



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS QUE
INCLUYEN LOS MECANISMOS DE SEGREGACIÓN
GRAVITACIONAL E IMBIBICIÓN, EN YACIMIENTOS
FRACTURADOS DE BAJA PERMEABILIDAD. CASO
CHICONTEPEC

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

CARLOS JONATHAN HERNÁNDEZ MERCADO

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO, D.F.

2005



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

A mi Madre

Gracias Mami por darme todo
sin siquiera pensarlo.
Nunca te cansas ,
siempre te sacrificas.
Dejas de soñar tus sueños
con tal de ver cumplidos los nuestros.

Es que no existe un amor
tan grande como el tuyo.
Es increíble lo que has hecho,
Viajaste diariamente de Toluca al DF
para sacarnos adelante.
Abandonaste tu país en busca de trabajo
para sacáramos adelante.
Y parece que no te cansas, sigues trabajando
y todo, para sacarnos adelante.

Pero sabes Mami, Dios lo sabe
y ha comenzado
ha recompensarte.
Que como yo, mis hermanos
están en el camino de darte grandes satisfacciones
Y estoy seguro
que no descansaremos hasta devolverte
todo ese amor y sacrificio
que no has brindado.

Y es que como pensar
En ser ingeniero sin todo
el apoyo que siempre me has dado
Gracias Dios
soy realmente afortunado.

A mi Abuelita Carmelita, a mi Abuelita Conchita y a mi Tía Vicky.

Desde pequeño siempre me pregunté
Si las hadas de los cuentos existían
Como deseé tener una,
Pero ahora me doy cuenta
De lo ciego que fui,
De lo ciego que he sido
Las he tenido siempre conmigo
Me han cuidado, me han protegido
Me han dado su amor,
Me han dado su cariño.
Les doy gracias hoy
Les doy gracias siempre
Le doy gracias a Dios
Por haberme bendecido
Con mujeres tan maravillosas
Más afortunado no pude haber sido.
Saben que las amo, saben que las quiero
Y que el hombre que ven hoy,
Sin ustedes
Jamás hubiese sido ingeniero.

Agradecimientos

Gracias a mi hermano Iván
por brindarme su corazón tan noble
como siempre ha sido
es algo que siempre estaré agradecido.

Gracias a mi hermano Shaun
por brindarme esa alegría
por traer esa chispa a mi vida
día con día.

Gracias a mi hermano Richie
por su enorme comprensión y paciencia
Se que he sido duro contigo
pero no quiero que me veas
como enemigo
es el deseo que seas mejor
lo que me ha impulsado a ser así
contigo.

Gracias a Jesús por ser un pilar
muy importante en nuestras vidas
porque siempre te preocupas por nosotros
nos apoyas cuando te necesitamos.
Quiero que sepas que para mi
ha sido difícil todo lo que hemos vivido
y que en ocasiones no he sabido agradecerte
todo lo que haz hecho por mi
pero ahora no dudo siquiera un momento
en decirte de todo corazón
gracias.

Y claro no podían faltarme esos pillines

Frida y Said

Doy gracias a Dios
por haberlos traído a mi vida
Siento un amor indescriptible por ellos
sus sonrisas, sus llantos, sus voces
es algo que siempre llevo conmigo
Gracias sobrinos los amo.

Gracias a mis amigos
Federico y Jorge
Por todos esos momentos inolvidables
que hemos vivido
Siempre han sido una motivación para mi
Porque siempre luchan y alcanzan sus metas
Son verdaderamente, personas de éxito
Y estoy seguro que nuestra amistad
perdurará por siempre,
no importa que estemos lejos
seguiremos siendo amigos.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México
a todos mis compañeros, amigos de la Facultad de Ingeniería.
A mis profesores y sinodales
que me ayudaron en la realización de esta tesis.

En especial al Dr. Rafael Rodríguez Nieto
Por ser gran un gran profesor
Y haber logrado en mi un gran cambio
como estudiante y como ser humano.
Gracias por su apoyo.



ÍNDICE

RESUMEN	3
LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABLAS.....	7
INTRODUCCIÓN	11
ANTECEDENTES	15
I. REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	27
I.1 CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE LOS YACIMIENTOS DE ABANICO SUBMARINO DE BAJA PERMEABILIDAD PARA LA IMPLANTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA, CHICONTEPEC, SISTEMA DE ABANICOS, MÉXICO. ¹³	27
I.2 RESPUESTA DEL FRACTURAMIENTO MICROSÍSMICO EN LOS YACIMIENTOS TURBIDÍTCOS DEL CAMPO TAJÍN. ¹²	33
I.3 CARACTERIZACIÓN GEOESTADÍSTICA INTEGRADA DE LOS DEPÓSITOS DE ARENISCA TURBIDÍTICA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC, GOLFO DE MÉXICO ¹	35
I.4 COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DESARROLLO DE LA HISTORIA DE LOS CAMPOS SPRABERRY EN TEXAS Y CHICONTEPEC. ²	40
I.5 MODELO DE VARIACIÓN DEL TAMAÑO DE BLOQUES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS ²³	46
I.6 ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CONSIDERANDO UN TAMAÑO MÚLTIPLE DE BLOQUES. ²⁴	48
I.7. TAMAÑO DE BLOQUE Y PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. ²⁷	51
I.8 MODELOS SIMPLES DE IMBIBICIÓN DE AGUA Y SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL DE ACEITE EN BLOQUES DE ROCA ²⁹	54
II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DESARROLLO DE LOS MODELOS..	61
II.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	61
II.2 DESARROLLO DE LOS MODELOS.....	62
II.2.1 Modelos con bloques horizontales.....	62
II.2.2 Modelo para bloques en forma de paralelepípedos	66
II.3 CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, EN YACIMIENTOS FRACTURADOS, CONSIDERANDO LA VARIACIÓN DEL TAMAÑO DE LOS BLOQUES, ASÍ COMO EFECTOS GRAVITACIONALES.....	68
III. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN	69
IV. CASO CHICONTEPEC.....	81
IV.1 INFORMACIÓN PUBLICADA DEL CAMPO AGUA FRÍA ^{1,5,6,8,13,15,18,21,22,30}	82
IV.2. CASO I CAMPO AGUA FRÍA.	91



<i>IV.2.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso I Campo Agua Fría</i>	92
<i>IV.2.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso I Campo Agua Fría.</i>	99
IV.3 CASO II CAMPO AGUA FRÍA.	108
<i>IV.3.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso II Campo Agua Fría.</i>	110
<i>IV.3.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso II Campo Agua Fría.</i>	115
IV.4 INFORMACIÓN PUBLICADA DEL CAMPO TAJÍN ^{6,8,10,12,17,18,36,37}	123
IV.5 CASO III CAMPO TAJÍN.....	125
<i>IV.5.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso III Campo Tajín.</i>	126
<i>IV.5.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso III Campo Tajín.</i>	132
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	141
NOMENCLATURA	144
REFERENCIAS.....	147
BIBLIOGRAFÍA	153



RESUMEN

En este trabajo se presenta un estudio de la Formación Chicontepec, que tiene como características principales su baja permeabilidad y una gran heterogeneidad vertical y horizontal. Se desarrolló un modelo con el cual es posible calcular el gasto por imbibición, en un yacimiento fracturado; en este modelo se toma en cuenta la interacción matriz-fracturas, en todas las caras de los bloques, para una distribución discreta. Además, con este modelo se puede tomar en cuenta una variación del tamaño de los bloques en cualquier dirección; es decir, si ubicamos a un bloque en un sistema coordenado x, y, z , se puede hacer una variación del tamaño del bloque en cualquier dirección. Con la aplicación de éste y otros modelos, se analizó el comportamiento por segregación gravitacional y por imbibición de los Campos Agua Fría y Tajín. Para el Campo Agua Fría se analizó uno de sus yacimientos y se presentaron dos casos: en el primero se consideró al yacimiento como naturalmente fracturado, con la mayor porción de éste fracturada y la otra no fracturada. En el segundo caso se consideró al yacimiento sin fracturamiento natural, sólo con fracturas hidráulicas. En el tercer caso se analizó un yacimiento del Campo Tajín, donde se consideró al yacimiento con sólo tres bloques, producto de fracturamientos hidráulicos. Los resultados obtenidos indican que al considerar a los yacimientos de Chicontepec como naturalmente fracturados se sobreestimaba la producción lo que llevó a considerar a los yacimientos sólo con fracturas hidráulicas. Cabe mencionar que si existe fracturamiento natural en los yacimientos de la Formación Chicontepec, pero como su productividad es muy baja, la explicación es que las fracturas tienen una conductividad muy también muy baja.

La producción por segregación gravitacional fue la mayor en todos los casos, siendo la producción obtenida por el mecanismo de imbibición muy pequeña, con lo que se concluye que el uso de inyección de agua, bajo este panorama no parece alentador





LISTA DE FIGURAS

Fig. A.1. Ubicación de Chicontepec (PEMEX).....	15
Fig. A.2. Ubicación de Chicontepec.....	16
Fig. A.3. Mapa del desarrollo de Campos (PEMEX)	17
Fig. A.4 Modelo de depositación de la Formación Chicontepec (PEMEX).....	22
Figs. A.5 y A.6. Turbiditas.....	23
Fig. A.7. Formación de los abanicos submarinos.....	24
Fig. I.1 Relación entre facies y atributos de la calidad del yacimiento, en el sistema de abanicos submarinos de Chicontepec	29
Fig. I.2 Calcita parcialmente cementada (A) e impregnada con aceite (B); las fracturas naturales son comunes en núcleos de Chicontepec.....	30
Fig. I.3 Las areniscas de Chicontepec muestran una red compleja de fracturas naturales sistemáticas y no sistemáticas en el afloramiento y en las orientaciones de los núcleos subsuperficiales, como fue determinado en las pruebas microsísmicas.....	31
Fig. I.4 Secuencia estratigráfica del yacimiento del Paleoceno, de la Formación Chicontepec, en los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín. El eje vertical de esta gráfica es el dominio del tiempo TS: Superficie Transgresiva, MCS: Sección Menor Condensada, SB: Secuencia de Frontera.....	37
Fig. I.5 Clasificación de facies en la Formación Chicontepec, basada en patrones de registro de pozo y descripción de núcleos.....	38
Fig. I.6. Ubicación de las Formaciones Spraberry y Chicontepec.....	40
Fig. I.7. Modelo de depósito de los cuerpos arenosos de Chicontepec.....	41
Fig. I.8. Uso de la sísmica 3D para ilustrar los cuerpos arenosos individuales.....	42
Fig. I.9. Tipo de roca de Spraberry.....	43
Fig. I.10. Tipo de roca de Chicontepec.....	43
Fig. I.11. Equipo de perforación del Paleocanal de Chicontepec, construido para optimizar los tiempos y logística de perforación en localizaciones de pozos múltiples.....	44



Fig. I.12. Función de probabilidad de la variable de probabilidad h_D	47
Fig. II.1. Representación esquemática de un yacimiento fracturado que tiene 5 tamaños distintos de bloques horizontales.....	63
Fig. II.2. Bloques en forma de paralelepípedo.....	66
Fig. III.1. Comportamiento de los gastos y de las producciones acumuladas de aceite, por efectos gravitacionales, de los bloques de alturas 0.1, 2.7 y 6 m.....	79
Fig. IV.1. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los bloques de tamaños pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).....	97
Fig. IV.2. Comportamiento del volumen de aceite acumulado por segregación gravitacional para los bloques de tamaños pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).....	98
Fig. IV.3. Comportamiento del volumen de aceite acumulado y el gasto por segregación gravitacional para los bloques de tamaños pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).....	99
Fig. IV.4. Comportamiento de los gastos de imbibición para los tres tamaños de bloques y la parte no fracturada del yacimiento.....	104
Fig. IV.5. Comportamiento del volumen de aceite acumulado producido por imbibición para los tres tamaños de bloques y para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).....	105
Fig. IV.6. Comportamiento del volumen de aceite producido acumulado y gasto por imbibición.....	106
Fig. IV.7. Comportamiento del volumen de aceite acumulado para los distintos bloques.....	113
Fig. IV.8. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los distintos bloques.....	114
Fig. IV.9. Comportamientos del volumen de aceite acumulado y el gasto por segregación gravitacional para los distintos tamaños de bloques.....	115
Fig. IV.10. Comportamiento del volumen de aceite acumulado producido por imbibición, con respecto al tiempo.....	119



Fig. IV.11. Comportamiento del gasto de aceite por imbibición con respecto al tiempo.....	120
Fig. IV.12. Comportamientos del gasto de aceite por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido, con respecto al tiempo.....	121
Fig. IV.13. Relación de las facies sobre la calidad del yacimiento; los pozos fueron terminados dentro de las facies de canal, lóbulo distal, interlóbulo, y lóbulo a lo largo del Campo Tajín ¹²	124
Fig. IV.14. Variabilidad de la calidad de los yacimientos; la porosidad desde el yacimiento más alto hasta el más bajo, mostrando dos tendencias principales de la porosidad ¹²	124
Fig. IV.15. Control de las facies sobre la calidad del yacimiento; la porosidad en el yacimiento 90 (el yacimiento más profundo), muestra una tendencia de mejor porosidad hacia las facies de canal ¹²	125
Fig. IV.16. Comportamiento de la producción de aceite acumulada por segregación gravitacional para los tres bloques.....	130
Fig. IV.17. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los tres bloques.....	131
Fig. IV.18. Comportamiento de la producción acumulada de aceite y del gasto por segregación gravitacional para los tres bloques.....	132
Fig. IV.19. Comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo.....	136
Fig. IV.20. Comportamiento del volumen de aceite producido acumulado con respecto al tiempo.....	137
Fig. IV.21. Comportamiento del gasto por imbibición y comportamiento del volumen de aceite producido acumulado.....	138

LISTA DE TABLAS

Tabla III.1. Tamaño y frecuencia de los bloques.....	69
Tabla III.2. Resultados del comportamiento de los bloques más pequeños (de altura 0.10 m).....	75



Tabla III.3. Resultados del comportamiento de los bloques de altura intermedia (2.7224 m).....	76
Tabla III.4. Resultados del comportamiento de los bloques más grandes (de altura 6.00 m).....	77
Tabla III.5. Resultados del comportamiento global del yacimiento fracturado, a los tiempos indicados.....	78
Tabla. IV.1. Características de los Campos de la Formación Chicontepec, valores promedio de las densidades de los aceites así como de los espesores netos.....	82
Tabla IV.2 Distribución del tamaño de bloques y gastos por efectos de segregación gravitacional e imbibición.....	92
Tabla IV.3 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 0.1 m.....	93
Tabla IV.4 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 3.3 m.....	94
Tabla IV.5 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 5.7 m.....	95
Tabla IV.6 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 84 m (parte del yacimiento no fracturada).....	96
Tabla. IV.7. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 0.1 m.....	100
Tabla. IV.8. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 3.3 m.....	101
Tabla. IV.9. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 5.7 m.....	102
Tabla IV.10 Comportamiento de volumen aceite acumulado y gasto de aceite por imbibición para el bloque de 84 m.....	103
Tabla IV.11 Comportamiento global de los gastos por segregación gravitacional e imbibición del yacimiento.....	107
Tabla. IV.12 Distribución del tamaño de bloques y gastos por segregación gravitacional e imbibición.....	109



Tabla. IV.13 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 40 m.....	110
Tabla. IV.14 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 60 m.....	111
Tabla. IV.15 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 100 m.....	112
Tabla. IV.16. comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 40 m.....	116
Tabla. IV.17. Comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 60 m.....	117
Tabla. IV.18. Comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 100 m.....	118
Tabla. IV.19. Comportamiento global del yacimiento para el Caso II Agua Fría.....	122
Tabla IV.20. Distribución de los bloques y gastos por efectos de segregación gravitacional e imbibición.....	126
Tabla IV.21. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 5 m.....	127
Tabla IV.22. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 15 m.....	128
Tabla IV.23. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 50 m.....	129
Tabla. IV.24. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 5 m.....	133
Tabla. IV.25. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 15 m.....	134
Tabla. IV.26. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 50 m.....	135
Tabla IV.27. Comportamiento global del gasto por segregación gravitacional del yacimiento.....	139





INTRODUCCIÓN

La producción de los yacimientos fracturados turbidíticos de baja permeabilidad^{1-4, 7, 8, 12, 13} se ha convertido en un reto para la ingeniería petrolera. En la actualidad, México se enfrenta a retos como éste, ya que cuenta con esta clase de yacimientos en una zona de abanicos submarinos, en la región Centro-Este de México. Estos yacimientos se encuentran en la Formación Chicontepec, los cuales tienen la particularidad de estar **aislados, formando pequeños lentes**, además de tener una gran **heterogeneidad horizontal y vertical**.

Su baja permeabilidad, entre otras cosas, es causante de la baja producción que se obtiene de estos yacimientos, por lo que se han tenido que emplear diversas técnicas para **mejorar la productividad y el entendimiento de la geología tan compleja** que se tiene en Chicontepec. Las técnicas que se han empleado, por mencionar algunas, son el fracturamiento hidráulico, la perforación multilateral de pozos, perforación con tubería flexible, sísmica 3D, estudios geoestadísticos, secuencias estratigráficas e inclusive se están realizando pruebas^{13,15} para una posible aplicación de inyección de agua.

En pruebas piloto de inyección de agua^{13, 15, 6}, se ha visto que al inyectar una salmuera artificial se reduce la permeabilidad en un 40 –80%; la inyección de agua dulce da lugar a una pérdida similar de permeabilidad del 70%, en tanto que la **inyección de una combinación salmuera - KCl** no provocó un gran daño; sólo se tuvo el 5% de disminución de la permeabilidad. Esta disminución es debida a la reacción de las arcillas, en particular, la esmectita. Por otra parte, las areniscas en la porción Sureste de la cuenca tienen una cantidad significativamente alta de cuarzo, lo que mejora la calidad del yacimiento.



La Formación Chicontepec ha sido nucleada en una gran cantidad de pozos a través de toda la cuenca; muchos de los núcleos muestran fracturas naturales^{8, 12, 13} verticales y sub-verticales, las cuales están abiertas y parcialmente cementadas con calcita o están llenas de aceite. Los afloramientos de la Formación Chicontepec muestran planos de estratos donde se aprecia una red de fracturas. Los análisis microsísmicos, llevados a cabo durante la perforación, han mostrado que las fracturas sistemáticas tienen una orientación Noreste.

En este trabajo se presentan **el desarrollo y aplicación de modelos matemáticos** para calcular el gasto de aceite a un tiempo dado, así como el comportamiento de la recuperación de aceite en función del tiempo, de yacimientos fracturados natural y/o artificialmente, de baja permeabilidad, **tomando en cuenta efectos gravitacionales y capilares, así como la variación del tamaño de bloques**, incluyendo los casos de variaciones discretas y continuas. Se calcula el gasto de aceite con las ecuaciones básicas o fundamentales de la segregación gravitacional y del mecanismo de imbibición, considerando diferentes distribuciones y frecuencias de tamaños de los bloques de matriz de la roca fracturada.

En trabajos antecedentes a éste, se ha encontrado¹¹ que los diferentes tamaños de los bloques, sus frecuencias de distribución, así como la presencia de zonas con poco o nulo fracturamiento, influyen fuertemente en el comportamiento de producción de aceite de los yacimientos fracturados, en los que predominan, o por lo menos son importantes, los efectos de segregación gravitacional.

También se realiza un estudio para analizar el comportamiento del desplazamiento de aceite en yacimientos fracturados, sometidos a inyección de agua, donde se emplean las ecuaciones básicas o fundamentales, que representan los efectos de segregación gravitacional y los de imbibición; de estos últimos se sabe que al



tener los yacimientos una mojabilidad neutral o ligeramente mojables por agua los efectos de imbibición aportan muy poco a la producción del aceite.

El comportamiento de la producción de los yacimientos fracturados de baja permeabilidad es muy singular teniendo una declinación de la producción muy rápida^{3, 4, 7, 21}, lo que ha complicado y desmotivado históricamente la inversión y el desarrollo de Chicontepec; además, las técnicas usadas para mejorar su producción, no han logrado justificar las inversiones realizadas, pero debido a que se estima que se tienen grandes reservas de hidrocarburos, se ha invertido una gran cantidad de recursos para emplear nuevas técnicas, que mejoren la productividad de estos yacimientos, de las cuales apenas se empiezan a obtener algunos resultados^{12, 13, 15, 21}.

Por otro lado, se han anunciado cuantiosas inversiones (del orden de 300 mil millones de pesos) para el desarrollo de los Campos de Chicontepec.





ANTECEDENTES

La Formación Chicontepec está localizada en la porción Centro-Este de la República Mexicana, sobre la planicie costera del Golfo, comprendida entre los estados de Puebla y Veracruz, aproximadamente un 75 % en Veracruz y el resto en Puebla (Figs. A.1 y A.2)

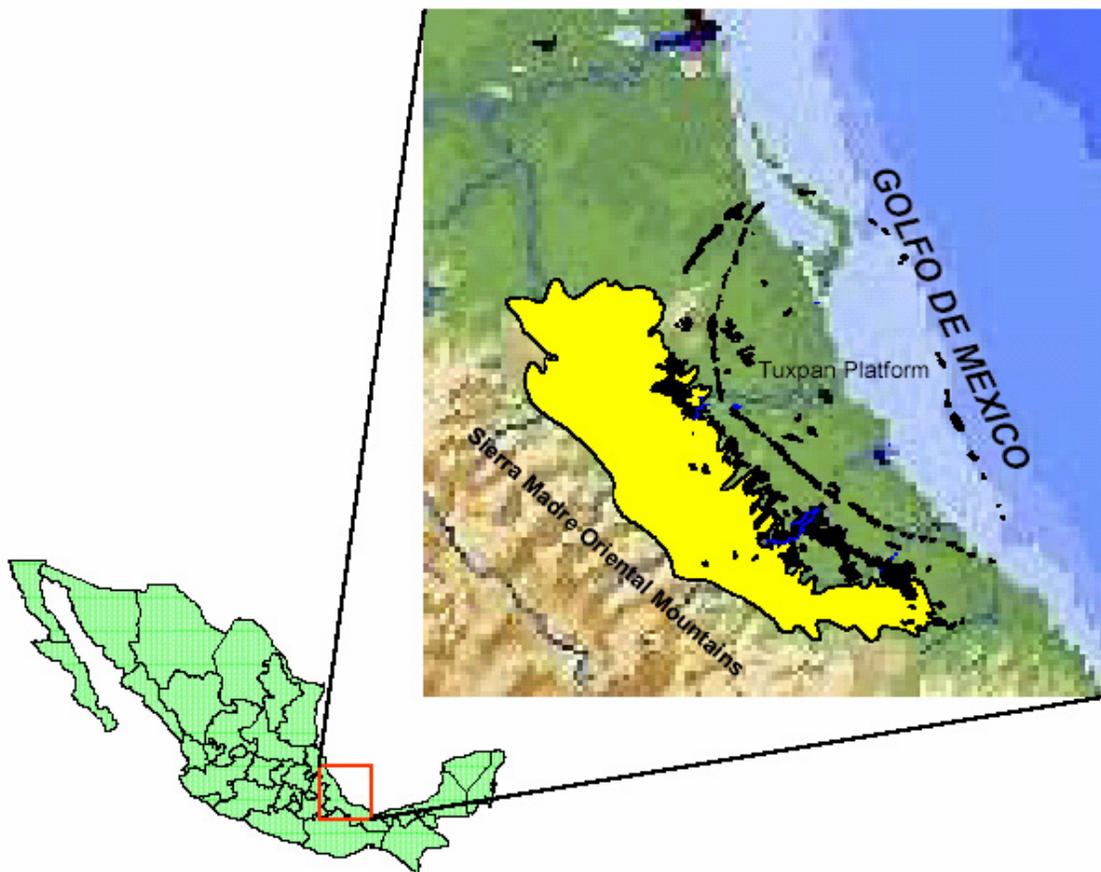


Fig. A.1. Ubicación de Chicontepec (PEMEX)

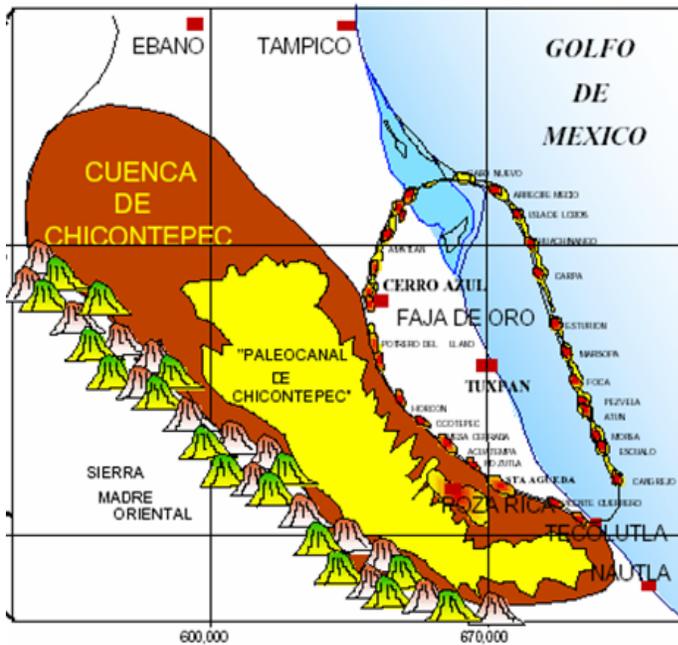


Fig. A.2. Ubicación de Chicontepec

En el periodo 1926- 1935, las compañías petroleras “El Águila” y “Standard Oil”, al perforar pozos con objetivo Cretácico, descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de las areniscas suprayacentes Chicontepec de edad Eoceno. Aunque se intentó su explotación comercial, los ritmos muy bajos de producción obtenidos ocasionaron su abandono.

En julio de 1935 se probó la Formación Chicontepec en el pozo Poza Rica No 8, fluyendo en forma intermitente. La explotación de la Formación Chicontepec se inició, de hecho, en el Campo Presidente Alemán, con la perforación de 6 pozos en 1970. En 1971 se aplicó por primera vez la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalantes, en el pozo Presidente Alemán, incrementando su producción de 13 a 70 BPD.

Chicontepec fue dividido inicialmente en rombos (Fig. A.3), que representan los 37 Campos que lo conforman, de los cuales, 10 han sido desarrollados parcialmente,



y sólo uno, el Campo Soledad Norte, está prácticamente desarrollado. Se han perforado un total de 946 pozos, de los cuales 196 son exploratorios y 750 de desarrollo, que se traducen en 13600 BPD y 13 MMPCD, lo que equivale a una producción promedio por pozo de 25 BPD, con una declinación anual del 17%.

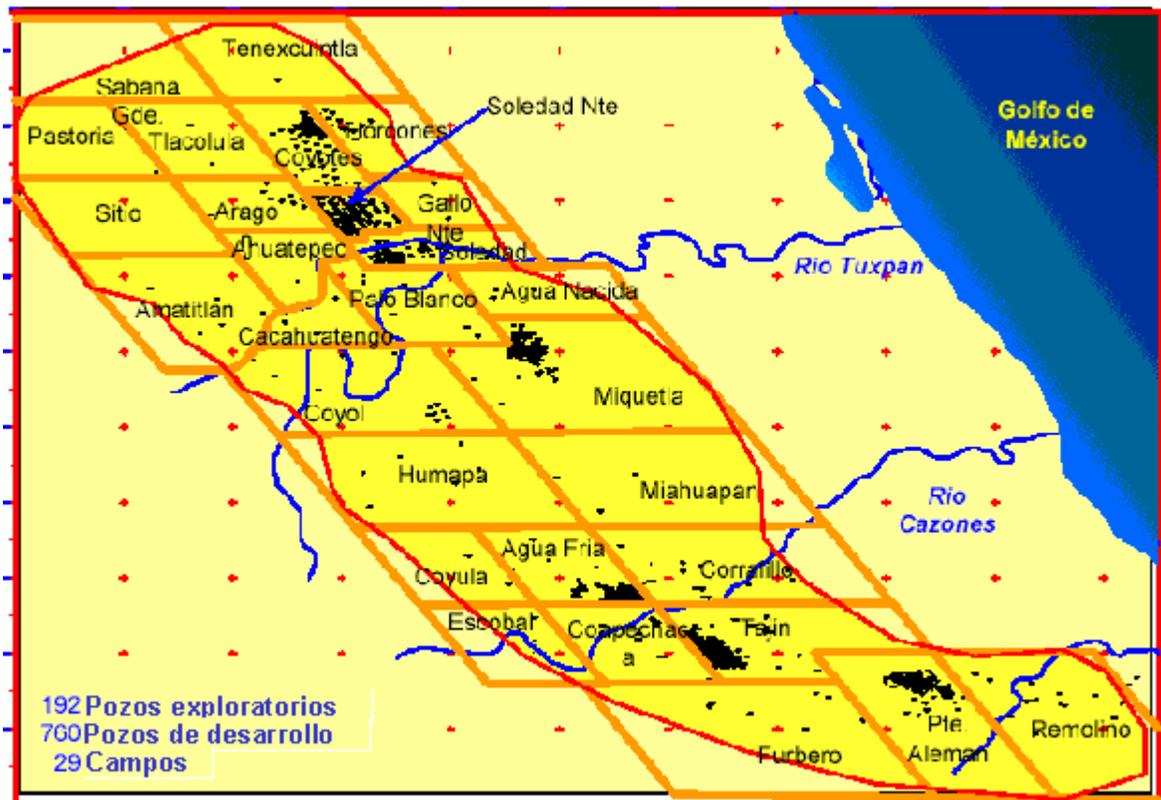


Fig. A.3. Mapa del desarrollo de Campos (PEMEX)

Se estima^{2, 6} que la Formación contiene 139,164 millones de barriles de aceite original y 35 MMMMPC de gas asociado, en yacimientos aislados, cubriendo aproximadamente un área de 3,731 km². Su producción acumulada es de 140 millones de barriles de aceite, que equivale al 0.1% del aceite original.

Los pozos en Chicontepec tienen gastos iniciales muy variables, pero como se comentó anteriormente el promedio de la producción inicial es de 120 BPD. La



producción de los pozos declina rápidamente y se estabiliza alrededor de los 40 BPD. Muchos de los pozos no fluyen a gastos comerciales y son fracturados hidráulicamente; algunos son perforados direccionalmente.

En el Campo Agua Fría se perforaron 4 pozos horizontales, cuya producción resulta similar a la obtenida en los pozos verticales fracturados hidráulicamente. El pico de la producción en Chicontepec es alrededor de 16,000 BPD en 1992 y la producción ha ido declinando desde entonces, llegando a un nivel aproximado de 8,000 BPD. La densidad del aceite en Chicontepec varía desde menos de diez grados API, hasta cerca de los 50° API en el Noreste.

El factor de recuperación final para el comportamiento primario fluctúa de un 5.8% a 10.5%, en tanto que el factor de recuperación de gas varía del 33% al 80%. Se ha demostrado la factibilidad técnico-económica, para incrementar la recuperación final de hidrocarburos, mediante el proceso de **inyección de agua** de formación, con lo que se espera alcanzar una recuperación final de aceite entre el 15% y el 22%. Con toda la información que se adquirió se determinó con mayor certidumbre el factor de recuperación final del Campo Agua Fría resultando 9.2 % para el aceite bajo agotamiento natural y 16.5 % por recuperación primaria.

Se determinó⁶ para Chicontepec una reserva probada de 10,643 MMBPCE, una reserva probable de 7,265 MMBPCE y una reserva posible de 10,875 MMBPCE, lo cual representa un volumen remanente de reservas totales de 28,782 MMBPCE; del cual corresponden 12,696 MMB de aceite, 1,587 MMB de condensados y 6417 MMBPCE de gas producidos por agotamiento natural y 8,082 MMB adicionales por inyección de agua.

El principal mecanismo de producción de los yacimientos de Chicontepec, es el de empuje por gas disuelto y liberado, con presión muy cercana a la de saturación,



por lo cual se incrementa la relación gas aceite al declinar la presión, ocasionando un fuerte decremento en la producción de aceite.

Debido a la falta de mantenimiento de presión, la declinación de la producción fue muy alta, del 30 al 50 % en el primer año, aun con sistemas artificiales. Se observó que en el Campo Agua Fría, el mayor gasto de producción y recuperación, se obtiene cuando el pozo se fractura hidráulicamente y se explota simultáneamente de varios horizontes, con un sistema de bombeo neumático.

A pesar de ello la recuperación final de aceite por agotamiento natural es baja 9.2%; para incrementar su recuperación, se determinó mediante una simulación⁶ que la inyección de agua permitiría incrementar la recuperación del 9.2 % hasta el 22% en el mejor de los casos.

Se han mejorado las técnicas de fracturamiento hidráulico, con la finalidad de generar un canal conductivo en el medio poroso, obtener mayor comunicación vertical entre capas e incrementar la productividad de los pozos. Con esto se ha logrado obtener una mayor longitud de la fractura (hasta 200 m).

Se han llevado a cabo estudios de laboratorio para evaluar la respuesta fluido y roca del yacimiento tras la inyección de agua. Se hicieron pruebas para determinar la mojabilidad, medición del ángulo de contacto, y desplazamiento. Resultando en un sistema roca fluido de mojabilidad intermedia.

Los resultados obtenidos⁶ en pruebas de desplazamiento, estudios de simulación numérica y cálculos con modelos analíticos y empíricos, muestran la posibilidad de incrementar la recuperación final de aceite con la inyección de agua, en un rango del 7% al 13% adicional al comportamiento primario.



También existe la posibilidad de acelerar la restauración de la presión, reinyectando el 85% del gas producido alternadamente con el agua. Con lo cual se podrá acelerar la extracción de los hidrocarburos en zonas depresionadas e incrementar la recuperación final hasta un 11%.

Con el empleo de modelos numéricos se calculó el periodo de respuesta de la inyección de agua en 4.5 meses, a partir del cual, se observa un incremento en la producción del pozo Agua Fría 867, de 360 BPD, hasta alcanzar un gasto máximo de 678 BPD, a los 14 meses de haberse iniciado la prueba piloto. La recuperación adicional por inyección de agua en el área de la prueba será de aproximadamente 197 MB y el 75 % de estas reservas se estima recuperar en 25 meses.

Se han diseñado instalaciones, capaces de albergar a 25 pozos en una superficie de 2.6 hectáreas, dentro de las cuales se incluye una infraestructura de producción, reduciendo 85% el área convencional empleada. También se evalúa la factibilidad de técnicas de perforación no convencional (tubería flexible, pozos multilaterales, bajo balance), así como técnicas alternas de fracturamiento (gases explosivos, múltiples, etc.).

Se ha diseñado un plan de desarrollo en Chicontepec, el cual consta de 5 etapas en las primeras cuatro áreas prioritarias, mediante la perforación de 3,591 pozos (2,395 productores y 1196 inyectores) distribuidos en macrolocalizaciones de 25 pozos, iniciando la perforación en el año 2000 y terminando el desarrollo en el año 2024. En la fase cinco de este megaproyecto, se presenta la estrategia y alternativas para recuperar la reserva asociada a las áreas de menor potencial y de mayor reserva.

Para iniciar el desarrollo integral del Paleocanal de Chicontepec, se seleccionó el área 1 correspondiente a la porción Sureste del Campo Agua Fría, al este Coapechaca, y al Oeste de Tajín, ya que además de presentar los mejores



indicadores económicos, cuenta con los mejores índices de productividad, cercanía a instalaciones de producción, información petrofísica y sísmica 3D, así como estudios integrales.

En la fase 2 se incluyen los Campos Amatitlán, Olivino, Profeta, Tzapotempa; en esta fase se desea incrementar la producción de aceite superligero contenido en esta área (40-45 ° API), que representa la zona de mayores espesores y menores profundidades (900 – 1200 mbnm).

En la fase 3 se incluyen los Campos Coyula y Japeto; en esta fase se desea acelerar la recuperación de hidrocarburos, a través de la perforación de 705 pozos (470 productores y 235 inyectores) aprovechando el mayor índice de hidrocarburos, la calidad de los aceites y la cercanía de la red troncal de ductos del área Agua Fría- Tajín- Coapechaca

En la fase 4 se incluyen los Campos Humapa, Bornita y Tablón; en esta fase se desea también acelerar las reservas de aceite ligero y superligero (29° - 44° API) mediante la perforación de 1028 pozos (686 productores y 342 inyectores)

La fase 5 incluye las áreas de menor potencial; en esta se iniciará la evaluación del potencial integral de 99 pozos ya ubicados en las áreas no prioritarias. Dado que existe una gran variación en calidad de tipo de roca y fluidos será necesario aplicar simulación numérica, evaluación de laboratorio y procesos alternos de inyección de agua de formación, con objeto de disminuir la declinación e incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

La Formación Chicontepec está compuesta por areniscas que fueron depositadas durante el Paleoceno tardío hasta el Eoceno medio, estas areniscas provienen del Oeste de las montañas de la Sierra Madre Oriental y fueron depositadas en un conjunto de abanicos submarinos (Fig. A.4).

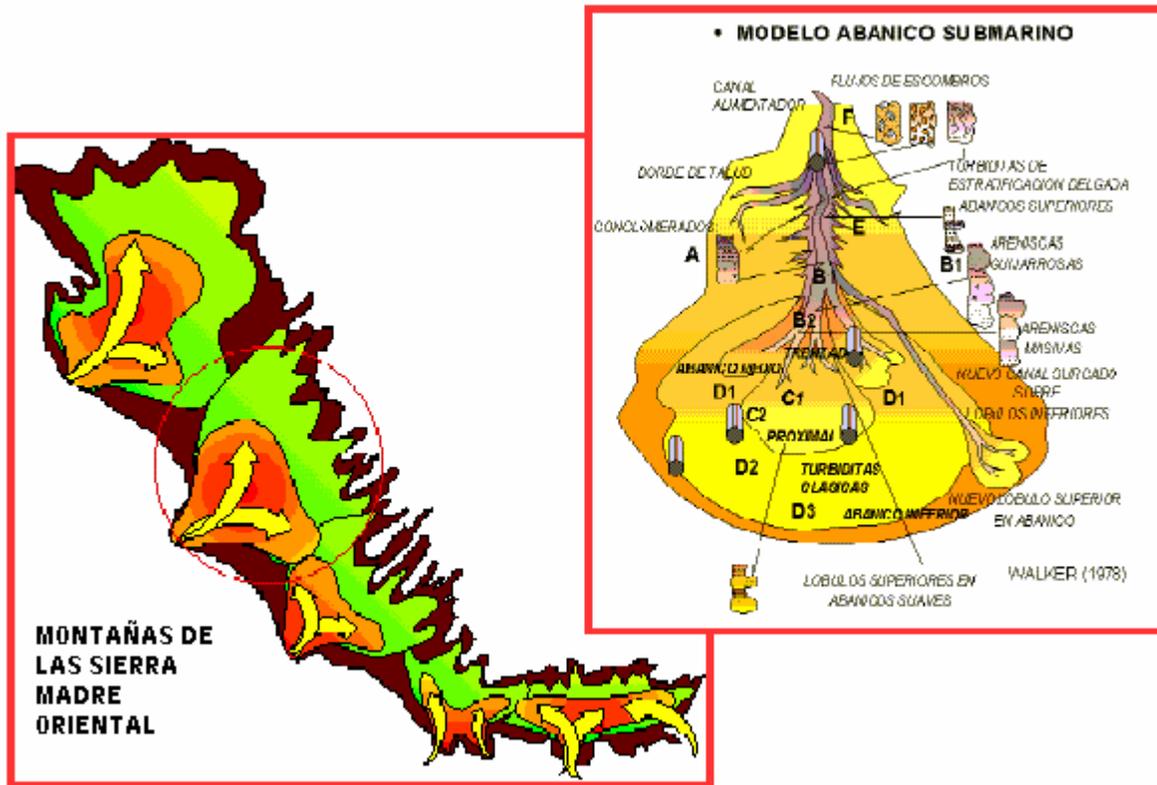


Fig. A.4 Modelo de depositación de la Formación Chicontepec (PEMEX)

Los análisis petrográficos indican que las areniscas en Chicontepec están litológicamente inmaduras; las litoarenitas consisten de granos de cuarzo, abundantes fragmentos de carbonatos, y fragmentos de granito. La mayor parte de los granos finos y muy finos de areniscas turbidíticas (Figs A.5 y A.6) son ricas en fragmentos de carbonatos, lo que promueve la precipitación de calcita como cementante; esta condición propició que los sedimentos estén altamente cementados por calcita ferrosa y por dolomita ferrosa.



Figs. A.5 y A.6. Turbiditas

También algunas areniscas son ricas en fragmentos de rocas volcánicas, las cuales están más propensas a tener mas arcillas, como clorita, esmectita, illita y kaolinita. En promedio, las areniscas contienen 2 – 7 % de arcillas dispersas; en ocasiones se ha encontrado que se puede tener hasta menos del 1% de arcilla, lo cual es benéfico para una posible inyección de agua. Sin embargo, estas arcillas y en particular la esmectita reaccionan con el fluido inyectado, provocando la disminución de la permeabilidad. El rango de porosidad va desde 3 a 14 % y la permeabilidad, de 0.01 mD a 100 mD. Las areniscas pueden tener porosidades de hasta 25 %.



Abanicos Submarinos

Los abanicos submarinos son un tipo de ambiente sedimentario marino. Los abanicos submarinos son depositados sobre el talud y son una acumulación de sedimentos provenientes de la tierra (Fig. A.7). Estos son similares en forma y diseño a los abanicos aluviales y así como los abanicos aluviales tienen su eje en la boca del cañón. A lo largo de los márgenes continentales, el bajo relieve (conocido como tectónicamente tranquilo) el abanico submarino consiste mayormente de material arenoso que cae desde la corriente del cañón en capas finas sucesivas. A lo largo de las costas de alto relieve (conocidas como tectónicamente activas), los abanicos submarinos consistirán mayormente de grava angular que cae desde la corriente del cañón.

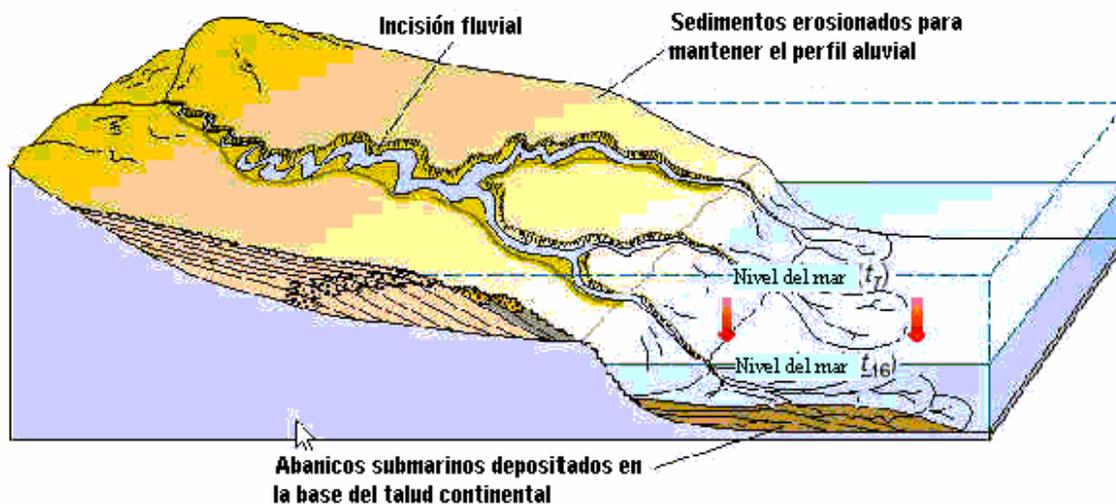


Fig. A.7. Formación de los abanicos submarinos

Los cañones submarinos atraviesan muchos de los taludes continentales. Algunos de estos han sido cortados por las corrientes de turbidez, estas son corrientes en el fondo que llevan muchos sedimentos. Las corrientes de turbidez son producidas cuando el material se colapsa o es barrido fuera de la plataforma continental y es vertido al talud continental o incluso más profundo hacia las llanuras abisales. Los



flujos densos que se convierten en corrientes de turbidez son comúnmente provocadas por alguna clase de sismo o terremoto. Conforme el material desciende, se mezcla con agua y forma una delgada nube turbia de agua y lodo, con limo y quizá grandes cantidades de arena, grava y cantos rodados mezclados. La densidad de esta mezcla es mayor que el agua de mar de los alrededores y tiende a permanecer a lo largo del fondo conforme desciende el talud. Conforme se acelera al bajar sobre el talud, el flujo es muy erosivo y se forman canales sobre el talud.

Sobre la pendiente continental y las llanuras abisales, el flujo se dispersa y puede formar meandros o canales distributarios. El material del flujo es esparcido dentro de un amplio abanico sepultando cualquier tipo de topografía. Usualmente, los abanicos adyacentes se fusionan para dar el distintivo liso, con bajo relieve en las llanuras abisales que caracterizan los fondos oceánicos.



I. REVISIÓN DE LA LITERATURA

I.1 Caracterización Integrada de los Yacimientos de Abanico Submarino de Baja Permeabilidad para la Implantación de Inyección de Agua, Chicontepec, Sistema de Abanicos, México.¹³

Existen muchos retos para salir adelante, antes de iniciar un proyecto de inyección de agua en la Formación Chicontepec. Los yacimientos turbidíticos de Chicontepec son vertical y horizontalmente heterogéneos, incluyendo la característica de ser naturalmente fracturados; la calidad de estos yacimientos es una consecuencia de la cementación de las areniscas y su contenido pequeño, pero crítico, de arcillas hidratables.

Establecer las características petrofísicas de un yacimiento, es un elemento crítico para el diseño de la inyección de agua. La arquitectura del sedimento, la cual incluye la distribución de la arena y la composición de las facies, controla la distribución espacial de las propiedades del yacimiento y por lo tanto de la distribución del aceite original in situ, así como de la forma en la que se moverán los fluidos en 4D a través del yacimiento. La definición de las características del yacimiento, es el primer paso crítico para la implantación de la inyección de agua.

Una vez establecidas las características petrofísicas del yacimiento en el campo, los siguientes pasos son la integración de datos petrofísicos, la construcción de mapas de las propiedades del yacimiento y finalmente la volumetría del mismo; la síntesis de los datos de producción con la geología del yacimiento sirven para identificar el carácter de la producción de los componentes de las facies, y dónde ofrece el yacimiento mayores beneficios para las operaciones de recuperación secundaria.



Los sedimentos del abanico submarino de un campo localizado en la parte sur central del sistema de abanicos de Chicontepec, fueron depositados bajo condiciones tectónico-estratigráficas complejas. La depositación temprana fue distribuida ampliamente a través de la cuenca, y fue seguida por diversas fases de elevación y retrabajo, originando complejas arquitecturas estratificadas. Debido al compactamiento de la arena a través del proceso cambiante de depósito y la subsecuente erosión, el número de yacimientos de areniscas, varía a través de la cuenca.

Usualmente entre 8 y 16 intervalos importantes están presentes en Chicontepec. En el campo estudiado, 10 de estos intervalos fueron considerados como potenciales para la inyección de agua. El sistema de yacimientos está típicamente compuesto de canales complejos, que están rodeados y depositados sobre lóbulos de areniscas, que se van convirtiendo gradualmente en abanico distal y en depósitos de nivel o piso de cuenca. En una escala de pozo a pozo, la variabilidad de las facies, resultado de un proceso típico de depósito de abanico submarino, acompañado con una inestabilidad tectónica, produjo una alta heterogeneidad en el sistema de yacimientos en este campo.

El análisis petrográfico indica que las arenas de Chicontepec son litoarenitas litológicamente inmaduras, las cuales consisten de granos de cuarzo, con abundantes fragmentos de carbonatos, y fragmentos de granito. Debido a la abundancia de carbonatos en el sistema, los sedimentos están altamente cementados por calcita ferrosa y dolomita ferrosa, además de crecimiento excesivo de cuarzo.

La abundancia de los cementantes es el control primario para la calidad de los yacimientos – conforme la cementación disminuye la porosidad aumenta. Es interesante que las arenas estén limpias o deficientes de arcillas, con sólo un 1 por ciento de arcilla. Sin embargo, esas arcillas contienen esmectita, y arcillas



hidratables, y en las pruebas de inyección, la hidrofilia de la esmectita, da lugar a la pérdida de la permeabilidad de 40-80%. La inyección de agua dulce origina una pérdida de permeabilidad de 70%, en tanto que la inyección de agua con KCL no fue dañina, reduciendo este parámetro sólo el 5%.

A pesar de la intensa sobreimpresión de la diagénesis, las facies deposicionales ejercen un fuerte control sobre la calidad del yacimiento. Información convencional de núcleos de diversos pozos, terminados en zonas profundas dentro del campo, fueron usados para comparar la relación entre la permeabilidad y la porosidad. Los núcleos intersecaron cuatro distintas facies en estas areniscas. Estas fueron: canal, lóbulo, lóbulo distante (distal), e interlóbulo(o sección condensada). La Fig. I.1 muestra que los datos caen sobre dos poblaciones, las facies distantes o dístales (depósitos de lóbulo distal y depósitos de interlóbulo) y más facies más próximas (canales y sus lóbulos asociados). Los valores máximos de porosidad y permeabilidad son substancialmente altos en las facies cercanas.

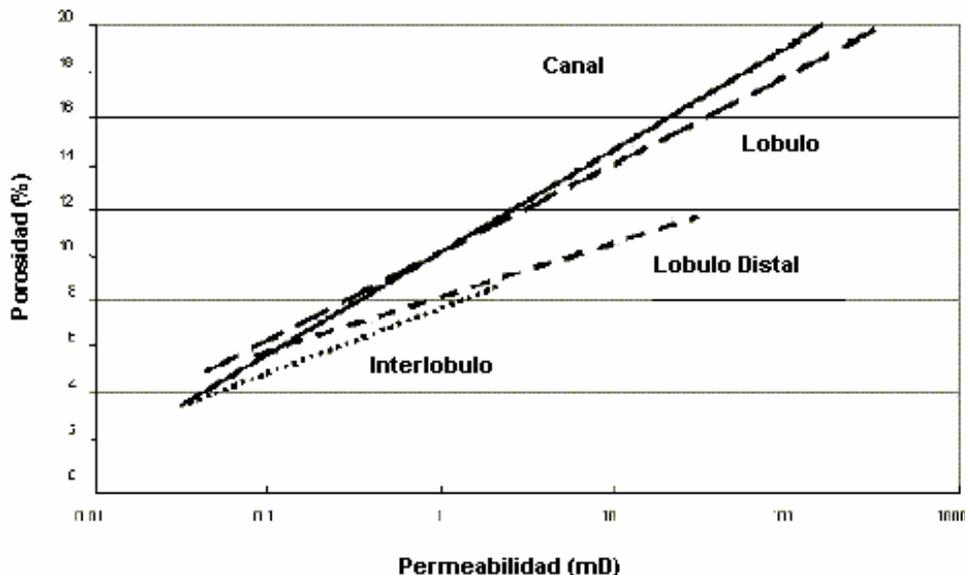


Fig. I.1 Relación entre facies y atributos de la calidad del yacimiento, en el sistema de abanicos submarinos de Chicontepec



En los núcleos se encontró que existen fracturas naturales de manera vertical y subvertical. Las fracturas están abiertas y parcialmente cementadas con calcita (Fig. I.2a) y están impregnadas con aceite (Fig. I.2b). Los afloramientos de los planos estratificados de Chicontepec, muestran una red de fracturas ínter seccionadas sistemáticas y no sistemáticas. Las fracturas principales o sistemáticas, están medianamente espaciadas uniformemente y muestran un movimiento de deslizamiento, y subsecuentemente contrarresta la conectividad de las fracturas no sistemáticas (Fig. I.3).

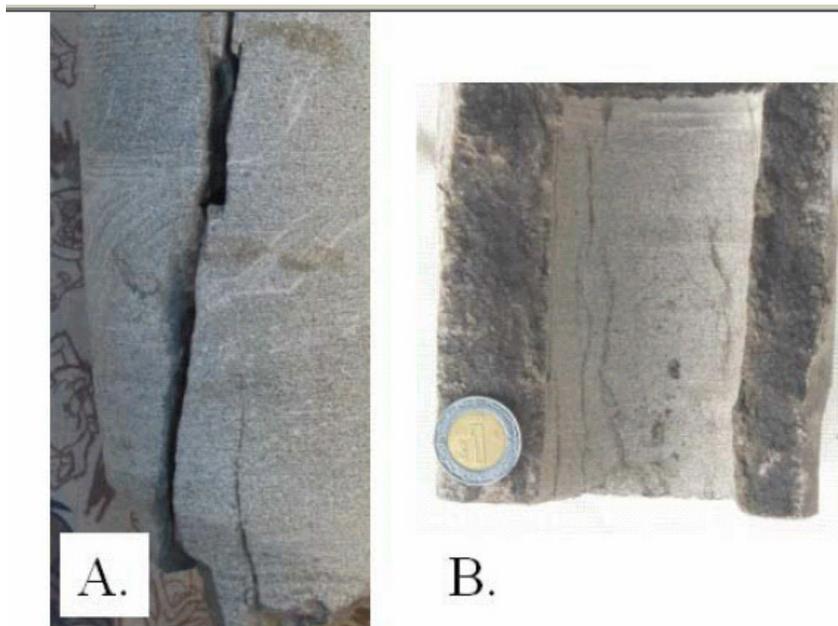


Fig. I.2 Calcita parcialmente cementada (A) e impregnada con aceite (B); las fracturas naturales son comunes en núcleos de Chicontepec



Fig. I.3 Las areniscas de Chicontepec muestran una red compleja de fracturas naturales sistemáticas y no sistemáticas en el afloramiento y en las orientaciones de los núcleos subsuperficiales, como fue determinado en las pruebas microsísmicas.

El análisis microsísmico hecho en el campo durante la perforación, muestra que las fracturas sistemáticas tienen una orientación Noreste. La prueba de inyección de agua fue implantada para observar la respuesta de dos cuerpos arenosos denominados S1 y S2 y fue ubicada en un canal complejo, en uno de los yacimientos y en las facies del lóbulo del abanico submarino del segundo yacimiento. El espesor total fue de entre 128 y 253 metros, mientras la profundidad hasta la cima del cuerpo más somero fue de 1425 a 1530 metros.

Las condiciones iniciales del yacimiento son: bajosaturado, con una presión de 3195 lb/pg² (225 kg/cm²) y factor de volumen de formación de 1.1621 bl/bl, temperatura de 158 °F (70°C). En el tiempo en el que la prueba fue llevada a cabo, existían 77 pozos perforados en el yacimiento, de los cuales 65 estaban bajo un sistema de bombeo neumático. La producción del campo en ese momento era de 2400 BPD. La prueba piloto fue llevada a cabo del 6 de marzo de 1999 hasta el 31



de marzo de 2000, inyectándose a 6 distintos gastos. Durante esta prueba hubo rangos de inyección de 240 a 4000 bl/día, con una inyección estable final de 2600 bl/día

Las correlaciones muestran que las distribuciones de las arenas dentro de los cuerpos arenosos estudiados en la prueba piloto, fueron afectadas por los procesos de depósito, así como por la erosión. Los cuerpos arenosos muestran bifurcaciones típicas de los sistemas canal / lóbulo. Se observó que la continuidad de la arena y la calidad de los yacimientos son buenas en la dirección Noreste desde el pozo inyector, disminuyendo en las direcciones Este y Sureste.

Se cree que las interacciones (como la imbibición) de los fluidos y la roca, así como las condiciones locales de la geometría de poro (como las distribuciones del tamaño de poro, tamaño de la garganta de poro) y amplias variaciones en las propiedades petrofísicas entre los estratos adyacentes, entre otros posibles factores, han producido el aparente efecto de disminución de los tiempos de irrupción.

Esta hipótesis debe ser confirmada por experimentos de laboratorio, utilizando la roca y muestras de los fluidos, conducidos a condiciones de yacimiento. Además, se observó que las mediciones de la mojabilidad llevadas a cabo en núcleos de diferentes partes del Campo, sugieren que **la mojabilidad de la roca de esta formación varía desde una ligera mojabilidad por el aceite hasta una mojabilidad neutral.**

Como respuesta a la inyección de agua, la presión del yacimiento se incrementó y las relaciones gas-aceite disminuyeron de manera modesta en los pozos exteriores. Sin embargo, no hubo incrementos claros en los gastos de producción de aceite al final de la prueba; se cree que es debido a su corta duración. La presión de fondo fluyendo en el pozo B cambia de 720 lb/pg² al inicio de la



inyección hasta 975 lb/pg² al final de la prueba. En el pozo inyector cambia de 1800 lb/pg² hasta 3601 lb/pg² al final de la prueba.

Los resultados obtenidos en el corto plazo de la prueba piloto de inyección de agua, parecen indicar que algunos de los pozos productores exteriores, mostraron apenas un incremento de la presión del yacimiento y de la producción de aceite, en el momento que se detuvo la prueba de inyección de agua, por lo que se concluye que los numerosos yacimientos de areniscas en Chicontepec pueden verse beneficiados por la inyección de agua en periodos de tiempo grandes.

I.2 Respuesta del Fracturamiento Microsísmico en los Yacimientos Turbidíticos del Campo Tajín.¹²

La selección óptima de los sitios de los pozos en yacimientos heterogéneos turbidíticos, como los encontrados en la Cuenca de Chicontepec, dependen fuertemente de la descripción de las heterogeneidades, la distribución de las facies y la calidad de las propiedades de flujo, así como la evaluación de la extensión y la orientación de las fracturas apuntaladas. El crecimiento de la propagación de las fracturas hidráulicas y su orientación, juegan un papel muy importante en la visualización y la optimización de los patrones de flujo de tan complejos yacimientos.

Para entender mejor la respuesta al fracturamiento de estas formaciones y sustentar el diseño de estrategias de desarrollo, se han llevado a cabo diversas mediciones de la respuesta microsísmica, bajo el fracturamiento hidráulico en pozos del Campo Tajín. El mejor entendimiento de la respuesta de los yacimientos a la estimulación, obliga al operador a revisar sus prácticas de fracturamiento, para una estimulación del yacimiento rentable.



En los pozos del Campo Tajín, se ha aplicado un programa intenso de diversas mediciones de la respuesta microsísmica, bajo operaciones de fracturamiento hidráulico; una mejor idea de la caracterización del Campo, de las fracturas creadas a lo largo de las formaciones heterogéneas y de las características de la conexión entre pozo- fractura, provee la base para optimizar el diseño de la fractura y los patrones de drene.

La estimulación por medio del fracturamiento es de especial interés, no sólo para mejorar la producción de pozos, sino también para proyectos de inyección de agua, recuperación mejorada y pozos multilaterales a lo largo del Campo Tajín. Además, la selección de la ubicación óptima para los pozos, depende de la orientación de las fracturas apuntaladas y tiene un impacto sensible en la economía de los proyectos.

La medición de la efectividad de las operaciones de fracturamiento hidráulico y el mapeo de las características de las fracturas a lo largo del Campo Tajín, fue el principal objetivo para el diseño del programa del uso de la tecnología microsísmica. La aplicación de esta tecnología prevé algunas ventajas inherentes, porque es la única forma de monitorear el proceso de fracturamiento desde dentro y fuera. Además, con esta configuración, el diseño de los parámetros de monitoreo más importantes y la sensibilidad, permanecen sin cambios de pozo a pozo.

Debido a que la actividad sísmica a lo largo de la fractura es muy intensa, aun después de que la inyección se detiene, el monitoreo está restringido al tiempo de cierre de la fractura, después de que se deja de bombear. Sin embargo, se ha encontrado que el método es útil para evaluar la orientación de la fractura y resaltar su entorno. La red microsísmica consiste de geófonos instalados en los pozos que van a ser fracturados.



A pesar de la pobre respuesta microsísmica del comportamiento sismológico del yacimiento, el uso de “estudios de monitoreo Microsísmico interno” permite capturar los eventos más cercanos a los geófonos; por lo tanto, permite presentar la orientación de la fractura y resaltar un efectivo comportamiento no simétrico del entorno de la fractura. Estos resultados no podrían haber sido obtenidos de estudios de monitoreo microsísmico externo.

Los resultados del monitoreo sísmico han sido de gran ayuda en alcance del control de la fractura y en la revisión del esquema de la estimulación, principalmente debido a la reducción de niveles de fracturas, necesarios para alcanzar una eficiente y rentable estimulación del yacimiento. Además, basados en los resultados de la aplicación de esta novedosa tecnología en los yacimientos de Chicontepec, la predicción de la orientación de la fractura a lo largo de los yacimientos canalizados, ha provisto un soporte sano en el diseño de nuevos esquemas. De aquí que las localizaciones, ya sea de los pozos productores o inyectoras, han sido optimizadas.

I.3 Caracterización Geoestadística Integrada de los Depósitos de Arenisca Turbidítica en la Cuenca de Chicontepec, Golfo de México¹.

En este estudio se discuten los métodos utilizados para identificar y dividir los estratos en los sedimentos de los Campos de Agua fría y Tajín en Chicontepec, utilizando secuencias estratigráficas, características petrofísicas de registros de pozo, modelos de facies geológicas y sísmica 3D.

Se lleva a cabo una caracterización geoestadística multidisciplinaria integrada en dos pasos. El primero es la formación de una estructura (framework) de superficies de múltiples secuencias y subsecuencias, que se construye a partir de la integración de fuentes de trazadores geológicos de pozos, petrofísica y horizontes sísmicos. El segundo son las distribuciones de las propiedades del



yacimiento con sísmica de 3D de alta resolución, tomando en cuenta la interrelación inherente entre los datos de las propiedades del yacimiento y las tres principales escalas del registro.

Se modela el contenido de volumen de lutita en el Campo Tajín y la porosidad total del Campo Agua Fría. Las distribuciones de permeabilidad son función de la porosidad, de las distribuciones de saturación de agua, de las facies y subsecuencias. Los cuerpos de areniscas y lutitas encontrados en los Campos de Chicontepec, no presentan una extensión laminar continua a través de los campos y se identificó que existe una amplia variación en el contenido de lutita.

Esto es crucial para mejorar la caracterización del yacimiento; especialmente la distribución de los cuerpos arenosos y la conectividad de los cuerpos de interés, para así optimizar la planeación del desarrollo y la administración de los Campos en Chicontepec. Las técnicas geológicas pueden ser categorizadas en dos tipos: los métodos basados en píxeles y el otro en objetos.

Los métodos basados en píxeles son ampliamente usados para caracterizar los parámetros del yacimiento y las estructuras, pero no están diseñados para reproducir explícitamente las formas geométricas. Los métodos basados en objetos, son ajustables para representar las características geológicas con ciertos atributos geométricos, como canales y lóbulos de turbiditas.

Se encontró que en la parte superior de los depósitos de Agua Fría y Tajín son predominantemente areniscas de buena calidad, del tipo de canal turbidítico de extensión lateral limitada; en cambio, los depósitos de la parte inferior, son de menor calidad, del tipo de capas delgadas, debido a la diagénesis y cementación secundaria. Se sabe que la principal roca en la Cuenca es arenisca turbidítica de abanico submarino proveniente de la Sierra Madre Oriental.



Se realizó un análisis geológico estratigráfico basado en el concepto de secuencia estratigráfica, para propósitos de división estratigráfica y modelado de facies. En la Fig. I.4 se muestra el resultado de una división de secuencia estratigráfica en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. La unidad del yacimiento en estos Campos está dividida en doce secuencias de depósito.

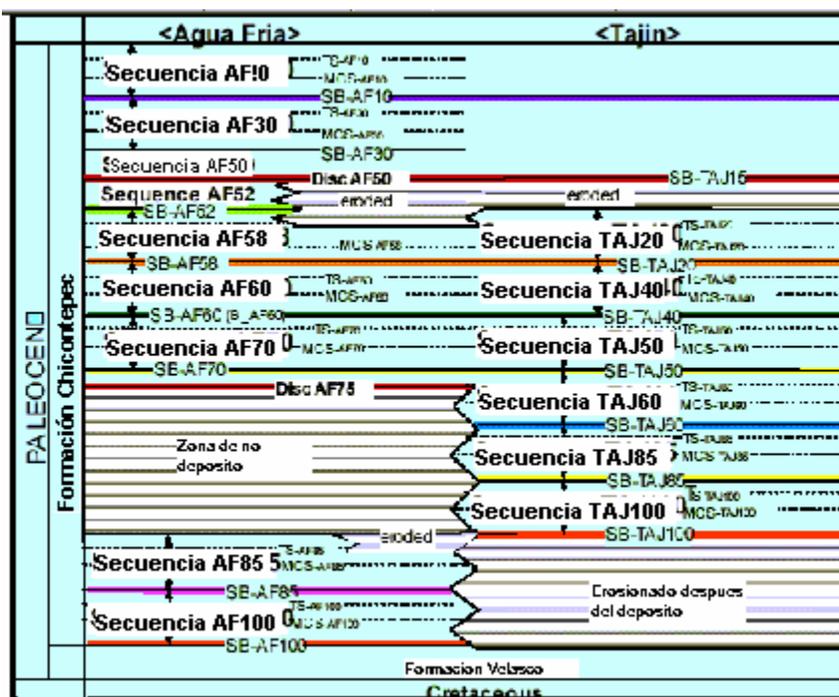


Fig. I.4 Secuencia estratigráfica del yacimiento del Paleoceno, de la Formación Chicontepec, en los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín. El eje vertical de esta gráfica es el dominio del tiempo TS: Superficie Transgresiva, MCS: Sección Menor Condensada, SB: Secuencia de Frontera

Las facies fueron clasificadas y divididas, basadas en un análisis de registros de facies (rayos gamma, resistivos y densidad-neutrón) y descripciones de núcleos adicionales. Lo cual dio como resultado el reconocimiento de cuatro facies mayores de turbiditas; estas son SA, NA, MA y M. En la Fig. I.5 se muestra la



litología principal; se infieren los ambientes sedimentarios y las características de los patrones de los registros para cada facie.

Facies	Columna	Descripción Litológica	Facies nucleos	Ambiente Sedimentario inferido	Características de registros de pozo		
					Gamma Ray	Resistivity	Neutron Density
SA		Conglomerada Arenisca Rica en arena alternada con capas de arenisca y lutita (turbiditas de alta dens)	Facies 4 Facies 5 Facies 6	Abanico superior/medio Canal distributivo o abanico radial Canal de sistema de canales enramados			
NA		Alternancia normal Capas de lutitas y arenisca (turbiditas de baja densidad)	Facies 6	Abanico Medio de Abanico arenoso radial o rama de canal de Sistema de canales enramados			
MA		Rica en lutita alternada con capas de arenisca y lutita (Turbiditas de baja densidad)	Facies 7 Facies 5	Abanico inferior de Abanico arenoso radial o rama de canal de Sistema de canales enramados			
M		Lutita (Sedimentos Hemipelagicos)	Facies 3 Facies 8 Facies 9	Talud Piso de cuenca			

Fig. I.5 Clasificación de facies en la Formación Chicontepec, basada en patrones de registro de pozo y descripción de núcleos

Las facies SA consisten de arenisca y arenas ricas alternadas con capas de arenisca y lutita, las cuales son consideradas como turbiditas de alta densidad. El abanico superior, abanico medio o canal distributivo de abanico radial arenoso, o un canal de un sistema de canales enramados es considerado como ambiente sedimentario.

Las facies NA incluyen una alternancia normal entre capas de lutitas y areniscas, y son consideradas como turbiditas de baja densidad. Las facies MA consisten de grandes cantidades de lutita; tienen capas alternadas de lutita y arenisca, y



también son consideradas como turbiditas de baja densidad. Las facies M contiene principalmente lutita, incluyendo sedimentos no consolidados, los cuales fueron depositados en un ambiente de talud o plataforma continental. Los resultados de análisis petrográficos muestran que las facies NA y una parte de las facies SA y MA tienden a mostrar cierta calidad del yacimiento.

Se llevaron a cabo análisis petrográficos para evaluar los factores diagenéticos que controlan las propiedades del yacimiento de las areniscas turbidíticas de Chicontepec. Después de la depositación, las areniscas turbidíticas de Chicontepec fueron sepultadas aproximadamente 1000 metros. Conforme la profundidad del sepultamiento se incrementó, el cuarzo y la calcita rellenaron los poros de las areniscas, dando origen a una reducción de la porosidad. Luego durante el levantamiento, entre la etapa media y final de la diagénesis, el agua bajosaturada disolvió la calcita cementada, dando como resultado la recuperación y mejoramiento de la porosidad.

La parte inferior de las secuencias de turbiditas de Chicontepec, tiende a estar más cementada, con algunas excepciones de áreas parcialmente disueltas, mientras la intensidad de la cementación es baja y la disolución es prominente en la parte superior. Las comparaciones entre los mapas de cementación / disolución, con los mapas de facies, revelan que la parte inferior está caracterizada por una cementación compleja en forma de parches, sin controles de las distribuciones de las facies, en tanto la cementación y disolución, tienden a estar claramente controladas por patrones de distribución de facies de canal en la parte superior.

La aplicación de nuevas técnicas y la integración de estudios multidisciplinarios han logrado mejorar el entendimiento de los Campos de Chicontepec, lo que ayudará a desarrollar y explotar de mejor forma estos campos.



I.4 Comparación de las Propiedades del Yacimiento y Desarrollo de la Historia de los Campos Spraberry en Texas y Chicontepec.²

Las Formaciones de Spraberry y de Chicontepec, son Formaciones gigantes; ambas tienen muy baja porosidad y permeabilidad; además sus yacimientos se encuentran en abanicos submarinos. (Fig. 1.6)



Fig. I.6 Ubicación de las Formaciones Spraberry y Chicontepec.

Cada formación tiene intervalos de aproximadamente 300 – 400 m (1000 –1500 pies) con múltiples yacimientos, a profundidades menores de 3000 m (10,000 pies). Sus yacimientos producen bajo el empuje de gas disuelto.

Sin embargo los Campos difieren significativamente en su desarrollo histórico. Cerca de 18,000 pozos han producido parte del aceite y gas de Spraberry (cerca de 10,000 siguen produciendo); en cambio, en Chicontepec se tiene menos de 1,000 pozos.



La administración de los costos de perforación, las técnicas de fracturamiento y el control de los costos de producción, han permitido a la Formación Spraberry ser desarrollada a pesar de ser conocida en todo el mundo como la Formación menos rentable. El desarrollo de Chicontepec, utilizando métodos similares, podría añadir reservas significativas y volúmenes de producción para México.

La ganancia para México al desarrollar Chicontepec al nivel de Spraberry, puede ser asombrosa, pero la inversión necesaria para desarrollar Chicontepec puede ser también asombrosa, requiriendo de una evaluación técnica y operacional detallada, antes de llevar a cabo tan importante programa.

La geología de Spraberry es menos compleja que la de Chicontepec y además, está mejor estudiada. Las limolitas de los yacimientos de Spraberry son extensas lateralmente, con mucho menos variabilidad estratigráfica. Los cuerpos de areniscas individuales dentro de Chicontepec, aparecen en forma lenticular; además, están arealmente limitados (Figs. I.7 y I.8)

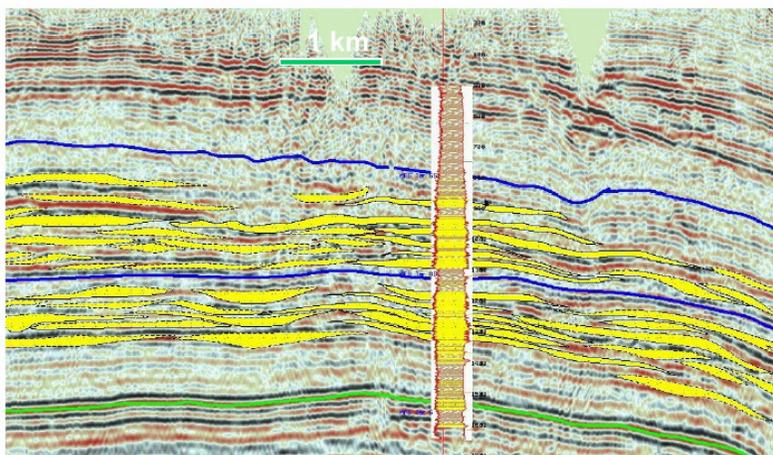


Fig. I.7 Modelo de depósito de los cuerpos arenosos de Chicontepec

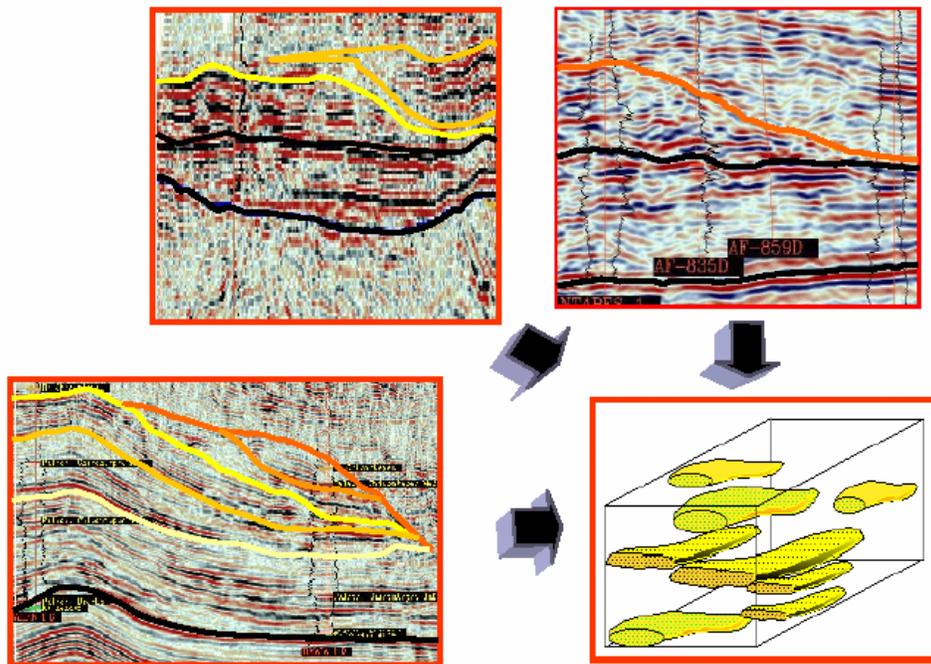


Fig. I.8 Uso de la sísmica 3D para ilustrar los cuerpos arenosos individuales

La sísmica 3D y el procesamiento avanzado, pueden ser útiles para reducir el riesgo asociado con la variación lateral. La integración del control de los pozos y la sísmica 3D en áreas perforadas, serán requeridas para determinar la cantidad de reducción de riesgo.

Las limolitas de Spraberry tienen una mayor relación con la calidad del yacimiento que en Chicontepec; son más consistentes, arcosas y subarcosas (Fig. I.9) y su diagénesis es más predecible a lo largo de la formación. En Chicontepec las areniscas son comúnmente litoarenitas (arenas consolidadas) ricas en carbonatos y fragmentos de rocas volcánicas, que tienen calidades de yacimiento altamente variables. (Fig. I.10)

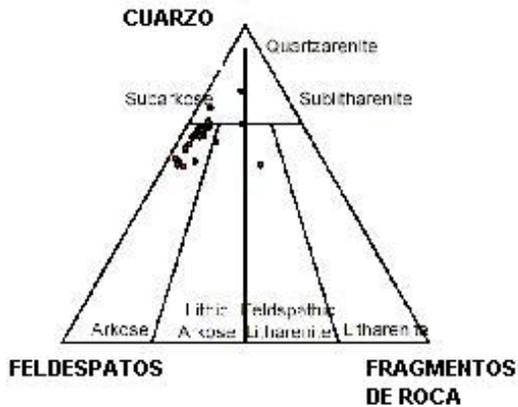


Fig. I.9 Tipo de roca de Spraberry

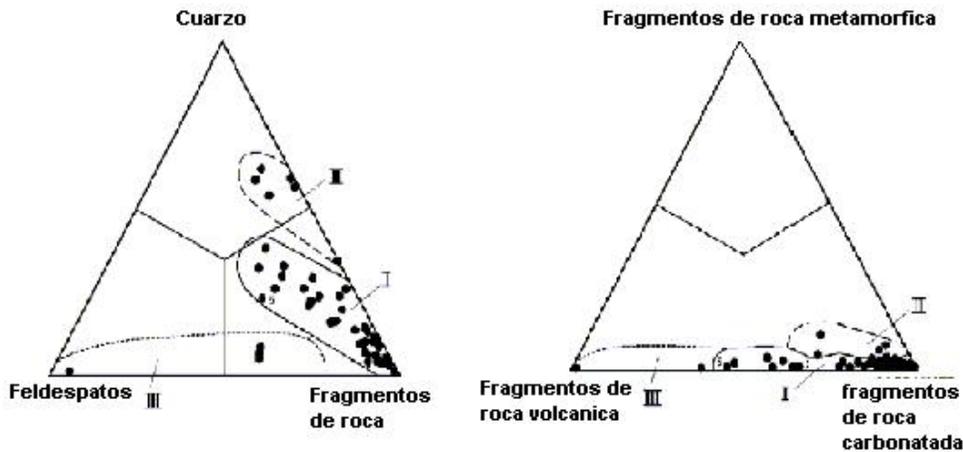


Fig. I.10 Tipo de roca de Chicontepec

La densidad del aceite en Spraberry es también consistente, de 35° – 40° API a lo largo de toda la Formación. En Chicontepec, la densidad del aceite varía desde menos de 10° en el Sureste hasta 50° API en el Noreste. El diseño del pozo y los costos pueden ser más difíciles de predecir en Chicontepec, especialmente durante las primeras etapas del desarrollo.

En el Oeste de Texas, las localizaciones para la perforación tienen costo muy bajo, debido a que se tiene una pequeña o nula topografía y existen caminos cada



milla para su acceso. En Chicontepec, el terreno está principalmente en cerros encrespados; los costos en las localizaciones pueden ser significativamente altos (Fig. I.11)



Fig. I.11 Equipo de perforación del Paleocanal de Chicontepec, construido para optimizar los tiempos y logística de perforación, en localizaciones de pozos múltiples.

PEMEX ha propuesto perforar pozos desde localizaciones centralizadas, para compartir instalaciones y minimizar el impacto ambiental de los numerosos caminos. Esto podría mejorar los costos de las instalaciones y ubicaciones, pero se necesitará perforar pozos direccionales. El impacto del costo de la perforación direccional tendrá que ser evaluado.

Los pozos en Spraberry son perforados de manera muy sencilla y con una ligera variación a través de todo el Campo. Las técnicas usadas han sido desarrolladas usando las lecciones aprendidas durante el desarrollo de la Formación y a través de alianzas estratégicas con contratistas para mejorar la eficiencia y reducir los costos de perforación.



Se considera que los pozos en Chicontepec tendrán que ser perforados de manera similar para alcanzar las ganancias necesarias, para desarrollar Chicontepec. Se requerirá tiempo para alcanzar el nivel de eficiencia de Spraberry y se necesitarán nuevas alianzas con contratistas, para alcanzar el nivel de experiencia actual de Spraberry.

La disminución de los costos de operación y la reducción del tiempo, darán una gran oportunidad de éxito. Un componente clave será el entrenamiento del personal de campo, para operar nuevos equipos. Se necesita comunicación y compromiso a todos los niveles dentro de la compañía, para alcanzar el éxito.

Un profundo conocimiento de las heterogeneidades, será necesario antes de comprometer miles de millones de dólares, necesarios para el completo desarrollo de Chicontepec y hacer este desarrollo rentable. Los márgenes por barril de producción son bajos comparados con otros campos, pero justo como en Spraberry hay muchos barriles por recuperar; el total podría ser 10 veces más que en Spraberry.

En la actualidad PEMEX ha implementado una estrategia agresiva para aumentar la producción del Paleocanal de Chicontepec. El objetivo de producción para el año 2006 es llegar a 39,000 BPD y 50 MMPCD, aumentando la producción de petróleo en un factor de más de 10 e incrementando más de cuatro veces la producción de gas. PEMEX ha hecho alianzas con empresas de servicios para alcanzar estos objetivos. Algunos de los avances que se han tenido con estas alianzas es la creación de instalaciones de pozos múltiples (Fig. I.11)



I.5 Modelo de Variación del Tamaño de Bloques para la Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados ²³.

El modelo de tamaño múltiple de bloques es útil para estudiar a los yacimientos naturalmente fracturados, tomando en cuenta distribuciones continuas uniforme, exponencial y normal de tamaños de bloque de matriz. La mayoría de los investigadores suponen que los bloques de matriz son iguales. Sin embargo, debido las diferencias litológicas, variaciones de los esfuerzos en la roca, procesos diagenéticos, etc., es común el tamaño múltiple de bloques. Por lo tanto, para caracterizar de manera más adecuada el medio poroso, se ha realizado una investigación para tomar en cuenta el tamaño múltiple de bloques.

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen un número finito NB de tamaño de bloques $h_{ma1}, h_{ma2}, \dots, h_{mai}$, o el tamaño de los bloques puede tener una variación continua h_{ma} , siendo h_f el espesor de las fracturas.

Para el número finito de tamaño de bloques se tiene:

$$\sum_{i=1}^{NB} f_i(h_{mai}) = 1, \dots \dots \dots (1)$$

donde la función $f_i(h_{mai})$ representa la fracción de volumen de los bloques de tamaño h_{mai} , con respecto al total de volumen de bloques. Para la variación continua de h_{ma} del tamaño de bloques, el resultado correspondiente es:

$$\int_{h_{D \min}}^{h_{D \max}} f_D(h_D) dh_D = 1, \dots \dots \dots (2)$$



donde:

$$h_D = h_{ma} / h_{m\acute{a}x},$$

es el espesor adimensional del tamaño de bloques y

$h_{Dmín} = h_{mín} / h_{m\acute{a}x}$ y $h_{Dm\acute{a}x} = 1$; $f_D(h_D)$ es la función de probabilidad de la variable aleatoria h_D , la cual describe la distribución del tamaño de bloques. La Fig. I.13. muestra la función continua $f_D(h_D)$ de la Ec. 2. La forma de la curva indica que la probabilidad de ocurrencia de los bloques aumenta conforme su tamaño aumenta, y viceversa; es decir, para los bloques más grandes se tiene una mayor probabilidad de ocurrencia que los pequeños. Esto se debe a que el volumen es mayor, en el caso de los bloques grandes y no a que existan más bloques grandes en el yacimiento.

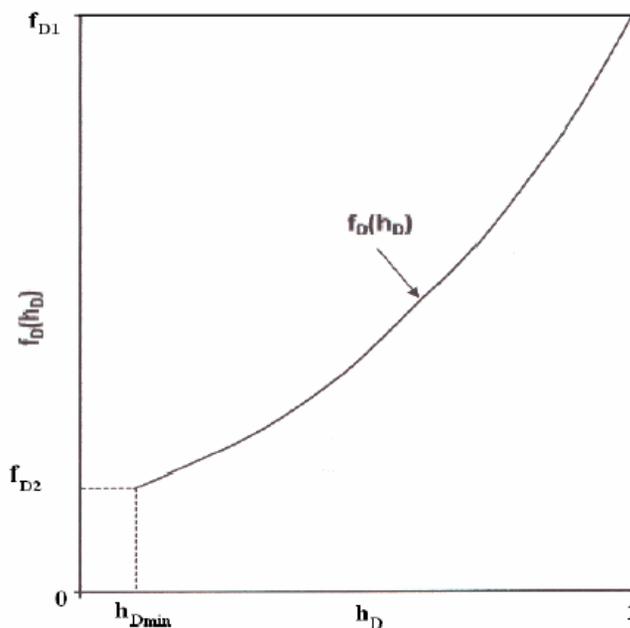


Fig. I.12 Función de probabilidad de la variable de probabilidad h_D



Hay dos parámetros definidos, relacionados con los cálculos del gasto por imbibición y los efectos gravitacionales, siendo muy importantes en el diseño de un proceso de recuperación secundaria:

$$A_{fb} = 2 / (h_{ma} + h_F) = 2V_{ma} / h_{ma}V_b \dots\dots\dots(4)$$

$$A_{fma} = 2 / h_{ma} , \dots\dots\dots(5)$$

donde V_b y V_{ma} son los volúmenes total y de matriz y A_{fb} , A_{fma} son las áreas de las fracturas por unidad de volúmenes total y de matriz, respectivamente.

Para funciones lineales

$$f_D = mh_D + b, \dots\dots\dots(6)$$

$m > 0$ significa una densidad baja de fracturas (tamaños grandes de bloques de matriz); conforme m aumenta, una mayor fracción del volumen de poro ocurre en tamaños grandes de bloques. Una gran densidad de fracturas (tamaños pequeños de bloque de matriz) corresponde a $m < 0$.

I.6 Estimación de los Parámetros de Yacimientos Naturalmente Fracturados Considerando un Tamaño Múltiple de Bloques.²⁴

Se desarrolló un procedimiento para estimar la variabilidad del tamaño de bloque a partir de los datos de pruebas de decremento, aplicando una técnica de optimización; en otras palabras, el problema inverso es resuelto.

La certidumbre de los resultados estimados es evaluada aplicando los límites de confianza teóricos y el procedimiento es ilustrado utilizando datos de una simulación de prueba de decremento. Por otro lado, los parámetros estimados de



la variabilidad de los tamaños de bloque fueron usados para obtener resultados para la función derivada de presión; la similitud con los datos de la prueba de decremento fue muy buena.

El problema del flujo de los fluidos a través del medio poroso, la evaluación de la respuesta de la presión como función del espacio y tiempo, a partir del conocimiento de las propiedades del sistema roca fluidos y las ecuaciones de flujo, está referido como el problema directo.

El problema inverso consiste en determinar los parámetros del sistema a partir del análisis de la respuesta de presión, a través de la aplicación de las soluciones apropiadas a las ecuaciones de flujo. En este estudio, el problema inverso consiste en estimar el rango y distribución de los tamaños de los bloques en yacimientos naturalmente fracturados, por medio del análisis de la respuesta de la presión; los parámetros estimados son la pendiente y la intersección con el eje vertical, la constante exponencial y la relación h_{min} / h_{max} y el promedio y la desviación estándar, para las funciones de probabilidad lineal, exponencial y normal, respectivamente.

El conocimiento del rango de la distribución del tamaño de bloque tiene una aplicación directa en la simulación numérica de yacimientos, la cual requiere información confiable para dar resultados satisfactorios.

Gasto de imbibición considerando las condiciones de tamaños variables de bloques

Se estableció que la imbibición es el mecanismo que prevalece, o al menos contribuye importantemente, en el flujo de aceite a partir de la matriz de roca mojada por agua en un yacimiento naturalmente fracturado, cuando un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua es llevado a cabo.



El gasto de imbibición es proporcional al área de las fracturas por unidad de volumen de roca fracturada A_{fb} (interacción entre matriz fractura); para un estrato horizontal

$$A_{fb} = \frac{2}{(h_{ma} + h_f)}; \dots\dots\dots(7)$$

así el gasto de imbibición es función de la variabilidad del tamaño de bloque; específicamente, el gasto de aceite proveniente de este mecanismo es:

$$q_o = \frac{2F_d}{(h_{ma} + h_f)}; \dots\dots\dots(8)$$

donde F_d es una función que involucra el resto de los parámetros que afectan el q_o como S_w , k_{ma} , etc. (estas son constantes para otro tamaño igual o diferente de bloques).

El gasto total de aceite por imbibición de un yacimiento naturalmente fracturado con NB tamaños de bloques para bloques horizontales, rodeados por fracturas de espesor h_f es:

$$q_{ot} = \sum_{i=1}^{NB} q_{oi} f_i = 2F_d \sum_{i=1}^{NB} \frac{f_i}{h_{mai} + h_f}, \dots\dots\dots(9)$$

donde f_i es la función de la frecuencia discreta para los bloques de matriz de tamaño h_{mai} y el subíndice d representa las condiciones discretas; se puede observar que q_{ot} depende no sólo del tamaño de bloque, sino también de la frecuencia de ocurrencia en los yacimientos naturalmente fracturados.



Para una distribución continua del tamaño de bloque, despreciando h_f y usando:

$$h_{ma} = h_{max} h_D$$

Así:

$$q_{ot} = F_c \int_{h_{Dmin}}^{h_{Dmáx}} \frac{f_D}{h_D} dh_D \dots\dots\dots(10)$$

ahora F_c es otra función que involucra F_d , el volumen total del yacimiento y h_{max} ; “c” representa las condiciones continuas de tamaño de bloques.

Si f_D es la función de probabilidad lineal:

$$q_{ot} = F_{cl} \int_{h_{Dmin}}^{h_{Dmax}} \frac{mh_D + b}{h_D} dh_D \dots\dots\dots(11)$$

I.7. Tamaño de Bloque y Permeabilidad de la Fractura en Yacimientos Naturalmente Fracturados.²⁷

Los yacimientos fracturados fueron originalmente depositados con sedimentos del mismo tipo, y después estos perdieron su continuidad a causa del plegamiento, fallamiento, presión de sobrecarga, y movimientos tectónicos.

Las discontinuidades creadas provocan grandes dificultades en la descripción de la estructura interna de la roca y el flujo de los fluidos. Los yacimientos fracturados



presentan doble porosidad y doble permeabilidad, con la mayor porosidad en la matriz y la mayor permeabilidad en la fractura.

La porosidad y la permeabilidad además de ayudar en la descripción de la roca, se requieren para evaluar otras características como lo son:

- Tamaño de bloque
- Ancho de la fractura
- Porosidad vugular

Algunas veces se observa la presencia de estylolitas en las rocas, pero estas no son, generalmente, una barrera al flujo.

Un medio para conocer la permeabilidad de la fractura y el tamaño del bloque es analizar núcleos extraídos de la formación, a partir del cual es posible obtener la profundidad y la dirección de los planos de la fractura, la longitud de la fractura y la anchura, el grado de cementación, la presencia de estylolitas y la intersección de la fractura. La recuperación de los núcleos en este tipo de yacimientos es pobre, por lo que no se puede esperar tener buenos resultados basados solamente en núcleos.

Otra forma de determinar estos parámetros es el estudio del afloramiento, porque si estos son extensos pueden dar una idea acerca de la intensidad de la fractura, la distancia entre las fracturas y su anchura, así como la inclinación y la dirección de los planos de fractura.

Se obtiene información importante por medio de herramientas con las cuales se observa directamente el agujero, como televisión, fotografía y registros como el Micro Explorador de Formación (Formation Micro Scanner) y el registro de imagen.



La sísmica puede dar información acerca de las regiones fracturadas del yacimiento; esta información es muy útil para ubicar los pozos, pero no define el tamaño de bloque y ancho de la fractura o la permeabilidad.

Métodos para determinar las propiedades de los yacimientos fracturados

En el estudio de los sistemas fracturados, una relación entre algunas propiedades y los parámetros puede ser obtenida con las ecuaciones como la que se tiene a continuación desarrollada por Warren y Root:

$$\exp(-\Delta p / m) = \phi_f C_{pf} / \phi_f C_{pf}, \dots \dots \dots (12)$$

donde Δp es la diferencia de presión que presenta las porciones rectas paralelas de las graficas de las pruebas de decremento e incremento de presión, y m es la pendiente de las líneas rectas. El estudio de esa información permite el análisis del tamaño de bloque, y la permeabilidad de la fractura y la matriz, así como la porosidad.

Más recientemente, la interpretación de la prueba de incremento o decremento de presión por medio de las curvas tipo, ha sido desarrollada para obtener esa información. Este método muestra grandes posibilidades; por otro lado, Samaniego²⁸ ha contribuido a la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados, por medio del análisis del periodo de transición en la función derivada de presión.



I.8 Modelos Simples de Imbibición de Agua y Segregación Gravitacional de Aceite en Bloques de Roca²⁹.

El flujo de aceite proveniente de los bloques de roca debido a la imbibición y a la segregación gravitacional, es descrito por modelos matemáticos esquemáticos que incluyen propiedades petrofísicas de los fluidos, así como las dimensiones de los bloques.

Los modelos fueron validados comparando los resultados de estos problemas con simulaciones numéricas. Las simulaciones cubren un amplio rango realista de valores de las propiedades involucradas.

La inclusión de las funciones de la interacción matriz-fractura en la simulación del flujo de fluidos en yacimientos fracturados, es un procedimiento adecuado para la descripción matemática del flujo de un fluido, en el cual está involucrado el medio poroso.

El desarrollo de modelos simples que describen el flujo en bloques de roca, tiene un doble interés: estos modelos permiten la inclusión de los fluidos y las propiedades de los bloques en las formulaciones, haciendo innecesaria la adopción del ajuste de parámetros (matching) sin un significado físico que describa la interacción matriz-fractura.

Por otro lado, los modelos pueden ser incluidos en simuladores numéricos como funciones respuesta dependientes de las variables desconocidas en el medio fracturado; de esta manera, no se necesita un arreglo extra en la matriz, para las variables desconocidas y los recursos computacionales no necesitan ser incrementados, para una simulación del yacimiento fracturado.



El tamaño de bloque representativo, es el bloque de mínima dimensión. Todo fenómeno, como las variaciones de presión, depende de la mínima dimensión; recíprocamente, puede ser inferido a partir de pruebas de presión. El tamaño de bloque puede ser determinado a partir del espaciamiento de la fractura observado en las imágenes del pozo. Usualmente, estas imágenes proveen una distribución de los tamaños de bloque.

En un artículo previo, el autor presentó funciones del flujo de los fluidos provenientes de bloques de roca porosos y su comparación con resultados experimentales encontrados en la literatura. Los experimentos de laboratorio están restringidos a una duración que sea conveniente para las pruebas y además no cubren un amplio rango de valores de las propiedades de los bloques de roca, por ejemplo, tamaños grandes. Por otro lado, simulaciones numéricas detalladas del comportamiento de los bloques son prácticamente ilimitadas.

Imbibición. Los flujos de aceite de un bloque y el agua entrante, son el resultado de un equilibrio entre la fuerza capilar que absorbe el agua, y expulsa el aceite del bloque y se opone a las fuerzas viscosas que retienen a los fluidos. S_o^* es la saturación de aceite móvil promedio de un bloque. Un balance de fuerzas en el bloque de roca poroso incluye lo siguiente:

La fuerza capilar provee el mecanismo que lleva el agua hacia adentro

$$F_{pcow} = p_{cow}(S_o^*)\phi A_b / 2 \dots\dots\dots(13)$$

Las fuerzas son consideradas como las fuerzas totales en el bloque; esto es, que las fuerzas son aproximadamente las fuerzas totales en todo el bloque omitiendo las variaciones dentro de éste.



Fuerza viscosa del aceite:

$$F_{\mu o} = \nu \phi k k_{row} f_1 h_b S_o^{*\varepsilon} A_b / 2 \dots\dots\dots(14)$$

Fuerza viscosa del agua:

$$F_{\mu w} = \nu_w \mu_w \phi k k_{rw} f_1 h_b S_o^{*\varepsilon} A_b / 2 \dots\dots\dots(15)$$

En las últimas dos ecuaciones, se asume que las fuerzas viscosas actúan en un volumen que es el producto de: la mitad del área del bloque para cada fase; una potencia ε de saturación aceite; y un factor f_1 que representa las características de la dimensión de los bloques.

Un valor promedio simple de la saturación móvil es considerado a través del bloque y éste determina las permeabilidades relativas. Se considera que las fuerzas viscosas actúan en un volumen proporcional a:

El área de la superficie del bloque y la dimensión de bloque mínima son multiplicadas por un factor f_1 el cual se determina a partir de un ajuste (matching) con simulaciones numéricas.

Las velocidades de los fluidos están dadas por la razón de cambio de cualquier saturación; tomando en cuenta el aceite se tiene,

$$v = \frac{dS_o^*}{dt} \frac{V_b \phi}{A_b / 2} \dots\dots\dots(16)$$



Debido a que las fuerzas capilares mueven los dos fluidos, las fuerzas viscosas son añadidas en sus valores absolutos:

$$F_{pc} = |F_{\mu o}| + |F_{\mu w}| \dots\dots\dots(17)$$

El equilibrio de las fuerzas implicadas lleva a:

$$\frac{dS_o}{dt} = \frac{kp_{cow} A_b}{V_b \phi f_1 h_b S_o * \epsilon \left(\frac{\mu_o}{k_{row}} + \frac{\mu_w}{k_{rw}} \right)} \dots\dots\dots(18)$$

La presión capilar fue incluida como la fórmula más general de segunda potencia:

$$p_{cow} = p_{cow\max} S_o^{*2} \dots\dots\dots(19)$$

esto es, el valor máximo es alcanzado a la saturación de agua móvil nula. La permeabilidad relativa al aceite es el cuadrado de la saturación; para el agua se tiene:

$$k_{rw} = (1 - f_s S_o^{*2}) \dots\dots\dots(20)$$

Las funciones para la permeabilidad relativa y la presión capilar pueden ser modificadas para ajustarse a determinaciones particulares del laboratorio. Cualquier funcionalidad conocida de la presión capilar o la viscosidad con la presión y/o la composición, puede ser incluida en este modelo.

Segregación gravitacional. En este caso la saturación móvil significa “ exclusiva movilidad de la retención capilar”, (la fracción de saturación en un núcleo retenida por la capilaridad, puede convertirse en móvil, sí el núcleo es centrifugado). Así, la



saturación de aceite en un bloque, después de largos periodos de drene, está compuesta de una verdadera fracción de saturación no móvil más una fracción debida a la retención capilar.

Esto es,

$$S_o^* = (S_{oav} - S_{oir} - S_{gc}) / (1 - S_{oir} - S_{gc}), \dots\dots\dots(21)$$

donde S_{oir} no incluye la retención capilar.

La fuerza de empuje en este caso es el peso de una columna de aceite en el bloque:

$$F_\gamma = S_o^* h_b \Delta \rho_{og} A_T \phi \dots\dots\dots(22)$$

El producto $h_b S_o^*$ puede ser considerado como una columna de aceite móvil que se mueve hacia abajo como un pistón.

Se asume que el aceite fluye sólo verticalmente a través del bloque de dimensión mínima y a través del área total horizontal transversal A_T . Esta área y la dimensión característica del bloque, para el caso de la segregación gravitacional, están determinadas por el factor de forma y la inclinación del bloque. Este aspecto no ha sido estudiado más profundamente; sólo bloques cúbicos con caras horizontales fueron considerados.

El peso de la columna de aceite está balanceado, por un lado, por la fuerza viscosa del aceite fluyente que es:

$$F_{\mu o} = (v \mu_o \phi / k k_{rog}) A_T h_b \dots\dots\dots(23)$$



y por otra parte, la velocidad vertical del descenso de la columna de aceite esta dada por:

$$v = h_b dS_o^* / dt \dots\dots\dots(24)$$

La fuerza de viscosidad del gas, usualmente es dos órdenes de magnitud menor que la fuerza de viscosidad del aceite, por lo que no se considera, aunque su inclusión no representa una complicación significativa.

Por otro lado, la retención capilar del aceite es otra fuerza que actúa en contra el peso del mismo:

$$F_{pc} = p_{coavg} A_T \phi \dots\dots\dots(25)$$

La presión capilar promedio es el promedio de,

$$p_{cog}(S_o^*) = p_{cog \max} (1 - S_o^*)^2, \dots\dots\dots(26)$$

tomando en cuenta la condición que la columna estática no puede exceder la dimensión de bloque representativa. Esto es, el frente de aceite no puede ir sobre la cima del bloque. Cualquier función de S_o^* puede ser usada para modificar el modelo presente.

El equilibrio de las tres fuerzas da origen a :

$$\frac{dS_o^*}{dt} = \frac{kk_{rog}}{\mu_o h_b^2 S_o^*} (h_b S_o \Delta \rho_{og} \gamma - p_{coavg}) \dots\dots\dots(27)$$



Considerando un frente de aceite residual promedio, definido en condiciones estáticas y una saturación promedio de aceite residual, se tiene:

$$\frac{p_{cogav}}{h_b \Delta \rho_{og} \gamma} = \frac{h_{pcav}}{h_b} = S_{pcav} \dots\dots\dots(28)$$

y asumiendo una permeabilidad relativa de aceite como el valor de la saturación al cuadrado, la Ec.27 puede ser rescrita como

$$\frac{dS_o^*}{dt} = \frac{h_b \Delta \rho_{og} \gamma}{\mu_o f_D h_b} (S_o^* - S_{pcav}) S_o^* \dots\dots\dots(29)$$

El factor f_D puede entrar como factor de forma.

Los modelos desarrollados dependen de la dimensión mínima de los bloques de matriz de roca, la cual puede ser determinada de las pruebas de presión y de imágenes en el pozo.

Las formulaciones presentadas pueden ser usadas para predecir la recuperación de los bloques de roca en zonas donde el contacto de gas o agua han avanzado y para calibrar simuladores numéricos, en los cuales la interacción matriz – fractura depende de parámetros ajustables.



II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DESARROLLO DE LOS MODELOS

II.1 Planteamiento del Problema

Es muy importante conocer el comportamiento de la producción de los yacimientos de la Formación Chicontepec, debido al gran interés que ha surgido recientemente y las cuantiosas inversiones que se están comprometiendo en este proyecto. Como ya se mencionó en el Capítulo I, estos yacimientos han sido fracturados hidráulicamente debido a su baja permeabilidad^{3,7,21}; se sabe que estos yacimientos tienen fracturas naturales, pero se piensa que estas fracturas tienen muy baja conductividad^{6,8,12,13}.

Se utilizarán modelos muy simples para analizar los resultados de producción, considerando diversas alternativas, de forma muy sencilla, rápida y económica; estas alternativas pueden ser los tamaños, las distribuciones y las frecuencias de los bloques, la permeabilidad de la matriz; así como el volumen de fracturamiento en la vecindad de los pozos. Se puede pensar, por ejemplo, que una operación de fracturamiento da como resultado bloques muy pequeños y el volumen total fracturado a su vez es muy pequeño; de acuerdo a estudios previos¹¹, se tendrá un gasto de aceite por efectos gravitacionales relativamente alto al principio, pero rápidamente tenderá a cero, si la permeabilidad de la matriz es muy baja.

Es necesario desarrollar un modelo que considere el efecto de imbibición, ya que puede contribuir de manera importante en la producción al aplicarse un proyecto de inyección de agua. Es el caso de Chicontepec, ya que se han realizado pruebas piloto de inyección de agua^{6,12,13,15} y se tiene planeado aplicarse a varios campos.



II.2 Desarrollo de los Modelos

II.2.1 Modelos con bloques horizontales

Se considera que la resistencia al flujo en las fracturas es despreciable, por lo cual la conductividad que realmente tengan las mismas no afecta a los valores de $q_{o\ grav}$ de los bloques.

Por otra parte, considerando un bloque de tamaño h_{ma} :

$$q_{o\ grav} = \frac{k_o A}{\mu_o B_o} g \Delta \rho, \quad (1)$$

donde se enfatiza que la Δp por efectos gravitacionales, $\Delta p_{grav} = g \Delta \rho h_{ma}$, sí aumenta con h_{ma} , pero no el gradiente gravitacional $g \Delta \rho$ y por tanto $q_{o\ grav}$ no aumenta con h_{ma} ; $q_{o\ grav}$ es el gasto de aceite del bloque, por segregación gravitacional.

$q_{o\ imb}$ es el gasto de aceite por imbibición, que para el caso de un yacimiento de aceite mojado por agua está dado por:

$$q_{oimb} = \frac{k_o A}{\mu_o B_o} \frac{p_c}{h_{ma}} \quad (2)$$

Así que, cuando se dice en bloques grandes predominan los efectos gravitacionales, realmente significa que

$$\Delta p_{grav} > p_c,$$



o bien que $q_{o\ grav} > q_{o\ imb}$, pero no porque $q_{o\ grav}$ aumente con h_{ma} , sino porque $q_{o\ imb}$ disminuye al aumentar h_{ma} .

En las Ecs. 1 y 2, A es el área horizontal transversal al gradiente gravitacional, de un bloque de altura h_{ma} como se muestra en la Fig. II.1 y $\Delta\rho$, para el caso de un yacimiento de aceite en la etapa de saturación, es la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, a las condiciones del yacimiento; p_c es la presión capilar. Las demás variables tienen el significado ya conocido en la literatura de yacimientos petroleros.

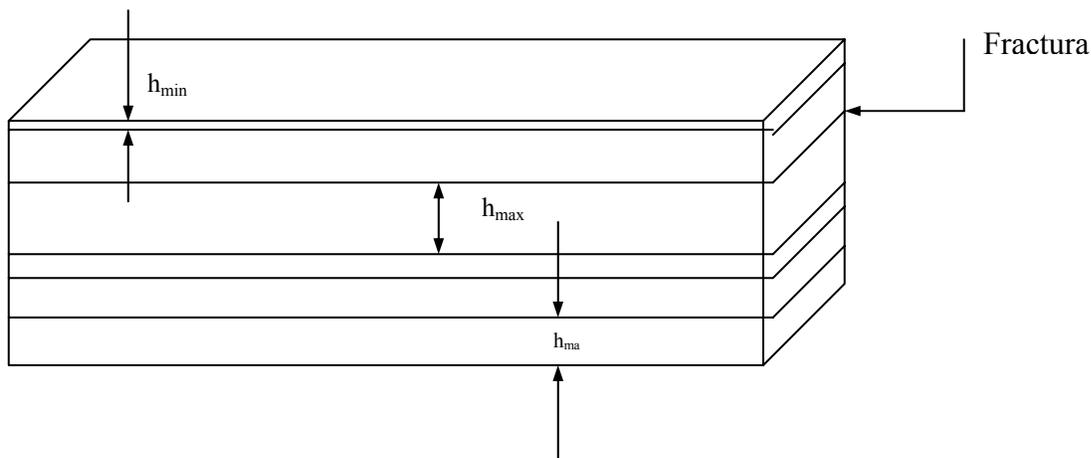


Fig. II.1 Representación esquemática de un yacimiento fracturado que tiene 5 tamaños distintos de bloques horizontales.

Por otra parte, las variables están en unidades de Darcy; las ecuaciones correspondientes a la Ec. 1 y a la Ec. 2, en bl/día, D, m², kg/m³, m/s², cp son:

$$q_{o\ grav} = 5.364 \times 10^{-4} \frac{k_o A \Delta \rho g}{\mu_o B_o} \quad (3)$$

$$q_{o\ imb} = 5.364 \times 10^{-4} \frac{k_o A p_c}{\mu_o B_o h_{ma}} \quad (4)$$



Para un yacimiento fracturado con NB tamaños de los bloques horizontales, teniendo n_j bloques cada uno de estos tamaños, el gasto total de aceite $q_{ot\ grav}$ por efectos gravitacionales es :

$$q_{ot\ grav} = \sum_{j=1}^{NB} n_j q_{oj} . \quad (5)$$

Además, si se define a f_j como la fracción del volumen de los bloques de tamaño h_{maj} con respecto al volumen total:

$$f_j = \frac{A_j n_j h_{maj}}{V_R} = \frac{V_{Rj}}{V_R} , \quad (6)$$

Se puede expresar a la Ec. 5 en términos de f_j :

$$q_{ot\ grav} = V_R \sum_{j=1}^{NB} \frac{f_j}{A_j h_{maj}} q_{oj} , \quad (7)$$

de donde, tomando en cuenta la Ec. 1, pero ya en unidades de campo, se tiene:

$$q_{ot\ grav} = 5.364 \times 10^{-4} V_R g \Delta \rho \sum_{j=1}^{NB} \frac{k_{oj} f_j}{\mu_{oj} B_{oj} h_{maj}} . \quad (8)$$

De manera análoga, el gasto total por efectos de imbibición es :

$$q_{ot\ imb} = 5.364 \times 10^{-4} V_R p_c \sum_{j=1}^{NB} \frac{k_{oj} f_j}{\mu_{oj} B_{oj} h_{maj}^2} . \quad (9)$$



Ahora, para una distribución continua $f_D(h_D)$ del tamaño de los bloques, la ecuación

equivalente a la Ec. 8 es:

$$q_{ot\ grav} = 5.364 \times 10^{-4} V_R g \Delta \rho \int_{h_{D\ min}}^{h_{D\ máx}} \frac{k_o f_D}{\mu_o B_o h_{máx} h_D} dh_D \quad (10)$$

donde la variable aleatoria h_D está dada por:

$$h_D = \frac{h_{ma}}{h_{max}}, \quad (11)$$

con lo que $h_{D\ min} = h_{min} / h_{máx} = F_h$ y $h_{D\ máx} = 1$.

Si $f_D(h_D)$ es la función lineal de probabilidad:

$$f_D(h_D) = mh_D + b, \quad (12)$$

entonces:

$$q_{ot\ grav} = 5.364 \times 10^{-4} V_R g \Delta \rho \int_{h_{D\ min}}^1 \frac{k_o}{\mu_o B_o h_{máx}} \left(m + \frac{b}{h_D} \right) dh_D. \quad (13)$$

De igual manera, la Ec. 9 para una distribución lineal continua es:

$$q_{ot\ imb} = 5.364 \times 10^{-4} V_R p_c \int_{h_{d\ min}}^1 \frac{k_o}{\mu_o B_o h_{máx}^2} \left(\frac{m}{h_D} + \frac{b}{h_D^2} \right) dh_D \quad (14)$$



II.2.2 Modelo para bloques en forma de paralelepípedos

En este modelo se consideran bloques en forma de paralelepípedos, con dimensiones Δy , Δx y h_{ma} , con el objeto de incluir los efectos del mecanismo de imbibición en todas las caras de los bloques. (Fig. II.2).

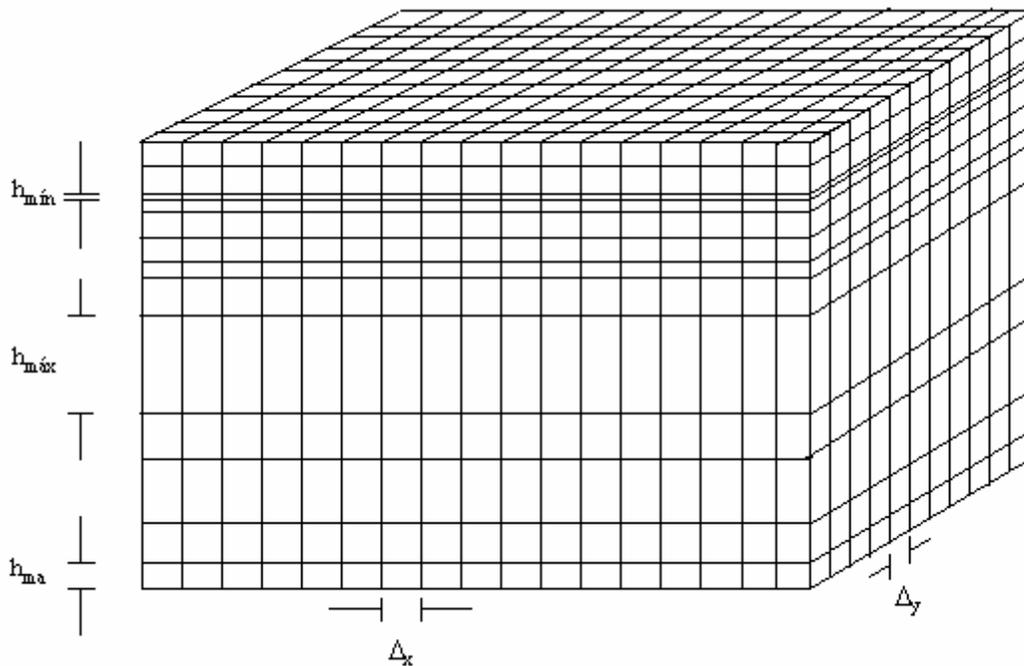


Fig. II.2 Bloques en forma de paralelepípedos

La fracción de volumen que se tiene para este tipo de bloques es:

$$f_j = \frac{n_x n_y n_j (\Delta x_j \Delta y_j) h_{maj}}{V_R} = \frac{V_{Rj}}{V_R} . \quad (15)$$

Despejando n_j de la ecuación anterior se tiene:



$$n_j = \frac{V_R f_j}{n_x n_y (\Delta x_j \Delta y_j) h_{maj}} \quad (16)$$

Partiendo de la Ec. 5, pero ahora para el gasto total de aceite de imbibición se tiene:

$$q_{ot\ imb} = \sum_{j=1}^{NB} n_j q_{oj\ imb} \quad (17)$$

Sustituyendo las Ec.16 en la ecuación anterior se tiene que $q_{ot\ imb}$ para una distribución discreta es:

$$q_{ot\ imb} = V_R \sum_{j=1}^{NB} \frac{f_j}{n_x n_y (\Delta x_j \Delta y_j) h_{maj}} q_{oj\ imb} \quad (18)$$

El área en la cual actuará el mecanismo de imbibición para un bloque en forma de paralelepípedo es la siguiente:

$$A = 2[\Delta x_j h_{maj} + \Delta y_j h_{maj} + \Delta x_j \Delta y_j], \quad (19)$$

Δx_j y Δy_j es la dimensión de los bloques en las direcciones "x" y "y" respectivamente.

Así sustituyendo esta área en la Ec.4, se tiene que el gasto de imbibición para un bloque es:



$$q_{oj\text{ imb}} = 5.364 \times 10^{-4} \frac{k_o 2[\Delta x_j h_{maj} + \Delta y_j h_{maj} + \Delta x_j \Delta y_j] p_c}{\mu_o B_o h_{maj}} \quad (20)$$

Sustituyendo la Ec. 20 en la Ec.18 se tiene finalmente el gasto total debido al mecanismo de imbibición.

$$q_{ot\text{ imb}} = 5.364 \times 10^{-4} V_R p_c \sum_{j=1}^{NB} \frac{k_{oj} f_j}{\mu_{oj} B_{oj} h_{maj}^2} \frac{2[\Delta x_j h_{maj} + \Delta y_j h_{maj} + \Delta x_j \Delta y_j]}{n_x n_y (\Delta x_j \Delta y_j)} \quad (21)$$

El gasto total de aceite debido al mecanismo de imbibición para una distribución lineal continua es:

$$q_{ot\text{ imb}} = 5.364 \times 10^{-4} V_R p_c \int_{h_{d\min}}^1 \frac{k_o}{\mu_o B_o h_{máx}^2} \frac{2[\Delta x h_{ma} + \Delta y h_{ma} + \Delta x \Delta y]}{(\Delta x \Delta y) n_x n_y} \left(\frac{m}{h_D} + \frac{b}{h_D^2} \right) dh_D \quad (22)$$

II.3 Cálculo del Comportamiento de la Recuperación de Aceite en Función del Tiempo, en Yacimientos Fracturados, Considerando la Variación del Tamaño de los Bloques, así como Efectos Gravitacionales.

El gasto de segregación gravitacional $q_{o\text{ grav}}$ de un bloque de altura h_{ma} está dado por la Ec 3; la variación de $q_{o\text{ grav}}$ con respecto al tiempo está dada por la variación correspondiente de k_o , a través de la disminución de S_o y su relación con k_o , así como de la variación de μ_o y B_o con respecto a p , donde p se obtiene a través de un balance de materia y ΔN_p se calcula con la ecuación:

$$\Delta N_p = (\bar{q}_{o\text{ grav}}) \Delta t \quad (23)$$

siendo $\bar{q}_{o\text{ grav}}$ el gasto promedio en cada intervalo de tiempo Δt .



III. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Datos:

$$\begin{aligned}
 A &= 21 \times 10^6 \text{ m}^2; & \Delta\rho &= 500 \text{ kg/m}^3; & g &= 9.807 \text{ m/s}^2; & \phi &= 0.091 \\
 S_{oi} &= 0.667; & k_{oi} &= .0005 D; & S_{gi} &= 0.05; & S_w &= 0.283 \\
 \mu_{oi} &= 2.924 \text{ cp}; & B_{oi} &= 1.308 \text{ m}^3/\text{m}^3; & NB &= 10; & k &= .000667646 \\
 S_{or} &= 0.25; & \rho_i &= 300 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}; & S_{g \text{ crit}} &= 0.05; & \Delta x &= 700 \text{ m} \\
 \Delta y &= 300 \text{ m}; & n_x &= 10 & n_y &= 10
 \end{aligned}$$

En estas condiciones, al iniciar la producción comienza la segregación gravitacional

Cada tamaño de bloques y otra información esta en la **Tabla III.1**.

Tabla III.1. Tamaño y frecuencia de los bloques

1	2	3	4	5	6	7	8
j	h_j (m)	n_j	f_j	$h_j n_j$ (m)	N_j (10^6 B)	$q_{o \text{ grav}}$ (BPD)	$q_{o \text{ imb}}$ (BPD)
1	0.1000	40	0.0099	4.0000	24.5175	288841.1910	17338.7241
2	0.7556	16	0.0300	12.0890	74.0978	115536.4760	6957.1299
3	1.4112	14	0.0490	19.7568	121.0969	101094.4170	6106.4263
4	2.0668	13	0.0667	26.8684	164.6866	93873.3870	5687.8368
5	2.7224	13	0.0878	35.3912	216.9260	93873.3870	5705.4206
6	3.3780	13	0.1090	43.9140	269.1655	93873.3870	5723.0045
7	4.0336	13	0.1302	52.4368	321.4049	93873.3870	5740.5883
8	4.6892	13	0.1513	60.9596	373.6444	93873.3870	5758.1721
9	5.3448	13	0.1724	69.4824	425.8838	93873.3870	5775.7559
10	6.0000	13	0.1936	78.0000	478.0914	93873.3870	5793.3290
	Totales	161	0.9999	402.8982	2469.5148	1162585.7900	70586.3875



Explicación de datos de la tabla anterior

Col. 1: Número del tamaño de los bloques

Col. 2: Tamaño de los bloques

Col. 3: Número de bloques de cada uno de los tamaños. Se obtiene fijando la frecuencia f y haciendo ajuste para que se tengan valores enteros de n .

Col. 4: Se considera una frecuencia creciente del tamaño de los bloques, donde los bloques más grandes (de 6 m) tienen una frecuencia de 19.5 veces (78/4) mayor que los bloques más pequeños; esta frecuencia es con respecto al volumen de cada uno de los tamaños.

Col. 5: Espesor total de cada uno de los tamaños de los bloques.

Col. 6: Volumen original de aceite @ c.s. en cada uno de los tamaños de los bloques y volumen original total

Col. 7: Gasto inicial de aceite @ c.s. por efectos gravitacionales, de cada uno de los tamaños de los bloques y gasto total de aceite del yacimiento fracturado, por este mecanismo.

Col. 8: Gasto inicial de aceite @ c.s. por efectos de imbibición, de cada uno de los tamaños de los bloques y gasto total de aceite del yacimiento fracturado.

Considerando el cambio del gasto por segregación con respecto al tiempo, se tomarán en cuenta los cambios de los parámetros como B_o , μ_o , k_o , S_o , entre otros.

B_o y μ_o vs p , así como k_o vs S_o se usan en cualquier forma disponible. En este ejemplo:

B_o vs p

$$B_o = a_0 + a_1p + a_2p^2 \quad (21)$$

$$a_0 = 0.898258521$$



$$a_1 = 0.002410531$$

$$a_2 = -0.000003485$$

μ_o vs p

$$\mu_o = b_0 + b_1p + b_2p^2 \quad (22)$$

$$b_0 = 9.4465333693$$

$$b_1 = -0.038438817$$

$$b_2 = 0.00005565274825$$

k_o vs S_o

$$\text{Para } 0.35 \leq S_o \leq 0.667 : k_o = k \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4 \quad (23)$$

$$\text{Para } 0.25 \leq S_o \leq 0.35 : k_o = k(0.568 S_o - 0.142) \quad (24)$$

Con esto se obtiene $S_{or} = 0.25$ y una transición continua de k_o entre los dos rangos de saturaciones de aceite; si S_{wi} se modifica de 0.283 a cualquier otro valor, cambia la ecuación para el segundo rango de saturaciones de aceite

Compresibilidades del sistema roca fluidos

$$c_o = 35.3 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_{gi} = 333.333 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_w = 4 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_f = 6 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$



Como aproximación: $c_g = 1/p$

Una base del modelo consiste en considerar que el aceite se produce de la parte baja del yacimiento, donde se acumula el aceite segregado.

Utilizando la Ec. 3 se calcula $q_{o\text{ grav}}$ por bloque, con las condiciones iniciales de presión y saturación de fluidos, así como con el resto de los datos. Con información de la **Tabla III.1** se obtienen los valores de $q_{o\text{ grav}}$ para cada uno de los tamaños de bloques y $q_{ot\text{ grav}}$; estos valores se muestran en la Col. 7 de dicha tabla.

La compresibilidad efectiva se calcula con la ecuación:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_g \frac{S_g}{S_o} + \frac{c_f}{S_o}, \quad (25)$$

cuyo valor, para las condiciones iniciales, es $70.98 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$.

Con toda la información inicial, se procede a calcular el comportamiento por segregación gravitacional de la producción de aceite, para cada tamaño de bloques. A un Δt dado (en el ejemplo se utiliza $\Delta t = 1.01389$ día, para los bloques más pequeños, al principio del comportamiento del yacimiento):

1. Se obtiene ΔN_p , considerando $q_{o\text{ grav}}$ constante e igual a su valor al principio del intervalo de tiempo; esta aproximación se mejora con un Δt más pequeño. La N_p actual se obtiene con la N_p anterior; los resultados se muestran en la Col. 3 de la **Tabla III.2**.
2. Se calcula N_r con la N_r anterior y N_p ; N_r es el volumen de aceite remanente.



3. Con c_e y N_r del nivel de tiempo anterior (c_e se calcula con al Ec. 25), se obtiene Δp con la ecuación:

$$\Delta p = \Delta N p / N_r c_e \quad (26)$$

y con el valor anterior de presión se calcula la nueva p .

4. Con este valor de p se obtienen B_o y μ_o de las ecuaciones de B_o y μ_o vs p , respectivamente.

5. Para el caso de $A = 21 \times 10^6 \text{ m}^2$, $\phi = 0.091$ y N_r en $[10^6 \text{ } \mathbf{10^3 B}]$, h en m; S_o se calcula con la ecuación:

$$S_o = \frac{N_r * B_o}{6.24 * A * h * \phi}$$

con lo cual se obtiene S_g (S_w es constante); S_o está en la Col. 4

6. k_o y c_e se obtienen con las Ecs. 23 a 25; considere los rangos de S_o y el valor de S_{or} .

7. $q_{o \text{ grav}}$ se calcula con al Ec. 3 y se considera el número de bloques de cada tamaño. Los resultados se presentan en la Col. 5.

El ciclo se repite hasta un cierto tiempo de explotación; para los bloques más pequeños, el proceso se termina más pronto, porque contienen menos aceite $q_{o \text{ grav}}$ y por bloque es igual para todos los bloques del yacimiento, al principio de la explotación. En este caso , $S_{or} = 0.25$ se alcanza a los 3650 días para los bloques de 0.10 m de altura, en tanto que esa saturación se obtiene a un tiempo mayor



para los bloques del siguiente tamaño y así sucesivamente (para los bloques de 0.7556 m, a los 3650 días se alcanza una S_0 de 0.295, en tanto que a este mismo tiempo, para los bloques de 2.7224 m, la S_0 de 0.295, en tanto que a este mismo tiempo , para los bloques de 2.7224 m, la S_0 es de 0.3995).

Los resultados para los bloques de 0.10, 2.7224 y 6.00 m se muestran en las **Tablas III.2, III.3 y III.4** respectivamente, en tanto que algunos resultados (para $t = 0, 1, 12$ y 120 meses) globales se presentan en la Tabla 3.5; se incluyen también resultados de p y S_0 medias del yacimiento fracturado, ponderadas tomando en cuenta el tamaño de los bloques.



Tabla III.2. Resultados del comportamiento de los bloques más pequeños (de altura 0.10 m).

1	2	3	4	5
t[años]	t[días]	Np [10 ⁶ B]	So	q _o grav [10 ³ BPD]
0	0.0000		0.6670	288.8410
	1.0139	0.2929	0.6557	262.1460
	3.0417	0.8005	0.6354	218.2760
	5.0695	1.2257	0.6181	186.2610
	10.1389	2.0573	0.5850	137.1880
	15.2084	2.6915	0.5608	109.6830
	30.4167	4.0731	0.5112	68.8650
	60.8334	5.7335	0.4571	40.7100
0.25	91.2501	6.8072	0.4247	29.2290
0.5	182.5002	8.7759	0.3690	15.8310
0.75	273.7503	9.9765	0.3369	10.8750
1	365.0000	10.8355	0.3146	7.9670
2	730.0000	12.5658	0.2711	2.5350
3	1095.0000	13.1330	0.2572	0.8550
4	1460.0000	13.3258	0.2525	0.2930
5	1825.0000	13.3921	0.2508	0.1010
6	2190.0000	13.4150	0.2503	0.0350
7	2555.0000	13.4229	0.2501	0.0120
8	2920.0000	13.4256	0.2500	0.0040
9	3285.0000	13.4265	0.2500	0.0010
10	3650.0000	13.4269	0.2500	0.0000



Tabla III.3. Resultados del comportamiento de los bloques de altura intermedia (2.7224 m).

1	2	3	4	5
t[años]	t[días]	Np [10⁶ B]	So	q_o grav [10³ BPD]
0	0.0000	0.0000	0.6670	93.8850
	5.0695	0.4759	0.6649	92.2880
	10.1389	0.9438	0.6629	90.7600
	15.2084	1.4039	0.6610	89.2550
	30.4167	2.7389	0.6552	84.8980
	60.8334	5.2377	0.6441	76.9190
0.25	91.2501	7.5057	0.6339	70.1040
0.5	182.5002	13.2459	0.6078	55.2260
0.75	273.7503	17.8696	0.5872	45.6900
1	365.0000	21.7554	0.5704	39.1120
2	730.0000	33.2904	0.5230	25.1440
3	1095.0000	41.2887	0.4924	18.8010
4	1460.0000	47.4800	0.4698	15.0950
5	1825.0000	52.5513	0.4520	12.6360
6	2190.0000	56.8528	0.4372	10.8750
7	2555.0000	60.5828	0.4246	9.5470
8	2920.0000	63.8933	0.4137	8.5070
9	3285.0000	66.8531	0.4041	7.6700
10	3650.0000	69.5333	0.3955	6.9800



Tabla III.4. Resultados del comportamiento de los bloques más grandes (de altura 6.00 m).

1	2	3	4	5
t[años]	t[días]	Np [10⁶ B]	So	q_o grav [10³ BPD]
0	0.0000	0.0000	0.6670	93.8850
	5.0695	0.4759	0.6660	93.1360
	10.1389	0.9481	0.6651	92.4410
	15.2084	1.4167	0.6642	91.7490
	30.4167	2.8016	0.6615	89.6990
	60.8334	5.4892	0.6563	85.7170
0.25	91.2501	8.0577	0.6512	81.9520
0.5	182.5002	15.1191	0.6369	72.0640
0.75	273.7503	21.3596	0.6240	64.1200
1	365.0000	26.9412	0.6126	57.7290
2	730.0000	44.9214	0.5764	41.3590
3	1095.0000	58.4057	0.5505	32.5520
4	1460.0000	69.2919	0.5305	27.0060
5	1825.0000	78.4674	0.5142	23.1590
6	2190.0000	86.4215	0.5004	20.3180
7	2555.0000	93.4546	0.4885	18.1240
8	2920.0000	99.7656	0.4780	16.3720
9	3285.0000	105.4934	0.4687	14.9390
10	3650.0000	110.7395	0.4602	13.7410



Tabla III.5. Resultados del comportamiento global del yacimiento fracturado, a los tiempos indicados.

t [meses]	S_o	p [kg/cm²]	q_{o grav} [10³ BPD]	Np [10⁶ B]
0	0.667	300	1162.6	----- --
1	0.6431	289.4	842.3	29.308
12	0.5852	215.9	385.05	211.405
120	0.4219	132.2	74.47	703.759

Los resultados para el resto de los tamaños de bloques son intermedios a los mostrados en las tablas anteriores.

En la Fig. 1 se presenta el comportamiento de los gastos y de las producciones acumuladas de aceite, por efectos gravitacionales, de los bloques de alturas 0.10, 2.7224 y 6.00 m. Se puede observar que el gasto de aceite inicial de los bloques más pequeños es mucho mayor (288 841 bl/día) que el de los bloques más grandes (93 873 bl/día), aun cuando el volumen original de los primeros (24.5 millones de bl) sea mucho menor que el correspondiente al de los bloques más grandes (478.1 millones de bl). Esto se debe a que se tienen más del triple de los bloques más pequeños con respecto a los bloques más grandes, recordando además que el gasto de cada bloque por segregación gravitacional no depende de su altura.

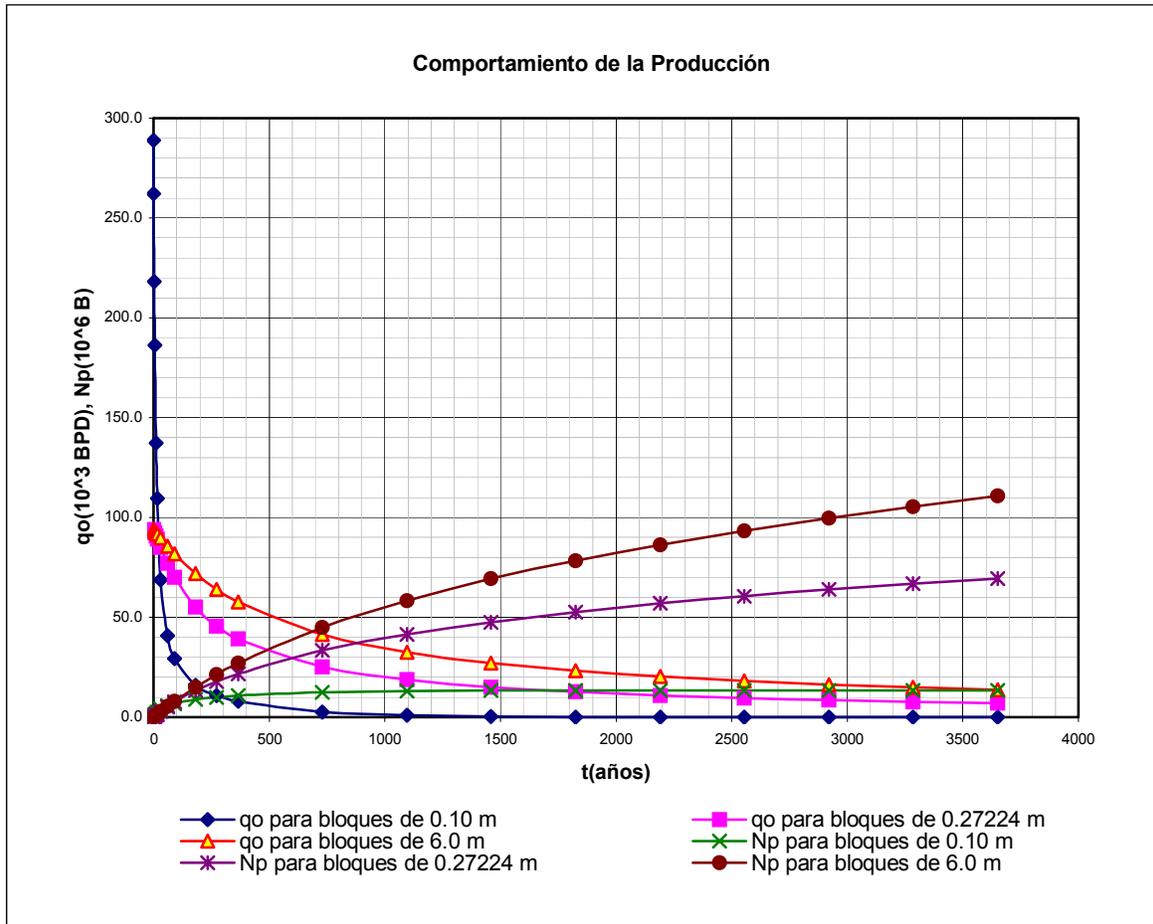


Fig. III.1 Comportamiento de los gastos y de las producciones acumuladas de aceite, por efectos gravitacionales, de los bloques de alturas 0.10, 2.7224 y 6.00 m.

En cambio, la rapidez de declinación del gasto es mucho mayor en los bloques más pequeños, de tal manera que aproximadamente a los 20 días ambos conjuntos de bloques ya están produciendo al mismo gasto a un año, los bloques más pequeños producen solo 7,967 bl/día, en tanto que en los más grandes la producción es de 57,729 bl/día; a 10 años la producción de éstos es de 13,471 bl/día y los más pequeños ya han dejado de producir. Nuevamente, el comportamiento del resto de los tamaños de los bloques es intermedio a lo que se ha descrito.



En resumen, los bloques más pequeños, aún cuando su volumen total sea muy pequeño comparado con el volumen total de los bloques más grandes, producen a gastos muy altos al principio de la explotación, pero estos gastos declinan con mucha rapidez y, eventualmente, la mayor contribución a la producción será de los bloques más grandes. Así, a mayor densidad de fracturamiento, se tendrá un gasto total de producción de aceite por efectos gravitacionales más grandes, declinando más rápidamente en los bloques más pequeños.



IV. CASO CHICONTEPEC

El estudio de la Formación Chicontepec es muy complejo, debido a la gran heterogeneidad que presentan sus yacimientos; la característica de ser naturalmente fracturados se suma a la dificultad de su estudio y su baja permeabilidad ha obligado a prácticas de fracturamiento hidráulico. Estas y otras causas hacen de la Formación Chicontepec un gran reto para la ingeniería petrolera en México.

La información acerca de Chicontepec no es muy amplia y el acceso a ésta es complicado, debido a que parte de los estudios realizados no son publicados, son sólo reportes internos; los que son publicados no contienen la información detallada, solo se presentan datos generales.

La Formación Chicontepec tiene varios campos y éstos a su vez diversos yacimientos, que cuentan con espesores netos⁶ que van desde los 25 m hasta los 320 m, aunque en algunos casos, como en el Campo Agua Fría³⁰, puede haber espesores netos productores desde algunos cuantos centímetros hasta 400 m. Las densidades encontradas de los aceites varían desde los 18 ° API hasta los 49 ° API, como se muestra en la siguiente tabla:



Tabla. IV.1. Características de los Campos de la Formación Chicontepec, valores promedio de las densidades de los aceites así como de los espesores netos.

CAMPOS	CALIDAD ACEITE (°API)	ESPESOR NETO(m)
TAJÍN	29	200
COAPECHACA	24	200
AGUA FRÍA	25	200
AMATITLÁN	45	229
TZAPOTEMPA	40	307
OLIVINO	45	212
PROFETA	40	215
DORADO	40	150
COSMOS	26	114
ALABASTROS	49	75
POLAR	45	99
COYULA	30	202
JAPETO	25	92
HUMAPA	29	320
BORNITA	40	138
TABLÓN	24	132
MONTERÍA	29	25

IV.1 Información Publicada del Campo Agua Fría ^{1,5,6,8,13,15,18,21,22,30}

Del estudio⁸ de núcleos de los pozos Agua Fría 706, 767, 801, se tomaron muestras de las partes con mayor contenido de areniscas para ser laminadas y analizadas petrográficamente.

Con este estudio se logró realizar un conteo promedio de la fracción mineralógica presente en las areniscas, obteniendo los siguientes valores:

Fracción Lítica (54%):



- 44% de fragmentos de calcita y dolomía.
- 2.8% de fragmentos de lutita.
- 2.6% de fragmentos de arenisca-limolita.
- 2.3% de fragmentos de pedernal.
- 2% de fragmentos de rocas ígneas.
- 0.5% de fragmentos de rocas metamórficas.

Fracción Mineralógica (28%):

- 26% de cuarzo monocristalino.
- 1.8% de feldespato
- < de 1% de glauconita, granate, micas, circón, epidota, apatito y detritos de orgánicos.

Fracción Antigénica (18%):

- 12% de calcita ferrosa.
- 3% de dolomita
- 1% de cuarzo
- 1% de feldespatos, evaporitas y arcilla detrítica.
- 0.6% de minerales del grupo caolín.
- 0.4% de pirita.

Con base en la clasificación de Folk⁸ se deduce que la arenisca promedio corresponde a una calcilita, aunque en escasas ocasiones la roca llega a situarse dentro de las litarenitas feldespáticas y aun en mucho menor proporción, dentro de las feldsarenitas líticas.



Los principales procesos diagenéticos sufridos en el Campo Agua Fría pueden tener validez general, es decir para todo el Campo, pero en ocasiones pueden representar sólo particularidades de los pozos que han sido estudiados.

Compactación

La secuencia terrígena de Chicontepec sufrió compactación diferencial debido a los siguientes factores:

- a) Presencia de partículas dúctiles en los horizontes de grano fino.
- b) Cantidad y tipo de arcillas
- c) Diagénesis temprana de areniscas gruesas.

Las rocas de grano más fino, lutita y limolitas, son las que han sufrido mayor grado de compactación, condicionada sobre todo por la presencia de arcillas; esto provoca una reducción de la porosidad primaria.

En las areniscas, la presencia de granos dúctiles, tales como biotita y muscovita, así como otros filosilicatos en el rango de arcillas, han influido en forma determinante en el proceso de compactación. Asimismo, la presencia de litarenitas y más específicamente de calclititas favoreció la compactación. Las areniscas de Chicontepec presentan muchos líticos de rocas calcáreas, especialmente partículas de micrita, en las que el comportamiento dúctil está determinado fundamentalmente por su microporosidad

En las areniscas de grano grueso no existe evidencia de un alto grado de compactación, lo cual fue favorecido probablemente por una cementación temprana, teniendo como fuente de carbonatos las propias partículas de calizas.



Cementación

Los cementos más comúnmente observados en las areniscas de la Formación Chicontepec son:

- a) Calcita ferrosa
- b) Dolomía
- c) Cuarzo
- d) Arcillas
- e) Yeso
- f) Pirita

El carbonato de calcio es el principal cementante de las areniscas de Chicontepec. La calcita ferrosa aparece como el cemento más tardío. La cristalización de este tipo de calcita fue producida en un ambiente reductor, lo cual promovió la incorporación de hierro en su estructura. El hierro necesario para la formación de ferrocalcita podría ser en parte originado por la expulsión del hierro de las arcillas detríticas, el cual entra como Fe^{+2} a formar parte de los fluidos diagenéticos.

Por otro lado, los componentes de las areniscas no constituyen fuentes importantes de Fe, pese a que existe abundante clorita y biotitas dentro de ellas, ya que estos minerales normalmente permanecen estables a las condiciones de la formación de la calcita. Los fluidos que precipitaron ferrocalcita no estuvieron en equilibrio con la calcita no ferrosa detrítica, actuando en forma corrosiva sobre ésta.

La dolomita se presenta como cemento temprano, pero tiene menor distribución que el cemento de calcita ferrosa mencionado anteriormente. En muchos casos la dolomitización se presenta como sobrecrecimientos de dolomita sobre partículas preexistentes. En algunos casos este mineral se encuentra reemplazando a



pedernal de origen detrítico. La dolomitización es frecuente en las muestras de los pozos Agua Fría 706. En estos casos coexiste con abundante pirita que reemplaza a fósiles o a la misma dolomita.

Los sobrecrecimientos de cuarzo son responsables de la disminución de porosidad, aunque no en gran escala. En algunos casos la autigénesis de cuarzo fue inhibida por la presencia de illita íntimamente adherida a la partícula detrítica de cuarzo. Los sobrecrecimientos de cuarzo aparecen como un fenómeno relativamente temprano en el proceso diagenético.

El cemento de arcillas es relativamente raro y se trata de caolinita formada a expensas del aluminio y sílice excedente del reemplazamiento de plagioclasas por calcita. Otro cementante aun más raro que las arcillas es el yeso; fue encontrado en un núcleo del pozo Agua Fría 767.

La disolución de ferrocalcita fue la causante del desarrollo de porosidad intergranular. La disolución de partículas de feldespatos reemplazados por calcita, dio lugar a porosidad intergranular.

Evolución de la porosidad.

En las muestras estudiadas se observaron los siguientes tipos de porosidad^{31, 32}:

- a) Intergranular.
- b) Intragranular.
- c) Móldica.
- d) Por fracturas.
- e) Microporosidad (poros menores que 0.5 micras, Pittman, 1979)
- f) Porosidad cavernosa.



La porosidad intergranular es característica de las areniscas de grano grueso, así como la intragranular y la móldica. La porosidad en fracturas puede presentarse tanto en las areniscas como en los mudstones; ésta se presenta siguiendo los planos de estratificación (o laminación) o transversal a estos rasgos. La porosidad intergranular está bien representada en algunos de los núcleos del pozo Agua Fría 801. En dos muestras de estos núcleos se ha obtenido una porosidad de 24 % y 21 %.

En algunos casos ha sido posible establecer, a partir de ciertos rasgos petrográficos, que gran parte de la porosidad intergranular es de origen secundario. Así, por ejemplo, la forma rectangular de algunos poros indica disolución completa de plagioclasas o de calcita procedente del reemplazamiento de plagioclasas por calcita. En el caso concreto del núcleo 1 del pozo Agua Fría 767, existe clara evidencia de que la porosidad intergranular es producto de la disolución parcial de yeso.

En los intervalos de grano fino, la porosidad está más representada por fracturas y puede llegar a ser muy importante. Existen al menos dos eventos de fracturamiento, lo cual se puede documentar petrográficamente: en algunas muestras es posible observar una primera generación de **fracturas** paralelas a la laminación con **impregnación de aceite muerto**, las cuales son cortadas por un juego de fracturas(paralelas y transversales) más jóvenes.

La microporosidad está restringida a partículas de micrita y a caolín autógeno; en este último caso, la microporosidad puede quedar resaltada por la impregnación de hidrocarburos. La porosidad cavernosa se observó a nivel de núcleos

La compactación es la causa principal de la disminución de la porosidad en los horizontes arcillosos. En las areniscas este factor tiene un impacto menor sobre la porosidad de estas rocas. Por el espesor de sedimentos acumulados en corto



tiempo y un posible régimen rápido de subsidencia, se puede esperar que las aguas de compactación no hayan podido escapar tan fácilmente, de algunos horizontes generando zonas de sobrepresión, que puede tener incidencia, no sólo en la diagénesis, sino también en las etapas de producción.

La cementación temprana de la calcita ha sido un factor determinante en la preservación, al menos en parte, de la porosidad primaria. Este proceso, sin embargo, ha requerido de una etapa tardía de disolución. Por otro lado, la escasa presencia de yeso cementado en areniscas puede ser un indicio de preservación de la porosidad primaria.

Otro factor que ha influido en la preservación de la porosidad primaria son las cubiertas de illita detrítica alrededor de cuarzo. La cementación de cuarzo no ha sido un factor importante de reducción de porosidad en comparación con la cementación por carbonatos.

El fracturamiento puede estar relacionado a varias causas, pero uno de los factores que ha podido ser documentado es la presencia de la Falla Brinco-Escobal, ubicada en el borde occidental de la cuenca. Se desconoce la actividad de dicha falla, pero el fracturamiento observado en los pozos cercanos a ella, debe ser el resultado de los mismos esfuerzos que la originaron. La Falla Brinco-Escobal pudo haber servido en forma alternativa de vía o barrera para los fluidos diagenéticos y (o) hidrocarburos.

En los núcleos estudiados se ha observado una serie de **fracturas** paralelas a la estratificación, algunas de las cuales se encuentran **selladas de aceite muerto**. Estas fracturas estuvieron asociadas probablemente a zonas de sobrepresión y constituyeron rutas tempranas de migración.



El factor estratigráfico de mayor trascendencia en la evolución de la porosidad, es la discordancia entre el Paleoceno y Eoceno. El mayor papel de esta discordancia puede estar relacionado con el desarrollo de la porosidad vía disolución, planteando dos posibilidades: a) que la discordancia haya servido para canalizar la penetración de agua meteórica subsaturada de carbonato de calcio y b) que haya servido de vía de escape de fluidos diagenéticos cargados de ácidos orgánicos capaces de disolver calcita.

Datos generales del Campo Agua Fría

Fecha de inicio de explotación: Enero de 1988

Pozo descubridor: Antares 1

No de pozos perforados: 76

RGA = $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Profundidad promedio = 1500 m

$Q_{oi} = 140 \text{ BPD}$

$p_i = 210 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$

$Q_{act} = 64 \text{ BPD}$ por pozo

$Q_{tot} = 4925 \text{ BPD}$

$N_p = 17.3 \text{ MMB}$

$\phi = 12\% - 24\%$

Espesor = 1700 m

Espesor neto = .05 m – 400 m

$\rho_o = 800 \text{ Kg/m}^3$

$\mu_o = 4 \text{ cp.}$

$S_w = 49\% - 53\%$

Los datos utilizados en los modelos para predecir el comportamiento del Campo Agua Fría son los siguientes:



$$\begin{array}{llll} A = 125664 \text{ m}^2 & k_{oi} = .0005 D & NB = 9 & \Delta x = 20 \text{ m} \\ N = 14867735.68 B & B_{oi} = 1.240 & S_{g \text{ crit}} = 0.05 & \Delta y = 20 \text{ m} \\ S_{oi} = 0.4784 & \rho_i = 210 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs} & \phi 2.0 = & n_y = 10 \\ S_{or} = 0.25 & g = 9.807 \text{ m/s}^2 & S_w = 0.48 & n_x = 10 \\ \rho_c = 147.105 \text{ N/m}^2 & \Delta \rho = 300 \text{ kg/m}^3 & S_{gi} = 0.05 & \end{array}$$

Considerando el cambio del gasto por segregación con respecto al tiempo, se tomarán en cuenta los cambios de los parámetros como B_o , μ_o , k_o , S_o , entre otros.

B_o y μ_o vs p , así como k_o vs S_o se usan en cualquier forma disponible. En este ejemplo:

B_o vs p

$$\begin{aligned} B_o &= a_0 + a_1 p + a_2 p^2 \\ a_0 &= 0.898258521 \\ a_1 &= 0.002410531 \\ a_2 &= -0.000003485 \end{aligned}$$

μ_o vs p

$$\begin{aligned} \mu_o &= b_0 + b_1 p + b_2 p^2 \\ b_0 &= 9.4465333693 \\ b_1 &= -0.038438817 \\ b_2 &= 0.00005565274825 \end{aligned}$$

k_o vs S_o

$$\text{Para } 0.35 \leq S_o \leq 0.667 : k_o = k \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4$$



Para $0.25 \leq S_o \leq 0.35 : k_o = k(0.568S_o - 0.142)$

Compresibilidades del sistema roca fluidos

$$c_o = 35.3 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_{gi} = 333.333 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_w = 4 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

$$c_f = 6 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$$

Como aproximación: $c_g = 1/p$

Una base del modelo consiste en considerar que el aceite se produce de la parte baja del yacimiento, donde se acumula el aceite segregado.

La compresibilidad efectiva se calcula con la ecuación:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_g \frac{S_g}{S_o} + \frac{c_f}{S_o}$$

Con toda la información inicial, se procede a calcular el comportamiento por segregación gravitacional de la producción de aceite, para cada tamaño de bloques. A un Δt dado (se utiliza $\Delta t = 1.01389$ día).

IV.2. Caso I Campo Agua Fría.

En este caso se analiza el comportamiento del yacimiento, como naturalmente fracturado, porque se consideran tamaños de bloques pequeños con poca frecuencia y un bloque grande que representa la parte del yacimiento no fracturada.



Tabla IV.2 Distribución del tamaño de bloques y gastos por efectos de segregación gravitacional e imbibición.

j	h_j (m)	n_j	f_j	$h_j n_j$ (m)	N_j (10 B)	$q_{o\ grav}$ (BPD)	$q_{o\ imb}$ (BPD)	V_{rj} (m ³)
1	0.1	5	0.0025	0.5	29958.8151	164.0889	52.0361	62832
2	0.9	5	0.0225	4.5	269629.3357	164.0889	6.2398	565488
3	1.7	5	0.0425	8.5	509299.8562	164.0889	3.5458	1068144
4	2.5	5	0.0625	12.5	748970.3768	164.0889	2.5760	1570800
5	3.3	5	0.0825	16.5	988640.8974	164.0889	2.0764	2073456
6	4.1	5	0.1025	20.5	1228311.4180	164.0889	1.7718	2576112
7	4.9	5	0.1225	24.5	1467981.9386	164.0889	1.5667	3078768
8	5.7	5	0.1425	28.5	1707652.4592	164.0889	1.4191	3581424
	totales	40	0.58000	116.00	6950445.0970	1312.7114	71.2317	14577024
9	84	1	0.42	84	5033080.9323	32.8178	0.1153	10555776
	totales	41	1.00000	200.00	11983526.0293	1345.5292	71.3471	25132800

La distribución de los bloques que se muestra en la **Tabla IV.2** sigue una tendencia lineal; se puede observar que los gastos debidos al mecanismo de imbibición se ven fuertemente afectados por el valor de h_j , es decir, por la altura de los bloques. Para el caso de los gastos debidos al efecto de segregación gravitacional, se ve afectado por el número de bloques considerados para cada tamaño de bloque. El número de bloques n_j para cada tamaño de bloque se determinó de acuerdo a un arreglo que considera al yacimiento como naturalmente fracturado.

IV.2.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso I Campo Agua Fría.

Para ilustrar el comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo se analizarán tres tamaños distintos de bloques: pequeños, intermedios y grandes, así como la parte del yacimiento no fracturada.



Tabla IV.3 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 0.1 m

t[años]	t[días]	N_p [B]	S_o	q_{o grav} (BPD)
	1.0139	166.3681	0.4653	84.0879
	3.0417	334.4818	0.4607	79.5114
	5.0695	493.6123	0.4564	75.4921
	10.1389	858.7333	0.4468	67.2753
	15.2084	1186.2789	0.4385	60.9168
	30.4167	2012.8178	0.4187	48.0979
	60.8334	3253.7602	0.3915	34.6925
0.25	91.2501	4193.7635	0.3725	27.4836
0.5	182.5002	6163.3269	0.3357	17.2253
0.75	273.7503	7410.6220	0.3141	3.5231
1	365.0004	7718.2443	0.3089	3.2216
2	730.0008	8713.0749	0.2925	2.2902
3	1095.0012	9426.7990	0.2811	1.6573
4	1460.0016	9946.1611	0.2729	1.2125
5	1825.0020	10327.4907	0.2669	0.8934
6	2190.0024	10609.1479	0.2626	0.6614
7	2555.0028	10818.0421	0.2594	0.4914
8	2920.0032	10973.4207	0.2570	0.3659
9	3285.0036	11089.2343	0.2552	0.2730
10	3650.0040	11175.6880	0.2539	0.2039

Para los bloques de 0.1 m se puede observar que a los 10 años casi se alcanza la saturación de aceite residual (0.25) además de tenerse una gran declinación del gasto. Cabe mencionar que para el análisis del comportamiento de estos bloques se utilizaron dos ecuaciones de permeabilidad. La Ec. 23 (ecuación de permeabilidad) fue utilizada sólo la mitad del primer año ya que se cumplió con el rango de saturaciones requerido para esta ecuación. La Ec. 24 fue utilizada para los siguientes años, lo que afecta directamente en los gastos por segregación gravitacional.



Tabla IV.4 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 3.3 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	S _o	q _{o grav} (BPD)
	1.0139	166.3681	0.4698	88.8777
	3.0417	346.5089	0.4697	88.7128
	5.0695	526.3157	0.4695	88.5487
	10.1389	974.3811	0.4691	88.1414
	15.2084	1420.3909	0.4688	87.7385
	30.4167	2746.3061	0.4676	86.5556
	60.8334	5345.5131	0.4655	84.2992
0.25	91.2501	7878.0997	0.4634	82.1775
0.5	182.5002	15113.5582	0.4575	76.5052
0.75	273.7503	21871.3858	0.4520	71.6820
1	365.0004	28220.2279	0.4471	67.5225
2	730.0008	50464.7152	0.4303	55.2867
3	1095.0012	69086.3812	0.4171	47.2168
4	1460.0016	85212.8522	0.4061	41.4186
5	1825.0020	99494.9641	0.3968	37.0120
6	2190.0024	112347.1484	0.3886	33.5279
7	2555.0028	124051.9315	0.3814	30.6911
8	2920.0032	134811.8108	0.3749	28.3286
9	3285.0036	144777.5956	0.3689	26.3252
10	3650.0040	154065.0548	0.3635	24.6014

En la **Tabla IV.4** se puede observar el comportamiento de los bloques de 3.3 m, donde la declinación del gasto es menor que la que se tiene para los bloques de 0.1 m; además la saturación de aceite esta lejos de alcanzar la saturación de aceite residual. Para estos bloques sólo se utilizó la Ec. 23 (ecuación de permeabilidad) para el cálculo de la permeabilidad.



Tabla IV.5 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional de los bloques de 5.7 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	S_o	q_{o grav} (BPD)
	1.0139	166.3681	0.4699	88.9420
	3.0417	346.6744	0.4698	88.8463
	5.0695	526.7868	0.4697	88.7509
	10.1389	976.2227	0.4695	88.5134
	15.2084	1424.4575	0.4693	88.2773
	30.4167	2762.0307	0.4686	87.5781
	60.8334	5405.7455	0.4673	86.2181
0.25	91.2501	8008.8207	0.4661	84.9070
0.5	182.5002	15588.3090	0.4624	81.2417
0.75	273.7503	22849.7570	0.4590	77.9308
1	365.0004	29823.1211	0.4557	74.9233
2	730.0008	55301.9324	0.4441	65.1932
3	1095.0012	77727.9907	0.4343	57.9985
4	1460.0016	97842.7802	0.4259	52.4225
5	1825.0020	116134.8812	0.4184	47.9489
6	2190.0024	132945.1947	0.4117	44.2641
7	2555.0028	148522.2276	0.4056	41.1655
8	2920.0032	163053.4825	0.4001	38.5162
9	3285.0036	176684.4113	0.3950	36.2197
10	3650.0040	189530.4455	0.3903	34.2062

Como puede observarse, para los bloques de 5.7 m la declinación del gasto es aún menor que para los bloques anteriores; esto causó el aumento del volumen de aceite acumulado producido, siendo este mayor. Nuevamente no fue necesario utilizar dos ecuaciones distintas para el cálculo de la permeabilidad, ya que los valores de saturación están dentro del rango de la ecuación utilizada.



Tabla IV.6 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 84 m (parte del yacimiento no fracturada).

t[años]	t[días]	Np [B]	S _o	q _{o grav} (BPD)
	1.0139	33.2736	0.4700	17.8049
	3.0417	69.3774	0.4700	17.8036
	5.0695	105.4784	0.4699	17.8023
	10.1389	195.7196	0.4699	17.7990
	15.2084	285.9443	0.4699	17.7958
	30.4167	556.5194	0.4699	17.7860
	60.8334	1097.2253	0.4698	17.7666
0.25	91.2501	1637.3400	0.4697	17.7471
0.5	182.5002	3254.1518	0.4694	17.6892
0.75	273.7503	4865.6971	0.4692	17.6317
1	365.0004	6472.0161	0.4689	17.5747
2	730.0008	12845.8207	0.4678	17.3508
3	1095.0012	19139.1135	0.4668	17.1335
4	1460.0016	25354.2606	0.4658	16.9225
5	1825.0020	31493.5217	0.4648	16.7176
6	2190.0024	37559.0563	0.4638	16.5185
7	2555.0028	43552.9293	0.4628	16.3249
8	2920.0032	49477.1167	0.4619	16.1367
9	3285.0036	55333.5104	0.4609	15.9535
10	3650.0040	61123.9227	0.4600	15.7751

Por último se tiene el comportamiento del bloque de 84 m. En la **Tabla IV.6** se puede observar que a pesar de que la aportación es menor, es decir, que el gasto inicial es menor que los gastos iniciales de los bloques pequeños, su declinación es considerablemente menor; se presenta una situación similar para el cambio de saturación, ya que casi no se ve afectada durante los diez años de producción. Los gastos por segregación que se observan para este bloque son menores que los gastos que se observan en los bloques pequeños; esto es debido a que el número de bloques es menor, sólo se tiene un bloque, el cual como ya se ha mencionado representa la parte no fracturada del yacimiento. Así se puede concluir que para los gastos por segregación gravitacional, es conveniente tener al yacimiento totalmente fracturado para obtener gastos mayores.



Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por segregación gravitacional

En la **Fig. IV.1** se puede observar de manera más clara el comportamiento de los gastos por segregación gravitacional con respecto al tiempo, donde los bloques de 5.7 m son los que tienen mayor aportación, además de tener la menor declinación de la parte fracturada del yacimiento.

Como se mencionó anteriormente, la parte del yacimiento no fracturada tiene una declinación muy baja en comparación con el resto del yacimiento, pero su aportación inicial es el menor en todo el yacimiento; esto tiene sentido ya que si sabemos que el yacimiento es de muy baja permeabilidad, en la parte no fracturada es decir en el bloque de 84 m, los fluidos se moverán con gran dificultad, además de que como ya se ha establecido q_0 grav no aumenta con h_j , sino con el número de bloques para un espesor total dado del yacimiento.

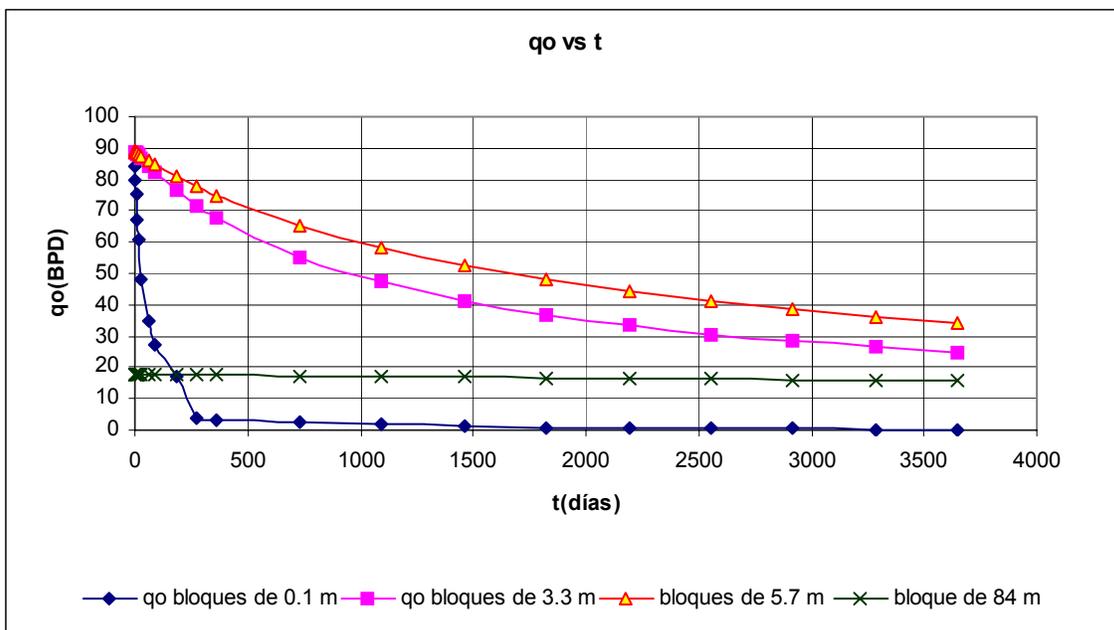


Fig. IV.1 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los bloques de tamaño pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).



En la **Fig. IV.2** se observa que los bloques de 5.7 m son los que mas aceite aportan a la producción del yacimiento; y por el contrario, los bloques de 0.1 m, son los que menos producen, incluso menos que la parte del yacimiento no fracturada.

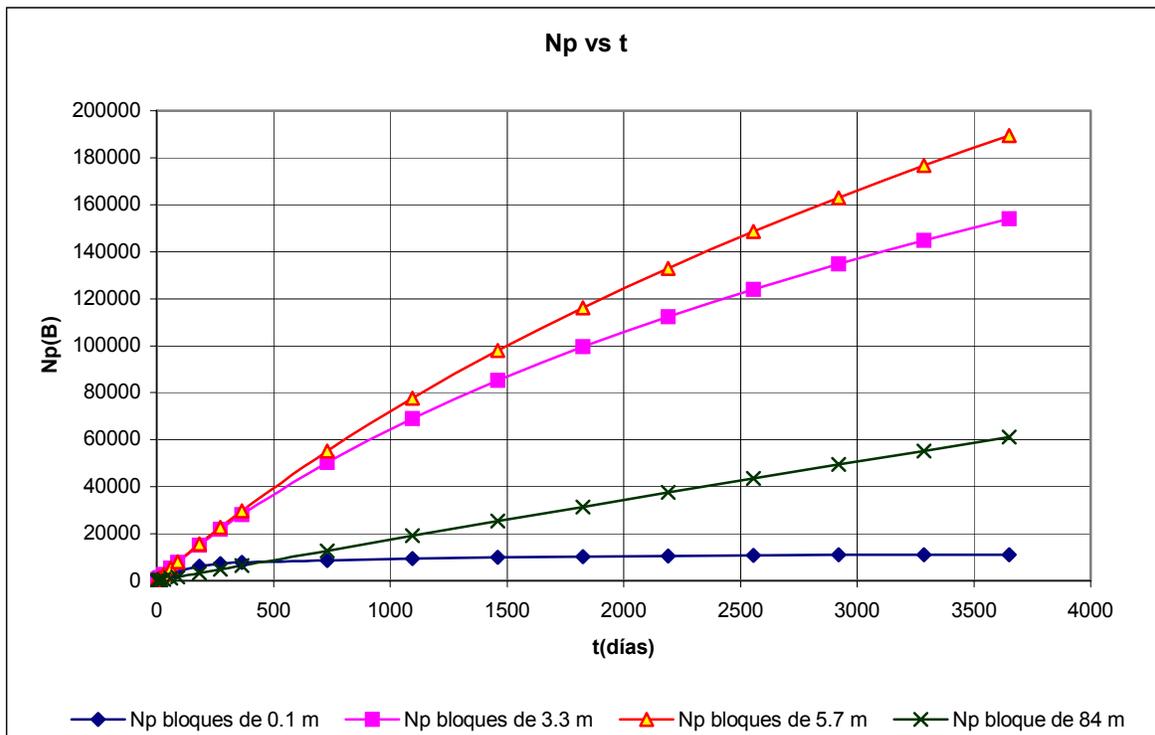


Fig. IV.2 Comportamiento del volumen de aceite acumulado por segregación gravitacional para los bloques de tamaños pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).

En la **Fig. IV.3** se tienen los gastos y el volumen de aceite acumulado producido, donde se puede apreciar el comportamiento de manera conjunta.

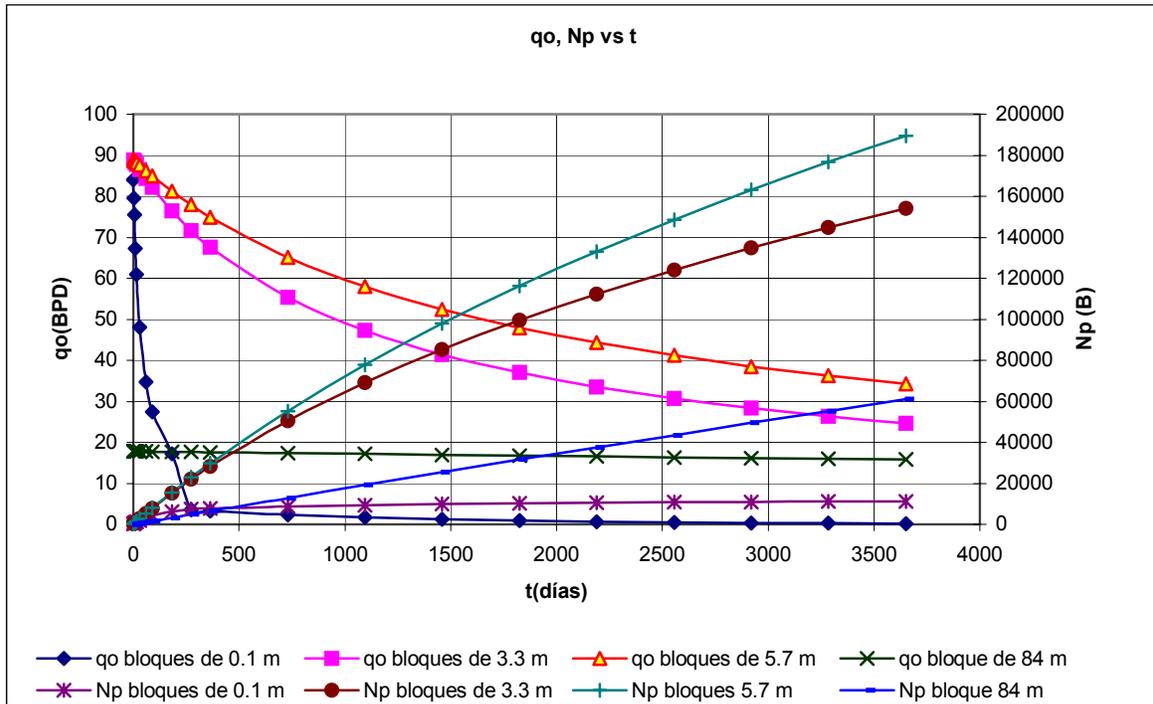


Fig. IV.3 Comportamiento del volumen de aceite acumulado y el gasto por segregación gravitacional para los bloques de tamaños pequeño, medio y grande, así como para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).

IV.2.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso I Campo Agua Fría.

Para calcular el comportamiento del volumen de aceite producido acumulado y el gasto de aceite por imbibición con respecto al tiempo se utilizaron las siguientes ecuaciones²⁴:

$$q_{o\text{ imb}} = \frac{\alpha N_{rt} * e^{-\left(\frac{\beta * t}{\tau}\right)}}{\tau}, \quad (27)$$



donde α y β son valores de ajuste de la ecuación y τ son valores obtenidos a partir de pruebas de laboratorio³⁹; esto es el tiempo al cual se tiene una cierta producción y se esa producción como sigue:

$$\left(1 - \frac{1}{e}\right) N_r \quad (28)$$

Tabla. IV.7. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 0.1 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	52.758878	51.9861
	3.0417	157.714140	51.0805
	5.0695	260.841702	50.1925
	10.1389	510.900877	48.0496
	15.2084	750.312397	46.0118
	30.4167	1409.713003	40.4697
	60.8334	2502.648973	31.5177
0.25	91.2501	3356.887636	24.7302
0.5	182.5002	4983.802645	12.3343
0.75	273.7503	5807.175532	6.3379
1	365.0004	6233.563971	3.3086
2	730.0008	6670.549364	0.2591
3	1095.0012	6705.064646	0.0206
4	1460.0016	6707.816438	0.0016
5	1825.0020	6708.035994	0.0001
6	2190.0024	6708.053512	0.0000
7	2555.0028	6708.054910	0.0000
8	2920.0032	6708.055021	0.0000
9	3285.0036	6708.055030	0.0000
10	3650.0040	6708.055031	0.0000

En la **Tabla IV.7** tenemos los gastos de imbibición y el volumen de aceite acumulado producido para los bloques de 0.1 m; la declinación del gasto por imbibición con respecto al tiempo es muy alta en comparación con el gasto por segregación gravitacional para el mismo bloque, además de que los gastos son



menores en general. Este bloque deja de producir prácticamente en el tercer año, ya que se tiene una producción de tan sólo 0.02 BPD.

Tabla. IV.8. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 3.3 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	2.1053	2.0370
	3.0417	6.2358	2.0369
	5.0695	10.3663	2.0369
	10.1389	20.6921	2.0368
	15.2084	31.0175	2.0367
	30.4167	61.9910	2.0365
	60.8334	123.9259	2.0359
0.25	91.2501	185.8446	2.0354
0.5	182.5002	371.5039	2.0338
0.75	273.7503	557.0181	2.0322
1	365.0004	742.3872	2.0306
2	730.0008	1482.4164	2.0243
3	1095.0012	2220.1362	2.0180
4	1460.0016	2955.5550	2.0117
5	1825.0020	3688.6813	2.0054
6	2190.0024	4419.5236	1.9992
7	2555.0028	5148.0903	1.9930
8	2920.0032	5874.3897	1.9868
9	3285.0036	6598.4302	1.9806
10	3650.0040	7320.2200	1.9744

En la **Tabla IV.8** observamos el comportamiento de los bloques de 3.3 m; la declinación del gasto por segregación gravitacional con respecto al bloque de 0.1 m es mucho menor, ya que sigue produciendo hasta los 10 años de producción, con una baja en la producción de menos de 1 BPD. Debido a que la declinación del gasto es pequeña, el volumen de aceite producido acumulado es mayor en comparación con el bloque de 0.1 m; esto a pesar que los gastos iniciales son mayores para el bloque de 0.1 m.



Tabla. IV.9. Comportamiento del volumen aceite acumulado y gasto por imbibición para los bloques de 5.7 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	1.4388	1.4150
	3.0417	4.3081	1.4150
	5.0695	7.1774	1.4150
	10.1389	14.3506	1.4150
	15.2084	21.5238	1.4150
	30.4167	43.0433	1.4150
	60.8334	86.0813	1.4149
0.25	91.2501	129.1183	1.4149
0.5	182.5002	258.2226	1.4148
0.75	273.7503	387.3172	1.4147
1	365.0004	516.4020	1.4146
2	730.0008	1032.6430	1.4141
3	1095.0012	1548.7273	1.4137
4	1460.0016	2064.6550	1.4133
5	1825.0020	2580.4260	1.4129
6	2190.0024	3096.0405	1.4124
7	2555.0028	3611.4984	1.4120
8	2920.0032	4126.7999	1.4116
9	3285.0036	4641.9449	1.4111
10	3650.0040	5156.9335	1.4107

En la **Tabla IV.9** se tiene el comportamiento de los bloques de 5.7 m; la declinación del gasto por imbibición es aún menor que los bloques anteriores, casi imperceptible, pero en esta ocasión los gastos iniciales tan bajos hacen que la producción de aceite sea menor que la de los bloques anteriores.



Tabla IV.10 Comportamiento de volumen aceite acumulado y gasto de aceite por imbibición para el bloque de 84 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.1169	0.1152
	3.0417	0.3505	0.1152
	5.0695	0.5841	0.1152
	10.1389	1.1680	0.1152
	15.2084	1.7519	0.1152
	30.4167	3.5037	0.1152
	60.8334	7.0073	0.1152
0.25	91.2501	10.5109	0.1152
0.5	182.5002	21.0216	0.1152
0.75	273.7503	31.5323	0.1152
1	365.0004	42.0429	0.1152
2	730.0008	84.0852	0.1152
3	1095.0012	126.1270	0.1152
4	1460.0016	168.1683	0.1152
5	1825.0020	210.2090	0.1152
6	2190.0024	252.2493	0.1152
7	2555.0028	294.2890	0.1152
8	2920.0032	336.3283	0.1152
9	3285.0036	378.3670	0.1152
10	3650.0040	420.4052	0.1152

El comportamiento de la parte del yacimiento no fracturada puede ser apreciado en la **Tabla IV.10**; para este bloque no hay una disminución del gasto durante los 10 años, aunque el gasto inicial es el menor en comparación con la parte del yacimiento fracturada. Estos gastos tan bajos hacen que la producción acumulada sea la mas baja en todo el yacimiento.

Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por imbibición.

En la **Fig. IV.4** se puede observar claramente que el mayor gasto por imbibición lo tiene el bloque de 0.1 m, aunque este, es el que tiene la mayor declinación en todo



el yacimiento. Para los demás bloques la declinación es muy pequeña, casi imperceptible. Por ultimo la parte no fracturada del yacimiento, el comportamiento del gasto por imbibición se mantiene constante durante los diez años de producción.

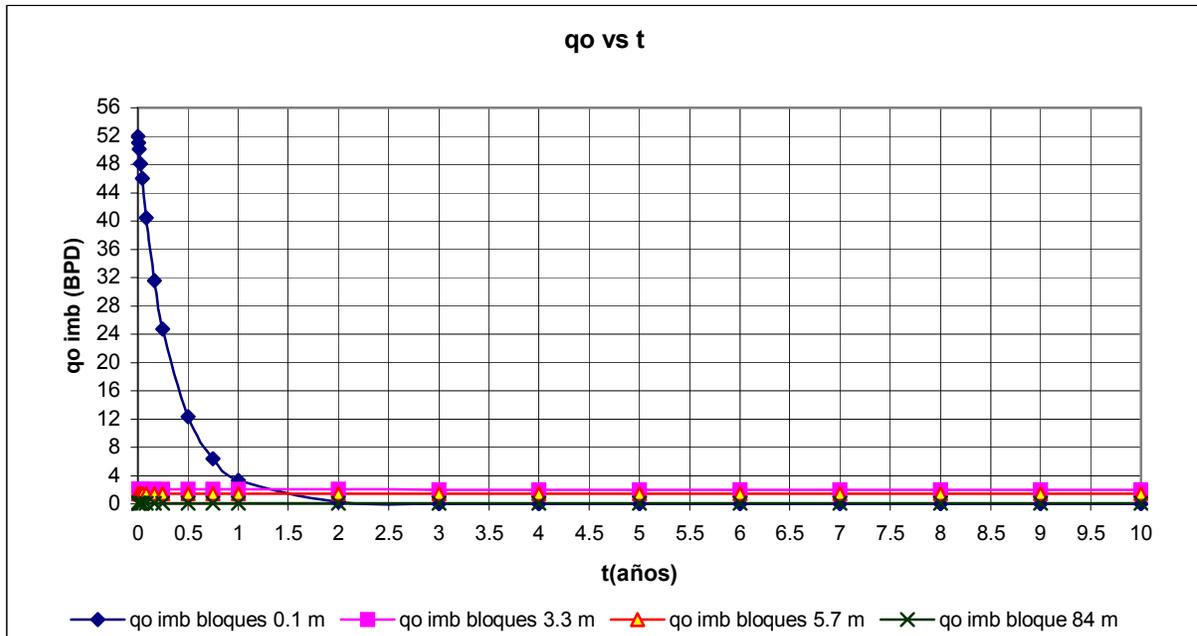


Fig. IV.4 Comportamiento de los gastos de imbibición para los tres tamaños de bloques y la parte no fracturada del yacimiento.

En la **Fig. IV.5** se tiene el comportamiento del aceite acumulado producido donde se puede apreciar que el bloque con menor producción en todo el yacimiento es el bloque de 84 m, es decir la parte no fracturada del yacimiento, al igual que en las producciones por segregación gravitacional, es conveniente que se tenga al yacimiento con mas fracturas y así tener una mayor número de bloques, lo que ayudará a tener una mayor producción por imbibición.

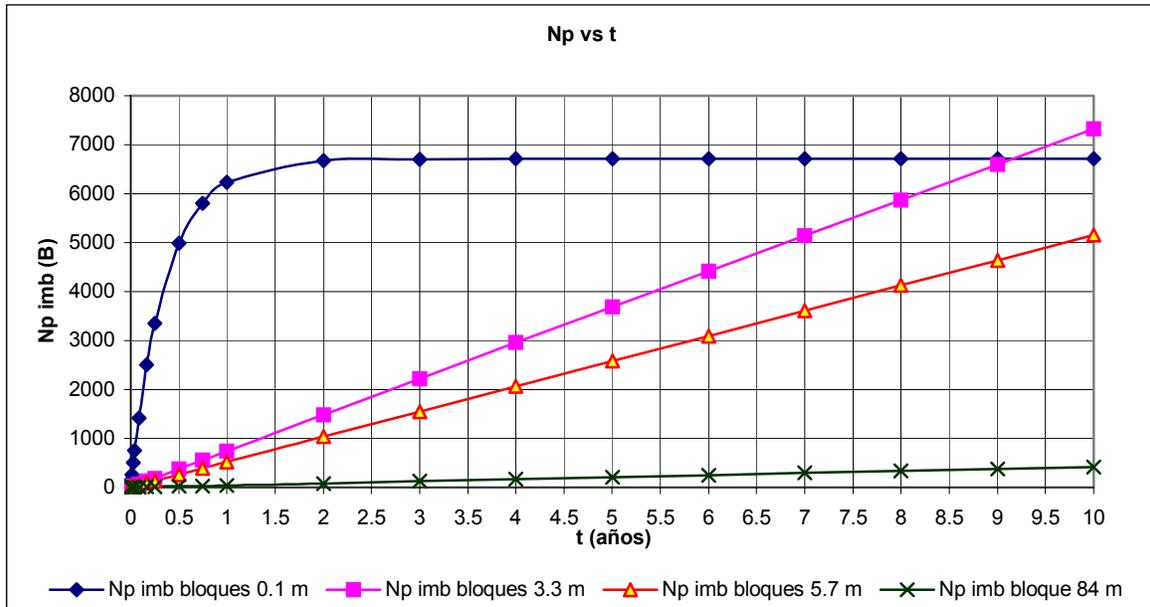


Fig. IV.5 Comportamiento del volumen de aceite acumulado producido por imbibición para los tres tamaños de bloques y para la parte no fracturada del yacimiento (bloque de 84 m).

En la **Fig. IV.6** se tiene el comportamiento del gasto por imbibición y el volumen del aceite producido acumulado con respecto al tiempo para el mismo mecanismo.

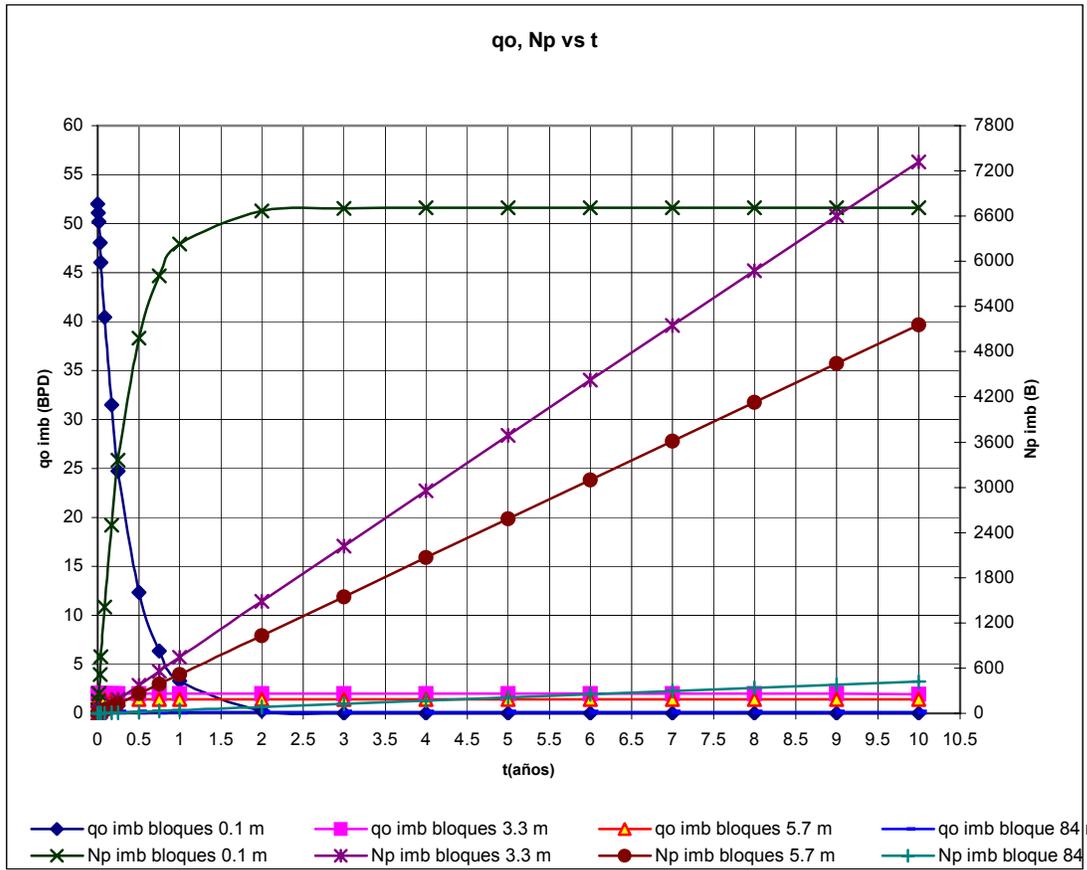


Fig. IV.6. Comportamiento del volumen de aceite producido acumulado y gasto por imbibición.



Tabla IV.11 Comportamiento global de los gastos por segregación gravitacional e imbibición del yacimiento.

t[años]	t[días]	$N_{p_{grav}}$ (B)	$N_{p_{imb}}$ (B)	$S_{o_{prom}}$	$Q_{o_{grav}}$ (BPD)	$Q_{o_{imb}}$ (BPD)
	1.01389	133.0945	14.1050	0.4687	69.9281	13.8883
	3.04167	274.2606	42.1521	0.4675	68.7185	13.6619
	5.06945	413.0483	69.7424	0.4664	67.6485	13.4399
	10.13890	751.2642	136.7779	0.4638	65.4323	12.9042
	15.20835	1079.2679	201.1514	0.4616	63.6821	12.3947
	30.41670	2019.4185	379.5628	0.4562	60.0044	11.0091
	60.83340	3775.5610	679.9159	0.4485	55.7441	8.7709
0.25	91.25010	5429.5060	920.5903	0.4429	53.0788	7.0739
0.50	182.50020	10029.8365	1408.6377	0.4313	48.1654	3.9745
0.75	273.75030	14249.3655	1695.7608	0.4236	42.6919	2.4750
1.00	365.00040	18058.4023	1883.5990	0.4201	40.8105	1.7172
2.00	730.00080	31831.3858	2317.4235	0.4087	35.0302	0.9532
3.00	1095.00120	43845.0711	2650.0138	0.3998	31.0015	0.8919
4.00	1460.00160	54589.0135	2974.0487	0.3927	27.9940	0.8855
5.00	1825.00200	64362.7144	3296.8381	0.3867	25.6430	0.8834
6.00	2190.00240	73365.1368	3618.9667	0.3817	23.7430	0.8817
7.00	2555.00280	81736.2826	3940.4832	0.3773	22.1683	0.8800
8.00	2920.00320	89578.9577	4261.3932	0.3734	20.8368	0.8784
9.00	3285.00360	96971.1879	4581.6993	0.3700	19.6928	0.8767
10.00	3650.00400	103973.7777	4901.4034	0.3669	18.6967	0.8751

En la **Tabla IV.11** se puede observar el comportamiento global del yacimiento, donde se tiene la producción acumulada de aceite para los dos efectos, así como sus gastos. La producción de aceite acumulada por el efecto de segregación gravitacional es mucho mayor que la producción por imbibición, así, el mecanismo que más aporta, es el de segregación gravitacional.

Para el caso del comportamiento de los gastos con respecto al tiempo, se tiene que el gasto por segregación gravitacional es mucho mayor, casi 5 veces más que el gasto de imbibición. La saturación de aceite promedio no llega al valor de saturación de aceite residual (0.25) a los diez años de producción, lo que significa que el yacimiento puede seguir produciendo durante más tiempo.



Es indudable que los gastos por imbibición son pequeños comparados con los gastos por segregación gravitacional, pero 4,900 barriles en 10 años es considerable. Si bien es cierto que el gasto por imbibición es pequeño, los datos de producción son muy altos, si sólo se está considerando la producción de un sólo yacimiento. Por lo tanto, tendrá que considerarse otro caso, en el cual, la producción de aceite por imbibición sea más pequeña. Se llega a esta conclusión, ya que se sabe que se tiene una mojabilidad intermedia en el yacimiento, lo cual provocará que el efecto de imbibición se presente con dificultad.

IV.3 Caso II Campo Agua Fría.

En este caso se analiza al yacimiento como fracturado hidráulicamente, con pocos bloques y estos de tamaño muy grande. Se considera que la longitud de la fractura es de 200 m, dato obtenido a partir de la literatura analizada^{6,15,21,37}. La longitud de la fractura afecta directamente el área en la que actuará el mecanismo de segregación gravitacional, esta área no necesariamente es el área total del yacimiento.

Los datos utilizados en los modelos para predecir el comportamiento del Campo Agua Fría son los siguientes:

$$\begin{array}{llll} A = 125664 \text{ m}^2 & k_{oi} = .0005 \text{ D}; & NB = 3; & \text{longitud fractura} = 200 \text{ m} \\ N = 14867735.68 & ; B_{oi} = 1.240; & S_{g \text{ crit}} = 0.05 ; & S_w = 0.48 \\ S_{oi} = 0.47; & \rho_i = 210 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}; & g = 9.807 \text{ m/s}^2; & p_c = 147.105 \text{ N/m}^2 \\ S_{or} = 0.25; & S_{gi} = 0.05; & \Delta\rho = 300 \text{ kg/m}^3 & \end{array}$$



Al igual que el caso anterior se considera el cambio del gasto por segregación con respecto al tiempo, se tomarán en cuenta los cambios de los parámetros como B_0 , μ_0 , k_0 , S_0 , entre otros.

Tabla. IV.12 Distribución del tamaño de bloques y gastos por segregación gravitacional e imbibición.

j	h_j (m)	n_j	f_j	$h_j n_j$ (m)	N_j (B)	$q_{0 \text{ grav}}$ (BPD)	$q_{0 \text{ imb}}$ (BPD)	V_{rj} (m ³)
1	40.00	1	0.20000	40	2396705.2059	32.8178	0.04046	5026560
2	60.00	1	0.30000	60	3595057.8088	32.8178	0.02698	7539840
3	100.00	1	0.50000	100	5991763.0146	32.8178	0.01619	12566400
	totales	3	1.00000	200.00	11983526.0293	98.4534	0.08363	25132800

Para el cálculo de los gastos iniciales por el efecto de imbibición se usó la Ec. 4, en vez de la Ec.20, esto se debe a que el arreglo para este Caso así lo requiere.

En este caso al considerar sólo tres bloques muy grandes, los gastos iniciales por efecto de imbibición son muy pequeños, como se puede observar en al **Tabla IV.12**, por lo que se espera que a diez años de producción sean casi despreciables, esto se acerca más a la producción esperada del Campo Agua Fría para un yacimiento.



IV.3.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso II Campo Agua Fría.

Tabla. IV.13 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 40 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	So	q_o grav [BPD]
	1.0139	33.2736	0.4700	17.8046
	3.0417	69.3765	0.4700	17.8029
	5.0695	105.4760	0.4699	17.8012
	10.1389	195.7100	0.4699	17.7971
	15.2084	285.9230	0.4699	17.7929
	30.4167	556.4357	0.4699	17.7805
	60.8334	1096.8944	0.4698	17.7557
0.25	91.2501	1636.5993	0.4697	17.7309
0.5	182.5002	3251.2144	0.4695	17.6572
0.75	273.7503	4859.1284	0.4692	17.5841
1	365.0004	6460.4030	0.4690	17.5116
2	730.0008	12800.3189	0.4680	17.2285
3	1095.0012	19038.7710	0.4670	16.9556
4	1460.0016	25179.3988	0.4661	16.6925
5	1825.0020	31225.6830	0.4652	16.4386
6	2190.0024	37180.9503	0.4643	16.1937
7	2555.0028	43048.3790	0.4634	15.9573
8	2920.0032	48831.0042	0.4625	15.7290
9	3285.0036	54531.7243	0.4616	15.5085
10	3650.0040	60153.3065	0.4607	15.2953

En la **Tabla IV.13** se puede ver que el gasto por segregación gravitacional no sufre una gran declinación, tan sólo 2 BPD en 10 años de producción, dando una producción de 60,000 B aproximadamente. El valor de saturación a los 10 años de producción esta lejos de alcanzar el valor de saturación de aceite residual, así que se puede esperar que se siga produciendo aceite bajo este mecanismo durante mas tiempo.



Tabla. IV.14 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 60 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	So	q _{o grav} [BPD]
	1.0139	33.2736	0.4700	17.8051
	3.0417	69.3778	0.4700	17.8040
	5.0695	105.4798	0.4700	17.8028
	10.1389	195.7248	0.4699	17.8001
	15.2084	285.9558	0.4699	17.7973
	30.4167	556.5646	0.4699	17.7890
	60.8334	1097.4039	0.4699	17.7724
0.25	91.2501	1637.7397	0.4698	17.7559
0.5	182.5002	3255.7358	0.4696	17.7065
0.75	273.7503	4869.2370	0.4695	17.6574
1	365.0004	6478.2708	0.4693	17.6086
2	730.0008	12870.2794	0.4686	17.4163
3	1095.0012	19192.9729	0.4680	17.2288
4	1460.0016	25448.0290	0.4674	17.0457
5	1825.0020	31637.0770	0.4667	16.8671
6	2190.0024	37761.6989	0.4661	16.6927
7	2555.0028	43823.4297	0.4655	16.5224
8	2920.0032	49823.7593	0.4649	16.3562
9	3285.0036	55764.1324	0.4643	16.1939
10	3650.0040	61645.9509	0.4637	16.0354

Para el bloque de 60 m no se tienen grandes diferencias en comparación con el bloque de 40 m, en la **Tabla IV.14** se puede observar que a los 10 años de producción, se tiene un gasto con una diferencia menor a 1 BPD, en tanto la producción de aceite acumulado, se tiene una diferencia de menos de 1,500 B. Por otro lado la saturación de aceite no sufre grandes cambios, tan sólo 0.01 con respecto a la saturación de aceite inicial.



Tabla. IV.15 Comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 100 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	So	q _{o grav} [BPD]
	1.0139	33.2736	0.4700	17.8055
	3.0417	69.3789	0.4700	17.8048
	5.0695	105.4828	0.4700	17.8041
	10.1389	195.7366	0.4700	17.8025
	15.2084	285.9820	0.4699	17.8008
	30.4167	556.6678	0.4699	17.7958
	60.8334	1097.8120	0.4699	17.7859
0.25	91.2501	1638.6536	0.4699	17.7759
0.5	182.5002	3259.3663	0.4698	17.7462
0.75	273.7503	4877.3687	0.4697	17.7165
1	365.0004	6492.6708	0.4696	17.6870
2	730.0008	12927.0751	0.4692	17.5699
3	1095.0012	19319.0656	0.4688	17.4546
4	1460.0016	25669.2639	0.4684	17.3409
5	1825.0020	31978.2810	0.4680	17.2289
6	2190.0024	38246.7172	0.4676	17.1186
7	2555.0028	44475.1626	0.4672	17.0098
8	2920.0032	50664.1968	0.4669	16.9026
9	3285.0036	56814.3892	0.4665	16.7970
10	3650.0040	62926.2992	0.4661	16.6929

Se puede observar en la **Tabla IV.15** que para el bloque de 100 m, se tienen gastos ligeramente mayores que para los bloques anteriores. El valor de producción a los 10 años también es el más alto en todo el yacimiento. En consecuencia la saturación no sufre grandes cambios, tan sólo 0.004 aproximadamente con respecto a la saturación de aceite inicial.

Por último se puede observar que bajo este arreglo de bloques el yacimiento puede seguir produciendo durante algunos años más, ya que los valores de saturación se ven reducidos en un grado mucho menor que en el caso anterior (Caso I Agua Fría).



Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por segregación gravitacional Caso II Campo Agua Fría

En la **Fig. IV.7** se observa que la producción de aceite de los tres bloques no presenta grandes diferencias entre ellas; comparando estas producciones con las que se obtuvieron en el caso anterior, es decir para los bloques pequeños(0.1 m, 3.3 m y 5.7 m), estos bloques alcanzan producciones de casi, 200,000 B, particularmente el bloque de 5.7 m, mientras que los bloques para este caso, sólo llegan a los 60,000 B a los 10 años.

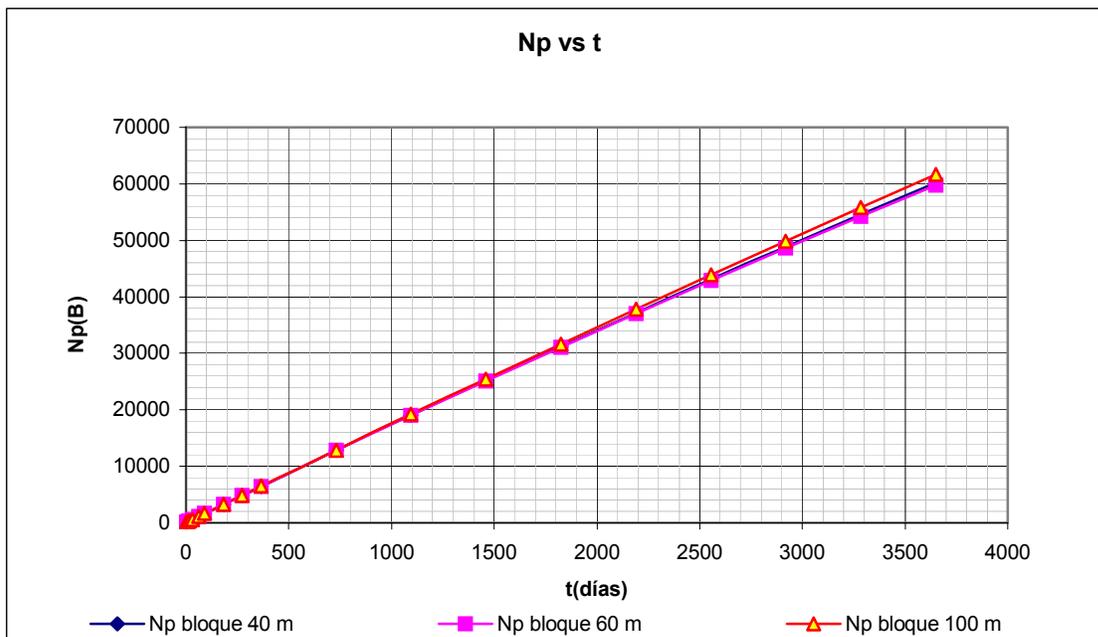


Fig. IV.7. Comportamiento del volumen de aceite acumulado para los distintos bloques.

En la **Fig. IV.8** se observa el comportamiento del gasto por segregación gravitacional para todo el yacimiento, con este arreglo de bloques la declinación del gasto en general no es muy pronunciada, en comparación con el caso anterior, tan sólo 3 BPD durante los diez años de producción. Además los gastos iniciales son menores, esto afectó directamente la producción, ya que la producción es menor que la del Caso I como ya se comentó.

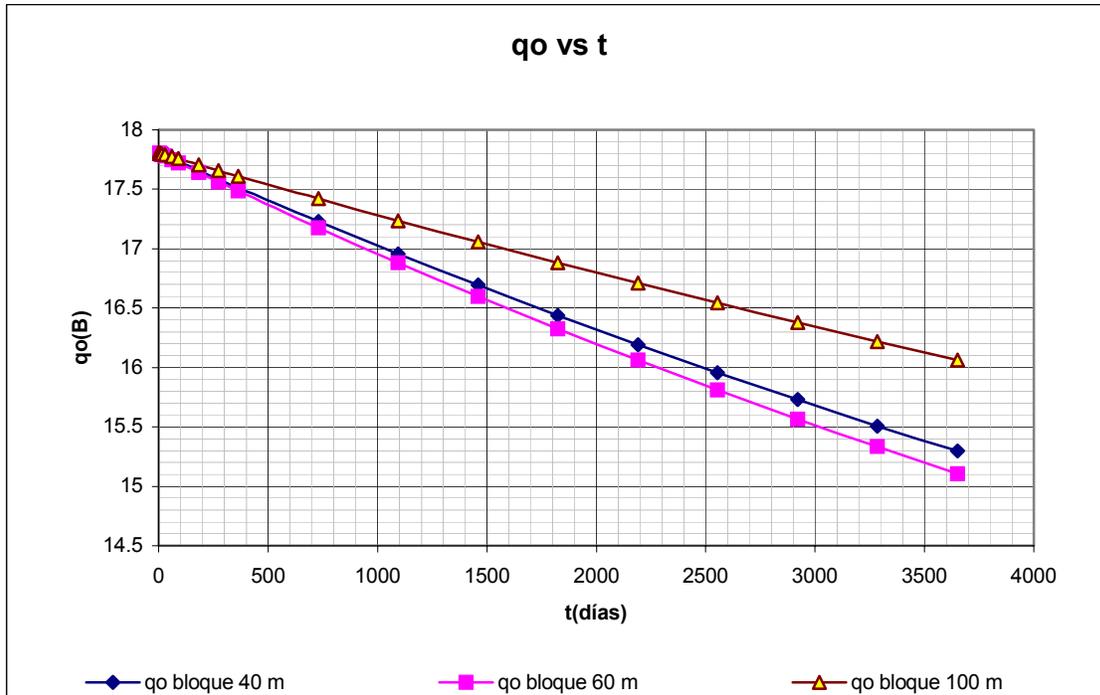


Fig. IV.8. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los distintos bloques.

En la siguiente figura se puede observar en conjunto, el comportamiento del gasto y de la producción de aceite por el mecanismo de segregación gravitacional; de donde se concluye que los gastos y la producción de aceite son menores que el caso anterior. Esto se aproxima más a los datos de producción reales de los yacimientos del Campo Agua Fría, donde la producción llega a ser tan baja, que en ocasiones se tiene que utilizar métodos artificiales de producción para hacer rentable la explotación del yacimiento.

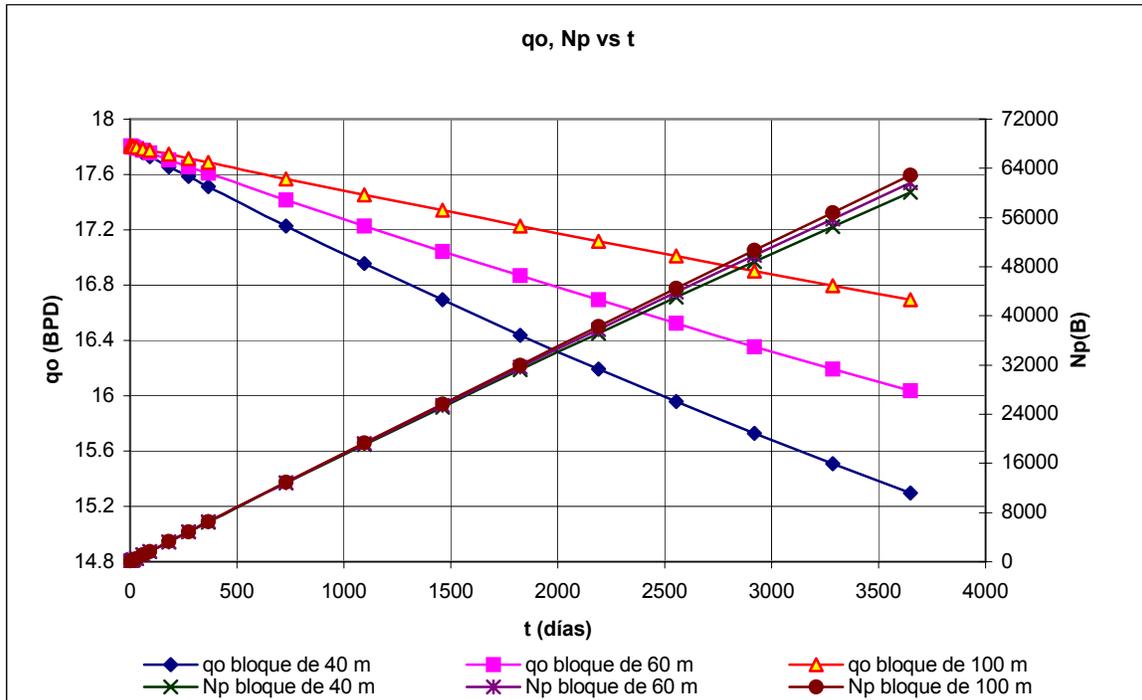


Fig. IV.9. Comportamientos del volumen de aceite acumulado y el gasto por segregación gravitacional para los distintos tamaños de bloques.

IV.3.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso II Campo Agua Fría.

Para el comportamiento del gasto así como el volumen de aceite acumulado producido por el mecanismo de imbibición se ocuparon las mismas ecuaciones que el caso anterior.



Tabla. IV.16. comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 40 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.0410	0.0403
	3.0417	0.1227	0.0403
	5.0695	0.2044	0.0403
	10.1389	0.4085	0.0403
	15.2084	0.6127	0.0403
	30.4167	1.2252	0.0403
	60.8334	2.4500	0.0403
0.25	91.2501	3.6747	0.0403
0.5	182.5002	7.3478	0.0402
0.75	273.7503	11.0196	0.0402
1	365.0004	14.6900	0.0402
2	730.0008	29.3577	0.0402
3	1095.0012	44.0034	0.0401
4	1460.0016	58.6271	0.0400
5	1825.0020	73.2289	0.0400
6	2190.0024	87.8087	0.0399
7	2555.0028	102.3667	0.0399
8	2920.0032	116.9028	0.0398
9	3285.0036	131.4171	0.0397
10	3650.0040	145.9096	0.0397

En esta tabla se puede observar el comportamiento del gasto por imbibición, es considerablemente pequeño desde su inicio y comparándolo con el caso anterior es mucho menor. En consecuencia la producción de aceite acumulado es pequeña, alcanzado tan sólo 145 B en 10 años. Al tener menos bloques en un yacimiento, el gasto por imbibición se ve fuertemente afectado, además la producción se ve afectada por el espesor del bloque.



Tabla. IV.17. Comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 60 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.0274	0.0256
	3.0417	0.0793	0.0256
	5.0695	0.1312	0.0256
	10.1389	0.2611	0.0256
	15.2084	0.3909	0.0256
	30.4167	0.7804	0.0256
	60.8334	1.5593	0.0256
0.25	91.2501	2.3382	0.0256
0.5	182.5002	4.6747	0.0256
0.75	273.7503	7.0108	0.0256
1	365.0004	9.3464	0.0256
2	730.0008	18.6853	0.0256
3	1095.0012	28.0178	0.0256
4	1460.0016	37.3441	0.0255
5	1825.0020	46.6642	0.0255
6	2190.0024	55.9780	0.0255
7	2555.0028	65.2856	0.0255
8	2920.0032	74.5870	0.0255
9	3285.0036	83.8822	0.0255
10	3650.0040	93.1711	0.0254

En la **Tabla IV.17** se tiene el comportamiento del gasto y la producción por imbibición del bloque de 60 m; en este bloque son menores los gastos, así como la producción, ya que sólo se tiene un poco mas de la mitad de la producción de aceite en comparación con el bloque de 40 m. A pesar de que la declinación del gasto es mucho menor, el gasto inicial es tan pequeño que por más que se mantenga este valor inicial, la producción acumulada de aceite no alcanza los 100 barriles a los 10 años de producción.



Tabla. IV.18. Comportamiento del gasto por imbibición, así como el volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 100 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.0164	0.01582
	3.0417	0.0485	0.01582
	5.0695	0.0806	0.01582
	10.1389	0.1607	0.01582
	15.2084	0.2409	0.01582
	30.4167	0.4814	0.01582
	60.8334	0.9625	0.01582
0.25	91.2501	1.4435	0.01581
0.5	182.5002	2.8866	0.01581
0.75	273.7503	4.3295	0.01581
1	365.0004	5.7724	0.01581
2	730.0008	11.5431	0.01581
3	1095.0012	17.3123	0.01580
4	1460.0016	23.0802	0.01580
5	1825.0020	28.8467	0.01580
6	2190.0024	34.6117	0.01579
7	2555.0028	40.3754	0.01579
8	2920.0032	46.1377	0.01579
9	3285.0036	51.8986	0.01578
10	3650.0040	57.6581	0.01578

Para el bloque de 100 m se tiene el comportamiento del gasto y la producción por imbibición, este comportamiento se puede apreciar en la **Tabla IV.18**. El gasto por imbibición es el menor de todo el yacimiento, así como la producción de aceite acumulado la mitad, con respecto al bloque de 40 m.

Este comportamiento es similar para todos los tamaños de bloques considerados en este caso; se tienen gastos iniciales pequeños con poca declinación y producciones acumuladas pequeñas. En cambio para el caso anterior se alcanzaban gastos iniciales de casi 20 BPD y una producción de aceite acumulado a los diez años de casi 5,000B.



El comportamiento presentado en este Caso II, es considerablemente más congruente con las características de los yacimientos en el Campo Agua Fría, ya que se tienen yacimientos que han sido fracturados hidráulicamente debido a su baja permeabilidad, además de tenerse una mojabilidad intermedia, la cual no ayuda mucho a la producción de aceite por imbibición.

Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por imbibición

En la **Fig. IV.10** se puede observar el comportamiento de la producción de aceite acumulada por imbibición para todo el yacimiento, este es menor del que se tiene en el caso anterior, porque mientras en el caso anterior se tenía un valor de producción máximo de más de 7,000 (B) a los diez años de producción; en este caso sólo se tiene como valor máximo de producción 150 (B) a diez años este como ya se comentó es lo que se esperaba para las condiciones que se propusieron para este caso.

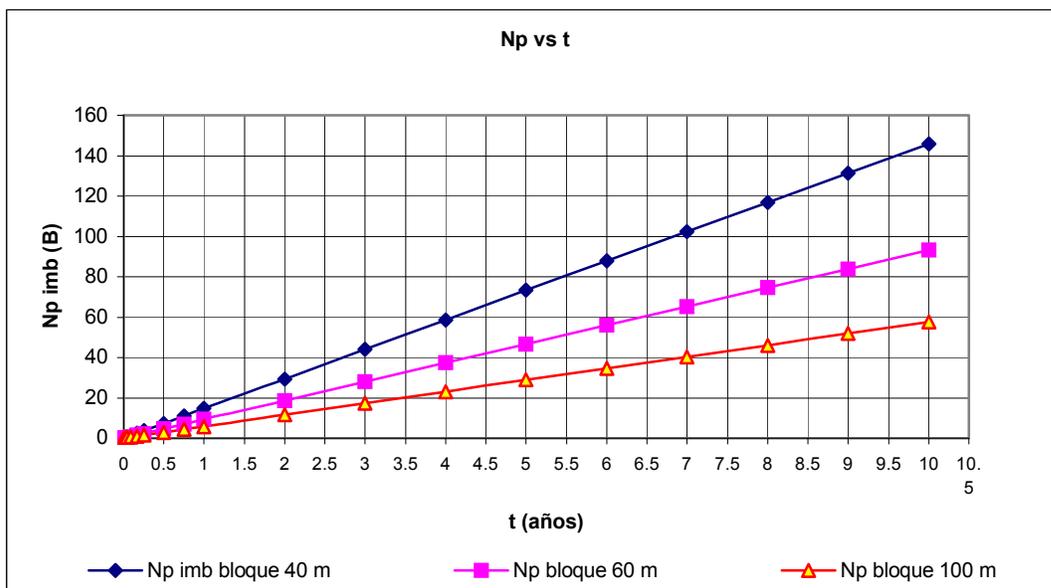


Fig. IV.10. Comportamiento del volumen de aceite acumulado producido por imbibición, con respecto al tiempo.



En la **Fig. IV.11** se tiene el comportamiento del gasto de aceite por imbibición el cual presenta una declinación casi imperceptible para el caso del bloque de 100 m, y en general para todos los bloques la declinación del gasto es muy pequeña, además los gastos iniciales son considerablemente menores en comparación con el caso anterior.

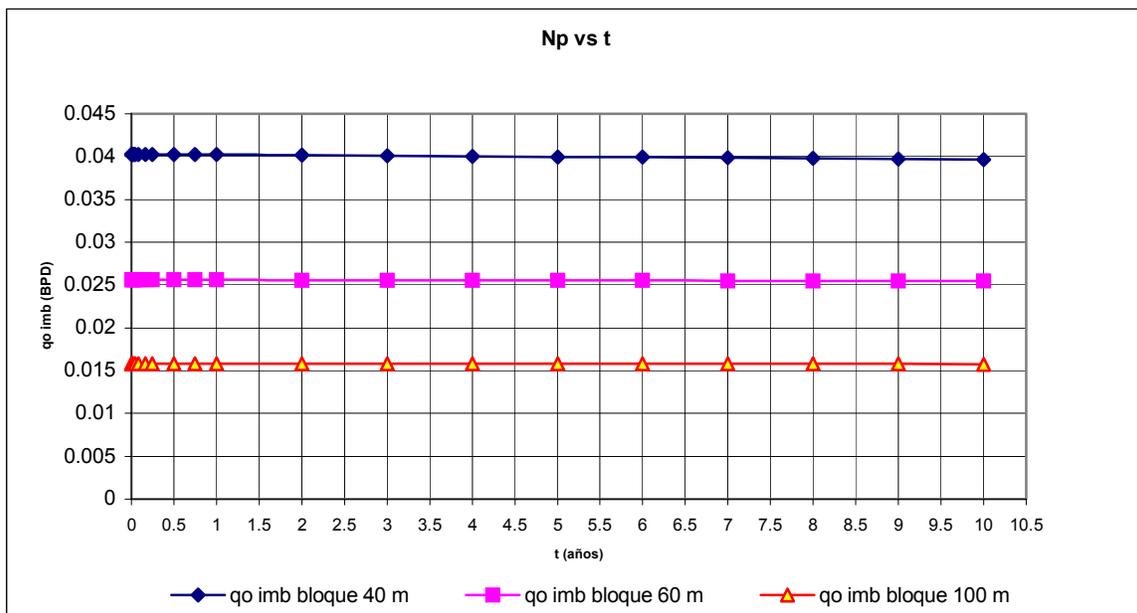


Fig. IV.11. Comportamiento del gasto de aceite por imbibición, con respecto al tiempo.

En la **Fig. IV.12** se tienen los gastos y las producciones para todos los bloques del yacimiento, donde se observan las consecuencias de gastos tan bajos, ya que las producciones correspondientes son muy pequeñas.

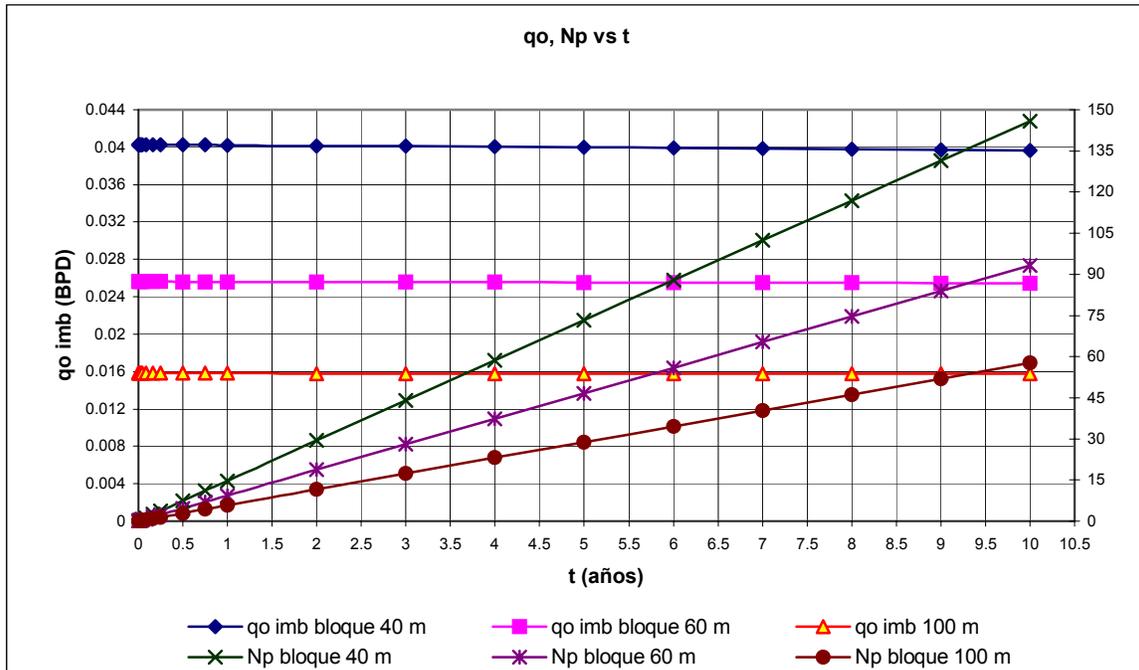


Fig. IV.12. Comportamientos del gasto de aceite por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido, con respecto al tiempo.



Tabla. IV.19. Comportamiento global del yacimiento para el Caso II Agua Fría.

t[años]	t[días]	So prom	Q _{o grav} [BPD]	Q _{o imb} [BPD]	N _{p grav} [B]	N _{p imb} [B]
	1.0139	0.4700	17.8047	0.0272	33.2736	0.0283
	3.0417	0.4700	17.8032	0.0272	69.3768	0.0835
	5.0695	0.4699	17.8016	0.0272	105.4769	0.1387
	10.1389	0.4699	17.7978	0.0272	195.7136	0.2768
	15.2084	0.4699	17.7940	0.0272	285.9310	0.4148
	30.4167	0.4699	17.7826	0.0272	556.4673	0.8290
	60.8334	0.4698	17.7598	0.0272	1097.0194	1.6573
0.25	91.2501	0.4697	17.7371	0.0272	1636.8791	2.4855
0.5	182.5002	0.4694	17.6693	0.0272	3252.3258	4.9697
0.75	273.7503	0.4691	17.6022	0.0272	4861.6179	7.4533
1	365.0004	0.4688	17.5356	0.0272	6464.8115	9.9363
2	730.0008	0.4677	17.2755	0.0272	12817.6986	19.8620
3	1095.0012	0.4666	17.0245	0.0272	19077.3146	29.7778
4	1460.0016	0.4656	16.7822	0.0271	25246.9163	39.6838
5	1825.0020	0.4645	16.5482	0.0271	31329.5954	49.5799
6	2190.0024	0.4635	16.3220	0.0271	37328.2883	59.4662
7	2555.0028	0.4625	16.1032	0.0270	43245.7852	69.3426
8	2920.0032	0.4615	15.8916	0.0270	49084.7391	79.2092
9	3285.0036	0.4605	15.6866	0.0270	54847.6737	89.0660
10	3650.0040	0.4595	15.4882	0.0270	60536.9915	98.9129

Por último en la **Tabla IV.19** se presenta el comportamiento global del yacimiento, donde se observa que tanto los gastos y producciones por segregación gravitacional son menores que los correspondientes del caso anterior; este era el objetivo para este caso, ya que en el anterior se tenía una producción a 10 años por segregación gravitacional de 10,8214 B y de 5,000 B por imbibición, el cual es muy alto para las condiciones reales del Campo Agua Fría, así que un valor de menos de 100 B durante 10 años de producción es aceptable.

Los gastos por imbibición son considerablemente menores en comparación con el caso anterior, con la diferencia que sufren de una declinación menor. Los valores de saturación en el yacimiento son altos para 10 años de producción; esta característica se presentó en los tres bloques, lo que lleva a pensar que el yacimiento podrá seguir produciendo durante algunos años más.



IV.4 Información publicada del Campo Tajín^{6,8,10,12,17,18,36,37}

El Campo Tajín fue descubierto con la terminación del pozo Ariel –1, en Abril de 1977, productor de aceite en los cuerpos TJ 95 y 100. La producción inicial obtenida por pozo fue de 145 BPD en promedio, con una presión de 182 kg/cm² a 1750 m de profundidad. Hasta el año 2004 se tenían perforados 150 pozos; todos se han fracturado. Los datos de producción hasta el año 2000 son de 1910 BPD de 27 °API y 7.1 MMPCD, la producción acumulada es de 14 MMB y 21,592 MMPCE. Las prácticas de fracturamiento se han vuelto indispensables para el desarrollo del Campo debido a las bajas permeabilidades y en general, de Chicontepec.

El Campo Tajín está asociado a un sistema de abanico submarino depositado sobre condiciones tectónico-estratigráficas complejas, donde el depósito temprano de sedimentos produjo un sistema de multialmacenamiento de yacimientos de geometría muy compleja. Este conjunto de yacimientos esta típicamente compuesto de canales complejos, que están orientados y yacen sobre lóbulos de areniscas que van graduando hasta llegar a depósitos de abanico distal y de planicie de fondo marino. La variabilidad de las facies dan origen a una alta heterogeneidad en los yacimientos.(**Figs. IV.13 y IV.14**)

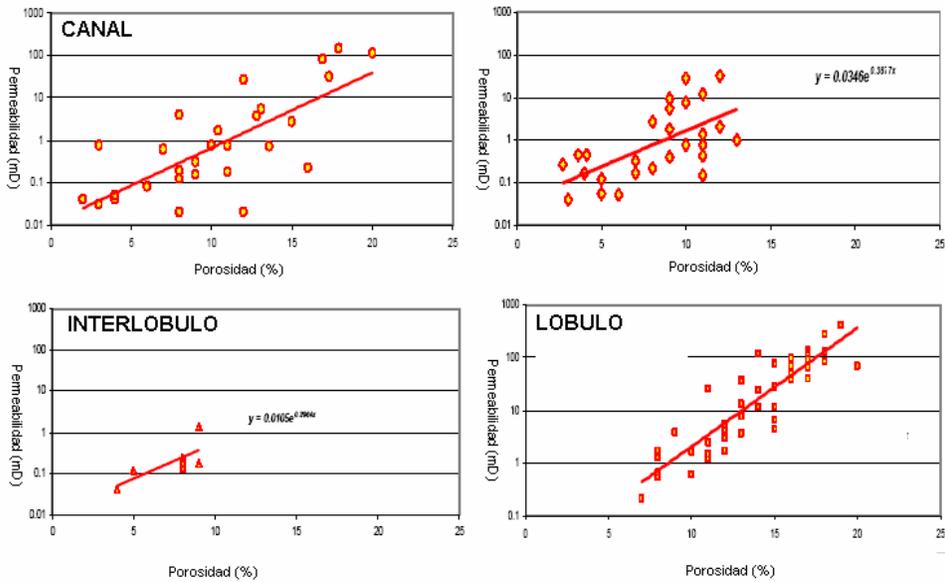


Fig. IV.13. Relación de las facies sobre la calidad del yacimiento; los pozos fueron terminados dentro de las facies de canal, lóbulo distal, interlóbulo, y lóbulo a lo largo del Campo Tajín¹².

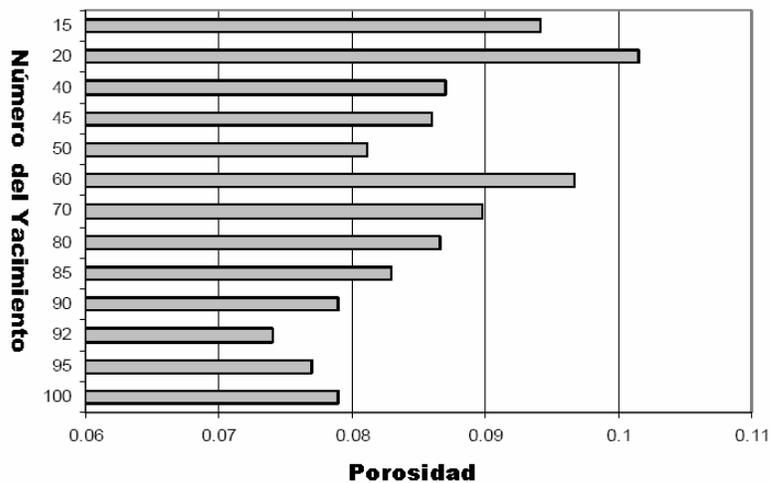


Fig. IV.14. Variabilidad de la calidad de los yacimientos; la porosidad desde el yacimiento mas alto hasta el mas bajo, mostrando dos tendencias principales de la porosidad¹².

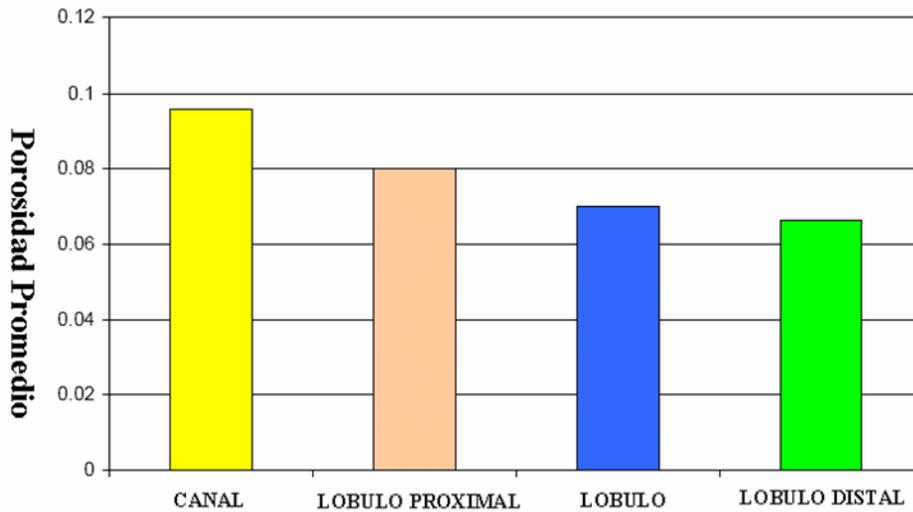


Fig. IV.15. Control de las facies sobre la calidad del yacimiento; la porosidad en el yacimiento 90 (el yacimiento más profundo), muestra una tendencia de mejor porosidad hacia las facies de canal¹².

IV.5 Caso III Campo Tajín.

Al obtenerse mejores resultados en la aplicación de los modelos para el caso anterior, en el cual se consideró al yacimiento como fracturado hidráulicamente, se hará algo similar en el Campo Tajín, se analizará un sólo yacimiento con un arreglo de tres bloques de gran tamaño, resultado de las practicas de fracturamiento realizadas en este Campo. Los valores de longitud de la fractura son variados, pero será usado el valor correspondiente al yacimiento elegido según los datos recopilados³⁷.

$$A = 45,239.04 \text{ m}^2; \quad k_{oi} = .001 D; \quad NB = 9; \quad p_c = 147.105 \text{ N/m}^2$$

$$N = 963,781.4551 B; \quad B_{oi} = 1.240; \quad S_{g \text{ crit}} = 0.05 ;$$

$$S_{oi} = 0.5; \quad \rho_i = 199 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}; \quad \phi = 0.12;$$

$$S_{or} = 0.25; \quad g = 9.807 \text{ m/s}^2; \quad S_w = 0.45;$$

$$\Delta\rho = 300 \text{ kg/m}^3; \quad S_{gi} = 0.05; \quad \text{Longitud fractura: } 120 \text{ m.}$$



Al igual que los casos anteriores se considera el cambio del gasto por segregación con respecto al tiempo; se tomarán en cuenta los cambios de los parámetros como B_o , μ_o , k_o , S_o , entre otros; las ecuaciones usadas son las mismas que se han usado para los casos anterior.

Tabla IV.20. Distribución de los bloques y gastos por efectos de segregación gravitacional e imbibición.

j	h_j (m)	n_j	f_j	$h_j n_j$ (m)	N_j (B)	q_o grav (BPD)	q_o imb (BPD)	V_{rj} (m ³)
1	5.00	1	0.07143	5	68841.5325	78.7627	0.19423	1795200
2	15.00	1	0.21429	15	206524.5975	78.7627	0.06474	5385600
3	50.00	1	0.71429	50	688415.3251	78.7627	0.01942	17952000
	totales	3	1.00000	70.00	963781.4551	236.2881	0.27840	25132800

IV.5.1 Análisis del comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo para el Caso III Campo Tajín.

En la **Tabla IV.20** se puede observar que el espesor es de 70 metros un poco mas de la mitad que el de Agua Fría, los gastos iniciales por segregación gravitacional son más altos que para el Caso II Agua Fría, esto se debe a que la permeabilidad es más alta.



Tabla IV.21. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 5 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	So	q_{o grav} [BPD]
	1.0139	79.8567	0.4995	6.5111
	3.0417	93.0516	0.4993	6.4951
	5.0695	106.2142	0.4992	6.4792
	10.1389	138.9805	0.4988	6.4400
	15.2084	171.5490	0.4984	6.4013
	30.4167	268.0979	0.4973	6.2889
	60.8334	456.2460	0.4951	6.0786
0.25	91.2501	638.2669	0.4930	5.8862
0.5	182.5002	1152.3974	0.4873	5.3968
0.75	273.7503	1626.6937	0.4822	5.0085
1	365.0004	2069.0111	0.4777	4.6929
2	730.0008	3613.6190	0.4637	3.8544
3	1095.0012	4924.0464	0.4536	3.3613
4	1460.0016	6087.0842	0.4458	3.0297
5	1825.0020	7146.8311	0.4394	2.7879
6	2190.0024	8129.1546	0.4341	2.6017
7	2555.0028	9050.7208	0.4295	2.4528
8	2920.0032	9922.9982	0.4255	2.3302
9	3285.0036	10754.2734	0.4219	2.2272
10	3650.0040	11550.7624	0.4188	2.1390

En la **Tabla IV.21** se tiene el comportamiento del gasto por segregación gravitacional con respecto al tiempo, en el cual se puede apreciar que la declinación del gasto durante los 10 años de producción disminuye lentamente, sólo 4 BPD aproximadamente durante todo el tiempo de producción. Los valores de saturación para este bloque sólo disminuyen 0.08 del primer al último año de producción, lo que hace pensar que el yacimiento puede seguir siendo explotado durante más años bajo este mecanismo.



Tabla IV.22. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 15 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	S_o	q_{o grav} [BPD]
	1.0139	79.8567	0.4998	6.5439
	3.0417	93.1235	0.4998	6.5385
	5.0695	106.3793	0.4997	6.5331
	10.1389	139.4712	0.4996	6.5197
	15.2084	172.4953	0.4994	6.5063
	30.4167	271.1639	0.4991	6.4667
	60.8334	466.7156	0.4983	6.3893
0.25	91.2501	659.9467	0.4975	6.3142
0.5	182.5002	1226.4006	0.4953	6.1020
0.75	273.7503	1774.3242	0.4932	5.9079
1	365.0004	2305.2658	0.4912	5.7297
2	730.0008	4284.5226	0.4840	5.1440
3	1095.0012	6078.6342	0.4779	4.7050
4	1460.0016	7731.2988	0.4726	4.3630
5	1825.0020	9272.0388	0.4680	4.0880
6	2190.0024	10721.6736	0.4638	3.8614
7	2555.0028	12095.4393	0.4601	3.6707
8	2920.0032	13404.8384	0.4568	3.5076
9	3285.0036	14658.7847	0.4537	3.3661
10	3650.0040	15864.3399	0.4509	3.2419

En la **Tabla IV.22** se muestra el comportamiento del gasto por segregación gravitacional del bloque de 15 m, que comparando este con el bloque de 5 m, la declinación del gasto es menor, sólo de 3 BPD durante los 10 años de producción. Al igual que el bloque de 5 m los valores de saturación bajan muy poco, lo que confirma que este yacimiento puede seguir produciendo algunos años más, bajo este mecanismo.



Tabla IV.23. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para el bloque de 50 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	So	q_o grav [BPD]
	1.0139	79.8567	0.4999	6.5554
	3.0417	93.1487	0.4999	6.5537
	5.0695	106.4374	0.4999	6.5521
	10.1389	139.6447	0.4998	6.5480
	15.2084	172.8314	0.4998	6.5440
	30.4167	272.2686	0.4997	6.5319
	60.8334	470.5921	0.4995	6.5078
0.25	91.2501	668.1868	0.4992	6.4840
0.5	182.5002	1256.6647	0.4985	6.4137
0.75	273.7503	1838.8206	0.4979	6.3454
1	365.0004	2414.8263	0.4972	6.2789
2	730.0008	4660.5753	0.4946	6.0303
3	1095.0012	6820.1863	0.4921	5.8064
4	1460.0016	8902.0975	0.4898	5.6041
5	1825.0020	10913.6299	0.4876	5.4204
6	2190.0024	12861.1480	0.4854	5.2530
7	2555.0028	14750.2033	0.4834	5.0998
8	2920.0032	16585.6558	0.4815	4.9590
9	3285.0036	18371.7779	0.4797	4.8293
10	3650.0040	20112.3412	0.4780	4.7092

En la **Tabla IV.23** se tiene la producción y los gastos mas altos en todo el yacimiento, además de tener la menor declinación en el gasto, sólo 2 BPD aproximadamente durante los 10 años de producción, teniendo un comportamiento similar la saturación, con una disminución 0.02 desde al inicio al final de la explotación .

Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por segregación gravitacional.

En la **Fig. IV.16** se observa que el bloque que tiene la mayor producción es el bloque de 50 m, con 20,000 (B) aproximadamente en 10 años. Las producciones



en general en comparación con el Caso II Agua Fría son mayores, debido a que se tiene una mayor permeabilidad en este yacimiento.

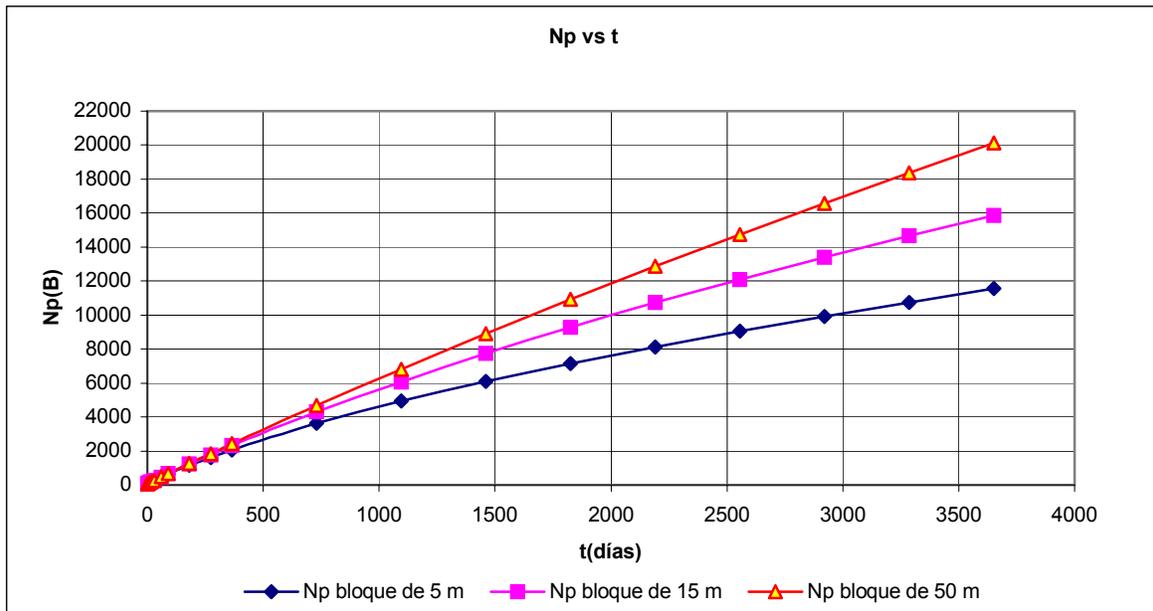


Fig. IV.16. Comportamiento de la producción de aceite acumulada por segregación gravitacional para los tres bloques.

En la Fig. IV.17 se puede observar que nuevamente el mayor gasto que se tiene en todo el yacimiento es el bloque de 50 m, además de tener la menor declinación.

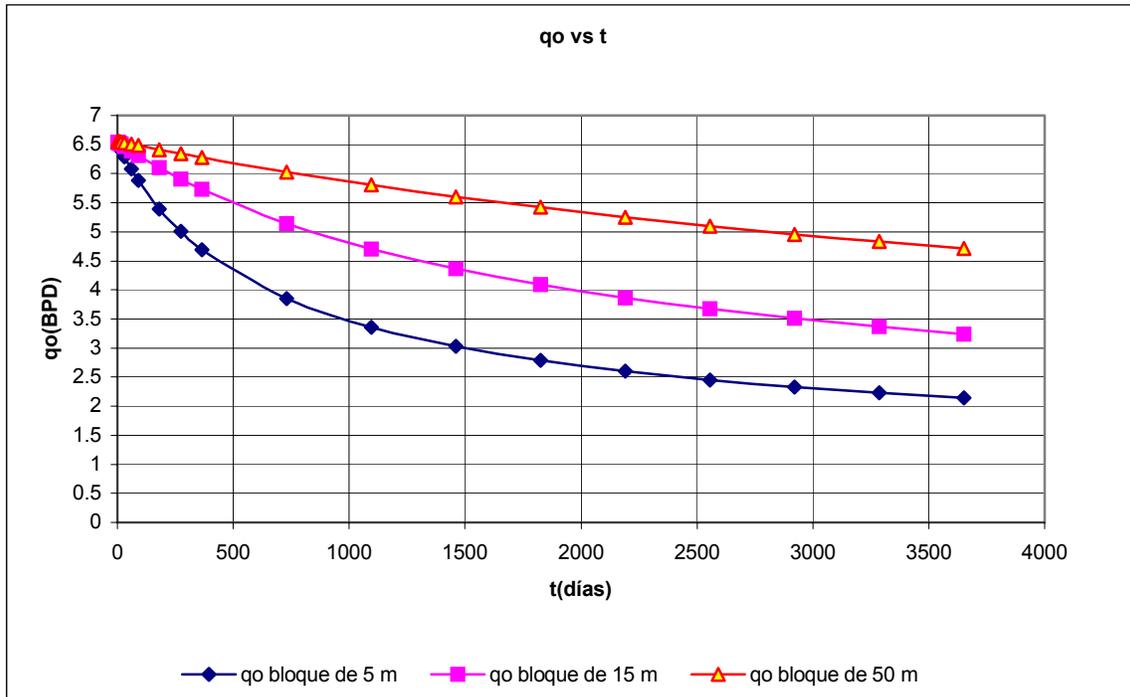


Fig. IV.17. Comportamiento del gasto por segregación gravitacional para los tres bloques.

En la Fig. IV.18 se tiene el comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional y el comportamiento del volumen de aceite producido acumulado por el mismo mecanismo. Al tenerse pocos bloques las producciones no son tan altas, pero como se tiene una mejor permeabilidad en este yacimiento las producciones son mayores que en el Caso II del Campo Agua Fría.

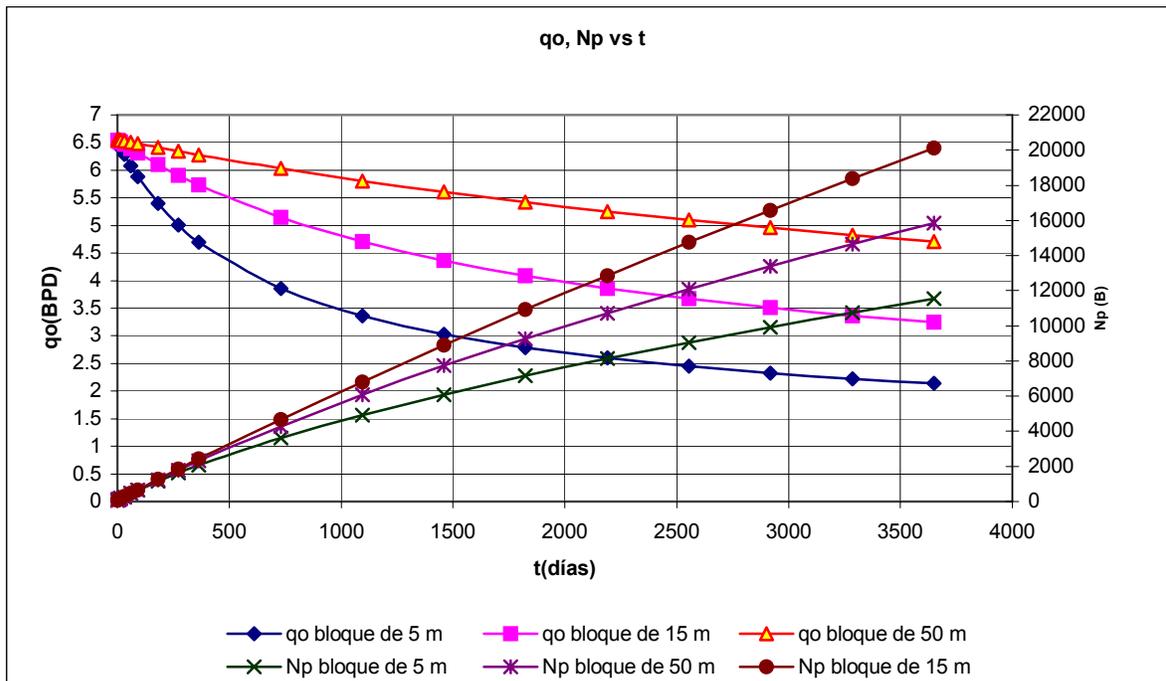


Fig. IV.18. Comportamientos de la producción acumulada de aceite y del gasto por segregación gravitacional para los tres bloques.

IV.5.2 Análisis del comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo para el Caso III Campo Tajín.

Para el comportamiento del gasto así como el volumen de aceite acumulado producido por el mecanismo de imbibición se ocuparon las mismas ecuaciones que los casos anteriores.



Tabla. IV.24. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 5 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.1969	0.1930
	3.0417	0.5878	0.1921
	5.0695	0.9768	0.1911
	10.1389	1.9411	0.1889
	15.2084	2.8941	0.1866
	30.4167	5.6856	0.1801
	60.8334	10.9779	0.1676
0.25	91.2501	15.9050	0.1561
0.5	182.5002	28.7404	0.1260
0.75	273.7503	39.1030	0.1017
1	365.0004	47.4719	0.0822
2	730.0008	67.6752	0.0350
3	1095.0012	76.2966	0.0150
4	1460.0016	79.9797	0.0064
5	1825.0020	81.5540	0.0027
6	2190.0024	82.2270	0.0012
7	2555.0028	82.5148	0.0005
8	2920.0032	82.6378	0.0002
9	3285.0036	82.6904	0.0001
10	3650.0040	82.7129	0.0000

En esta **Tabla IV.24** los gastos por el efecto de imbibición son muy pequeños desde el inicio de la producción, pero al igual que para el Caso II del Campo Agua Fría en el cual se tiene una mojabilidad intermedia y pocos bloques en el yacimiento, los gastos por imbibición se vuelven casi despreciables hasta 0.0 BPD a los 10 años de producción para este bloque.



Tabla. IV.25. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 15 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.0656	0.0624
	3.0417	0.1922	0.0624
	5.0695	0.3186	0.0623
	10.1389	0.6344	0.0622
	15.2084	0.9498	0.0622
	30.4167	1.8934	0.0619
	60.8334	3.7694	0.0614
0.25	91.2501	5.6304	0.0609
0.5	182.5002	11.1249	0.0595
0.75	273.7503	16.4889	0.0581
1	365.0004	21.7257	0.0567
2	730.0008	41.4594	0.0515
3	1095.0012	59.3874	0.0468
4	1460.0016	75.6762	0.0425
5	1825.0020	90.4766	0.0386
6	2190.0024	103.9255	0.0351
7	2555.0028	116.1471	0.0319
8	2920.0032	127.2539	0.0290
9	3285.0036	137.3482	0.0264
10	3650.0040	146.5226	0.0240

En este bloque los gastos son aun menores en comparación con el bloque de 5 m, como puede observarse en la **Tabla IV.25**; la producción a los 10 años, es tan sólo de 0.02 (B), no se alcanza un valor de cero como para el bloque de 5 m, pero 0.02 es un valor casi despreciable.



Tabla. IV.26. Comportamiento del gasto por imbibición y del volumen de aceite acumulado producido para el bloque de 50 m.

t[años]	t[días]	Np [B]	q _{o imb} [BPD]
	1.0139	0.0197	0.0191
	3.0417	0.0584	0.0191
	5.0695	0.0970	0.0191
	10.1389	0.1937	0.0191
	15.2084	0.2903	0.0191
	30.4167	0.5802	0.0191
	60.8334	1.1596	0.0190
0.25	91.2501	1.7387	0.0190
0.5	182.5002	3.4731	0.0190
0.75	273.7503	5.2038	0.0189
1	365.0004	6.9307	0.0189
2	730.0008	13.8004	0.0187
3	1095.0012	20.6100	0.0186
4	1460.0016	27.3601	0.0184
5	1825.0020	34.0511	0.0183
6	2190.0024	40.6837	0.0181
7	2555.0028	47.2582	0.0179
8	2920.0032	53.7753	0.0178
9	3285.0036	60.2354	0.0176
10	3650.0040	66.6391	0.0175

Finalmente para el bloque de 15 m se tienen los menores gastos y la menor producción de todo el yacimiento como puede apreciarse en la **Tabla IV.26** nuevamente se presenta la condición que conforme los bloques tienen una mayor altura el efecto de imbibición disminuye.

Resultados en forma gráfica para el comportamiento del gasto y producción acumulada de aceite por imbibición.

En la **Fig. IV.19** se muestra que los gastos por imbibición para el yacimiento son muy pequeños además su declinación es pronunciada desde menos de 0.2 BPD hasta casi 0 en 10 años para el bloque de 5 m, que es el mas drástico. Para el



resto de los bloques, a los 10 años de producción se alcanzan valores cercanos a cero, así que bajo este mecanismo los gastos serán muy pequeños si se desea seguir explotando este yacimiento.

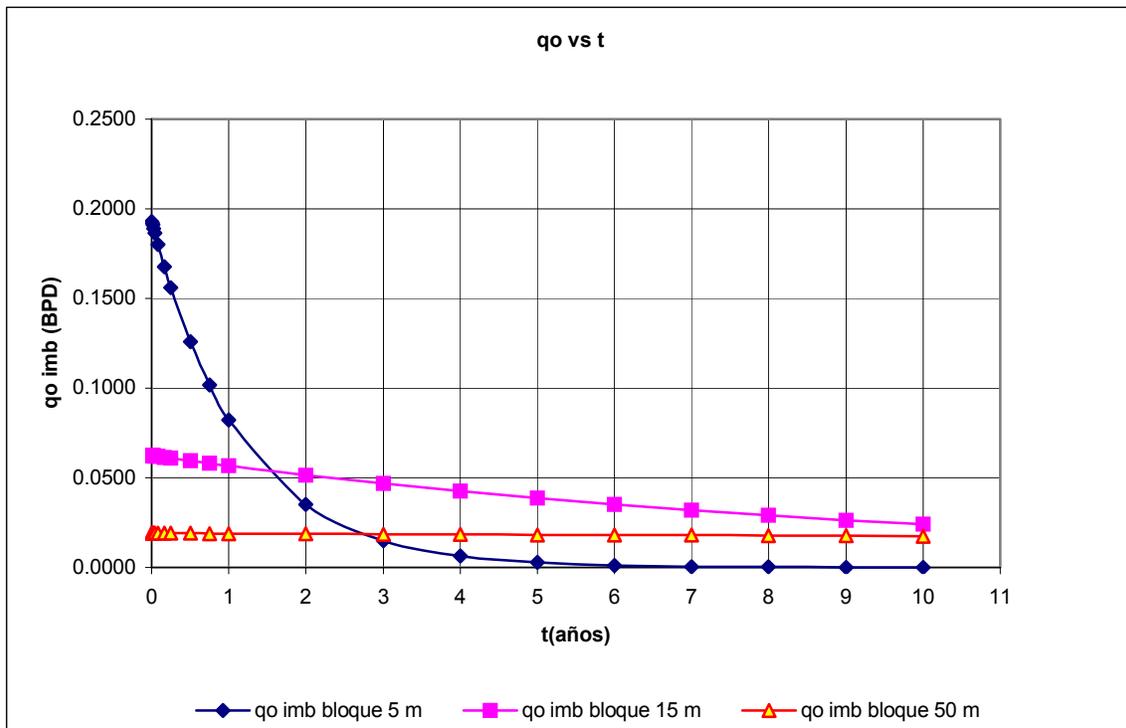


Fig. IV.19. Comportamiento del gasto por imbibición con respecto al tiempo.

En la **Fig. IV.20** se muestran las producciones acumuladas para los tres bloques, el bloque de 5 m a los 4 años de producción prácticamente deja de producir, permaneciendo la curva casi horizontal hasta los 10 años de producción. Por otro lado el bloque de 15 m es que mayor producción tiene alcanzando un poco más de 140 B en 10 años. Por ultimo el bloque de 50 m es que menor producción a los 10 años.

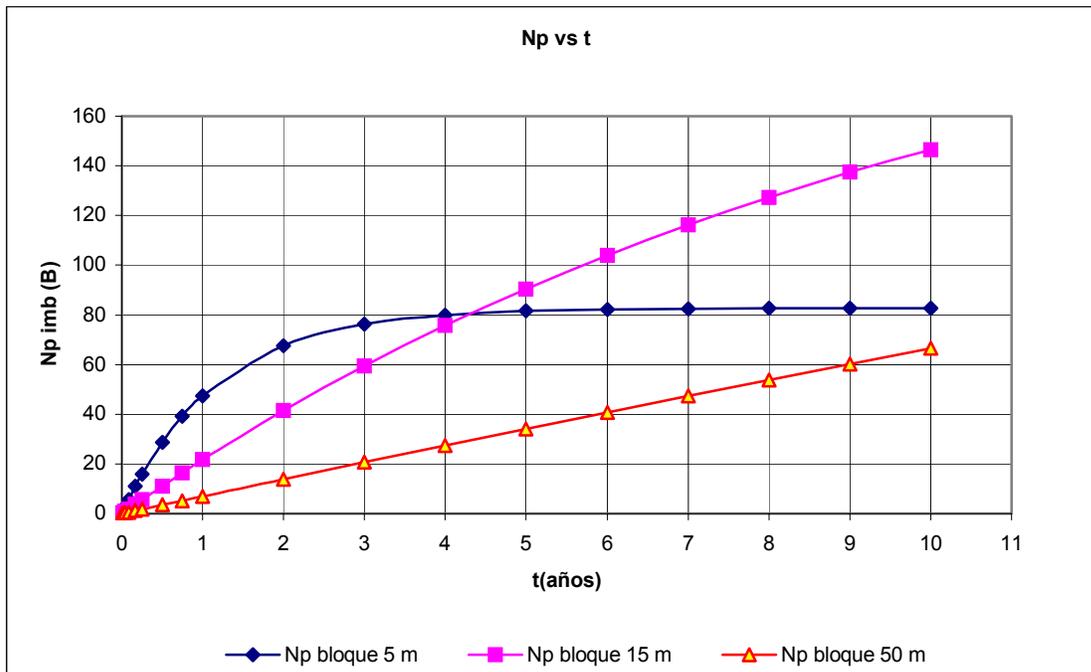


Fig. IV.20 Comportamiento del volumen de aceite producido acumulado con respecto al tiempo.

En la **Fig. IV.21** se tiene el comportamiento de la producción de aceite y del gasto por imbibición para cada bloque; en esta figura se puede apreciar mas claramente que a pesar de que el bloque de 50 m tiene la menor declinación del gasto, el valor del gasto inicial hace que por más que se mantenga su valor, la producción acumulada de aceite será la muy pequeña, la menor en todo el yacimiento.

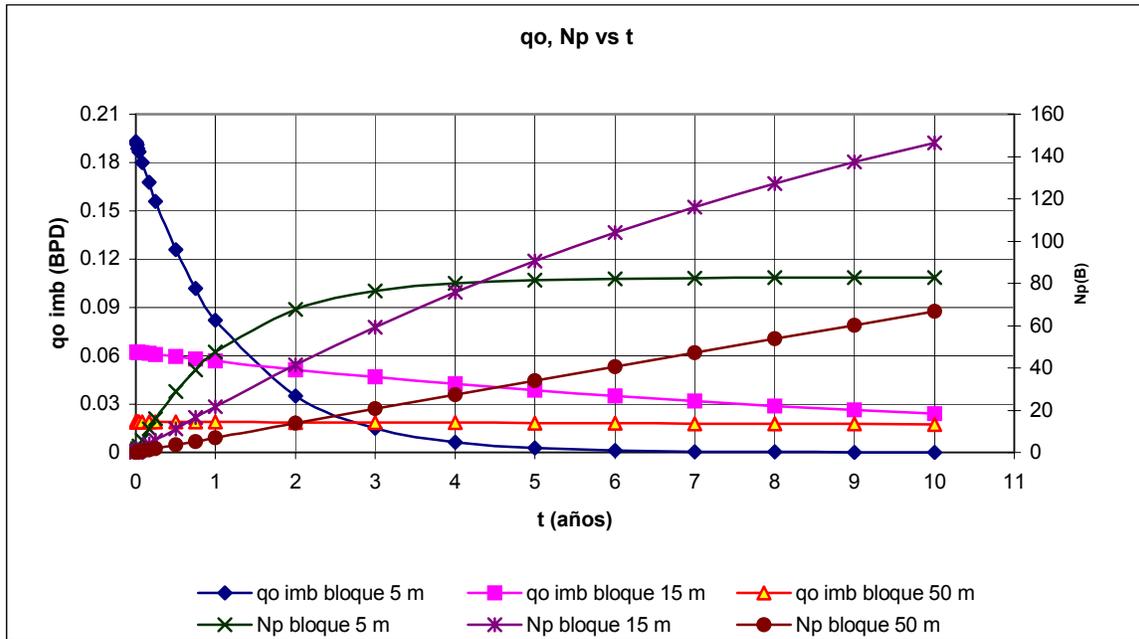


Fig. IV.21 Comportamiento del gasto por imbibición y comportamiento del volumen de aceite producido acumulado.



Tabla IV.27. Comportamiento global del gasto por segregación gravitacional del yacimiento.

t[años]	t[días]	S_o prom	Np_{imb} [B]	Np_{grav} [B]	q_o imb (BPD)	q_o grav [BPD]
	1.0139	0.4997	0.0941	79.8567	0.0915	6.5368
	3.0417	0.4997	0.2794	93.1079	0.0912	6.5291
	5.0695	0.4996	0.4641	106.3436	0.0908	6.5215
	10.1389	0.4994	0.9231	139.3655	0.0901	6.5026
	15.2084	0.4992	1.3781	172.2919	0.0893	6.4839
	30.4167	0.4987	2.7198	270.5101	0.0870	6.4291
	60.8334	0.4976	5.3023	464.5179	0.0827	6.3252
0.25	91.2501	0.4966	7.7580	655.4668	0.0787	6.2281
0.5	182.5002	0.4937	14.4461	1211.8209	0.0682	5.9709
0.75	273.7503	0.4911	20.2653	1746.6128	0.0596	5.7539
1	365.0004	0.4887	25.3761	2263.0344	0.0526	5.5672
2	730.0008	0.4808	40.9784	4186.2390	0.0351	5.0096
3	1095.0012	0.4745	52.0980	5940.9556	0.0268	4.6243
4	1460.0016	0.4694	61.0053	7573.4935	0.0224	4.3323
5	1825.0020	0.4650	68.6939	9110.8332	0.0199	4.0988
6	2190.0024	0.4611	75.6121	10570.6588	0.0181	3.9053
7	2555.0028	0.4577	81.9734	11965.4545	0.0168	3.7411
8	2920.0032	0.4546	87.8890	13304.4975	0.0157	3.5990
9	3285.0036	0.4518	93.4247	14594.9453	0.0147	3.4742
10	3650.0040	0.4492	98.6249	15842.4812	0.0138	3.3634

En la **Tabla IV.27** se tiene el comportamiento global del yacimiento; se puede apreciar que los gastos por imbibición, así como la producción acumulada por este efecto, es muy pequeña en comparación con los gastos y producciones del mecanismo de segregación gravitacional.

La saturación de aceite promedio en el yacimiento solo cambia aproximadamente 0.05 desde el inicio de la explotación del yacimiento hasta los diez años de producción, por lo que es factible evaluar algunas otras formas para explotar este yacimiento, ya que los gastos por segregación, que son los mas altos en el yacimiento, llegan a poco mas de 3 BPD a los diez años de producción.



Se puede hacer una comparación con respecto al Caso II Agua Fría pero hay que aclarar que las condiciones no son las mismas para empezar en el Caso II la permeabilidad es menor .0005 D y en cambio para el Caso III Tajín la permeabilidad es de 0.001 D. Por otro lado los espesores son distintos 200 m para el Caso II y 70 m para el Caso III, así como una longitud de fractura de 200 m y 150 m respectivamente.

Partiendo de estas diferencias se tiene que la declinación global del gasto por imbibición en el Caso II es menor debido a que se tiene una menor permeabilidad, aunque su gasto inicial es menor. Por otro lado se tiene que los gastos por segregación son mayores en el Caso II, con un gasto inicial de aproximadamente 17 BPD hasta 15 BPD para el último año a diferencia del Caso III, el cual comienza su producción desde 6 BPD hasta 3 BPD aproximadamente; esto se debe principalmente a que en el Caso II se tiene un área mayor en donde actúe el mecanismo de segregación, porque en cuanto al número de bloques, se tiene el mismo número en ambos casos.

La saturación de aceite en el Caso II cambia sólo 0.01 a diferencia del Caso III que cambia 0.05 desde el inicio hasta el final del yacimiento; esto se debe a que al tener una permeabilidad mas alta en el yacimiento del Caso III el fluido se mueve con mayor facilidad, provocando que se produzca mayor aceite en menor tiempo.



V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se desarrollaron las ecuaciones que representan el comportamiento del gasto de aceite por imbibición, con respecto al tiempo, así como el comportamiento de la producción de aceite acumulada, por el mismo mecanismo, para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, considerando la variación del tamaño de los bloques; en trabajos anteriores^{24,39} sólo se toma en cuenta la interacción entre la matriz y las fracturas para dos caras de cada bloque, la superior y la inferior; en este trabajo se consideró la acción del mecanismo de imbibición en todas las caras de los bloques en forma de paralelepípedos.

Otra de las características del modelo desarrollado es que se puede hacer una variación en cualquier dirección; es decir, si se ubica a un bloque en un sistema de coordenadas x, y, z, se puede hacer una variación de sus dimensiones en las tres direcciones. De esta manera, al tenerse información más aproximada acerca de los bloques en un yacimiento fracturado, se puede representar mejor al yacimiento y su comportamiento.

Mediante la aplicación de los modelos que consideran además los efectos de segregación gravitacional, se analizó el comportamiento de dos yacimientos de los Campos Agua Fría y Tajín, ambos pertenecientes a la Formación Chicontepec. Estos Campos son a los que más estudios se les han realizado, o al menos de los que más literatura se ha publicado, incluyendo la correspondiente a una prueba piloto de inyección de agua en el Campo Agua Fría.

Los resultados que se obtuvieron del análisis del comportamiento de los dos yacimientos se presentan en el Capítulo IV; se llegó a la conclusión de que al representar a los yacimientos de Chicontepec como naturalmente fracturados, no se obtuvieron resultados satisfactorios, debido a que la producción obtenida es de



103,973 B, en 10 años, para uno de los yacimientos. Si se sabe que la producción para ese yacimiento del Campo Agua Fría fue de 70,000 B ^{15,38} aproximadamente para los 10 mismos años de explotación, entonces las condiciones del fracturamiento natural supuesto no fueron correctas.

Fue necesario considerar a los yacimientos con sólo algunas fracturas artificiales; así, para el Campo Agua Fría se obtuvo una producción acumulada de 60,538 B en 10 años lo que es definitivamente más aproximado a la producción real del yacimiento.

Cabe mencionar que sí existen yacimientos naturalmente fracturados en Chicontepec, pero una interpretación es que estas fracturas no son conductivas o tienen una permeabilidad muy baja, por lo que tienen que ser fracturados hidráulicamente.

El gasto de aceite por segregación gravitacional fue el mayor en todos los casos con respecto al de imbibición, además de presentarse lo ya descrito en trabajos antecedentes ^{11, 24, 39}, en los cuales se demuestra que para un espesor dado del yacimiento, el gasto por segregación gravitacional no aumenta con el incremento de h_{ma} , sino con el aumento del número de bloques. También se observó que los gastos por segregación gravitacional $q_{o\ grav}$ son mayores que los de imbibición para los bloques grandes, pero no por el aumento de $q_{o\ grav}$ con el tamaño de los bloques, sino por la disminución de los gastos por imbibición.

El gasto de aceite por imbibición y la producción de aceite por este mecanismo fueron muy pequeños en todos los casos, debido a las características de los yacimientos: muy baja permeabilidad, pocos bloques, así como una mojabilidad intermedia, dando como resultado gastos muy pequeños, en ocasiones menores a 1 BPD, desde el inicio de la explotación del yacimiento.



Bajo este panorama, el empleo de inyección de agua como método de recuperación secundaria, no parece alentador, pero debido a las grandes reservas probables que se tienen en Chicontepec, es necesario probar nuevas tecnologías y métodos para lograr extraer la mayor cantidad de hidrocarburos, al menor costo, incorporando así más reservas probadas.

Durante el análisis del comportamiento de yacimientos de Chicontepec, se hizo evidente la importancia de los datos que se usan en los modelos; entre más y mejores datos de campo se tengan, el comportamiento del yacimiento será representado más fielmente. Por otro lado, se cuestionó la aplicación de modelos complicados que requieran muchos datos, cuando éstos no se dispongan, para representar el comportamiento del yacimiento, porque entre más variables se incluyan en los modelos, se complica aún más el uso de éstos.

Este es el caso de las simulaciones numéricas, donde se tienen muchas variables y se tiene que suponer valores, o emplear métodos estadísticos para elegir un rango de datos. Las ventajas que ofrece el uso de modelos sencillos consisten en que no requieren de muchos datos y se pueden crear varios escenarios de manera fácil y rápida.

Los yacimientos turbidíticos son característicos de ambientes marinos profundos, como es el caso de la Formación Chicontepec, donde se tiene este tipo de yacimientos. Con la experiencia adquirida a partir del estudio del comportamiento de los yacimientos de Chicontepec, es factible la aplicación de los modelos en posibles yacimientos de aguas profundas del Golfo de México, ya que se sabe que las condiciones de depósito fueron similares a las que se tuvieron en Chicontepec.



NOMENCLATURA

A: área

A_{fb} : área de la fractura por unidad de volumen total

A_{fma} : área de la fractura por unidad de volumen de matriz

B_o : factor de volumen del aceite

c_o : compresibilidad del aceite

c_g : compresibilidad del gas

c_w : compresibilidad del agua

c_f : compresibilidad de la formación

c_e : compresibilidad efectiva

f_j : fracción de volumen de roca

$f_D(h_D)$: función de probabilidad de la variable aleatoria h_D

g : aceleración de la gravedad

h_D : espesor adimensional del bloque de matriz

h_f : espesor de la fractura

h_{ma} : altura del bloque de matriz

k_o : permeabilidad al aceite

q_o : gasto de aceite

$q_{o\ grav}$: gasto de aceite debido al mecanismo de segregación gravitacional

$q_{o\ imb}$: gasto de aceite debido al mecanismo de imbibición

p_c : presión capilar

S_o : saturación de aceite

S_w : saturación de agua

S_g : saturación de gas

N: volumen original de aceite, @ c.s

N_p : volumen de aceite producido acumulado, @ c.s

N_r : volumen de aceite remanente, @ c.s

NB: número de los tamaños de bloques

n_j : número de bloques de cada uno de los tamaños



n_x : número de bloques en la dirección x

n_y : número de bloques en la dirección y

V_b : volumen total

V_{ma} : volumen de matriz

V_r :volumen de roca

Símbolos

μ_o : viscosidad del aceite

ρ_o : densidad del aceite

Δx : dimensión del bloque en la dirección x

Δy : dimensión del bloque en la dirección y





REFERENCIAS

1. Abbaszadeh, M., Tacano, O., Yamamoto, H., Shimamoto, T., Yazawa, N., Murguía, S. F., Zamora G. D. H, Rodriguez, G. F.: “Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of México”, SPE 84052, Annual Technical Conference and Exhibition Held in Denver, Co USA, 5-8 Octubre 2003.
2. Cheatwood, C. J., Guzman, A. E.: “Comparison of Reservoir Properties and Development History, Spraberry Trend Field West Texas and Chicontepec Field Mexico”, SPE 74407. Presentado en “International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico Held in Villahermosa”, México, 10-12 Febrero 2002.
3. Ballinas, N. J.: “Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation”, SPE 23622. Presentado en “The Second Latin American Petroleum Engineering Conference II LAPEC, of SPE Held in Caracas”, Venezuela, 8 –11 Marzo 1992.
4. Busch, D. A., Amado, G. : “ Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidities, Southeastern Tampico – Misantla Basin, México”, AAPG V.62 No 2, Febrero 1978, P 235 – 246.
5. Morales, V. A.: “ Macroplataformas, Solución al Desarrollo del Paleocanal de Chicontepec”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, 2002.
6. Yáñez, M. M.: “ Auditoría de las Reservas de Hidrocarburos del Paleocanal de Chicontepec y Expectativas de Explotación”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Abril 2000.
7. Herrera, G. R. A.: “ Chicontepec. Análisis y Pruebas para Mejorar su Productividad”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Febrero1970.
8. Treviño, R. A. F.: “Estudio Diagenético de las Areniscas de Chicontepec”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Junio 1995.



9. Cruz, H. J., Samaniego, V. F., Pérez, R. C.: “ Efectos Capilares y Gravitacionales en la Recuperación de Aceite por Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Septiembre 1997.
10. Murguía, S. F. J.: “ Administración e Interpretación de la Información Sísmica en Chicontepec (un enfoque de producción)”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Marzo 2001.
11. Rodríguez, N. R.: “ Comportamiento de la Producción de Aceite en Yacimientos Fracturados. Caso Cantarell”, Reporte interno de investigación de la DICT de la Facultad de Ingeniería UNAM, Julio 2004.
12. Berumen, S., Kaiser, P., Gachuz, M. H., de Swan, A, Rodríguez, J. M.: “ Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajin Field”, SPE 92105. Presentado en la “SPE International Petroleum Conference in México”, Puebla , Pue, 7 - 9 Noviembre 2004.
13. Tyler, N., Gachuz, M. H., Rivera R. J., Rodríguez, J. M., Rivas, S., Núñez, V. V.: “Integrated Characterization of Low-Permeability, Submarine-Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Agua Fría Field, Chicontepec Fan System, México”, SPE 92077. Presentado en la “SPE International Petroleum Conference in México”, Puebla , Pue, 7 - 9 Noviembre 2004.
14. Cunha, L.B., Bonet, E.J., Cunha, J.C.: “ Experimental Investigation and Numerical Simulation of Water Imbibition in Fractured Turbidite Systems”, SPE 91975. Presentado en la “SPE International Petroleum Conference in México”, Puebla , Pue, 7 - 9 Noviembre 2004.
15. Rodríguez, D. M.: “Prueba Piloto y Perspectivas de Inyección de Agua Congénita en el Campo Agua Fría”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Octubre 2001.



16. Tyler, N., Gachuz, M. H., Berumen., S.: “Characterization of the Supergiant Chicontepec Field, Mexico – Complex Architecture Opportunities and Challenges”, presentado en “ SPE Applied Technology Workshop, Low Permeability Turbidities and Shaly Reservoirs”, Veracruz, Mexico, 14-16 Junio 2004.
17. Berumen, S., Gachuz, M.H., Rodríguez , J.M., Bovier Lapierre, T., Kaiser, P.: “ Hydraulic Fracture Mapping From Treatment Well: Development Optimization of Chicontepec Reservoirs in Mexico”, EAGE 66th Conference and Exhibition, Paris, France, 7-10 Junio 2004.
18. “Estudio de Factibilidad, Cambio de Monto y Alcance del Proyecto Agua Fría – Coapechaca – Tajín “, PEMEX Exploración Producción, Mayo 2003.
19. “Estudio de Factibilidad, Cambio de Monto y Alcance del Proyecto Amatitlán – Profeta – Tzapotempa – Vinazco”, PEMEX Exploración Producción, Mayo 2003.
20. Garaicochea P., F.: “Proyecto Chicontepec: Profeta – Tzapotempa – Vinazco”, presentación Petróleos Mexicanos al Servicio de la Nación, 2004.
21. Contreras Q., E. : “ Mayor Producción a Menor Costo en al Formación Chicontepec(Área Norte) y Recuperación de Aceite en Pozos Cerrados”, presentación Octubre 2004
22. Domínguez R., J.: “Diseño de Pozo para Maximizar la Explotación”, Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Marzo 1998.
23. Rodríguez N. R., Cinco, L.H., Samaniego, V.F.: “A Variable Block Size Model for the Characterization of Naturally Fractured Reservoirs”, SPE 71570. Presentado en la “SPE Annual Technical Conference and Exhibition”, Nueva Orleans, La 1-3 Octubre 2001.
24. Rodríguez, N.R., Cinco, L.H., Samaniego, V.F.: “Fractured Reservoir Parameters Estimation Considering Multiple Block Size”, SPE 74387. Presentado en la “SPE International Conference Exhibition in Mexico”, Villahermosa, 10-12 Febrero 2002.



25. Cinco, L.H., Samaniego, V.F., Kuchuk, F.: "The Pressure Transient Behavior for Naturally Fractured Reservoirs with Multiple Block Size", SPE 14168. Presentado en la " 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition", Las Vegas Nv., 22-25 Septiembre 1985.
26. Spivey, J. P., Holditch, R.T., Lee, W.J.: "Pressure Transient Response for a Naturally Fractured Reservoir with a Distribution of Block Sizes", presentado en la "2000 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium", Held in Denver Co, 12-15 Marzo 2000.
27. Rivas, G. S., Cruz, H. J., González, G. J. A.: "Block Size and Fracture Permeability in Naturally Fractured Reservoirs", presentado en la "10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference", 13-16 Octubre 2002.
28. Samaniego, V.F, Rodríguez, N. R., Cinco, L.H.: "A Transient Pressure Study on the Influence of Block Size for Drawdown Tests in Naturally Fractured Reservoirs". Proceedings, Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford Ca, 24-26 Enero 2000.
29. Abraham S.: " Simple Models of Water Imbibition and Gravitational Drainage of Oil in Rock Blocks", SPE 39829. Presentado en "1998 SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico", Held in Villahermosa, 3-5 Marzo 1998.
30. Flores, R. J. H., Martínez, A. R., García, M. N. A., Urrutia, F. J., Sandoval. O. J. H.: "Modelo de Recuperación Secundaria del Campo Agua Fría, Chicontepec por medio de Elemento Finito", Unión Geofísica Mexicana, Noviembre 2001.
31. Ramos, R. H.: "Identificación de los tipos de porosidad en rocas productoras del Mesozoico, Región Sur y Sonda de Campeche", conferencia presentada en la Segunda Asamblea Nacional Ordinaria del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 8 Agosto 2003.



32. García, E. T. N., Mendoza, R. J., Roca, R. L., Mengual, J. F., Sosa, C. A.:
“Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México”.
Schlumberger, Oilfield Review, primavera 2004.
33. Akbar, M., Vissapragada, A. H., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta,
D., Olesen, J. R., Chourasiya, R. D., Logan, D., Stief, D., Netherwood, R.,
Saxsena, K.: “Evolución de Yacimientos Carbonatados”. Schlumberger,
Oilfield Review, primavera 2001.
34. Corona, C. M. A., Morán, H., Orellán, S., Álvarez, F.: “Optimización de la
Perforación en el Área del Paleocanal de Chicontepec”. Revista Ingeniería
Petrolera, AIPM, Marzo 2005.
35. Mercado, D. A., Samaniego, V. F.: “Una nueva aproximación para cuantificar
tamaño de bloque, ancho de fractura, tortuosidad de fractura, porosidad de
fractura y vugular en yacimientos fracturado vugulares, a partir de registros
geofísicos de pozos convencionales”. Revista Ingeniería Petrolera, AIPM,
Agosto 2004
36. Murguía, S. F., Robles, V. L., Zamora, G. D.: “Caracterización
geoestadística de los campos de Chicontepec; áreas Agua Fría,
Coapechaca y Tajín”. Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Enero 2004.
37. Morales, V., Lavalle, H. A.: “Evolución y perspectivas de los fracturamientos
hidráulicos en el Paleocanal de Chicontepec”. Revista Ingeniería Petrolera,
AIPM, Febrero 2004.
38. Rodríguez, J. M.: “Simulación numérica del Campo Agua Fría”. Revista
Ingeniería Petrolera, AIPM, Mayo 2001.
39. Rodríguez, N. R., Vásquez, C. M.: “Models for Oil Recovery from Naturally
Fractured Reservoirs, Considering Multiple Block size, Capillarity and
Gravity Effects”. Presentado en “2004 AAPG International Conference &
Exhibition” Cancún, Q.R. Octubre 24-27, 2004.







BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilera, R.: Natural Fractured Reservoirs. 1995. 2a edición Penn Wells
2. Timerman, E.H.: Practical Reservoir Engineering, Vol I y II.1992.Penn Wells
3. Van Golf –Racht TD.: Fundamentals of Natural Fractured Reservoirs. 1988. 3a edición, Elsevier
4. Economides, M. J., Keneth G.N.: Reservoir Simulation. Jhon Wiley & Sons. Schlumberger. 2000.
5. Rodríguez, N.R.: Caracterización de Yacimientos de Doble Porosidad con Tamaño Múltiple de Bloques de Matriz., Tesis Doctoral, Facultad de Ingeniería, UNAM, Febrero 2000.
6. Vicencio A. O.: Estudio de la Transferencia de Fluidos Matriz Fractura en Yacimientos Naturalmente Fracturados en la Zona Invasada por Agua. Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, Mayo 1998.
7. Howard G.C., Fost C.R.: Hydraulic Fracturing. Monograph Volume 2 of the Henry. L Doherty Series. 1970 Society of Petroleum Engineers of AIME.