación menor (por abajo de 2500 lb/- - pg²) y si las condiciones del yacimiento permiten incrementar la presión del yacimiento a un nivel mayor que su punto de burbujeo original, aún se puede obtener una recuperación mayor, de bido a una disminución adicional de la tensión interfacial. La composición del gas sobre este proceso, también puede tener un efecto similar, ya que la tensión interfacial entre un aceite y un gas más rico es definitivamente menor que con un gas seco. - Esto, sin embargo, tiene que ser estudiado para cada yacimiento en particular bajo consideración. Este proceso de recuperación de aceite, que no había sido reconocido anteriormente, es una forma muy importante para incrementar la recuperación de aceite de los yacimientos fracturados de Irán. En algunos casos la recuperación, mediante inyección de gas a la presión en el contacto gas-aceite original, calculado para estos yacimientos, excede hasta el 100% de la recuperación calculada mediante la explotación natural.

VARIACION DE LA PRESION CAPILAR CON UNA PRESION.

La presión capilar puede ser definida por la siguiente expresión:

$$P_c = J \sigma \left(-\frac{\emptyset}{K} \right)^{1/2}$$

donde:

J : Término de correlación que es función de la saturación.

σ : Tensión interfacial

\emptyset : Porosidad

K : Permeabilidad

Todos estos parámetros, excepto J, son función de la presión en diferentes grados. Sin embargo, la raíz cuadrada del efecto de la presión sobre la razón (\emptyset/K) es relativamente pequeña y puede ser ignorado con respecto a la variación de la tensión interfacial. Por lo tanto, a una temperatura constante la presión capilar a, cualquier presión, se puede escribir como:

$$(P_c)_p = (P_c)_{pb} (\sigma)_p / (\sigma)_{pb}$$

Donde los subíndices:

P = Presión (cualesquiera)

Pb = Presión de saturación.

La tensión interfacial entre el agua y el aceite no varía apreciablemente con la presión y, al incrementarse la presión, se incrementa ligeramente.

Las tensiones interfaciales de varios sistemas gas-aceite, de diferentes yacimientos de calizas fracturadas de Irán, se midieron en el laboratorio a condiciones de yacimiento. En la Figura 2 están representados los resultados de estas mediciones.

Estas mediciones de laboratorio se compararon con la tensión interfacial calculada por el método Paracor³, usando la misma composición. Se encontró que, excepto para la presión cercana al punto de burbujeo (presión de saturación menor de 2500 lb/pg²), las tensiones interfaciales, determinadas por los dos métodos, se ajustaban perfectamente. La diferencia entre las dos tensiones interfaciales puede ser atribuida a los problemas técnicos que representa tomar muestras representativas de gas cerca de la presión de saturación. En esta Figura 2, también se muestra la tensión interfacial calculada del campo Gachsaran (línea continua).

MECANISMOS DE PRODUCCION.

Durante su explotación, un yacimiento fracturado puede -- ser dividido verticalmente en varias zonas distintas. Estos segmentos son principalmente: un casquete de gas, una zona invadida por agua, una zona invadida por gas, una zona gasógena, una zona con aceite bajosaturado y una zona de agua (acuífero).

Las zonas invadidas por gas y por agua son las partes del yacimiento cuyos bloques, en esos intervalos, están rodeados por gas o agua, y el aceite es drenado de estos bloques esencialmente debido al drene gravitacional.

La fuerza de gravedad es, esencialmente, la diferencia de densidades entre el aceite y el gas, o el agua y el aceite, que actúa contra las fuerzas de retención capilar. La permeabilidad relativa y absoluta al aceite con respecto al gas, o al agua, es el índice del gasto de aceite transferido desde estos bloques.

La zona gasógena es la parte del yacimiento donde la presión de la matriz es menor a la presión de saturación prevaleciente en ese tiempo. En esta parte del yacimiento, tiene lugar el mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado en el sentido conocido de él, excepto para el volumen de gas transferido debido a la difusión. Cuando el gas libre alcanza la saturación crítica, además de los procesos arriba mencionados, el gas se mueve hacia arriba debido a su menor densidad con respecto al aceite. Por lo tanto, la recuperación debido al mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado es principalmente una función del ritmo de disminución de la presión y el efecto resultante determina las saturaciones finales de fluidos en los bloques. En la parte de aceite bajosaturado del yacimiento tienen lugar dos procesos. Estos son, la expansión de los líquidos y la difusión del gas a través del aceite desde la matriz a la fractura. Este último proceso, causa que el aceite en la matriz pierda su gas (disuelto) y, por tanto, el aceite de la fractura reemplace el volumen equivalente del gas (disuelto) perdido.

DESCRIPCION DEL MODELO

Se desarrolló un modelo matemático composicional para simular los mecanismos de flujo que tienen lugar en este tipo de yacimientos fracturados. En este modelo, un yacimiento puede -- ser descrito como un conjunto de bloques, agrupados tanto verticalmente como horizontalmente, con fronteras abiertas o parcialmente cerradas. Estos bloques están en dos dimensiones R, Z para reducir el tiempo de cómputo. También es necesario definir el radio y la altura de cada bloque, sus permeabilidades, tanto horizontal como vertical, así como la porosidad y sus localizaciones en el yacimiento. Además es necesario definir el número de mallas dentro de cada bloque.

Para cada bloque se resuelve un conjunto de ecuaciones diferenciales, con las condiciones de frontera necesarias para describir el flujo de fluidos a través del medio poroso. A medida que el contacto gas-aceite se mueve hacia abajo (o el contacto agua-aceite, hacia arriba), los bloques se van rodeando por gas (o agua), uno tras otro, y tiene lugar el drene por gravedad. Durante este periodo, si la presión del yacimiento está disminuyendo, la presión capilar se ajusta de acuerdo al procedimiento descrito en la sección previa.

Además, se resuelve una ecuación diferencial de dos dimensiones R, Z , que describe la ley de difusión de Fick, para calcular el gas transferido desde la matriz a la fractura debido a la diferencia en sus concentraciones de gas.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.

Para este estudio, se consideró un típico yacimiento de calizas fracturadas de Irán, el yacimiento Asmari del campo Gachsaran, para demostrar el efecto de la inyección de gas sobre la recuperación de aceite. Sin embargo, debido al enorme tamaño de este yacimiento (600 km^2) que tiene variaciones notables en la presión y en los contactos agua-aceite y gas-aceite, desde un extremo al otro del campo, el yacimiento se dividió en cuatro diferentes segmentos. En este artículo, se presentan los resultados de sólo un segmento. Este segmento del campo Gachsaran es el segmento más grande (con más de 6000 pies de cierre estructural) y con una presión muy uniforme a lo largo de él. Este segmento se simuló mediante bloques de 20 pies de radio, de 40 pies de altura, con una permeabilidad vertical igual a la permeabilidad horizontal de 0.6 md, y se usó una porosidad promedio de 4.5%. En la Figura 3 se dan las permeabilidades relativas gas-aceite y agua-aceite, y sus correspondientes presiones capilares se dan en la Figura 4. Las propiedades PVT del aceite negro usadas en el estudio se presentan en la siguiente tabla:

DATOS PVT CAMPO GACHSARAN

PRESION (lb/pg ²)	Bo	Bg	Rs	VISCOSIDAD (cp)	
	$\frac{\text{bl a c.y.}}{\text{bl a c.s.}}$	$\frac{\text{bl}}{\text{M pies}^3}$	$\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}$	ACEITE	GAS
400	1.110	6.818	140	3.11	0.0115
1200	1.176	2.051	316	2.02	0.0133
2000	1.243	1.148	492	1.48	0.0163
2173	1.257	1.052	530	1.41	0.0169
2300	1.256	0.987	530	1.44	- -
3000	1.248	0.777	530	1.53	- -
4000	1.237	0.630	530	1.68	- -

Los hidrocarburos del yacimiento se dividieron en sistemas de dos componentes C_1 y C_2^+ , y se supuso que el coeficiente de difusión efectivo de gas a través de la fase líquida, entre los aceites en la matriz y la fractura, es de 0.0002 pies²/día. Se fijó la corrección de la presión capilar, por la variación de la presión en el yacimiento en un valor igual a la relación correspondiente de la tensión interfacial a cualquier presión sobre la tensión interfacial a la presión de saturación, la cual se da en la Figura 2.

ANALISIS DE LOS RESULTADOS.

Después de ajustar el comportamiento pasado de todo el yacimiento mediante la variación del aceite original, de la permeabilidad, etc., se hicieron diversas predicciones, o sea: agotamiento natural, inyección de agua y dos casos de inyección de gas, sobre el segmento descrito en este artículo. Las eficiencias de desplazamiento promedio para el agua y para el gas que se calcularon, resultaron ser de alrededor del 21% de su respectivo volumen de poros al final del periodo de predicción.

En el caso de la predicción por agotamiento natural, el yacimiento fue producido a un gasto dado, mientras la presión y los contactos de los fluidos eran calculados por el modelo. En el caso de la inyección de agua, el agua se inyectó al yacimiento a un gasto que mantuvo la presión del yacimiento constante en la parte superior de la columna de aceite, en el tiempo de la inyección (1973), mientras se producía el yacimiento.

Se realizaron dos predicciones por inyección de gas (empezando desde 1973); una predicción a una presión final 300 lb/pg² menor que la otra, en el contacto gas-aceite original del yacimiento. En todos estos estudios se usaron como el punto de terminación para los casos, una columna de aceite de 200 pies y un gasto de 50 000 bl/día.

En la Figura 5 se muestran los resultados de la recuperación de aceite para los casos mencionados. La recuperación final bajo agotamiento natural sería del 25.3% del volumen original de aceite. Bajo esquemas de inyección, las recuperaciones serían de 25.7% por inyección de agua; 38% por inyección de gas en el nivel de presión menor; y 43% por inyección de gas a la presión mayor. El incremento en la recuperación final para el caso de la inyección de gas a la presión mayor, se debe a la reducción adicional de la tensión interfacial.

En el caso de la presión mayor, cuando la columna de aceite decrece abajo de 4300 pies, los bloques invadidos por gas inmediatamente arriba del contacto gas-aceite, alcanzan presiones más altas que la de su presión de saturación original. En este caso, cuando la columna de aceite alcanza el límite de 200 pies, la columna entera de gas abajo del contacto gas-aceite inicial,

tiene presiones de 0 a 300 lb/pg^2 más altas que la presión de saturación original de 2173 lb/pg^2 . En esta parte del yacimiento, el sistema gas-aceite tuvo una tensión interfacial menor -- que a la presión de saturación. La curva de tensión interfacial extrapolada, dada en la Figura 2, se usó para las presiones -- arriba de la presión de saturación.

COMPENDIO.

En muchas formas los yacimientos de calizas fracturadas de Irán son diferentes de los yacimientos clásicos de areniscas. Estos yacimientos fracturados están compuestos esencialmente de varios millones de pequeños bloques. Cuando el agua, o el gas, rodean a un bloque, el aceite es desplazado debido a drene por gravedad. El factor de recuperación de estos yacimientos durante su agotamiento natural se ha estimado menor del 30% del aceite original y, en algunos casos, tan bajo como el 10%. El mecanismo de desplazamiento por empuje de gas disuelto liberado no es tan efectivo como normalmente se espera en yacimientos similares no fracturados. La aplicación del efecto de la presión sobre la presión capilar, un parámetro muy importante, se despreció al estudiar inicialmente estos yacimientos, particularmente en el análisis de su comportamiento pasado. En este artículo, se muestra que, al considerar este factor muy importante y fundamental, la recuperación de aceite de estos yacimientos se puede incrementar en aproximadamente 70% sobre la recuperación calculada por agotamiento natural, si se mantiene la presión en estos yacimientos igual a sus presiones originales en el contacto gas-aceite inicial. Si esta presión se puede incrementar a una presión más alta, para los yacimientos con presión de saturación menor de 2500 lb/pg^2 , se pueden obtener recuperaciones -- aún mayores.

RESUMEN.

En este artículo se describieron en forma breve la naturaleza de los yacimientos fracturados de Irán y sus mecanismos de recuperación de aceite. Se discutió, con cierto detalle, la variación de la tensión interfacial con la presión y sus efectos sobre la presión capilar. A causa de que el drene por gravedad es el principal mecanismo de recuperación de aceite de los bloques de calizas en estos yacimientos, la recuperación final de aceite de los bloques en los yacimientos se restringe considerablemente a medida que se abate la presión del yacimiento. Por tanto, incrementando la presión del yacimiento a su presión original, se puede obtener una recuperación adicional de los mismos bloques, debido al proceso antes mencionado, así como por el incremento en el volumen del aceite. En algunos casos la recuperación adicional de aceite puede ser tan grande como el -- 100% de la recuperación de aceite por agotamiento natural.

En el proceso mencionado, también es importante la composición del gas de inyección, ya que ésta afecta a las tensiones in-

terfaciales gas-aceite. Esto, sin embargo, debe ser estudiado en el laboratorio para cada yacimiento.

El concepto de la reducción en la presión capilar por reducción en la tensión interfacial, debido al incremento de presión, también es aplicable a los yacimientos de areniscas donde el drene por gravedad contribuye significativamente a la recuperación de aceite.

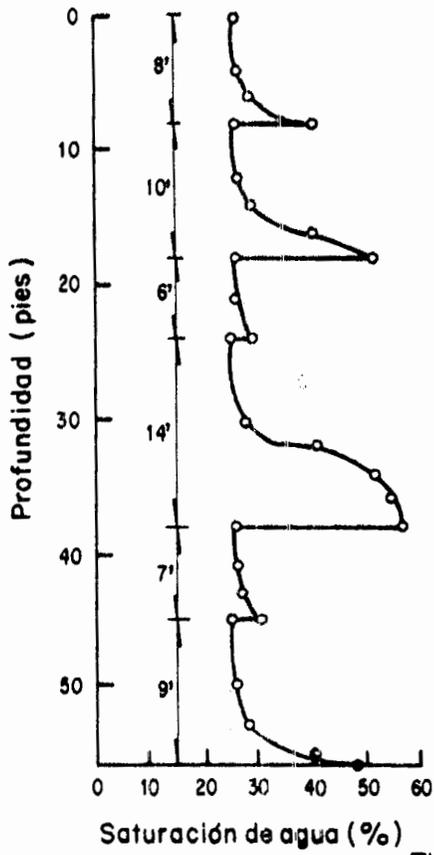


Fig.1

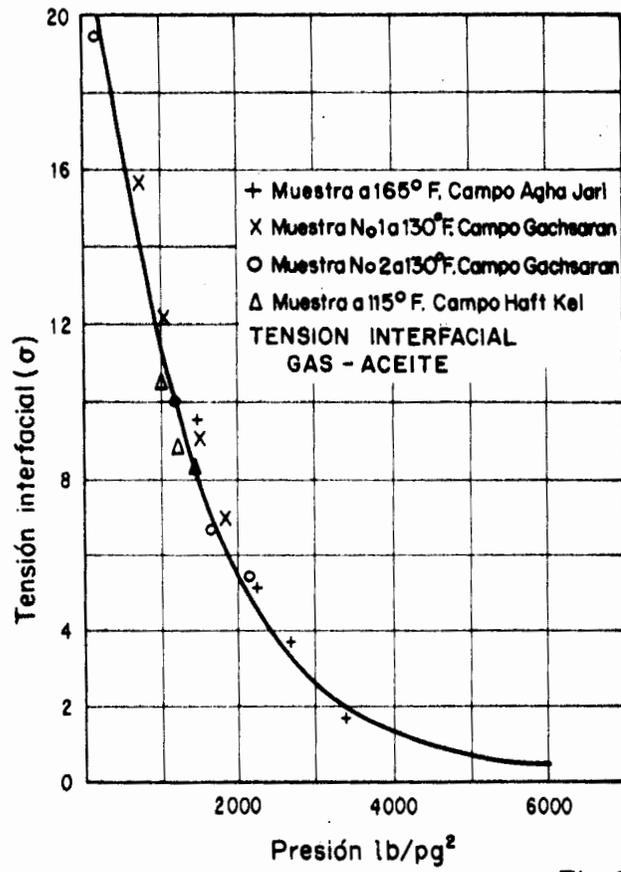


Fig.2

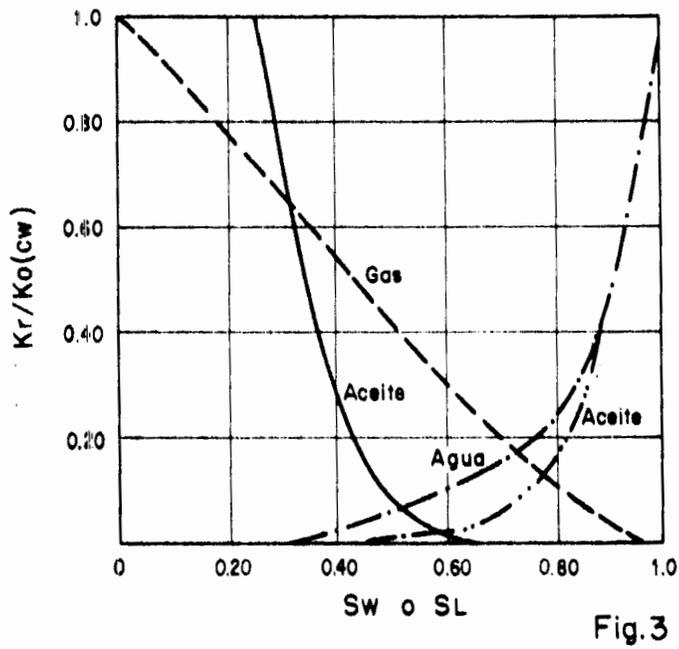


Fig.3

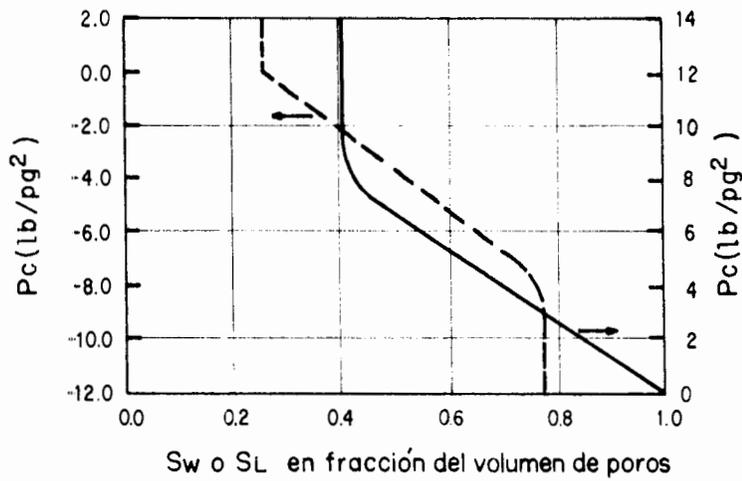


Fig. 4

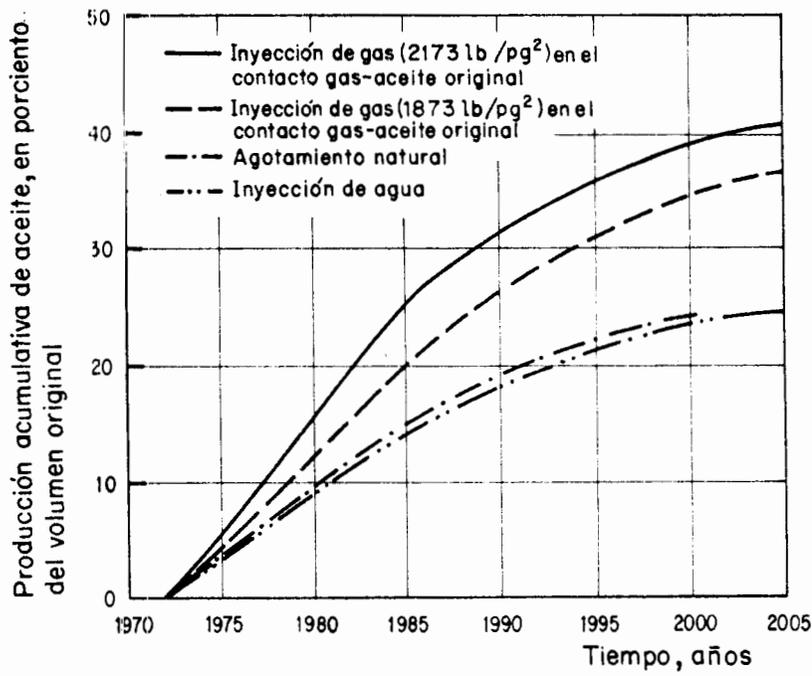


Fig. 5

EXTENSION DE LA RECUPERACION TERCIARIA DEL YACIMIENTO WIZARD LAKE (LAGO ENCANTADO) D-3A POR DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

L.A. Backmeyer, D.R. Guise
P.E. MacDonell y A.J. Nute.

Artículo S.P.E. 13271, presentado en la 59 reunión anual del SPE en Houston, Texas, 1984; traducido por Juan E. Ladrón de Guevara T. y Francisco Garaicochea P.

Resumen.

En octubre de 1983 se inició la recuperación terciaria de hidrocarburos en el yacimiento Wizard Lake, por desplazamiento miscible, como una extensión de la recuperación secundaria ya existente. La recuperación dará como resultado que el contacto agua-aceite sea bajado 22.6m (74.1 pies) del nivel actual, para permitir el desplazamiento miscible del aceite residual de la zona invadida de agua en el yacimiento. Esta zona invadida de agua se formó cuando el contacto agua-aceite se elevó durante la explotación primaria del yacimiento, desde el descubrimiento en 1951 hasta la aplicación del desplazamiento miscible secundario en 1969, y también durante la fase de represionamiento del desplazamiento miscible secundario. Se espera que la recuperación del yacimiento sea de 59 539 M m³ (374.49 MM bl a c.s.), esto es, 95.95% del aceite original en el yacimiento; lo que es 4.531 MM m³ (28.50 MM bl a c.s.) mayor que la del desplazamiento miscible secundario y 18.583 MM m³ (116.8 MM bl a c.s.) mayor que la explotación primaria.

En este artículo se revisa la aplicación y el control de la recuperación terciaria del desplazamiento miscible y también el comportamiento del yacimiento hasta el 10. de enero de 1984.

Introducción.

El yacimiento Wizard Lake D-3A es uno de los nueve miembros de los yacimientos arrecifales Leduc, los cuales son conocidos como Golden Trend (La Franja de Oro). Este yacimiento se localiza 55 kilómetros (34 millas) al Sudoeste de Edmonton, Alberta (Figura 1) y fue descubierto en abril de 1951, con la perforación del pozo B-1.

El yacimiento es un arrecife bioherma dolomitizado del pe

riodo Devónico, con una zona original máxima de aceite de 197.5 metros (648 pies) arriba del acuífero. El acuífero es activo y le es común a los otros miembros arrecifales a lo largo de la Franja de Oro, dando por resultado la interferencia entre ellos (Figura 2 y 3).

Se estimó que el aceite original in situ es de 62.054 MM m³ (390.3 MM bl a c.s.) Al descubrirse, la columna de aceite cubría 1507 hectáreas (3725 acres) del contacto original agua-aceite a 1229.6 metros (4 034 pies) bajo el nivel del mar. La Figura 4 representa un contorno burdo de la estructura arrecifal del yacimiento Wizard Lake D-3A, junto con la posición actual de los pozos y las localizaciones propuestas de los nuevos pozos que se requerirán como resultado de la recuperación secundaria.

El yacimiento produjo por explotación primaria (una combinación de expansión del gas, empuje por agua y segregación gravitacional) hasta 1969, tiempo en el cual se inició un proyecto para formar un colchón de hidrocarburos que permitiera realizar un desplazamiento vertical miscible al primer contacto (referido en este artículo como "el desplazamiento miscible secundario"). Durante la explotación primaria, la presión del yacimiento había caído por debajo del punto de burbujeo causando que se formara un casquete de gas. Además, se había elevado el contacto agua-aceite 12.6 metros (41.3 pies), dejando una zona invadida de agua con una saturación residual de aceite del 30%. Durante el represionamiento para el desplazamiento miscible secundario, el contacto agua-aceite se elevó otros 10 metros (32.8 pies) hasta 1207 metros (3960 pies) bajo el nivel del mar.

En 1976, se hicieron estudios especiales de desplazamiento en núcleos del yacimiento, para determinar los efectos del levantamiento y la subsecuente disminución del contacto agua-aceite sobre la recuperación final por un desplazamiento miscible. En vista de los resultados positivos de estas pruebas de laboratorio ("pruebas de desplazamiento y redespazamiento") se ha efectuado una extensión al desplazamiento miscible existente para recuperar el aceite residual de la zona invadida de agua. La Figura 5 compara los esquemas del desplazamiento miscible secundario y la extensión de éste (referida en este artículo como el "desplazamiento miscible terciario"). El desplazamiento miscible terciario fue aprobado verbalmente en una audiencia pública por el Comité de Conservación de las Fuentes de Energía de Alberta (AERCB) el 26 de julio de 1983, comenzando la inyección de solvente en el campo en septiembre de 1983. El proyecto fue formalmente reconocido el 6 de octubre de 1983 por la AERCB.

Propiedades del Yacimiento y Revisión de su Comportamiento.

a) Propiedades del Yacimiento.

El Yacimiento Wizard Lake D-3A es un arrecife bioherma dolomitizado, de los miembros Leduc de la formación Woodbend del

Devónico Superior y tiene una porosidad promedio de 9.55 ponderada con el volumen de roca, que es una combinación de porosidades de la matriz y cavidades. La saturación de agua connata - promedio ponderada con respecto al volumen poroso es aproximadamente del 7.0 por ciento.

Las permeabilidades promedio vertical y horizontal ponderadas con el espesor, como fueron determinadas a partir de técnicas generales de medición en núcleos, son de 107 y 1375 md, respectivamente. Se considera que los valores de estas permeabilidades son pesimistas ya que se ha demostrado que en los núcleos de esta área, el flujo transversal contribuye a la permeabilidad vertical. Esto sugiere que en el yacimiento Wizard Lake existe un mayor grado de porosidad secundaria que el indicado por los análisis de núcleos. Además los valores de 107 y 1375 md se infirieron de análisis de núcleos que tendían a dar valores bajos de permeabilidades, ya que no se recobraron muchos de los núcleos altamente fracturados y cavernosos. La Tabla 1 resume las propiedades importantes del yacimiento y de los fluidos.

Al nivel de referencia de 1143 metros (3750 pies) bajo el nivel del mar, la presión del yacimiento era de 2270 lb/pg². En diciembre de 1983 la presión del yacimiento era de 2147 lb/pg². La temperatura del yacimiento al nivel de referencia es de 167 grados Fahrenheit.

(b) Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos del yacimiento fueron determinadas de muestras subsuperficiales tomadas del pozo C-5 el 14 de julio de 1953 y el 1° de febrero de 1954. El aceite del yacimiento estaba inicialmente bajo saturado con una presión de saturación de 2131 lb/pg² a 160°F. El aceite es de base parafínica, con una densidad API de 38°.

(c) Revisión del Comportamiento.

El yacimiento Wizard Lake D-3A produjo bajo los mecanismos de recuperación primaria de mayo de 1951 a diciembre de 1969. Estos mecanismos de recuperación consistieron en la expansión de los fluidos, empuje por gas disuelto liberado y expansión del casquete de gas secundario con segregación gravitacional, y un empuje vertical por entrada de agua desde el acuífero. En 1954, la presión del yacimiento (Figura 6) cayó por debajo de la de burbujeo y en 1956 se comenzó a formar un casquete de gas secundario. Cerca del fin de 1969, antes de la iniciación del desplazamiento miscible secundario, el casquete de gas se había expandido a un espesor de 24 metros (78.7 pies) y el contacto agua-aceite se había elevado 12.6 metros (41.3 pies) a 1217 metros (3992.8 pies) bajo el nivel del mar desde los 1229.6 metros (4034 pies) originales bajo el nivel del mar. La Figura 7 muestra el movimiento histórico de las interfases de los fluidos en el yacimiento.

La presión del yacimiento también había caído a su menor valor de 1877.9 lb/pg² en noviembre de 1969.

El 1° de diciembre de 1969 se inició un desplazamiento -- miscible vertical, para sacar provecho del alto relieve vertical y de las excelentes propiedades del yacimiento. Se terminó a mediados de 1974 el represionamiento del yacimiento por inyección de agua y de gas para lograr la presión de diseño de operación mínima de 2100 lb/pg² al nivel de referencia (Figuras 8 y 9). - El tamaño inicial del colchón de solvente fue de 7.5% del volumen poroso con hidrocarburos sujeto al desplazamiento con solvente, ó 4.275 x 10⁶m³ a c.y. y fue inyectado en abril de 1981.

La extensión terciaria a partir del desplazamiento miscible secundario requerirá un colchón mayor, 6.100 x 10⁶ m³ a c.y. para asegurar un desplazamiento completo de las áreas laterales del arrecife. La inyección de la extensión terciaria comenzó en septiembre de 1983. La inyección acumulativa de solvente, al 1° de enero de 1984, fue de 4.7 x 10⁶ m³ a c.y. En la Tabla 2 se presenta un resumen de las propiedades del solvente, mientras que la Figura 10 muestra la inyección cronológica del solvente.

La producción acumulativa de aceite, al 31 de diciembre de 1983, fue de 44 555M m³ (280.3 MM bl a c.s.) y representa el 71.8% del aceite original in situ. Se muestran en la Figura 11 los datos de la historia de producción.

El proceso de la Extensión Terciaria

(a) Visión General

La extensión terciaria del desplazamiento miscible secundario dará como resultado que el contacto agua-aceite sea bajado de 1207 metros (3960 pies) bajo el nivel del mar a 1229.6 metros (4034 pies) bajo el nivel del mar. El propósito de bajar el contacto agua-aceite es agregar el aceite residual, de la zona barrida por agua, al banco de aceite. Este proceso permitirá que el desplazamiento miscible sea continuado a través de la zona saturada de aceite, aumentando así la recuperación final en esa porción del arrecife, obteniendo una recuperación casi completa del aceite contactado (Figura 5).

El descenso del contacto agua-aceite será efectuado disminuyendo la inyección de agua dentro del acuífero y, al mismo tiempo, aumentando la inyección de gas dentro del casquete de gas. La presión será mantenida arriba de (2100 lb/pg²) todo el tiempo. Se aumentará el colchón de solvente para asegurar un barrido miscible efectivo en la zona invadida por agua del yacimiento.

Un estudio especial de análisis de núcleos ("pruebas de -

desplazamiento y redespazamiento") mostró que cuando el yacimiento Wizard Lake se sujetaba a una desaturación de aceite por medio de bajos gastos de desplazamiento vertical de agua y una resaturación posterior de aceite en la zona invadida de agua, las saturaciones originales fueron restablecidas dentro de la precisión experimental. También el estudio mostró que en un núcleo representativo del yacimiento se presentaba poca o nada de histéresis en el comportamiento de imbibición-drene. El desplazamiento miscible en la zona barrida mantendrá el 98% de la eficiencia de flujo, probada por el comportamiento histórico del desplazamiento miscible secundario.

(b) Saturación residual de aceite.

Desde el descubrimiento de la franja arrecifal Leduc, en 1951, se han realizado amplios programas de investigación en muchos de los yacimientos para determinar la saturación residual de aceite con agua a varias condiciones. Estudios de desplazamiento en núcleos del yacimiento Wizard Lake han indicado que la saturación residual de aceite, en la zona invadida de agua, a una saturación de gas crítica de 4.7%, sería al menos del 30%. Esta saturación ha sido comprobada por estudios estadísticos y de desplazamiento en núcleos de otras estructuras arrecifales en Alberta.

(c) Reversibilidad de la saturación.

La aprobación de la AERCB para el desplazamiento miscible secundario, estipulaba que el contacto agua-aceite fuera elevado y mantenido a una profundidad de 1207 metros (3960 pies) bajo el nivel del mar para enero de 1974. En 1973 se requirieron gastos altos de inyección de agua para acatar la resolución de la AERCB. Sin embargo, como resultado de los gastos altos de inyección, el contacto agua-aceite se elevó a una profundidad de 1203.2 metros (3947.5 pies) bajo el nivel del mar. El contacto agua-aceite se bajó posteriormente a 1207.0 metros (3960 pies) bajo el nivel del mar a principios de 1981. Se realizó un estudio especial de análisis de núcleos para determinar el efecto de este movimiento del contacto sobre la recuperación final del yacimiento. El estudio consistió en pruebas de desaturación-saturación (imbibición-drene) a gastos muy bajos de desplazamiento. Se utilizaron varias muestras de núcleos de tramos recientes -- del pozo Corona B-8 Texaco Wizard Lake en estas pruebas.

Los núcleos utilizados fueron totalmente saturados con -- una solución de salmuera y se desplazó a través de ellos un -- aceite análogo (n-decano). Después se inyectó a los núcleos -- agua del yacimiento y se les reinyectó el aceite análogo, a la misma velocidad frontal (5 cm/día), y se midieron las saturaciones de agua posteriores. Se hicieron entonces desplazamientos miscibles en los núcleos, con volúmenes de solvente análogo -- (pentano), a 7 cm/día, y se determinó la recuperación de aceite

resultante. El procedimiento anterior simulaba la explotación de un núcleo en la parte inferior del yacimiento, el cual es barrido por agua de invasión, barrido por aceite y finalmente invadido por solvente.

Se compararon los resultados de este estudio con los de otros trabajos efectuados sobre el tema y se llegó a las siguientes conclusiones:

1. El contacto agua-aceite, al cual se le ha permitido elevarse aproximadamente 3.6 metros, puede ser desplazado hacia abajo y los espacios porosos resaturados con aceite hasta una saturación esencialmente idéntica a aquella que existía antes de la elevación del contacto.
2. El comportamiento del desplazamiento miscible hacia abajo no cambiará, con respecto a la recuperación de aceite y a la concentración de solvente en el efluente, en una zona del yacimiento que ha experimentado la elevación y el descenso del contacto agua-aceite dado que:
 - La porosidad regular está bien desarrollada y posee una buena continuidad capilar con la matriz.
 - La permeabilidad in situ es varios cientos de md mayor
 - El desplazamiento es lo suficientemente lento para permitir que prevalezca la estabilidad frontal y el equilibrio capilar."

Ya que estas condiciones se reúnen en los yacimientos Wizard Lake, se concluyó que de esta manera se puede recuperar todo el aceite residual de la zona barrida (excepto el perdido por intercalaciones).

(d) Movimiento del contacto agua-aceite.

Si no se inyecta agua al acuífero, la máxima velocidad de descenso del contacto agua-aceite será de 4.3 metros/año (14.1 pies/año). La velocidad mínima de descenso, predicha para la vida restante del yacimiento, es aproximadamente 2 metros/año (6.6 pies/año). Las pruebas de invasión-reinvasión indicaron que una velocidad de restauración menor es más efectiva para obtener reversibilidad de la saturación completa. Por consiguiente, se ha planeado descender el contacto agua-aceite, para la extensión terciaria del desplazamiento miscible, a una velocidad mínima de 2 metros/año (6.6 pies/año), la cual está muy por debajo de la velocidad crítica para el desplazamiento estable del solvente de 280 metros/año (920 pies/año).

Diseño del colchón de solvente para la extensión terciaria.

(a) Composición del solvente.

Se realizaron pruebas de desplazamiento en tubos delgados y análisis en celdas pVT de ventana, para determinar el comportamiento de fase y los aspectos de miscibilidad del solvente del desplazamiento miscible secundario y también las adiciones propuestas al solvente para la extensión terciaria. Se combinaron los resultados de éstas y de las pruebas previas de miscibilidad, para obtener una correlación miscible de solventes de hidrocarburos para el yacimiento Wizard Lake. La correlación se presenta en la figura 12. El uso de la correlación permite que se hagan cambios pequeños en la composición del solvente y que se evalúe, sin recurrir a pruebas de laboratorio detalladas. La AERCB aprobó una composición del colchón de solvente no menor del 76.5% de etano y componentes más pesados. Esto dará como resultado un banco de solvente el cual es miscible, al primer contacto, con el aceite crudo de Wizard Lake, a la presión de operación mínima de 2100 lb/pg².

(b) Tamaño del colchón.

Se hizo un trabajo extenso para diseñar los tamaños del colchón miscible secundario y terciario. El criterio de diseño básico fue que el colchón de solvente permaneciera estable durante toda la vida del desplazamiento y mantuviera una alta eficiencia de barrido. Los años finales del desplazamiento serán los más críticos, ya que el solvente se moverá a través de la porción inferior del arrecife que tiene una mayor extensión en área en relación con la porción superior. Para asegurar que el colchón de solvente mantenga su integridad, durante toda la vida del desplazamiento, se puso mayor énfasis en desarrollar una correlación segura del volumen poroso con la profundidad. Otros factores que también se consideraron, cuando se planeó el tamaño del colchón, fueron: porosidad no efectiva, variaciones área-porosidad, variaciones en densidad, y los programas de inyección y producción.

El colchón miscible secundario se diseñó para ser desplazado hacia abajo hasta una profundidad de 1205.5 metros (3955 pies) bajo el nivel del mar. Para lograr ésto, se requirió un colchón del tamaño de 26.9×10^6 bl a c.y. Esto representa algo así como el 7.5% del volumen poroso con hidrocarburos sometido al desplazamiento con solvente.

Se hará necesario aumentar el tamaño del colchón de solvente en la extensión terciaria, por la magnitud mucho mayor de área en la porción inferior del arrecife invadida de agua. Para asegurar la estabilidad y mantener la excelente eficiencia de barrido histórica, se inyectará un colchón miscible acumulativo de 38.4 MM bl a c.y., o aproximadamente el 7.5% del volumen poroso con hidrocarburos sujeto al desplazamiento por solvente. El colchón será desplazado hacia abajo, misciblemente, hasta una

profundidad de 1228.1 metros (4029.2 pies) bajo el nivel del mar, considerando 1.5 metros (4.9 pies) de pérdidas por intercalaciones. La inyección acumulativa de solvente, en enero de 1984, fue de 29.56 MM bl a c.y., o sea 77% del volumen acumulado necesario de solvente.

(c) Distribución del solvente.

La eficiencia probada de barrido del colchón de solvente secundario y mediciones amplias del contacto indican que el solvente se ha extendido para formar una capa uniforme. Estudios de simulación de yacimientos han deducido que el solvente continuará esparciéndose hasta la orilla del arrecife, mientras se baja el contacto agua-aceite.

Reservas.

El aceite original in situ para el yacimiento Wizard Lake, calculado por la ecuación de balance de materia (EBM), es de 390.3 MM bl a c.s. La recuperación primaria se estima de 66% del aceite original in situ o sea de 257.6 MM bl a c.s. Las reservas atribuidas al desplazamiento miscible secundario, basados en 4.9 pies de pérdidas por intercalaciones, son de 346 MM bl a c.s. o sea 88.6% del aceite original in situ.

El aceite disponible para la recuperación por desplazamiento miscible terciario depende de la saturación residual de aceite en la zona barrida por agua y de las pérdidas efectivas por intercalaciones. En base a la saturación residual de aceite del 30% y en una pérdida efectiva por intercalaciones de 4.9 pies, el aceite disponible in situ para la recuperación es de 31.04 MM de bl a c.s. La eficiencia volumétrica estimada para el área principal del arrecife, que tiene 16 hectáreas (40 acres) de espaciamiento entre pozos, permanecerá aproximadamente en 98%. La eficiencia volumétrica en los flancos del arrecife, que será desarrollada con 160 acres de espaciamiento entre pozos, será ligeramente menor y se estima que sea del 80%. En base a estos factores de eficiencia, se calcula que el aceite recuperable incremental terciario es de 28.5 MM bl a c.s. o sea 95.95% de aceite original in situ.

Estrategia de operación.

(a) Fluidos de inyección-Requerimientos y Disponibilidad.

El solvente requerido para la extensión terciaria está programado para ser inyectado en septiembre 1 de 1988. El programa de inyección exacto será determinado por la composición y disponibilidad del producto. La inyección hasta el 1° de septiembre de 1984 será principalmente propano, diluido con metano, y promediará 785 m³/día (4950 bl/día). La inyección consistirá en un solvente base etano comenzando en septiembre de 1984 y continuando

do hasta que el banco de solvente esté colocado. El etano será enriquecido con propano para lograr las características requeridas de miscibilidad y será obtenido de instalaciones nuevas de licuefacción de etano en la planta de fraccionamiento Bonnie -- Glen. El propano será suministrado en la planta de fraccionamiento de Bonnie Glen y de la planta adyacente a Bonnie Glen. - El solvente base etano incluirá 794 m³/día (5000 bl/día) de etano líquido enriquecido con 168 m³/día (1060 bl/día) de propano.

Los requerimientos de gas residual para la extensión terciaria, continuarán siendo proporcionados por la planta de fraccionamiento Bonnie Glen y de otras fuentes internas y externas según se requiera. El gas residual se inyecta al casquete de -- gas para ayudar a mantener la presión del yacimiento por arriba de la presión de operación mínima. Los gastos de inyección del gas desplazante promediaron 1.58 MMm³/día (56 MM de pie³/día a c.s.*) en 1983, y se incrementarán a un máximo de 1.865 x 10⁶ m³/día (66 MM pie³/día a c.s.) en 1987.

Los requerimientos de inyección de agua serán menores para la extensión terciaria, comparados con el desplazamiento miscible secundario, ya que se permitirá que el contacto agua-aceite descienda a una velocidad controlada. Se continuará obteniendo el agua para inyección, por las instalaciones actuales, del río Saskatchewan, localizado aproximadamente 21 kilómetros (13 millas) al Norte de Wizard Lake.

(b) Principales Instalaciones de Equipo.

Las instalaciones de licuefacción del etano en la planta de fraccionamiento Bennie Glen se programaron terminar en septiembre de 1984. Estas instalaciones permitirán el uso de etano gaseoso disponible de la planta como una fuente de solvente líquido. Los volúmenes de inyección requeridos serán transportados por una línea existente de inyección de solvente de 4.5 pulgadas de diámetro exterior entre la planta Bonnie Glen y Wizard Lake. La planta Bonnie Glen se localiza aproximadamente a 11 kilómetros al Sur del yacimiento Wizard Lake.

(c) Reparaciones de pozos y planes de perforación futura.

Muchos de los pozos en el yacimiento Wizard Lake D-3A están perforados actualmente a profundidades en el rango de 1207 a 1220 metros (3960.0 a 4002.6 pies) bajo el nivel del mar. Para efectuar la extensión terciaria, estos pozos deben ser profundizados por debajo de la profundidad original del contacto agua-aceite de 1229.6 metros (4034 pies) bajo el nivel del mar. Se han terminado nueve de las 34 reparaciones previstas en - - abril de 1984.

Se ha planeado perforar siete nuevos pozos en los flancos del arrecife, comenzando en 1986 (figura 4). Estos pozos se requieren para maximizar la recuperación en la zona invadida de agua del yacimiento.

Métodos de Observación

(a) Presión de yacimiento

Es necesario que la presión del yacimiento sea mantenida arriba de la presión de operación mínima de 2100 lb/pg² para -- asegurar que se logra la miscibilidad. La presión del yacimiento es registrada tomando registros subsuperficiales de presión en pozos múltiples, 4 veces al año.

(b) Movimiento del contacto

El contacto gas-solvente, solvente-aceite y agua-aceite se verifican con registros de producción. Estos registros se corren un mínimo de tres veces al año en por lo menos tres pozos. Los valores obtenidos de los registros de los contactos se utilizan para asegurarse que el colchón de solvente mantiene su integridad, que el gasto de inyección de agua es suficiente para contra rrestar la entrada natural de agua al yacimiento. Estas revisiones amplias se requieren para controlar adecuadamente el movimiento del contacto agua-aceite.

(c) Composición de los fluidos inyectados

La composición y el volumen del banco de solvente son claves para el éxito del desplazamiento miscible y por lo tanto re quieren de una cuidadosa observación. El gas residual y el gas li cuido requeridos para la inyección del solvente se obtienen de varias fuentes. La composición y el volumen de las corrientes individuales varían y por lo tanto se toman muestras de cada fuente por lo menos una vez por mes. Estas muestras, junto con los volúmenes medidos, se usan para calcular la composición del solvente y la producción del yacimiento. En la Tabla 2 se -- presenta una muestra de los resultados de estos cálculos.

Las muestras de cada fuente de gas inyectado como desplazante también se toman por lo menos una vez al mes. Los análisis de estas muestras, junto con los volúmenes medidos, se requieren para calcular la relación de inyección-extracción.

(d) Relación de Inyección-Extracción.

Esta relación se calcula mensualmente, utilizando los datos de inyección y de producción y una determinación de la entrada de agua por balance de materia. La relación es crítica pa ra la operación del desplazamiento miscible y se requiere para asegurar que la presión de operación mínima se mantenga, especialmente en los periodos entre los registros de presión. En la Tabla 3 se presenta un ejemplo de los cálculos de la relación inyección-extracción.

(e) Conificación del solvente.

La probabilidad de conificación aumenta a medida que progresa el desplazamiento miscible. En 1980 se inició un programa para analizar el contenido de propano y butano del gas en solución. Cualquier aumento en el contenido de propano y/o butano, -- por arriba de un valor de referencia, implica que en el pozo hay conificación del solvente. Si en un pozo se determina que hay conificación del solvente, se programa una reparación para recificar la situación. Cuando es necesario se toman muestras de aceite y se analizan, para ayudar a la cuantificación de la conificación del solvente.

Conclusiones:

1. El comportamiento histórico del yacimiento Wizard Lake ha probado que los desplazamientos miscibles, en esta región, han sido exitosos en la recuperación significativa de más aceite del que sería posible por explotación primaria o desplazamiento por agua.
2. El descenso del contacto agua-aceite a su profundidad original y el desplazamiento miscible de la zona reinvasada es posible técnicamente.
3. El tamaño de colchón de solvente acumulado de 38.4 MM bl a c.y. con una concentración de etano y mas pesados mínima del 76.5%, se requerirá para desplazar misciblemente al aceite del yacimiento hasta una profundidad de 1228.1 metros (4029.2 pies) bajo el nivel del mar.
4. El desplazamiento miscible terciario recuperará un aceite adicional de $4.531 \times 10^6 \text{ m}^3$ (28.5 MM bl a c.s.) del yacimiento Wizard Lake, y elevará el factor total de recuperación a 95.95% del aceite original in situ de $62.054 \times 10^6 \text{ m}^3$ (390.3 MM bl a c.s.).

REFERENCIAS

1. "Texaco Canada Resources Ltd. Application for Tertiary Miscible Scheme Wizard Lake D-3A Pool, Alberta - - Energy Resources Conservation Board, Decision D83-24, Application 830222, (Sep. 28, 1984).
2. Hollabaugh, G.R., and Slotboom, R.A.: "A Vertical - - Permeability Study (performed on Rainbow Field, Alberta)", Soc. Pet. Eng. J. (Jun. 1972).

3. "Tertiary Extension of the Miscible Flood Scheme, Wizard Lake D-3A Pool, Texaco Canada Res. Ltd., - Febrerro, 1983.
- 4 "Special Core Analysis Study on Wizard Lake D-3A Pool, Core Laboratories, Inc., Dic. 12, 1979.
5. Mungan, N.: "Wizard Lake D-3A Pool Miscible Flood Ultimate Recovery and Overall Performance AsMayBe Affected By Raising and Lowering the Water/Oil -- Contact in the Fiel", Ene. 1981.
6. Martin, W.e., and Young, M.N.: "The Wizard Lake - D-3A Pool Miscible Flood", Paper SPE 10026 presented at the 1982 SPE International Petroleum Exhibition & Technical Symposium in Beijing China, Mar. 1982.

T A B L A 1

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y SUS FLUIDOS
YACIMIENTOS WIZARD LAKE D-3A

ACEITE ORIGINAL, 10^6 bl c.s.	390.3
POROSIDAD PROMEDIO, %	9.55
SATURACION DE AGUA, %	7.0
SATURACION DE GAS CRÍTICA, %	4.7
SATURACION DE ACEITE RESIDUAL:	
ZONAS INVADIDAS DE GAS Y DE AGUA, %	30
PERMEABILIDAD PROMEDIO PONDERADA CON EL ESPESOR	
HORIZONTAL, md	1375
VERTICAL, md	107
PROFUNDIDAD DEL NIVEL DE REFERENCIA DEL YACIMIENTO (N.R.), PIES BAJO NIVEL DEL MAR	3750
PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO AL N.R., lb/pg ²	2270
PRESION ACTUAL DEL YACIMIENTO AL N.R., lb/pg ²	2146
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO AL N.R., °F	167
PRESION DE SATURACION DEL ACEITE lb/pg ²	2131
FACTOR DE VOLUMEN ACTUAL DEL ACEITE, bl _o c.y. / bl _o c.s.	1.33
RAZON GAS DISUELTO ACEITE ACTUAL, pies ³ c.s./bl _o c.s.	716
GRADOS API	38

T A B L A 2

INYECCION ACUMULATIVA DE SOLVENTE
YACIMIENTO WIZARD LAKE D3-A

COMPOSICIONES	MEZCLA DE LPG (GAS LICUADO)	GAS DE LA PLANTA DE ETIANG BU- NNIE GLEN	GAS RESIDUAL DE LA PLANTA DE GAS BONNIE GLEN	GAS DISUELTO DE WIZARD LAKE	GAS DISUELTO DE BONNIE GLEN	GAS CPR C-2 DE BONNIE GLEN	SOLVENTE
N2	.00125	.00095	.02473	.02948	.01359	.03831	.00860
C1	.02359	.12540	.71399	.61643	.60013	.75117	.25074
C2	.09144	.48489	.21293	.19619	.21723	.12795	.18656
C3	.43528	.34089	.04742	.11250	.10853	.04771	.30292
1-C4	.11991	.02197	.00047	.01131	.01508	.00665	.06839
N-C4	.28891	.02624	.00043	.02548	.03113	.01433	.16039
C5+	.03962	.00006	.00006	.00866	.01434	.01391	.02247
INYECCION ACUMULATIVA	15207.2 M blo	5889.7 ³ MM pies ³	8074.9 ³ MM pies ³	2742.4 ³ MM pies ³	23732.3 ³ MM pies ³	267.0 ³ MM pies ³	29562.6 M bl c.y.
DENSIDAD			25.33 ³ lb/pie ³				
PESO MOLECULAR			38.15				
TEMPERATURA CRITICA			184.06 °F				

T A B L A 3

RESUMEN DE LAS EXTRACCIONES Y LAS INYECCIONES,
YACIMIENTOS WIZARD LAKE D-3A

1983	P R O D U C C I O N				I N Y E C C I O N D E G A S				I N Y E C C I O N (O T R O S)				Relación vaciamien- to reem- plazamien- to.	
	Presión lb/pg ²	Aceite bl	Gas 10 ³ pies ³	Agua bl	Extrac- ción to- tal bl c.y.	Gas resi- dua de - la planta Bonnie -- Glen 10 ³ pies ³ c.s.	Gas di- suelto de Bo- nie -- Glen 10 ³ -- pies ³ c.s.	Gas re- sidual de la - planta de cir- cula- - ción Bo- nnie -- Glen 10 ³ pies ³ c.s.	Gas impul- sor total bl a c.y.	Solven- te bl c.y.	Agua bl c.y.	Entrada de agua bl c.y.		Reemplaza- miento to- tal bl -- c.y.
Dic	2147	1,392,918	1,013,932	44,723	2,108,168	1,700,228	78,892	269,639	2,398,340	244,427	454,850	-821,467	2,276,150	1.0797

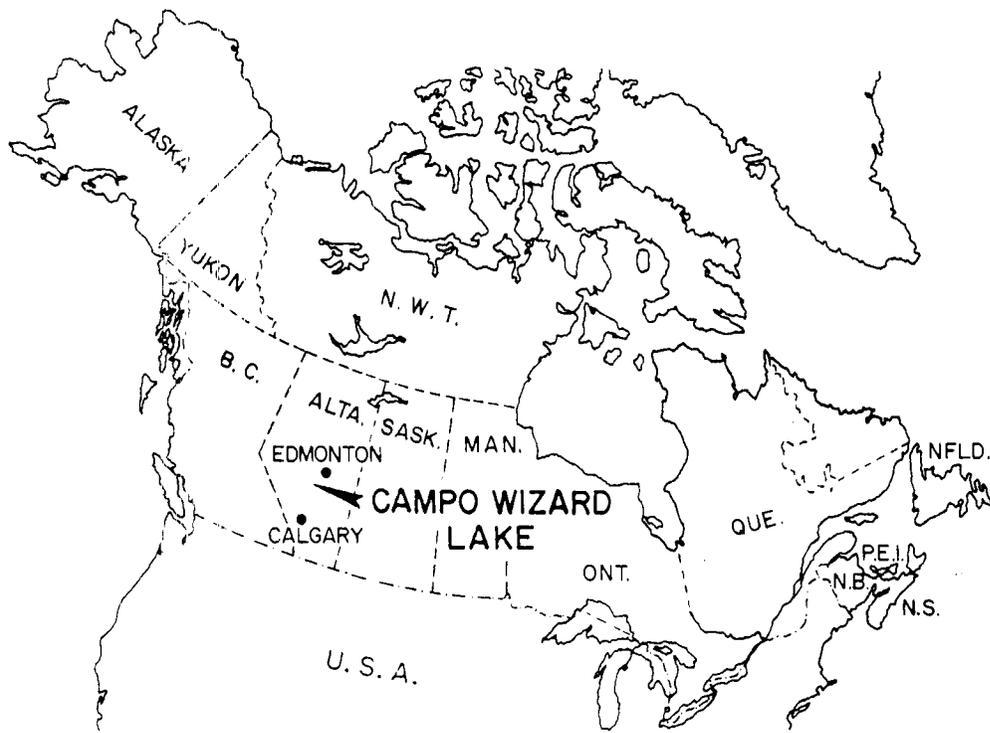


Fig 1. Mapa de localización.

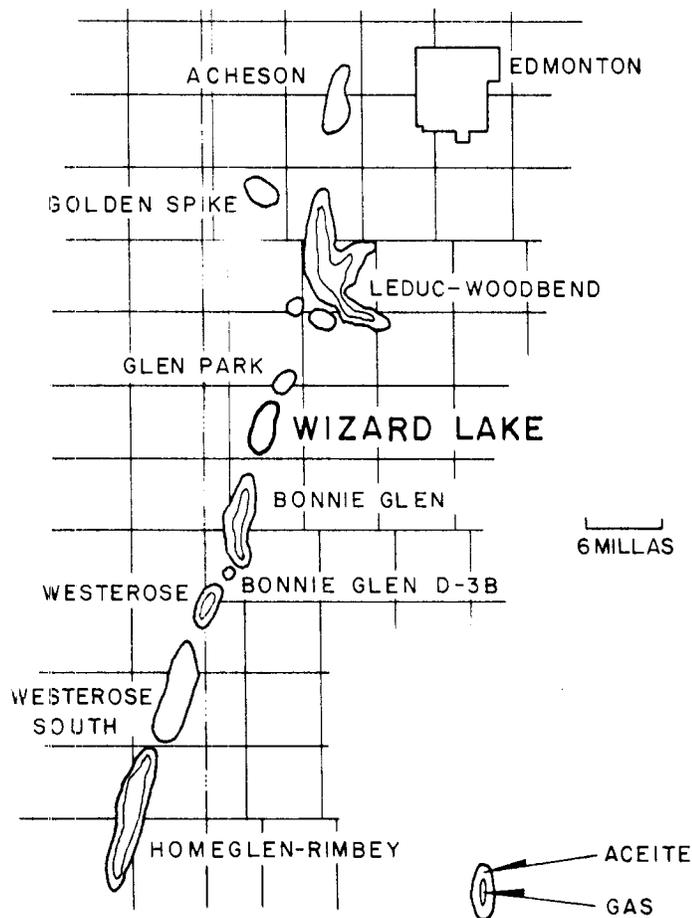


Fig 2. Yacimientos arrecifales Leduc.

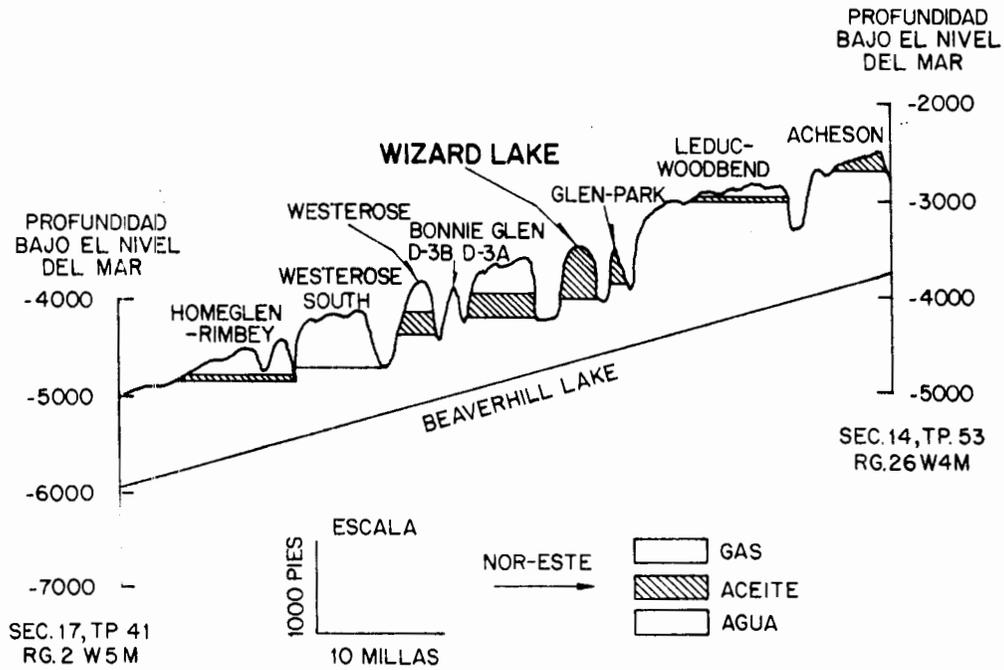


Fig 3. Perfil de la secuencia de estructuras Rimbey-Leduc-Acheson.

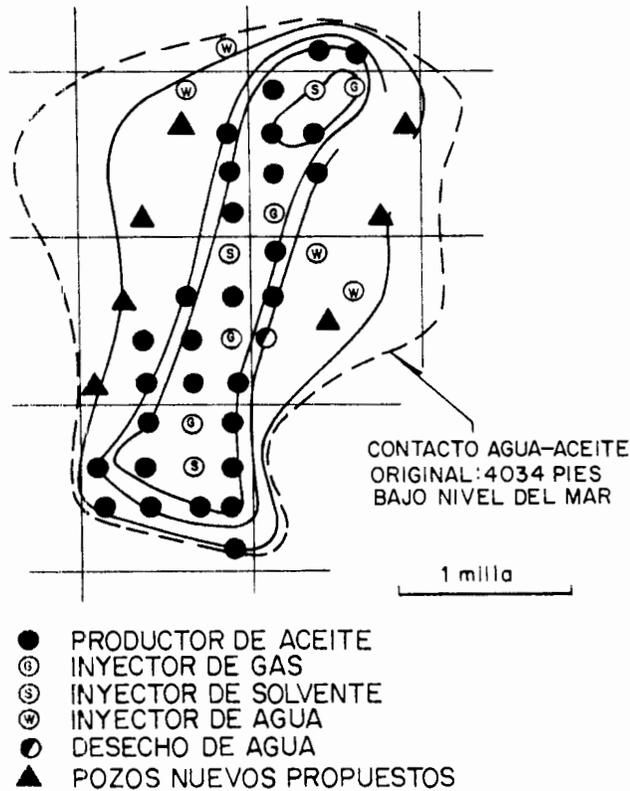


Fig 4. Mapa del contorno estructural.

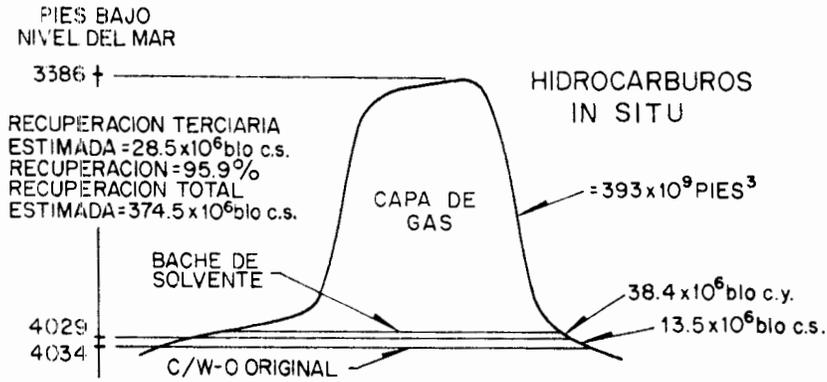
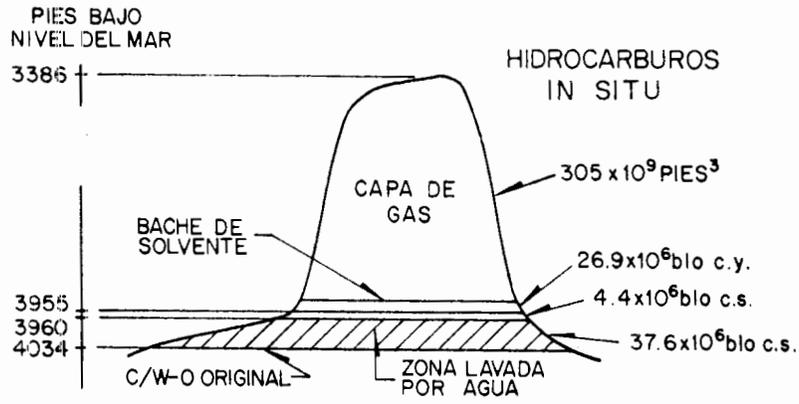


Fig 5. Comparación de recuperaciones secundarias y terciarias.

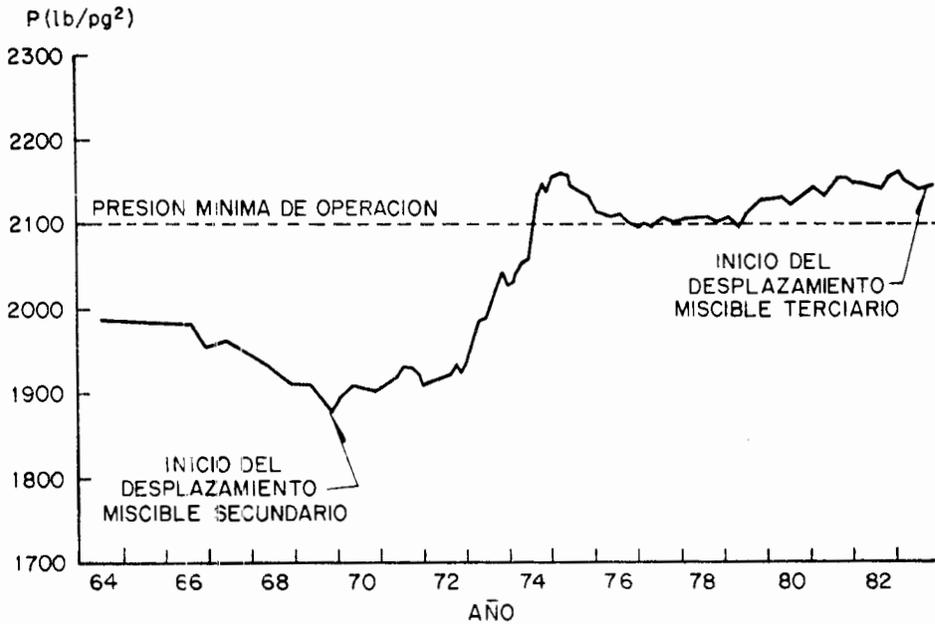


Fig 6. Historia de la presión.

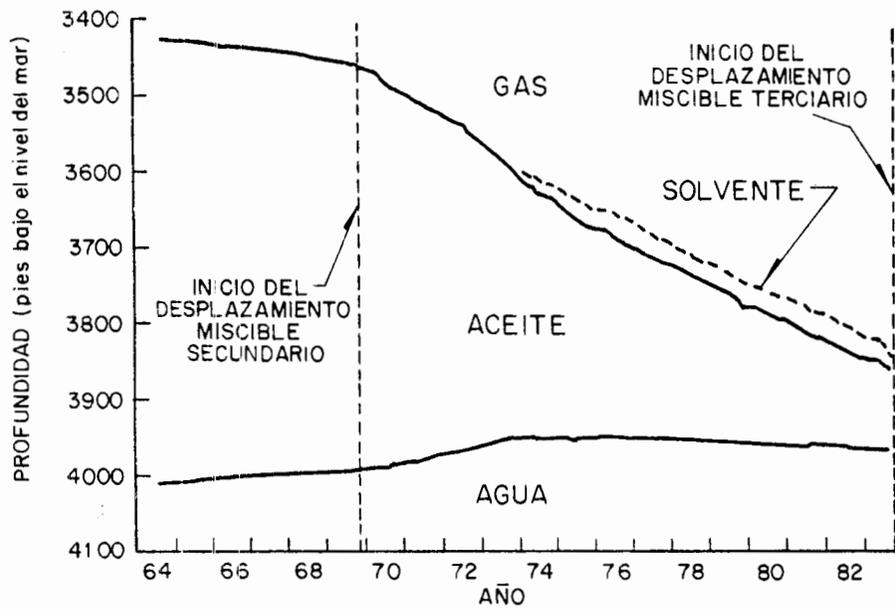


Fig 7. Movimiento de los contactos.

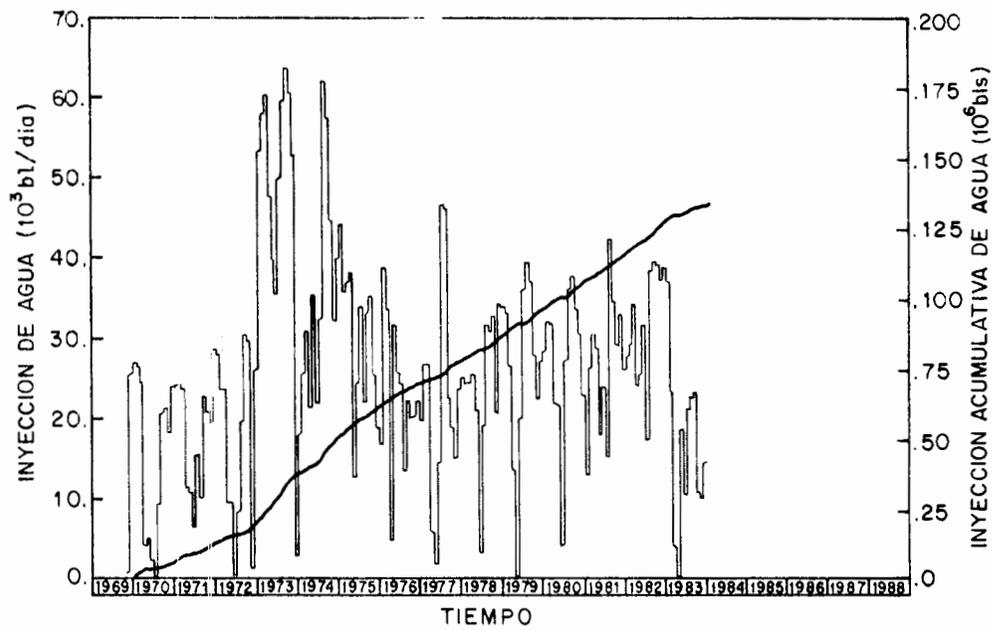


Fig 8. Historia de la inyección de agua.

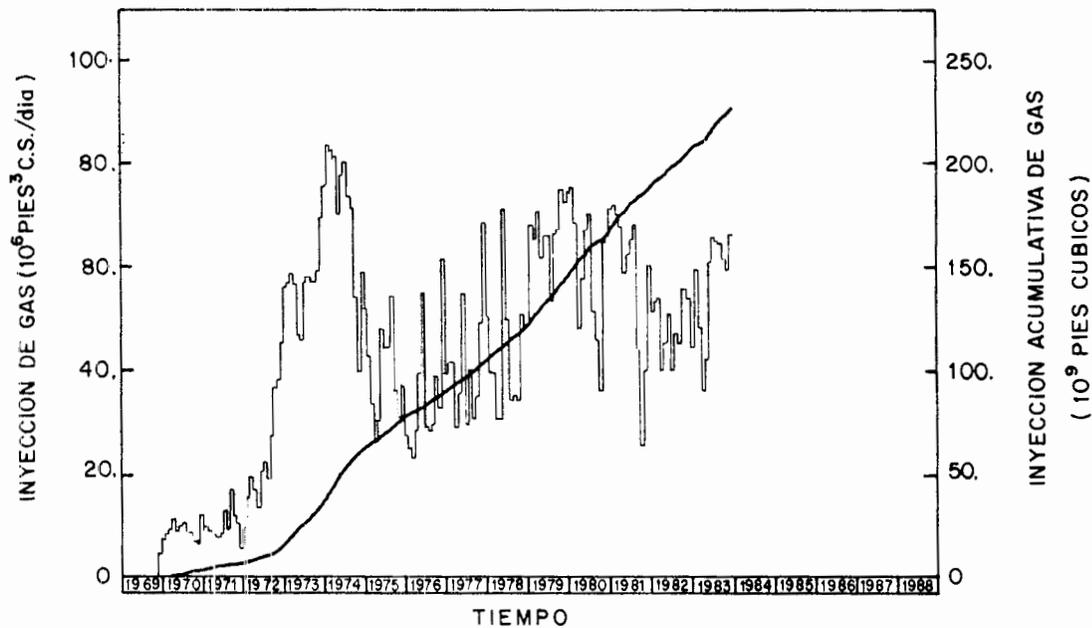


Fig 9. Historia de la inyección del gas impulsor del solvente.

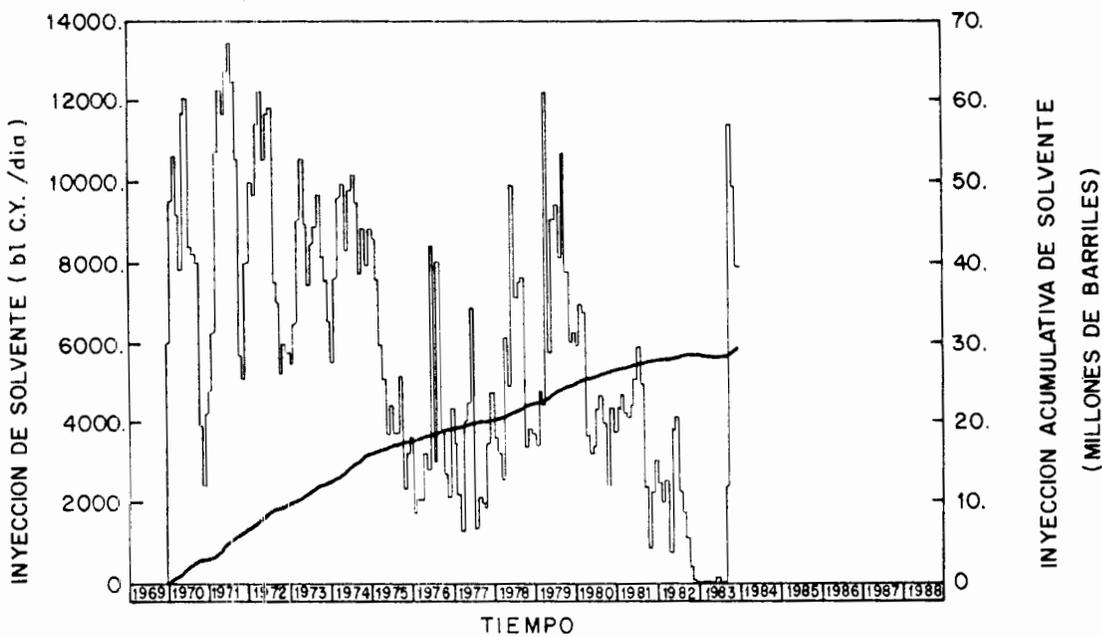


Fig 10. Historia de la inyección de solvente.

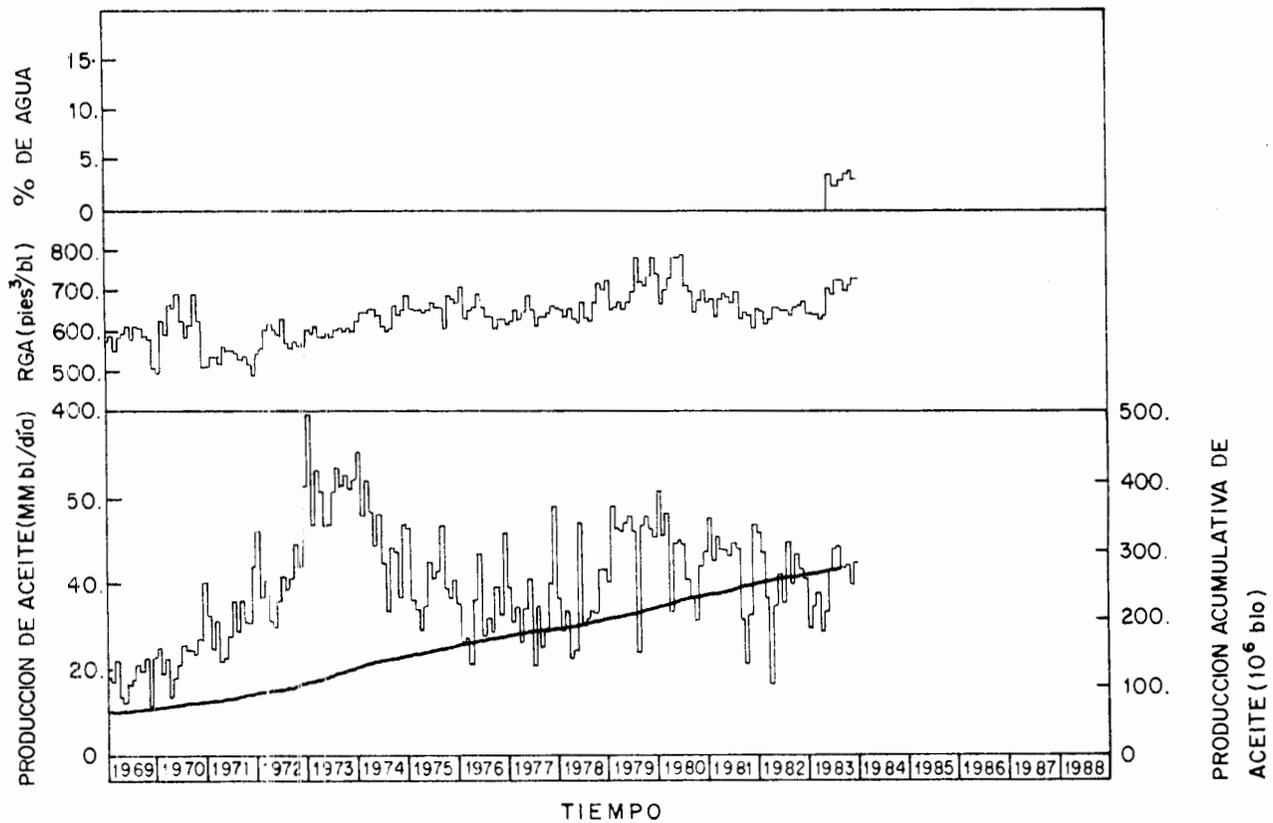


Fig 11. Historia de producción.

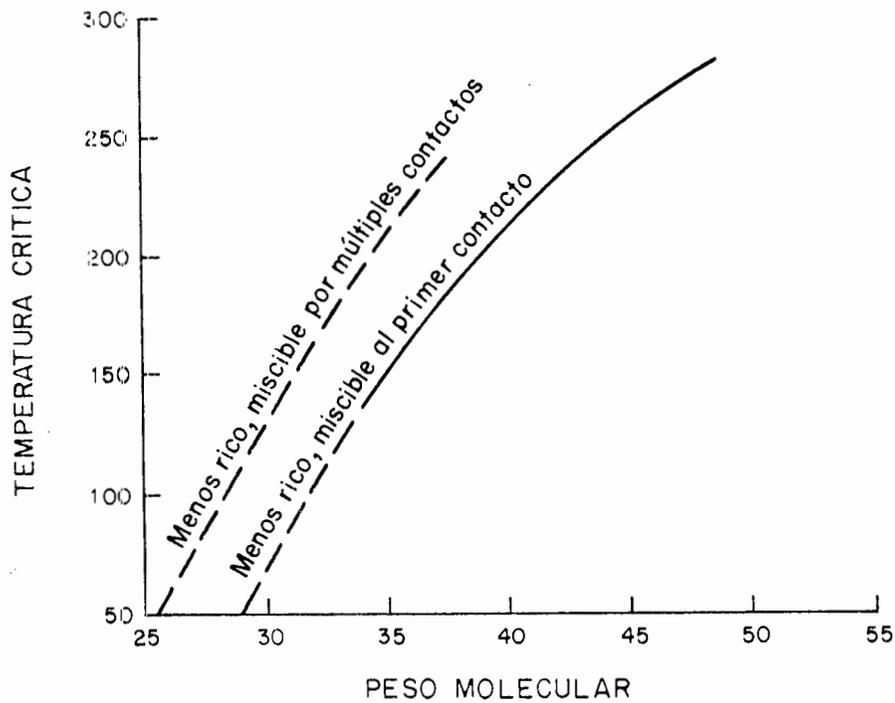


Fig 12. Correlación del solvente.

INCREMENTO DE 70 MILLONES DE BARRILES, EN LA RECUPERACION, MEDIANTE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE VERTICAL.

G.J. Willomon, División Reservoir Engineer. Imperial Oil Ltd., Edmonton, Alberta, Canadá.

Artículo traducido en revista World Oil, de enero de 1966, por Alfonso Corona Becerra y Francisco Garaicochea P.

Un banco de solvente se está desplazando desde la parte superior al fondo del yacimiento Golden Spike, que tiene una área de 1400 acres y un espesor de 500 pies. La recuperación final puede exceder 300 millones de barriles, o sea el 95% del volumen original de aceite.*

RESUMEN:

La compañía Imperial Oil Ltd. ha iniciado uno de los proyectos de desplazamiento miscible más originales y potencialmente renumerador de la industria, en el Campo Golden Spike D-3 de -- Alberta, Canadá. Este yacimiento picudo, arrecifal, de 1400 acres, tiene 500 pies de zona de aceite y un casquete secundario de gas de 100 pies.

La Cía. Imperial está colocando horizontalmente un banco de solvente a través del yacimiento, sobre el contacto gas-aceite existente. Cuando esté colocado en su lugar, el banco será desplazado verticalmente hacia abajo, a través del yacimiento, mediante la inyección de gas seco dentro del casquete de gas. La relativamente baja velocidad de desplazamiento de solvente, hacia la base del yacimiento, y las favorables diferencias de densidades entre el gas de inyección, el solvente y el aceite, resultará en un desplazamiento virtualmente total del aceite. La recuperación final del yacimiento será de alrededor de 300×10^6 barriles de aceite. Esto es el 96% del volumen original de aceite in situ, y unos 70×10^6 barriles más que no hubieran sido recuperados, si el desplazamiento

* Vea la nota que aparece al final de este artículo.

miscible no se hubiera iniciado.

Otra característica única del proyecto, es que el solvente es generado en el campo a partir del gas en solución, el cual es producido con 60 000 barriles de aceite por día. El proyecto está produciendo de 40 a 50 000 blo/día en exceso de la demanda del mercado, para obtener suficiente gas en solución y, por lo tanto, de solvente. Este exceso de aceite es resaturado con gas seco y reinyectado dentro del yacimiento.

En este artículo se discuten las razones de este proyecto original para realizar un desplazamiento miscible, y se delinearán las operaciones que se desarrollan actualmente.

El campo Golden Spike, descubierto en 1949, se encuentra ligeramente al Oeste de la cadena de arrecifes Leduc D-3, de Alberta (Figura 1). Aunque el campo cubre un área de menos de 1400 acres, sus reservas son comparables a otros yacimientos a lo largo de la cadena. En la Tabla 1 se enlistan los datos básicos del yacimiento.

La sección transversal esquemática en la Figura 2 muestra que los arrecifes D-3 se han desarrollado sobre la formación Cooking Lake, para proporcionar un espesor de varios cientos de pies. La formación Cooking Lake es un acuífero extenso y, por consiguiente, muchos yacimientos a lo largo de la cadena de arrecifes tienen fuertes empujes hidráulicos de fondo. Sin embargo, la base del arrecife Golden Spike es densa, imposibilitando la acción del mecanismo de empuje hidráulico. Por esta razón y debido a que el yacimiento no tenía un casquete original de gas, la presión del yacimiento declinó rápidamente con la producción inicial.

Proyecto de Inyección de Gas.

Para detener la declinación de la presión del yacimiento, de modo que los pozos continúen fluyendo y las pérdidas de aceite puedan ser minimizadas, se instituyó en 1953 un proyecto de inyección de gas. La inyección en la cresta del arrecife ha creado un casquete secundario de gas, el cual está desplazado el aceite hacia la parte inferior, bajo el control de la gravedad.

Los registros neutrón tomados periódicamente, en terminaciones en agujero abierto, indican que el contacto gas-aceite es horizontal y avanza uniformemente. Los cálculos muestran que si se continúa la inyección del gas, hasta el agotamiento, la recuperación final podría ser alrededor de 70% del volumen de aceite original in-situ.

Proyecto de Desplazamiento Miscible.

Después de que el proyecto de inyección de gas ha estado en operación satisfactoriamente por varios años, se investigó el proceso de desplazamiento miscible, potencialmente más eficiente. El yacimiento Golden Spike tiene una gruesa sección de aceite y cubre un área limitada; consecuentemente, el desplazamiento podría ser vertical.

Una capa de solvente, menos densa que el aceite de la formación, simplemente flotaría sobre la parte superior de la zona de aceite, si el desplazamiento fuera realizado por debajo del gasto crítico⁽¹⁾. Similarmente, el gas desplazante flotaría sobre la parte superior del solvente. Como la interdigitación viscosa sería eliminada en un esquema controlado por la gravedad, la zona de aceite sería completamente barrida por el solvente.

Los cálculos indican que para los gastos de producción proyectados, la permeabilidad mínima requerida para controlar el desplazamiento por gravedad es menor que 3 milidarcies. Ya que la permeabilidad vertical en el yacimiento Golden Spike es de alrededor de 7 mD, el desplazamiento estará abajo del "gasto crítico".

Se realizaron pruebas de desplazamiento experimental, con fluidos del yacimiento, a condiciones del yacimiento, para determinar la fracción de GLP* (etano hasta butano) requerido en el banco solvente. Estas pruebas se efectuaron en una tubería de acero inoxidable de 40 pies de longitud, de 1/4 de pg, empacada con cuentas de vidrio de malla 120-140. Estas pruebas indicaron que un bache conteniendo metano más 55% mol de GLP, sería miscible con el crudo del yacimiento a 1750 lb/pg² y a la temperatura del yacimiento de 154 °F. Aunque la correlación de Benham² indicó que se podría usar un gas más seco, se decidió usar el bache con 55% de GLP, para asegurar la miscibilidad.

Ya que en un proceso de desplazamiento miscible controlado por gravedad, no se presentará la interdigitación viscosa, el tamaño del banco de solvente requerido está gobernado por el mezclado difusional en las interfases superior e inferior del banco. El espesor de las dos zonas mezcladas se determinó con la ecuación³:

$$L = 3.62 \sqrt{DeT} \dots \quad (1)$$

Donde:

L = Longitud de la zona de mezclado (cm)

*GLP es la abreviación del gas licuado del petróleo.

D_e = Coeficiente efectivo de difusión ($\text{cm}^2/\text{día}$)

T = Tiempo disponible para el mezclado (vida del proyecto en días).

El coeficiente de difusión efectivo en el medio poroso está dado por:

$$D_e = \frac{D}{r^2} = \frac{D}{\emptyset F} \dots \quad (2)$$

Donde:

D = Coeficiente de difusión molecular ($\text{cm}^2/\text{día}$)

r = Tortuosidad de la roca

\emptyset = Porosidad

F = Factor de formación.

Los coeficientes de difusión molecular para los fluidos involucrados se estimaron en $110\text{cm}^2/\text{día}$ (solvente-gas) y $4\text{cm}^2/\text{día}$ (solvente-aceite), a partir de la ecuación de Grilloiland⁴.

El mezclado difusional de solvente y aceite sobre la vida del proyecto resultó en una zona de mezclado con un espesor de 10 pies. La zona de mezcla de solvente-gas seco tuvo un espesor de 54 pies. Ya que ambas zonas de mezcla tendrán al agotamiento una mitad de solvente, el volumen total de solvente requerido para el proyecto es igual al volumen de hidrocarburos contenido en un intervalo de 32 pies del yacimiento. Esto es 28.5 millones a condiciones de yacimiento o justamente el 7% del volumen total de hidrocarburos.

Se evaluaron varios métodos para introducir el bache de solvente dentro de la parte superior del yacimiento. Una posibilidad considerada fue el enriquecimiento del casquete de gas existente con GLP otra fue el agotamiento del casquete de gas, con inyección de agua en la base del arrecife, para mantener la presión, seguido por la inyección de solvente en la cresta. Sin embargo, estas alternativas se encontraron menos atractivas que la colocación del banco entre la zona de aceite y el casquete de gas, por inyección del solvente en el contacto gas-aceite.

Se usó un análisis matemático en dos dimensiones^{5,6}, para evaluar este método de colocación del banco y para determinar el número óptimo de pozos inyectoros. Se empleó modelo matemático de una sección transversal radial, en dos dimensiones (Figura 3) para estudiar como se acumulará el solvente alrededor del pozo inyector y como bajará para cubrir el contacto gas-aceite.

Los cálculos mostraron que la inyección de 15 000 barriles de solvente por día, a condiciones de yacimiento, a través de tres pozos, cubrirá el contacto gas-aceite en aproximadamente 2.5 años.

La fuente de solvente es la característica más sobresaliente del proyecto. El volumen de solvente requerido, de 15 000 bl/día, se recupera del gas disuelto producido con 60800 barriles de crudo por día a condiciones del tanque de almacenamiento. Este gasto de aceite es mucho mayor que el de ventas, y los 40-50000 barriles por día en exceso de la demanda normal del mercado, se regresan a la formación, después de restaurarlos con gas seco. Será necesario procesar alrededor del 50% del aceite recuperable remanente en el yacimiento en los siguientes cinco años para obtener el banco de solvente a partir del gas en solución.

Las pruebas de campo mostraron que cuando el crudo a condiciones del tanque de almacenamiento se inyectó dentro de la formación hubo la tendencia de que se taponaran los pozos inyectoros. Sin embargo, se encontró que si el crudo se inyecta a la temperatura del yacimiento, el problema de obturamiento virtualmente se eliminaba.

La figura 4 muestra esquemáticamente como se genera el banco de solvente en las instalaciones construidas en el campo. El crudo es producido a través de tres etapas de separación, con calentamiento entre la primera y la segunda etapa. El crudo producido en exceso es calentado a 175°F, restaurado con gas seco y regresado al yacimiento. Ya que la planta opera como un sistema cerrado, no se necesitan instalaciones de almacenamiento de aceite.

Los cálculos mostraron que mediante el calentamiento de la corriente de crudo entre la primera y la segunda etapa de separación, es máxima la producción de solvente. Se usa un sistema de circulación de aceite caliente para este servicio, así como para calentar el crudo inyectado. Aproximadamente se suministran 10 millones de BTU/hora entre las etapas y 16 millones de BTU/hora - a la corriente de inyección.

La corriente de gas combinada de la segunda y la tercera etapa de separación tiene un contenido de C₂ a C₄ de aproximadamente 70%. Este gas se mezcla con una parte del gas producido en la primera etapa de separación, para producir el solvente con la composición requerida para realizar desplazamiento miscible.

En la planta se manejan dos corrientes de separación de gas; una corriente de gas seco y una corriente de gas húmedo o de solvente. Dos unidades Cooper-Bessemer GMVH-8, de 1600 bhp, comprimen parte del gas producido en la primera etapa de sepa

ración, a 2000 lb/pg² absolutas.

Cuatro compresoras Cooper-Bessemer GMV-6, de 900 bhp, que se usaron previamente en el proyecto de inyección de gas, comprimen el resto del gas producido en la primera etapa de separación más el gas seco adquirido del exterior. Una parte de este gas se usa para restaurar el crudo inyectado. El gas necesario se inyecta en la cresta del arrecife, para mantener la presión y para desplazar el banco de solvente.

Los líquidos recuperados durante la compresión de ambas corrientes se dirigen a un estabilizador. Los vapores de la parte superior se inyectan dentro de la corriente de solvente, mientras que los pentanos y más pesados, obtenidos del fondo del estabilizador, se venden con la corriente de crudo.

Situación actual del proyecto.- La figura 5 muestra las localizaciones de los pozos, superimpuesta sobre un mapa estructural del yacimiento. La producción se obtiene de cinco pozos productores antiguos y el solvente dentro de otros tres pozos. El gas seco es inyectado en un sexto pozo inyector.

La inversión total para las nuevas instalaciones, incluyendo la modificación y ampliación de la planta, la perforación de dos pozos inyectores de solvente, de nuevas líneas de flujo y la reparación de pozos es aproximadamente de cuatro millones de dólares.

El proyecto fue aprobado por el Comité de Conservación de Aceite y Gas de Alberta, después de una audiencia pública en julio de 1964. La planta de inyección de gas se modificó y expandió durante el siguiente año, y las operaciones de recirculación de gas a escala total se iniciaron en junio de 1965.

Antes de que las instalaciones empezaran a funcionar, se inyectaron al yacimiento más de un millón de barriles, a condiciones del yacimiento, de GLP sobrantes. Se adicionaron a este GLP dos mil barriles de butano-butileno obtenidos de una refinería. Ya que no existen naturalmente en el yacimiento hidrocarburos no saturados, el butileno es un trazador ideal para establecer la extensión del banco de solvente, así como su distribución a partir los pozos inyectores, a través del contacto gas-aceite.

Los cálculos en dos dimensiones muestran que el contacto gas-aceite será cubierto con solvente por septiembre de 1967, tiempo en el cual toda la zona de aceite estará sometida al desplazamiento miscible. Los cálculos se confirmaron cuando el trazador butileno se detectó en un pozo de observación lo

calizado a un cuarto de milla del pozo central inyector de solvente.

NOTA:

Los estudios realizados indicaban que se recuperaría el 95% del aceite inicial mediante la inyección de un banco de solvente igual al 7% del volumen de aceite inicial. Posteriormente se comprobó que el desplazamiento no ocurría como se planeó, debido a la presencia de una zona densa impermeable no identificada con anterioridad. La experiencia obtenida en este caso resalta la importancia de obtener una descripción detallada del yacimiento. La recuperación final estimada es de 67%, ya que la presencia de las barreras redujo considerablemente la eficiencia del barrido. Sin embargo, se seleccionó este artículo, para su traducción y difusión, porque muestra la forma en que se practica el desplazamiento miscible vertical en otros yacimientos.

TABLA 1. Datos básicos del Yacimiento Golden Spike
D-3 "A".

Porosidad promedio (%)	8.8
Permeabilidad horizontal (md)	300
Permeabilidad vertical (md)	7
Saturación de agua congénita (% del volumen poroso)	12
Espesor promedio de zona de aceite (pies)	480
Espesor máximo de zona de aceite (pies)	624
Presión inicial del yacimiento (lb/pg ²)	2093
Factor de encogimiento a la presión inicial (b _{l0} a cs / b _{l0} a cy)	0.8
Gas en solución a la presión inicial (pies ³ gas/b _{l0} a cs)	420
Viscosidad del aceite crudo a la presión inicial (cp)	0.8
Aceite original en el yacimiento (b _l x 10 ⁶ en el tanque)	320

REFERENCIAS:

1. Lacey, J.W.: Draper, A. L.: Binder, G.G., Jr.: "Miscible Fluid Displacement in Porous Media", Trans. AIME (1958) 213, 76.
2. Benham, A.L.: Dowden, W.E.: Kunzman, W.S., "Miscible - - Fluid Displacement-Prediction of Miscibility" Journal of Petroleum Technology, October 1960, Page 229.
3. Aris, R., Proc. Royal Soc. A., 1956, Vol. 235, Page. 67.
4. Reed and Sherwood, "Properties of Gases and Liquids", Mc Graw Hill Book Co., 1958.
5. Douglas, J. J.; Peaceman, D. W.; Rechford, H. H. Jr., "A Method for Calculating Multi-Dimensional Immiscible Displacement", Trans AIME, 1959, Vol. 216, Page 297
6. Sheffield, M.; Brinkman, F.H., Jr. "Improvements of Reservoirs Studies Through Use of Two Dimensional Mathematical Analysis". Paper SPE 416, presented at 37th Annual Fall Meeting SPE (1962).

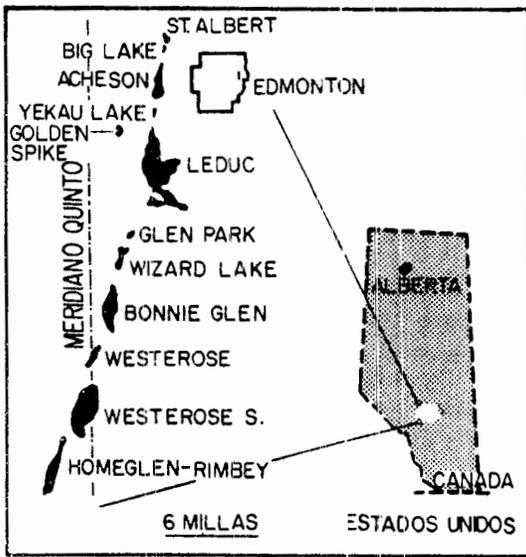


Fig 1. Localización del yacimiento Golden Spike en relación al tren arrecifal D-3

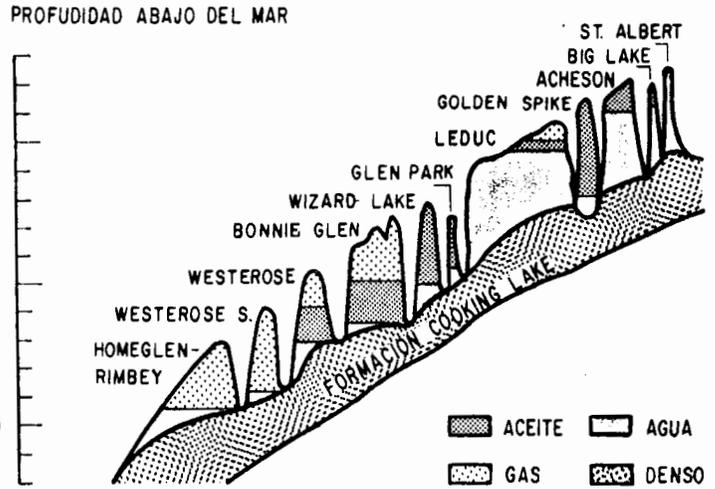


Fig 2. Sección transversal que muestra como se formaron los yacimientos del tren de arrecifes sobre la formación Cookig Lake, la cual proporciona un fuerte empuje hidráulico para la mayoría de ellos. Sin embargo el Golden Spike no es afectado, debido a su base densa.

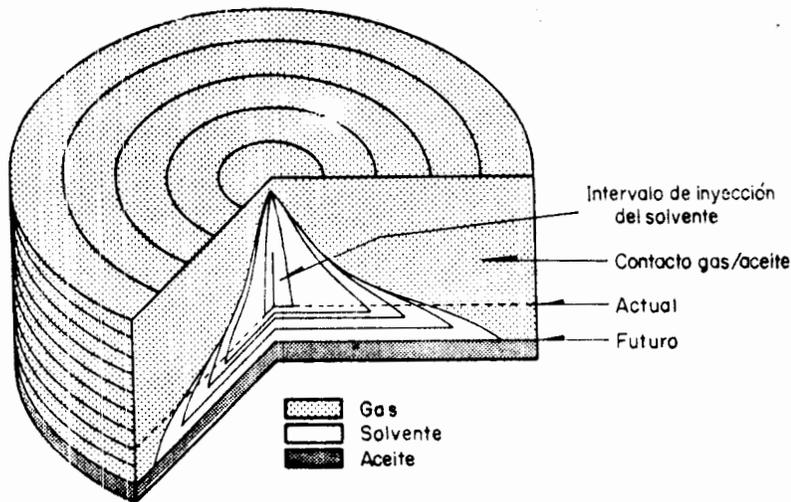


Fig 3. Modelo para cálculos en dos dimensiones usado para evaluar los métodos de colocación del banco de solvente.

El estudio mostró que el solvente se acumulará alrededor del pozo inyector y bajará para cubrir el contacto gas-aceite.

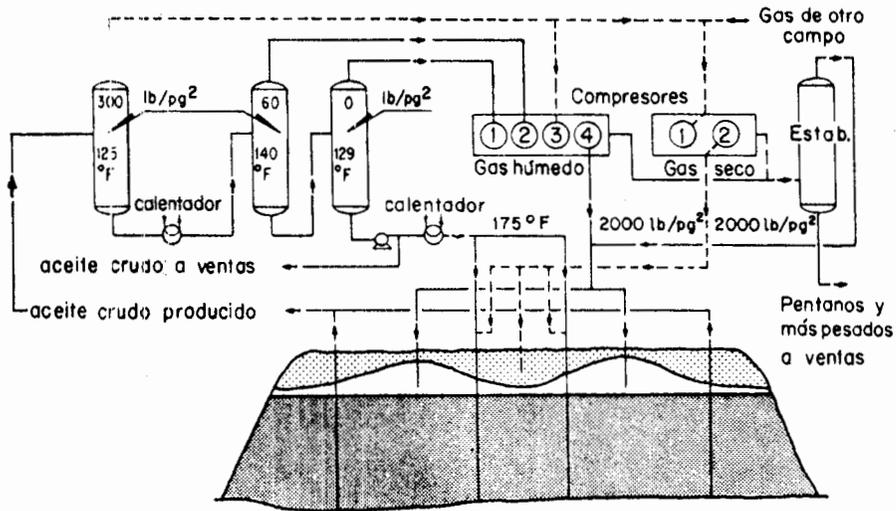


Fig 4. Disposición de las instalaciones de producción y equipo de extracción del solvente. La producción es mantenida en 40-50000 bl/día en exceso de las ventas, para que 15000 bl/día requeridos de solvente se puedan extraer del gas en solución que acompaña al crudo. El exceso de crudo es resaturado con gas seco y regresado al yacimiento.

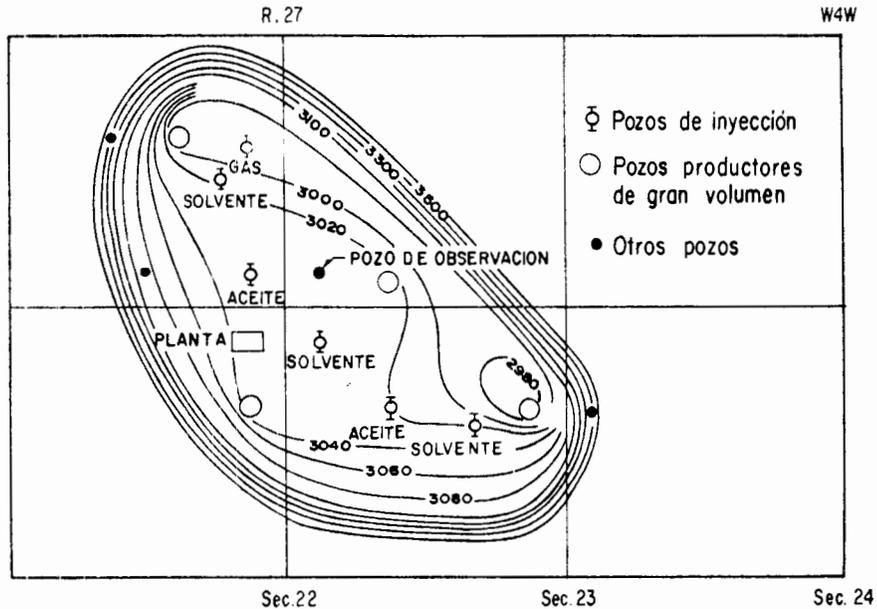


Fig 5. Localización de los pozos y la planta en relación a la estructura Golden Spike (contornos de la cima porosa). La inversión total requerida para el proyecto fue de 4 millones de dólares

ESTUDIO DE INGENIERIA SOBRE EL CAMPO HAWKINS (WOODBINE)

R.L. King, SPE-AIME, Exxon Co, U.S.A.
N.J. Lee, SPE-AIME, Exxon CO, U.S.A.

Artículo traducido de la revista J.P.T.
de febrero de 1976, por los ingenieros
Gustavo Farrera Romo, Jetzabeth Ramírez
Sabag, Tomás Vázquez Jiménez y Francisco
Garaicochea P.

INTRODUCCION. -

El campo Hawkins fue unificado el 10. de enero de 1975; - después un estudio del yacimiento mostró que un proyecto de inyección de gas podría incrementar la recuperación de aceite en 189 millones de barriles. Esta recuperación adicional se obtendría evitando la reducción de la capa de gas y reemplazando un mecanismo de desplazamiento por agua, de eficiencia moderada, por uno de alta eficiencia, como es la combinación de desplazamiento con gas y segregación gravitacional.

El comportamiento del yacimiento indicó que con el desplazamiento por gas, acompañado de segregación, se recuperaría un tercio más del aceite remanente que el que se obtendría usando desplazamiento con agua. Esta diferencia observada en la efi--ciencia de la recuperación fue verificada por modelos matemáti--cos simples, datos de núcleos y simuladores de diferencias fi--nitas.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO

El yacimiento Hawkins produjo 530 millones de barriles de aceite desde su descubrimiento en 1940 hasta 1974. Está localizado en la cuenca Woodbine de Texas y comparte un acuífero co--mún con los yacimientos East Texas, Van Neches y otros. Está localizado a 100 millas al Este de Dallas, como se muestra en la Fig. 1. El yacimiento producía 112 000 bl_o/día y tenía 510 pozos productores activos a fines de 1974.

La producción es de la formación Woodbine del Cretácico -- Superior. Esta formación está dividida en las arenas Lewisville en la parte superior y las arenas Dexter en la parte inferior.¹ Las arenas Dexter, de mayor espesor y más permeables que las -- Lewisville, contienen cerca del 80% de las reservas de aceite -- del campo.

El campo está dividido en dos secciones, por una falla -- principal, de Norte a Sur. La sección Oeste contiene cerca de -- 80% de la reserva de aceite del campo. Una propiedad especial -- del campo Hawkins es que tiene una zona de asfalto que subyace -- a la columna de aceite en la sección Oeste.

Los primeros estudios del yacimiento, indicaron que la presión del acuífero cerca del campo Hawkins había bajado al momento de su descubrimiento, por la extracción de otros campos situados en la cuenca Woodbine, principalmente del campo West Texas. Los efectos de la interferencia de presión en la cuenca Woodbine se han estudiado extensamente. Esta cuenca es un ejemplo clásico de la interferencia de presión en una área extensa

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.

El primer paso en el estudio de ingeniería de yacimientos fue la determinación de las propiedades del yacimiento.

La Fig. 2 es un registro compuesto, mostrando los cuerpos de arenas Lewisville y Dexter; que es fundamental para entender las propiedades de la roca del yacimiento. Las arenas Lewisville son lenticulares y el 70% de su espesor son lutitas. Las arenas Dexter son masivas y continuas y el 70% de su espesor son arenas limpias. La Tabla 1 muestra las propiedades promedio de ambos cuerpos de arena, obtenidos del análisis convencional de -- 85900 pies de núcleos tomados de 193 pozos del campo.

El campo Hawkins tiene cerca de 1200 pies de cierre estructural en la parte superior de la formación Woodbine. Este cierre lo generó la intrusión de un domo salino, produciendo durante su desarrollo un complejo sistema de fallas⁴. La Fig. 3 muestra la complejidad del afallamiento. A pesar de lo anterior, la mayor parte del campo tiene comunicación de presión con la capa de gas debido a la yuxtaposición a través de las fallas. El campo abarca cerca de 10 000 acres, (40, 470 m²) y tiene cerca de 1000 pies (305 m) de columna impregnada de aceite, con un echado promedio de 6°.

La densidad del aceite varía de 12 a 30°API, siendo su densidad promedio de 24.2°API. La viscosidad varía de 2 a 80 cp., con una viscosidad promedio de 3.7 c p. Su Boi fue de 1.2225 -- bl/bl y su Rsi de 370 pies³/bl.

La capa de asfalto consiste de hidrocarburos con densidad menor a 12°API y con más de 30% de asfaltenos pesados. En gene--

ral la capa de asfalto tiene 100 pies de espesor en el Sur de la sección Oeste y 50 pies en la parte Norte. Esta capa contiene saturación de agua suficiente para tener una pequeña permeabilidad al agua.

La distribución de fluidos en el campo varía en los segmentos afallados. El asfalto subyace la columna de aceite en toda la sección Oeste del campo; pero en la parte inferior del segmento oriental del campo se encuentra dispersa en forma de manchas.

Desde el descubrimiento del Campo Hawkins en 1940, unos 10 años después que el del Campo East Texas, la presión del acuífero había caído de 1985 lb/pg² a 1830 lb/pg² en la zona Oeste, en tanto que la presión del yacimiento en esa zona, no había variado en su valor original de 1985 lb/pg², unas 155 lb/pg² más que la de la presión del acuífero. La capa de asfalto aparentemente actuó como una barrera al flujo de aceite fuera del yacimiento, cuando la presión del acuífero declinó. El contacto gas-aceite, descubierto a 4075 pies bajo el nivel del mar, era común a través de la parte Oeste. Después, de iniciar la producción, la presión en esta sección declinó, estabilizándose a principios de los años sesentas, cuando el gasto de agua que entraba al yacimiento, a través de la capa de asfalto, igualó el gasto de fluidos extraído.

La Fig. 5 muestra la historia de producción de la zona Oeste. La producción de aceite llegó a 45,000 bl/día en 1943, cayendo a 20,000 bl/día a finales de los años cincuentas y ha variado de 95,000 a 100,000 bl/día desde 1942. La producción de agua ha promediado un 20% desde 1954 y la RGA tiene un promedio consistente menor a 1000 pie³/bl.

Dado que la parte Este del campo no tiene una capa de asfalto apreciable, la presión de descubrimiento fue de 1710 lb/pg² casi la misma presión del acuífero en esa área. Es por esta caída de presión que en esta parte del campo, la capa de gas se expandió antes de su descubrimiento, variando de 4115 a 4135 pies bajo el nivel del mar en las arenas Dexter. Actualmente (1972) la producción de aceite es de 18 000 bl/día, el porcentaje de agua de 10% y la RGA de 800 pie³/bl.

HISTORIA DEL COMPORTAMIENTO.

El siguiente paso en el estudio de Ingeniería del Yacimiento fue analizar el comportamiento pasado del yacimiento.

El mecanismo de desplazamiento inicial en la parte Oeste fue una combinación de empuje por gas disuelto y segregación. Más tarde el agua entró a través de la capa de asfalto y alteró el mecanismo de desplazamiento. En la parte Sur de la sección Oeste, una combinación de extracción concentrada en una área --

densamente perforada con una entrada de agua limitada, resultó en una presión 200 lb/pg² más baja que en el lado Norte, en donde, el agua invadió las arenas a través de una capa de asfalto más delgada.

Como desde el principio toda la sección Oeste estuvo comunicada con la capa de gas, el resultado de la entrada de agua selectiva ha sido empujar el aceite hacia las arenas vírgenes de la capa de gas, en la parte Norte, y desplazar la capa de gas de Norte a Sur. En 1969, la Compañía Exxon inició un programa de inyección de gas e incrementó la producción para detener la migración de aceite hacia las arenas gaseosas. Este programa fue una medida provisional para evitar la pérdida de aceite hasta que el campo pudiera ser unificado y se pudiera efectuar un programa de mantenimiento de presión a gran escala.

Desde su descubrimiento la sección Este ha experimentado un fuerte empuje por agua en las arenas Dexter. Sin embargo, la parte superior (arenas Lewisville) presenta débil empuje por agua, experimentando principalmente empuje por gas. Ambos cuerpos de arena (Dexter y Lewisville) están comunicados con la capa de gas; consecuentemente el gas migró de las arenas Dexter a las arenas Lewisville, reemplazando la extracción en estas últimas, y el aceite invadió la capa de gas de las arenas Dexter.

MODELO DEL YACIMIENTO.

Para analizar el comportamiento pasado y predecir el futuro, se desarrollaron varios modelos del yacimiento. Primero los modelos se desarrollaron para explicar el comportamiento de las dos secciones mayores del campo. Después, se usaron para predecir la eficiencia de recuperación con empuje de agua y gas. Por último, se desarrolló un modelo detallado de cada cuerpo de arena de cada bloque afallado, usando los resultados de los modelos formulados para el total de cada una de las dos secciones mayores y los de los modelos para la eficiencia de recuperación.

Cuando se habla de modelos de yacimiento, frecuentemente se piensa en simuladores de diferencias finitas multidimensionales. Sin embargo, en campos con la compleja geología del yacimiento Hawkins, simuladores de diferencias finitas con los detalles necesarios, no están disponibles a costos razonables. Por lo que se usaron procedimientos de modelación simple.

El modelo de la sección Oeste, se basó en el análisis de fluidos y del comportamiento de la presión. Los datos de producción indicaron la entrada de agua dentro de la parte Norte de esta sección y expansión del casquete de gas en el lado Sur. Los registros neutrónicos indicaron que la capa de gas se redujo en el Norte y se expandió en el Sur. A su vez los mapas de isobaras mostraron mayores presiones en el Norte y menores en el Sur, con un comportamiento de presión uniforme en el área --

central de la capa de gas.

Estos hechos sugirieron un modelo compuesto de una zona de aceite en el Norte con entrada de agua a través de una capa de asfalto y conectada por medio de una capa común de gas a -- una zona de aceite en el Sur, que presenta una entrada de agua limitada. Únicamente al gas se le permitió migrar de Norte a Sur. El modelo matemático incluyó un balance volumétrico tipo tanque con un gasto de entrada de agua proporcional a la diferencia de presión a través de la capa de asfalto. Este modelo del flujo de agua es consistente con la relación de línea recta observada entre el gasto de entrada de agua y la diferencia de presión a través de la capa de asfalto que se muestra en la -- Fig. 7. El gasto de entrada de agua mostrado en esta figura se calculó por balance volumétrico, mientras que las presiones del acuífero y del yacimiento se midieron.

La validez de este modelo simplificado de la sección Oeste se estableció en dos formas. Primero, el balance de gas se basó en la indicación de los mapas de hidrocarburos originales y actuales (a enero de 1968) que indicaron que el volumen de gas que abandonó el Norte fue esencialmente igual al volumen de gas que migró al Sur. Además se observó una excelente correlación entre el comportamiento de la presión del yacimiento medida con la obtenida usando el modelo.

El modelo de la sección Este se basó también en las observaciones del comportamiento de la presión y el movimiento de -- fluídos. Los datos de presión indicaron cambios de presión en las arenas Dexter en correspondencia directa a los cambios de presión en el acuífero y que la migración del gas de las arenas Dexter mantuvo la presión en las arenas Lewisville. Un balance de gas mostró que las arenas Lewisville ganaron tanto gas como el que perdieron las arenas Dexter hasta 1971.

Tomando en cuenta estos hechos, el modelo del segmento Este iguala la entrada de agua a las arenas Dexter con la extracción neta de la columna de hidrocarburos (incluyendo la migración a las arenas Lewisville y los cambios de volumen originados por cambios en la presión). El gasto de migración de gas se supuso proporcional a la diferencia de presión entre las arenas Lewisville y Dexter, la constante de proporcionalidad se obtuvo del análisis de la historia de producción. Las presiones del -- acuífero y de la columna de aceite en las arenas Dexter se determinaron de un modelo de la cuenca Woodbine.

MODELOS PARA LA EFICIENCIA DE RECUPERACION.

El siguiente paso en el procedimiento del modelo fue predecir la eficiencia de recuperación. Dos análisis por separado del comportamiento del campo, uno en la sección Este y otro en la Oeste, indicaron que la eficiencia de recuperación por empu-

je de la capa de gas y drene por gravedad era mayor que por empuje con agua. En las arenas Lewisville del segmento Este, la comparación del aceite original con el remanente en las zonas invadidas de gas, proporcionó una eficiencia de recuperación -- aparente de cerca del 90% del aceite original por desplazamiento del gas. Mientras que en las arenas Dexter se obtuvo una recuperación aparente cercana al 50% por desplazamiento con agua.

Estudios similares en la sección Oeste indicaron 87% de recuperación por empuje de la capa de gas con segregación gravitacional y 42% con empuje por agua. Las eficiencias de recuperación por empuje con agua anotadas anteriormente corresponden a la surgencia y se incrementarán al continuar la entrada de -- agua. Por otro lado, el drene por gravedad, que acompaña al desplazamiento por gas ha sido tan eficiente, que sólo una pequeña recuperación adicional, en áreas actualmente invadida de gas, puede esperarse.

Los datos de núcleos, confirmaron cualitativamente la eficiencia de la recuperación calculada, basándose en el comportamiento del campo. Se tomaron núcleos a presión en las zonas invadidas por gas y en las invadidas por agua, y las saturaciones de aceite residual en ambas zonas, se determinaron sin permitir la liberación del gas disuelto en el aceite. La saturación promedio de aceite residual en 17 núcleos de la zona de gas fue de 3.5%, mientras que en 35 núcleos de la zona invadida por agua -- fue del 15%. Por supuesto, aún con el núcleo a presión, los núcleos están lavados y las saturaciones de aceite residual son -- menores que las alcanzables con empuje de agua. Las menores saturaciones de aceite residual en las zonas invadidas por gas, -- indican un eficiente drene por gravedad, claramente más eficiente que el desplazamiento por empuje con agua.

Las observaciones de campo indican que el agua se desplaza por debajo de la columna de aceite viscoso y se conifica hacia los pozos productores. Por ejemplo, en un cuerpo de arena de un bloque dado, los contactos agua-aceite obtenidos de registros eléctricos son consistentemente menores que aquellos inferidos del comportamiento de producción. En contraste el flujo -- de gas por arriba y su conificación ocurre menos frecuentemente, como lo demuestra la comparación de los datos de producción con los contactos gas-aceite observados con los registros neutrónicos.

Los modelos matemáticos simples se desarrollaron para modelar rigurosamente sólo las características dominantes de los mecanismos de desplazamiento (una discusión más completa de los cálculos de la eficiencia de recuperación se proporciona en la Ref. 5). El modelo de desplazamiento con agua supone que el -- agua se desplaza completamente por debajo y su ascenso vertical ocurre cuando se extrae el aceite. Este modelo da una predicción del 39% de recuperación a la surgencia y de 62% cuando ocu

re la invasión de un volumen poroso. El modelo de desplazamiento por gas y segregación supone que el gas desplaza al aceite, como lo predice la teoría de desplazamiento de Buckley-Leverett; entonces, el aceite atrás del frente escurre verticalmente hasta la base de la arena y fluye a lo largo de la base de la arena, para juntarse con el aceite que está delante del frente. -- La recuperación predicha con este modelo es 74.4% a la surgencia y 82% a un volumen poroso de invasión (ambas con 90% de eficiencia volumétrica de desplazamiento. Las dos eficiencias de recuperación se calcularon para los mismos ritmos de producción.

Para confirmar visualmente las características dominante de los desplazamientos con agua y con gas, supuestas en los modelos matemáticos simples, se construyó un modelo del flujo en el laboratorio, a escala, para las condiciones del yacimiento Hawkins. En los experimentos de desplazamiento con agua, el flujo de agua por la parte inferior y la conificación dominaron el comportamiento del modelo.

La recuperación fue del 64% del aceite original después de que el agua había invadido un volumen poroso. En los experimentos con desplazamiento por gas, las fuerzas de gravedad estabilizaron el contacto gas-aceite a un ángulo de inclinación fijo; el gas se mueve por arriba y la conificación de éste apareció únicamente cuando el contacto se acercó a los pozos productores. -- Cuando el gas invadió un volumen poroso, el 83% del aceite original se recuperó. (El estudio con el modelo de flujo es únicamente semicualitativo, porque es imposible reproducir a escala todas las características del yacimiento en forma exacta).

Una confirmación final de la diferencia en las eficiencias de recuperación con empuje por agua y las obtenidas con empuje por gas y segregación, se obtuvo con secciones transversales de dos dimensiones, usando un simulador de diferencias finitas. La recuperación con empuje de agua fue de 59.7% y con empuje de gas y segregación de 80.2%, ambas para un volumen poroso de invasión de 0.55.

MODELO PARA CADA CUERPO DE ARENA DE CADA BLOQUE.

El modelo final incorporó los resultados de los modelos de las secciones Este y Oeste y del modelo de desplazamiento, dentro de un modelo que predijo el comportamiento individual de cada pozo y cada bloque. En el artículo "Un modelo matemático del yacimiento Hawkins Woodbine" Ref. 6, se discute este modelo en detalle.

RESULTADOS DEL ESTUDIO.

El estudio indicó que un volumen adicional de 189 millones de barriles podría recuperarse con inyección de gas en el campo --

Hawkins. Estos 189 MM bl. son adicionales al aceite que puede ser producido continuando las operaciones sin inyectar gas. Esta recuperación adicional se obtiene de la siguiente forma: 116 millones de barriles por la conversión de las áreas expuestas a empuje por agua a empuje por gas y segregación, 67 millones de barriles por evitar la pérdida de aceite causada por el encogimiento de la capa de gas y 6 millones de barriles por inyección de agua en lentes de arena con empuje por gas disuelto.

Para lograr esta recuperación adicional, el campo tendrá que ser represionado a la presión del acuífero por medio de la inyección de gas y continuar con esta inyección hasta agotarlo completamente. Puesto que no hay gas natural suficiente para llevar a cabo este gran programa de inyección se requería de una fuente alterna de gas. El programa elegido fue quemar una pequeña parte del gas producido en el separador, para obtener un incremento de 9 veces en su volumen. Después los productos de la combustión pueden limpiarse hasta dejar un gas inerte (nitrógeno con dióxido de carbono) para la inyección. Un balance de energía que compara el gas consumido en la combustión con la recuperación de aceite adicional generada con la inyección de gas, indica que un consumo de gas neto de 33 billones de pies cúbicos (total del gas quemado menos el gas adicional producido) proveniente del aceite adicional recuperado, se requerirá para recuperar los 189 millones de barriles de aceite estimados. Esto significa que se generará aproximadamente 38 veces más energía neta que la que se consumirá. No se encontraron otros combustibles que pudieran producir la cantidad del gas inerte requerido, sin necesitar combustible en exceso, altos costos en la limpieza o posibles problemas de corrosión.

ESFUERZO DE UNIFICACION.

La Compañía Exxon presentó primero el programa, a algunos propietarios con interés en el campo, en julio de 1971. Entonces había más de 300 propietarios y más de 2000 accionistas con interés en más de 300 lotes en el campo.

Los propietarios organizaron comités de unificación para completar el estudio del campo y desarrollar los planes de participación en la unificación. Este Comité de Trabajo llegó a una efectiva unificación en enero de 1975.

PLAN OPERATIVO.

El plan de operación desarrollado para el campo Hawkins, consiste en tres etapas: primero, se implantó un programa interino (iniciado en 1969) para detener la migración del aceite hacia la capa de gas; segundo, después de aprobarse la unificación el plan interino se modificó para aprovechar las ventajas de la flexibilidad de operación que se obtiene con la unificación; por último, el programa de inyección de gas inerte se propuso para iniciarse en 1977 ó 1978.

La primera etapa, o sea el programa interino, se desarrolló para detener el encogimiento de la capa de gas en la sección Oeste del campo, hasta que el campo pudiera ser unificado. Este programa consiste de tres partes: (1) La producción de aceite del campo se incrementó en 25 000 bl/día para reducir la cantidad de aceite en movimiento hacia las capas de gas. (2) 20 millones de pies cúbicos por día de gas producido se inyectaron en la sección Oeste, para mantener la presión del yacimiento con el fin de reducir la entrada de agua; y (3) se produjo más agua, en forma intencional de algunos bloques, para balancear la entrada de agua. Este programa interino fue un éxito, ya que virtualmente detuvo el encogimiento de la capa de gas hasta 1972.

En la segunda etapa, actualmente en aplicación, los objetivos son: (1) reducir la extracción neta del yacimiento para disminuir la producción de gas libre e incrementar la inyección de gas; (2) prevenir el encogimiento de la capa de gas, produciendo aceite sólo en las áreas necesarias a los ritmos necesarios. La producción de gas se restringió en lo posible; además, se continúa la inyección de gas en la sección Oeste y se ha empezado en la Este. Dentro de los planes de operación unificada, se convierten compresores adicionales para el proyecto de inyección de gas, de tal forma que será posible inyectar cerca de 40×10^6 pies cúbicos por día de gas. La reducción de las extracciones netas del yacimiento disminuirá el ritmo de entrada de agua, con lo cual ayuda a evitar la reducción de la capa de gas y se incrementa la eficiencia de recuperación por el incremento de la cantidad relativa del gas desplazante y la disminución de la cantidad relativa del agua desplazante.

La etapa final será un programa de inyección de gas inerte a gran escala, con el fin de represionar todo el campo y someterlo a un mecanismo de desplazamiento por empuje de gas y segregación gravitacional. La planta de generación del gas inerte consistirá de tres secciones para producir y comprimir el gas inerte. Se ha planeado inyectar de 100 a 120×10^6 pies cúbicos por día de gas, por 45 pozos. La inyección se hará cerca del contacto gas-aceite. Puesto que el gas inerte es más pesado que el gas del casquete, la gravedad tenderá a segregar los dos gases. Esto podrá permitir explotar el gas del casquete con mínima mezcla de gas inerte.

CONCLUSIONES.

1. El represionamiento del campo Hawkins, con inyección de gas inerte, proporcionará una recuperación adicional de aceite estimada en 189 millones de barriles.
2. Con el mecanismo combinado de desplazamiento por expansión del casquete (inyectando gas) y segregación gravitacional, se recuperará cerca de un tercio más de la recuperación posi--

ble con desplazamiento por agua.

3. La Unificación y el mantenimiento de presión, aún en yacimientos en etapa productiva madura, como el campo Hawkins, pueden proporcionar una sustancial recuperación adicional.
4. Las técnicas de modelación matemática simplificadas pueden ser de significativa ayuda en la solución de problemas de yacimientos complejos.

REFERENCIAS.

1. Hill, R.T.: "Geology and Geology of the Black Gran Praires" Texas Geologic Survey Annual Report 21, PT-7 (1901) H-292.
2. Bell, S.S. and Shepherd S.M.: "Pressure Behavior in the Woodbine Sand. Trans. AIME (1951) 192, 19-28.
3. Rumble, R.C. Spain, H.H., and Stamm, H.E.: "A Reservoir Analyzer Study of the Woodbine basin" Trans. AIME (1951) 192, 331, 340.
4. Bell, J.S. Shelby, T.H. Jr. and Wendlant, E.A.: "Hawkins Field-Wood Country, Texas," Bull, AAPG (1946).
5. Ricardson J.G. and Blackwell, P.J.: "Use of simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior" J.P.T. (sept. 1971) 1145-1154, Trans, AIME 251.
6. Lee, W.J. Henry, A.J. Frantz, P.D. Neff, H.O. and Lothec, R.E. "Mathematical Model of the Hawkins Woodbine Reservoir" Paper SPE AIME 50th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28, Oct. 1, 1975.

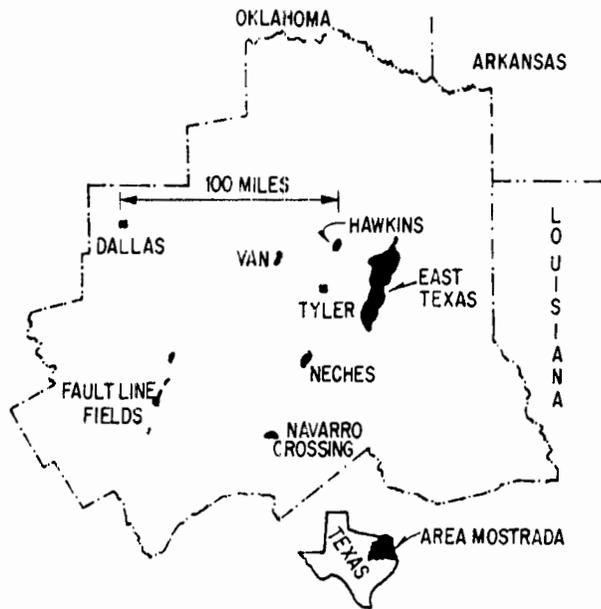


Fig 1. Mapa de localización del Campo Hawkins.

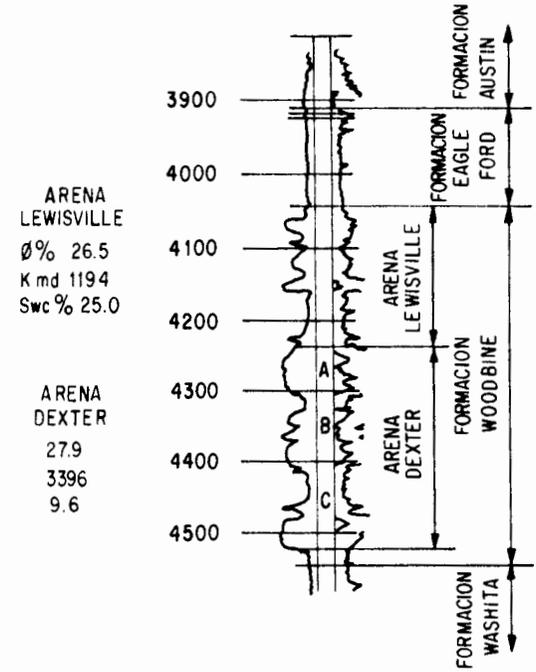


Fig 2. Registro compuesto del Campo Hawkins.

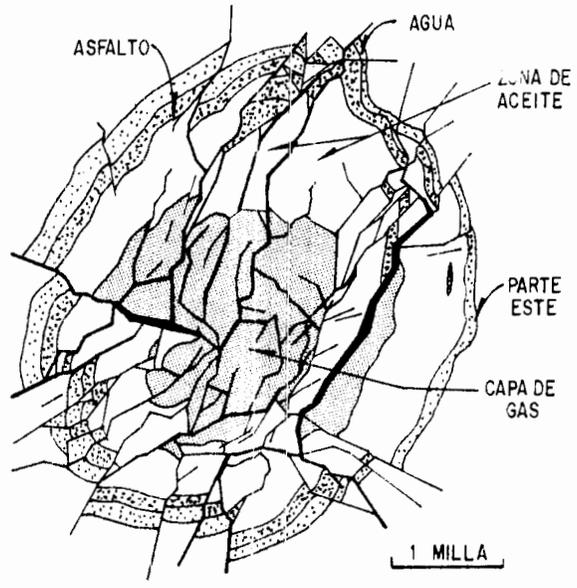


Fig 3. Mapa de fallas del Campo Hawkins.

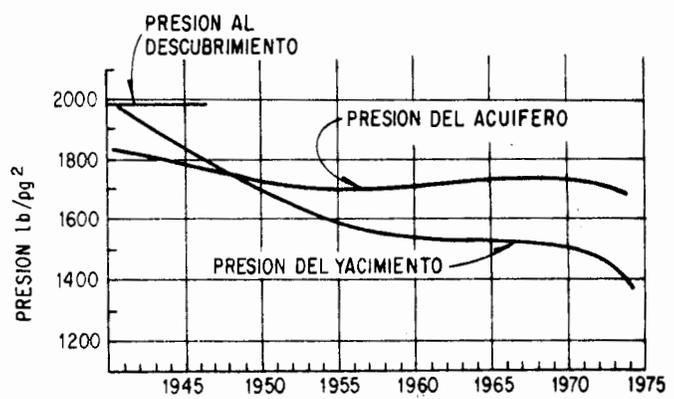


Fig 4. Presiones del acuífero y del yacimiento arena: Dexter-Campo Hawkins.

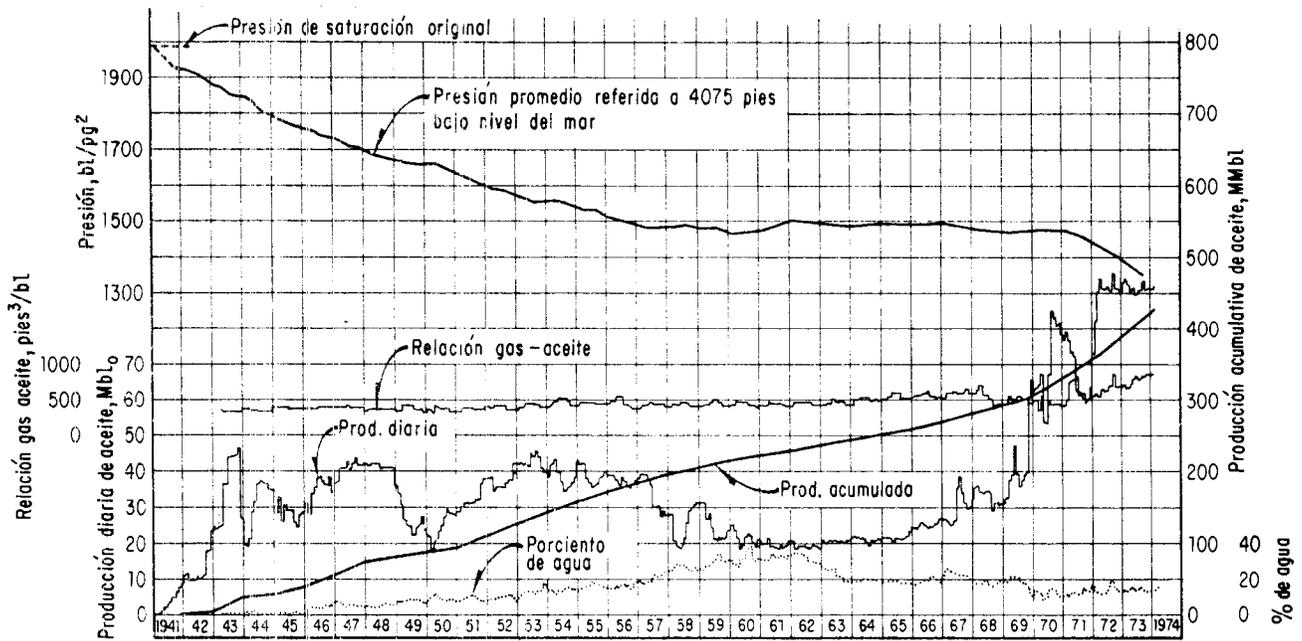


Fig 5. Datos de presión-producción, parte Oeste.

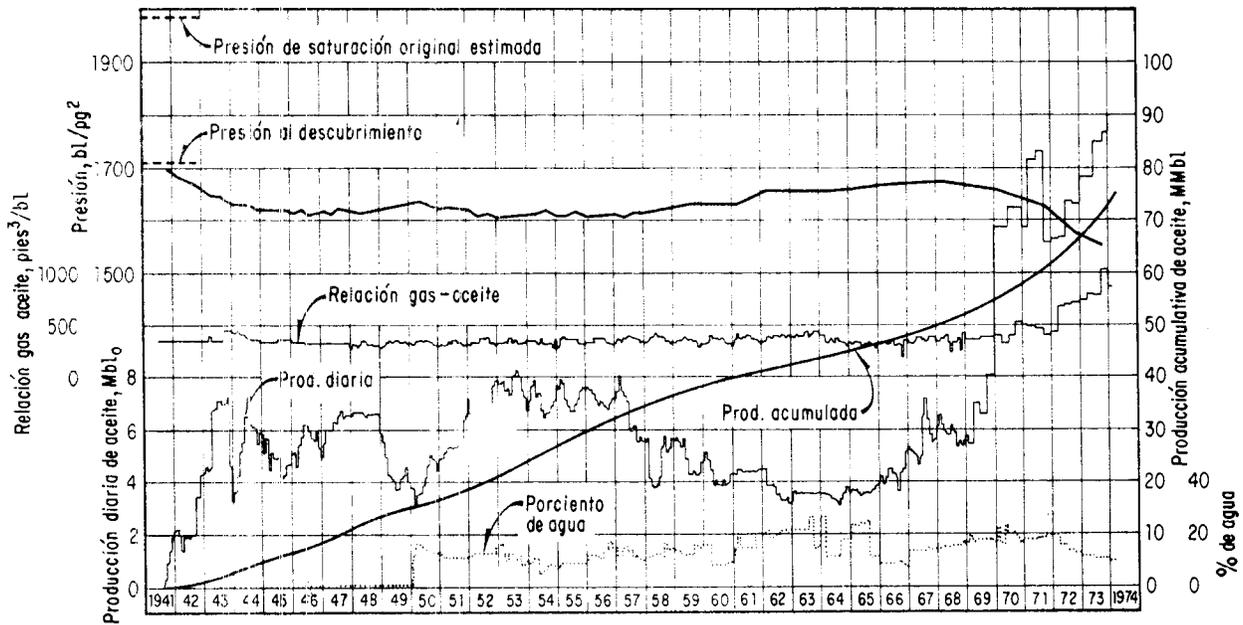


Fig 6. Datos de presión-producción, parte Este.

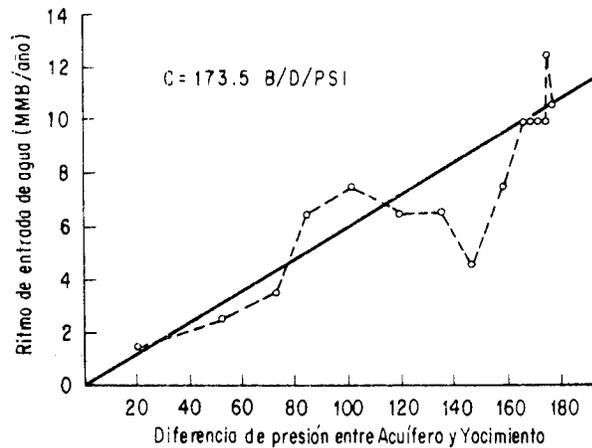


Fig 7. Comparación de la entrada de agua observada contra la obtenida con el modelo.

UN MODELO MATEMATICO DEL YACIMIENTO HAWKINS WOODBINE

W. John Lee, SPE, AIME Texas A & M.U.
A.J. Henry, SPE, AIME Continental Oil Co.
R.D. Frank, SPE, AIME Independent Petroleum
Assn of America
H.O. Neff, SPE, AIME, Consultant
R.E. Lohec, SPE, AIME, ESSO Europe.

Artículo traducido de la revista J.P.T. de diciembre de 1977, por los ingenieros Gustavo Farrera Romo, Jetzabeth Ramírez Sabag y Tomás Vázquez Jiménez, bajo la supervisión de Francisco Garaicochea P.

INTRODUCCION

Los objetivos en la fase de desarrollo del modelo, durante el estudio de ingeniería de yacimientos del campo en forma unificada, fueron estimar las reservas primarias de hidrocarburos para cada lote y para todo el campo en total, así como evaluar la posible recuperación adicional con operaciones unificadas. Además el Subcomité de Ingeniería reconoció que si se desarrollaba un modelo computarizado del campo para satisfacer estos objetivos, se tendría una herramienta que después sería de gran utilidad en la planeación de las operaciones unificadas, incluyendo la predicción de la producción, la perforación de nuevos pozos y la reparación de otros, para maximizar la recuperación y controlar mejor la explotación del yacimiento.

La necesidad de este estudio surgió cuando el Comité de propietarios interesados en el proyecto de unificación pidió al Subcomité de Ingeniería que estimara las reservas. Los propietarios creyeron que una razón aceptable para participar en la unificación del campo, podría ser la determinación de las reservas primarias de todos los lotes, más la determinación y distribución del incremento de recuperación que resultara de las operaciones unificadas.*

* Nota: En E.U. el propietario de un lote o terreno es el dueño del petróleo existente en el subsuelo. Para producir racionalmente un yacimiento que pertenece a varias personas, es necesario que éstas se pongan de acuerdo, lo que se conoce como unificación de la explotación o de las operaciones.

El Subcomité de Ingeniería reconoció que el campo Hawkins (con 45 bloques, 10 cuerpos de arena, 327 lotes y casi 500 pozos -- productores) sería difícil de modelar en detalle con un simulador de diferencias finitas convencional.

Se concluyó que un simulador tridimensional de tres fases, se necesitaría para cada uno de los 362 cuerpos de arena del campo, muchos de los cuales presentan comunicación parcial entre ellos. Por otro lado, el subcomité también reconoció que un procedimiento de modelado simplificado, probablemente no proporcionaría la información necesaria para evaluar las reservas por lote. Considerando lo anterior, el subcomité eligió desarrollar un modelaje intermedio, el cual incluyera los detalles de cada pozo y cada cuerpo de arena de cada bloque, pero evitara los cálculos detallados sobre el desplazamiento de fluidos, como sería el caso si se usara un simulador de yacimientos de diferencias finitas, tridimensional, de tres fases.

El modelo trata cada cuerpo de arena de cada bloque como un tanque con presión uniforme. Las dimensiones de cada cuerpo de arena se introducen en el modelo dando su volumen de roca en función a su profundidad. En este campo, algunas áreas producen -- por empuje de agua, otras por empuje de gas libre y algunas por empuje de gas disuelto. Unas partes del yacimiento contienen -- únicamente aceite, otras gas y aceite y algunas otras sólo gas. Para manejar esta amplia variedad de condiciones, las saturaciones de aceite residual para los distintos mecanismos de empuje, se introdujeron en el modelo, y a partir de éstas se determinaron las eficiencias de recuperación de cada mecanismo.

El modelo calcula la posición de los contactos de fluidos al final de cada año, mediar el cálculo del balance volumétrico de la entrada y salida de fluidos y usando las gráficas de volumen de roca contra profundidad (para cada cuerpo de arena).

En lo que resta de este artículo se describe el procedimiento de modelado en una forma general, haciendo tan poca referencia como es posible a cálculos especializados (uno de los desafíos del campo Hawkins) y poco empleo matemático. Este enfoque refleja la creencia de que el procedimiento de modelado aquí descrito es aplicable a yacimientos con empuje múltiple y geología -- compleja.

DESCRIPCION DEL MODELO DEL YACIMIENTO.

En esta sección, se describe el procedimiento de modelado con la ayuda de un diagrama de flujo (Fig. 1). El procedimiento básico consistió en iniciar los cálculos considerando las condiciones del yacimiento (contactos de fluidos observados), que existieron en enero de 1971, haciendo predicciones anuales de las producciones de gas, aceite y agua para cada pozo (reparando o reemplazando pozos cuando se necesitó) hasta el agotamiento de la producción de aceite y del casquete de gas y sumando la producción anual en cada lote para determinar sus reservas --

primarias. A continuación se explica cada paso del diagrama de flujo con el procedimiento de cálculo seguido en la obtención de cada uno.

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE CADA UNO DE LOS POZOS.

La capacidad de producción de aceite para cada pozo se calcula en función de 5 indicadores.

1. El índice de productividad específica del pozo (SPI)
2. El espesor neto de cada cuerpo de arena en el pozo.
3. La presión de cada cuerpo de arena
4. La relación agua-aceite producida
5. La relación gas-aceite producida

En el cálculo se incluyen las pérdidas de presión por flujo vertical en las tuberías de producción. Más específicamente, para un cuerpo de arena, la capacidad de producción de aceite se obtiene de la solución simultánea de las siguientes ecuaciones:

$$q_t = (\text{SPI}) (h_o) (\text{Pr}-\text{Pw}) (1 + \text{WOR}) \quad \text{---- } 1$$

$$\text{Pw} = c+dq_t \quad \text{---- } 2$$

donde:

q_t = gasto total de aceite y agua en superficie, en bl/día

SPI = índice de productividad específico

$$= \frac{\text{índice de productividad}}{\text{espesor neto de arena impregnado}}$$

h_o = espesor neto de arena impregnado, en pies.

Pr = presión de fondo estático en lb/pg^2

Pw = presión de fondo fluyendo lb/pg^2

WOR = relación agua-aceite, en bl/bl

La ecuación 1 se obtuvo de la solución simultánea de 3 ecuaciones.

$$q_t = q_o + q_w \quad \text{---- } 3$$

$$\text{SPI} = \frac{J}{h_o} = \frac{q_o}{(\text{Pr}-\text{Pw})h_o} \quad \text{---- } 4$$

$$\text{WOR} = \frac{q_w}{q_o} \quad \text{---- } 5$$

De la ecuación 5: $q_w = q_o$ (WOR)

Sustituyendo en 3; $q_t = q_o + q_o$ (WOR) = q_o (1+WOR) ---- 6

De la ecuación 4: $q_o = (SPI) (Pr - P_w)$ ho

Sustituyendo en la ecuación 6:

$$q_t = (SPI) (Pr - P_w) ho (1+WOR)$$

Todos los términos a la derecha de la ecuación 1, se introdujeron como datos en el modelo y se calcularon en la siguiente forma:

El SPI, se obtuvo en base a las pruebas de índice de productividad efectuadas en más de 80 pozos. Estos índices se correlacionaron con la "calidad de la arena", determinada mediante los registros eléctricos de los pozos. Esto proporcionó una forma para estimar el SPI para cada cuerpo de arena en cada uno de los pozos del campo. La calidad de la arena, como se observa en los registros eléctricos, se refiere a las características del potencial espontáneo y de la resistividad. Las arenas de mejor calidad tuvieron una deflexión, en la curva del SP, bien desarrollada, y las resistividades máximas. Las arenas de calidad media tuvieron más pobremente desarrollada la curva del SP (indicando arcillosidad) o menor resistividad, lo cual se ha encontrado como una indicación del contenido de cenizas volcánicas, en las arenas productoras del campo. Los registros en las arenas de calidad inferior, mostraron tanto arcillosidad como contenido de cenizas.

El SPI fue corregido a condiciones actuales multiplicando el SPI determinado anteriormente por la relación de la permeabilidad relativa para aceite actual a la permeabilidad relativa inicial y dividiendo por la relación de los valores actuales de viscosidad del aceite y factor de volumen de formación a valores iniciales de estas cantidades:

$$SPI_2 = SPI_1 \frac{K_{ro2}}{K_{ro1}} \frac{\mu_{01}}{\mu_{02}} \frac{B_{01}}{B_{02}}$$

Donde:

El Subíndice 1 indica valor inicial

El Subíndice 2 indica valor en el periodo de interés.

Los espesores netos de arena (obtenidos por registros eléctricos) se introdujeron al modelo para cada cuerpo de arena de cada uno de los pozos.

La presión de fondo estática, P_r , de cada cuerpo de arena de cada bloque, fue determinada por balance de materia. Las relaciones agua-aceite y gas-aceite fueron determinadas de ecuaciones empíricas, basadas en el comportamiento real del campo, las cuales relacionan la distancia de los disparos a los contactos de fluidos con las relaciones gas-aceite o agua-aceite. (Ver figuras 2 y 3). El efecto producido por los cambios en las permeabilidades relativas cerca de los pozos no se incluyó explícitamente, dado que estos cambios se incluyeron en los datos usados para la construcción de las figuras 2 y 3.

La ecuación número 2 es un ajuste de línea recta, de una relación obtenida entre la presión de fondo fluyendo y la relación agua-aceite total, ver figura 4.

Las constantes c y d dependen de la relación agua-aceite. En la ecuación 2 se considera el uso de bombeo neumático.

CALCULO DEL GASTO PERMISIBLE POR POZO.

Después de obtener la capacidad de cada pozo, se pudo calcular el gasto máximo permisible de cada pozo. Como en cualquier campo con la característica de un ritmo de eficiencia máxima, como éste, el gasto máximo para los pozos, a un tiempo cualquier, se encontró por ensaye y error.

El procedimiento fue el siguiente: Se asume un gasto máximo, - los gastos máximos permisibles de los pozos incapaces de producirlo se suman y se deducen del gasto máximo permisible total del campo; el gasto máximo permisible remanente fue dividido entre el número de pozos con gastos mayores o iguales al permisible, para determinar el gasto máximo permisible. Cuando este -- gasto máximo concuerda con el gasto máximo permisible asumido, - el procedimiento de ensaye y error se dá por terminado.

Una restricción adicional se presentó por el modelo de este campo. Ningún lote puede producir más gas del gas permitido. Esto es, el gasto de aceite máximo permisible de cada lote se multiplica por la relación gas-aceite límite, la cual, para el caso del campo Hawkins, es de 700 pies³/bl. Este gas límite redujo - el gasto máximo de aceite para aquellos lotes que producían a - una relación gas-aceite arriba de la relación límite.

En el modelo, los gastos de gas asociado producido por los pozos,* están reglamentados por la Comisión de Ferrocarriles de Texas.

OPTIMIZACION DE LA CAPACIDAD DE LOS POZOS.

Después de que el gasto permitido fue determinado, se estudió - cada uno de los pozos incapaces de producirlo, para ver si era posible mejorarlo. Si el pozo estaba produciendo por abajo de - un gasto fijado previamente (75 bl/día) era un candidato para - repararse o ser reemplazado por otro pozo. El modelo primero in - tentó reparar el pozo para que produzca de la zona con mayor sa

* Gas asociado es el gas contenido en el casquete gaseoso.

turación de aceite remanente. (Se recuerda que cada pozo penetra hasta diez cuerpos de arena). La mejor zona de aceite remanente fue aquella que tenía la mayor productividad de aceite posible, y se determinó con el SPI, el espesor de la arena productora y su presión. Si no era posible mejorar la capacidad de pozo, el modelo entonces procede a reemplazarlo con un pozo situado en una mejor posición estructural. Las propiedades (SPI, ho, Pr) del pozo de reemplazamiento se determinaron por correlación de los pozos vecinos.

CALCULO DE GASTO PERMISIBLE MEJORADO POR POZO

Una vez que la capacidad del pozo ha sido mejorada al máximo -- posible, los gastos máximos permisibles fueron recalculados para todos los pozos.

PRODUCCION

Se fijó la producción de cada pozo con una relación agua-aceite y gas-aceite apropiadas, las cuales, como se vió anteriormente, fueron determinadas por medio de correlaciones basadas en datos reales del campo (figuras 2 y 3).

PRODUCCION POR YACIMIENTO

Se calcularon las extracciones totales del yacimiento para un año. Este volumen de aceite fue la suma de las extracciones de todos los pozos durante el año y sirvió como parte de las bases para el cálculo del avance de los contactos.

Adicionalmente, se sumaron las producciones de los cuerpos de arena de los bloques que tenían comunicación de presión y que presentaban una capa de gas común, aunque cada bloque tuviera distintas posiciones de los contactos agua-aceite y gas-aceite.

Existen dos zonas principales en el campo Hawkins localizadas al Oriente y Occidente de una falla principal del campo.

La suma de las extracciones sirvieron para efectuar balances -- volumétricos, con lo que se pudo estimar la entrada de agua y la presión del yacimiento para cada año.

PRODUCCION POR LOTE

Las producciones durante el año también se sumaron para cada -- lote. Las producciones totales de aceite y gas, para todos los años de explotación, proporcionaron las bases para el cálculo -- de las reservas primarias por lote.

CALCULO DE LAS PRESIONES Y DE LAS ENTRADAS DE AGUA.

Como siguiente paso, el modelo calculó una nueva presión y la entrada total de agua para cada grupo de cuerpos de arena de -- los bloques que presentaron comunicación de presión. La técnica de cálculo involucró la ecuación de balance volumétrico -- junto con un modelo de entrada de agua similar al modelo conven--

cional Hurst-Van Everdingen.

CALCULO DE LA ENTRADA DE AGUA

La entrada de agua total calculada anteriormente fue distribuida entre cada cuerpo de arena de cada bloque. En la sección Oeste del campo Hawkins, el análisis de la historia del yacimiento mostró que un procedimiento de distribución adecuado era considerar que cada cuerpo de arena de los bloques tendría en lo futuro la misma fracción del total de la entrada de agua que había tenido en el pasado. Esta fracción fue independiente de los ritmos de extracción relativos o de las extracciones acumulativas del cuerpo de arena de cada bloque. Una barrera de asfalto, abajo de la columna de aceite del campo, sirvió como una resistencia o estrangulamiento a la entrada de agua. Las extracciones por debajo de este estrangulamiento tuvieron un efecto menor en la resistencia presentada a la entrada de agua para un cuerpo de arena dado.

En la sección Este del campo, el procedimiento de distribución de la entrada de agua fue bastante diferente. Ahí la fracción de la entrada de agua total distribuida a un cuerpo de arena dado, se relacionó directamente con la fracción del total de las extracciones de esta sección del campo.

CALCULO DE LA MIGRACION DE ACEITE

Los cuerpos de arena de los bloques presentan comunicación de presión con la capa de gas. Además, balances de aceite en los cuerpos de arena de cada bloque mostraron que el aceite migra de unos cuerpos de arena de los bloques a otros. En el modelo se calculan los volúmenes de aceite migrado entre las áreas que han experimentado migración en el pasado.

El ritmo de migración es proporcional a el área abierta a la migración entre columnas de aceite y a la diferencia de presión entre éstas. Como una medida del área transversal disponible a la migración, se usó la altura de la columna de aceite común de los cuerpos de arena en comunicación más la altura de la columna de aceite (del cuerpo de arena con el contacto de gas a aceite más alto) en contacto con la capa de gas del cuerpo de arena adyacente.

Existe una presión común en la capa de gas en toda la sección Oeste del cuerpo, y el incremento en la presión, sobre esta presión común en algún cuerpo de arena, se origina debido a la carga hidrostática de la columna de aceite. Las caídas de presión por viscosidad en la columna de aceite son pequeñas debido a las altas permeabilidades (3 a 4 darcy). Por lo tanto la ecuación de migración tiene la forma siguiente:

Gasto de migración de aceite anual=(una constante de migración)
x (altura común de la columna de aceite)
x (diferencia en los contactos gas-aceite).

La constante de migración se obtuvo del análisis de la migración pasada.

CALCULO DE LOS MOVIMIENTOS DE LOS CONTACTOS

En esta etapa de cálculo, se tiene suficiente información para determinar las nuevas posiciones de los contactos agua-aceite y gas-aceite en cada yacimiento (o sea cada cuerpo de arena de -- bloque afallado).

Se determina una nueva posición del contacto agua-aceite partiendo de: el conocimiento de la posición de este contacto en el año anterior; la entrada de agua y la producción de agua durante el año; la saturación de aceite residual en la porción de la columna de aceite invadida por agua; y de una curva de volumen poroso contra profundidad. La saturación de aceite residual se determinó independientemente del modelo y se introdujo a éste como dato.

La nueva posición del contacto gas-aceite fue determinada a partir del conocimiento de la nueva posición del contacto agua- -- -aceite, de la producción de aceite, la migración de aceite, y la saturación de aceite residual en la zona de aceite invadida por gas o de la saturación de gas atrapado en la zona de gas invadida por aceite. Estas últimas cantidades se introdujeron al modelo como datos. También se tomó en cuenta como habían decrecido la columna de aceite conforme la presión del yacimiento se abatía año con año. (La saturación de gas en equilibrio* se presentó en toda la columna de aceite en el año en que se inició la predicción, por lo que no se incluye el efecto, sobre el volumen de la columna de aceite, del incremento de esta saturación de gas). Todo el gas liberado una vez que la saturación de gas en equilibrio era alcanzada, se supuso que migra a la capa de gas.

PRODUCCION HASTA EL AGOTAMIENTO

El procedimiento de cálculo anterior fue repetido para cada -- año. Uno por uno, los cuerpos de arena de cada bloque fueron -- agotados: finalmente, el campo alcanzó el límite económico y -- la producción de los pozos cesó.

EXPLOTACION DE LAS ZONAS DE GAS.

Cuando la producción de aceite del campo alcanzó su límite económico, el modelo inició la explotación del gas del casquete de los yacimientos y continuó hasta agotarlos.

* Es la saturación de gas crítica.

MODIFICACIONES DE LAS OPERACIONES UNIFICADAS.

El estudio del comportamiento del campo Hawkins, de núcleos y otros datos, convenció al Subcomité de Ingeniería del campo que la recuperación de aceite podría incrementarse sustancialmente si el mecanismo de empuje predominante se cambiaba de desplazamiento por agua a desplazamiento por gas. Con desplazamientos por gas, un drene por gravedad altamente eficiente ocurría en el campo, proporcionando una eficiencia de recuperación de más del 80% del aceite en el lugar. Para cambiar el mecanismo de empuje, el Subcomité diseñó un proyecto de recuperación adicional, en el cual un gas inerte (producto de la combustión y deshidratación del gas natural en el aire (una mezcla de nitrógeno y Dióxido de Carbono)) podría ser inyectado al yacimiento. La presión del yacimiento podría elevarse arriba de la presión del acuífero, de tal forma que evitará la entrada futura de agua. Para realizar el proyecto de inyección anterior se requiere la unificación del campo.

Para cuantificar la recuperación adicional posible con la operación unificada, el Subcomité modificó el programa de explotación original para modelar el proyecto de inyección de gas inerte. En la alternativa que resultó económicamente óptima, era necesario inyectar 120 MM pies³/día de gas inerte en las secciones Este y Oeste del campo, hasta represionar la capa de gas a la presión del acuífero. Una vez que la capa de gas fue represionada, el modelo calculó el gasto de inyección de gas requerido para mantener la presión del casquete.

En el modelo modificado los pozos fueron perforados convenientemente para drenar cada cuerpo de arena. El modelo contempló la reparación o el cierre de los pozos que producían más del 50% de agua o más de 600 pies³/bl de relación gas-aceite. Estos límites fueron seleccionados en forma arbitraria, el criterio para seleccionarlos fué reducir al máximo las operaciones de campo. (La R original para el aceite del campo Hawkins fue de cerca de 370 pies³/bl).

La reserva total del campo con el proyecto de inyección de gas fue recalculada. La recuperación adicional se estimó en 183 MM bl. (Otros 6 MMbl adicionales se pueden recuperar por inyección de agua en algunos cuerpos lenticulares de arenas aislados, dando una recuperación adicional total con operaciones unificadas de 189 MM bl).

AJUSTES REQUERIDOS PARA VALIDAR EL COMPORTAMIENTO DEL CAMPO.

El subcomité encontró varios tipos de ajustes necesarios para que los resultados del modelo coincidieran con el comportamiento real del campo. Primero, el índice de productividad específico (SPI) de cada pozo, frecuentemente requirió ajustarse en sus valores originales de entrada, los cuales se basaron en la característica cualitativa de la calidad de la arena como aparece en los registros eléctricos de cada cuerpo arenoso del pozo. Cinco grados de arena diferentes, cada una con diferente SPI, se usa-

ron en el procedimiento del modelo. La comparación del comportamiento predicho del pozo con el real mostró que algunas veces es necesario cambiar el grado de una arena a otro (usualmente menor) para mejorar el ajuste con el comportamiento observado.

Otro ajuste frecuente es cambiar la distancia aparente en un pozo del contacto gas-aceite o agua-aceite. Una suposición implícita, usando esta técnica de modelado para un yacimiento, es que los contactos de fluidos son horizontales. Esta suposición no siempre es cierta en el campo Hawkins. Hay algunas irregularidades en el nivel de los contactos. También se encontró que era posible predecir más exactamente el comportamiento de un pozo, particularmente cuando empieza a producir agua o gas, ajustando la profundidad bajo el nivel del mar del cuerpo de arena en el pozo a la misma distancia del cuerpo de arena, en lugar del contacto promedio de fluidos del yacimiento. La profundidad real del contacto bajo el nivel del mar es irregular.

Hay dos modificaciones futuras que se puede hacer para modelar más fielmente el comportamiento del campo. Sin embargo, éstas no se hicieron en este caso. La primera es que la fracción de la entrada de agua total del campo que se asignó a cada cuerpo de arena de bloque, puede ajustarse si los cálculos del avance del contacto en una área dada se observa que son desconfiables. Una segunda modificación podría ser cambiar la constante de migración, para simular la migración de aceite entre los cuerpos de arena de bloque, si se presenta el caso de que la migración dada por el modelo no es adecuada para una área dada.

COMPARACION DE LA PREDICCIÓN DEL MODELO CON EL COMPORTAMIENTO DEL CAMPO.

La prueba final de cualquier procedimiento de modelado es la respuesta a la pregunta: ¿Qué tan bien se ajusta el modelo al comportamiento real del campo?. La prueba más directa, aplicable al modelo del campo Hawkins, es la comparación del avance de los contactos predichos en el campo con los observados. La Fig. 5, muestra la comparación del avance del contacto gas-aceite observado con el predicho, para un típico cuerpo arenoso de bloque afallado del campo. La concordancia es excelente, lo que indica que los ritmos de extracción promedio de aceite y agua, de cada uno de los pozos en ese cuerpo arenoso de este bloque, fueron modelados adecuadamente. Esta concordancia es igualmente buena para otros cuerpos arenosos.

Otra forma de verificar el procedimiento del modelo es comparar las producciones totales de agua y gas del campo con las predichas (figura 6). Una comparación de la producción total de aceite del campo con la predicha no tendría sentido porque el campo produjo a un gasto de 112,000 bl/día de 1971 a 1974 debido a condiciones del mercado. Tal comparación podría hacerse únicamente cuando el campo empezó a producir a su capacidad permitida.

RESULTADOS DEL ESTUDIO DEL MODELO.

Usando la técnica de modelado descrito en este artículo, el subcomité de Ingeniería calculó las reservas primarias de gas y -- aceite totales del campo así como de cada lote, y la recuperación total adicional debida a las operaciones unificadas.

Los ingenieros encargados de la explotación del campo Hawkins -- están usando ahora el modelo como una ayuda en la predicción de las necesidades de perforación y reparación de pozos para mantener su capacidad productiva y drenar todos los cuerpos de arena de cada bloque. El modelo también ha probado su utilidad para controlar la explotación del yacimiento. El modelo puede ayudar a determinar la acción requerida para prevenir el encogimiento de la capa de gas en alguna área del campo. Además, el modelo ha probado ser de gran utilidad en los estudios a nivel de pozos, ya que éstos penetran hasta 10 cuerpos distintos de arena.

Basados en las predicciones del modelo, los ingenieros encargados de la explotación del campo y los propietarios han planeado la instalación al detalle de un proyecto de generación e inyección de gas inerte con el costo de 70 millones de dólares.

CONCLUSIONES:

La experiencia reportada en este artículo permite establecer -- tres conclusiones:

1. Se puede usar una técnica de modelado simple para modelar -- en forma confiable yacimientos complejos, con muchos cuerpos de arena en bloques afallados, con empuje de gas disuelto, agua o gas, o una combinación de éstos.
2. La técnica de modelado descrita permite estimar las reservas primarias de cada pozo y cada lote. También con adaptaciones este modelo puede ser usado para predecir la posible recuperación adicional por inyección de fluidos.
3. La técnica de modelado es útil para la planeación de las -- operaciones y ayuda a controlar la explotación del campo.

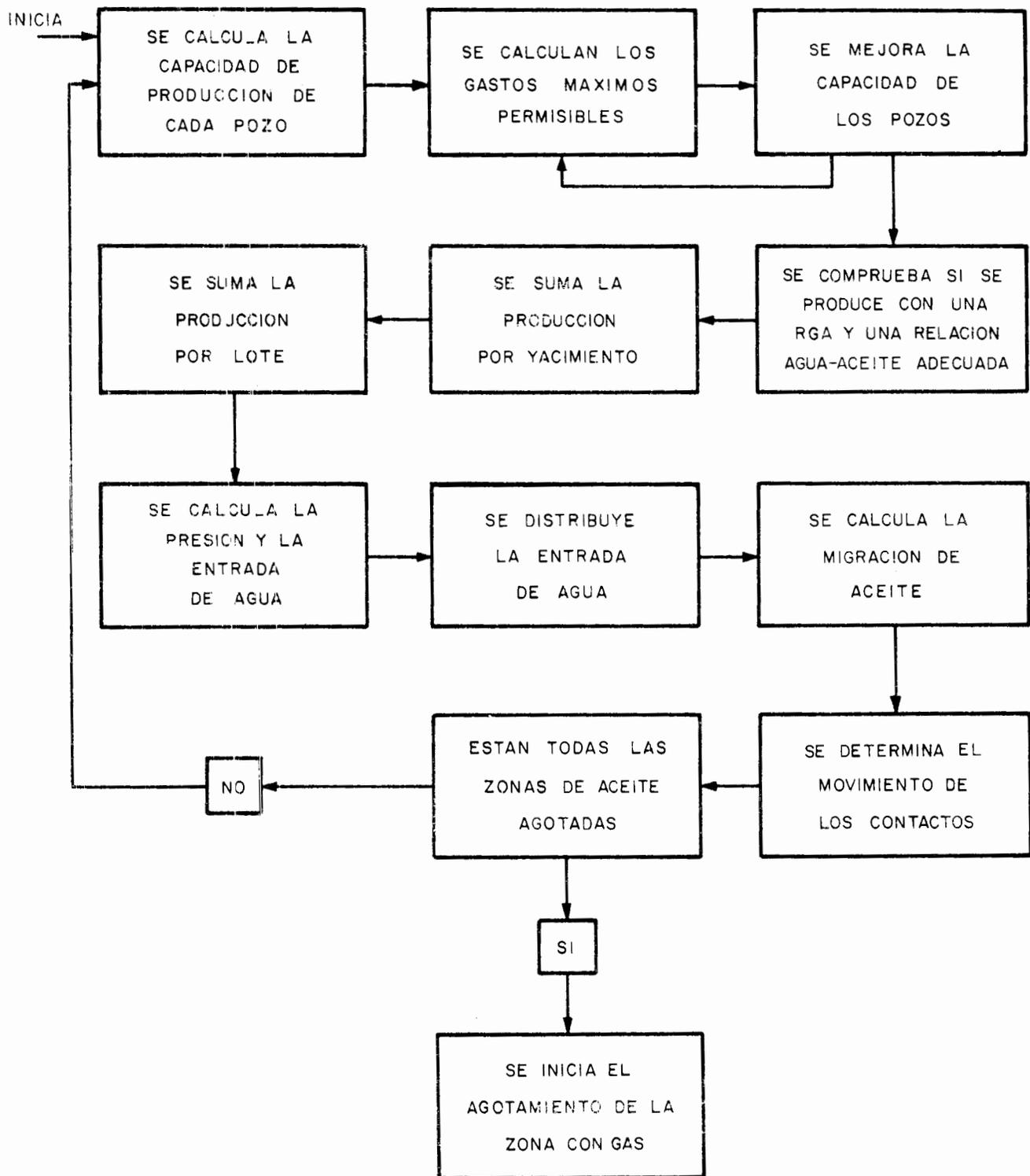


Fig 1. Diagrama de flujo del sistema de explotación primaria.

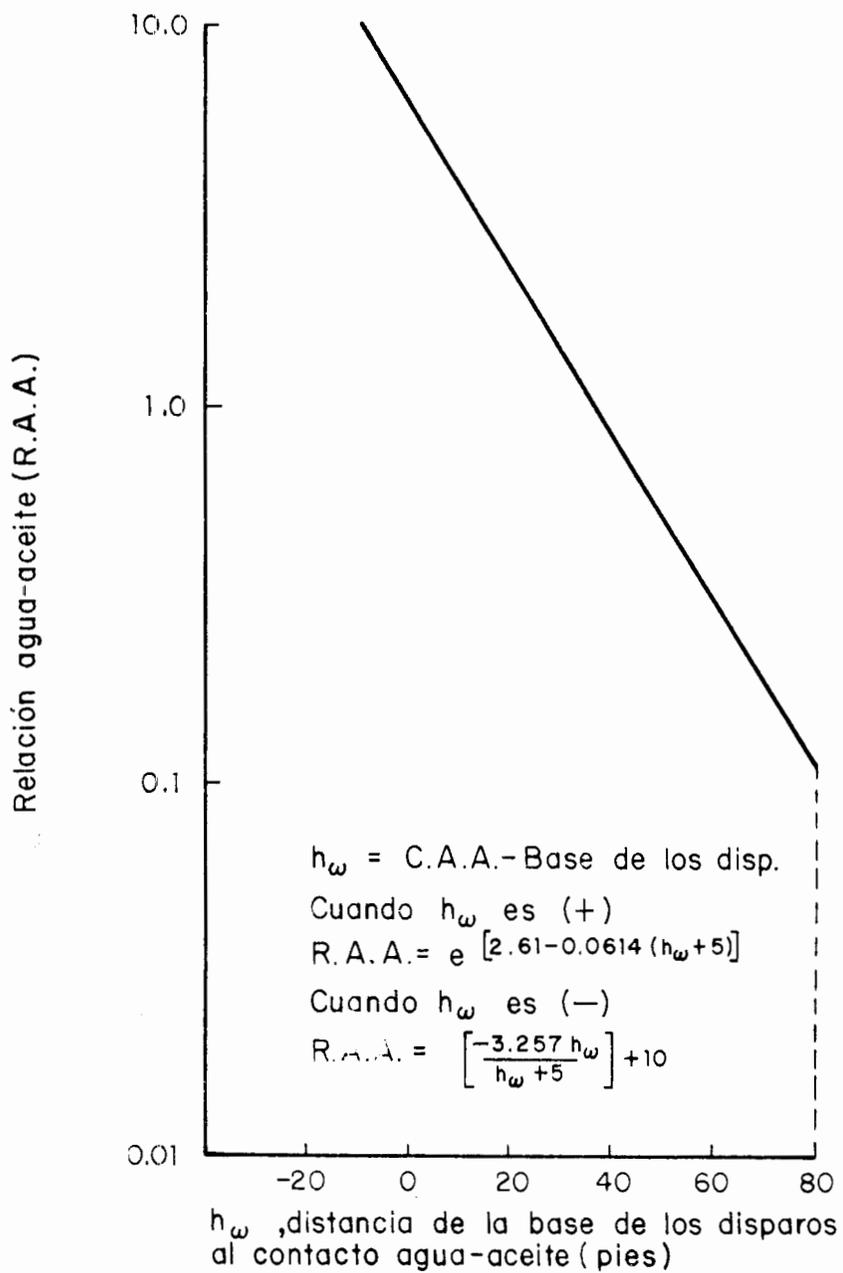


Fig 2. R.A.A. Contra Distancia

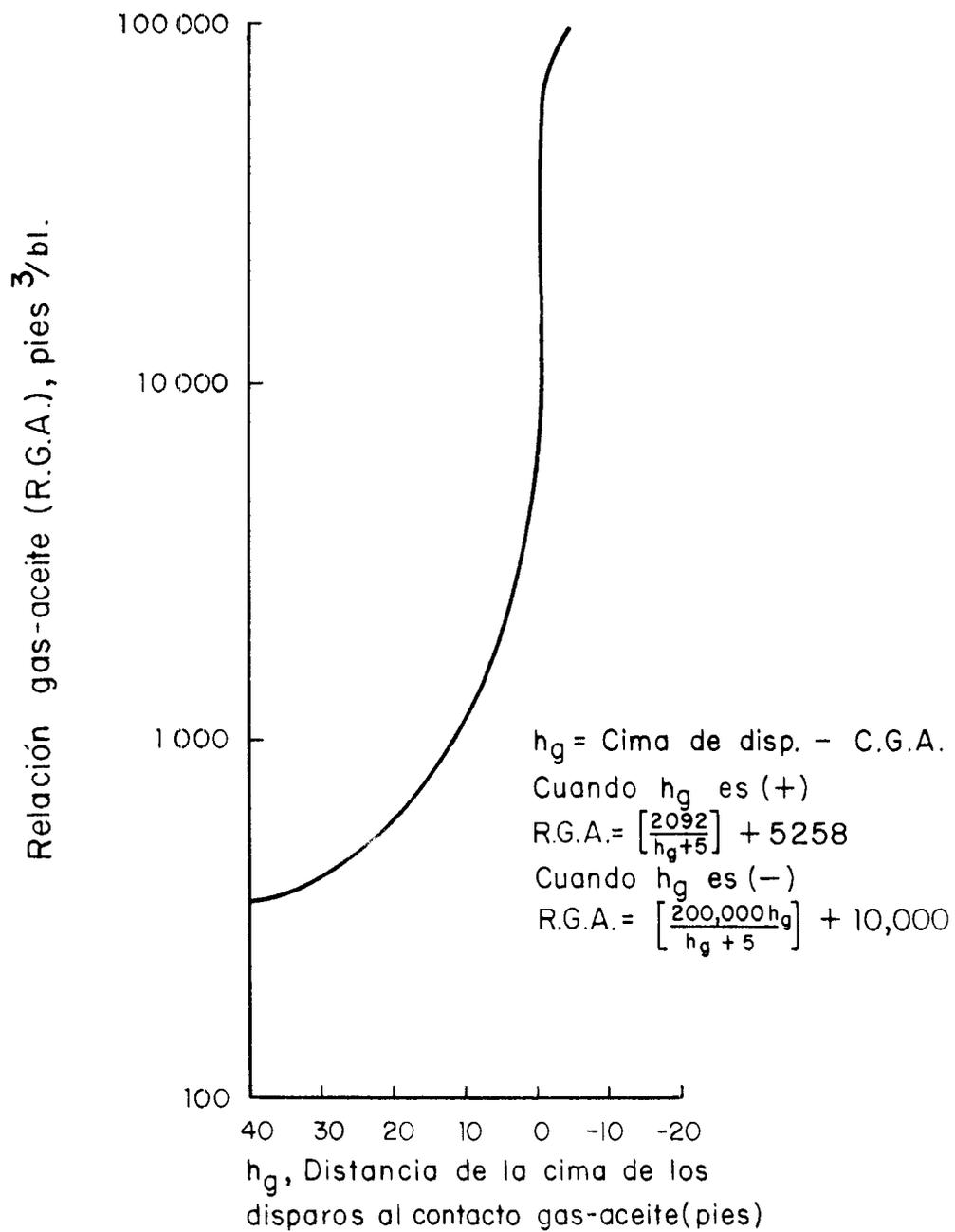


Fig 3. R.G.A. contra distancia

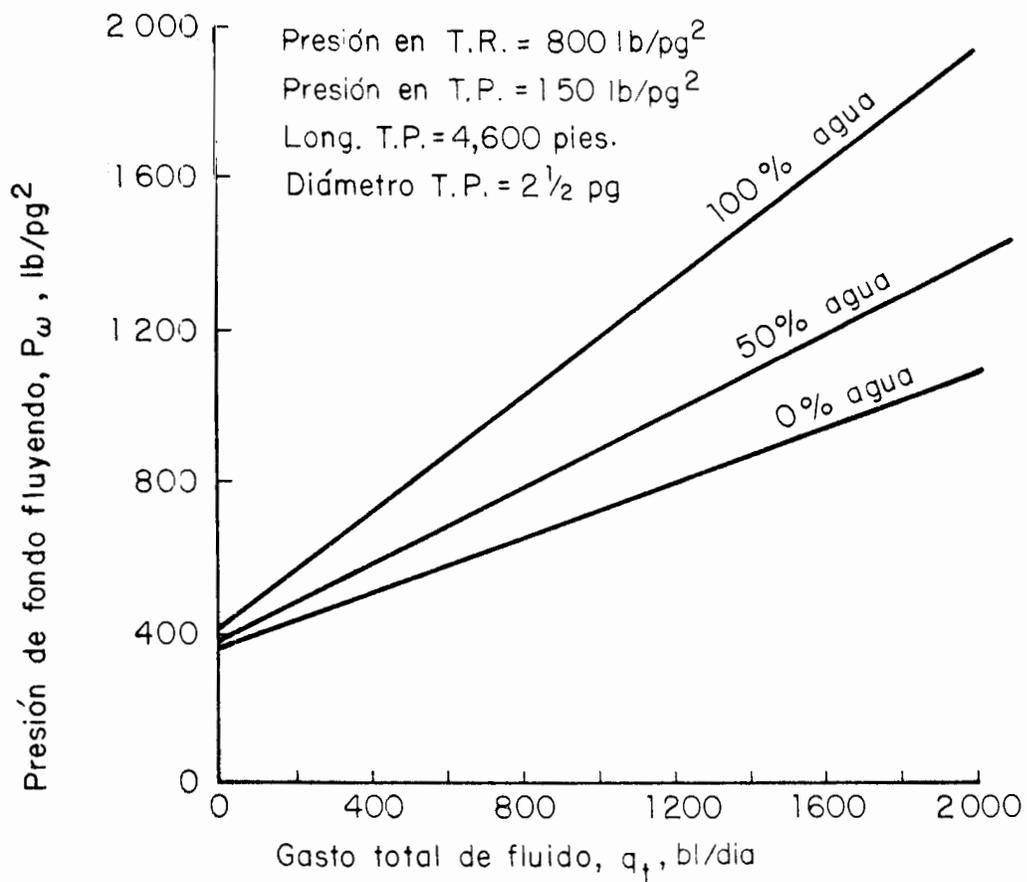


Fig 4. P_w vs q_t para operaciones con bombeo neumático

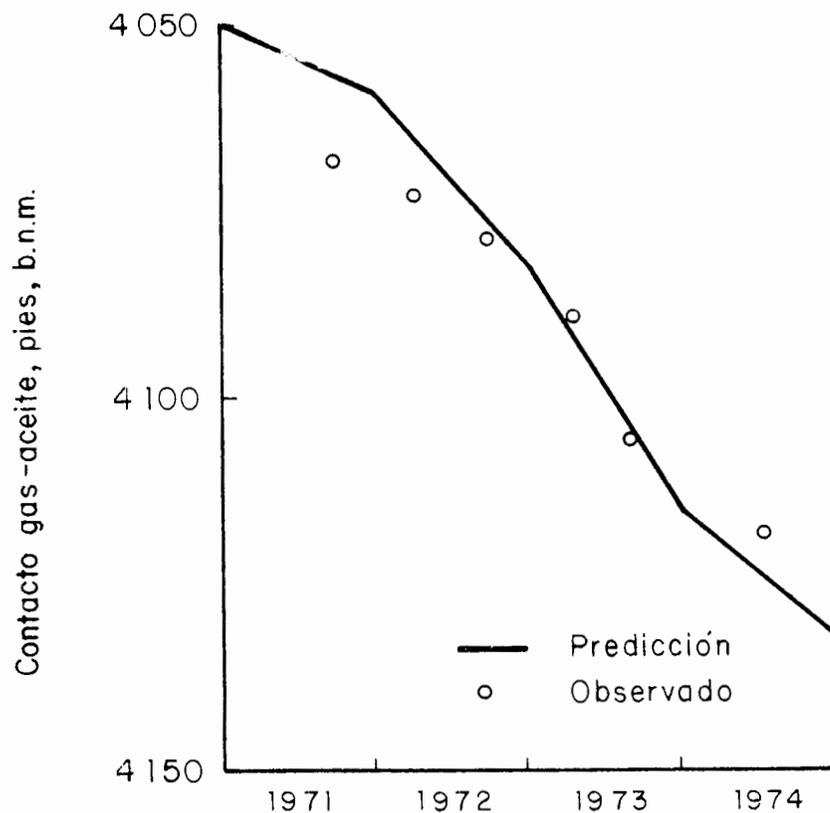


Fig 5. Comparación del movimiento del C.G.A. predicho, con el real.

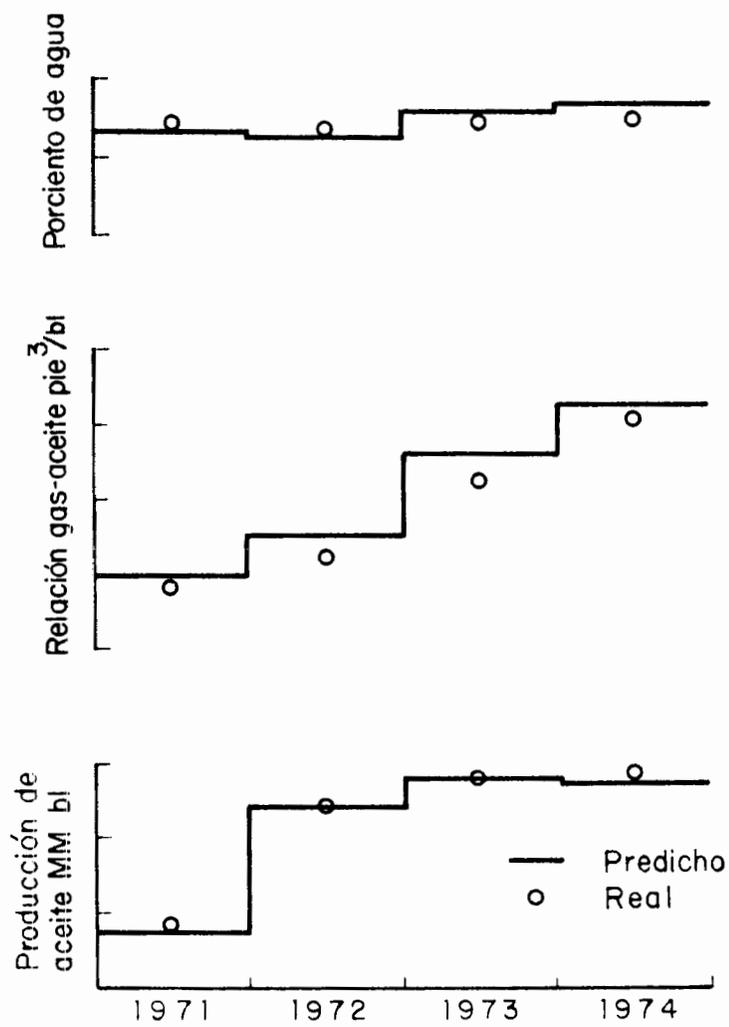


Fig 6. Comparación de la producción predicha con la real.

Impreso por la
Coordinación de Servicios Generales
a través de la Unidad de Difusión,
Departamento de Impresión.
El tiraje consta de 200 ejemplares
y se terminó de imprimir
en el mes de agosto de 1989.