



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“MODELOS QUE INCLUYEN LOS MECANISMOS DE
EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO Y
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL, EN YACIMIENTOS
FRACTURADOS DE BAJA PERMEABILIDAD. CASO
CHICONTEPEC.”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

HUGO ANTONIO SÁNCHEZ TELÉSFORO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.

MARZO, 2007.



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.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, la Profra. Florentina Telésforo Reyes y el M. en I. Antonio Sánchez Pérez, por darme la vida, por su gran apoyo moral, espiritual y económico durante el transcurso de la misma, así como por su amor y cariño, en especial a mi padre por ser un ejemplo a seguir.

A mi hermano, el Ing. Rodrigo Atahualpa Sánchez Telésforo, por su infinito apoyo a lo largo de mi vida y siendo también un ejemplo a seguir.

A mis abuelos, los señores: Eloisa Reyes Galicia, Leobarda y Rodrigo Sánchez Pérez; por su gran cariño y aprecio.

A la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), por su apoyo económico en mis estudios universitarios.

A mi Patria, México, por permitirme pensar y expresar libremente y tener acceso a la educación pública.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en particular a la Facultad de Ingeniería y a la Escuela Nacional Preparatoria Plantel 5; por brindarme una educación de primerísimo nivel y prepararme para el futuro.

A mi novia y compañera, la Ing. María Esther Rosado Vázquez, por su infinito amor, cariño, paciencia y comprensión.

A mi amigo y compañero, el Ing. Jorge Rafael Sánchez Reyes, por su gran amistad, aprecio y lealtad.

A todos mis amigos y compañeros, en particular a: Nicolás Luna Heredia, Oscar Silva Badillo, Iván Contreras Pérez, Miguel Cortés Cortés, Ricardo Serrano Alquicira, Francisco

Monter García, Terje Hines Helland, María de Lourdes Martínez Cortés, Gabriela Jiménez Meneses, Lucero Jiménez Díaz, Cinthya Redonda Godoy, Jonathan Segura Flores, José Ángel Gómez López, Gerardo Bravo García, Eric Martínez Antunez, David Trujillo Escalona, David Lugo García, David Guzmán Arévalo, Humberto Correa Tello, Carlos Valdés Ortega, Rogelio Álvarez Raya, Oscar Candia Gutiérrez, Román Pérez Gil, David Carrillo Rangel, Dante López Rodríguez.

A todos los profesores que he tenido durante la carrera, en especial al Dr. Rafael Rodríguez Nieto, por su apoyo en la realización de este trabajo.

A los sinodales que revisaron este trabajo, por su tiempo, entrega y dedicación.

ÍNDICE

RESUMEN	1
LISTA DE FIGURAS	3
LISTA DE TABLAS	7
INTRODUCCIÓN	9
OBJETIVOS.....	13
I. CONCEPTOS BÁSICOS	14
I.1. Mecanismos de desplazamiento de fluidos en el yacimiento	14
I.1.1. Expansión de la roca y los líquidos.....	14
I.1.2. Empuje por gas disuelto liberado.....	15
I.1.3. Empuje por gas libre (casquete)	18
I.1.4. Empuje por entrada de agua	20
I.1.5. Segregación gravitacional.....	24
I.1.6. Otros tipos de empuje, incluyendo combinación de mecanismos	26
I.2. Índices de Empuje	27
I.3. Conceptos geológicos de importancia.....	30
I.3.1. Turbiditas	30
I.3.2. Corrientes de Turbidez	31
I.3.3. Abanicos Submarinos	32
I.4. Factores que influyen en el funcionamiento del empuje por gas disuelto liberado y en la recuperación final	33
I.5. Factores que influyen en el funcionamiento de la segregación gravitacional y en la recuperación final.....	38
I.6. Combinación de empujes por gas disuelto liberado y segregación gravitacional	39

II. REVISIÓN DE LA LITERATURA	41
III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	52
IV. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS	55
IV.1. Modelos de bloques horizontales	55
IV.2. Ejemplo de aplicación	57
V. CASO CHICONTEPEC.....	76
V.1. Antecedentes	76
V.2. Ubicación geográfica	81
V.3. Historia	83
V.4. Marco geológico	86
V.5. Desarrollo.....	110
V.6. Aplicación de modelos a casos de campo.....	130
V.6.1. Caso I. Campo Agua Fría	130
V.6.2. Caso II. Campo Agua Fría	144
V.6.3. Caso III. Campo Tajín	154
V.7. Mejoras recientes	158
V.8. Marco legal y actualidad	158
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
NOMENCLATURA.....	158
REFERENCIAS.....	158
BIBLIOGRAFÍA	158

RESUMEN

En este trabajo se presenta el desarrollo de un modelo para calcular el comportamiento de la producción y del gasto de aceite producido, por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, en yacimientos fracturados de baja permeabilidad; se incluye la aportación de la expansión del aceite, del agua y de los sólidos; así mismo, la de la segregación gravitacional, en la producción total.

En este modelo se toma en cuenta la interacción matriz-fractura en todas las caras de los bloques, para una distribución discreta; además, se considera la variación del tamaño de los bloques.

Con la aplicación de éste y otros modelos, se analizó el comportamiento de los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, primeramente de un ejemplo de aplicación, para ilustrar el procedimiento de cálculo y, posteriormente, de casos de campo de yacimientos de Chicontepec, cuya formación tiene como características principales su baja permeabilidad y una gran heterogeneidad vertical y horizontal.

En particular, se presentan dos casos del Campo Agua Fría y uno del Campo 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 restante no fracturada; para el segundo caso, se consideró al yacimiento sin fracturamiento natural, sólo con fracturamiento hidráulico.

Finalmente se analizó un yacimiento del Campo Tajín, donde se consideró que el yacimiento solamente estaba constituido por 3 bloques, generados por fracturamientos hidráulicos. Los resultados obtenidos, indican que al considerar a los yacimientos de Chicontepec como naturalmente fracturados, se sobreestima la producción, lo que llevó a considerarlos sólo con fracturas hidráulicas; cabe mencionar que sí existe

fracturamiento natural en los yacimientos de Chicontepec, pero como su productividad es muy baja, se concluye que las fracturas tienen una conductividad también muy baja.

La aportación a la producción total, por el mecanismo de gas disuelto liberado, fue la mayor para los yacimientos de Chicontepec, por lo que se comprueba que ese mecanismo es el predominante en este tipo de yacimientos.

LISTA DE FIGURAS

Fig. I.1. Diagrama del empuje por gas ¹²	18
Fig. I.2. Diagrama del empuje por entrada de agua ¹²	22
Fig. I.3. Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite por agua, en presencia de una fase gaseosa ¹³	24
Fig. I.4. Comparación de los comportamientos de los yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje predominante ¹³	24
Fig. I.5. Diagrama de la segregación gravitacional	25
Fig. I.6. Representación del efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producido ¹³	26
Fig. I.7. Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en el yacimiento ¹³	27
Fig. I.8. Fotografía de una sección de turbiditas. Cortesía de T.N. Diggs	32
Fig. I.9. Formación de los abanicos submarinos	34
Fig. IV.1. Representación esquemática de un yacimiento fracturado, que tiene 6 tamaños distintos de bloques horizontales.....	59
Fig. IV.2. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del ejemplo de aplicación	63
Fig. IV.3. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del ejemplo de aplicación ...	75
Fig. IV.4. Comportamiento del gasto de aceite total, del ejemplo de aplicación.....	75
Fig. IV.5. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del ejemplo de aplicación	76
Fig. IV.6. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del ejemplo de aplicación	76
Fig. IV.7. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 0.1 m, del ejemplo de aplicación.....	77
Fig. IV.8. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 2.7224 m, del ejemplo de aplicación.....	77
Fig. IV.9. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 6 m, del ejemplo de aplicación	78
Fig. V.1. Campos de Chicontepec ²	82
Fig. V.2. Áreas de Chicontepec ⁴⁴	83

Fig. V.3. Índice de hidrocarburos de Chicontepec ⁴⁴	83
Fig. V.4. Producción de las diferentes áreas de Chicontepec ⁴⁴	84
Fig. V.5. Esquema de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.....	85
Fig. V.6. Ubicación de Chicontepec (PEMEX) ²	86
Fig. V.7. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec ⁴²	87
Fig. V.8. Producción histórica de aceite de Chicontepec ²	89
Fig. V.9. Producción promedio anual de aceite y promedio de pozos perforados en Chicontepec ⁴¹	90
Fig. V.10. Abanicos submarinos de Chicontepec (PEMEX) ²	91
Fig. V.11. Mapa geológico de Chicontepec (PEMEX) ²	92
Fig. V.12. Modelo de depósito de la Formación Chicontepec (PEMEX) ²	93
Fig. V.13. Empleo de la sísmica 3-D para ilustrar los cuerpos arenosos (PEMEX) ²	94
Fig. V.14. Corte de una sección de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX) ²	95
Fig. V.15. Sección sísmica regional de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX) ²	96
Fig. V.16. Microfotografías de las areniscas típicas de Chicontepec (PEMEX) ²	97
Fig. V.17. Modelo de depósito de los cuerpos arenosos de Chicontepec (PEMEX) ²	98
Fig. V.18. Gráfica de porosidad-permeabilidad de las areniscas de Chicontepec (PEMEX) ²	100
Fig. V.19. Variación de la porosidad de los yacimientos, de los yacimientos más altos a los más bajos, mostrando dos tendencias de porosidad ⁹	102
Fig. V.20. Composición QFL y de fragmentos de roca de las areniscas de Chicontepec (Bitter, 1993) ²	103
Fig. V.21. Vista en 3-D de una sección de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX) ²	104
Fig. V.22. Mapa detallado de los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec; se muestran las localizaciones de los pozos y el área donde se realizó la sísmica 3-D ⁴⁷	105
Fig. V.23. Secuencia estratigráfica del intervalo del yacimiento del Paleoceno, de la Formación Chicontepec, en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría ⁴⁷	106
Fig. V.24. Clasificación de las facies de la Formación Chicontepec en el Campo Tajín, basada en patrones de registros de pozos y descripción de núcleos ⁴⁷	107
Fig. V.25. Modelos esquemáticos para los cálculos de porosidad, mediante registros de pozos ⁴⁷	108

Fig. V.26. Ilustraciones esquemáticas de patrones de apilamiento de las secuencias de depósito en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría ⁴⁷	108
Fig. V.27. Modelo de depósito generalizado para las turbiditas de Chicontepec, en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría ⁴⁷	109
Fig. V.28. Arquitectura estratigráfica en un campo de la parte Sur-Central del sistema de abanicos de Chicontepec, mostrando la interacción entre el tectonismo y la sedimentación ⁷	110
Fig. V.29. Diagrama en 3-D de los yacimientos de Agua Fría y Tajín a gran escala ⁴⁷	111
Fig. V.30. Relación entre los atributos de las facies y la calidad de yacimiento del sistema de abanicos de Chicontepec ⁷	112
Fig. V.31. Control de las facies sobre la calidad del yacimiento, la porosidad en el yacimiento más profundo, muestra una tendencia de mejor porosidad hacia las facies ⁹	112
Fig. V.32. Relación de las facies sobre la calidad del yacimiento, los pozos se terminaron en las facies de canal, lóbulo distal, interlóbulo y lóbulo a lo largo del Campo Tajín ⁹ .	113
Fig. V.33. Calcita parcialmente cementada (A) e impregnada con aceite (B); las fracturas naturales son comunes en los núcleos de las areniscas de Chicontepec ⁷	113
Fig. V.34. 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 se determinó mediante pruebas micro sísmicas (PEMEX) ⁷	114
Fig. V.35. Diagrama del Sistema de Bombeo Neumático (BN) ⁴¹	119
Fig. V.36. Diagrama del Sistema de Bombeo Mecánico (BM) ⁴¹	119
Fig. V.37. Perfil típico de producción de un pozo de Chicontepec (PEMEX) ²	125
Fig. V.38. Estado mecánico de un pozo típico de Chicontepec ²	126
Fig. V.39. Equipo de perforación del Paleocanal de Chicontepec, construido para optimizar los tiempos y logística de perforación, en localizaciones de pozos múltiples	128
Fig. V.40. Diagrama de un pozo tipo de Chicontepec y de su columna geológica.....	129
Fig. V.41. Distribución de los pozos productores e inyectores dentro del área piloto ⁷	134
Fig. V.42. Ubicación del Campo Agua Fría.....	135
Fig. V.43. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del Caso I. Campo Agua Fría...	137

Fig. V.44. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso I. Campo Agua Fría	144
Fig. V.45. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso I. Campo Agua Fría	144
Fig. V.46. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso I. Campo Agua Fría.....	145
Fig. V.47. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso I. Campo Agua Fría	145
Fig. V.48. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 0.1 m, del Caso I. Campo Agua Fría	146
Fig. V.49. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 3.3 m, del Caso I. Campo Agua Fría	146
Fig. V.50. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 5.7 m, del Caso I. Campo Agua Fría	147
Fig. V.51. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 84 m, del Caso I. Campo Agua Fría	147
Fig. V.52. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso II. Campo Agua Fría	154
Fig. V.53. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso II. Campo Agua Fría.....	154
Fig. V.54. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso II. Campo Agua Fría.....	155
Fig. V.55. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso II. Campo Agua Fría	155
Fig. V.56. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 40 m, del Caso II. Campo Agua Fría	156
Fig. V.57. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 60 m, del Caso II. Campo Agua Fría	156
Fig. V.58. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 100 m, del Caso II. Campo Agua Fría	157
Fig. V.59. Ubicación del Campo Tajín	159
Fig. V.60. Estado de los pozos del Campo Tajín	160
Fig. V.61. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del Caso III. Campo Tajín	161

Fig. V.62. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso III. Campo Tajín	167
Fig. V.63. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso III. Campo Tajín	167
Fig. V.64. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso III. Campo Tajín	168
Fig. V.65. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso III. Campo Tajín.....	168
Fig. V.66. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 5 m, del Caso III. Campo Tajín.....	169
Fig. V.67. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 15 m, del Caso III. Campo Tajín.....	169
Fig. V.68. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 50 m, del Caso III. Campo Tajín.....	170
Fig. V.69. Longitudes de fractura, del Campo Agua Fría ⁴¹	174
Fig. V.70. Diagrama de un pozo multilateral ⁴¹	175

LISTA DE TABLAS

Tabla IV.1. Distribución del tamaño de los bloques, para el ejemplo de aplicación	62
Tabla IV.2. Comportamiento de los bloques de 0.1 m, del ejemplo de aplicación.....	72
Tabla IV.3. Comportamiento de los bloques de 2.7224 m, del ejemplo de aplicación.....	73
Tabla IV.4. Comportamiento de los bloques de 6 m, del ejemplo de aplicación.....	74
Tabla V.1. Campos de Chicontepec	82
Tabla V.2. Áreas de Chicontepec.....	84
Tabla V.3. Situación de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín	84
Tabla V.4. Datos históricos de algunos de los campos de Chicontepec ¹	88
Tabla V.5. Calidad del aceite y espesor neto, de algunos de los campos de Chicontepec ⁶	90
Tabla V.6. Gasto y producción acumulada de aceite, a través del tiempo, de un pozo característico de Chicontepec ¹	115
Tabla V.7. Producción máxima obtenible de Chicontepec ¹	115
Tabla V.8. Características naturales de la Formación Chicontepec ⁵⁰	118
Tabla V.9. Costos reales de un fracturamiento ⁵⁰	120

Tabla V.10. Problemática inducida ó generada por los fluidos utilizados en la perforación, terminación y fracturamiento, sin diseño adecuado y con errores operativos ⁵⁰	121
Tabla V.11. Técnicas de fracturamiento aplicadas y resultados obtenidos, en la Formación Chicontepec ⁵⁰	122
Tabla V.12. Costos de perforación de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín	124
Tabla V.13. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso I. Campo Agua Fría	136
Tabla V.14. Comportamiento de los bloques de 0.1 m, del Caso I. Campo Agua Fría	140
Tabla V.15. Comportamiento de los bloques de 3.3 m, del Caso I. Campo Agua Fría	141
Tabla V.16. Comportamiento de los bloques de 5.7 m, del Caso I. Campo Agua Fría	142
Tabla V.17. Comportamiento del bloque de 84 m, del Caso I. Campo Agua Fría	143
Tabla V.18. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso II. Campo Agua Fría	150
Tabla V.19. Comportamiento del bloque de 40 m, del Caso II. Campo Agua Fría.....	151
Tabla V.20. Comportamiento del bloque de 60 m, del Caso II. Campo Agua Fría.....	152
Tabla V.21. Comportamiento del bloque de 100 m, del Caso II. Campo Agua Fría.....	153
Tabla V.22. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso III. Campo Tajín	161
Tabla V.23. Comportamiento del bloque de 5 m, del Caso III. Campo Tajín	164
Tabla V.24. Comportamiento del bloque de 15 m, del Caso III. Campo Tajín	165
Tabla V.25. Comportamiento del bloque de 50 m, del Caso III. Campo Tajín	166
Tabla V.26. Comparación entre un pozo lateral y uno multilateral, de Chicontepec ³⁶	172

INTRODUCCIÓN

El estudio de yacimientos de baja permeabilidad es de vital importancia para México, ya que gran parte de sus reservas de hidrocarburos se localizan en este tipo de yacimientos, como es el caso de los yacimientos de Chicontepec^{*1}, que se localiza en la región Centro-Este de México, donde debido a la baja permeabilidad que se tiene, su productividad es muy baja; aún así es un área de gran importancia, debido que se encuentran alrededor del 40% de las reservas totales de hidrocarburos de México.

Estos yacimientos se caracterizan por estar naturalmente fracturados², aunque debido a las bajas conductividades de las fracturas naturales, los pozos requieren ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico; a esto hay que añadir que los pozos deben perforarse de manera horizontal y algunos deben ser multilaterales por motivos técnicos, topográficos, ambientales y sociales, además de que deben de aplicarse los sistemas de bombeo neumático o mecánico, dependiendo de la presión de fondo del yacimiento, desde el inicio de la explotación de los campos, para incrementar la recuperación obtenida.

Se requieren grandes inversiones para hacer rentable el “Proyecto Integral Chicontepec”, éstas inversiones han estado fuera del alcance de PEMEX, por lo que se ha tenido que recurrir a los “Contratos de Servicios Múltiples” para explotar estos campos; la explotación de ésta área puede hacerse mediante alianzas o convenios con compañías privadas, ya que las ganancias que se obtengan serán marginales y por el momento no compiten con los otros proyectos de la cartera de PEMEX; otra forma puede ser dándole autonomía de gestión a PEMEX y de esta manera éste tendrá mayores recursos para poner en marcha sus proyectos³.

Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por tener una geología bastante compleja², la cual no ha sido muy bien estudiada, por lo que se dificulta su

* Referencias al final.

entendimiento, aunque recientemente se han tenido ciertos avances al respecto con la ayuda de la sísmica 3-D, estudios geoestadísticos y secuencias estratigráficas.

Estos yacimientos están formados por turbiditas, que se encuentran en una zona de abanicos submarinos; estas turbiditas son areniscas con intercalaciones arcillosas en el espacio poroso, lo cual dificulta su explotación, al grado de obtener producciones y recuperaciones muy bajas.

Los yacimientos de la Formación Chicontepec se caracterizan por estar aislados, por lo que se denominan yacimientos lenticulares por su tamaño tan pequeño, además de existir una gran heterogeneidad tanto horizontal como vertical, lo cual dificulta o nulifica la conectividad de los yacimientos de Chicontepec, por lo que se deben perforar alrededor de 20,000 pozos para poder explotarlos^{1,3}.

Se estudia el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, ya que es el tipo de empuje que predomina en los yacimientos de Chicontepec; cabe mencionar que un tercio de los yacimientos del mundo producen mediante este mecanismo y que es con el que se obtienen recuperaciones menores⁴.

Por otro lado, se estudia el mecanismo de segregación gravitacional, porque su aportación puede ser importante en la producción de los pozos que han sido estimulados mediante el fracturamiento hidráulico y porque se ha observado a lo largo de la historia que con este tipo de mecanismo se obtienen las mayores recuperaciones de aceite. Los índices de empuje dan un panorama acerca de cuánta recuperación se puede obtener con los diferentes tipos de mecanismos.

La importancia de estudiar los yacimientos del área de Chicontepec, radica en que se tiene la certeza de la localización geográfica de los yacimientos y se conocen algunas de sus propiedades; en cambio, de los proyectos en aguas profundas no se tiene la certeza sobre su ubicación o sobre el tipo de fluidos contenidos, ni sobre la magnitud de las acumulaciones, además de involucrar costos y tiempos mucho más elevados.

En particular se ha estudiado el área Agua Fría-Tajín-Coapechaca⁵, debido a que ya se tienen instalaciones superficiales cercanas a la zona, y porque son los campos con mejores índices de productividad y de hidrocarburos.

Se han realizado pruebas piloto de inyección de agua, las cuales no han tenido los resultados esperados⁶, ya que algunos fluidos de inyección inclusive reducen más la permeabilidad; se observó que una combinación de salmuera con KCl arrojó los mejores resultados para ser el fluido desplazante, ya que sólo redujo 5% la permeabilidad⁷.

El problema de estos yacimientos con respecto a la inyección de agua, es que contienen arcillas hidratables, las cuales se hinchan al contacto con el agua, en particular la esmectita, lo cual provoca la pérdida de permeabilidad; algo similar ocurre con los fluidos base agua utilizados en los fracturamientos hidráulicos.

Las areniscas de la región Sureste de la cuenca tienen una cantidad considerablemente alta de cuarzo, por lo cual los yacimientos de esta región son de muy buena calidad.

Se ha nucleado una gran cantidad de pozos a través de toda la cuenca de la Formación Chicontepec, por lo que se ha visto en los núcleos que existen fracturas verticales y subverticales, las cuales se encuentran abiertas y parcialmente cementadas con calcita o están llenas de aceite^{8,9}.

Los afloramientos de la Formación Chicontepec muestran planos de estratos, en los cuales se puede observar una red de fracturas y mediante los análisis microsísmicos, que se llevan a cabo durante la perforación de los pozos, se ha observado que las fracturas sistemáticas tienen una orientación Noreste.

En este trabajo se presentan los modelos matemáticos para calcular el gasto de aceite a un cierto tiempo, así como también el comportamiento del desplazamiento de los yacimientos fracturados natural y/o artificialmente, de baja permeabilidad, teniendo en

cuenta los efectos del empuje por gas disuelto liberado y de segregación gravitacional, además de la recuperación de aceite en función del tiempo.

Se ha encontrado que los diferentes tamaños de bloques, sus frecuencias de distribución, así como la existencia de zonas con poco o nulo fracturamiento¹⁰, influyen de manera importante, en el comportamiento de producción de aceite de yacimientos fracturados en los cuales predomina o es de importancia la segregación gravitacional. También se ha encontrado, que al tener los yacimientos una mojabilidad neutral o al ser ligeramente mojables por agua, los efectos de imbibición aportan muy poco a la producción de aceite⁷.

El comportamiento de la producción de los yacimientos fracturados de baja permeabilidad, en los cuales predomina el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, es de gran singularidad, ya que tienen una declinación de la producción muy rápida, lo cual ha complicado y desmotivado la inversión y el desarrollo del Paleocanal de Chicontepec a lo largo de la historia, debido a que se requiere una inversión de alrededor de 400,000 millones de pesos.

OBJETIVOS

- 1) Desarrollar un modelo para calcular el comportamiento de la producción, considerando los efectos del mecanismo de empuje por gas disuelto liberado y de la segregación gravitacional.
- 2) Aplicar dicho modelo, en yacimientos de Chicontepec.
- 3) Analizar la importancia del mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, en la explotación de los yacimientos de Chicontepec.
- 4) Analizar la importancia del mecanismo de segregación gravitacional, en la vecindad de los pozos hidráulicamente fracturados.
- 5) Complementar el trabajo de la Ref. Núm. 6.
- 6) Diferenciar los aspectos de fracturamientos artificial y natural.
- 7) Explicar la baja productividad de los yacimientos de Chicontepec.

I. CONCEPTOS BÁSICOS

I.1. Mecanismos de desplazamiento de fluidos en el yacimiento.

Es muy importante conocer y entender los mecanismos de producción de aceite y/o gas que actúan durante la vida de un yacimiento.

Estos mecanismos son los siguientes:

- Expansión de la roca y los líquidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por gas libre (casquete).
- Empuje por entrada de agua.
- Segregación gravitacional.
- Otros tipos de empuje, incluyendo combinación de mecanismos.

La caída de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se realiza solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. Por lo tanto, el aceite es expulsado mediante un mecanismo de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua, con excepción del primero de los mecanismos.

I.1.1. Expansión de la roca y los líquidos.

Es el único mecanismo de desplazamiento que actúa en los yacimientos volumétricos en la etapa de bajosaturación; la expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, por lo tanto el aceite contenido en el yacimiento se va hacia los pozos productores.

Debido a la baja compresibilidad del sistema en este caso, el ritmo de declinación de la presión, con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas

disuelto en el aceite puede ocurrir en la tubería de producción (TP), cuando se llega a la presión de saturación.

La relación gas-aceite (RGA) prácticamente no varía, en tanto que la porosidad y la permeabilidad efectiva al aceite disminuyen ligeramente, así como su viscosidad; el factor de volumen del aceite (B_o) aumenta en forma muy ligera. Por lo anterior, el índice de productividad permanece prácticamente constante, el cual para flujo radial se determina mediante la siguiente expresión:

$$J = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{Ck_{ro}kh}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}, \text{-----} (1.1)$$

$$J = C' \frac{k_o h}{\mu_o B_o} \approx cte. \text{-----} (1.2)$$

La compresibilidad de la formación (c_f) es pequeña, del orden de $4 \times 10^{-6} [\text{psi}]^{-1}$, comparada con la compresibilidad de los fluidos. En ocasiones c_f llega a ser grande, del orden de $150 \times 10^{-6} [\text{psi}]^{-1}$, como en el caso del yacimiento Ekofisk del Mar del Norte, provocando una compactación de la formación a medida que declina la presión del yacimiento; además de Ekofisk, se han documentado otros casos (Campo Valhall en el Mar del Norte), donde la compactación de la roca ha sido el principal mecanismo de producción. Una compactación grande de la formación puede verse reflejada en la subsidencia del terreno en superficie, o en el fondo del lecho marino en yacimientos costafuera.

1.1.2. Empuje por gas disuelto liberado.

Cuando comienza en el yacimiento volumétrico la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá principalmente al empuje por gas disuelto liberado; el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, pero su efecto resultará despreciable, sobre todo a valores grandes de saturación de gas (S_g), debido a que la compresibilidad del gas

(c_g) es mucho mayor, que la de los otros componentes de la formación, siempre y cuando sea reducida la segregación gravitacional.

Más grados API, implican menor densidad y por lo tanto más gas en solución, por lo que el factor de volumen del aceite (B_o) y la relación de solubilidad gas-aceite (R_s) son más altas y la viscosidad del aceite (μ_o) es más baja.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales debido a la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos o hacia la cima de la estructura.

La saturación de gas mínima para que éste fluya, se denomina saturación de gas crítica (S_{gc}). Durante la etapa en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la RGA producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento (también puede ocurrir flujo de la fase gaseosa discontinua, por separación parcial del gas encerrado, cuando la presión del gas excede a la del aceite que lo confina¹¹). El gas liberado irá llenando totalmente el espacio desocupado por el aceite producido; la saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumenta.

A medida que se produce el aceite cae la presión y el aceite se expande:

- Si la presión (p) es mayor que la presión de burbujeo (p_b), la expansión del aceite remanente en el yacimiento le permite llenar el espacio poroso que deja el aceite producido.
- Si $p < p_b$, el gas se libera del aceite y puesto que $c_g \gg$ compresibilidad del aceite (c_o), la presión del yacimiento comienza a declinar más lentamente.

El gas fluirá con mayor facilidad que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera, la RGA producida en la superficie mostrará un incremento progresivo, hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente; cuando esto ocurra, la RGA medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este mecanismo predomina generalmente en yacimientos volumétricos, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5 y 20% del aceite contenido a la presión de saturación o burbuja¹¹. Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación gravitacional, la recuperación final es totalmente independiente del ritmo de extracción.

En el caso de los yacimientos de gas, el mecanismo de expansión de gas permite obtener recuperaciones muy altas, del orden de 70 a 80%. La eficiencia del empuje por gas en solución depende de la cantidad inicial de gas disuelto en el aceite.

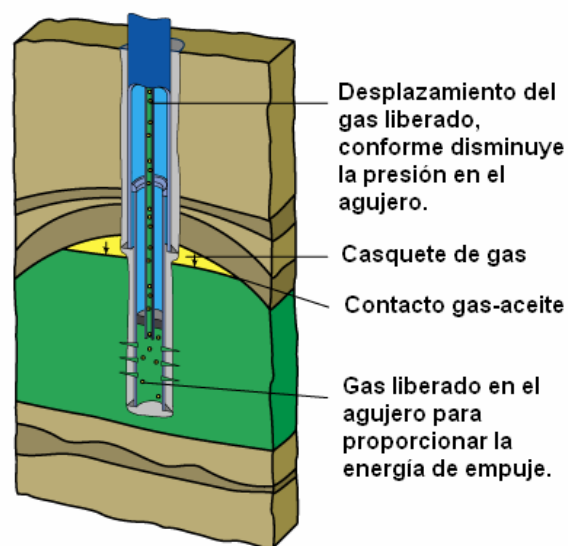


Fig. I.1. Diagrama del empuje por gas¹².

1.1.3. Empuje por gas libre (casquete).

Este mecanismo de empuje se presenta cuando la presión inicial (p_i) es menor que p_b ; esto es, existen segregados un casquete de gas (en la parte más alta de la formación) y una zona de aceite saturado. La presión en el contacto gas-aceite es la presión de saturación. La compresibilidad del gas del casquete ayuda a desplazar al aceite hacia los pozos productores.

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por el gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite afuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos para que se presente son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- Que exista un crecimiento o agrandamiento continuo de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida, puede presentarse de 3 maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación del gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
3. La capa de gas puede crearse artificialmente, por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

Este mecanismo se entiende fácilmente, considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas y analizando a continuación, las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto, la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el

gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas, por lo que el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar al aceite.

Sin inyección de gas, el empuje por casquete de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debido a la declinación de la presión; será importante si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen original de aceite y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte, el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto.

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación gravitacional, se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más. El factor de recuperación (FR) aumenta con el tamaño del casquete de gas hasta un cierto límite; después de ese límite, y a medida que el tamaño del casquete aumenta y la columna de aceite se reduce, FR puede disminuir por problemas de conificación de gas. Este mecanismo es más eficiente cuando el volumen del casquete de gas es aproximadamente igual al volumen de la columna de aceite.

1.1.4. Empuje por entrada de agua.

El desplazamiento del aceite por entrada de agua es similar al del casquete de gas; tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil, ocurre cuando existe un acuífero activo, de tamaño importante, asociado al yacimiento y éste le aporta agua al expandirse, por el abatimiento de presión que le transmite el yacimiento.

El empuje puede variar desde muy débil hasta muy fuerte, según la magnitud del acuífero y sus características; la entrada de agua al yacimiento será mayor, a medida que el volumen del acuífero y su grado de conexión con el yacimiento (permeabilidad) aumente.

En este proceso, el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y, asimismo, el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial; para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua; la permeabilidad de la formación facilitará su filtración adecuada.

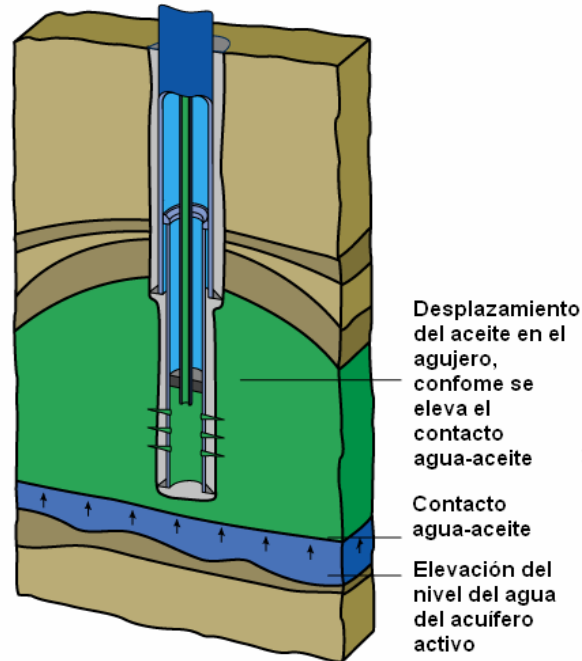


Fig. I.2. Diagrama del empuje por entrada de agua¹².

El acuífero puede algunas veces alcanzar la superficie; en este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento; esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca (c_s) y del agua (c_w) son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero grande, mucho mayor que el yacimiento.

Cuando el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua (S_w) aumenta; la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después de que la interfase o contacto agua-aceite alcanza a un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento, cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser rentable. En la mayoría de los yacimientos producidos por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones finales varían normalmente entre 35 y 75% del volumen original del aceite en el yacimiento; en yacimientos de aceite con alto relieve estructural y acuíferos grandes, FR alcanza valores mayores que 50%. Si se tienen permeabilidades moderadas a altas en el yacimiento, éstas influyen positivamente en FR; en cambio, las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos y/o con aceite viscoso. Por otro lado, en yacimientos de gas, éste empuje es menos eficiente que la expansión de gas y se agrava en yacimientos más heterogéneos, por lo que FR puede ser tan bajo como del orden de 30 a 40%.

En yacimientos con empuje hidráulico, la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación del gas y el desplazamiento por entrada agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa.

En estas condiciones, la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente¹³. Esta reducción proporcionará una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa.

El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas, da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada delante del agua de invasión.

El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual “atrapado”, distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil, como se observa en la Fig. I.3.

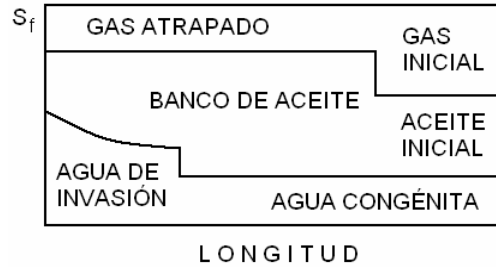


Fig. I.3. Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite por agua, en presencia de una fase gaseosa¹³.

Es común representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulativa.

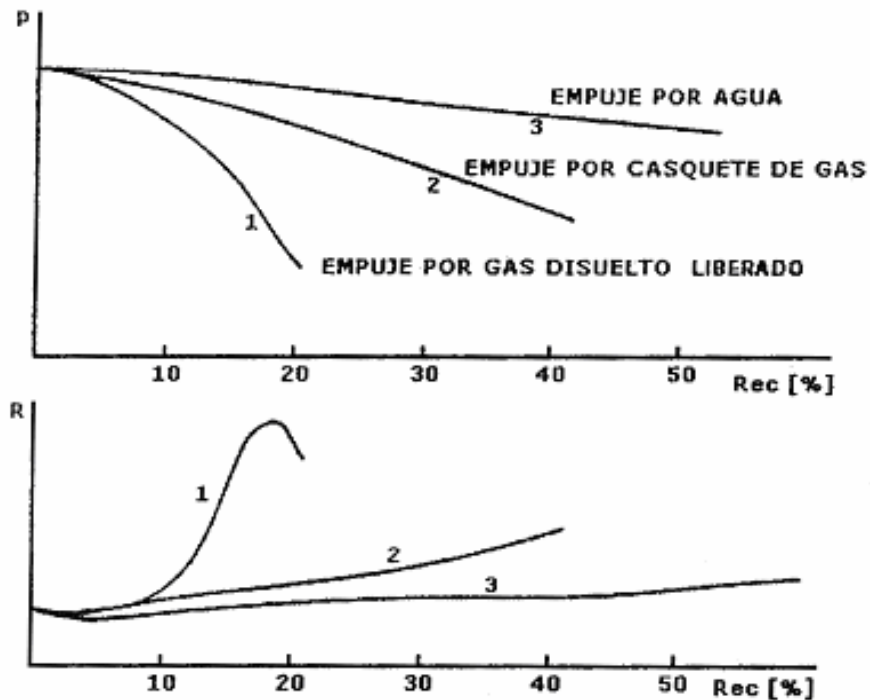


Fig. I.4. Comparación de los comportamientos de los yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje predominante¹³.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

1.1.5. Segregación gravitacional.

La segregación o drene gravitacional, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás; es muy eficiente, pero puede ser muy lenta e inoperante en yacimientos de baja permeabilidad. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades.

El drene gravitacional puede participar activamente en la recuperación del aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por las fuerzas de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad vertical y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos, por lo que FR puede ser mayor que 50%.

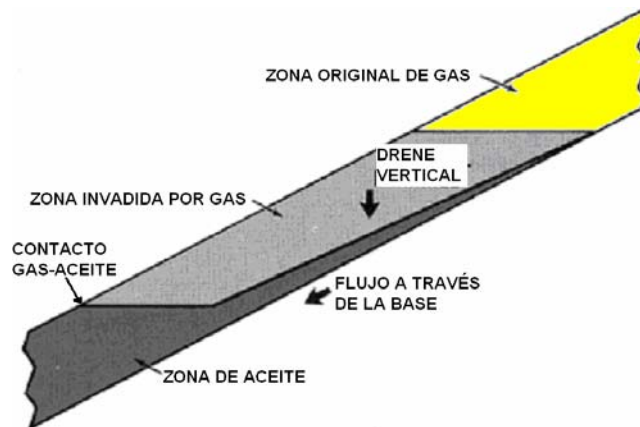


Fig. 1.5. Diagrama de la segregación gravitacional.

Actúa cuando al menos hay dos fases segregadas:

- Gas-aceite: yacimientos de aceite con casquete de gas.
- Aceite-agua: yacimientos de aceite con acuífero.
- Gas-aceite-agua: yacimientos de aceite con casquete y acuífero.

A medida que la presión del yacimiento cae, el casquete de gas y/o el acuífero se expanden y los contactos se mueven de manera estable empujando verticalmente al aceite hacia los pozos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite instantánea mostrará una disminución.

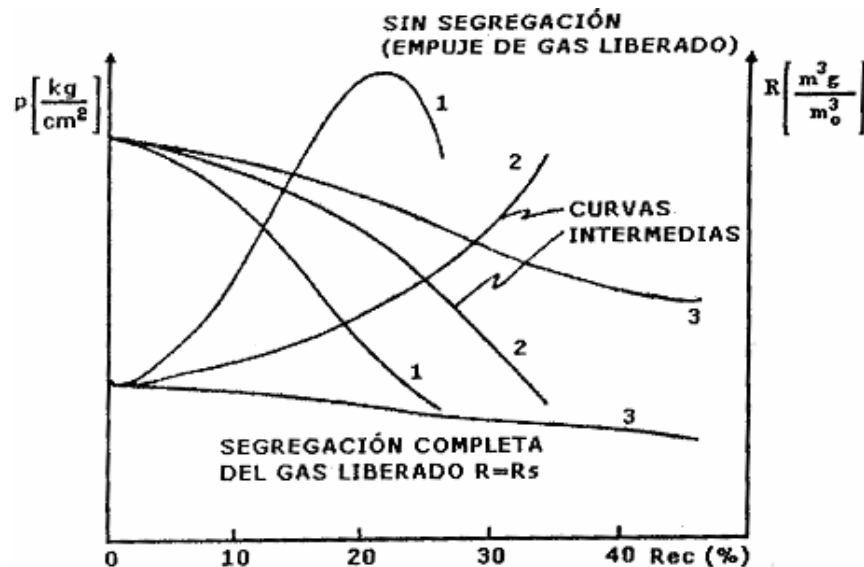


Fig. 1.6. Representación del efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producido¹³.

La Fig. 1.7, permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas; dichas

fuerzas son: el peso de la burbuja de gas, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, y la fuerza debida al gradiente de presión (existen también las fuerzas viscosas, que se oponen al movimiento del elemento gaseoso considerado).

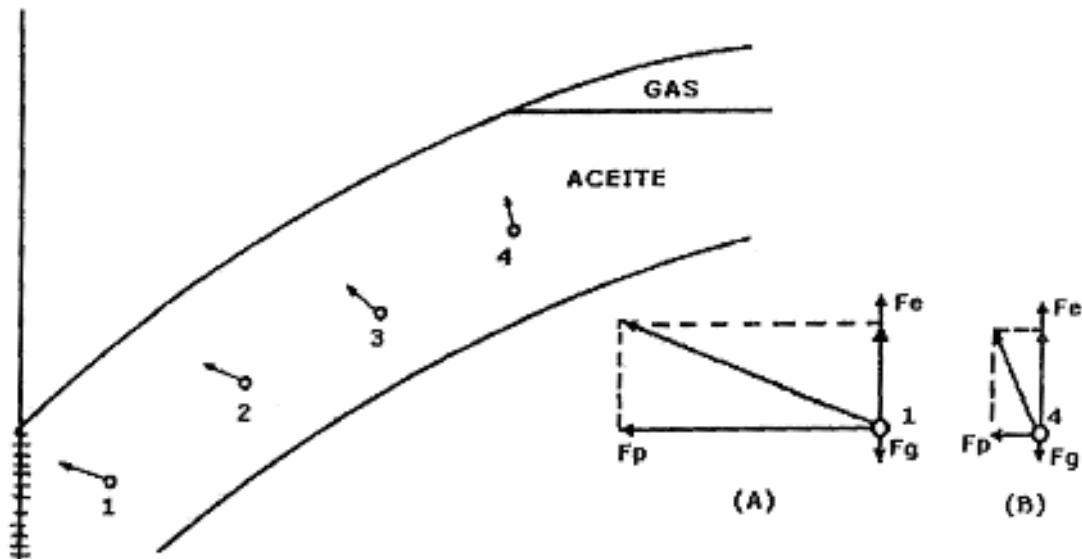


Fig. I.7. Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en el yacimiento¹³.

El gradiente de presión es menor entre mayor sea la distancia al pozo productor, para un gasto dado. Así, una burbuja como la mostrada en la posición 1, cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la Fig. I.7 (A), tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo, en una burbuja como la indicada en la posición 4, cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la Fig. I.7 (B), la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporarla al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

1.1.6. Otros tipos de empuje, incluyendo combinación de mecanismos.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados con anterioridad, cuando esto ocurre, la eficiencia de recuperación aumenta.

Por ejemplo un yacimiento puede producir inicialmente por empuje por casquete de gas, si $p_b > p_i$; después de un periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye sustancialmente a desplazar el aceite.

Posteriormente, la presión del yacimiento puede caer lo suficiente como para establecer la entrada de agua, si existe un acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante de la combinación de mecanismos de desplazamiento.

La influencia de la gravedad, resultado de espesores y/o relieves estructurales grandes, siempre mejora la eficiencia de recuperación de los mecanismos de empuje del casquete de gas y de entrada natural de agua.

I.2. Índices de Empuje.

Es posible, a partir de las ecuaciones de balance de materia, establecer índices para cuantificar la importancia relativa de los diversos mecanismos de empuje, cuando actúan simultáneamente en un yacimiento.

El primero en sugerir la evaluación de índices de empuje fue Pirson¹⁴; la definición de estos índices es subjetiva y arbitraria. Pirson definió tres índices para yacimientos de aceite (no consideró la expansión de la roca, ni del agua intersticial):

I_{DD} : Índice de empuje por gas disuelto liberado.

I_{SD} : Índice de empuje por segregación gravitacional.

I_{WD} : Índice de empuje por entrada de agua.

Si consideramos la expansión de la roca y del agua de formación, se tiene un cuarto índice.

I_{FD} : Índice de empuje de formación.

La definición de estos índices, según Towler¹⁵, se obtiene rearrreglando la ecuación de balance de materia (EBM) correspondiente, en este caso a la siguiente ecuación:

$$F = N_{foi}E_o + G_{fgi}E_g + \Delta W + (N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})E_{fw}, \text{-----} (1.3)$$

donde:

$$F = N_p \left(\frac{B_o - R_s B_g}{1 - R_v R_s} \right) + G_p \left(\frac{B_g - R_v B_o}{1 - R_v R_s} \right), \text{-----} (1.4)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}, \text{-----} (1.5)$$

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}, \text{-----} (1.6)$$

$$E_{fw} = \left(\frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P, \text{-----} (1.7)$$

$$\Delta W = W_e - B_w W_p, \text{-----} (1.8)$$

$$B_{to} = \left[\frac{B_o (1 - R_v R_{si}) + (R_{si} - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right], \text{-----} (1.9)$$

$$B_{tg} = \left[\frac{B_g (1 - R_s R_{vi}) + (R_{vi} - R_v) B_o}{1 - R_v R_s} \right]. \text{-----} (1.10)$$

Dividiendo los términos de la Ec. 1.3 entre F queda:

$$1 = \frac{N_{foi}E_o}{F} + \frac{G_{fgi}E_g}{F} + \frac{\Delta W}{F} + \frac{(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})E_{fw}}{F}. \text{-----} (1.11)$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$I_{DD} + I_{SD} + I_{WD} + I_{FD} = 1, \text{-----} (1.12)$$

donde:

$$I_{DD} = \frac{N_{foi}E_o}{F}, \text{-----} (1.13)$$

$$I_{SD} = \frac{G_{fgi} E_g}{F}, \text{-----} (1.14)$$

$$I_{WD} = \frac{\Delta W}{F}, \text{-----} (1.15)$$

e

$$I_{FD} = \frac{(N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw}}{F}. \text{-----} (1.16)$$

Otras formas de expresar F, según Towler^{Error! No se encuentra el origen de la referencia.} son:

$$F = N_p \left[\frac{B_o(1 - R_v R_p) + (R_p - R_s) B_g}{1 - R_v R_s} \right], \text{-----} (1.17)$$

donde:

$$R_p = \frac{G_p}{N_p}, \text{-----} (1.18)$$

y:

$$F = N_{foi} E_o + \frac{N_{foi} B_{oi} r E_g}{B_{gi}} + \Delta W + N_{foi} B_{oi} (1 + r) E_{fw}, \text{-----} (1.19)$$

donde:

$$r = \frac{G_{fgi} B_{gi}}{N_{foi} B_{oi}}. \text{-----} (1.20)$$

Para aceites bajosaturados, volumétricos (sin entrada de agua):

$$F = N_{foi} E_o + N_{foi} B_{oi} E_{fw}. \text{-----} (1.21)$$

Para aceites saturados volumétricos:

$$F = N_{foi} E_o + G_{fgi} E_g + (N_{foi} B_{oi} + G_{fgi} B_{gi}) E_{fw}. \text{-----} (1.22)$$

Los índices de Pirson presentan algunas deficiencias, por lo que Sills definió unos índices basándose en la ecuación de balance de materia (EBM) convencional, que intentan definir la fuente de energía del yacimiento. Estos índices no toman en cuenta los componentes volátiles. Sills rearrregló las ecuaciones de balance de materia para definir la expansión de las fases relacionadas con el volumen de aceite producido del yacimiento. Se requieren tres términos más para separar el gas producido, el de la fase vapor y el inyectado. Los índices de Sills son los siguientes:

$$I_{DD} = \frac{N_{foi}E_o - (G_p - G_{pg} - N_p R_s)B_g}{N_p B_o}, \text{-----} (1.23)$$

$$I_{SD} = \frac{G_{fgi}E_g + (G_I - G_{pg})B_g}{N_p B_o}, \text{-----} (1.24)$$

$$I_{WD} = \frac{W_e + (W_I - W_p)B_w}{N_p B_o}, \text{-----} (1.25)$$

e

$$I_{FD} = \frac{(N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})E_{fw}}{N_p B_o}, \text{-----} (1.26)$$

Estos índices no se adaptan rápidamente a los yacimientos de gas y condensado o de aceite volátil, como los de Pirson; sin embargo, los índices de Sills pueden tener ventajas cuando se aplican a yacimientos convencionales de aceite y de gas¹⁵.

1.3. Conceptos geológicos de importancia.

1.3.1. Turbiditas.

Son depósitos sedimentarios formados por corrientes de turbidez en aguas profundas, en la base del declive continental y sobre la planicie abisal. Las turbiditas muestran comúnmente cambios predecibles en sus capas, que van de capas gruesas en la base a laminaciones finas en la cima, que resultan de diferentes velocidades de las partículas de distintos tamaños.

La alta energía en conjunto con la depositación turbidítica ocasiona la destrucción de las capas depositadas previamente por las corrientes de turbidez subsecuentes¹².

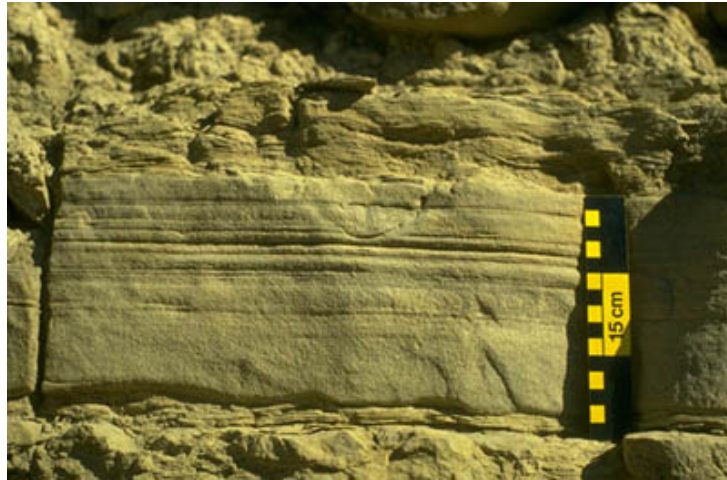


Fig. I.8. Fotografía de una sección de turbiditas. Cortesía de T.N. Diggs.

1.3.2. Corrientes de Turbidez.

Las turbiditas son secuencias de sedimento más o menos consolidado, resultado de la depositación del sedimento que es transportado por las corrientes de turbidez; dichas corrientes de turbidez son las principales transportadoras de sedimentos terrígenos de la plataforma continental, a través del talud continental, al fondo oceánico; estas corrientes presentan un flujo alto, con velocidades de hasta 100 Km/hr.

Cada corriente de turbidez se divide en 3 partes: cabeza, cuerpo y cola, la altura de la cabeza es de, al menos, el doble que la altura del cuerpo; tanto la cabeza como el cuerpo viajan a distintas velocidades; la velocidad de la cabeza depende de la diferencia de densidades entre el flujo y el agua circundante, así como de la altura o el ancho de la cabeza; la velocidad del cuerpo va a depender del ángulo de inclinación o pendiente por la que el flujo esté viajando; sin embargo, si dicho ángulo es muy pequeño, la velocidad del flujo, como un todo, no depende de la inclinación; lo que permite explicar cómo es que las corrientes de turbidez pueden viajar cientos de kilómetros a través del océano.

Así, su velocidad depende principalmente de la diferencia de densidades entre la mezcla sedimento-agua de mar, del ángulo de inclinación o pendiente del talud continental, de la fricción (esfuerzo cortante) y de la altura de la cabeza y del cuerpo de la corriente.

Estas turbiditas generalmente se encuentran en abanicos submarinos generados a su vez por las corrientes de turbidez. Actualmente estas secuencias se observan en las planicies abisales del Atlántico y del Océano Índico; en el Pacífico es difícil encontrarlas, ya que la mayor parte del flujo es atrapado en las trincheras oceánicas¹².

1.3.3. Abanicos Submarinos.

Los abanicos submarinos son un tipo de ambiente sedimentario marino, son depositados sobre el talud y son una acumulación de sedimentos provenientes de la tierra. 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 de bajo relieve (tectónicamente tranquilo), el abanico submarino consiste mayormente de material arenoso que cae desde la corriente del cañón en capas finas sucesivas; en cambio, a lo largo de las costas de alto relieve (tectónicamente activas), los abanicos consistirán mayormente de grava angulosa, que cae desde la corriente del cañón.

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 la del 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 de 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 a los fondos oceánicos⁶.

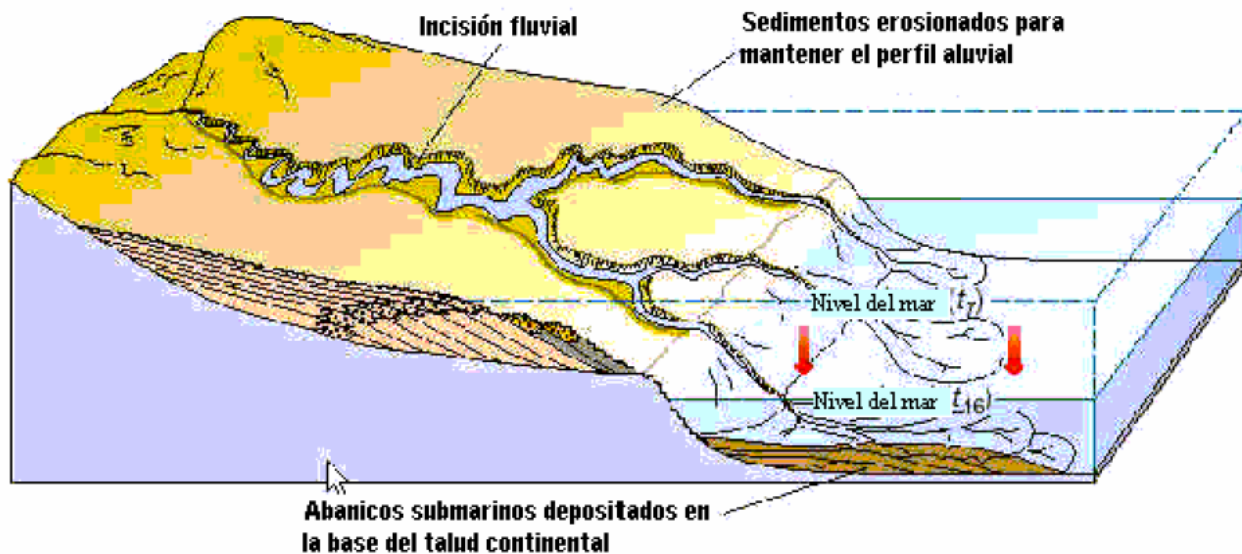


Fig. I.9. Formación de los abanicos submarinos.

I.4. Factores que influyen en el funcionamiento del empuje por gas disuelto liberado y en la recuperación final.

Los factores que influyen en el funcionamiento del empuje por gas disuelto liberado y en la recuperación final son los siguientes¹⁴:

1. Presión del yacimiento.
2. Viscosidad y densidad °API del aceite.
3. Cantidad de gas disuelto en el aceite.
4. Curva de la relación de permeabilidades relativas.
5. Saturación de agua de formación.
6. Presencia y formación de una capa de gas y su forma de expansión.
7. Gasto y método de inyección de gas.
8. Histéresis de vaporización en el yacimiento.
9. Espaciamiento de los pozos.
10. Gastos de producción de los fluidos y presión diferencial.
11. Gradiente de la saturación de gas en proyectos de inyección de gas.
12. Volatilidad del aceite del yacimiento.

La baja recuperación obtenida cuando la presión inicial es alta, se debe a la mayor contracción del aceite al pasar a condiciones estándar, por otro lado cuando se tiene mayor saturación de agua de formación, se obtiene mayor recuperación de aceite.

Muskat y Taylor¹⁶ presentaron, que del yacimiento de aceite con menor solubilidad, se obtiene una mayor recuperación, y del de mayor solubilidad se obtuvo una recuperación menor, ambos con la misma presión inicial. Este resultado inesperado, se explica por el hecho de que el aceite que contiene una cantidad menor de gas en solución a las condiciones del yacimiento, requiere una mayor contracción en las primeras etapas de producción para alcanzar una saturación (S_g), que permita la conductividad del gas.

Otra razón que explica los resultados obtenidos, es la caída más rápida de presión que ocurre en las primeras etapas de producción del campo. En el caso del aceite con una mayor solubilidad de gas, una disminución moderada en la presión crea suficiente vacío para permitir la formación de la saturación de gas crítica. La existencia de una saturación de gas crítica, contribuye a una mayor recuperación de aceite, y también en este caso la RGA presenta un mínimo.

Otros cálculos realizados por Muskat y Taylor¹⁶, acerca del efecto de la densidad del crudo sobre el funcionamiento de empuje por gas disuelto liberado, indican un resultado contrario en la recuperación; la recuperación aumenta a medida que la densidad °API aumenta, hasta aproximadamente 40 °API y después comienza a disminuir; esto se explica debido a que ocurren mayores contracciones en los aceites de alta densidad °API.

Los resultados de estas investigaciones indican que las recuperaciones de aceite en yacimientos que tienen más de 500 psi y 18 m³_g/m³_o de gas en solución, están más controlados por las características del movimiento de los fluidos que por la energía disponible del yacimiento.

Debido a las altas razones de las viscosidades aceite-gas, μ_o/μ_g , y a las altas razones de permeabilidades relativas gas-aceite, k_{rg}/k_{ro} , para bajas saturaciones de gas, la eficiencia del desplazamiento por gas es menor que la eficiencia por agua, a menos de que esté acompañado por una segregación gravitacional considerable, por eso se tienen bajas recuperaciones en yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, en los cuales la presión cae a medida que la producción avanza y las viscosidades y factores de volumen del aceite y del gas cambian continuamente.

A saturaciones de gas bastante bajas, la movilidad del gas, k_g/μ_g , es alta, y la del aceite, k_o/μ_o , baja, obteniéndose relaciones gas-aceite altas y recuperaciones de aceite bajas, alrededor de 5 a 25%¹⁷.

El comportamiento de la RGA, conforme disminuye la presión en un yacimiento producido por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, es el siguiente: primero disminuye la RGA un poco, hasta el punto donde la saturación de gas rebasa a la saturación de gas crítica, después se incrementa debido a que se forma la fase libre de gas, por último cae estrepitosamente si la viscosidad del aceite es alta, entre más baja sea la viscosidad, más lentamente aumenta y disminuye la RGA y por lo tanto se

obtiene una recuperación mayor. Si la viscosidad es baja, entonces la densidad °API es baja¹⁶.

Las recuperaciones por empuje de gas liberado para aceites de alta viscosidad son bajas, debido a que no se puede alcanzar un ritmo de declinación de presión el cual permita que se formen un gran número de burbujas de gas en el medio poroso, después de que la presión ha caído por debajo del punto de burbuja.

Las propiedades del aceite y del gas y las fuerzas capilares no parecen tener una influencia importante en el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado para aceites de alta viscosidad.

Se presenta un incremento inicial en la recuperación de aceite, conforme se incrementa el ritmo de declinación de la presión, seguido por un decremento en la recuperación de aceite, mientras el ritmo de declinación de la presión continúa aumentando.

Por lo que existe un ritmo de declinación de la presión en el cual la recuperación mediante empuje por gas disuelto liberado alcanza un valor máximo. Estos resultados difieren de la teoría de Muskat¹⁶, sobre la predicción del comportamiento de yacimientos bajo empuje por gas disuelto liberado, debido a que esta teoría considera un equilibrio termodinámico continuo entre las fases¹⁸.

La saturación inicial de agua reduce la densidad de las burbujas de gas y la movilidad del aceite e incrementa la movilidad del gas, dando como resultado, que la eficiencia de producción disminuya ligeramente.

El incremento de la temperatura disminuye la eficiencia de producción, debido al incremento substancial en la permeabilidad relativa del gas. Existe un efecto muy pequeño en la saturación de gas crítica por efecto de la temperatura¹⁹.

Mediante el empuje por gas disuelto liberado se han obtenido altas recuperaciones, que no eran de esperarse, en algunos yacimientos de aceite pesado. Las burbujas de gas que son liberadas del aceite, son más pequeñas que los poros, pero no son capaces de formar una fase continua de gas que fluya libremente, en lugar de que las burbujas de gas existan en una fase dispersa en el aceite y sólo fluyan con la fase de aceite. La viscosidad del aceite es reducida significativamente, provocando una alta recuperación²⁰.

Los componentes pesados (como los asfaltenos), se concentran en las interfases entre el aceite y las burbujas de gas, de esta manera se previene que las burbujas se unan en una fase continua de gas. Se asume que las burbujas son más pequeñas que los poros. La concentración de componentes pesados en las interfases provoca una reducción de la viscosidad del aceite remanente²⁰.

Las burbujas de gas dispersas no se unen rápidamente en el aceite pesado, especialmente a un gasto alto, la característica principal para la dispersión gas/aceite es la reducción de la viscosidad. Se sabe que la saturación de gas crítica, la recuperación de aceite y la RGA son los parámetros importantes en la caracterización del comportamiento del empuje por gas disuelto liberado²⁰.

Los gastos altos tienden a generar un flujo de burbujas dispersas del tamaño de los poros en los aceites. Las burbujas dispersas son mucho menos móviles que el gas continuo, por ejemplo mediante caídas altas de presión cuando el sistema se expandió a un gasto estable. La baja movilidad del gas asociada con las burbujas de tamaño de poro origina la gran recuperación de aceite. La composición parece jugar un papel importante en la unión de la fase gaseosa en el gas libre, la unión de las burbujas en una fase continua de gas en el aceite ocurre después de un largo periodo de tiempo²⁰.

Los factores que afectan la eficiencia del empuje por gas disuelto liberado de aceites pesados son la viscosidad del aceite, el gasto de producción, la relación gas disuelto aceite, la composición del aceite y la morfología de las burbujas de gas²¹.

I.5. Factores que influyen en el funcionamiento de la segregación gravitacional y en la recuperación final.

El desarrollo de una capa de gas y su forma de expansión pueden ocurrir de acuerdo con dos procesos distintos¹⁴:

- *Empuje por segregación sin contraflujo.* Ocurre por la expansión de una capa preexistente con inyección de gas o sin ella en la misma, o creando una capa de gas por medio de inyección de gas en la cresta de la estructura. La cantidad de gas inyectado en esta forma puede ser una fracción constante o variable de la cantidad de gas producido; también puede ser una cantidad mayor que el gas producido con el aceite. Este proceso implica que el gas no pasa de la zona de aceite a la zona de gas bajo el efecto del empuje que se origina por la gravedad diferencial que existe entre el aceite y el gas. Generalmente este es el caso en formaciones de baja permeabilidad vertical o cuando ocurren estratificaciones de areniscas y lutitas o existen lentes.
- *Empuje por segregación con contraflujo.* Ocurre por contraflujo de aceite y gas en la zona de aceite bajo la influencia del empuje debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el gas. Puede existir o no una capa original de gas. El proceso por contraflujo requiere generalmente un yacimiento con una alta permeabilidad o la presencia de fracturas verticales. Un contraflujo activo de aceite y gas puede ocurrir perpendicular a las superficies de estratificación en rocas de acumulación homogéneas o en rocas no homogéneas cuando existen fracturas en canales formados por soluciones. La segregación ocurre más fácilmente paralela a la estratificación cuando las rocas de acumulación están estructuralmente deformadas.

En ambos casos la capa de gas actúa como un empuje frontal manteniendo todo el tiempo una superficie de contacto o interfase de gas-aceite entre las zonas de aceite y gas.

Se deben considerar varios factores en la evaluación de los yacimientos que producen por segregación gravitacional. Entre estos se encuentran²²:

- El efecto del gasto de producción en la recuperación total de aceite.
- El efecto en la productividad de los pozos y en la recuperación, del nivel de presión mantenido durante la vida productiva del yacimiento.
- La ventaja económica del total o parcial mantenimiento de presión.
- La estimación del gasto de producción e inyección de gas y la posible compra de gas bajo condiciones de un mantenimiento de presión total y las instalaciones de compresión requeridas.

La densidad de los fluidos es factor clave en este mecanismo. La ecuación de balance de materia estándar no puede ser aplicada, ya que ésta no considera la diferencia de las saturaciones encima y debajo del contacto gas-aceite²².

Las condiciones que favorecen la segregación gravitacional son una permeabilidad vertical alta, una buena relación entre la permeabilidad relativa y la saturación de aceite, una continuidad vertical alta, una gran diferencia de densidades, una baja viscosidad del aceite y lapsos largos de tiempo después de que la zona ha sido invadida²³.

I.6. Combinación de empujes por gas disuelto liberado y segregación gravitacional.

El casquete primario de gas se expande, o si no existe, se forma un casquete secundario. Los pozos situados en la parte superior de la estructura pueden producir sólo gas, en tanto que a unos cuantos metros hacia la parte inferior puede obtenerse producción con una RGA más baja que la predicha por los métodos de Turner²⁴ o de Muskat¹⁶. De hecho la limitación de la producción puede permitir la obtención de una relación gas-aceite instantánea sólo ligeramente mayor que la relación de solubilidad gas-aceite.

De esta manera se puede alcanzar una alta recuperación. Este comportamiento es notable en yacimientos con alta permeabilidad, de considerable espesor o fuerte echado; el mecanismo predominante es el de segregación gravitacional. El gas liberado de la solución tiende a fluir a la parte superior, mientras que el aceite emigra hacia la parte inferior y se aloja en el espacio ocupado anteriormente por el gas liberado¹³.

Puede haber dos tipos de empujes por segregación gravitacional: en uno, el empuje frontal de gas ocurre en forma natural o artificial por una capa de gas en expansión y sin contraflujo de gas y aceite; en el otro, la expansión de la capa de gas resulta en su totalidad por el contraflujo de gas y aceite dentro de la zona de aceite bajo la influencia de la gravedad¹⁴.

II. REVISIÓN DE LA LITERATURA

En el estudio de los resultados de simulación para distintos intervalos de tiempo y tamaños de los bloques, Ambastha y Aziz²⁵, muestran que aunque la técnica de solución simultánea de ecuaciones es estable, no es suficiente para garantizar respuestas confiables, con intervalos de tiempo grandes y tamaños de los bloques grandes. La simulación empieza con intervalos de tiempo pequeños, los cuales pueden incrementarse posteriormente, cuando la presión promedio del yacimiento y la saturación tiendan a ser estables.

El método de Turner²⁴, proporciona una predicción por debajo de lo real de la vida productiva y de la recuperación acumulada de aceite, por lo que ha sido modificado empíricamente, para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional. Este método modificado, lo ajustaron Ambastha y Aziz²⁵ satisfactoriamente a los comportamientos simulados, para los tres ejemplos de su trabajo y aplica antes del avance del gas.

Los ejemplos simulados en dicho trabajo²⁵, muestran que antes del avance del gas, el comportamiento de un yacimiento con empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional es independiente de la permeabilidad vertical absoluta y del gasto de aceite, sólo si el gasto de aceite está por debajo del gasto máximo de drene gravitacional.

Ambastha y Aziz²⁵, desarrollaron nuevas pseudo funciones de capilaridad y permeabilidades relativas, para un yacimiento con empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, utilizando el perfil de saturaciones idealizado para este estudio. Estas pseudo funciones mejoraron las predicciones del comportamiento para simulaciones de tres dimensiones, utilizando mallas de dos dimensiones.

De Lima y Rodríguez²⁶, desarrollaron un modelo unidimensional para predecir el comportamiento de yacimientos que producen bajo el empuje por gas disuelto liberado

y segregación gravitacional, encontrando una ecuación de balance de materia simple, para ser aplicada antes del avance del gas.

Encontraron que la segregación gravitacional se caracteriza por el parámetro ξ_r , el cual relaciona a las fuerzas viscosas con las gravitacionales; identificaron dos tipos de comportamiento: el comportamiento de segregación gravitacional, donde $\xi_r \rightarrow 0$ y el comportamiento de empuje por gas disuelto liberado, donde $\xi_r \gg 1$.

$$\xi_r = \frac{q_{ow} / kA}{(q_{ow} / kA)_{cref}}, \text{-----} \quad (2.1)$$

donde:

q_{ow} : Gasto de aceite cuando $z=h$, [BPD]

$cref$: Condiciones de referencia.

La producción se desarrolló cuando $0 < \xi_r < 1$ bajo segregación gravitacional. En este caso, los comportamientos de la saturación promedio de aceite, la presión promedio y la RGA a través de tiempo para un yacimiento dado, son descritos mediante curvas hasta el avance del gas. El tiempo para el avance del gas y la recuperación de aceite a este tiempo, es inversamente proporcional al parámetro ξ_r .

De Lima y Rodríguez²⁶, identificaron tres regiones distintas en el yacimiento. La región de la parte superior, donde el gas segregado desarrolla un frente de desplazamiento, la región intermedia donde se tiene una saturación uniforme de gas y la región de la parte inferior, donde el aceite segregado desarrolla un segundo frente de desplazamiento.

También desarrollaron las ecuaciones para modelar el comportamiento dinámico de los frentes de saturación. El avance de la saturación es constante, si su comportamiento es acorde a la ecuación de Buckley-Leverett, para flujo compresible, y cambia, si el avance es acorde al modelo de Muskat¹⁶ para yacimientos de empuje por gas disuelto liberado.

La evolución de la saturación en la región intermedia es descrita por el modelo de Muskat¹⁶; ésta sólo depende de la presión promedio del yacimiento. El modelo²⁶ es validado mediante la comparación de los resultados contra los resultados numéricos obtenidos con una malla fina.

Padilla y Camacho²⁷, analizan el comportamiento del pozo y del yacimiento, bajo los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, en sistemas homogéneos. Documentan, de acuerdo a la información sintética obtenida con un simulador implícito de aceite negro, la influencia de los diferentes parámetros como gasto de aceite, posición del intervalo productor, presión del agujero, factor de daño y permeabilidad vertical, para un gasto de aceite y presión constantes.

Padilla y Camacho²⁷, derivaron los resultados analíticos del comportamiento del yacimiento, durante el periodo de flujo dominado por efectos de frontera, presentando una expresión aproximada que describe la variación de la saturación de aceite con la presión promedio y analizaron la influencia de la segregación gravitacional en las curvas del comportamiento de afluencia, para un gasto de aceite constante. Concluyen que bajo efectos gravitacionales favorables, el comportamiento de producción muestra dos etapas de declinación como los sistemas de doble porosidad; sin embargo, no sigue las curvas tipo de declinación típicas para yacimientos naturalmente fracturados.

A ciertos valores de contrapresión, durante la primera etapa, se puede observar una declinación exponencial, mientras que durante la segunda etapa se observan valores del exponente de declinación menores a cero.

Turner²⁴ y Muskat¹⁶, presentaron ecuaciones de balance de materia para sistemas de empuje por gas disuelto liberado. Martin²⁸, resolvió la ecuación de continuidad para flujo de tres fases. De Lima y Rodríguez²⁶, estudiaron el comportamiento del yacimiento para una dimensión vertical, considerando los efectos combinados del empuje por gas disuelto liberado y de la segregación gravitacional. Padilla y Camacho²⁷, estudiaron también este problema utilizando un modelo cilíndrico. Camacho y Raghavan^{29,30},

establecieron que para sistemas cilíndricos, el radio donde la presión es igual a la presión promedio es aproximadamente igual a $0.549r_e$.

Vogel³¹ y Fetkovich³², describieron las relaciones del comportamiento de afluencia (IPR) para sistemas de empuje por gas disuelto liberado, sin considerar los efectos de la segregación gravitacional.

Padilla y Camacho²⁷, estudiaron la influencia del efecto combinado del empuje por gas disuelto liberado y de segregación gravitacional, considerando pozos completa y parcialmente penetrados, y proporcionaron algunas guías para el rango de aplicabilidad de los procedimientos de Vogel³¹ y Fetkovich³².

Los métodos de curvas de declinación pueden clasificarse como empíricos y analíticos; las curvas de Arps³³ son aplicadas durante el periodo dominado por efectos de frontera con flujo multifásico y los procedimientos analíticos fueron diseñados para los periodos de flujo en una sola fase, dominado por efectos de frontera y transitorio; Fetkovich, combinó los resultados de Arps con las soluciones analíticas.

Gentry y McCray³⁴, demostraron que aunque los valores del exponente de declinación están normalmente entre 0 y 1, puede haber valores menores a 0 ó mayores a 1.

Padilla y Camacho²⁷, demostraron que bajo el empuje por gas disuelto liberado, durante el periodo de flujo transitorio, no se sigue el comportamiento de gasto descrito por las soluciones analíticas disponibles.

Matthews³⁵, estableció que para yacimientos homogéneos, la declinación de la producción será hiperbólica, con un exponente de declinación cercano a 0.5; también durante el periodo de flujo dominado por efectos de frontera para sistemas bajo empuje por gas disuelto liberado, Camacho y Raghavan^{29,30}, demostraron que el comportamiento de declinación, no sigue necesariamente una tendencia hiperbólica.

La ecuación de balance de materia de Muskat está dada por:

$$\frac{d\bar{S}_o}{d\bar{p}} = \frac{\bar{S}_o}{B_o(\bar{p})} \frac{dB_o}{d\bar{p}} + \frac{\bar{\lambda}_o}{\bar{\lambda}_i} \bar{c}_i, \text{-----} (2.2)$$

donde \bar{c}_i y $\bar{\lambda}_i$ representan la compresibilidad y movilidad del sistema. De Lima y Rodríguez²⁶, presentaron la ecuación como sigue:

$$\frac{d\bar{S}_o}{d\bar{p}} = \frac{\bar{S}_o}{B_o(\bar{p})} \frac{dB_o}{d\bar{p}} + \bar{c}_i. \text{-----} (2.3)$$

Para sistemas con empuje por gas disuelto liberado, durante el periodo de flujo dominado por la frontera, Camacho y Raghavan^{29,30}, encontraron que $r(\bar{p})=0.549r_e$, no $0.472r_e$ como se creía normalmente.

Fetkovich³², derivó la siguiente ecuación, para sistemas de flujo multifásico, basándose en experimentos de campo:

$$q_o = J_o(t)(p_r^2 - p_{wf}^2)^{n(t)}. \text{-----} (2.4)$$

El exponente, n , está en el rango de $0.5 \leq n \leq 1.0$, donde los valores menores que 1 se asocian a efectos del flujo no darciano, o como resultado de las variaciones en las propiedades de los fluidos.

Padilla y Camacho²⁷, estudiaron el comportamiento del IPR, en yacimientos que producen bajo el empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional; encontraron que las curvas de IPR, en términos de Δp o Δp^2 , muestran la influencia de la segregación gravitacional a niveles altos de agotamiento para gastos de producción bajos. Padilla y Camacho²⁷, establecen que n también depende de la posición de

medición, del nivel de agotamiento, y del gasto de aceite. Fetkovich³², sugirió que si la función $\alpha(p,s) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ es conocida, el gasto del pozo puede calcularse con la ecuación:

$$q_o(t) = J \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \alpha(p,s) dp \dots\dots\dots (2.5)$$

Se asume intrínsecamente en esta ecuación que $\alpha(p,s)$, varía linealmente con la presión. Las ecuaciones de Arps³³ para las declinaciones exponencial ($b=0$) e hiperbólica ($0 < b \leq 1$), están dadas por:

$$q_o = q_{oi} e^{-d_i t}, \dots\dots\dots (2.6)$$

y

$$q_o = \frac{q_{oi}}{(1 + b d_i t)^{1/b}}, \dots\dots\dots (2.7)$$

respectivamente. En estas ecuaciones, los parámetros b y d_i son el exponente de declinación y el gasto nominal, respectivamente, a los cuales la declinación toma lugar. Fetkovich³², combinó los resultados de Arps³³, para sistemas de flujo multifásico, con soluciones analíticas, para yacimientos con flujo de una sola fase, para generar un conjunto de curvas tipo adimensionales.

Camacho y Raghavan^{29,30}, basándose en la ecuación de balance de materia de Muskat y en las ecuaciones de Arps, obtuvieron las siguientes expresiones para d_i y b :

$$d_i = \frac{3.976 \times 10^{-2} k \bar{\lambda}_t}{\phi AD \bar{c}_t}, \dots\dots\dots (2.8)$$

y

$$b = \frac{\phi AD}{3.976 \times 10^{-2} k} \frac{d}{dt} \left(\frac{\bar{c}_t}{\bar{\lambda}_t} \right) \dots\dots\dots (2.9)$$

El gasto declinará de manera exponencial cuando $(\bar{c}_i/\bar{\lambda}_i)^{-1}$ sea aproximadamente constante. También, b será una constante, cuando $\bar{c}_i/\bar{\lambda}_i$ varíe linealmente con el tiempo. Además, si $\bar{c}_i/\bar{\lambda}_i$ es aproximadamente constante, el gasto declinará de manera exponencial y $b=0$.

Padilla y Camacho²⁷, utilizaron un simulador de aceite negro totalmente implícito, de diferencias finitas, para generar los resultados numéricos presentados. El pozo total o parcialmente penetrado se localizó al centro de un yacimiento homogéneo anisótropo, de espesor constante, con la frontera exterior cerrada y produciendo a un gasto constante o a presión constante. Consideraron las fronteras superior e inferior cerradas y modelaron la zona dañada con radio (r_s); las fuerzas de inercia y capilares las consideraron despreciables, así como también la presión inicial arriba de la presión de burbuja y el agua inmóvil; las variables adimensionales las definieron de la siguiente manera:

$$t_{Di} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k k_{roi}}{\phi(\mu_o c_i)_i r_w^2} t, \text{-----} (2.10)$$

$$q_{Di} = \frac{141.2(\mu_o B_o)_i}{k k_{roi} h(p_i - p_{wf})} q_o(t), \text{-----} (2.11)$$

$$t_{DA} = t_D \frac{r_w^2}{A}, \text{-----} (2.12)$$

$$Z_{Di} = \frac{Z_i}{h}, \text{-----} (2.13)$$

$$h_{Di} = \frac{h_w}{h}, \text{-----} (2.14)$$

y

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}, \text{-----} (2.15)$$

Presentaron primero los resultados correspondientes a las posiciones vertical y radial de la presión promedio, también de la posición del frente de saturación de aceite

promedio; derivaron las expresiones analíticas que describen la variación de la saturación de aceite como función de la presión promedio durante los periodos de flujo dominado por efectos de frontera. En la segunda parte, presentaron la relación del comportamiento de afluencia para un gasto de producción constante, en términos de la función potencial. Por último, presentaron el comportamiento del exponente de declinación y de la función $\bar{c}_t/\bar{\lambda}_t$, bajo segregación gravitacional, para una presión constante.

Durante el periodo de flujo transitorio, el comportamiento de la producción depende del valor de presión impuesto en la pared del pozo; la permeabilidad vertical no influye en este periodo, por lo tanto, los gastos con o sin efectos gravitacionales son casi idénticos.

En el trabajo de Takahashi et al.⁵, se presenta una metodología general basada en variaciones gaussianas para integrar varias fuentes de datos a diferentes escalas, para construir modelos geoestadísticos de alta resolución de caracterización de yacimientos, directamente de la escala de registros para los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

Se integran diversos atributos sísmicos e información geológica de la diagénesis, a escalas de las secuencias y subsecuencias en estos modelos, para generar descripciones representativas de yacimientos. Se utilizan los modelos geoestadísticos construidos para investigar el comportamiento de recuperación primaria y desplazamiento por agua de los campos de Chicontepec.

Los yacimientos de Chicontepec están formados por cuerpos de areniscas y lutitas del Paleoceno Superior-Eoceno Inferior. Estos cuerpos no presentan una extensión laminar continua a través de todo el Paleocanal y se reconocen amplias variaciones en el contenido de arcillas y en las alteraciones de la porosidad secundaria debidas a la diagénesis.

Los mayores retos son los de modelar la continuidad y conectividad de las areniscas, así como el efecto de la diagénesis en la porosidad, para mejorar la caracterización de yacimientos con el fin de optimizar la planeación del desarrollo del Paleocanal y la administración de los yacimientos de Chicontepec.

En la primera parte se presenta una metodología geoestadística integrada, basada en píxeles, para las distribuciones de las propiedades de los yacimientos, volumen de lutitas, facies, porosidad efectiva y saturación de agua; combinaron varios datos sísmicos y microsísmicos y parámetros geológicos de flujo (de calidades y escalas distintas), con datos flexibles secundarios y se integran con los datos primarios de los pozos para las distribuciones 3-D de las propiedades de los yacimientos.

En la segunda parte se presenta una evaluación de las opciones del desarrollo de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín basada en los modelos geoestadísticos integrados de yacimientos. Se evalúan las aplicaciones potenciales de los desplazamientos por agua en estos campos.

Los análisis sedimentológicos se llevaron a cabo basándose en el concepto de estratigrafía secuencial para la división estratigráfica, modelado de facies y la identificación de los patrones de diagénesis. El límite de secuencia (SB) entre dos secuencias verticales cualesquiera apiladas, se identifica mediante sísmica, registros y conceptos geológicos.

Takahashi et al.⁵, reconocieron dos superficies importantes de subsecuencias estratigráficas de la Sección Condensada Menor (MCS) y la Superficie Transgresiva (TS) con cada secuencia, sólo en los registros. MCS es un horizonte lodoso en el Terreno de los Sistemas Inferiores (LST). TS es la frontera entre LST y el Terreno de Sistemas Transgresivos (TST) de una secuencia.

Se reconocieron cuatro facies turbidíticas principales en este estudio⁵, basándose en los registros de rayos gamma, resistividad y núcleos de facies, las cuales son SA, NA,

MA y M. Las facies SA consisten de areniscas y capas ricas en arenisca, alternadas de arenisca y lutita, que son conocidas como turbiditas de alta densidad. Las facies NA consisten de capas normales alternadas de arenisca y lutita, en las cuales las proporciones de las capas de arenisca y las de lutita son casi las mismas. Las facies MA consisten de capas ricas en lutita alternadas de arenisca y lutita, y se denominan turbiditas de baja densidad. El abanico inferior de abanicos de arenas radiales o el dique de un sistema de canales, se considera como un ambiente sedimentario para estas facies. Las facies M son principalmente lutitas, depositadas en ambientes de piso de cuenca.

La porosidad secundaria mejora por la disolución o se reduce por la cementación. La porosidad efectiva derivada de los registros, fue considerada por estar influenciada por los efectos diagenéticos en cualquier dirección, por lo que se denomina porosidad secundaria. Por otro lado, la porosidad primaria está directamente ligada a las facies, (las facies SA tienen la más alta porosidad, mientras que las facies M tienen la más baja porosidad).

Las curvas de los registros de 220 pozos, en esta área de estudio, concuerdan con el ambiente de depósito; la curva de rayos gamma de cada pozo fue normalizada, utilizando sus líneas de arenisca y lutita. La porosidad total fue calculada mediante el registro sísmico o neutrón, utilizando lecturas teóricas promedio de calcita y cuarzo.

Takahashi et al.⁵, utilizaron dos modelos de lutitas laminadas y lutitas dispersas, para calcular la porosidad efectiva de la porosidad total, dependiendo del tipo de facies. El modelo de lutitas laminado considera distintas capas alternadas de lutita y arenisca para SA y NA; mientras que el modelo disperso se aplica para capas de areniscas delgadas (como areniscas dispersas) con un ambiente lutítico:

Modelo laminado:

$$\phi_t = (1 - V_{sh})\phi_e + V_{sh}\phi_{sh} \dots\dots\dots (2.16)$$

Modelo disperso:

$$\phi_t = \phi_e + V_{sh} \phi_{sh} \text{-----} (2.17)$$

Los modelos de permeabilidad a escala, de núcleos, fueron desarrollados a partir de las correlaciones $k - \phi_e$, basadas en facies derivadas de secuencias inferiores y superiores, para un número de datos de núcleos limitado.

Los horizontes principales, correspondientes a las fronteras de secuencia basadas en análisis sedimentológicos, fueron obtenidos de los datos sísmicos en el dominio del tiempo y convertidos a profundidad mediante una aproximación iterativa, que utiliza la velocidad cúbica derivada de la velocidad de la migración sísmica, registros sísmicos y marcadores geológicos de pozos.

Takahashi et al.⁵, hicieron una interpretación de fallas/fracturas, utilizando cubos sísmicos. Los lineamientos identificados en varios mapas de tiempo fueron utilizados como una referencia para crear fallas en el volumen del modelo. Todas las fallas identificadas, incluyendo las fallas de tipo graben, son fallas normales con un declive vertical aproximado. La orientación de las fallas es de Noreste a Suroeste.

La mayoría de los pozos en el modelo de Takahashi et al.⁵, fueron fracturados hidráulicamente, debido a la baja productividad, ocasionada por la baja permeabilidad y heterogeneidad de las areniscas. Se seleccionaron los siguientes parámetros de ajuste:

- Longitud del fracturamiento hidráulico.
- Permeabilidad absoluta.
- Punto final de la permeabilidad relativa del gas.
- Punto final de la permeabilidad relativa del agua.
- Saturación de gas crítica.
- Curvas de permeabilidad relativa.

III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos de la Formación Chicontepec son muy difíciles de explotar, por lo que se debe tener un entendimiento correcto de éstos; en este trabajo se plantea estudiar la influencia de los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, en conjunto, en este tipo de yacimientos, para de esta manera determinar la aportación de cada uno en la producción total.

Es de vital importancia para México conocer el comportamiento de los yacimientos de la Formación Chicontepec, debido a la gran cantidad de reservas de hidrocarburos que existen en esta cuenca y a las cuantiosas inversiones que se están comprometiendo³⁶ para el desarrollo del “Proyecto Integral Chicontepec.”

Se sabe que estos yacimientos tienen fracturas naturales, las cuales tienen muy baja conductividad⁸; a esto hay que agregar que la permeabilidad de la matriz es muy baja, por lo tanto se han tenido que crear fracturas artificiales mediante la técnica de fracturamiento hidráulico, para hacer productivos esos yacimientos.

En este trabajo se utilizarán modelos muy simples para analizar los resultados de la producción considerando diversos factores, de manera muy sencilla, rápida y práctica. Estos factores pueden ser las distribuciones, frecuencias y tamaños de los bloques, la permeabilidad de la matriz, así como también el volumen roca involucrado en el fracturamiento, en la vecindad de los pozos.

Una operación de fracturamiento genera bloques muy pequeños⁹, por lo que el volumen total fracturado es también muy pequeño. De acuerdo a estudios anteriores, se tendrá un gasto de aceite por efectos gravitacionales relativamente alto al principio, pero tenderá rápidamente a cero, si la permeabilidad de la matriz es muy baja, del orden de 0.01 mD³⁶.

Es necesario aplicar un modelo que considere el empuje por gas disuelto liberado, ya que según los reportes proporcionados por PEMEX, éste es el mecanismo de empuje predominante en los yacimientos de Chicontepec¹; se analizará también la comparación de este mecanismo con el de segregación gravitacional en estos yacimientos, sobre todo para el caso de los pozos fracturados, por lo cual se incluye un capítulo dedicado al caso Chicontepec.

Las técnicas empleadas para mejorar la producción del Paleocanal de Chicontepec, no han logrado justificar las inversiones necesarias, pero debido a que existen gran cantidad de reservas de hidrocarburos, como ya se mencionó con anterioridad, se ha invertido una gran cantidad de recursos para emplear nuevas técnicas, las cuales mejoren la productividad de estos yacimientos y hagan rentable su explotación.

Es común encontrar una gran cantidad de zonas productoras en cada pozo. Por lo que hace falta un método probado de evaluación de formaciones para determinar las zonas de más alta productividad y libres de agua, de los múltiples intervalos que se observan en los registros como productores de hidrocarburos³⁷.

Los yacimientos naturalmente fracturados usualmente desarrollan muchas fracturas de diferentes escalas, por ejemplo, la permeabilidad muy alta en fracturas grandes, la permeabilidad media en fracturas pequeñas y la permeabilidad muy baja en la matriz de la roca.

Debido a la declinación de la presión del yacimiento, las aberturas de las fracturas, especialmente en el área cercana al agujero, se reducirán, lo que ocasionará una pérdida de permeabilidad, la cual impactará la producción del pozo y deberá tomarse en cuenta en el diseño del desarrollo del campo³⁸.

La descripción del flujo, aplicada a yacimientos de doble porosidad, es de suma importancia para la evaluación del comportamiento de los yacimientos fracturados de turbiditas. Es común tener yacimientos con doble permeabilidad, donde hay una región

de alta permeabilidad en la cual el fluido desplazante está fluyendo y una región de baja permeabilidad, en la cual el fluido desplazante es absorbido debido a la presión capilar³⁹.

Las fracturas y los vóculos tienen un origen geológico distinto, por lo tanto su interacción con la matriz no es la misma. Muchos yacimientos naturalmente fracturados tienen porosidad vugular⁴⁰. Los vóculos son el resultado de la disolución de carbonatos o sulfatos, por lo que son llamados vóculos, cavernas o canales. Por eso los tres tipos de porosidad, de la matriz, fracturas y vóculos, están presentes en los yacimientos naturalmente fracturados con vóculos⁴⁰.

IV. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS

I.1. Modelos de 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 $q_{o,sg}^*$ de los bloques.

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

$$q_{o,sg} = \frac{k_o A}{\mu_o B_o} g \Delta \rho, \text{----- (4.1)}$$

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

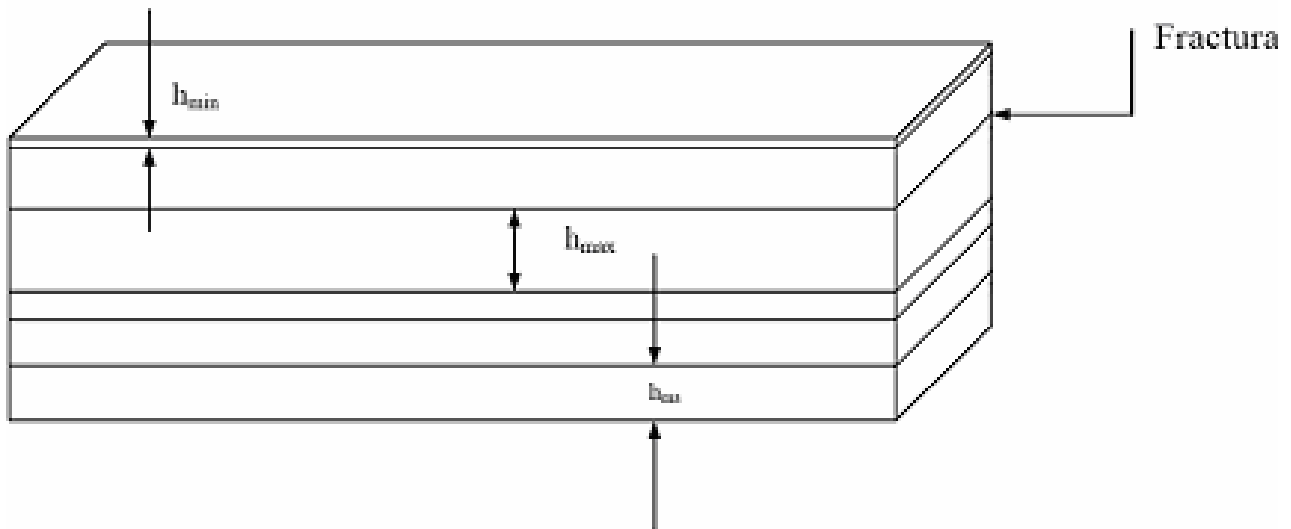


Fig. IV.1. Representación esquemática de un yacimiento fracturado, que tiene 6 tamaños distintos de bloques horizontales.

* Nomenclatura al final.

En la Ec. 4.1, A es el área horizontal transversal al gradiente gravitacional, de un bloque de altura h_{ma} como se muestra en la Fig. IV.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. Las demás variables tienen el significado ya conocido. Por otra parte, las variables están en unidades de Darcy; la ecuación correspondiente a la Ec. 4.1, en [BPD], [D], [m²], [Kg/m³], [m/s²], [cp] es:

$$q_{o,sg} = 5.364 \times 10^{-4} \frac{k_o A \Delta \rho g}{\mu_o B_o} \dots\dots\dots (4.2)$$

Para un yacimiento fracturado, con un número de tamaños de los bloques horizontales en la distribución discreta, teniendo n_j bloques cada uno de estos tamaños, el gasto total de aceite $q_{ot,sg}$ por efectos gravitacionales es:

$$q_{ot,sg} = \sum_{j=1}^{NB} n_j q_{oj} \dots\dots\dots (4.3)$$

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

$$f_j = \frac{A_j n_j h_{ma j}}{V_r} = \frac{V_{rj}}{V_r} \dots\dots\dots (4.4)$$

Se puede expresar así la ecuación en términos de f_j :

$$q_{ot,sg} = V_r \sum_{j=1}^{NB} \frac{f_j}{A_j h_{ma j}} q_{oj} \dots\dots\dots (4.5)$$

de donde, tomando en cuenta la Ec. 4.1, pero ya en unidades de campo, se tiene:

$$q_{ot,sg} = 5.364 \times 10^{-4} V_r g \Delta \rho \sum_{j=1}^{NB} \frac{k_{oj} f_j}{\mu_{oj} B_{oj} h_{ma j}} \dots\dots\dots (4.6)$$

Ahora, para una distribución continua $f(h_{ma})$ del tamaño de los bloques, la ecuación equivalente es:

$$q_{ot,sg} = 5.364 \times 10^{-4} V_r g \Delta \rho \int_{h_{mín}}^{h_{máx}} \frac{k_o f}{\mu_o B_o h_{ma}} dh_{ma} \dots\dots\dots (4.7)$$

Si $f(h_{ma})$ es la función lineal de probabilidad:

$$f(h_{ma}) = mh_{ma} + b, \dots\dots\dots (4.8)$$

entonces:

$$q_{ot,sg} = 5.364 \times 10^{-4} V_r g \Delta \rho \int_{h_{mín}}^{h_{máx}} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \left(m + \frac{b}{h_{ma}} \right) dh_{ma} \dots\dots\dots (4.9)$$

I.2. Ejemplo de aplicación.

A continuación se presenta el cálculo del comportamiento de la recuperación de aceite en función del tiempo, en yacimientos fracturados; considerando la variación del tamaño de los bloques, efectos gravitacionales y expansiones de los fluidos y los sólidos.

Se consideraron diferentes distribuciones y frecuencias de tamaños de los bloques de matriz de la roca fracturada.

Los datos utilizados en los modelos, para predecir el comportamiento del yacimiento en el ejemplo de aplicación (caso hipotético para ilustrar el procedimiento), son los siguientes:

$$\begin{array}{llll}
 A= 21,000,000 \text{ m}^2 & \Delta\rho= 500 \text{ Kg/m}^3 & g= 9.807 \text{ m/s}^2 & \Phi_i= 0.091 \\
 S_{oi}= 0.667 & k_{oi}= 0.0005 \text{ D} & S_{gi}= 0.05 & S_{wi}= 0.283 \\
 \mu_{oi}= 2.924 \text{ cp} & B_{oi}= 1.308 \text{ m}^3\text{@c.y./m}^3\text{@c.s.} & NB= 10 & k= 0.000667646 \text{ D} \\
 S_{or}= 0.25 & \rho_i= 300 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs} & S_{gc}= 0.05 &
 \end{array}$$

Con estos datos y la siguiente distribución del tamaño de los bloques, se obtuvieron los siguientes gastos de aceite iniciales por segregación gravitacional.

Tabla IV.1. Distribución del tamaño de los bloques, para el ejemplo de aplicación.

1	2	3	4	5	6	7
j	h_j [m]	n_j	f_j	$h_j n_j$ [m]	N_j [10^6 bls@c.s.]	$q_{oi,sg}$ [BPD]
1	0.1	50	0.0124	5.0000	30.6478	361,051.4886
2	0.7556	16	0.0299	12.0896	74.1039	115,536.4764
3	1.4112	14	0.0489	19.7568	121.1005	101,094.4168
4	2.0668	13	0.0665	26.8684	164.6915	93,873.3870
5	2.7224	13	0.0876	35.3912	216.9325	93,873.3870
6	3.378	13	0.1087	43.9140	269.1736	93,873.3870
7	4.0336	13	0.1298	52.4368	321.4146	93,873.3870
8	4.6892	13	0.1509	60.9596	373.6556	93,873.3870
9	5.3448	13	0.1720	69.4824	425.8967	93,873.3870
10	6	13	0.1931	78.0000	478.1058	93,873.3870
	Totales	171	1.0000	403.8988	2,475.7226	1,234,796.0911

Explicación de los datos de la tabla anterior:

- Columna 1: Número del tamaño de los bloques (j).
- Columna 2: Tamaño de los bloques (h_j), [m].
- Columna 3: Número de bloques de cada uno de los tamaños (n_j). Se obtiene fijando la frecuencia (f) y haciendo un ajuste para que se tengan valores enteros de n .
- Columna 4: Frecuencia del tamaño de los bloques (f_j). Se considera una frecuencia creciente del tamaño de los bloques, donde los bloques más grandes (de 6 m) tienen una frecuencia de 15.6 veces ($78/5$) mayor que los bloques más pequeños; esta frecuencia es con respecto al volumen total de cada uno de los tamaños.
- Columna 5: Espesor total de cada uno de los tamaños de los bloques ($h_j n_j$) [m].
- Columna 6: Volumen original de aceite [bls@c.s.] en cada uno de los tamaños de los bloques (N_j) y volumen original total (N).

$$N_j = \frac{6.29 \times A \times h_j \times n_j \times \phi_i \times S_{oi}}{B_{oi}} \dots\dots\dots (4.10)$$

- Columna 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 naturalmente fracturado, por este mecanismo ($q_{oi,sg}$).

El gasto total de aceite producido, se calcula con las ecuaciones básicas y fundamentales de la ingeniería de yacimientos y del gasto por segregación gravitacional, ya que no existe una ecuación que permita obtener directamente el gasto de aceite producido por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado.

Posteriormente se ajusta una curva que represente la caída de presión a través del tiempo, para el yacimiento planteado; para este ejemplo se obtuvo una ecuación de segundo grado para los primeros cinco días y una logarítmica para los siguientes días.

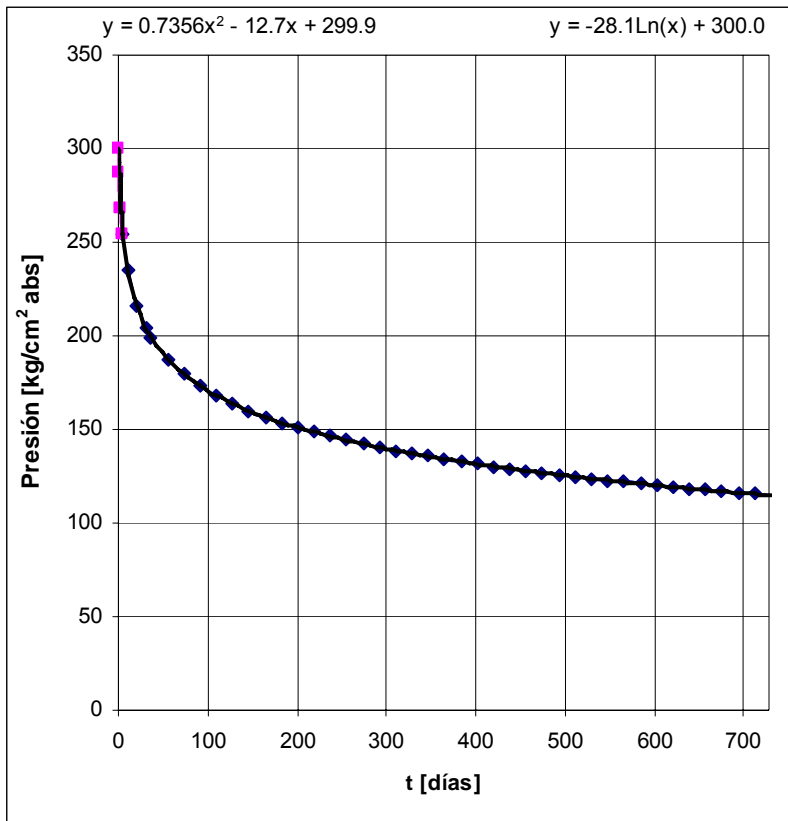


Fig. IV.2. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del ejemplo de aplicación.

Considerando el cambio de la presión con respecto al tiempo, se tomarán en cuenta los cambios de los parámetros como B_o , μ_o , z y R_s , a los cuales se les ajusta una curva, obteniendo una ecuación que represente su comportamiento. B_o y μ_o vs. p , así como k_o vs. S_o , se usan en cualquier forma disponible; para este ejemplo, se emplean las siguientes ecuaciones:

z vs. p

$$\begin{aligned}
 z &= a_0 + a_1p + a_2p^2 \\
 a_0 &= 0.9951 \\
 a_1 &= -0.0008 \\
 a_2 &= 0.000001
 \end{aligned}
 \quad , \text{-----} \quad (4.11)$$

R_s vs. p

$$\begin{aligned}
 R_s &= b_0 + b_1p + b_2p^2 + b_3p^3 + b_4p^4 + b_5p^5 + b_6p^6 \\
 b_0 &= 28.76 \\
 b_1 &= 0.0545 \\
 b_2 &= -0.0006 \\
 b_3 &= 3 \times 10^{-6} \\
 b_4 &= -1 \times 10^{-8} \\
 b_5 &= 2 \times 10^{-11} \\
 b_6 &= -1 \times 10^{-14}
 \end{aligned}
 \quad , \text{-----} \quad (4.12)$$

B_o vs. p

$$\begin{aligned}
 B_o &= c_0 + c_1p + c_2p^2 \\
 c_0 &= 0.898258521 \\
 c_1 &= 0.002410531 \\
 c_2 &= -0.000003485
 \end{aligned}
 \quad , \text{-----} \quad (4.13)$$

μ_o vs. p

$$\begin{aligned}
 \mu_o &= d_0 + d_1p + d_2p^2 \\
 d_0 &= 9.446533693 \\
 d_1 &= -0.038438817 \\
 d_2 &= 0.00005565274825
 \end{aligned}
 \quad , \text{-----} \quad (4.14)$$

k_o vs. S_o

$$k_o = k \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4 \text{-----} (4.15)$$

El factor de volumen del gas se calcula de la siguiente manera:

$$B_g = p_{cs} \frac{T_y}{T_{cs}} \frac{z}{p} \text{-----} (4.16)$$

donde, para este ejemplo $T_y = 600$ °R, $p_{cs} = 1.033227$ Kg/cm² y $T_{cs} = 520$ °R.

Los valores de compresibilidades para este ejemplo son los siguientes:

$$c_o = 35.3 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

$$c_w = 4 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

$$c_f = 6 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

las compresibilidades del aceite, del agua y de la formación se consideran constantes.

Como aproximación, se puede considerar que:

$$c_g = 1/p \text{-----} (4.17)$$

si se conoce la variación de z con p , se emplea la siguiente ecuación:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \text{-----} (4.18)$$

La compresibilidad de los sólidos se calcula de la siguiente forma:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dp} \right) = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{d(V_r - V_p)}{dp} \right) = \frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_p}{dp} \right) = \frac{V_p}{V_s} c_f \text{-----} (4.19)$$

ya que

$$V_r = V_p + V_s, \text{-----} (4.20)$$

y se considera V_r constante; además:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dp} \right), \text{-----} (4.21)$$

$$c_s V_s = c_f V_p = c_s (V_r - V_p), \text{-----} (4.22)$$

$$c_s = \frac{c_f V_p}{V_r - V_p} = \frac{c_f \phi}{1 - \phi}, \text{-----} (4.23)$$

finalmente se divide entre V_r el lado derecho de la Ec. 4.23 y como $\phi = \frac{V_p}{V_r}$, entonces se

llega así a la expresión que está en el lado derecho de esa ecuación. Para este ejemplo se obtuvo que $c_s = 6 \times 10^{-6} [Kg / cm^2]^{-1}$

Una base del método consiste en considerar que el aceite se produce de la parte baja del yacimiento, donde se acumula el aceite segregado; es decir, que actúa libremente la segregación gravitacional.

Utilizando la Ec. 4.2, se calcula $q_{o,sg}$ por bloque, con las condiciones iniciales de presión y saturación de fluidos, así como con el resto de los datos.

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

El volumen de roca para cada tamaño de bloque, se considera constante como ya se estableció; se obtiene con la siguiente ecuación:

$$V_{rj} = A \times h_j \times n_j \text{ .----- (4.24)}$$

Para calcular el volumen inicial de sólidos se tiene:

$$V_{si} = A \times h_j \times n_j \times (1 - \phi_i) \text{ ,----- (4.25)}$$

el volumen de sólidos en el siguiente nivel de tiempo, se calcula con la ecuación:

$$V_s = V_{si}(1 + c_s \Delta p) \text{ ,----- (4.26)}$$

donde la compresibilidad de los sólidos se considera constante.

Por tanto, el volumen de poros varía y se calcula como sigue:

$$V_p = V_r - V_s \text{ .----- (4.27)}$$

El volumen inicial de aceite, @ c.y., es igual a:

$$V_{oi} = V_{pi} \times S_{oi} \text{ ;----- (4.28)}$$

de manera similar se calculan el volumen inicial de gas y el de agua:

$$V_{gi} = V_{pi} \times S_{gi} \text{ ,----- (4.29)}$$

$$V_{wi} = V_{pi} \times S_{wi} \text{ .----- (4.30)}$$

Las expansiones de fluidos y sólidos se calculan a partir de la definición de compresibilidad:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{dV_o}{dp} \right) = \frac{1}{V_{oi}} \left(\frac{E_o}{\Delta p} \right) \text{ ,----- (4.31)}$$

quedando:

$$E_o = V_{oi} c_o \Delta p ; \text{-----} (4.32)$$

de forma similar se hace para el gas, agua y sólidos, quedando de la siguiente manera:

$$E_g = V_{gi} c_g \Delta p , \text{-----} (4.33)$$

$$E_w = V_{wi} c_w \Delta p , \text{-----} (4.34)$$

$$E_s = V_{si} c_s \Delta p . \text{-----} (4.35)$$

El gasto de segregación gravitacional $q_{o,sg}$ de un bloque de altura h_{ma} está dado por la Ec. 4.2; la variación de $q_{o,sg}$ respecto al tiempo está dada por la variación correspondiente de la permeabilidad del aceite, a través de la disminución de la saturación de aceite y su relación con la permeabilidad del mismo, así como de la variación de la viscosidad de aceite y del factor de volumen del aceite con respecto a la presión, donde $(\Delta N_p B_o)_{sg}$ se calcula con la ecuación siguiente:

$$(\Delta N_p B_o)_{sg} = (\bar{q}_{o,sg}) \Delta t , \text{-----} (4.36)$$

siendo $\bar{q}_{o,sg}$ el gasto promedio de aceite por segregación gravitacional, en cada intervalo de tiempo Δt .

Para calcular la producción total de aceite en el intervalo de tiempo correspondiente a la caída de presión, se utiliza la siguiente ecuación:

$$(\Delta N_p B_o)_{tot} = E_o + E_g + E_w + E_s + (\Delta N_p B_o)_{sg} . \text{-----} (4.37)$$

Los índices de empuje se calculan con:

$$I_{E_o} = \frac{E_o}{(\Delta N_p B_o)_{tot}}, \text{-----} (4.38)$$

$$I_{E_g} = \frac{E_g}{(\Delta N_p B_o)_{tot}}, \text{-----} (4.39)$$

$$I_{E_w} = \frac{E_w}{(\Delta N_p B_o)_{tot}}, \text{-----} (4.40)$$

$$I_{E_s} = \frac{E_s}{(\Delta N_p B_o)_{tot}}, \text{-----} (4.41)$$

$$I_{sg} = \frac{(\Delta N_p B_o)_{sg}}{(\Delta N_p B_o)_{tot}}; \text{-----} (4.42)$$

cumpliéndose además la siguiente ecuación:

$$I_{E_o} + I_{E_g} + I_{E_w} + I_{E_s} + I_{sg} = 1. \text{-----} (4.43)$$

Los gastos correspondientes, en [BPD], a cada periodo, @c.s., se calculan de la siguiente forma:

$$q_{o,E_o} = \frac{6.29 \times E_o}{B_o \times \Delta t}, \text{-----} (4.44)$$

$$q_{o,E_g} = \frac{6.29 \times E_g}{B_o \times \Delta t}, \text{-----} (4.45)$$

$$q_{o,E_w} = \frac{6.29 \times E_w}{B_o \times \Delta t}, \text{-----} (4.46)$$

$$q_{o,E_s} = \frac{6.29 \times E_s}{B_o \times \Delta t}. \text{-----} (4.47)$$

El gasto total se calcula con la siguiente expresión:

$$q_{o,tot} = q_{o,E_o} + q_{o,E_g} + q_{o,E_w} + q_{o,E_s} + q_{o,sg}. \text{-----} (4.48)$$

El volumen de gas en el yacimiento, @ c.y., para cada caída de presión, se calcula de la siguiente manera:

$$V_g = V_{gi} + E_g + [N_r R_{si} - (N_r - \Delta N_{p,tot}) R_s] B_g, \text{-----} (4.49)$$

donde se toma en cuenta el volumen del gas que se libera (se supone que no se produce, lo cual equivale a que no se restringe la segregación gravitacional) en cada nivel de presión; cabe mencionar que $\Delta N_{p,tot} = (\Delta N_p B_o)_{tot} / B_o$ y que R_{si} es la relación de solubilidad gas-aceite a la presión inicial; para este ejemplo, $R_{si} = 31 \text{ m}^3/\text{m}^3_o$.

De forma similar se calcula el volumen de agua, suponiendo que no hay producción de este fluido, para cada caída de presión:

$$V_w = V_{wi} + E_w, \text{-----} (4.50)$$

donde la compresibilidad del agua se considera constante.

Aplicando la ecuación siguiente:

$$V_p = V_o + V_g + V_w, \text{-----} (4.51)$$

se calcula el volumen de aceite en la caída de presión correspondiente:

$$V_o = V_p - (V_g + V_w). \text{-----} (4.52)$$

Una vez obtenidos los volúmenes de los fluidos, se procede a calcular las saturaciones, para las distintas caídas de presión:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}, \text{-----} (4.53)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}, \text{-----} (4.54)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \text{-----} (4.55)$$

Se puede utilizar la siguiente ecuación para comprobar los resultados anteriores:

$$S_o + S_g + S_w = 1. \text{-----} (4.56)$$

El ciclo se repite hasta un cierto tiempo de explotación, en este caso 2 años; para los bloques más pequeños, el proceso se termina más pronto, porque contienen menos aceite. En este caso, se alcanza una $S_o = 0.27$ a los 2 años para los bloques de 0.1 m de altura, en tanto que esa saturación se obtiene a un tiempo mayor para los bloques del siguiente tamaño de 2.7224 m, para los cuales se obtiene una $S_o = 0.4218$ a los 2 años y así sucesivamente, para los bloques de 6 m se obtiene una $S_o = 0.4284$ al mismo tiempo de 2 años.

Los resultados para los bloques de 0.1, 2.7224 y 6, [m], se muestran en las Tablas IV.2, IV.3 y IV.4 respectivamente, en tanto que sólo se muestran algunos resultados para ciertos intervalos de tiempo, debido a que las tablas originales son demasiado grandes. En dichas tablas también se muestra la variación de, la presión, las saturaciones de aceite y de gas, la producción total de aceite acumulada, así como los gastos de aceite producidos por expansión del gas y por segregación gravitacional, además del gasto de aceite total; no se muestra la variación de los otros parámetros restantes porque, como ya se dijo con anterioridad, las tablas originales son muy grandes.

Por los resultados obtenidos, se puede concluir que existe una relación entre el volumen de gas disuelto liberado y el volumen de aceite producido por segregación gravitacional, para la justificación del método planteado en este trabajo; se recomienda el estudio de dicha relación en trabajos futuros.

Tabla IV.2. Comportamiento de los bloques de 0.1 m, del ejemplo de aplicación.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	300.000	0.6670	0.0500				
0.003	1.0139	287.600	0.6636	0.0531	629,167.15	87,103.61	361,051.49	620,547.74
0.008	3.0417	268.200	0.6574	0.0587	1,757,573.19	75,619.62	333,054.75	532,233.76
0.014	5.0695	254.387	0.6522	0.0635	2,737,952.17	61,896.39	309,765.83	458,667.60
0.028	10.139	234.910	0.6425	0.0726	4,728,824.44	37,316.80	273,174.95	351,519.27
0.056	20.278	215.432	0.6284	0.0862	7,907,413.46	24,092.25	233,974.19	277,948.49
0.083	30.417	204.039	0.6168	0.0975	10,587,387.86	19,264.21	208,938.98	241,267.72
0.1	36.5	198.915	0.6105	0.1037	12,044,921.98	17,563.37	197,054.73	225,433.39
0.15	54.75	187.522	0.5933	0.1205	15,942,032.10	14,564.59	169,151.48	190,807.38
0.2	73	179.438	0.5780	0.1356	19,311,040.15	12,946.53	148,201.82	166,389.62
0.25	91.25	173.168	0.5639	0.1495	22,286,711.94	11,913.11	131,445.32	147,494.18
0.3	109.5	168.044	0.5507	0.1625	24,949,170.78	11,185.29	117,561.43	132,147.87
0.35	127.75	163.713	0.5384	0.1747	27,352,675.29	10,638.86	105,792.93	119,309.81
0.4	146	159.961	0.5266	0.1864	29,536,848.31	10,209.76	95,655.73	108,352.29
0.45	164.25	156.651	0.5154	0.1975	31,532,067.50	9,861.48	86,817.23	98,862.11
0.5	182.5	153.690	0.5047	0.2081	33,362,423.05	9,571.59	79,037.17	90,550.13
0.55	200.75	151.012	0.4944	0.2183	35,047,499.42	9,325.53	72,135.43	83,204.86
0.6	219	148.567	0.4845	0.2282	36,603,524.64	9,113.38	65,973.16	76,666.35
0.65	237.25	146.318	0.4749	0.2377	38,044,151.43	8,928.16	60,440.89	70,810.37
0.7	255.5	144.235	0.4655	0.2470	39,381,009.82	8,764.78	55,450.77	65,538.49
0.75	273.75	142.297	0.4565	0.2560	40,624,111.10	8,619.43	50,931.26	60,771.31
0.8	292	140.483	0.4476	0.2648	41,782,150.76	8,489.20	46,823.38	56,443.89
0.85	310.25	138.780	0.4390	0.2734	42,862,740.71	8,371.84	43,077.96	52,502.49
0.9	328.5	137.173	0.4305	0.2818	43,872,590.49	8,265.55	39,653.63	48,902.16
0.95	346.75	135.654	0.4223	0.2900	44,817,650.83	8,168.87	36,515.33	45,604.94
1	365	134.213	0.4142	0.2981	45,703,228.89	8,080.63	33,633.07	42,578.54
1.05	383.25	132.842	0.4062	0.3060	46,534,081.80	7,999.84	30,981.07	39,795.29
1.1	401.5	131.535	0.3983	0.3138	47,314,493.39	7,925.70	28,537.03	37,231.30
1.15	419.75	130.286	0.3906	0.3215	48,048,337.55	7,857.49	26,281.51	34,865.84
1.2	438	129.090	0.3830	0.3291	48,739,131.14	7,794.65	24,197.54	32,680.82
1.25	456.25	127.943	0.3754	0.3366	49,390,078.33	7,736.65	22,270.16	30,660.36
1.3	474.5	126.840	0.3680	0.3440	50,004,107.99	7,683.06	20,486.19	28,790.46
1.35	492.75	125.780	0.3606	0.3514	50,583,905.54	7,633.49	18,833.90	27,058.69
1.4	511	124.758	0.3534	0.3586	51,131,940.02	7,587.60	17,302.85	25,454.02
1.45	529.25	123.772	0.3461	0.3658	51,650,487.38	7,545.09	15,883.70	23,966.57
1.5	547.5	122.819	0.3390	0.3729	52,141,650.43	7,505.69	14,568.05	22,587.47
1.55	565.75	121.898	0.3319	0.3800	52,607,376.20	7,469.17	13,348.32	21,308.74
1.6	584	121.006	0.3248	0.3870	53,049,470.89	7,435.29	12,217.63	20,123.13
1.65	602.25	120.141	0.3178	0.3940	53,469,612.94	7,403.88	11,169.75	19,024.07
1.7	620.5	119.302	0.3109	0.4009	53,869,364.45	7,374.73	10,198.97	18,005.57
1.75	638.75	118.488	0.3040	0.4078	54,250,181.09	7,347.70	9,300.08	17,062.14
1.8	657	117.696	0.2971	0.4147	54,613,420.98	7,322.63	8,468.26	16,188.73
1.85	675.25	116.926	0.2903	0.4215	54,960,352.32	7,299.37	7,699.10	15,380.69
1.9	693.5	116.177	0.2835	0.4282	55,292,160.31	7,277.81	6,988.49	14,633.73
1.95	711.75	115.447	0.2768	0.4350	55,609,953.13	7,257.80	6,332.62	13,943.84
2	730	114.735	0.2700	0.4417	55,914,767.42	7,239.26	5,727.94	13,307.30

Tabla IV.3. Comportamiento de los bloques de 2.7224 m, del ejemplo de aplicación.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	300.0000	0.6670	0.0500				
0.003	1.0139	287.6000	0.6642	0.0524	1,957,466.88	616,540.23	93,873.39	1,930,650.15
0.008	3.0417	268.2000	0.6590	0.0570	5,294,136.47	568,375.26	87,171.86	1,531,243.72
0.014	5.0695	254.387	0.6549	0.0608	7,875,518.04	461,117.25	81,587.60	1,160,073.12
0.028	10.139	234.910	0.6480	0.0671	11,977,564.40	269,880.34	73,211.44	635,174.30
0.056	20.278	215.432	0.6397	0.0749	16,850,404.87	163,976.92	65,093.20	371,615.52
0.083	30.417	204.039	0.6339	0.0804	20,207,564.18	124,366.99	60,389.28	279,095.67
0.1	36.5	198.915	0.6310	0.0831	21,874,833.45	110,236.85	58,272.65	246,941.15
0.15	54.75	187.522	0.6238	0.0900	26,015,389.37	85,080.35	53,531.37	190,688.37
0.2	73	179.438	0.6178	0.0958	29,390,334.87	71,426.87	50,103.85	160,491.46
0.25	91.25	173.168	0.6124	0.1010	32,311,948.59	62,749.60	47,377.43	141,230.82
0.3	109.5	168.044	0.6074	0.1058	34,927,541.47	56,719.56	45,082.45	127,669.23
0.35	127.75	163.713	0.6028	0.1104	37,319,483.75	52,283.33	43,076.57	117,484.93
0.4	146	159.961	0.5982	0.1148	39,538,973.21	48,889.89	41,275.74	109,481.29
0.45	164.25	156.651	0.5938	0.1191	41,620,232.89	46,220.88	39,626.46	102,974.97
0.5	182.5	153.690	0.5894	0.1234	43,587,390.92	44,078.52	38,092.74	97,545.57
0.55	200.75	151.012	0.5850	0.1277	45,458,167.28	42,332.92	36,649.40	92,919.31
0.6	219	148.567	0.5806	0.1321	47,246,004.31	40,894.93	35,278.31	88,909.86
0.65	237.25	146.318	0.5762	0.1364	48,961,372.82	39,701.16	33,966.10	85,385.72
0.7	255.5	144.235	0.5717	0.1408	50,612,611.51	38,705.14	32,702.78	82,251.36
0.75	273.75	142.297	0.5672	0.1453	52,206,488.02	37,871.98	31,480.78	79,435.67
0.8	292	140.483	0.5626	0.1499	53,748,586.33	37,174.87	30,294.36	76,884.65
0.85	310.25	138.780	0.5579	0.1545	55,243,581.75	36,592.85	29,139.13	74,556.52
0.9	328.5	137.173	0.5531	0.1592	56,695,440.81	36,109.26	28,011.80	72,418.54
0.95	346.75	135.654	0.5482	0.1641	58,107,569.67	35,710.63	26,909.86	70,444.69
1	365	134.213	0.5433	0.1690	59,482,926.15	35,385.97	25,831.50	68,614.07
1.05	383.25	132.842	0.5382	0.1740	60,824,105.73	35,126.17	24,775.40	66,909.76
1.1	401.5	131.535	0.5330	0.1791	62,133,408.47	34,923.60	23,740.68	65,317.91
1.15	419.75	130.286	0.5278	0.1844	63,412,891.63	34,771.84	22,726.78	63,827.13
1.2	438	129.090	0.5224	0.1897	64,664,411.63	34,665.38	21,733.42	62,427.97
1.25	456.25	127.943	0.5169	0.1952	65,889,657.54	34,599.51	20,760.54	61,112.56
1.3	474.5	126.840	0.5113	0.2007	67,090,178.34	34,570.12	19,808.23	59,874.29
1.35	492.75	125.780	0.5056	0.2064	68,267,404.98	34,573.64	18,876.73	58,707.61
1.4	511	124.758	0.4998	0.2122	69,422,668.40	34,606.91	17,966.38	57,607.80
1.45	529.25	123.772	0.4938	0.2181	70,557,214.40	34,667.14	17,077.57	56,570.83
1.5	547.5	122.819	0.4878	0.2241	71,672,215.77	34,751.84	16,210.77	55,593.25
1.55	565.75	121.898	0.4816	0.2303	72,768,782.33	34,858.78	15,366.45	54,672.08
1.6	584	121.006	0.4754	0.2365	73,847,969.14	34,985.94	14,545.11	53,804.71
1.65	602.25	120.141	0.4690	0.2428	74,910,783.33	35,131.50	13,747.23	52,988.86
1.7	620.5	119.302	0.4626	0.2492	75,958,189.55	35,293.79	12,973.27	52,222.50
1.75	638.75	118.488	0.4560	0.2558	76,991,114.54	35,471.28	12,223.69	51,503.79
1.8	657	117.696	0.4494	0.2624	78,010,450.75	35,662.56	11,498.86	50,831.08
1.85	675.25	116.926	0.4426	0.2691	79,017,059.23	35,866.35	10,799.14	50,202.83
1.9	693.5	116.177	0.4358	0.2760	80,011,771.96	36,081.42	10,124.83	49,617.60
1.95	711.75	115.447	0.4288	0.2829	80,995,393.57	36,306.67	9,476.14	49,074.04
2	730	114.735	0.4218	0.2899	81,968,702.74	36,541.04	8,853.24	48,570.85

Tabla IV.4. Comportamiento de los bloques de 6 m, del ejemplo de aplicación.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	300.0000	0.6670	0.0500				
0.003	1.0139	287.6000	0.6641	0.0526	4,303,244.65	1,461,092.75	93,873.39	4,244,291.45
0.008	3.0417	268.2000	0.6589	0.0572	11,445,853.12	1,255,780.11	87,099.97	3,272,556.01
0.014	5.0695	254.387	0.6548	0.0609	16,934,953.13	1,018,328.12	81,528.30	2,460,308.60
0.028	10.139	234.910	0.6480	0.0672	25,508,786.56	595,386.05	73,182.04	1,312,250.52
0.056	20.278	215.432	0.6398	0.0748	35,398,035.84	361,101.52	65,117.72	740,402.85
0.083	30.417	204.039	0.6341	0.0802	42,013,098.69	273,435.29	60,462.75	541,864.03
0.1	36.5	198.915	0.6313	0.0828	45,239,448.29	242,150.26	58,373.81	473,439.23
0.15	54.75	187.522	0.6243	0.0895	53,093,650.62	186,424.49	53,709.98	354,980.26
0.2	73	179.438	0.6185	0.0950	59,344,456.26	156,154.63	50,353.32	292,455.24
0.25	91.25	173.168	0.6134	0.1000	64,660,879.30	136,901.11	47,692.44	253,229.65
0.3	109.5	168.044	0.6087	0.1045	69,356,404.02	123,510.33	45,458.35	226,067.13
0.35	127.75	163.713	0.6043	0.1088	73,605,324.75	113,650.86	43,509.13	206,013.30
0.4	146	159.961	0.6000	0.1130	77,515,450.74	106,102.92	41,760.98	190,527.27
0.45	164.25	156.651	0.5958	0.1171	81,158,548.12	100,161.63	40,160.54	178,164.59
0.5	182.5	153.690	0.5916	0.1212	84,585,033.89	95,389.04	38,671.95	168,040.14
0.55	200.75	151.012	0.5875	0.1253	87,831,820.70	91,497.46	37,270.09	159,579.62
0.6	219	148.567	0.5833	0.1294	90,926,834.03	88,289.41	35,936.89	152,393.27
0.65	237.25	146.318	0.5791	0.1335	93,891,771.56	85,624.43	34,659.02	146,206.71
0.7	255.5	144.235	0.5748	0.1377	96,743,870.73	83,399.56	33,426.52	140,820.97
0.75	273.75	142.297	0.5705	0.1420	99,497,086.09	81,537.46	32,231.87	136,088.04
0.8	292	140.483	0.5661	0.1463	102,162,899.60	79,978.71	31,069.35	131,895.51
0.85	310.25	138.780	0.5617	0.1507	104,750,894.09	78,676.83	29,934.64	128,156.38
0.9	328.5	137.173	0.5571	0.1553	107,269,168.84	77,594.86	28,824.48	124,802.30
0.95	346.75	135.654	0.5524	0.1599	109,724,647.16	76,702.94	27,736.45	121,778.79
1	365	134.213	0.5476	0.1646	112,123,308.15	75,976.65	26,668.78	119,041.93
1.05	383.25	132.842	0.5428	0.1695	114,470,364.13	75,395.77	25,620.26	116,555.90
1.1	401.5	131.535	0.5378	0.1744	116,770,398.49	74,943.40	24,590.08	114,291.24
1.15	419.75	130.286	0.5327	0.1795	119,027,474.02	74,605.22	23,577.79	112,223.49
1.2	438	129.090	0.5274	0.1847	121,245,219.08	74,369.01	22,583.24	110,332.18
1.25	456.25	127.943	0.5221	0.1900	123,426,896.77	74,224.28	21,606.46	108,600.08
1.3	474.5	126.840	0.5166	0.1954	125,575,460.91	74,161.89	20,647.69	107,012.55
1.35	492.75	125.780	0.5111	0.2009	127,693,601.77	74,173.87	19,707.31	105,557.11
1.4	511	124.758	0.5054	0.2066	129,783,783.56	74,253.19	18,785.80	104,223.03
1.45	529.25	123.772	0.4996	0.2124	131,848,275.46	74,393.62	17,883.70	103,001.02
1.5	547.5	122.819	0.4936	0.2183	133,889,177.28	74,589.59	17,001.65	101,883.02
1.55	565.75	121.898	0.4876	0.2243	135,908,440.89	74,836.11	16,140.27	100,861.97
1.6	584	121.006	0.4815	0.2304	137,907,888.09	75,128.66	15,300.23	99,931.62
1.65	602.25	120.141	0.4752	0.2367	139,889,225.58	75,463.15	14,482.17	99,086.46
1.7	620.5	119.302	0.4688	0.2430	141,854,057.51	75,835.83	13,686.74	98,321.54
1.75	638.75	118.488	0.4623	0.2495	143,803,895.99	76,243.27	12,914.53	97,632.42
1.8	657	117.696	0.4558	0.2560	145,740,169.89	76,682.31	12,166.11	97,015.05
1.85	675.25	116.926	0.4491	0.2627	147,664,232.29	77,150.02	11,442.00	96,465.73
1.9	693.5	116.177	0.4423	0.2694	149,577,366.61	77,643.68	10,742.63	95,981.04
1.95	711.75	115.447	0.4354	0.2763	151,480,791.80	78,160.74	10,068.40	95,557.82
2	730	114.735	0.4284	0.2833	153,375,666.62	78,698.84	9,419.62	95,193.07

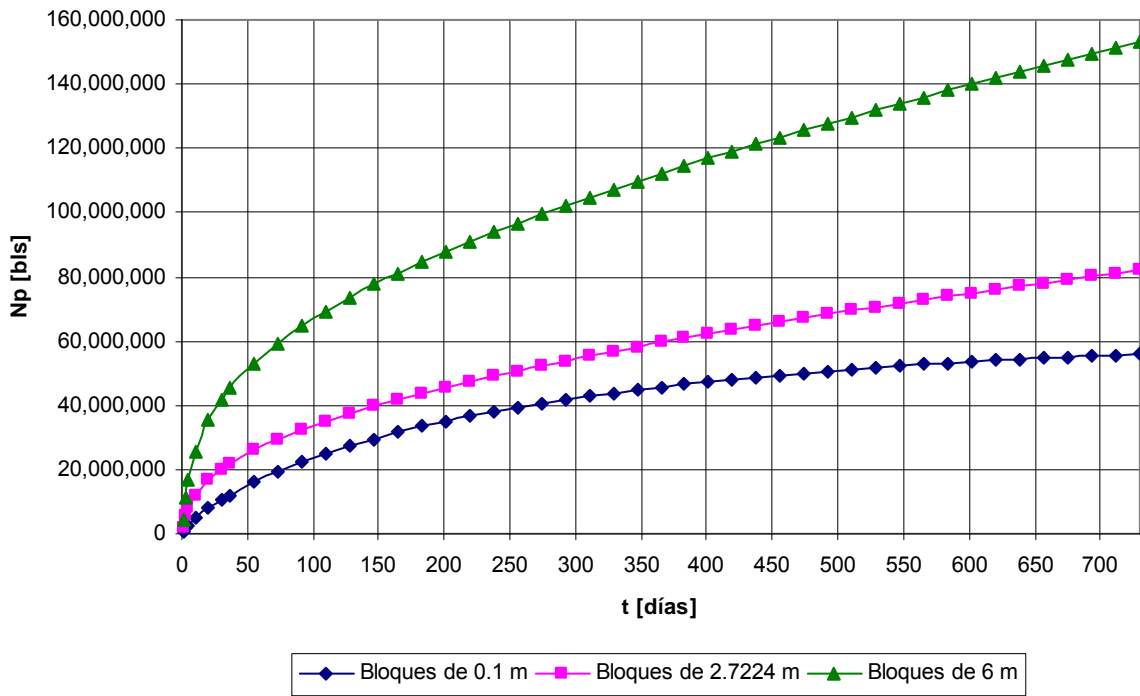


Fig. IV.3. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del ejemplo de aplicación.

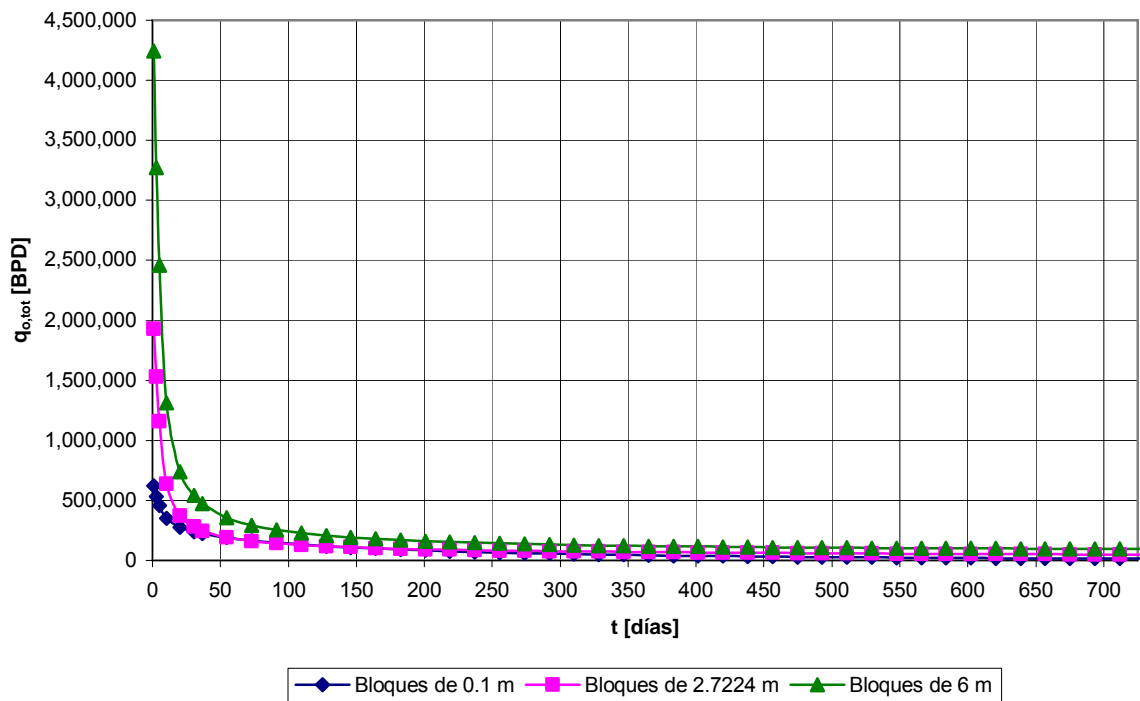


Fig. IV.4. Comportamiento del gasto de aceite total, del ejemplo de aplicación.

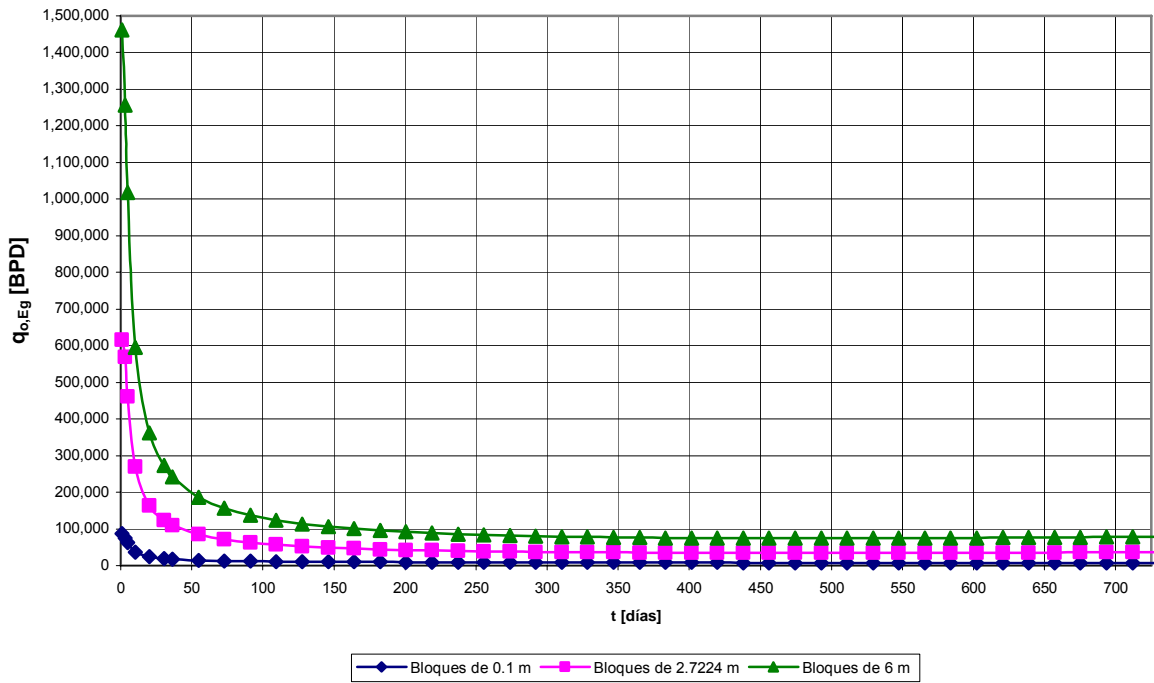


Fig. IV.5. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del ejemplo de aplicación.

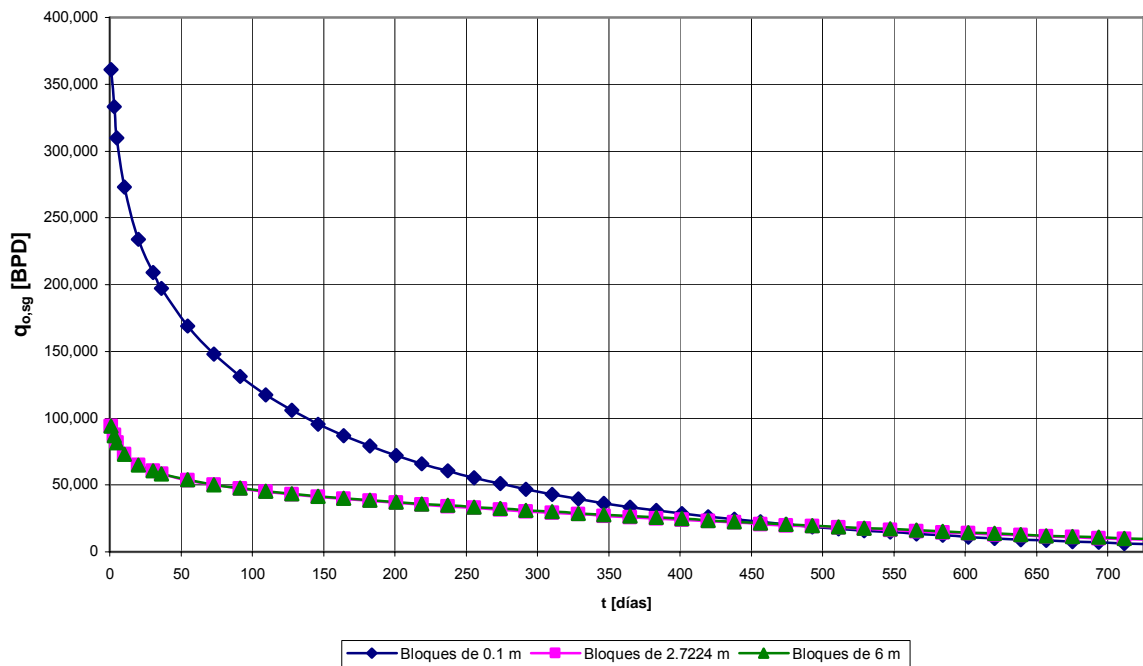


Fig. IV.6. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del ejemplo de aplicación.

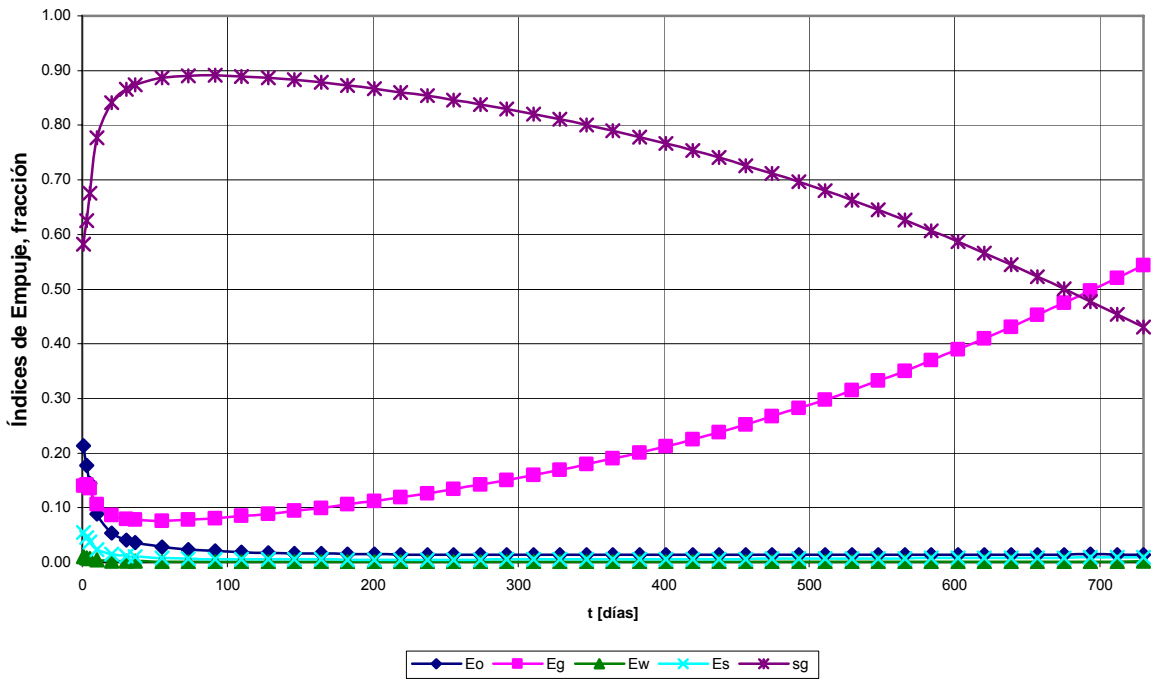


Fig. IV.7. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 0.1 m, del ejemplo de aplicación.

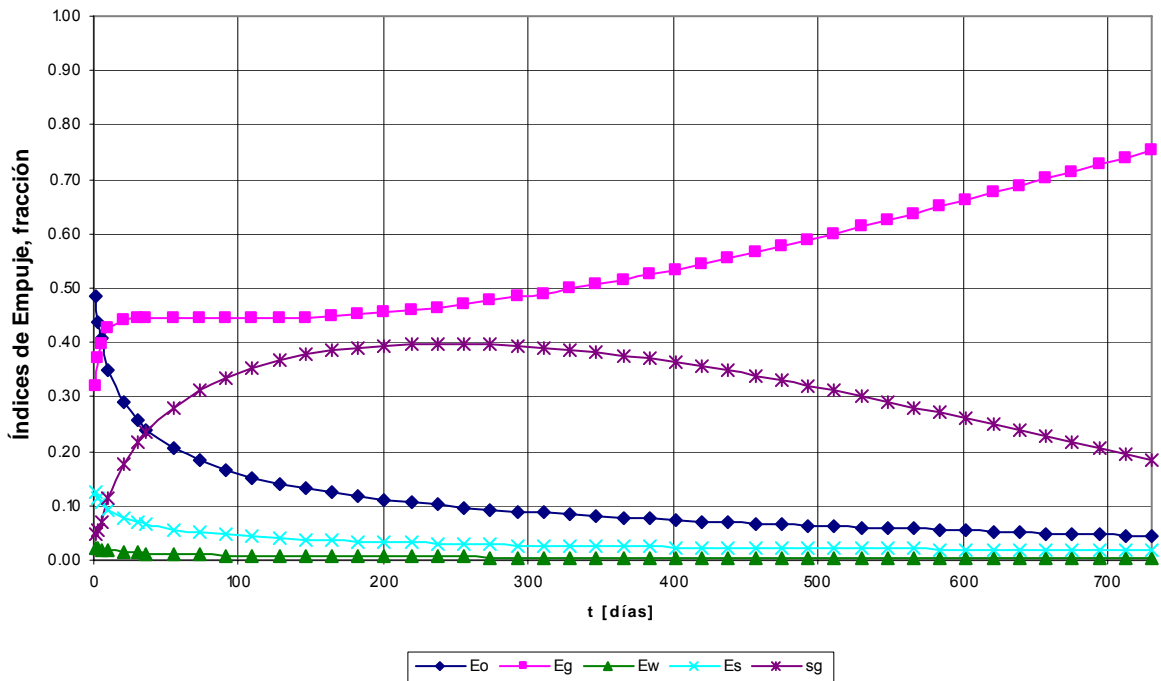


Fig. IV.8. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 2.7224 m, del ejemplo de aplicación.

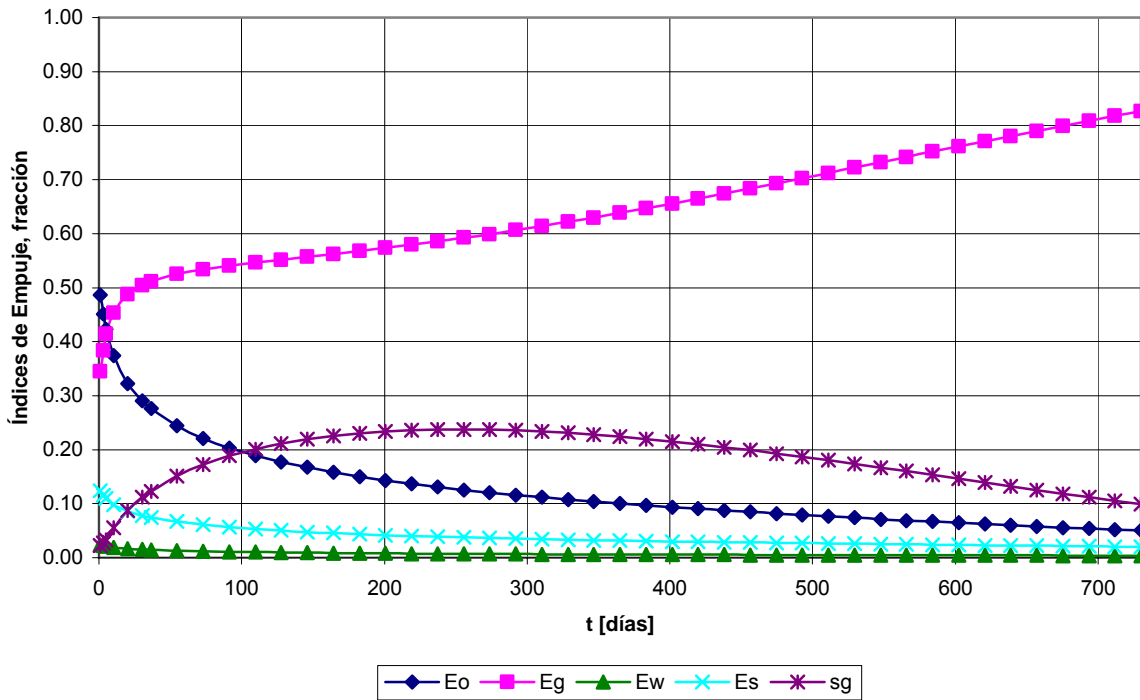


Fig. IV.9. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 6 m, del ejemplo de aplicación.

En la Fig. IV.3, se presenta el comportamiento de las producciones acumuladas de aceite de los bloques de alturas 0.1, 2.7224 y 6, [m], las cuales son de 55,914,767.42, 81,968,702.74 y 153,375,666.62, [bls], respectivamente, para un tiempo de 2 años.

El comportamiento del gasto total de aceite de los bloques de alturas 0.1, 2.7224 y 6, [m], se presenta en la Fig. IV.4, se observa que los gastos caen drásticamente, pasando de 620,547.74 a 13,307.3, [BPD], en los bloques pequeños, de 1,930,650.15 a 48,570.85, [BPD], en los bloques intermedios y de 4,244,291.45 a 95,193.07, [BPD], en los bloques grandes.

En la Fig. IV.5, se presenta el comportamiento del gasto de aceite producido por la expansión del gas, de los bloques de alturas 0.1, 2.7224 y 6, [m], se observa que los gastos caen drásticamente, de manera similar a lo ocurrido con los gastos totales, debido a que la expansión del gas es el mecanismo de empuje predominante a través del tiempo, como se analizará en las Figs. IV. 8 y IV. 9.

Se puede observar en la Fig. IV.6, que el gasto inicial de aceite de los bloques más pequeños por efectos gravitacionales es mucho mayor que el de los bloques más grandes, aún cuando el volumen original de los primeros sea mucho menor que el correspondiente a los bloques más grandes, lo cual se debe a que se tiene casi cuatro veces el número de los bloques más pequeños con respecto a los bloques más grandes (50 y 13 respectivamente), recordando además que el gasto de cada bloque por segregación gravitacional no depende de su altura. La rapidez de declinación del gasto es mucho mayor en los bloques más pequeños; el comportamiento del resto de los tamaños de los bloques es intermedio a los que se ha descrito.

En la Fig. IV.7, se observa que para los bloques de 0.1 m, el mecanismo predominante al principio es la segregación gravitacional, debido a que ésta predomina cuando los bloques son pequeños, pero posteriormente este efecto disminuye, además se combina con el aumento del empuje por la expansión del gas, por lo que a 2 años el empuje por la expansión del gas supera a los efectos gravitacionales. Por otra parte, el efecto de los mecanismos de expansión del aceite, del agua y de los sólidos es muy pequeño.

Para los bloques de 2.7224 m, por un período muy corto, predomina la expansión del aceite, como se puede ver en la Fig. IV.8, debido a que la caída de presión es muy grande al inicio; posteriormente predomina el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, aunque a los 200 días aproximadamente, los efectos gravitacionales son importantes, sin que estos lleguen a superar a los de la expansión del gas.

En la Fig. IV.9, para los bloques de 6 m, se aprecia algo similar a lo ocurrido en la Fig IV.8, pero los efectos gravitacionales son menores que para los bloques de 2.7224 m.

V. CASO CHICONTEPEC

V.1. Antecedentes.

La importancia del Paleocanal de Chicontepec está directamente relacionada con el gran volumen de hidrocarburos contenidos en sus yacimientos. Se han evaluado reservas (3P) a recuperar de 17,836 MMbpce, de las cuales 67% es aceite y 33% es gas⁴¹.

Se estima que el Paleocanal de Chicontepec contiene un volumen original de 147,343 MMbls de petróleo crudo y 35,000 MMMpc de gas asociado⁴², distribuidos en yacimientos del Paleoceno Tardío y del Eoceno. La producción actual de aceite es de 26.3 MBPD y la de gas, de 27.1 MMPCD⁴². La producción acumulada de aceite al cierre de Febrero del 2006 es de 132.9 MMbls y la de gas es de 229.7 MMMpc³⁶.

Se han perforado 1,178 pozos, 93 exploratorios y 1,085 de desarrollo³⁶, de los cuales 536 se encuentran en operación. La producción inicial por pozo varía de 350 a 400 BPD y decrece rápidamente⁴³.

El tipo de empuje predominante en los yacimientos de Chicontepec es el de expansión por gas disuelto liberado, aunque también actúan los mecanismos de expansión del aceite, del agua y de los sólidos, así como la segregación gravitacional en los pozos fracturados⁶; la porosidad de los yacimientos se encuentra en el rango de 5 a 14%, la saturación de hidrocarburos de 50 a 60%, el espesor varía de 50 a 550 m, la permeabilidad está en el orden de 0.01 a 10 mD, las presiones iniciales se encuentran en el orden de 80 a 360 Kg/cm² abs, la presión de burbuja va de 50 a 330 Kg/cm² abs, posee una baja presión de fondo muy cercana a la de saturación; por último la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento está entre 0.5 y 17 cp³⁶.

Se requiere realizar una inversión de 415,000 MM\$ en un lapso de 40 años. Las reservas de Chicontepec, representan el 42% del total de México, hasta la actualidad⁴².

Para su estudio, el Paleocanal de Chicontepec se divide en 42 campos:

Tabla V.1. Campos de Chicontepec.

1) Agua Fría.	2) Cosmos.	3) Miahuapan.	4) Sabana.
5) Agua Nacida.	6) Coyol.	7) Miquetla.	8) Sitio.
9) Ahuatepec.	10) Coyotes.	11) Montería	12) Soledad Norte.
13) Alabastros.	14) Coyula.	15) Olivino.	16) Soledad.
17) Amatitlán.	18) Dorado.	19) Palo Blanco.	20) Tablón.
21) Aragón.	22) Escobal.	23) Pastoria.	24) Tajín.
25) Bornita.	26) Furbero.	27) Polar.	28) Tenexcuintla.
29) Cacahuatengo.	30) Gallo.	31) Pres. Alemán.	32) Tlacolula.
33) Camaitlán.	34) Horcones.	35) Profeta.	36) Tzapotempa.
37) Coapechaca.	38) Humapa.	39) Remolino.	40) Vinazco.
41) Corralillo.	42) Japeto.		



Fig. V.1. Campos de Chicontepec².

El Paleocanal de Chicontepec, de acuerdo a la presencia de hidrocarburos, se divide en 5 áreas prioritarias, las cuales son las siguientes:

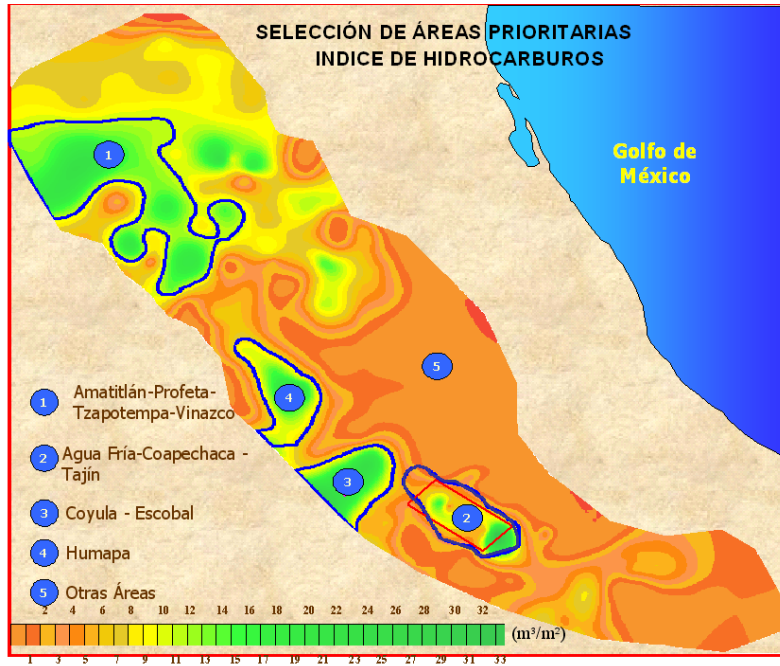


Fig. V.2. Áreas de Chicontepec⁴⁴.

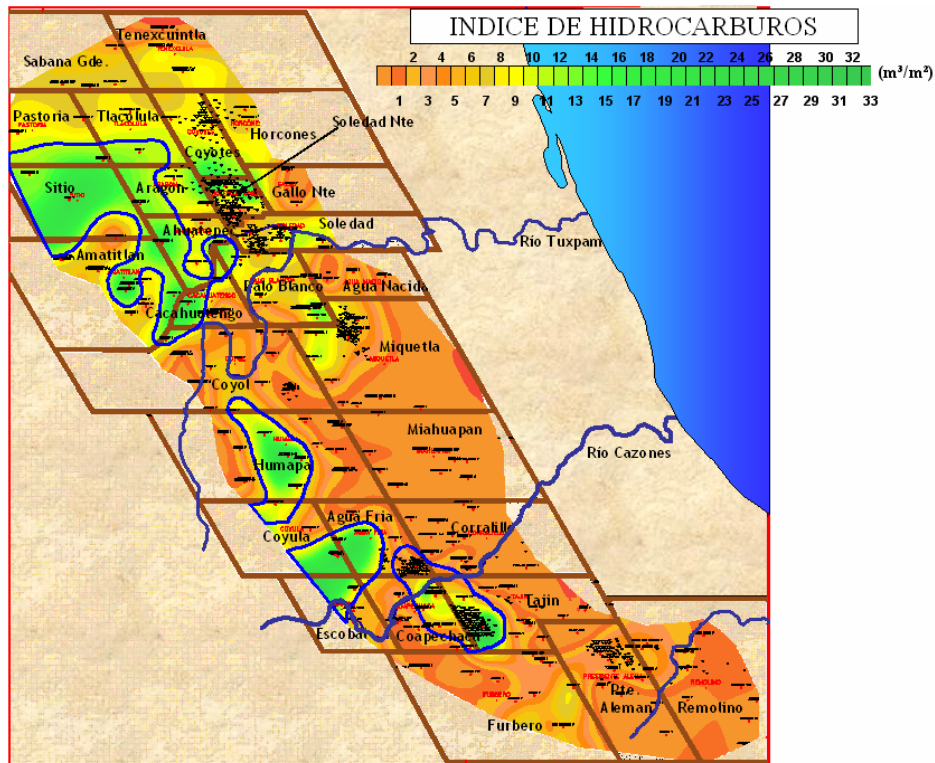
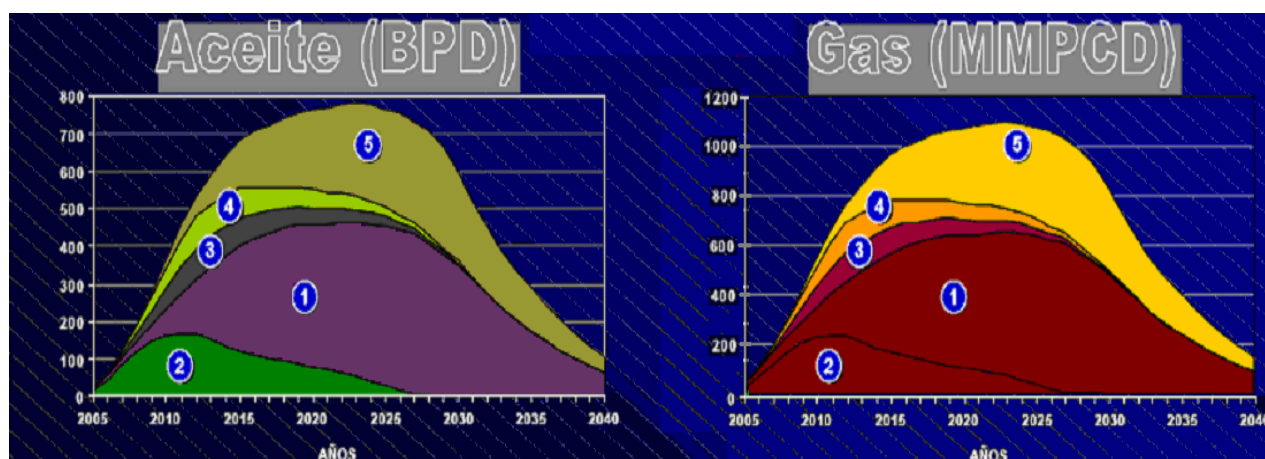


Fig. V.3. Índice de hidrocarburos de Chicontepec⁴⁴.

Tabla V.2. Áreas de Chicontepepec.

Áreas ⁴⁴	Calidad del Aceite (°API)
1. Agua Fría-Coapechaca-Tajín	26
2. Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco	>40
3. Coyula-Japeto	25-30
4. Humapa-Bornita	26-33
5. Área 5	19-39

**Fig. V.4. Producción de las diferentes áreas de Chicontepepec⁴⁴.**

Durante la caracterización y certificación de las reservas del Paleocanal de Chicontepepec, se identificó una zona que presenta atractivas condiciones de desarrollo y explotación, y queda comprendida por los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, localizados en la parte Centro-Sur del Paleocanal.

Tabla V.3. Situación de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

CAMPO	AREA DESARROLLADA (Km ²)	N° POZOS	PRODUCCIÓN ACEBTE (BPD)	RGA (m ³ /m ³)	Fw (%)	Np 1°-Ene-01 (MMBLS)	MAX. PROD. ACEBTE (BPD)
AGUA FRÍA	10.6	77	2519	645	9.8	19.36	7730 (ene-93)
TAJIN	16.7	109	1747	380	16	16.4	4220 (mar-92)
COAPECHACA	1.1	8	76	163	0	0.84	128 (ago-74)

Características de los principales campos del Paleocanal de Chicontepec: Agua Fría, Coapechaca y Tajín⁴⁵:

- Yacimiento estratificado de características petrofísicas variables.
- Yacimiento volumétrico, con empuje por gas disuelto liberado, con declinación exponencial.
- Bajo factor de recuperación final: menor al 7%.
- Presión de yacimiento muy cercana a la presión de burbujeo.
- Yacimiento de baja permeabilidad.
- Posible cierre de fracturas hidráulicas.
- Limitado arealmente.
- Empuje por gas disuelto liberado (RGA aumenta y presión disminuye).
- Trampas estratigráficas formadas por abanicos submarinos.
- El yacimiento requiere energía adicional para mantener la presión e incrementar la recuperación final.

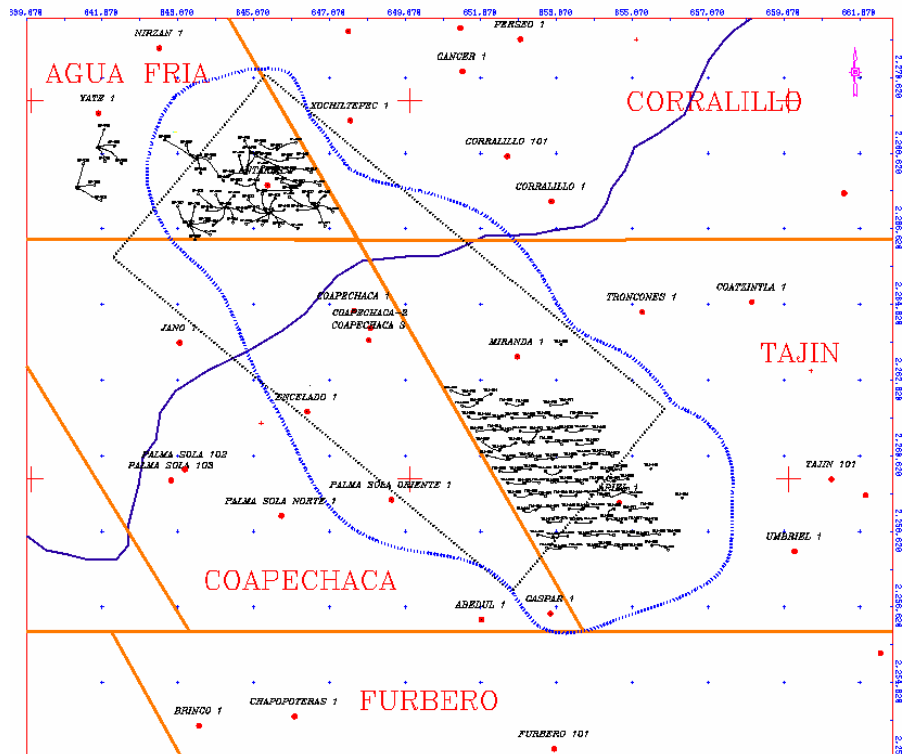


Fig. V.5. Esquema de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

V.2.Ubicación geográfica.

El Paleocanal de Chicontepec se encuentra localizado en la porción Centro-Este de la República Mexicana, al Sur de la Región Norte de PEMEX, al Occidente de las ciudades de Poza Rica (a 5 Km) y Tuxpan, del estado de Veracruz, a 250 Km al Noroeste de la Ciudad de México³⁶.

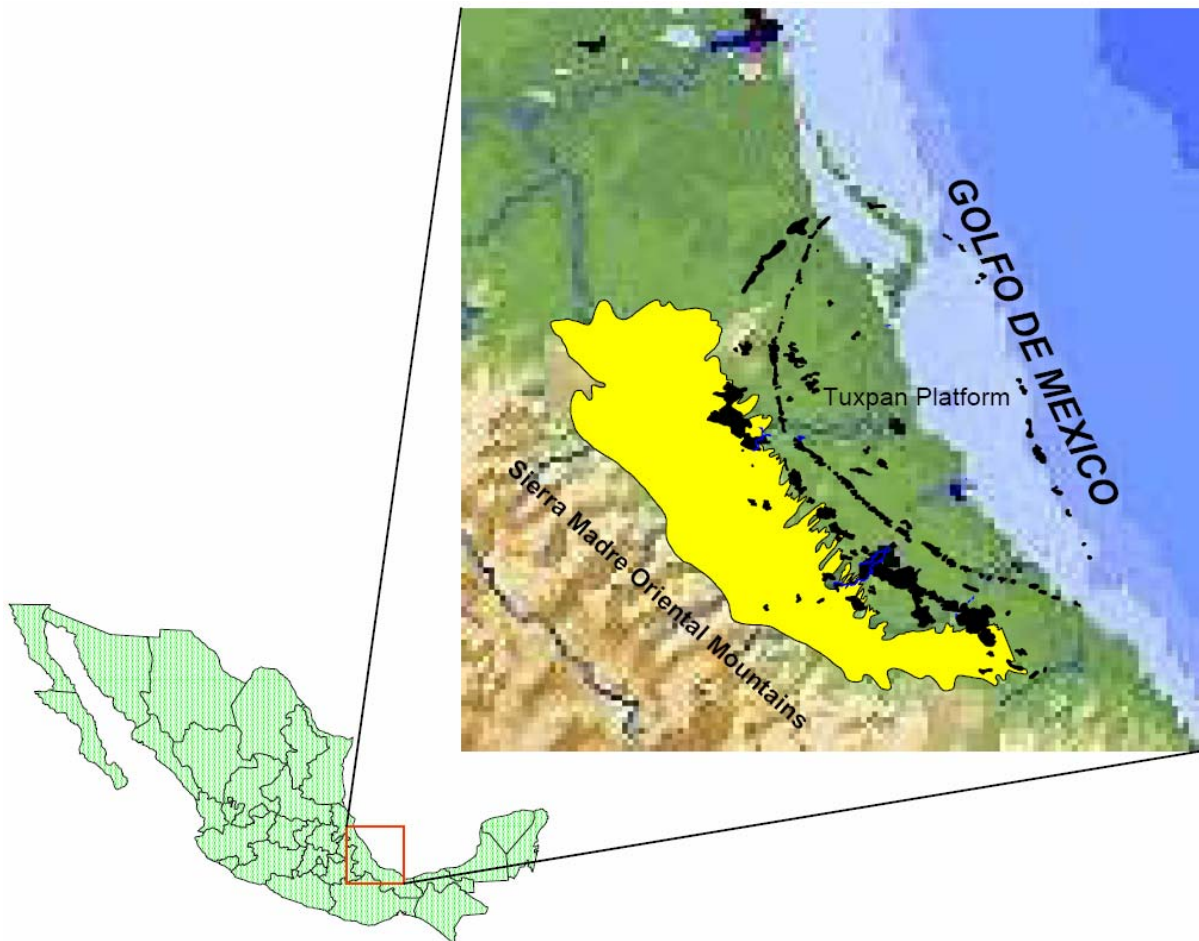


Fig. V.6. Ubicación de Chicontepec (PEMEX)².

Tiene una superficie de 3,815 Km², con una longitud de poco más de 125 Km y un ancho variable de 15 a 25 Km; tiene una orientación NW-SE. Se encuentra bordeando las porciones Sur y Sur Occidental del atolón de la Faja de Oro³⁶.

Un 75% de la superficie queda ubicada en el Norte del estado de Veracruz y el 25% restante, en el Este de Puebla. Abarca 2 Estados, 12 Municipios, 2,226 Localidades⁴². La altura del terreno varía entre 25 y 350 m sobre el nivel del mar. Chicontepec se localiza en las colinas de la Sierra Madre Oriental, en el Noreste de México.



Fig. V.7. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec⁴².

V.3.Historia.

La presencia de hidrocarburos en el Paleocanal de Chicontepec fue descubierta en 1926. Se inició la perforación en 1931, con el desarrollo del Campo Poza Rica en la porción Sureste de la cuenca. En Julio de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec.

Unos pequeños campos de areniscas de Chicontepec fueron puestos a producción a finales de los 1940's y en los 1950's, en el área de Presidente Alemán. Entre los años 1952 y 1970 se intervinieron pozos con objetivo Chicontepec, que no eran de alta productividad, pero eran pozos someros y de bajo costo³⁶.

Tabla V.4. Datos históricos de algunos de los campos de Chicontepec¹.

Campo**	Inicio de explotación	Pozos	Producción acumulada [Mbls]	Prod. acumulada por pozo [Bls/pozo]
Pres. Alemán	Julio 1952	100	17,460	174,600
Miquetla	Mayo 1972	85	8,968	105,506
Soledad	Junio 1972	83	11,306	136,217
Soledad Norte	Diciembre 1973	259	18,860	72,819
Aragón	Febrero 1975	14	465	33,214
Coyotes	Diciembre 1973	77	4,943	64,194
Horcones	Marzo 1977	16	1,504	94,000
Tajín	Enero 1978	119	13,462	113,126
Agua Fría	Enero 1988	76	15,784	207,648
Escobal	Marzo 1992	17	1,344	79,059
Otros	-	99	7,200	72,227
Total	-	945	101,296	107,191

** Campos parcialmente desarrollados hasta Julio de 1998.

La explotación comercial se inicia en el año de 1970, con la perforación de 6 pozos en el Campo Presidente Alemán. En 1971 se aplica la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante, incrementando la producción de los pozos. De 1976 a 1980 se ejecutó un programa intensivo de perforación de desarrollo, perforando alrededor de 300 pozos (todos productores). Esto levantó la producción diaria del campo, de niveles de menos de 1,000 BPD a más de 12,000 BPD. Fue durante este tiempo que PEMEX anunció que los campos pequeños eran sólo pequeñas fracciones de un solo campo gigante³⁶.



Fig. V.8. Producción histórica de aceite de Chicontepec².

En 1977 se aplicó la técnica de perforación direccional, debido a los problemas de afectación de terrenos, en el Campo Tajín, perforando 3 pozos por plataforma, con una separación de 3 m. Se han perforado más de 1,000 pozos en Chicontepec, siendo el rango de producción inicial antes de los años 1990's, de 70 a 300 BPD; posteriormente, el rango varió entre 300 y 1,000 BPD. En 1999 la firma DeGoyler & MacNaughton certificó un volumen original de 149,672 MMbbls, de todos los yacimientos de Chicontepec³⁶.

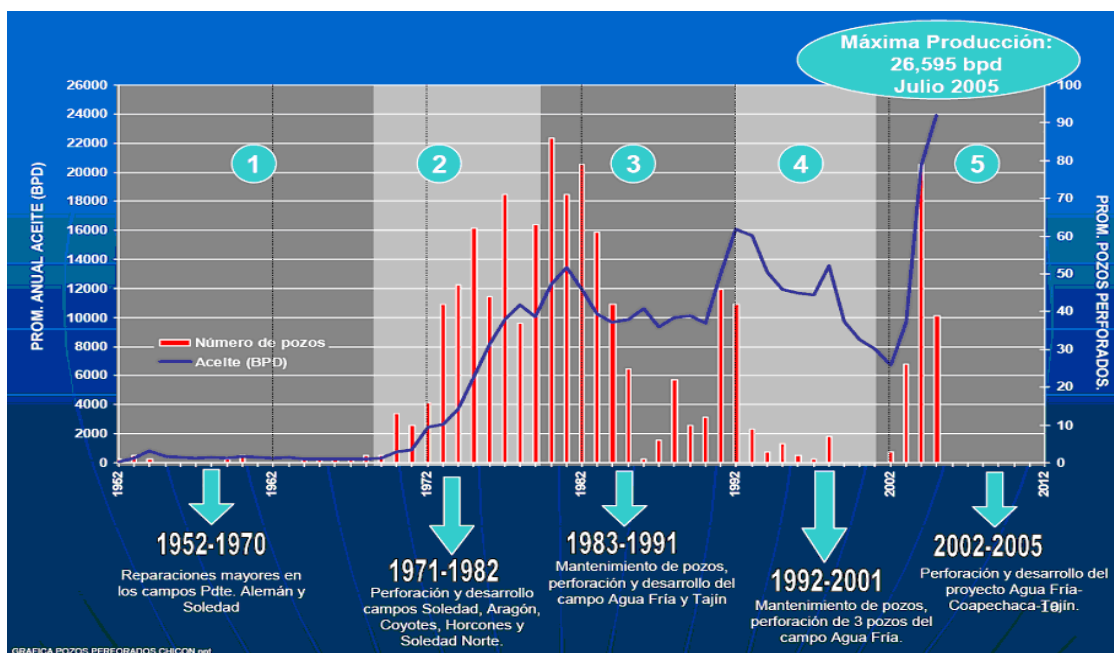


Fig. V.9. Producción promedio anual de aceite y promedio de pozos perforados en Chicontepec⁴¹.

Tabla V.5. Calidad del aceite y espesor neto, de algunos de los campos de Chicontepec⁶.

CAMPOS	CALIDAD DEL ACEITE (°API)	ESPESOR NETO
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

V.4.Marco geológico.

La Formación Chicontepec del Eoceno Inferior, de relleno de canal de la cuenca sedimentaria Tampico-Misantla, es un depósito de sedimentos turbidífticos, consistente de una serie alternada de lutitas y areniscas, que varían de grano fino a grueso, depositadas en un paleocañón probablemente del Paleoceno Tardío y Eoceno Inferior, del Terciario. Tiene corrientes principales SE-NO y NO-SE, que al unirse desembocaron hacia el Oriente y un grupo incontable de tributarios con dirección predominante E-O. La formación alcanza espesores mayores de 1,300 m en la desembocadura.



Fig. V.10. Abanicos submarinos de Chicontepec (PEMEX)².

Las areniscas de la Formación Chicontepec fueron depositadas durante el periodo comprendido del Paleoceno Tardío al Eoceno Medio, en una cuenca alargada paralela a las montañas de la Sierra Madre Oriental, las cuales limitan la cuenca al Oeste. La cuenca está limitada al Este por la Plataforma de Tuxpan, la cual tiene una superficie

plana durante este periodo. Las areniscas provienen de las montañas del Oeste y fueron depositadas en una serie de abanicos submarinos.

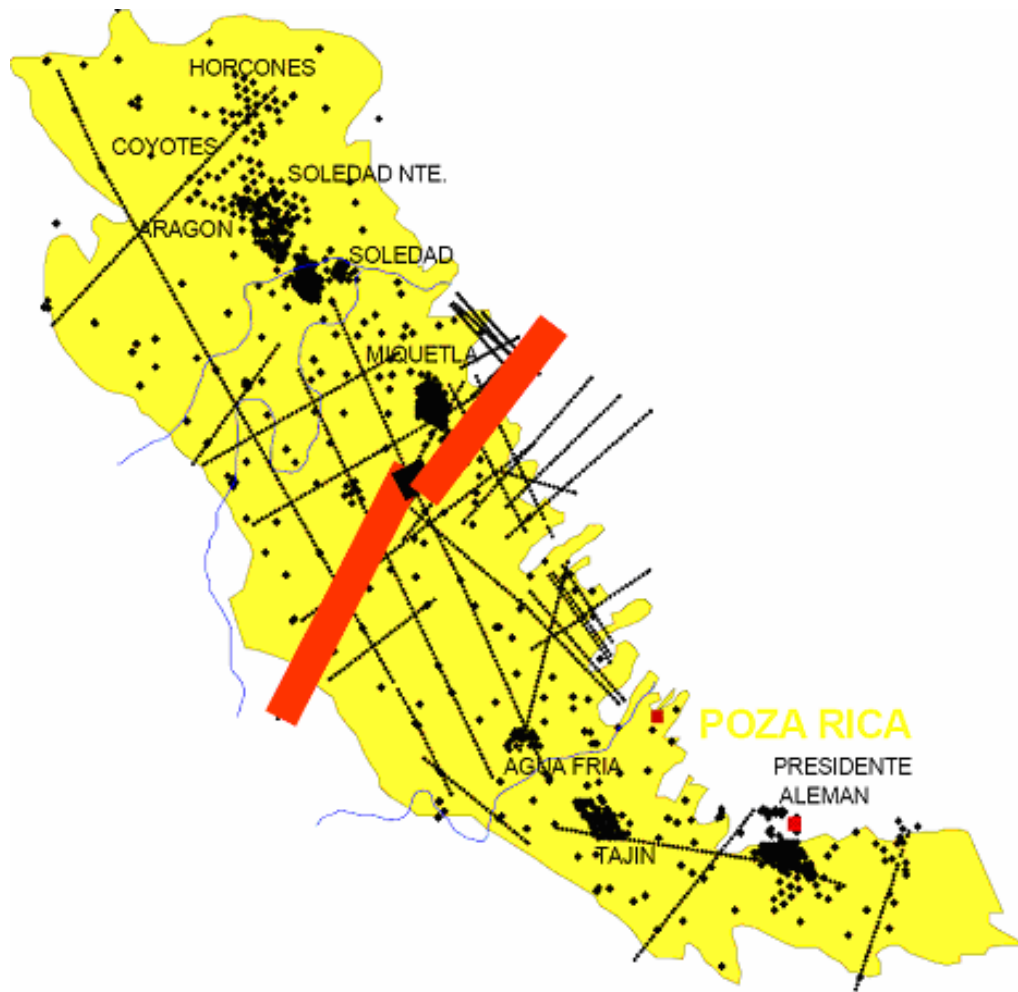


Fig. V.11. Mapa geológico de Chicontepec (PEMEX)².

El sistema de abanicos submarinos de Chicontepec es equivalente estratigráficamente al grupo Wilcox en Texas. Los sedimentos de la Formación Chicontepec tienen una edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior.

La Formación Chicontepec está compuesta por una alternancia rítmica de lutitas y areniscas, con porcentajes variables de cuarzo, fragmentos de roca y limolitas, con alto contenido de arcillas y cementadas con calcita espática de roca volcánica y otros poco frecuentes como glauconita, turmalina y circón, como se observa en la Fig. V.12.

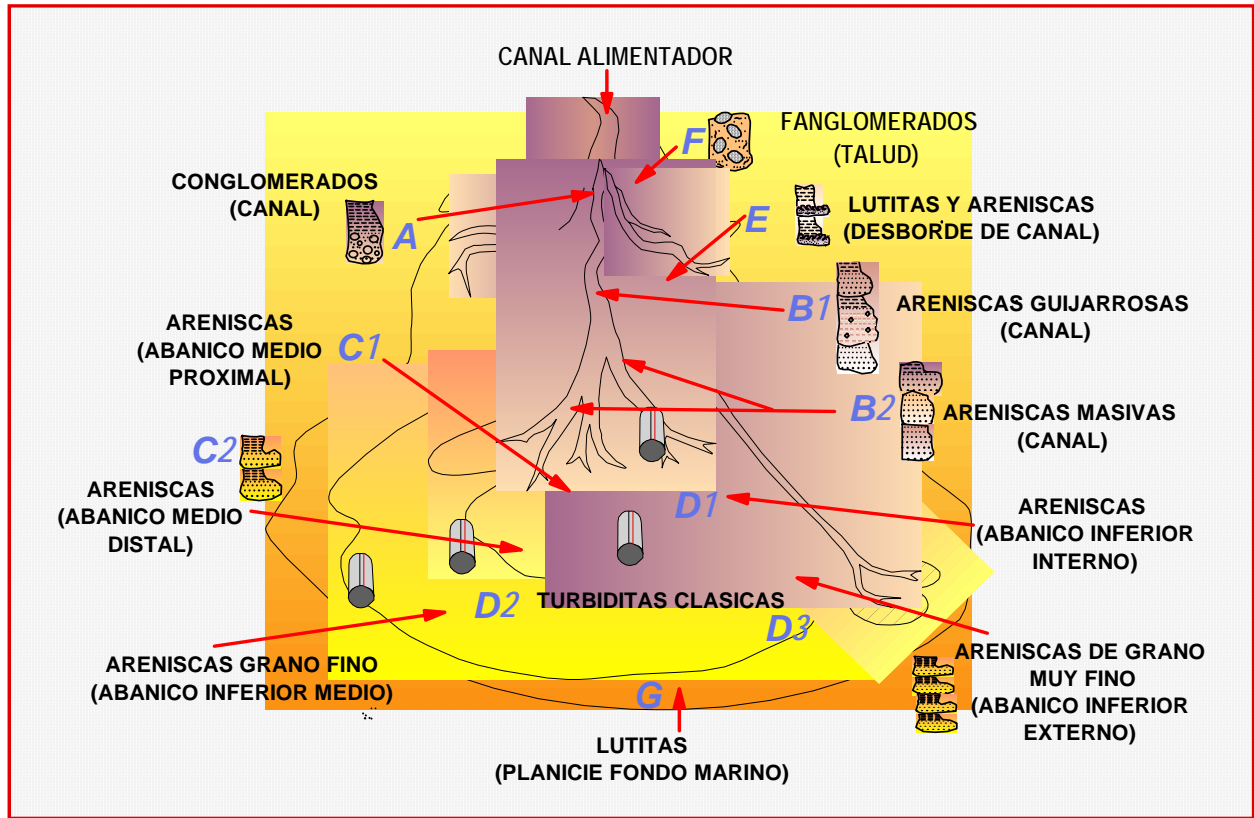


Fig. V.12. Modelo de depósito de la Formación Chicontepec (PEMEX)².

Las areniscas de la Formación Chicontepec se formaron en estratos de hasta 150 m de espesor y constan de múltiples areniscas turbidíticas, en el rango de 5 cm a más de 10 m de espesor. El contenido de arenisca puede ser muy alto en algunos pozos, ocasionado por el apilamiento vertical de múltiples cuerpos canalizados de areniscas.

Los estratos gruesos de arenisca dentro del Paleocanal de Chicontepec, tanto los de arriba como los de debajo de la discordancia del Eoceno Inferior, son lenticulares y tienen una extensión lateral limitada.

Los registros fidedignos o marcadores son escasos, lo que hace a las correlaciones pozo a pozo muy difíciles. El empleo de mapas amplios obtenidos mediante la sísmica 3-D, ha dado resultados positivos en la visualización individual de los cuerpos de areniscas, como se observa en la Fig. V.13.

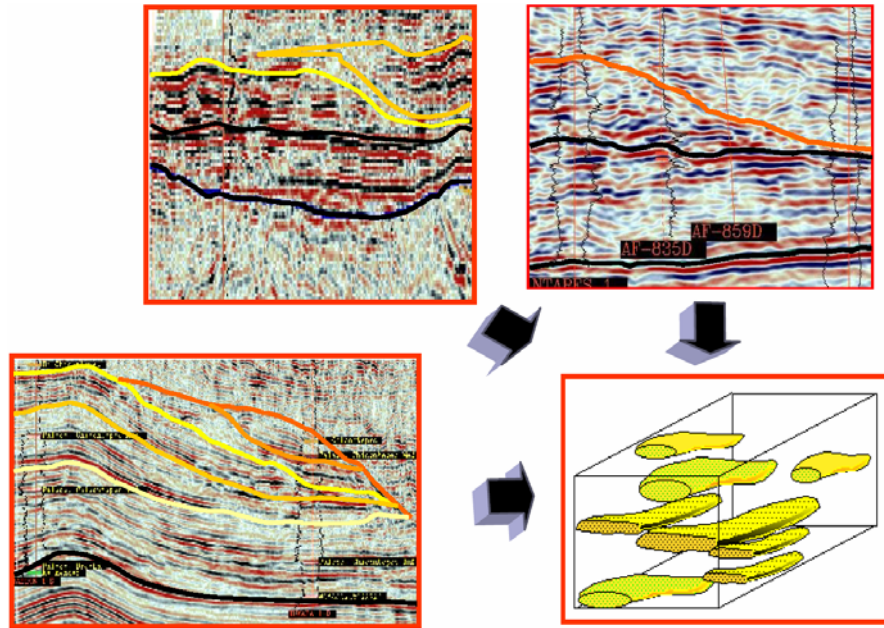


Fig. V.13. Empleo de la sísmica 3-D para ilustrar los cuerpos arenosos (PEMEX)².

El Paleocanal se originó por la erosión de formaciones del Paleoceno, del Cretácico y del Jurásico Superior y, posteriormente, fue rellenado por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, con micro fauna de ambiente nerítico externo a batial, de edad Eoceno Inferior.

La Formación Chicontepec, que constituye casi todo el relleno del Paleocanal, está integrada por una secuencia repetitiva y gradada de areniscas y lutitas de tipo turbidítico, las cuales están genéticamente asociadas a un gran sistema de drenaje submarino que consiste en un canal mayor, con numerosos tributarios.

Cerca de la mitad de los sedimentos del Paleocanal consisten en lutitas arenosas; la otra mitad está representada por capas delgadas de arenisca. Las areniscas son de grano fino a muy fino, generalmente arcillosas.

El relleno del Paleocanal fue producto de un evento erosivo de gran magnitud que cortó sedimentos consolidados del Jurásico Superior, del Cretácico y del Paleoceno. Mediante el estudio de la microfauna se han podido establecer las profundidades a las

cuales fueron depositadas las rocas del Paleocanal de Chicontepec, así como su edad, que corresponde al Eoceno Inferior.

Los hidrocarburos almacenados en las areniscas de la Formación Chicontepec son de edad Jurásico Tardío. Los sedimentos de las Formaciones Santiago y Tamán, del Oxfordiano-Kimmeridgiano y, en especial, las calizas arcillosas y lutitas de la Formación Pimienta, del Tithoniano, tienen alto potencial generador de petróleo⁴³. El sello del nacimiento de Chicontepec lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal, del Eoceno Medio, como se observa en la Fig. V.14.

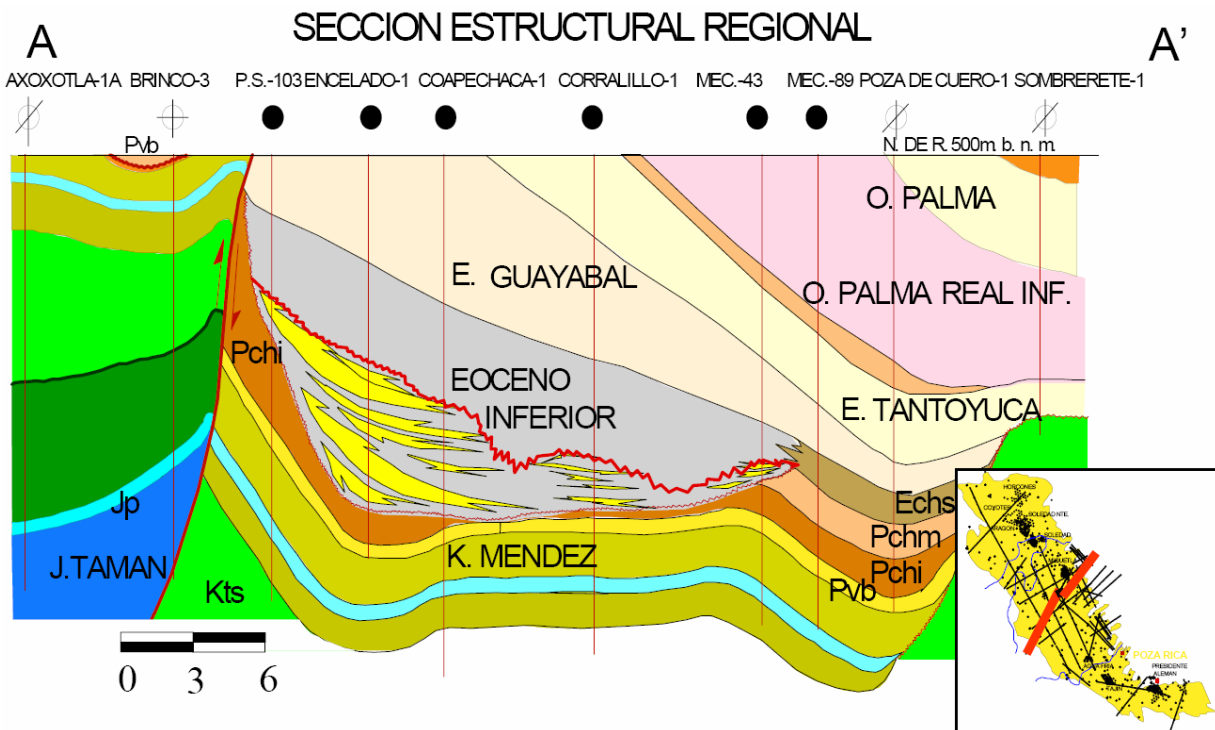


Fig. V.14. Corte de una sección de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX)².

El carácter estructural está subordinado, en este caso, al aspecto estratigráfico, ya que la acumulación de hidrocarburos en el Paleocanal fue controlada principalmente por el espesor neto de las areniscas y la calidad de éstas como receptáculo.

Los hidrocarburos almacenados en las areniscas de las Formación Chicontepec migraron desde los yacimientos Cretácicos y Jurásicos adyacentes y subadyacentes al

Paleocanal (acumulaciones de la franja Tamabra y de la región de San Andrés)⁴³. Debido a este fenómeno migratorio, algunos aceites sufrieron biodegradación y oxidación, lo cual ha influido en la variación de la calidad de los mismos.

Las areniscas de la Formación Chicontepec, por información de pozos, se han considerado como almacenadoras de hidrocarburos, sólo que la producción aunque es continua, es baja y ha llegado a abatirse, al grado de cerrar los pozos, por lo cual es necesario utilizar sistemas artificiales como el bombeo mecánico y el neumático.

Se han encontrado de 2 a 4 unidades principales estratigráficas productoras, constituidas por estratos de areniscas calcáreas interestratificadas, con un gran número de lutitas. Los diferentes tipos de hidrocarburos producidos son indicativos de diferentes yacimientos individuales⁸.

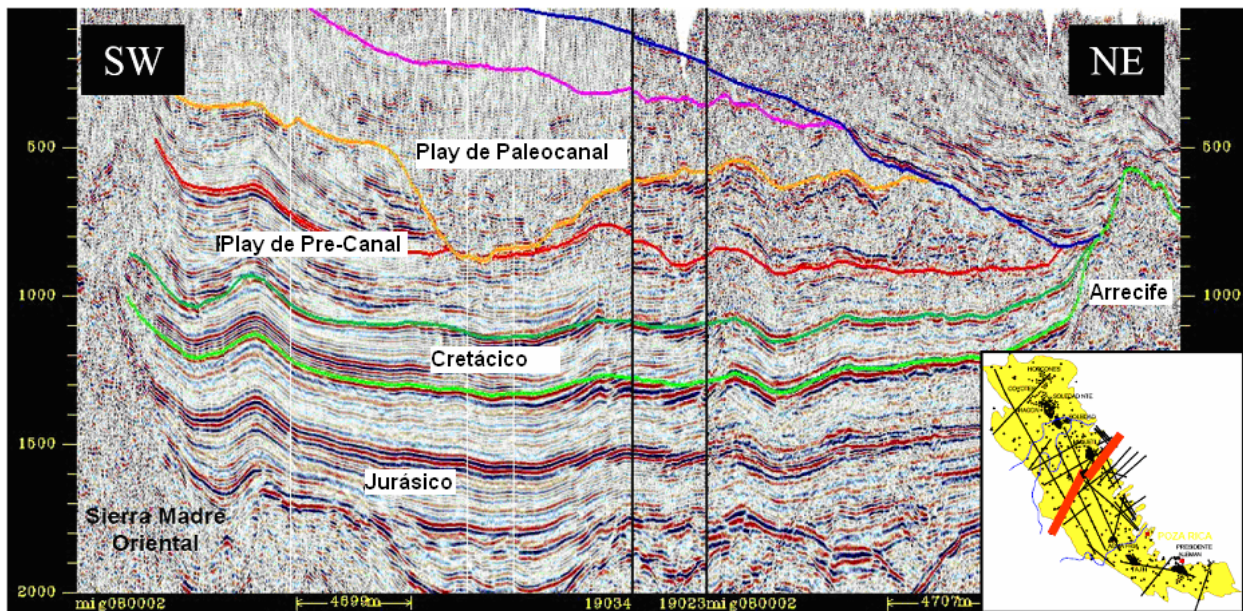


Fig. V.15. Sección sísmica regional de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX)².

Los estratos de arenisca, en lo general contienen hasta 30% de arcilla dispersa. La porosidad de estas areniscas es intergranular, variando de 5 a 15%, con un promedio del 8%. La permeabilidad es baja, variando de 0.01 a 15 mD, por lo cual se requiere

hacer fracturamientos hidráulicos en los intervalos disparados. En los intervalos productores la saturación de agua promedio es de 40%⁸.

La Formación Chicontepec está constituida por facies terrígenas, que fueron depositadas en una serie de abanicos submarinos de tipo proximal y distal; debido a esto y a que el material detrítico proviene de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma Cretácica de Tuxpan-Tecolutla y del Macizo de Teziutlán; no se tiene un tipo único de litología, sino varias combinaciones dentro del grupo de las areniscas líticas y donde las calcilitas son predominantes.

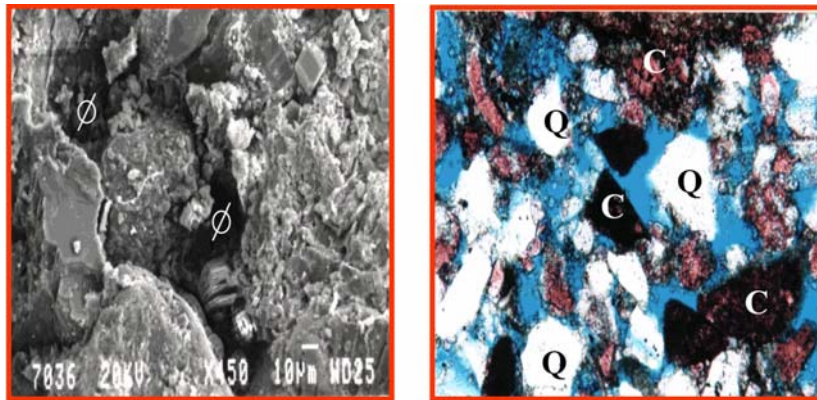


Fig. V.16. Microfotografías de las areniscas típicas de Chicontepec (PEMEX) *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*

En un estudio⁸, se realizó un conteo promedio de la fracción mineralógica presente en las areniscas, mediante estudios petrográficos de los núcleos de los pozos Agua Fría 706, 767 y 801, Escobal 211, Japeto 1, Popote 1 y Yate 1, con la obtención de los siguientes valores:

Fracción lítica (54%):

- 44% de fragmentos de caliza 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 (>plagioclasa).
- <1% de: glaucomita, granate, micas, zircón, turmalina, epidota, apatito y detritos orgánicos.

Fracción autigénica (18%):

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

Con base en Folk et al. (1970), la arenisca promedio es la calcilita, de vez en cuando es la litarenita feldespática y en menor proporción, la feldsarenita lítica.

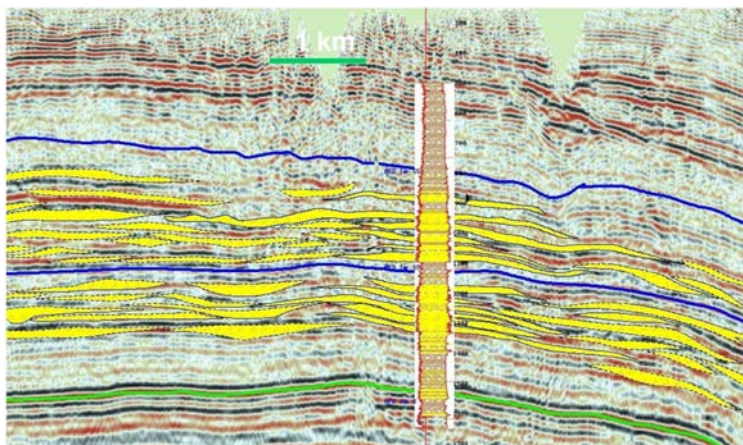


Fig. V.17. Modelo de depósito de los cuerpos arenosos de Chicontepec (PEMEX)².

El modelo sedimentario propuesto para la Formación Chicontepec (Eoceno Inferior), representa una serie de abanicos submarinos que fueron depositados en una fosa limitada al Oriente por la Plataforma Cretácica de Tuxpan-Tecolutla y al Occidente, por

rocas Mesozoicas expuestas, principalmente sedimentarias, enclavadas en el margen continental para el Terciario Temprano.

El límite erosivo puso en contacto a la Formación Chicontepec del Eoceno Inferior con rocas Jurásicas en el área de San Andrés, y del Paleoceno Superior y Medio en la parte Norte. A lo largo de la falla Brinco-Escobal, se sugiere una cuenca con un suministro de terrígenos provenientes de varios cañones submarinos, originándose así un depósito de abanicos traslapados a lo largo de los márgenes de ella.

Se presentaron los siguientes procesos diagenéticos, a partir del estudio de los Campos Escobal y Agua Fría⁸:

Compactación

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

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

Cementación

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

- Calcita ferrosa.
- Dolomita.
- Cuarzo.
- Arcillas.
- Yeso.
- Pirita.

Reemplazamiento y disolución

Los factores que han condicionado el reemplazamiento podrían ser:

- Desequilibrio químico frente a los fluidos diagenéticos.
- Factor de sepultamiento (temperatura).
- Disponibilidad de CaCO_3 .

En las muestras estudiadas se observaron los siguientes tipos de porosidad^{Error! No se encuentra el origen de la referencia..}.

- Intergranular.
- Intragranular.
- Mórdica.
- Por fracturas.
- Microporosidad (poros menores que 0.5 micras)
- Porosidad cavernosa.

La gráfica de permeabilidad contra porosidad (Fig. V.18), muestra el amplio rango de la porosidad y permeabilidad de las areniscas de la Formación Chicontepec. El rango predominante de porosidad va de 3 a 14% y la permeabilidad varía de 0.01 a 100 mD.

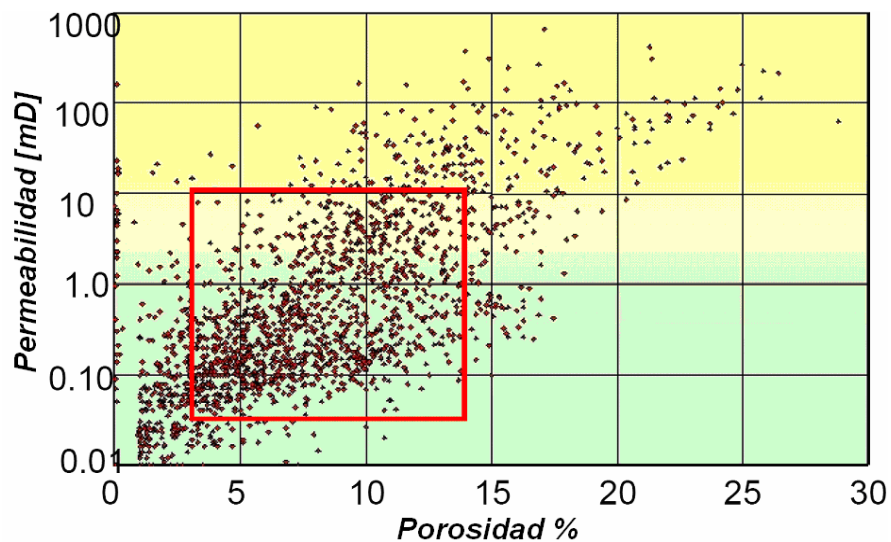


Fig. V.18. Gráfica de porosidad-permeabilidad de las areniscas de Chicontepec (PEMEX)².

Las areniscas más ricas en cuarzo están en la parte superior del extremo final. Por ejemplo, las areniscas ricas en cuarzo en el Campo Presidente Alemán, tienen un rango de porosidades de 10 a 25%².

La cementación temprana por calcita ha sido un factor determinante en la preservación de la porosidad primaria. En un medio fracturado, la contribución de las fracturas en el aumento de la porosidad puede ser pequeña; sin embargo, el aumento en la permeabilidad puede ser muy grande.

La principal causa de la pérdida de la porosidad en los horizontes arcillosos es la compactación, mientras que en los arenosos es la cementación con carbonato de calcio.

La disolución de calcita ferrosa es la causa principal de la formación de porosidad intergranular e intragranular. La contribución del fracturamiento, en la creación de porosidad secundaria, es un factor importante en los pozos estudiados.

La secuencia relativa de eventos diagenéticos de mayor impacto en la porosidad incluye⁴⁶:

- Compactación mecánica.
- Cementación por sílice (primer evento).
- Cementación intensa por carbonatos.
- Fracturamiento por emplazamiento de cuerpos ígneos y procesos tectónicos.
- Disolución parcial del cemento y feldespatos del armazón de la roca.
- Cementación por sílice (segundo evento).
- Cementación por arcillas autigénicas (esmectita, kaolinita, illita-esmectita y clorita-esmectita).
- Emplazamiento de hidrocarburos y piritización.

Las bajas porosidades (<5%) están asociadas a⁴⁶:

- Porcentajes altos de fragmentos de caliza.
- Areniscas de grano grueso a muy grueso masivas.
- Asociaciones proximales intermedias de facies.

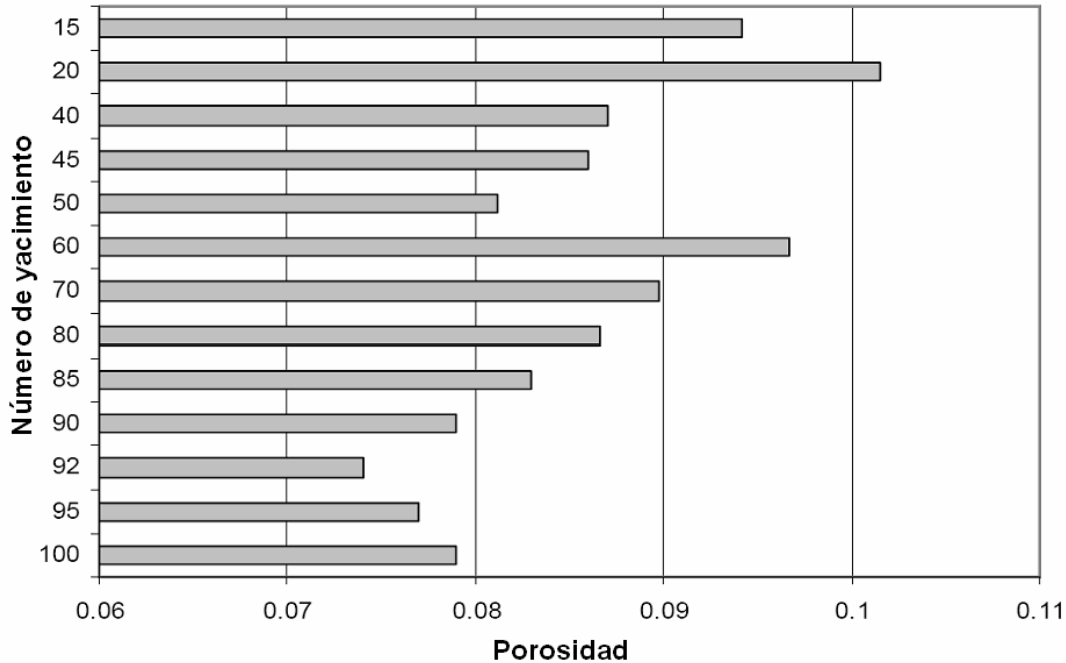


Fig. V.19. Variación de la porosidad de los yacimientos, de los yacimientos más altos a los más bajos, mostrando dos tendencias de porosidad⁹.

Las altas porosidades (6-10%) están asociadas a⁴⁶:

- Porcentajes altos de feldespatos.
- Areniscas de grano muy fino a medio.
- Laminación primaria y fracturamiento.
- Asociaciones distales intermedias de facies.

Las areniscas gruesas, especialmente aquellas con buena porosidad, que son productoras de hidrocarburos, tienen propiedades de la roca con un contraste suficiente de las lutitas intercaladas, lo que permite ser visualizadas de una manera más confiable.

La amplitud contra el desplazamiento (Amplitude Versus Offset, AVO), procesado por PEMEX, ha demostrado mejorar la identificación de los cuerpos de canal gruesos productores de hidrocarburos².

La calidad de la roca del yacimiento, para cualquier pozo, es muy variable debido a la variedad mineralógica de los granos de areniscas y la diagénesis.

Los diagramas QFL (Quartz, Feldspar, Lithics)² se obtuvieron mediante estudios petrográficos de areniscas del Paleoceno, del afloramiento de las montañas de la Sierra Madre Oriental, las cuales son indicativas de muchas de las areniscas debajo de la superficie (Fig. V.20). Muchas de las areniscas turbidíticas de grano muy fino a medio son ricas en fragmentos de carbonatos, lo cual hace pensar que fueron cementadas por calcita.

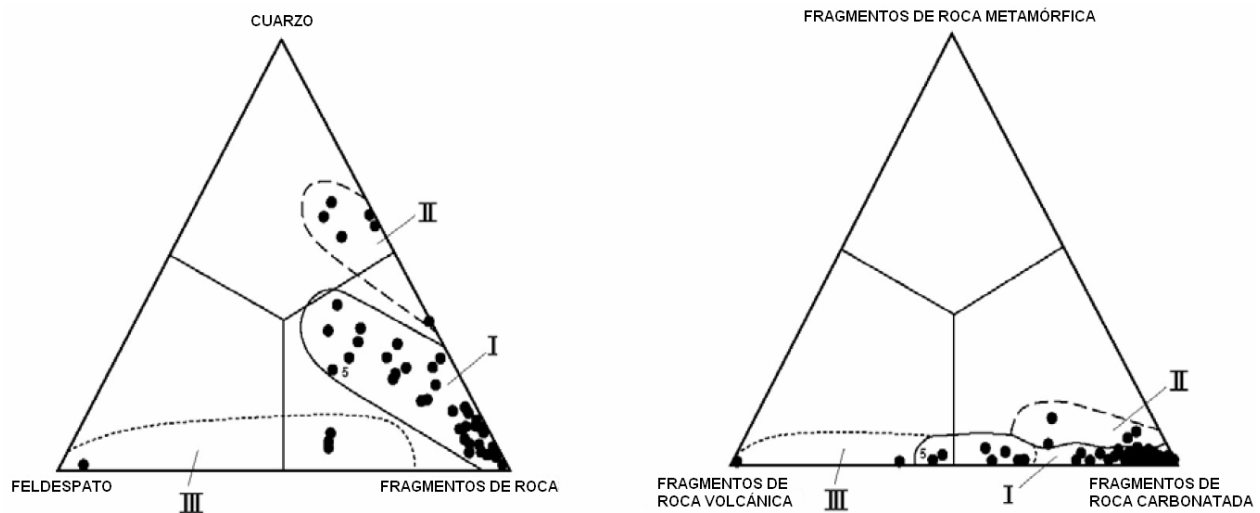


Fig. V.20. Composición QFL y de fragmentos de roca de las areniscas de Chicontepec (Bitter, 1993)².

También algunas areniscas son ricas en fragmentos volcánicos, los cuales están propensos a tener más arcillas y son susceptibles a una diagénesis significativa. Las areniscas de Chicontepec contienen cantidades variables de arcillas como son clorita, esmectita, illita y kaolinita.

En promedio, las areniscas contienen de 2 a 7% de arcillas dispersas². Las areniscas del Eoceno, en la porción Sureste de la cuenca, contienen una cantidad significativa de cuarzo, por lo tanto corresponden a una mejor calidad del yacimiento.

En un estudio⁴⁷, se realizó una caracterización geoestadística multidisciplinaria integrada por dos etapas:

- En la primera se construyó un sistema 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.
- En la segunda se realizaron las distribuciones de las propiedades del yacimiento con sísmica 3-D de alta resolución, tomando en cuenta la interrelación inherente entre los datos de las propiedades del yacimiento y las 3 principales escalas del registro, la capa subsecuente y la secuencia del intervalo.

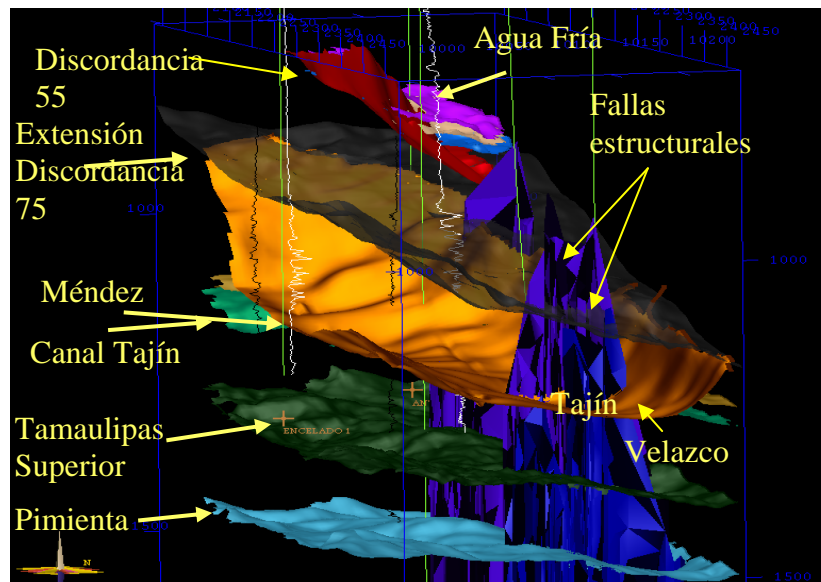


Fig. V.21. Vista en 3-D de una sección de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX)².

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.

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 de Chicontepec.

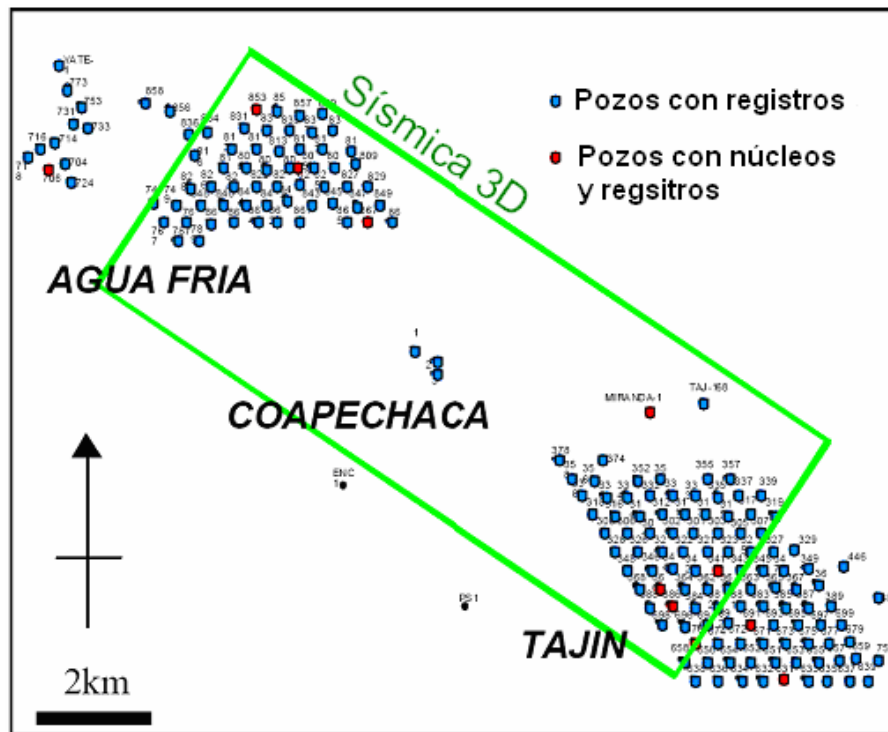


Fig. V.22. Mapa detallado de los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec; se muestran las localizaciones de los pozos y el área donde se realizó la sísmica 3-D⁴⁷.

Las técnicas geológicas pueden ser de dos tipos⁴⁷:

- Los métodos basados en píxeles son ampliamente utilizados 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 los depósitos de la parte superior 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 a la cementación secundaria. Se sabe que la principal roca presente en la cuenca es la arenisca turbidítica de abanico submarino proveniente de la Sierra Madre Oriental. Se realizó un análisis geológico sedimentológico basado en el concepto de secuencia estratigráfica, para propósitos de división estratigráfica y modelado de facies⁴⁷.

En la Fig. V.23 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.

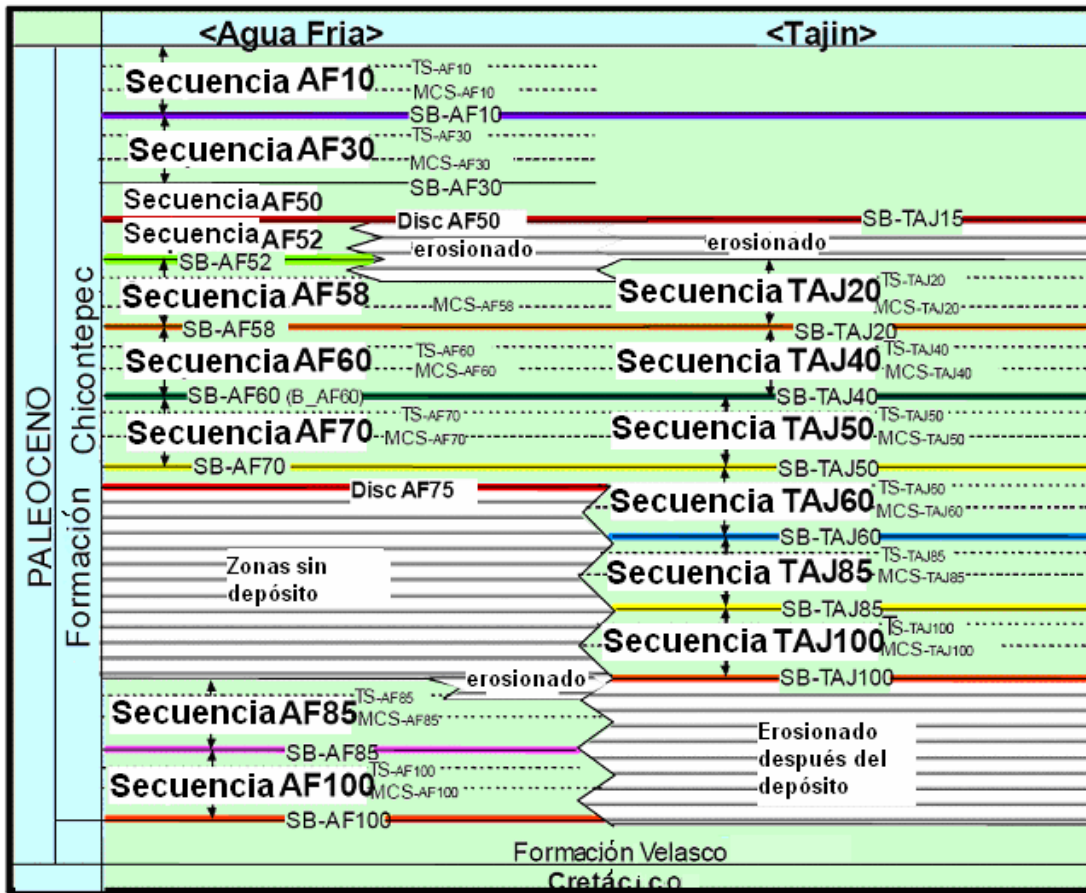


Fig. V.23. Secuencia estratigráfica del intervalo del yacimiento del Paleoceno, de la Formación Chicontepec, en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fria⁴⁷.

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. Dando como resultado el reconocimiento de cuatro facies mayores de turbiditas; estas son SA, NA, MA y M.

En la Fig. V.24, se muestra la litología principal; se infieren los ambientes sedimentarios y las características de los patrones de los registros para cada facie.

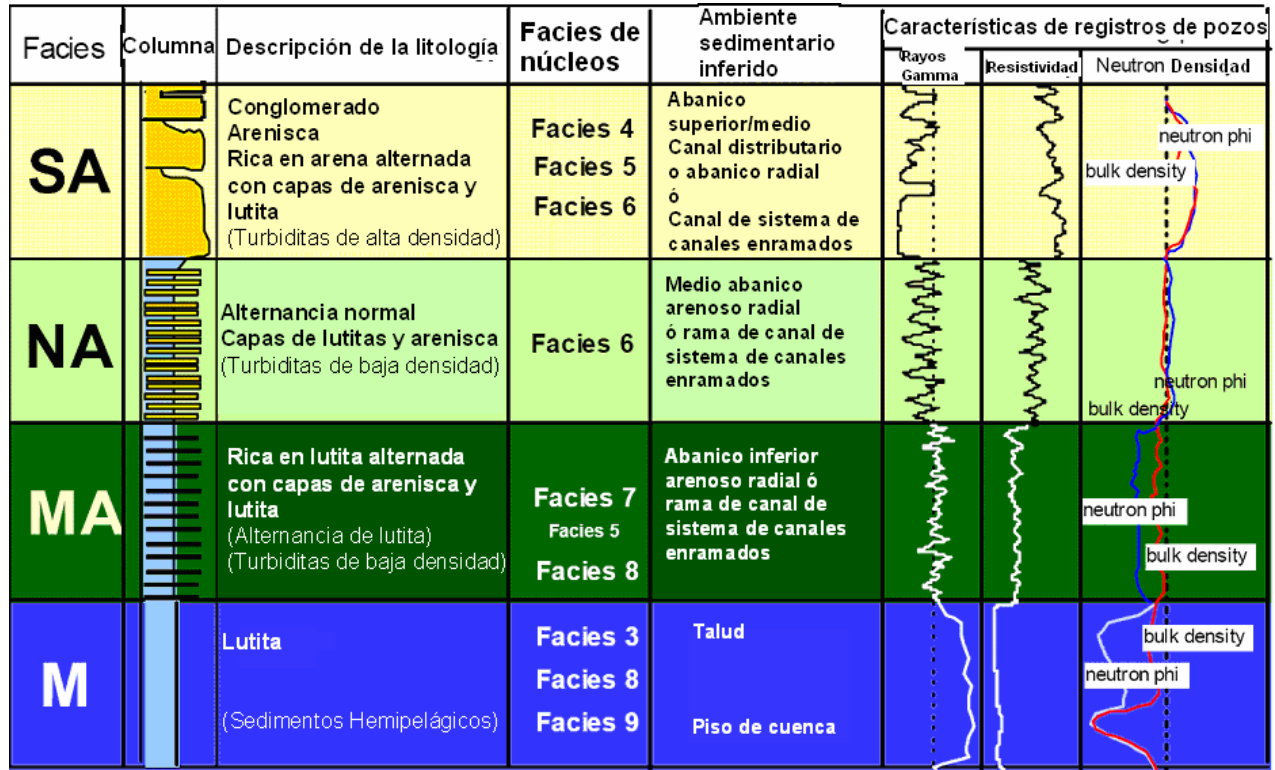


Fig. V.24. Clasificación de las facies de la Formación Chicontepec en el Campo Tajín, basada en patrones de registros de pozos y descripción de núcleos⁴⁷.

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 contienen principalmente lutita, incluyendo sedimentos no consolidados, los cuales fueron depositados en un ambiente de talud o plataforma continental. Los resultados de los análisis petrográficos muestran que las facies NA y una parte de las facies SA y MA tienden a mostrar cierta calidad del yacimiento.

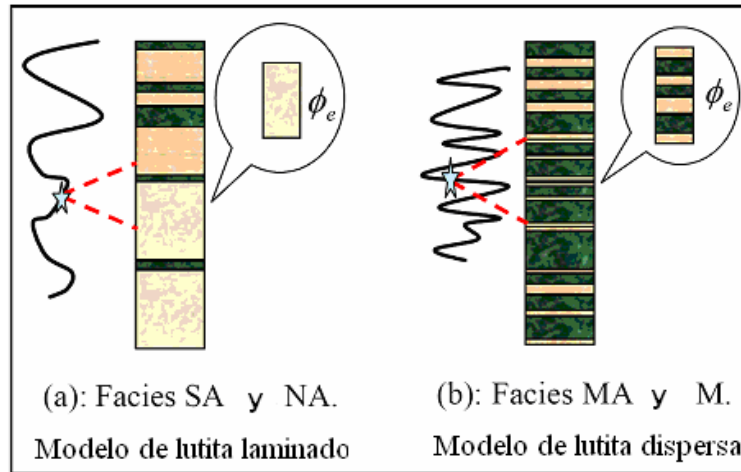


Fig. V.25. Modelos esquemáticos para los cálculos de porosidad, mediante registros de pozos⁴⁷.

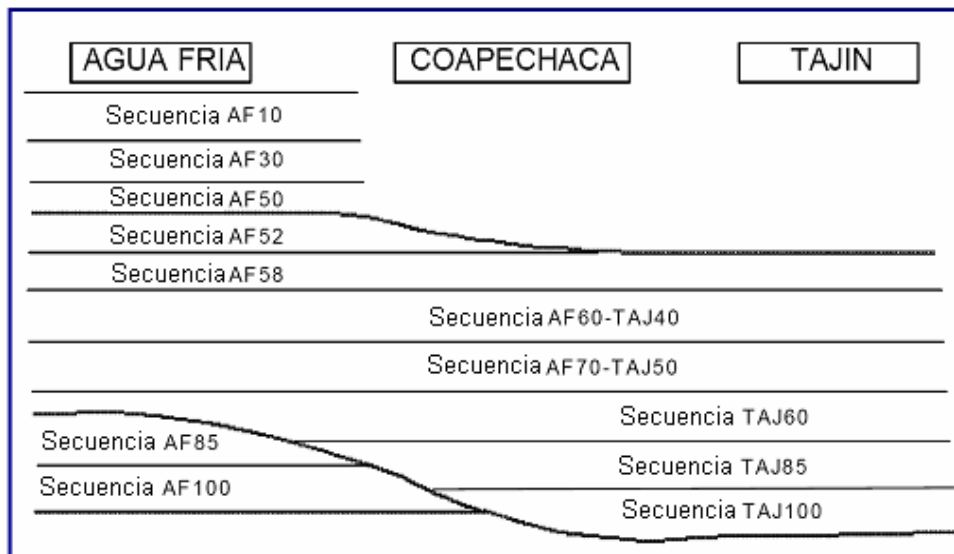


Fig. V.26. Ilustraciones esquemáticas de patrones de apilamiento de las secuencias de depósito en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría⁴⁷.

Se llevaron a cabo análisis petrográficos para evaluar los factores diagenéticos que controlan las propiedades de los yacimientos de areniscas turbidíticas de Chicontepec. Después de la depositación, las areniscas turbidíticas fueron sepultadas aproximadamente 1,000 m⁴⁷.

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;

posteriormente 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.

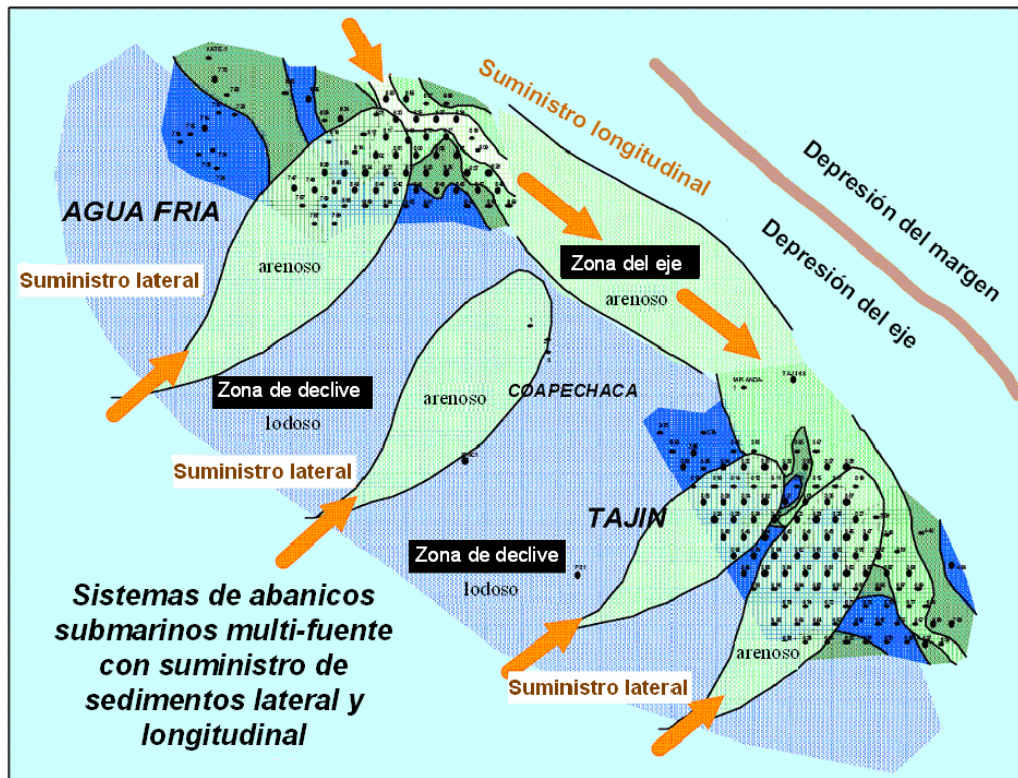


Fig. V.27. Modelo de depósito generalizado para las turbiditas de Chicontepec, en los Campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría⁴⁷.

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.

Los depósitos de abanicos submarinos del sistema de abanicos de Chicontepec, en un campo localizado en la parte Sur-Central del sistema Chicontepec, fueron depositados bajo condiciones tectono-estratigráficas complejas.

La depositación temprana fue muy extensa en la cuenca, seguida por diversas fases de levantamiento y retrabajo, dando como resultado arquitecturas complejas de los estratos.

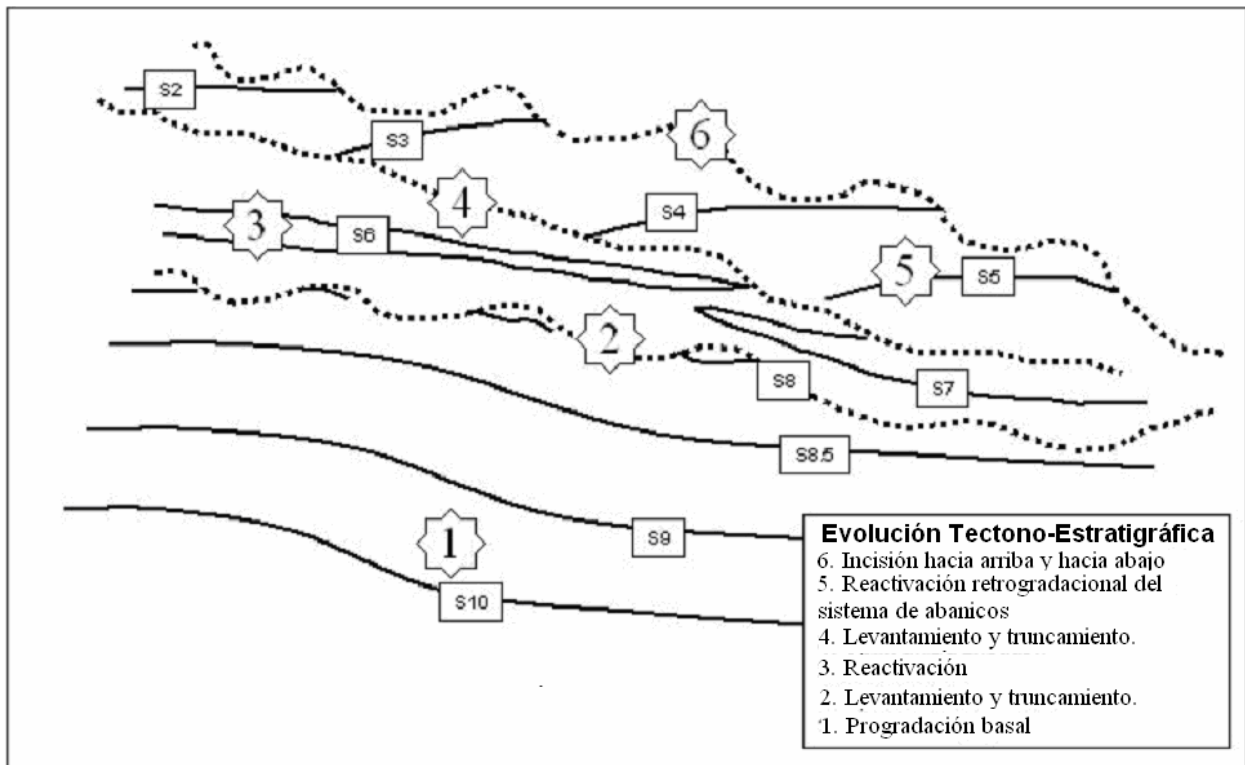


Fig. V.28. Arquitectura estratigráfica en un campo de la parte Sur-Central del sistema de abanicos de Chicontepec, mostrando la interacción entre el tectonismo y la sedimentación⁷.

La resolución de la geometría de los estratos se logra por medio de una calibración cuidadosa de las correlaciones de los registros e interpretación sísmica. Debido a la expulsión de las areniscas por presión, a través de los procesos cambiantes de depositación y la erosión subsecuente, el número de yacimientos de areniscas varía a través de la cuenca.

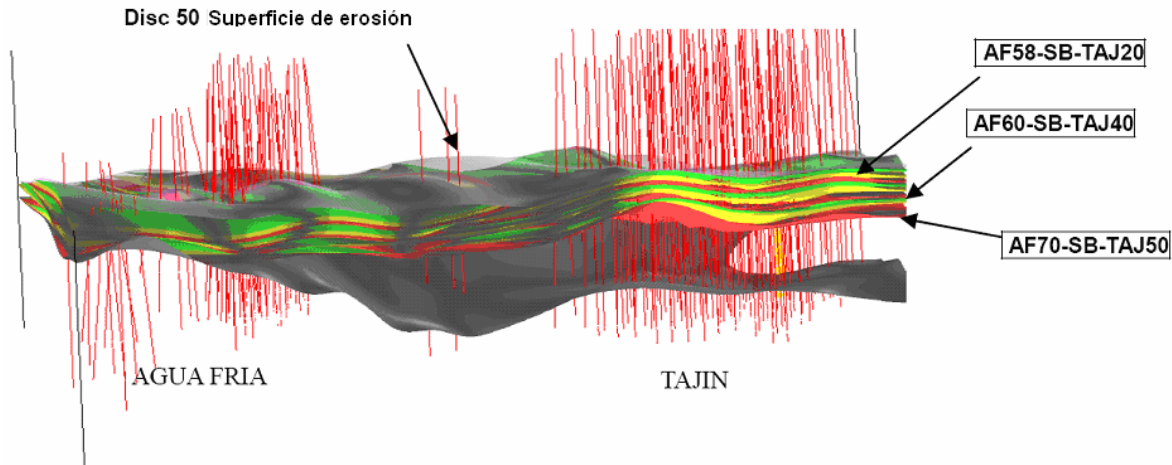


Fig. V.29. Diagrama en 3-D de los yacimientos de Agua Fría y Tajín a gran escala⁴⁷.

Se presentan por lo general, entre 8 y 16 intervalos importantes en Chicontepec. El sistema de yacimientos está compuesto por canales complejos, que están rodeados y depositados sobre lóbulos de areniscas, que se van convirtiendo gradualmente en abanicos distales y en depósitos de nivel o pisos de cuenca.

En una escala pozo a pozo, la variabilidad de las facies, resultado de un proceso típico de depósitos de abanicos submarinos, acompañado de una inestabilidad tectónica, produjo una alta heterogeneidad en el sistema de yacimientos en este campo.

A pesar de la intensa sobreimpresión de la diagénesis, las facies deposicionales ejercen un fuerte control sobre la calidad del yacimiento. La información convencional obtenida de núcleos de diversos pozos, terminados en zonas profundas dentro del campo, se utilizó para comparar la relación entre la permeabilidad y la porosidad. Los núcleos intersecaron cuatro distintas facies en esta arenisca. Estas fueron: canal, lóbulo, lóbulo distal e interlóbulo (o sección condensada).

La Fig. V.30 muestra que los datos caen sobre dos poblaciones, las facies distales (depósitos de lóbulo distal e interlóbulo) y facies más próximas (canales y sus lóbulos asociados). Los valores máximos de porosidad y permeabilidad son sustancialmente altos en las facies cercanas.

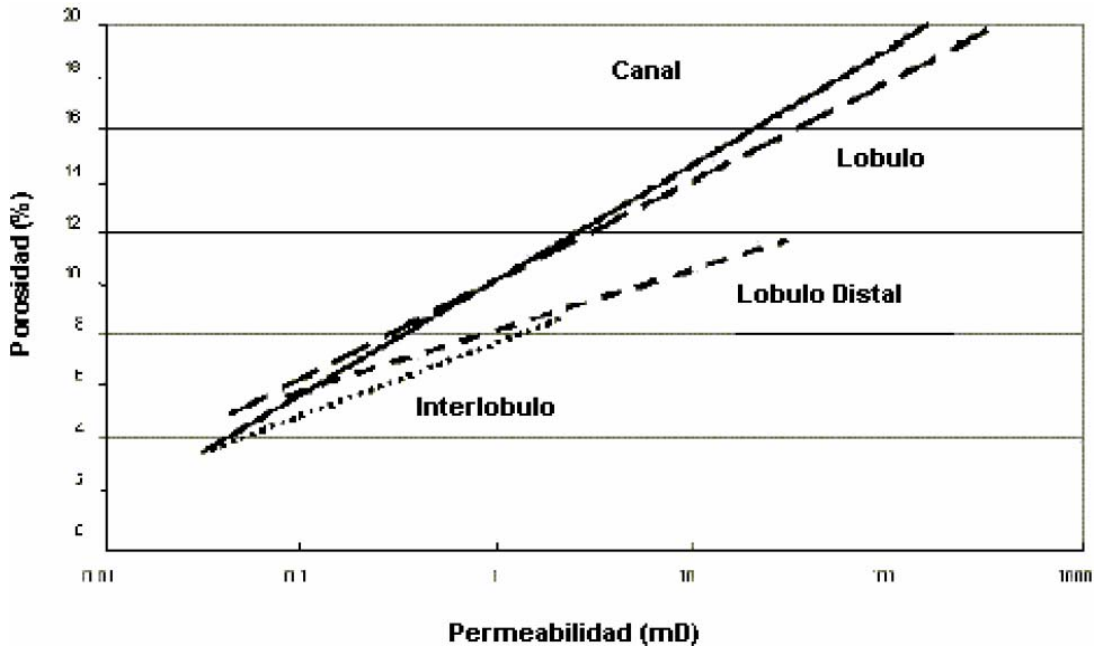


Fig. V.30. Relación entre los atributos de las facies y la calidad de yacimiento del sistema de abanicos de Chicontepec⁷.

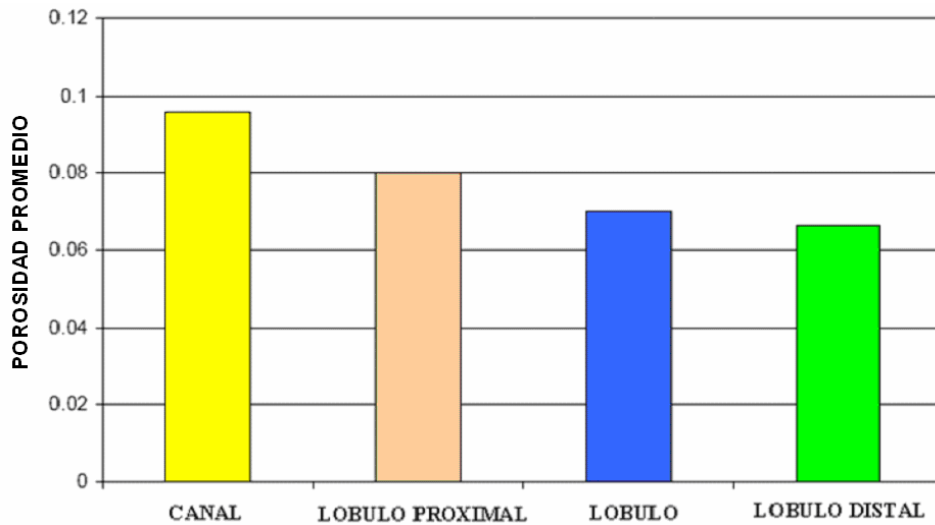


Fig. V.31. Control de las facies sobre la calidad del yacimiento, la porosidad en el yacimiento más profundo, muestra una tendencia de mejor porosidad hacia las facies⁹.

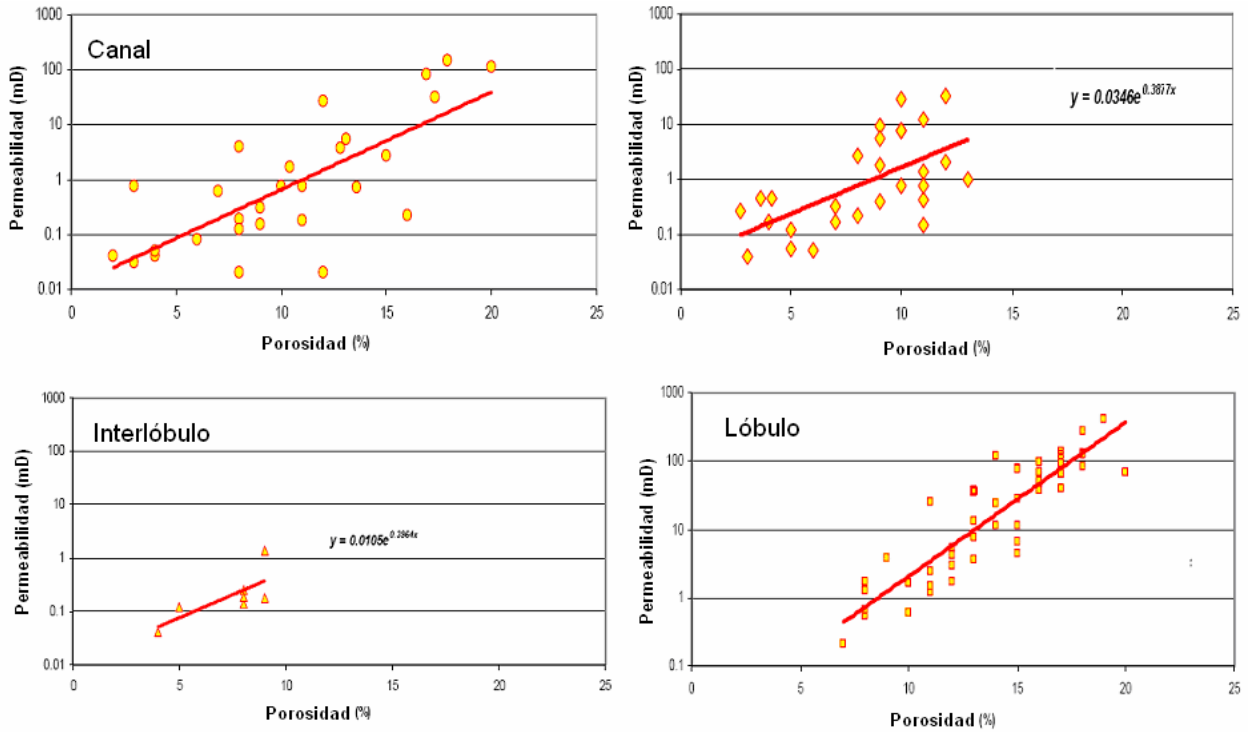


Fig. V.32. Relación de las facies sobre la calidad del yacimiento, los pozos se terminaron en las facies de canal, lóbulo distal, interlóbulo y lóbulo a lo largo del Campo Tajín⁹.

Chicontepec ha sido nucleado en varios pozos a través de la cuenca, y muchos de estos pozos muestran fracturas naturales verticales y subverticales. Las fracturas están abiertas y parcialmente cementadas con calcita o están impregnadas con aceite.

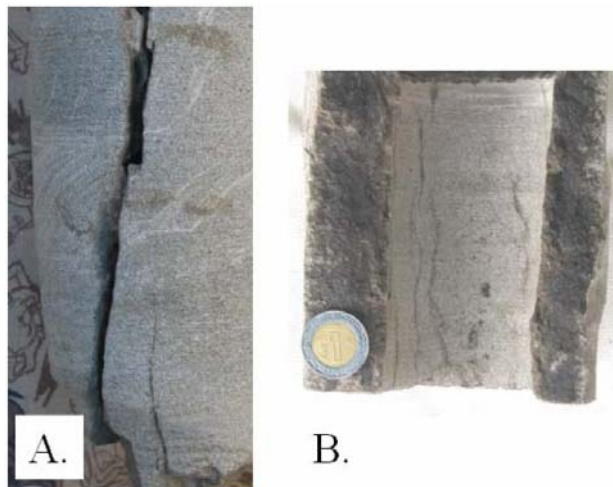


Fig. V.33. Calcita parcialmente cementada (A) e impregnada con aceite (B); las fracturas naturales son comunes en los núcleos de las areniscas de Chicontepec⁷.

Los afloramientos de los planos estratificados de Chicontepec, muestran una red de fracturas sistemáticas y no sistemáticas intersecadas.

Las fracturas principales o sistemáticas están bastante espaciadas uniformemente y muestran un movimiento de deslizamiento, que se compensa subsecuentemente con la conectividad de las fracturas no sistemáticas.

El análisis microsísmico realizado en el campo durante la perforación, muestra que las fracturas sistemáticas tienen una orientación hacia el Noreste. Menos eventos microsísmicos con una orientación Noroeste capturan los efectos de las fracturas no sistemáticas.



Fig. V.34. 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 se determinó mediante pruebas micro sísmicas (PEMEX)⁷.

V.5.Desarrollo.

En Chicontepec el gas liberado ocupa la parte central de los poros, por lo que una pequeña saturación de este fluido, reduce drásticamente la permeabilidad al aceite y la capacidad de producción de los pozos, como se muestra en la tabla siguiente, donde se presenta la declinación hiperbólica de la producción de un pozo característico. En el primer año se obtiene más del 50% de la recuperación total.

Tabla V.6. Gasto y producción acumulada de aceite, a través del tiempo, de un pozo característico de Chicontepec¹.

Año	Gasto de aceite [BPD]	Producción acumulada de aceite [bls]
0	320	0
1	100	64,780
2	50	90,520
3	30	104,740
4	20	113,900
5	15	120,354
6	11	125,170

La producción máxima obtenible, en función del número de pozos terminados por año, el tiempo requerido para completar los 20,000 pozos programados, de acuerdo con la declinación típica de su producción mostrada en la tabla anterior, se muestra a continuación:

Tabla V.7. Producción máxima obtenible de Chicontepec¹.

Pozos terminados/año	Años	Prod. Máx. [BPD]	Equipos de perf. requeridos*
2,000	10	356,000	100
4,000	5	622,000	200
5,000	4	734,000	250
6,811	2.93	1,000,000	336

* Considerando que se perfora y termina un pozo en 18 días.

Los ritmos de producción y la recuperación final, pueden ser incrementados utilizando fluidos fáciles de expulsar en los fracturamientos, en la terminación y reparación de pozos cuyos residuos no alteren las arcillas y reduzcan las tensiones interfaciales en las áreas vecinas a las fracturas, estimulándolas en vez de dañarlas.

La producción presenta un fuerte declinamiento, empieza con altos gastos de aceite después del fracturamiento, seguida por una rápida declinación unida a un incremento notable de la RGA, hasta que el pozo produzca exclusivamente gas; debido a esto, el pozo se cierra un tiempo, después se abre nuevamente con producción de aceite, la cual se vuelve a reducir a cero y se cierra el pozo, esto se repite cíclicamente obteniendo cada vez menos aceite.

Las declinaciones de los pozos son de entre 40 y 70% anual. Esta rápida declinación se debe a diversos factores⁴⁸:

1. De manera muy importante, a la liberación del gas que se provoca al disminuir la presión de fondo, lo que se traduce en la creación de una barrera o anillo de gas en la vecindad del pozo.
2. Al no menos importante fenómeno de la hidratación de las arcillas provocado por la pérdida de agua de los fluidos de perforación y terminación, así como por el agua incluida en los fluidos fracturantes.
3. Al acarreo y depósito de residuos calcáreos principalmente disueltos y de restos del material apuntalante que no ha sido atrapado por las paredes de la fractura, y que se deposita en la vecindad del agujero al ponerse en producción el pozo después del fracturamiento.
4. Al paulatino cierre de la fractura debido a la pérdida del material apuntalante acarreado lentamente por la producción.
5. Al agotamiento natural de la capacidad de producción de los pequeños cuerpos de arenisca porosa sujetos a la explotación.

En la Formación Chicontepec se reduce la permeabilidad por migración de partículas de arcillas, disolución de carbonatos e incompatibilidad de los fluidos de estimulación, causando una fuerte y rápida declinación de su producción.

Un estudio realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) sobre la composición mineralógica por difracción de rayos X a núcleos de ésta formación, señala la existencia de 26 a 40% de calcita, de 5 a 30% de feldespatos inertes, no contienen potasio (K), de 1 a 26 % de dolomita y de 1 a 7% de arcillas, del cual, de 30 a 60% de ellas son illita y vermiculita (micas saturadas con K)⁴⁹.

Las illitas y versiculitas son poco hinchables, causando poco daño a la permeabilidad por este concepto; sin embargo, causan reducciones muy notables por dispersión y migración, debido a que cuando las arcillas entran en contacto con alguna solución salina, intercambian cationes y los bordes de las delgadas capas se separan y fracturan, liberando partículas que se mueven con el fluido aglomerándose en las gargantas menores de los canales porosos, hasta obturarlos.

El mecanismo de dispersión de arcillas puede reducir severamente la permeabilidad, ya que con 1 ó 4 % de arcillas presentes en una arenisca de grano fino se puede taponar completamente la formación, si ellas están en contacto con fluidos de inyección incompatible. Existen reducciones de permeabilidad muy grandes con cambios repentinos de concentración salina. Se determinó el daño causado por disolución de carbonatos de cementación y calcita al contacto con soluciones salinas neutras, que liberan partículas minerales y obstruyen los canales⁴⁹.

Se realizó un estudio⁴⁹ para examinar el daño causado por los fluidos de terminación de los pozos y buscar la forma de eliminarlo o prevenirlo. Se seleccionó una de las muestras de mayor rango de porosidad y permeabilidad del pozo Soledad 628, para realizar este análisis. Como resultado se obtuvo que se puedan efectuar los fracturamientos con una solución de NaOH y CO₂ líquido, evitando daño a la formación y reduciendo los costos de esta operación.

Todas las formaciones que contienen arcillas declinan rápidamente su producción, cuando no se toman medidas de control de arcillas. Por otra parte, las sales hidrolizables de Zirconio proporcionan una atmósfera fuerte de cationes que minimiza el mecanismo de dispersión y bloqueo y mantiene la permeabilidad⁴⁹.

Se estudiaron dos desarrollos arenosos que se explotaron a través del pozo Horcones 385, desde 1978, particularmente los cuerpos A, B y C⁵⁰.

La dificultad que presenta la Formación Chicontepec para su explotación se puede conceptualizar en dos aspectos:

- Problemática original.
- Problemática inducida ó generada.

La problemática original es ocasionada por las características naturales de la formación, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla V.8. Características naturales de la Formación Chicontepec⁵⁰.

Características petrofísicas	Cuerpos del Paleoceno Chicontepec Medio	Características litológicas (heterogeneidad litológica)
Φ , 3-32%	"A, B y C"	Litología tipificada como calcarenita arcillo cuarzosa y limolita calcáreo-cuarzo. Feldespático-arcillosa. Contenido alto de calcita, de 22 a 55%; de acuerdo a su litología, ésta formación es altamente sensible a fluidos base agua, como lodos bentoníticos y gelatinas base agua.
K, 0.002-2.9 mD	"A, B y C"	
Presión de fondo: 35-75 Kg/cm ² abs	"A, B y C"	
No tiene casquete de gas		
No tiene empuje hidráulico		
El Eoceno Chicontepec Superior marca la diferencia en esta formación, con 2 cuerpos de 7 a 13 m, de arenisca de granos medio, grueso y muy grueso, que son productores potenciales en el Campo Horcones.		

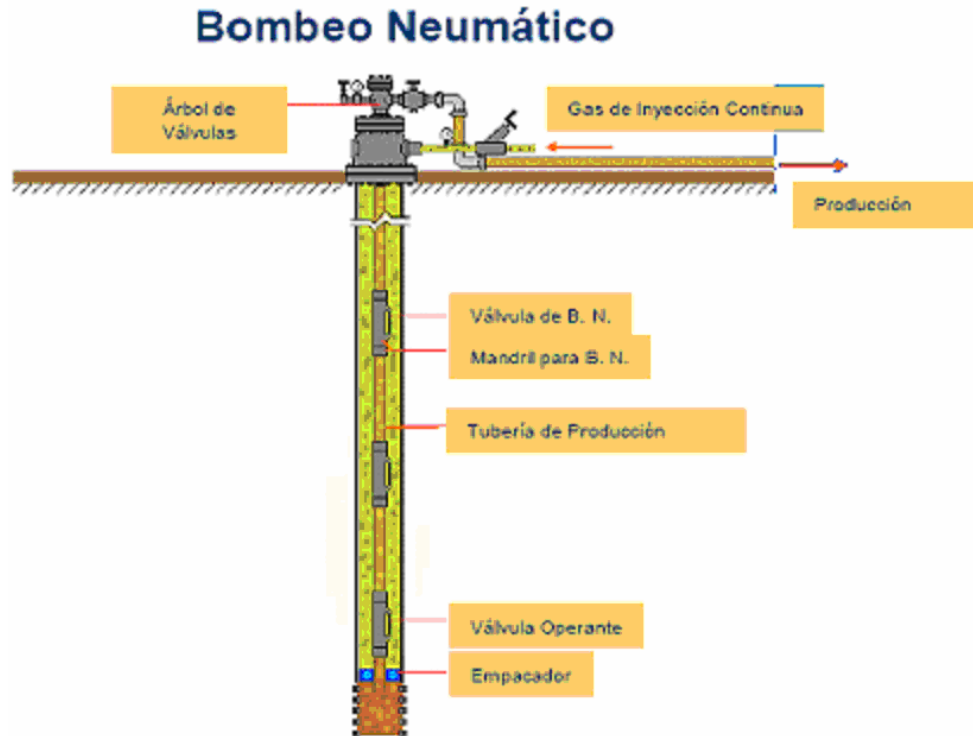


Fig. V.35. Diagrama del Sistema de Bombeo Neumático (BN)⁴¹.

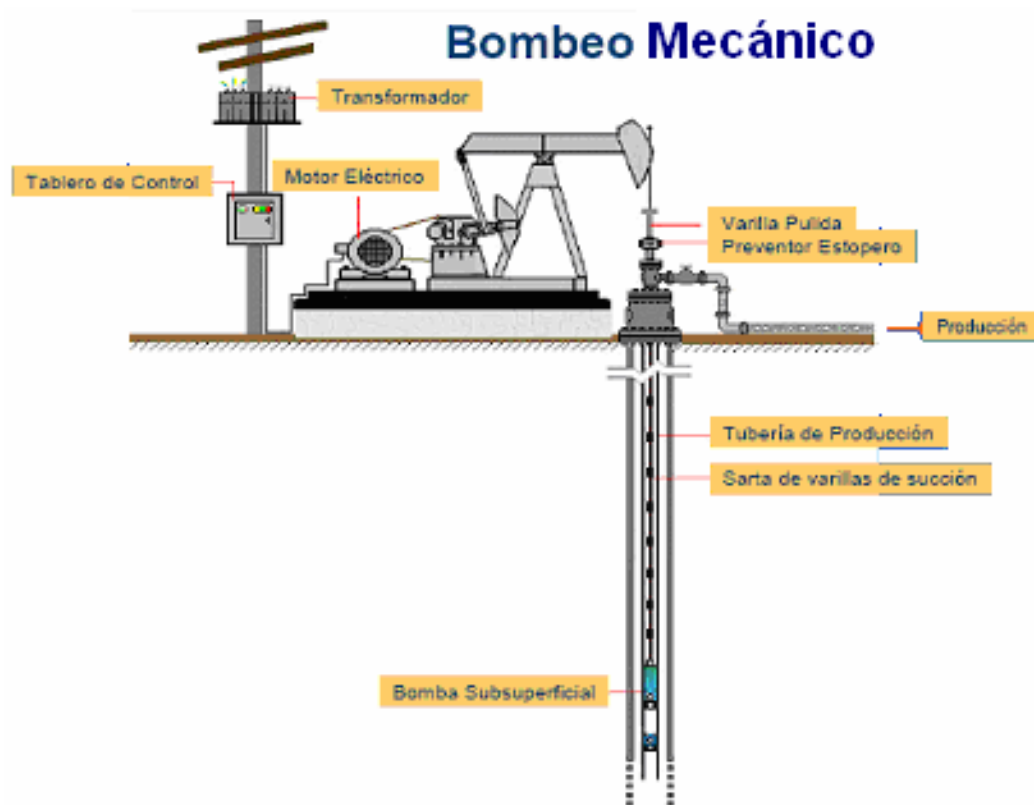


Fig. V.36. Diagrama del Sistema de Bombeo Mecánico (BM)⁴¹.

Las caídas de producción (picos) se deben a cierres para registros, por cambio de estrangulador y fugas en la línea de descarga.

Los fracturamientos efectuados en la Formación Chicontepec con nuevas tecnologías, utilizando gelatina base agua; además de dañar la formación, tienen un alto costo y al no fluir los pozos como se esperaba, se instalan equipos de bombeo mecánico y aún así su producción es muy baja, lo que pone en riesgo la recuperación de la inversión.

Tabla V.9. Costos reales de un fracturamiento⁵⁰.

Número de pozo	Costo fracturamiento en dólares.
Soledad Norte 211	61,184.19
Soledad Norte 233	174,816.92
Soledad Norte 231	32,860.95
Soledad Norte 107	92,773.95
Soledad Norte 105	74,406.95
Coyotes 293 (Año 2002)	890,000.00

Los Sistemas Artificiales de Producción son necesarios en una etapa temprana por:

- Baja permeabilidad.
- Baja energía de los yacimientos.

Permiten mantener la capacidad productiva del pozo; en su primera etapa se instala el bombeo neumático (BN) y posteriormente el bombeo mecánico (BM).

A continuación se presenta en la siguiente tabla, la problemática inducida ó generada por los fluidos utilizados en la perforación, terminación y fracturamiento, sin diseño adecuado y con errores operativos:

Tabla V.10. Problemática inducida ó generada por los fluidos utilizados en la perforación, terminación y fracturamiento, sin diseño adecuado y con errores operativos⁵⁰.

ETAPA	ACTIVIDAD	CONSECUENCIA
Perforación	Como fluido de control se usa lodo bentonítico y/o agua salada.	La arcilla de esta formación es hidrófila, se expande al contacto con el agua y obtura los canales de drene, creados por la fractura.
	Ante cualquier manifestación o brote de hcs. se inyectan siempre fluidos a la formación	Causa daño a la formación.
Terminación	En algunos casos no se verifica el estado mecánico del pozo.	Al fracturar se estimulan estratos que no son de interés y con riesgo de afectar acuíferos no tan profundos.
	Disparos de producción: la mayoría sin diseño correcto, con diámetros y longitudes no apropiados, de gran longitud o hasta 7 intervalos a la vez.	No se logra una inyección uniforme y los intervalos inferiores no son alcanzados por el fluido fracturante.
	No se corren registros de temperatura, a diferentes tiempos, posterior a la prueba de inyectabilidad.	Se desconoce si la zona está bien disparada, no se sabe si se requiere redisparar o ampliar los intervalos abiertos.
	Fracturamiento: los diseños son incorrectos en volúmenes, en etapas y concentración de arenas; no se considera la granulometría de los diseños.	Se presentan problemas operativos y se obtiene baja recuperación de aceite.
	Fracturamiento: no utilizan la malla adecuada y en general la geometría de fractura, por diseño, no es en la mayoría de los casos apegada o cercana a lo real.	Se presentan problemas operativos como incrementos de presión, los pozos no fluyen o fluyen con intermitencia y muy bajo gasto.
	Los fluidos fracturantes base agua dañan la formación	Las arcillas se expanden y obturan en gran parte los conductos de drene.
	Las gelatinas base kerosina tienen muy alto costo.	Afecta el monto programado y reduce la actividad.
	En los fracturamientos masivos y en un solo intervalo de gran longitud no se utilizan desviadores de flujo; no se	No se sabe si se estimuló toda la zona considerada, cuáles intervalos fluyen, y si se requiere ampliar la zona abierta o redisparar.

	corren registros de temperatura	Son costosos y no son rentables.
--	---------------------------------	----------------------------------

De las diferentes técnicas de fracturamiento aplicadas en la Formación Chicontepec, se han utilizado como fluidos fracturantes aceite crudo viscoso de la Faja de Oro, kerosina gelatinizada, ácido, nitrógeno y gelatina base agua, con arena mallas 20-40 y 10-20, como agente apuntalante.

Los mejores resultados se han logrado únicamente con las técnicas aceite-arena y gel-arena (base kerosina), aunque esta última es más costosa⁵⁰.

Tabla V.11. Técnicas de fracturamiento aplicadas y resultados obtenidos, en la Formación Chicontepec⁵⁰.

Año	Técnica	Resultados
1978. Frac. Pozo Horcones 385	Aceite-arena	Positivos. Fluye desde 1978. En 2 intervalos del "ECHS"
1970-1980	Aceite-arena (sand-oil)	Positivos
1980-1989	Con ácido y con N ₂ (sand-oil)	Negativos Positivos
2000	"Gel" base agua. Compañía	Negativos
2002. Coyote 293 y 276.	"Gel" base agua. Compañía	Fluye
2003	Base agua. Compañía	Negativos

La aplicación de nuevas técnicas utilizando gelatina base agua ha dado resultados negativos, teniendo que convertir a BM estos pozos y aun así fluyen intermitentes con producción de 18 a 31 BPD y con un porcentaje considerable de agua salada.

En contraste con estos resultados, está el pozo Horcones 385 fracturado con aceite crudo y arena mallas 20-40 Eoceno Chicontepec Superior, con una producción inicial de 63 BPD y fluyendo en forma continua desde 1978 con una producción acumulada de 1,248,565 bls⁵⁰.

El fracaso de estos pozos ha incrementado el número de pozos cerrados en Cerro Azul, llegando a 500.

PEMEX ha mantenido un gran número de pozos cerrados por diferentes conceptos, olvidándose de dos aspectos de gran importancia, que son la producción que estos pozos representan y el gran riesgo para la comunidad y el entorno por la posibilidad de fugas y contaminaciones, esto por el represionamiento constante de estos pozos con relación al tiempo, tanto en la tubería de producción como en los espacios anulares y alcanzando su estado crítico en las conexiones definitivas, mismas que en un gran número de pozos presentan un avanzado estado de corrosión; todas estas anomalías se deben a dos razones, una de ellas es porque no se le ha dado mantenimiento a sus conexiones definitivas o no se ha programado su intervención, (reparación menor o mayor), lo cual se debe a motivos técnicos o a falta de asignación de recursos materiales y financieros⁵⁰.

Por otro lado, desarrollar el Paleocanal de Chicontepec, utilizando métodos similares a los empleados en el Campo Spraberry, puede incrementar las reservas y la producción de México considerablemente². La potencial recompensa para México, por el desarrollo de Chicontepec a niveles del Campo Spraberry es asombrosa; la inversión necesaria para desarrollar el Paleocanal de Chicontepec es muy grande, ya que se requiere de una evaluación técnica y operacional detallada, antes de emprender semejante proyecto.

La geología del Campo Spraberry es menos compleja que la de Chicontepec y se ha estudiado mejor. Los yacimientos de limolitas del Campo Spraberry son extensos lateralmente, con mucha menos variación estratigráfica. Los cuerpos individuales de Chicontepec parecen ser lenticulares y de área limitada. La sísmica 3-D y su procesamiento avanzado serán de gran ayuda en la reducción del riesgo asociado a la variación lateral. Se requerirá de la integración del control de pozos con la sísmica 3-D en las áreas perforadas, para determinar la reducción del riesgo.

Las limolitas de Spraberry también tienen una calidad mucho más consistente que las de Chicontepec, ya que son persistentemente de arcosas a subarcosas y la diagénesis es más predecible a lo largo del campo. En Chicontepec las areniscas son comúnmente litarenitas ricas en carbonatos y fragmentos de roca volcánica que tienen calidades de yacimiento altamente variables. El trabajo regional para entender mejor la variación lateral y en profundidad de la composición de las areniscas y la diagénesis, es esencial para predecir la recuperación de aceite y para diseñar los programas de perforación y terminación².

La densidad del aceite en Spraberry es también consistente de entre 35 y 40° API a través del campo. En Chicontepec el rango de densidades del aceite va, de menos de los 10° API en el Sureste, a cerca de los 50° API, en el Noreste².

El diseño de los pozos y su costo es más difícil de predecir en Chicontepec, especialmente durante las etapas tempranas del desarrollo. Las localizaciones perforadoras en el Oeste de Texas son de muy bajo costo, debido a que el terreno es plano y existen caminos de acceso cada milla.

En Chicontepec, en el terreno predominan las colinas, por los que los costos de las localizaciones son muy altos. PEMEX ha propuesto perforar pozos a partir de localizaciones centrales para compartir instalaciones de producción y minimizar el impacto ambiental ocasionado por numerosos caminos y localizaciones, para mejorar los costos de las localizaciones y de las instalaciones de producción, pero se requiere perforar pozos desviados, por lo que se debe evaluar el impacto económico que tendrá la perforación direccional.

Tabla V.12. Costos de perforación de los Campos Agua Fría, Coapechaca y

Tajín.

TIPO	1a. ETAPA	2a. ETAPA	DESPL. (m)	NUM. POZOS	TIEMPOS (DÍAS)			COSTOS (MM\$)			TOTAL (MM\$)
					PERF.	TERM.	TOTAL	PERF.	FRACTURA	TERM.	
VERTICAL	TR 9 5/8", 36 lb/pie, J-55, BCN 450 m	TR 7" 29, lb/pie, N-80, BCN 1900 m		1	1	1	2	5.75	4.5	1.52	11.82
DIRECCIONAL CON REGISTROS PEMEX	TR 9 5/8", 36 lb/pie, J-55, BCN 450 m	TR 7" 29, lb/pie, N-80, MVAM 1947 m	40	2	1	1	2	6.50	4.5	1.52	12.57
DIRECCIONAL CON REGISTROS CIA	TR 9 5/8", 36 lb/pie, J-55, BCN 250 m	TR 7" 29, lb/pie, N-80, MVAM 1947 m	40	4	2	1	3	6.90	4.5	1.52	12.96
DIRECCIONAL CON REGISTROS CIA	TR 9 5/8", 36 lb/pie, J-55, BCN 250 m	TR 7" 29, lb/pie, N-80, MVAM 2041 m	69	2	2	1	3	7.12	4.5	1.57	13.24
DIRECCIONAL CON REGISTROS PEMEX	TR 9 5/8", 36 lb/pie, J-55, BCN 250 m	TR 7" 29, lb/pie, N-80, MVAM 2041 m	69	4	2	1	3	6.72	4.5	1.48	12.74

Los pozos de Spraberry están perforados con una pequeña variación a través del campo. Las técnicas usadas actualmente han sido desarrolladas utilizando las lecciones aprendidas a través del tiempo y mediante alianzas con compañías para mejorar la eficiencia y reducir los costos de perforación.

Los pozos en Chicontepec se pueden perforar de manera similar, para alcanzar las tasas de retorno necesarias para el desarrollo del Paleocanal de Chicontepec, por lo que se requiere de tiempo para alcanzar el mismo nivel de eficiencia y se tienen que hacer nuevos convenios con compañías para alcanzar el mismo nivel que en Spraberry. Además las técnicas de terminación varían a través del Paleocanal debido, a los cambios en la composición de los yacimientos de areniscas.

El área operacional es la que más rápido alcanza los beneficios de la aplicación de sistemas y técnicas utilizados en Spraberry, por lo cual bajar los costos de operación y la reducción de tiempos conducirá al éxito en Chicontepec. La componente clave es el entrenamiento del personal de campo para operar el equipo nuevo, por lo que debe haber comunicación y compromiso en todos los niveles de la compañía para tener éxito.

Los pozos de Chicontepec tienen gastos iniciales en promedio de aproximadamente 120 BPD. La producción del pozo declina rápidamente y después se estabiliza alrededor de 40 BPD, donde se va a una declinación secundaria. Un perfil típico de producción de un pozo de Chicontepec se muestra en la Fig. V.37.

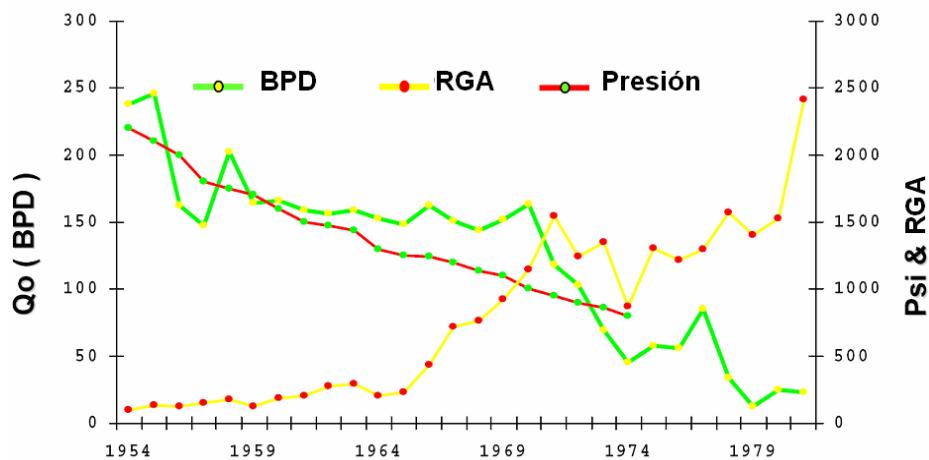


Fig. V.37. Perfil típico de producción de un pozo de Chicontepec (PEMEX)².

Se necesita de un entendimiento completo de todas las variables antes de comprometer los millones de dólares necesarios para el desarrollo completo de Chicontepec y para hacer de este desarrollo, un proyecto rentable.

Los márgenes por barril producido son bajos comparados con otros campos, pero como en Spraberry, hay muchos barriles por recuperar. El volumen total recuperado podría ser 10 veces mayor al del Campo Spraberry.

Muchos de los pozos no fluyen a gastos rentables, por lo que son estimulados. Se ha usado una variedad de diseños de fracturamiento a través de los años. Un pozo típico de Chicontepec y su terminación se muestra en la Fig. V.38. Muchos de los pozos han sido perforados direccionalmente a partir de localizaciones centrales, para minimizar el impacto ambiental y producir en instalaciones centrales.

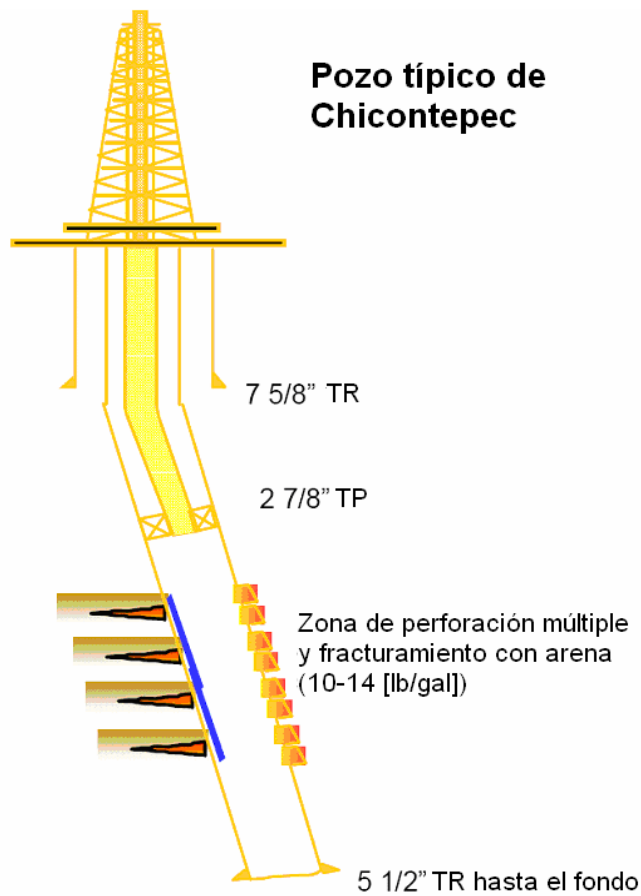


Fig. V.38. Estado mecánico de un pozo típico de Chicontepec².

La implantación de las llamadas Macroplataformas⁵¹ permite la perforación de 16, 20 ó 25 pozos, dependiendo de las condiciones topográficas del terreno, utilizando 2 equipos de perforación simultáneamente, donde se contemplan las instalaciones para el manejo de la producción, como son: batería de separación, estación de compresión para manejar el gas de formación y de bombeo neumático, estación de bombeo, infraestructura de sistemas artificiales e infraestructura para la implantación de un sistema de recuperación secundaria o mejorada, todo bajo un marco de seguridad, menor afectación a la agricultura y ganadería y una mayor protección al medio ambiente.

La estrategia para la selección de las mejores áreas de desarrollo debe contemplar la sísmica 3-D y la topografía del terreno, previo estudio de la factibilidad socio-ecológica.

Se propusieron localizaciones, con base en correlaciones estratigráficas y resultados de producción de pozos vecinos, perforando pozos verticales utilizando una pera por pozo con un espaciamiento entre pozos, tanto en superficie como en yacimiento, de 400 m.

Los factores a tomar en cuenta para la explotación son los siguientes⁵¹:

- Altos costos de perforación y terminación.
- Topografía irregular del terreno.
- Afectación a terrenos destinados a la agricultura y ganadería.
- Afectación al medio ambiente.
- Seguridad a la población.
- Altos costos en mantenimiento a pozos e instalaciones de producción.
- Tiempos excesivos de perforación y terminación de pozos.
- Baja productividad de los pozos.

La selección óptima de la localización de los pozos en yacimientos heterogéneos de turbiditas como los de la cuenca de Chicontepec, depende en gran medida de la descripción de las heterogeneidades –distribución de facies y calidad de las

propiedades de flujo- así como de la evaluación de la extensión y orientación de las fracturas. La propagación de las fracturas y su orientación, juega un papel muy importante en la visualización y optimización del patrón de flujo de semejantes yacimientos complejos.

La baja recuperación de aceite, asociada al pobre entendimiento de la geología compleja del sistema de abanicos submarinos de Chicontepec, ha desalentado históricamente la inversión para el desarrollo de estos campos. Recientemente, mediante la utilización de herramientas modernas para la descripción geológica, como la sísmica 3-D, estratigrafía secuencial y aplicaciones geoestadísticas, se ha mejorado el entendimiento de los yacimientos de turbiditas de Chicontepec, particularmente del Campo Tajín. Estos yacimientos de lutitas de baja permeabilidad (0.2 a 8 mD) han sido el objetivo del desarrollo del Sureste del campo, donde la calidad del aceite producido varía de 28 a 34 °API⁹.



Fig. V.39. Equipo de perforación del Paleocanal de Chicontepec, construido para optimizar los tiempos y logística de perforación, en localizaciones de pozos múltiples.

Se han perforado más de 150 pozos en el Campo Tajín⁹, los cuales están fracturados hidráulicamente. Los yacimientos son típicamente de baja permeabilidad, por lo que requieren ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico, para que su producción sea rentable.

Las prácticas de fracturamiento son el problema clave en el desarrollo de Chicontepec, y muchos de los aspectos de la respuesta de diferentes facies al fracturamiento son todavía desconocidos.

Se está aplicando un programa intenso de varias mediciones de respuestas micro sísmicas bajo las operaciones de fracturamiento hidráulico, en muchos de los pozos del Campo Tajín.

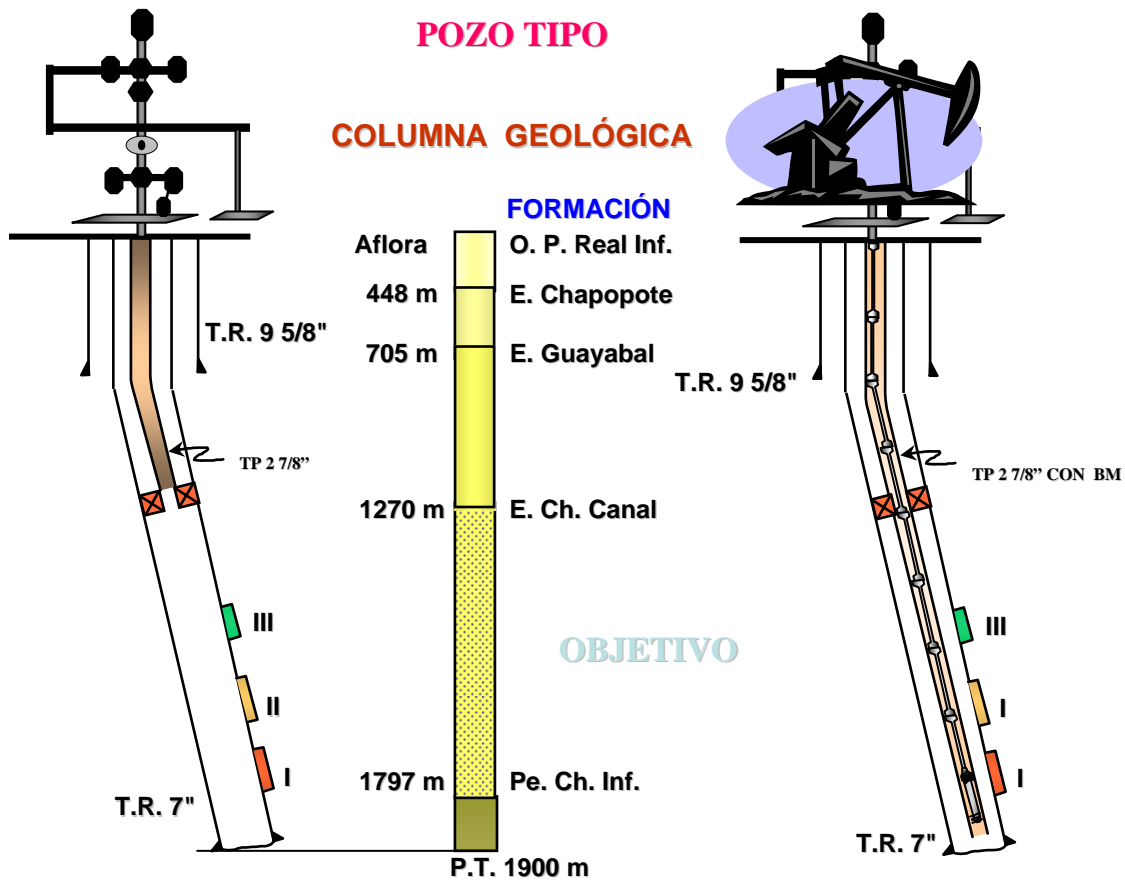


Fig. V.40. Diagrama de un pozo tipo de Chicontepec y de su columna geológica.

Una mejor visión de la caracterización del campo, de las fracturas creadas a lo largo de las formaciones heterogéneas y las características de las conexiones entre las fracturas y el agujero, es la base para optimizar el diseño del fracturamiento y el patrón de flujo.

El sistema Chicontepec en conjunto es considerado rentable y un componente substancial de los recursos petroleros de México. Se ha establecido producción primaria en muchos de los campos en las partes Norte y Sur de la cuenca, pero los límites de estos campos no se han definido. Las producciones acumuladas por pozo varían significativamente. Como su campo análogo el Spraberry de la cuenca Pérmica, Chicontepec es altamente saturado, lo que lo hace candidato a la recuperación secundaria.

Por medio de la caracterización integrada de los yacimientos altamente heterogéneos de abanicos submarinos del sistema de abanicos de Chicontepec, se identificó la localización óptima para la realización de una prueba piloto de inyección de agua⁷. Los resultados de la prueba piloto, realizada en una parte de alta calidad y de baja heterogeneidad del complejo, muestran que la inyección de agua en Chicontepec es factible y que los yacimientos probados serán beneficiados en gran medida, mediante un programa de inyección de agua a largo plazo.

Existen varios retos por superar antes de iniciar la inyección de agua en Chicontepec. Los yacimientos turbidíticos de Chicontepec son vertical y lateralmente heterogéneos; la calidad del yacimiento es un problema, conforme las areniscas están cementadas y contienen una cantidad mínima pero crítica de arcillas hidratables; además los yacimientos están naturalmente fracturados.

Un elemento crítico en el diseño de la inyección de agua es establecer la arquitectura del yacimiento. La arquitectura sedimentaria, la cual incluye la distribución de las areniscas y la composición de las facies, controla la distribución de las propiedades del yacimiento y la distribución del volumen original de aceite; cómo los fluidos inyectados se moverán en 4-D (3-D espacio y tiempo) a través del yacimiento; y finalmente, cómo

drenará el yacimiento. Por eso la definición de la arquitectura del yacimiento, es el primer paso crítico en la aplicación de la inyección de agua.

Una vez establecida la arquitectura del yacimiento, los pasos siguientes son la integración de la información petrofísica, la construcción de mapas de las propiedades del yacimiento y finalmente la volumetría del yacimiento, la síntesis de la información de producción con la geología del yacimiento para identificar la producción de las facies, dónde se beneficiará más el yacimiento con las operaciones de recuperación secundaria.

Sin embargo, la visualización de la arquitectura de las areniscas y las facies hacen que la distribución de la arenisca sea predecible y esto es lo que ha permitido la selección de las localizaciones para la implementación de la prueba piloto de inyección de agua. Los mapas de contenido de arenisca y las facies, indican donde se tiene contenido favorable de arenisca y facies a varios niveles de esta plataforma.

El análisis petrográfico indica que las areniscas de Chicontepec son litoarenitas, litológicamente inmaduras, formadas por 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 areniscas estén limpias o carentes de arcillas, con sólo 1% de arcillas. Sin embargo, esas arcillas contienen esmectita, una arcilla hidratable y en las pruebas de inyección, la hidratabilidad de la esmectita que reacciona con la salmuera artificial inyectada, 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 la permeabilidad sólo el 5%. Como

resultado de estos análisis, es claro que el agua inyectada requerirá de tratamiento y de la adición de un inhibidor⁷.

Para identificar áreas de mayor calidad y evitar los efectos de una baja calidad, se construyeron mapas de porosidad y permeabilidad promedio obtenidos de registros de pozos de los yacimientos potencialmente sujetos a la inyección de agua. Estos mapas muestran una relación directa con las tendencias de las areniscas de ese yacimiento. La dirección del flujo de los fluidos inyectados se puede predecir combinando la información de los mapas de las areniscas y las facies con los de las propiedades petrofísicas.

En base a un estudio integrado⁷, se ha seleccionado la localización geológicamente óptima para los pozos inyectores en cada uno de los principales yacimientos considerados para el inicio de la inyección de agua.

Las bases geológicas para la selección de estos pozos inyectores fueron:

- Espesores óptimos de arenisca.
- Heterogeneidad mínima de las facies.
- Buena resistividad, indicando buena saturación.
- Distancia de las fallas.
- Buena a moderada producción primaria (como un indicador de la calidad óptima del yacimiento).

Las consideraciones de ingeniería en la selección de los pozos inyectores incluyen⁷:

- Estados mecánicos de los pozos.
- Historia de perforación y producción.
- Producciones acumuladas de aceite.
- Heterogeneidad y continuidad del yacimiento.
- Propiedades físicas del yacimiento obtenidas de las pruebas a pozos.

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 39 y 77 m, mientras la profundidad hasta la cima del cuerpo más somero fue de 1,425 a 1,531 m⁷.

Las correlaciones muestran que las distribuciones de las areniscas 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 arenisca 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 yacimiento⁷.

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.

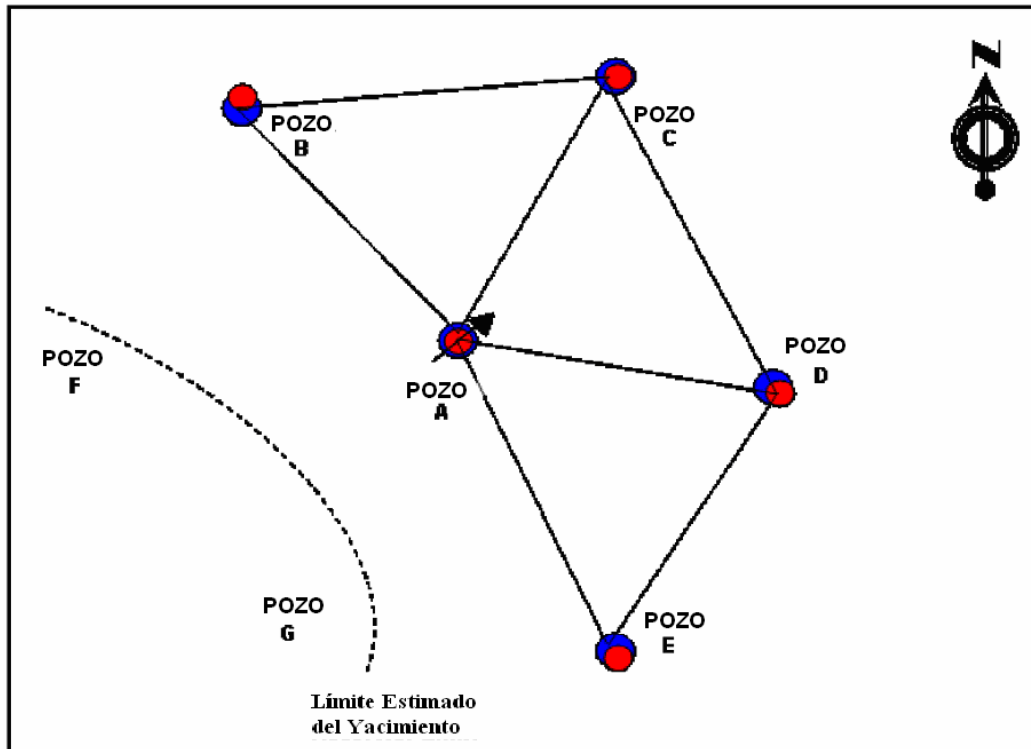


Fig. V.41. Distribución de los pozos productores e inyectores dentro del área piloto⁷.

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 de Chicontepec pueden verse beneficiados con la inyección de agua en periodos grandes de tiempo.

La predicción de la orientación de la fractura a lo largo de los yacimientos canalizados, es la base para el diseño de nuevos esquemas de desarrollo, por lo que la localización de los pozos productores e inyectores de agua ha sido optimizada⁹.

V.6. Aplicación de modelos a casos de campo.

V.6.1. Caso I. Campo Agua Fría.

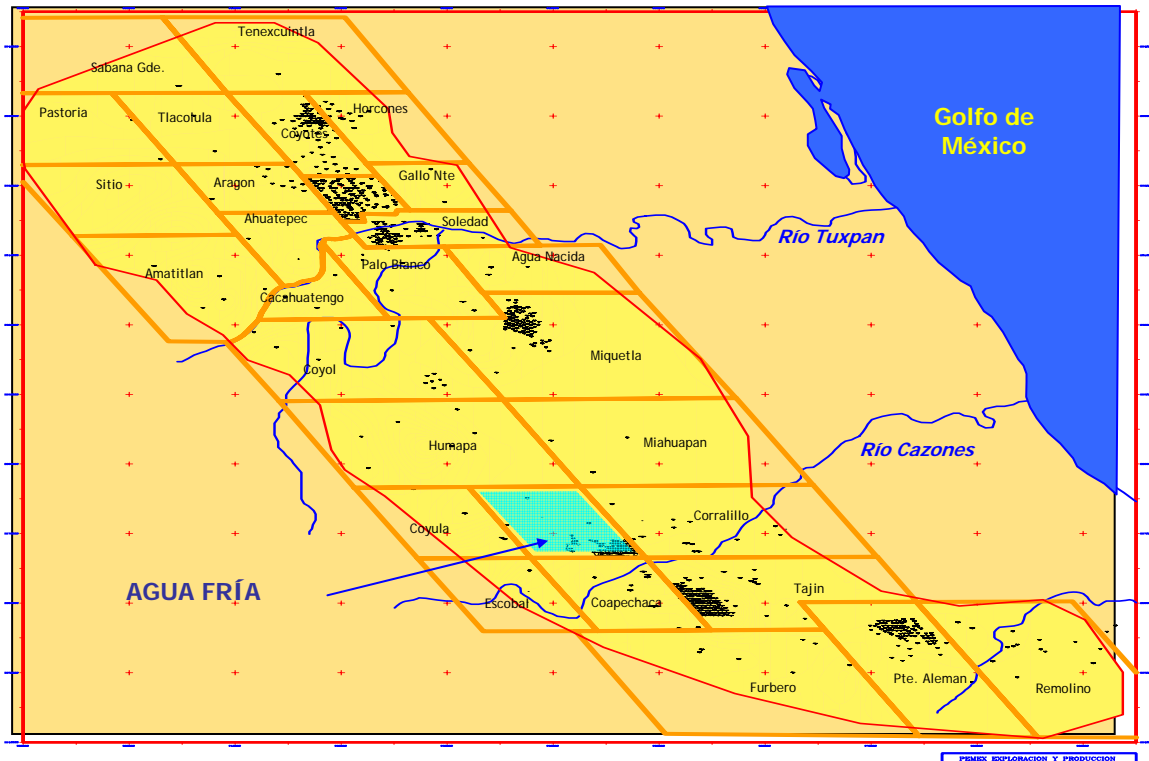


Fig. V.42. Ubicación del Campo Agua Fría.

El inicio de la explotación del Campo Agua Fría fue en Agosto de 1977, con el pozo descubridor Antares 1. El tipo de yacimiento es aceite negro de 24 a 26 °API, la formación productora es Eoceno Chicontepec Canal, el tipo de empuje es el del gas en solución.

Se han perforado 77 pozos, de los cuales todos permanecen activos; 5 son exploratorios: Antares 1, Esfena 1, Nirzán 1, Popote 1 y Yate 1, y 72 de desarrollo, 72 pozos Agua Fría. La máxima producción fue de 7,730 BPD en Enero de 1993, la producción actual de aceite es de 2,500 BPD y de gas de 9.826 MMPCD, la producción acumulada de aceite es de 19.36 MMbls y de gas es de 39,664 MMpc, por último la reserva remanente (3P) es de 621.562 MMbpce.

Los datos utilizados en los modelos en este trabajo, para predecir el comportamiento del yacimiento en el Caso I. Campo Agua Fría, son los siguientes:

$$\begin{array}{llll}
 A= 125,664 \text{ m}^2 & \Delta\rho= 300 \text{ Kg/m}^3 & g= 9.807 \text{ m/s}^2 & \Phi_i= 0.2503 \\
 S_{oi}= 0.47 & k_{oi}= 0.00045 \text{ D} & S_{gi}= 0.05 & S_{wi}= 0.48 \\
 \mu_{oi}= 3.828 \text{ cp} & B_{oi}= 1.2508 \text{ m}^3\text{@c.y./m}^3\text{@c.s.} & \text{NB}= 9 & k= 0.000667646 \text{ D} \\
 S_{or}= 0.25 & \rho_f= 210 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs} & S_{gc}= 0.05 &
 \end{array}$$

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.

El gasto debido a los efectos 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, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla V.13. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso I. Campo Agua Fría.

1	2	3	4	5	6	7
j	h _j [m]	n _j	f _j	h _j n _j [m]	N _j [bls@c.s.]	q _{oi.sg} [BPD]
1	0.1	5	0.0025	0.5000	37,170.8390	93.1922
2	0.9	5	0.0225	4.5000	334,537.5514	93.1922
3	1.7	5	0.0425	8.5000	631,904.2637	93.1922
4	2.5	5	0.0625	12.5000	929,270.9760	93.1922
5	3.3	5	0.0825	16.5000	1,226,637.6884	93.1922
6	4.1	5	0.1025	20.5000	1,524,004.4007	93.1922
7	4.9	5	0.1225	24.5000	1,821,371.1130	93.1922
8	5.7	5	0.1425	28.5000	2,118,737.8253	93.1922
	Totales	40	0.5800	116.0000	8,623,634.6575	745.5380
9	84	1	0.4200	84.0000	6,244,700.9589	18.6384
	Totales	41	1.0000	200.0000	14,868,335.6164	764.1764

Para ilustrar el comportamiento del gasto con respecto al tiempo se analizarán tres tamaños distintos de bloques, así como la parte del yacimiento no fracturada. Se aplica el mismo procedimiento planteado en el Capítulo IV; el ciclo se repite hasta un cierto tiempo de explotación, en este caso 2 años; para este ejemplo se obtuvo el siguiente

comportamiento de la presión: una ecuación de segundo grado para los primeros cinco días y una logarítmica para los siguientes días.

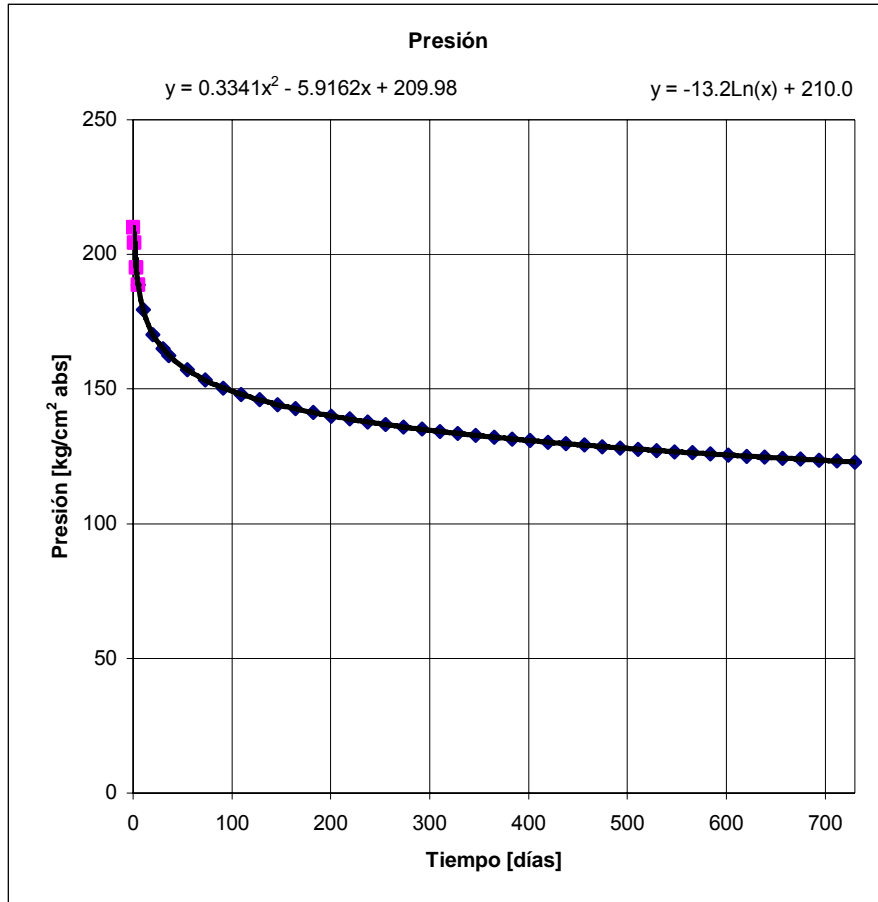


Fig. V.43. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del Caso I. Campo Agua Fría.

Se emplearon para este caso, las siguientes ecuaciones para los cambios de los parámetros B_o , μ_o , k_o , z y R_s :

z vs. p

$$\begin{aligned}
 z &= a_0 + a_1 p + a_2 p^2 \\
 a_0 &= 0.9951 \\
 a_1 &= -0.0008 \\
 a_2 &= 0.000001
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

R_s vs. p

$$\begin{aligned}
 R_s &= b_0 + b_1 p + b_2 p^2 + b_3 p^3 + b_4 p^4 + b_5 p^5 + b_6 p^6 \\
 b_0 &= -3.5495 \\
 b_1 &= 1.2767 \\
 b_2 &= -0.0177 \\
 b_3 &= 1 \times 10^{-4} \\
 b_4 &= -5 \times 10^{-7} \\
 b_5 &= 1 \times 10^{-9} \\
 b_6 &= -1 \times 10^{-12}
 \end{aligned}
 \tag{5.2}$$

 B_o vs. p

$$\begin{aligned}
 B_o &= c_0 + c_1 p + c_2 p^2 \\
 c_0 &= 0.898258521 \\
 c_1 &= 0.002410531 \\
 c_2 &= -0.000003485
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

 μ_o vs. p

$$\begin{aligned}
 \mu_o &= d_0 + d_1 p + d_2 p^2 \\
 d_0 &= 9.446533693 \\
 d_1 &= -0.038438817 \\
 d_2 &= 0.00005565274825
 \end{aligned}
 \tag{5.4}$$

 k_o vs. S_o

$$k_o = k \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4 \tag{5.5}$$

El factor de volumen del gas se calcula de la siguiente manera:

$$B_g = p_{cs} \frac{T_y}{T_{cs}} \frac{z}{p} \tag{5.6}$$

donde, para este caso $T_y = 600 \text{ }^\circ\text{R}$, $p_{cs} = 1.033227 \text{ Kg/cm}^2$ y $T_{cs} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$.

Los valores de compresibilidades para este ejemplo son los siguientes:

$$c_o = 35.3 \times 10^{-5} [\text{Kg/cm}^2]^{-1}$$

$$c_w = 4 \times 10^{-5} [\text{Kg/cm}^2]^{-1}$$

$$c_f = 6 \times 10^{-5} [\text{Kg/cm}^2]^{-1}$$

$$c_s = 2 \times 10^{-5} [\text{Kg/cm}^2]^{-1}$$

En este caso, se alcanza una $S_o = 0.2836$ a los 2 años para los bloques de 0.1 m de altura, en tanto que esa saturación se obtiene a un tiempo mayor para los bloques del siguiente tamaño, 3.3 m, para los cuales se obtiene una $S_o = 0.3407$ a los 2 años y así sucesivamente, para los bloques de 5.7 m una $S_o = 0.3417$, y para el bloque de 84 m se obtiene una $S_o = 0.3431$, al mismo tiempo de 2 años.

Los resultados para los bloques de 0.1, 3.3, 5.7 y 84, [m], se muestran en las Tablas V.14, V.15, V.16 y V.17 respectivamente, en tanto que sólo se muestran algunos resultados para ciertos intervalos de tiempo de la variación de, la presión, las saturaciones de aceite y de gas, la producción total de aceite acumulada, así como los gastos de aceite producidos por expansión del gas y por segregación gravitacional, además del gasto de aceite total; cabe mencionar que no se muestra la variación de los otros parámetros restantes porque, como ya se dijo con anterioridad, las tablas originales son muy grandes.

Tabla V.14. Comportamiento de los bloques de 0.1 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	ρ [Kg/cm ³]	S_o	S_g	$N_{p,tot}$ [bls@c.s.]	$q_{o,Eg}$ [BPD]	$q_{o,sg}$ [BPD]	$q_{o,tot}$ [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4680	0.0518	301.90	95.5932	93.1922	297.7661
0.008	3.0417	195.100	0.4643	0.0549	835.12	81.4624	86.2060	249.1205
0.014	5.0695	188.573	0.4615	0.0575	1,272.72	62.3300	81.7066	200.5814
0.028	10.139	179.424	0.4567	0.0618	2,074.03	34.1426	75.3412	136.2268
0.056	20.278	170.274	0.4507	0.0674	3,250.53	19.4629	68.9868	101.4694
0.083	30.417	164.922	0.4462	0.0716	4,217.05	14.2449	65.0253	87.8649
0.1	36.5	162.515	0.4439	0.0738	4,744.18	12.4336	63.1406	82.7091
0.15	54.75	157.163	0.4378	0.0797	6,180.02	9.2904	58.6275	72.6354
0.2	73	153.366	0.4324	0.0849	7,469.64	7.6353	55.0768	66.2277
0.25	91.25	150.420	0.4274	0.0897	8,657.96	6.6037	52.0691	61.4693
0.3	109.5	148.014	0.4227	0.0943	9,767.60	5.8955	49.4175	57.6307
0.35	127.75	145.979	0.4182	0.0987	10,812.05	5.3776	47.0214	54.3751
0.4	146	144.216	0.4138	0.1030	11,800.23	4.9818	44.8206	51.5224
0.45	164.25	142.662	0.4095	0.1072	12,738.54	4.6692	42.7755	48.9655
0.5	182.5	141.271	0.4053	0.1114	13,631.76	4.4160	40.8591	46.6366
0.55	200.75	140.013	0.4011	0.1155	14,483.67	4.2068	39.0518	44.4897
0.6	219	138.864	0.3970	0.1195	15,297.31	4.0312	37.3389	42.4925
0.65	237.25	137.808	0.3930	0.1235	16,075.24	3.8818	35.7093	40.6216
0.7	255.5	136.829	0.3889	0.1275	16,819.60	3.7532	34.1542	38.8591
0.75	273.75	135.919	0.3849	0.1315	17,532.28	3.6416	32.6667	37.1916
0.8	292	135.067	0.3809	0.1355	18,214.93	3.5438	31.2411	35.6083
0.85	310.25	134.267	0.3769	0.1395	18,869.02	3.4576	29.8727	34.1008
0.9	328.5	133.512	0.3729	0.1434	19,495.90	3.3812	28.5575	32.6622
0.95	346.75	132.798	0.3689	0.1474	20,096.78	3.3130	27.2924	31.2868
1	365	132.121	0.3649	0.1513	20,672.78	3.2520	26.0744	29.9699
1.05	383.25	131.477	0.3609	0.1553	21,224.94	3.1970	24.9012	28.7074
1.1	401.5	130.863	0.3569	0.1593	21,754.24	3.1475	23.7706	27.4960
1.15	419.75	130.276	0.3529	0.1633	22,261.59	3.1025	22.6809	26.3328
1.2	438	129.715	0.3489	0.1672	22,747.86	3.0617	21.6303	25.2152
1.25	456.25	129.176	0.3449	0.1712	23,213.87	3.0246	20.6174	24.1411
1.3	474.5	128.658	0.3409	0.1752	23,660.40	2.9906	19.6410	23.1084
1.35	492.75	128.160	0.3368	0.1792	24,088.20	2.9596	18.6997	22.1155
1.4	511	127.680	0.3328	0.1832	24,497.98	2.9311	17.7926	21.1607
1.45	529.25	127.217	0.3287	0.1873	24,890.44	2.9050	16.9187	20.2427
1.5	547.5	126.769	0.3247	0.1913	25,266.25	2.8809	16.0769	19.3602
1.55	565.75	126.336	0.3206	0.1953	25,626.04	2.8587	15.2664	18.5119
1.6	584	125.917	0.3165	0.1994	25,970.44	2.8383	14.4865	17.6968
1.65	602.25	125.511	0.3125	0.2035	26,300.04	2.8194	13.7362	16.9139
1.7	620.5	125.117	0.3084	0.2075	26,615.44	2.8019	13.0149	16.1621
1.75	638.75	124.734	0.3043	0.2116	26,917.19	2.7858	12.3219	15.4406
1.8	657	124.363	0.3001	0.2157	27,205.85	2.7708	11.6564	14.7485
1.85	675.25	124.001	0.2960	0.2198	27,481.95	2.7568	11.0178	14.0850
1.9	693.5	123.649	0.2919	0.2239	27,746.01	2.7439	10.4054	13.4492
1.95	711.75	123.306	0.2878	0.2280	27,998.53	2.7319	9.8185	12.8404
2	730	122.972	0.2836	0.2322	28,240.00	2.7207	9.2565	12.2578

Tabla V.15. Comportamiento de los bloques de 3.3 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	ρ [Kg/cm ³]	S_o	S_g	$N_{p,tot}$ [bls@c.s.]	$q_{o,Eg}$ [BPD]	$q_{o,sg}$ [BPD]	$q_{o,tot}$ [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	6,939.20	3,154.58	93.19	6,844.13
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0545	18,789.36	2,672.04	86.44	5,447.66
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	27,753.13	2,033.06	82.17	3,982.98
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	41,320.82	1,099.38	76.32	2,060.14
0.056	20.278	170.274	0.4540	0.0641	56,332.60	612.35	70.91	1,114.90
0.083	30.417	164.922	0.4511	0.0667	65,974.84	438.89	67.82	792.33
0.1	36.5	162.515	0.4497	0.0680	70,564.00	378.61	66.43	682.48
0.15	54.75	157.163	0.4464	0.0711	81,441.95	273.89	63.29	494.84
0.2	73	153.366	0.4437	0.0736	89,824.73	218.71	60.99	397.68
0.25	91.25	150.420	0.4413	0.0758	96,783.17	184.35	59.11	337.70
0.3	109.5	148.014	0.4391	0.0779	102,811.16	160.81	57.49	296.72
0.35	127.75	145.979	0.4371	0.0798	108,179.48	143.66	56.04	266.81
0.4	146	144.216	0.4350	0.0818	113,053.50	130.62	54.69	243.95
0.45	164.25	142.662	0.4330	0.0837	117,541.96	120.39	53.42	225.84
0.5	182.5	141.271	0.4310	0.0857	121,720.37	112.18	52.19	211.12
0.55	200.75	140.013	0.4290	0.0877	125,643.37	105.45	51.00	198.88
0.6	219	138.864	0.4269	0.0897	129,351.83	99.87	49.84	188.52
0.65	237.25	137.808	0.4248	0.0918	132,877.16	95.18	48.69	179.62
0.7	255.5	136.829	0.4226	0.0939	136,243.99	91.21	47.55	171.88
0.75	273.75	135.919	0.4203	0.0961	139,472.04	87.81	46.42	165.07
0.8	292	135.067	0.4180	0.0983	142,577.34	84.90	45.29	159.02
0.85	310.25	134.267	0.4157	0.1007	145,573.10	82.38	44.16	153.60
0.9	328.5	133.512	0.4132	0.1031	148,470.32	80.21	43.03	148.72
0.95	346.75	132.798	0.4107	0.1056	151,278.30	78.32	41.90	144.28
1	365	132.121	0.4081	0.1081	154,004.96	76.67	40.76	140.22
1.05	383.25	131.477	0.4055	0.1108	156,657.08	75.24	39.63	136.50
1.1	401.5	130.863	0.4027	0.1135	159,240.57	73.99	38.50	133.06
1.15	419.75	130.276	0.3999	0.1163	161,760.56	72.91	37.36	129.87
1.2	438	129.715	0.3970	0.1191	164,221.58	71.97	36.23	126.91
1.25	456.25	129.176	0.3940	0.1221	166,627.65	71.16	35.10	124.14
1.3	474.5	128.658	0.3910	0.1251	168,982.32	70.46	33.97	121.55
1.35	492.75	128.160	0.3878	0.1282	171,288.82	69.86	32.84	119.12
1.4	511	127.680	0.3846	0.1314	173,550.02	69.35	31.72	116.83
1.45	529.25	127.217	0.3813	0.1347	175,768.57	68.92	30.61	114.67
1.5	547.5	126.769	0.3780	0.1380	177,946.87	68.56	29.51	112.64
1.55	565.75	126.336	0.3746	0.1414	180,087.10	68.27	28.42	110.71
1.6	584	125.917	0.3711	0.1449	182,191.31	68.04	27.33	108.88
1.65	602.25	125.511	0.3675	0.1484	184,261.38	67.86	26.27	107.15
1.7	620.5	125.117	0.3638	0.1521	186,299.07	67.73	25.21	105.51
1.75	638.75	124.734	0.3601	0.1557	188,306.02	67.64	24.17	103.95
1.8	657	124.363	0.3564	0.1595	190,283.76	67.58	23.15	102.47
1.85	675.25	124.001	0.3525	0.1633	192,233.76	67.57	22.15	101.07
1.9	693.5	123.649	0.3486	0.1672	194,157.39	67.58	21.16	99.73
1.95	711.75	123.306	0.3447	0.1711	196,055.95	67.63	20.20	98.46
2	730	122.972	0.3407	0.1751	197,930.69	67.70	19.26	97.25

Tabla V.16. Comportamiento de los bloques de 5.7 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eq} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	11,917.17	5,448.81	93.19	11,753.90
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0545	32,254.77	4,614.97	86.45	9,346.39
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	47,612.56	3,511.11	82.17	6,819.43
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	70,752.11	1,898.31	76.33	3,502.35
0.056	20.278	170.274	0.4540	0.0641	96,128.94	1,057.01	70.94	1,873.54
0.083	30.417	164.922	0.4512	0.0666	112,259.76	757.37	67.86	1,318.61
0.1	36.5	162.515	0.4498	0.0679	119,881.43	653.23	66.47	1,129.88
0.15	54.75	157.163	0.4465	0.0709	137,786.06	472.31	63.36	808.04
0.2	73	153.366	0.4438	0.0734	151,415.97	376.98	61.07	641.89
0.25	91.25	150.420	0.4415	0.0756	162,613.06	317.61	59.22	539.64
0.3	109.5	148.014	0.4394	0.0776	172,226.11	276.94	57.61	470.04
0.35	127.75	145.979	0.4373	0.0796	180,720.19	247.31	56.18	419.45
0.4	146	144.216	0.4353	0.0815	188,379.21	224.78	54.84	380.95
0.45	164.25	142.662	0.4334	0.0834	195,389.83	207.10	53.58	350.61
0.5	182.5	141.271	0.4314	0.0853	201,881.67	192.90	52.38	326.07
0.55	200.75	140.013	0.4294	0.0872	207,948.58	181.28	51.20	305.80
0.6	219	138.864	0.4273	0.0892	213,660.78	171.64	50.05	288.77
0.65	237.25	137.808	0.4253	0.0913	219,072.23	163.54	48.91	274.24
0.7	255.5	136.829	0.4231	0.0934	224,225.36	156.67	47.78	261.70
0.75	273.75	135.919	0.4209	0.0955	229,154.12	150.81	46.66	250.77
0.8	292	135.067	0.4186	0.0978	233,886.13	145.78	45.54	241.16
0.85	310.25	134.267	0.4163	0.1001	238,444.18	141.43	44.42	232.64
0.9	328.5	133.512	0.4139	0.1024	242,847.29	137.67	43.30	225.03
0.95	346.75	132.798	0.4114	0.1049	247,111.53	134.41	42.17	218.19
1	365	132.121	0.4088	0.1074	251,250.57	131.57	41.05	212.02
1.05	383.25	131.477	0.4062	0.1100	255,276.16	129.10	39.92	206.42
1.1	401.5	130.863	0.4035	0.1127	259,198.50	126.96	38.79	201.31
1.15	419.75	130.276	0.4007	0.1155	263,026.48	125.09	37.65	196.64
1.2	438	129.715	0.3978	0.1183	266,767.89	123.47	36.52	192.35
1.25	456.25	129.176	0.3948	0.1212	270,429.63	122.08	35.39	188.40
1.3	474.5	128.658	0.3918	0.1243	274,017.85	120.87	34.26	184.76
1.35	492.75	128.160	0.3887	0.1273	277,538.03	119.84	33.14	181.38
1.4	511	127.680	0.3855	0.1305	280,995.08	118.97	32.02	178.25
1.45	529.25	127.217	0.3823	0.1337	284,393.47	118.24	30.91	175.33
1.5	547.5	126.769	0.3789	0.1371	287,737.22	117.63	29.80	172.62
1.55	565.75	126.336	0.3755	0.1405	291,030.01	117.13	28.71	170.09
1.6	584	125.917	0.3720	0.1439	294,275.21	116.74	27.62	167.73
1.65	602.25	125.511	0.3685	0.1475	297,475.90	116.43	26.55	165.52
1.7	620.5	125.117	0.3648	0.1511	300,634.93	116.21	25.49	163.46
1.75	638.75	124.734	0.3611	0.1547	303,754.93	116.07	24.44	161.53
1.8	657	124.363	0.3574	0.1585	306,838.35	115.99	23.42	159.72
1.85	675.25	124.001	0.3536	0.1623	309,887.46	115.97	22.41	158.02
1.9	693.5	123.649	0.3497	0.1661	312,904.39	116.01	21.42	156.43
1.95	711.75	123.306	0.3457	0.1701	315,891.13	116.10	20.44	154.94
2	730	122.972	0.3417	0.1741	318,849.53	116.23	19.50	153.55

Tabla V.17. Comportamiento del bloque de 84 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	34,864.69	16,059.66	18.64	34,387.05
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0544	94,312.73	13,600.63	17.29	27,308.46
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	139,105.17	10,346.48	16.44	19,871.72
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	206,189.13	5,592.66	15.27	10,110.79
0.056	20.278	170.274	0.4541	0.0640	278,895.17	3,112.80	14.19	5,324.69
0.083	30.417	164.922	0.4513	0.0666	324,457.18	2,229.51	13.58	3,697.46
0.1	36.5	162.515	0.4499	0.0678	345,767.05	1,922.51	13.31	3,144.94
0.15	54.75	157.163	0.4467	0.0708	395,190.57	1,389.16	12.69	2,204.81
0.2	73	153.366	0.4440	0.0732	432,145.32	1,108.11	12.24	1,721.31
0.25	91.25	150.420	0.4418	0.0754	462,030.92	933.06	11.87	1,424.97
0.3	109.5	148.014	0.4397	0.0773	487,332.94	813.13	11.55	1,224.18
0.35	127.75	145.979	0.4377	0.0792	509,412.23	725.76	11.27	1,079.00
0.4	146	144.216	0.4357	0.0811	529,099.12	659.31	11.01	969.14
0.45	164.25	142.662	0.4338	0.0829	546,939.49	607.18	10.76	883.16
0.5	182.5	141.271	0.4319	0.0848	563,312.45	565.30	10.52	814.14
0.55	200.75	140.013	0.4299	0.0867	578,492.61	531.03	10.29	757.61
0.6	219	138.864	0.4279	0.0886	592,685.63	502.59	10.06	710.54
0.65	237.25	137.808	0.4259	0.0906	606,049.71	478.71	9.84	670.84
0.7	255.5	136.829	0.4238	0.0927	618,709.34	458.47	9.62	636.99
0.75	273.75	135.919	0.4216	0.0948	630,764.35	441.19	9.40	607.86
0.8	292	135.067	0.4194	0.0970	642,296.03	426.35	9.17	582.61
0.85	310.25	134.267	0.4171	0.0993	653,371.58	413.56	8.95	560.56
0.9	328.5	133.512	0.4147	0.1016	664,047.17	402.48	8.73	541.22
0.95	346.75	132.798	0.4123	0.1040	674,370.24	392.87	8.51	524.18
1	365	132.121	0.4097	0.1065	684,381.30	384.51	8.28	509.09
1.05	383.25	131.477	0.4071	0.1091	694,115.13	377.25	8.06	495.69
1.1	401.5	130.863	0.4044	0.1117	703,601.92	370.94	7.83	483.77
1.15	419.75	130.276	0.4017	0.1145	712,867.94	365.46	7.61	473.13
1.2	438	129.715	0.3988	0.1173	721,936.28	360.71	7.38	463.62
1.25	456.25	129.176	0.3959	0.1202	730,827.27	356.61	7.16	455.10
1.3	474.5	128.658	0.3929	0.1232	739,558.96	353.09	6.93	447.47
1.35	492.75	128.160	0.3898	0.1262	748,147.38	350.09	6.71	440.64
1.4	511	127.680	0.3867	0.1293	756,606.86	347.54	6.48	434.50
1.45	529.25	127.217	0.3834	0.1326	764,950.28	345.40	6.26	429.00
1.5	547.5	126.769	0.3801	0.1359	773,189.18	343.64	6.04	424.07
1.55	565.75	126.336	0.3767	0.1392	781,333.99	342.21	5.82	419.66
1.6	584	125.917	0.3733	0.1427	789,394.14	341.08	5.60	415.71
1.65	602.25	125.511	0.3697	0.1462	797,378.17	340.22	5.38	412.18
1.7	620.5	125.117	0.3661	0.1498	805,293.86	339.60	5.17	409.04
1.75	638.75	124.734	0.3625	0.1534	813,148.25	339.21	4.96	406.24
1.8	657	124.363	0.3587	0.1572	820,947.77	339.02	4.75	403.76
1.85	675.25	124.001	0.3549	0.1609	828,698.29	339.01	4.55	401.57
1.9	693.5	123.649	0.3510	0.1648	836,405.16	339.16	4.35	399.65
1.95	711.75	123.306	0.3471	0.1687	844,073.28	339.46	4.15	397.96
2	730	122.972	0.3431	0.1727	851,707.12	339.89	3.96	396.50

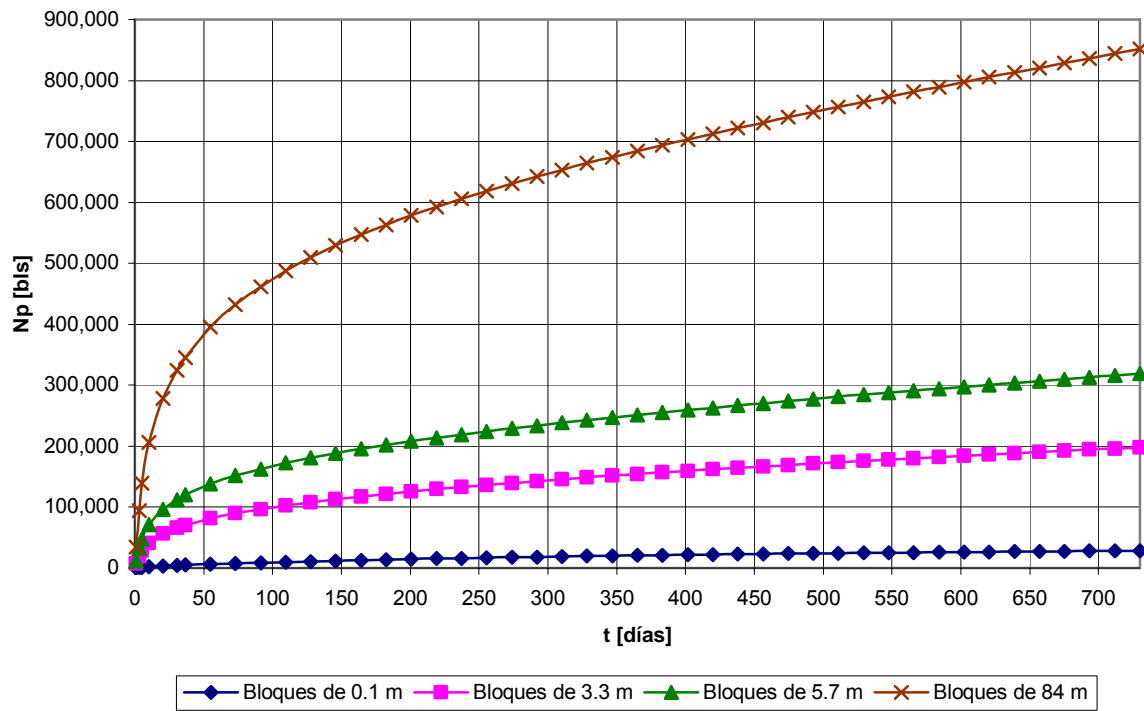


Fig. V.44. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso I. Campo Agua Fría.

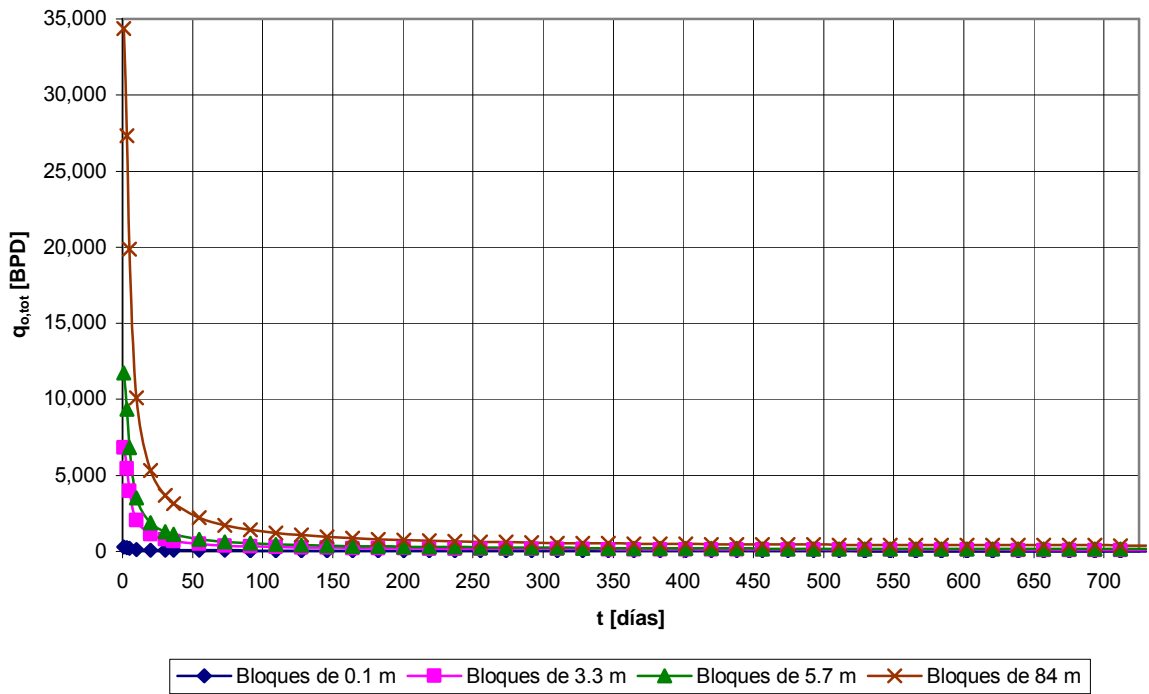


Fig. V.45. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso I. Campo Agua Fría.

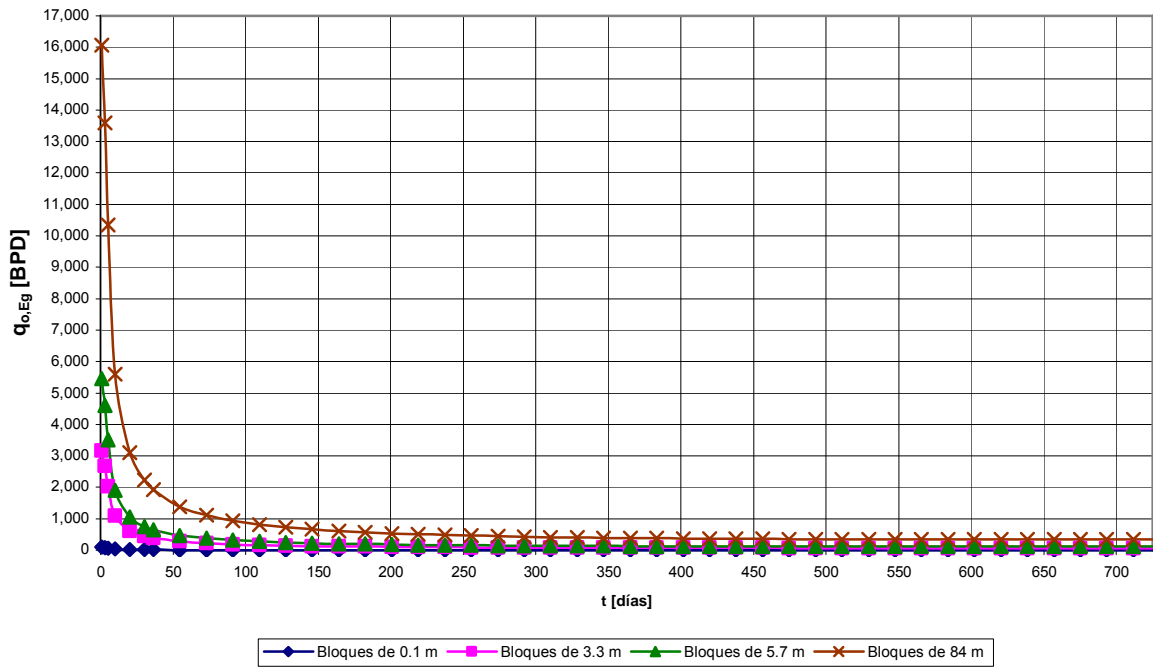


Fig. V.46. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso I. Campo Agua Fría.

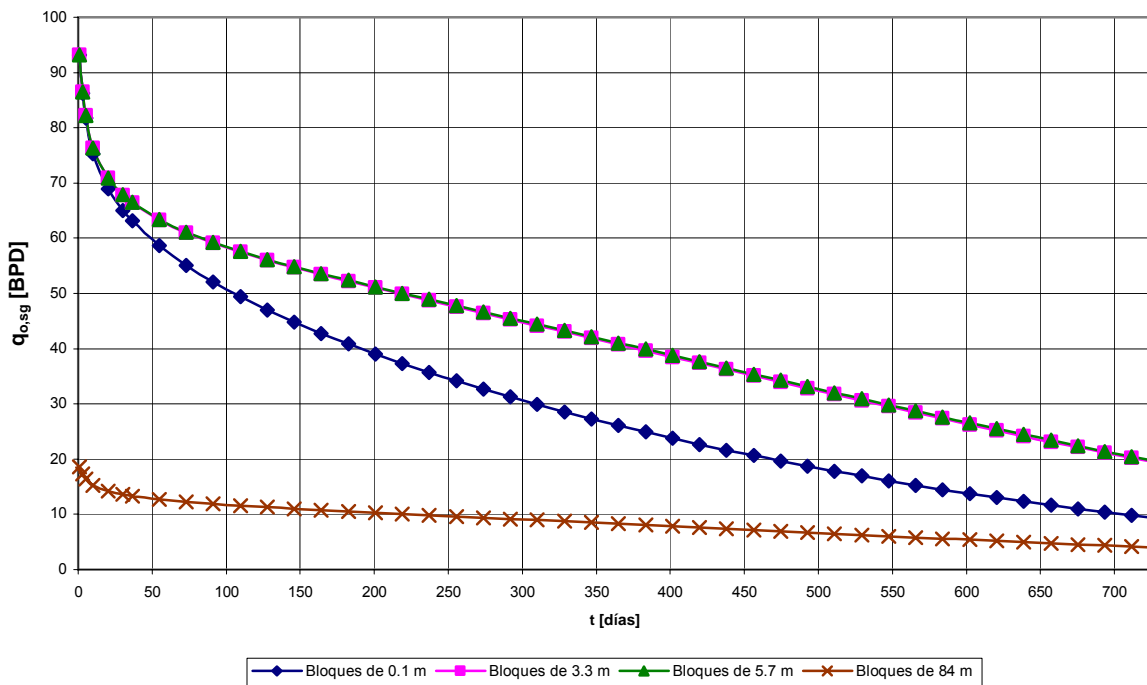


Fig. V.47. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso I. Campo Agua Fría.

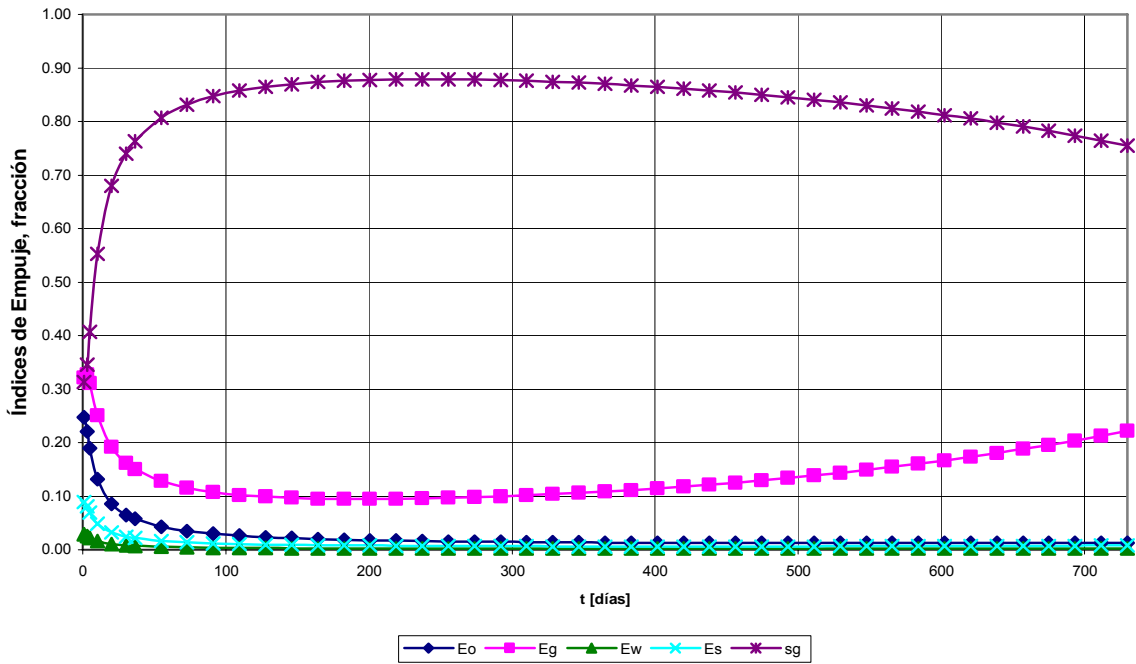


Fig. V.48. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 0.1 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

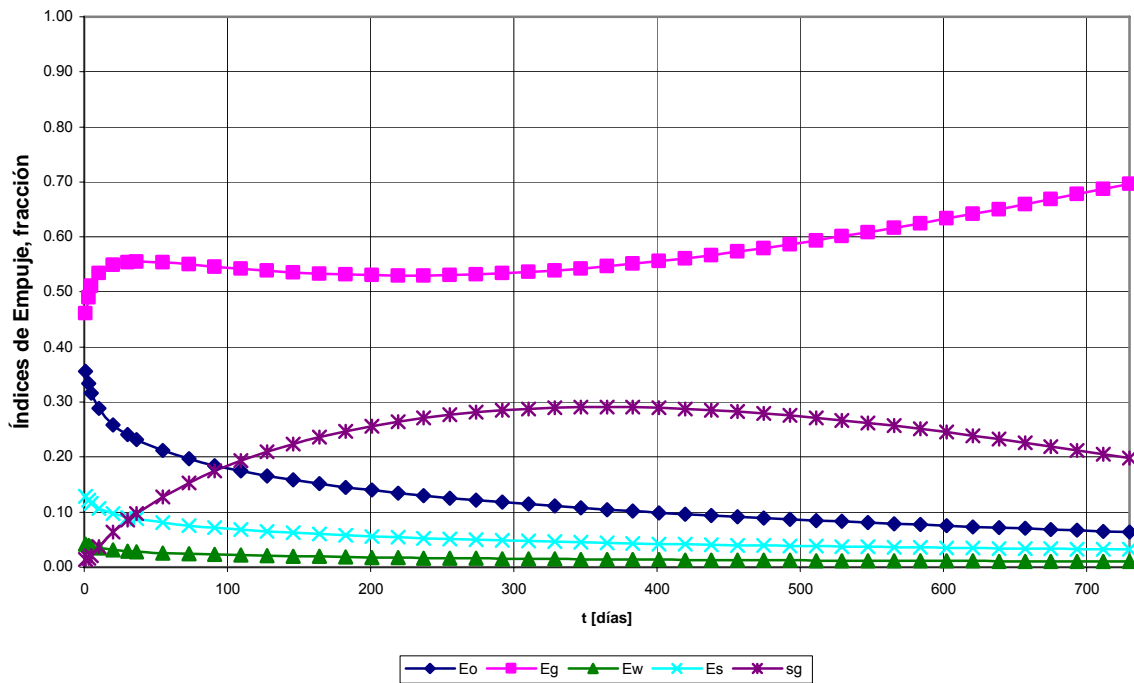


Fig. V.49. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 3.3 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

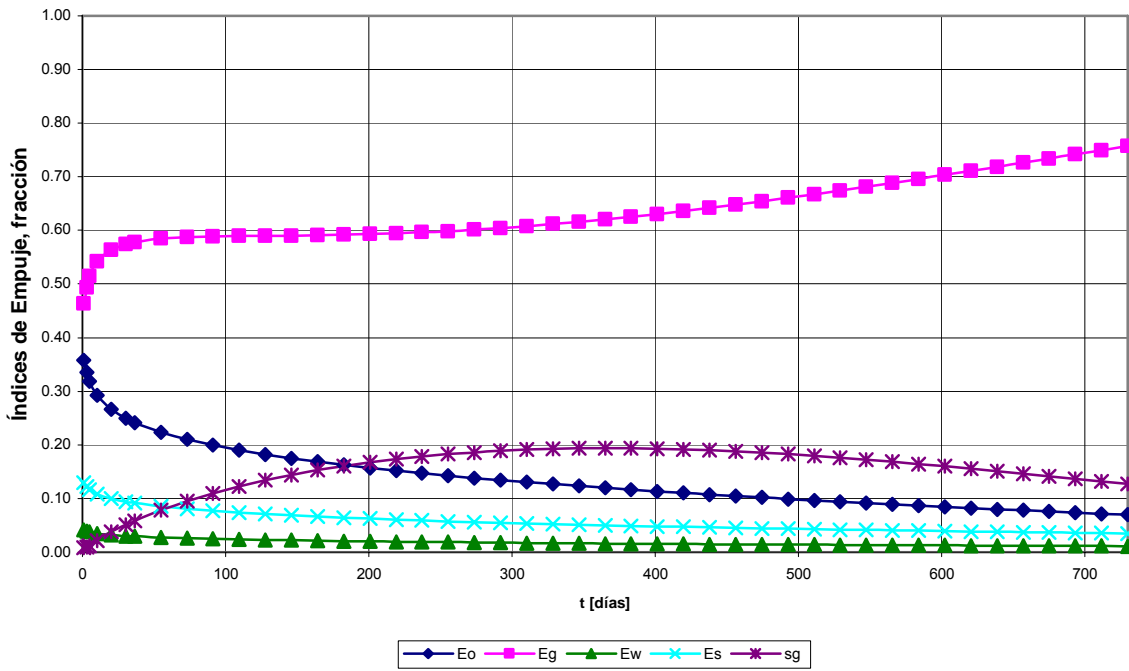


Fig. V.50. Comportamiento de los índices de empuje para los bloques de 5.7 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

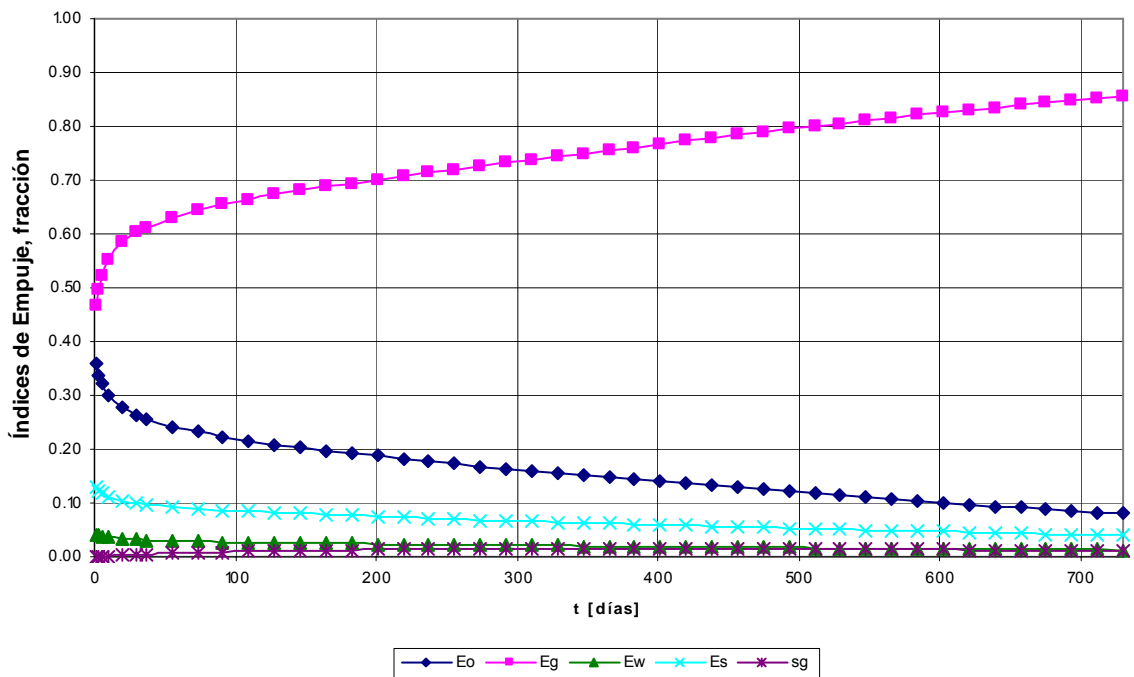


Fig. V.51. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 84 m, del Caso I. Campo Agua Fría.

En la Fig. V.44, se presenta el comportamiento de las producciones acumuladas de aceite de los bloques de alturas 0.1, 3.3, 5.7 y 84, [m], las cuales son de 28,240, 197,930.69, 318,849.53 y 851,707.12, [bls], respectivamente, para un tiempo de 2 años.

El comportamiento del gasto total de aceite de los bloques de alturas 0.1, 3.3, 5.7 y 84, [m], se presenta en la Fig. V.45; se observa que los gastos caen drásticamente, pasando de 297.7661 a 12.2578, [BPD], en los bloques de 0.1 m, de 6,844.13 a 97.25, [BPD], en los bloques de 3.3 m, de 11,753.90 a 153.55, [BPD], en los bloques de 5.7 m y de 34,387.05 a 396.5, [BPD], en el bloque de 84 m, en un tiempo de 2 años.

En la Fig. V.46, se presenta el comportamiento del gasto de aceite producido por la expansión del gas, de los bloques de alturas 0.1, 3.3, 5.7 y 84, [m]; se observa que los gastos caen drásticamente, de manera similar a lo ocurrido con los gastos totales, debido a que la expansión del gas es el mecanismo de empuje predominante a través del tiempo, como se analizará en las Figs. V.49, V. 50 y V. 51.

Se puede observar en la Fig. V.47, que el gasto inicial de aceite por segregación gravitacional es igual para los bloques de 0.1, 3.3 y 5.7, [m], pero como ya se dijo para los bloques pequeños cae muy rápidamente este gasto.

Para el bloque de 84 m la declinación del gasto es considerablemente menor, los gastos por segregación que se observan para este bloque, son menores que los de los bloques pequeños, debido a que el número de bloques es menor, sólo se tiene un bloque, el cual representa a la parte de yacimiento no fracturada; por lo que se puede concluir que para los gastos por segregación gravitacional, lo ideal sería tener al yacimiento totalmente fracturado para obtener gastos mayores.

En la Fig. V.48, se aprecia que para los bloques de 0.1 m, el mecanismo predominante al principio es la segregación gravitacional, debido a que ésta predomina cuando los bloques son pequeños, pero posteriormente este efecto disminuye, además se combina con el aumento del empuje por la expansión del gas, así que se puede predecir que en

algún momento este efecto superará a los gravitacionales. Por otra parte, la aportación del mecanismo de expansión del aceite puede ser importante, cuando la saturación de gas es pequeña. Los efectos de los mecanismos de expansión del agua y de los sólidos son muy pequeños.

Para los bloques de 3.3 m, como se puede ver en la Fig. V.49, predomina el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, aunque a los 350 días aproximadamente, los efectos gravitacionales son importantes, estos no llegan a superar a los de la expansión del gas.

En la Fig. V.50, para los bloques de 5.7 m se aprecia algo similar a lo ocurrido en la Fig. V.49, pero los efectos gravitacionales son menores que para los bloques de 3.3 m.

Por último en la Fig. V.51, se puede ver que para el bloque de 84 m, el mecanismo que predomina totalmente es el del gas disuelto liberado; los efectos gravitacionales son muy pequeños ya que, como ya se dijo, sólo se tiene un bloque y además se trata de la parte no fracturada.

V.6.2. 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 fractura es de 180 m⁴¹. La longitud de fractura afecta directamente el área en la que actuará el mecanismo de segregación gravitacional; esta área no necesariamente es el área total del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento son las mismas que en el caso anterior, así como también el perfil de presión con respecto al tiempo y el cambio de los parámetros B_o , μ_o , k_o , z y R_s .

Los datos utilizados en los modelos, para predecir el comportamiento del yacimiento en el Caso II. Campo Agua Fría, son los siguientes:

$$\begin{array}{llll}
 A= 125,664 \text{ m}^2 & \Delta\rho= 300 \text{ Kg/m}^3 & g= 9.807 \text{ m/s}^2 & \Phi_r= 0.2503 \\
 S_{oi}= 0.47 & k_{oi}= 0.00045 \text{ D} & S_{gi}= 0.05 & S_{wi}= 0.48 \\
 \mu_{oi}= 3.828 \text{ cp} & B_{oi}= 1.2508 \text{ m}^3\text{/m}^3\text{@c.s.} & NB= 3 & k= 0.000667646 \text{ D} \\
 S_{or}= 0.25 & \rho_r= 210 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs} & S_{gc}= 0.05 &
 \end{array}$$

Con los cuales se obtuvieron los siguientes resultados para la distribución del tamaño de bloques:

Tabla V.18. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso II. Campo Agua Fría.

1	2	3	4	5	6	7
j	h _j [m]	n _j	f _j	h _j n _j [m]	N _j [bls@c.s.]	q _{oi,sg} [BPD]
1	40	1	0.2000	40.0000	2,973,667.1233	18.6384
2	60	1	0.3000	60.0000	4,460,500.6849	18.6384
3	100	1	0.5000	100.0000	7,434,167.8082	18.6384
	Totales	3	1.0000	200.0000	14,868,335.6164	55.9153

En este caso, se alcanza una $S_o = 0.343$ a los 2 años para el bloque de 40 m de altura, en tanto que esa saturación se obtiene a un tiempo mayor para el bloque del siguiente tamaño, 60 m, para los cuales se obtiene una $S_o = 0.3431$ a los 2 años y así sucesivamente, para el bloque de 100 m se obtiene una $S_o = 0.3431$, al mismo tiempo de 2 años.

Los resultados para los bloques de 40, 60 y 100, [m], se muestran en las Tablas V.19, V.20 y V.21 respectivamente, en tanto que sólo se muestran algunos resultados para ciertos intervalos de tiempo de la variación de, la presión, las saturaciones de aceite y de gas, la producción total de aceite acumulada, así como los gastos de aceite producidos por expansión del gas y por segregación gravitacional, además del gasto de aceite total.

Tabla V.19. Comportamiento del bloque de 40 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	16,612.13	7,647.46	18.64	16,384.55
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0544	44,939.57	6,476.54	17.29	13,013.13
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	66,287.33	4,926.97	16.44	9,471.41
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	98,274.67	2,663.26	15.27	4,822.75
0.056	20.278	170.274	0.4541	0.0640	132,976.27	1,482.39	14.19	2,543.10
0.083	30.417	164.922	0.4513	0.0666	154,748.06	1,061.77	13.58	1,767.91
0.1	36.5	162.515	0.4499	0.0678	164,939.65	915.59	13.31	1,504.66
0.15	54.75	157.163	0.4466	0.0708	188,602.46	661.62	12.69	1,056.66
0.2	73	153.366	0.4440	0.0732	206,322.82	527.78	12.23	826.18
0.25	91.25	150.420	0.4417	0.0754	220,673.11	444.43	11.87	684.88
0.3	109.5	148.014	0.4397	0.0774	232,837.53	387.33	11.55	589.11
0.35	127.75	145.979	0.4377	0.0793	243,464.50	345.72	11.27	519.82
0.4	146	144.216	0.4357	0.0811	252,949.63	314.08	11.01	467.37
0.45	164.25	142.662	0.4338	0.0830	261,553.04	289.26	10.76	426.30
0.5	182.5	141.271	0.4318	0.0848	269,455.38	269.31	10.52	393.31
0.55	200.75	140.013	0.4299	0.0867	276,787.47	253.00	10.29	366.27
0.6	219	138.864	0.4279	0.0887	283,647.30	239.45	10.06	343.74
0.65	237.25	137.808	0.4258	0.0907	290,110.24	228.08	9.84	324.72
0.7	255.5	136.829	0.4237	0.0927	296,235.58	218.44	9.61	308.48
0.75	273.75	135.919	0.4216	0.0949	302,070.87	210.22	9.39	294.49
0.8	292	135.067	0.4193	0.0971	307,654.82	203.15	9.17	282.35
0.85	310.25	134.267	0.4170	0.0993	313,019.44	197.06	8.95	271.74
0.9	328.5	133.512	0.4146	0.1017	318,191.44	191.78	8.72	262.41
0.95	346.75	132.798	0.4122	0.1041	323,193.44	187.20	8.50	254.18
1	365	132.121	0.4097	0.1066	328,044.70	183.23	8.28	246.87
1.05	383.25	131.477	0.4071	0.1092	332,761.79	179.77	8.05	240.38
1.1	401.5	130.863	0.4044	0.1118	337,359.05	176.76	7.83	234.58
1.15	419.75	130.276	0.4016	0.1145	341,849.01	174.15	7.60	229.39
1.2	438	129.715	0.3988	0.1174	346,242.66	171.89	7.38	224.75
1.25	456.25	129.176	0.3958	0.1203	350,549.67	169.94	7.15	220.57
1.3	474.5	128.658	0.3928	0.1232	354,778.63	168.26	6.92	216.82
1.35	492.75	128.160	0.3897	0.1263	358,937.19	166.83	6.70	213.45
1.4	511	127.680	0.3866	0.1294	363,032.17	165.61	6.47	210.41
1.45	529.25	127.217	0.3833	0.1327	367,069.71	164.60	6.25	207.67
1.5	547.5	126.769	0.3800	0.1359	371,055.32	163.75	6.03	205.21
1.55	565.75	126.336	0.3766	0.1393	374,993.98	163.07	5.81	202.99
1.6	584	125.917	0.3732	0.1428	378,890.20	162.53	5.59	200.99
1.65	602.25	125.511	0.3696	0.1463	382,748.07	162.12	5.38	199.20
1.7	620.5	125.117	0.3660	0.1499	386,571.30	161.83	5.16	197.59
1.75	638.75	124.734	0.3623	0.1535	390,363.29	161.64	4.95	196.15
1.8	657	124.363	0.3586	0.1573	394,127.11	161.55	4.75	194.86
1.85	675.25	124.001	0.3548	0.1611	397,865.61	161.54	4.54	193.70
1.9	693.5	123.649	0.3509	0.1649	401,581.35	161.61	4.34	192.68
1.95	711.75	123.306	0.3470	0.1688	405,276.70	161.75	4.15	191.78
2	730	122.972	0.3430	0.1728	408,953.84	161.95	3.96	190.98

Tabla V.20. Comportamiento del bloque de 60 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	24,908.75	11,471.18	18.64	24,567.50
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0544	67,381.92	9,714.76	17.29	19,511.01
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	99,386.35	7,390.38	16.44	14,198.82
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	147,326.70	3,994.81	15.27	7,226.40
0.056	20.278	170.274	0.4541	0.0640	199,303.04	2,223.48	14.19	3,807.46
0.083	30.417	164.922	0.4513	0.0666	231,888.57	1,592.56	13.58	2,644.98
0.1	36.5	162.515	0.4499	0.0678	247,133.93	1,373.28	13.31	2,250.24
0.15	54.75	157.163	0.4467	0.0708	282,506.15	992.32	12.69	1,578.54
0.2	73	153.366	0.4440	0.0732	308,969.42	791.57	12.24	1,233.06
0.25	91.25	150.420	0.4418	0.0754	330,381.23	666.54	11.87	1,021.29
0.3	109.5	148.014	0.4397	0.0773	348,517.29	580.88	11.55	877.78
0.35	127.75	145.979	0.4377	0.0792	364,349.87	518.46	11.27	774.00
0.4	146	144.216	0.4357	0.0811	378,472.17	471.00	11.01	695.45
0.45	164.25	142.662	0.4338	0.0829	391,274.21	433.77	10.76	633.97
0.5	182.5	141.271	0.4319	0.0848	403,026.84	403.85	10.52	584.60
0.55	200.75	140.013	0.4299	0.0867	413,926.26	379.38	10.29	544.15
0.6	219	138.864	0.4279	0.0887	424,119.37	359.06	10.06	510.47
0.65	237.25	137.808	0.4259	0.0907	433,719.20	342.00	9.84	482.05
0.7	255.5	136.829	0.4238	0.0927	442,814.69	327.55	9.62	457.81
0.75	273.75	135.919	0.4216	0.0948	451,477.14	315.21	9.39	436.94
0.8	292	135.067	0.4194	0.0970	459,764.63	304.61	9.17	418.83
0.85	310.25	134.267	0.4171	0.0993	467,725.14	295.47	8.95	403.02
0.9	328.5	133.512	0.4147	0.1016	475,398.79	287.55	8.73	389.15
0.95	346.75	132.798	0.4122	0.1040	482,819.48	280.69	8.50	376.90
1	365	132.121	0.4097	0.1065	490,016.12	274.72	8.28	366.06
1.05	383.25	131.477	0.4071	0.1091	497,013.57	269.53	8.06	356.43
1.1	401.5	130.863	0.4044	0.1118	503,833.36	265.02	7.83	347.85
1.15	419.75	130.276	0.4017	0.1145	510,494.28	261.11	7.60	340.18
1.2	438	129.715	0.3988	0.1173	517,012.81	257.72	7.38	333.32
1.25	456.25	129.176	0.3959	0.1202	523,403.47	254.79	7.15	327.18
1.3	474.5	128.658	0.3929	0.1232	529,679.14	252.28	6.93	321.67
1.35	492.75	128.160	0.3898	0.1262	535,851.29	250.13	6.70	316.72
1.4	511	127.680	0.3866	0.1294	541,930.17	248.31	6.48	312.27
1.45	529.25	127.217	0.3834	0.1326	547,924.94	246.78	6.26	308.28
1.5	547.5	126.769	0.3801	0.1359	553,843.89	245.52	6.03	304.69
1.55	565.75	126.336	0.3767	0.1393	559,694.45	244.50	5.81	301.48
1.6	584	125.917	0.3732	0.1427	565,483.39	243.69	5.60	298.59
1.65	602.25	125.511	0.3697	0.1462	571,216.81	243.07	5.38	296.01
1.7	620.5	125.117	0.3661	0.1498	576,900.27	242.63	5.17	293.70
1.75	638.75	124.734	0.3624	0.1535	582,538.82	242.35	4.96	291.64
1.8	657	124.363	0.3587	0.1572	588,137.07	242.21	4.75	289.81
1.85	675.25	124.001	0.3549	0.1610	593,699.23	242.21	4.55	288.19
1.9	693.5	123.649	0.3510	0.1648	599,229.14	242.31	4.35	286.76
1.95	711.75	123.306	0.3471	0.1688	604,730.32	242.53	4.15	285.50
2	730	122.972	0.3431	0.1727	610,205.97	242.83	3.96	284.40

Tabla V.21. Comportamiento del bloque de 100 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eq} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	210.000	0.4700	0.0500				
0.003	1.0139	204.300	0.4681	0.0516	41,501.98	19,118.64	18.64	40,933.42
0.008	3.0417	195.100	0.4648	0.0544	112,266.61	16,191.20	17.29	32,506.76
0.014	5.0695	188.573	0.4623	0.0567	165,584.38	12,317.21	16.44	23,653.65
0.028	10.139	179.424	0.4584	0.0601	245,430.76	6,657.90	15.27	12,033.72
0.056	20.278	170.274	0.4541	0.0640	331,956.59	3,705.68	14.19	6,336.18
0.083	30.417	164.922	0.4513	0.0666	386,169.58	2,654.14	13.58	4,399.12
0.1	36.5	162.515	0.4499	0.0678	411,522.46	2,288.67	13.31	3,741.41
0.15	54.75	157.163	0.4467	0.0708	470,313.51	1,653.72	12.69	2,622.32
0.2	73	153.366	0.4440	0.0732	514,262.57	1,319.13	12.24	2,046.80
0.25	91.25	150.420	0.4418	0.0754	549,797.37	1,110.74	11.87	1,694.09
0.3	109.5	148.014	0.4397	0.0773	579,876.69	967.97	11.55	1,455.12
0.35	127.75	145.979	0.4377	0.0792	606,120.46	863.95	11.27	1,282.34
0.4	146	144.216	0.4357	0.0811	629,517.06	784.85	11.01	1,151.59
0.45	164.25	142.662	0.4338	0.0829	650,716.31	722.79	10.76	1,049.29
0.5	182.5	141.271	0.4319	0.0848	670,169.48	672.93	10.52	967.17
0.55	200.75	140.013	0.4299	0.0867	688,203.48	632.14	10.29	899.91
0.6	219	138.864	0.4279	0.0886	705,063.08	598.28	10.06	843.92
0.65	237.25	137.808	0.4259	0.0906	720,936.65	569.85	9.84	796.71
0.7	255.5	136.829	0.4238	0.0927	735,972.38	545.75	9.62	756.45
0.75	273.75	135.919	0.4216	0.0948	750,289.07	525.18	9.40	721.81
0.8	292	135.067	0.4194	0.0970	763,983.55	507.52	9.17	691.79
0.85	310.25	134.267	0.4171	0.0993	777,135.78	492.28	8.95	665.59
0.9	328.5	133.512	0.4147	0.1016	789,812.64	479.09	8.73	642.61
0.95	346.75	132.798	0.4123	0.1040	802,070.64	467.65	8.51	622.36
1	365	132.121	0.4097	0.1065	813,957.95	457.71	8.28	604.44
1.05	383.25	131.477	0.4071	0.1091	825,516.04	449.06	8.06	588.53
1.1	401.5	130.863	0.4045	0.1117	836,780.80	441.55	7.83	574.38
1.15	419.75	130.276	0.4017	0.1145	847,783.55	435.02	7.61	561.76
1.2	438	129.715	0.3989	0.1173	858,551.75	429.37	7.38	550.48
1.25	456.25	129.176	0.3959	0.1202	869,109.63	424.50	7.16	540.38
1.3	474.5	128.658	0.3929	0.1231	879,478.64	420.30	6.93	531.35
1.35	492.75	128.160	0.3899	0.1262	889,677.89	416.72	6.71	523.25
1.4	511	127.680	0.3867	0.1293	899,724.45	413.69	6.48	515.99
1.45	529.25	127.217	0.3835	0.1325	909,633.61	411.15	6.26	509.49
1.5	547.5	126.769	0.3801	0.1358	919,419.13	409.05	6.04	503.66
1.55	565.75	126.336	0.3768	0.1392	929,093.42	407.35	5.82	498.45
1.6	584	125.917	0.3733	0.1426	938,667.71	406.00	5.60	493.79
1.65	602.25	125.511	0.3698	0.1462	948,152.14	404.98	5.38	489.63
1.7	620.5	125.117	0.3661	0.1498	957,555.97	404.25	5.17	485.93
1.75	638.75	124.734	0.3625	0.1534	966,887.57	403.78	4.96	482.64
1.8	657	124.363	0.3587	0.1571	976,154.59	403.55	4.75	479.73
1.85	675.25	124.001	0.3549	0.1609	985,364.01	403.54	4.55	477.16
1.9	693.5	123.649	0.3510	0.1648	994,522.18	403.72	4.35	474.90
1.95	711.75	123.306	0.3471	0.1687	1,003,634.92	404.08	4.15	472.94
2	730	122.972	0.3431	0.1727	1,012,707.54	404.59	3.96	471.23

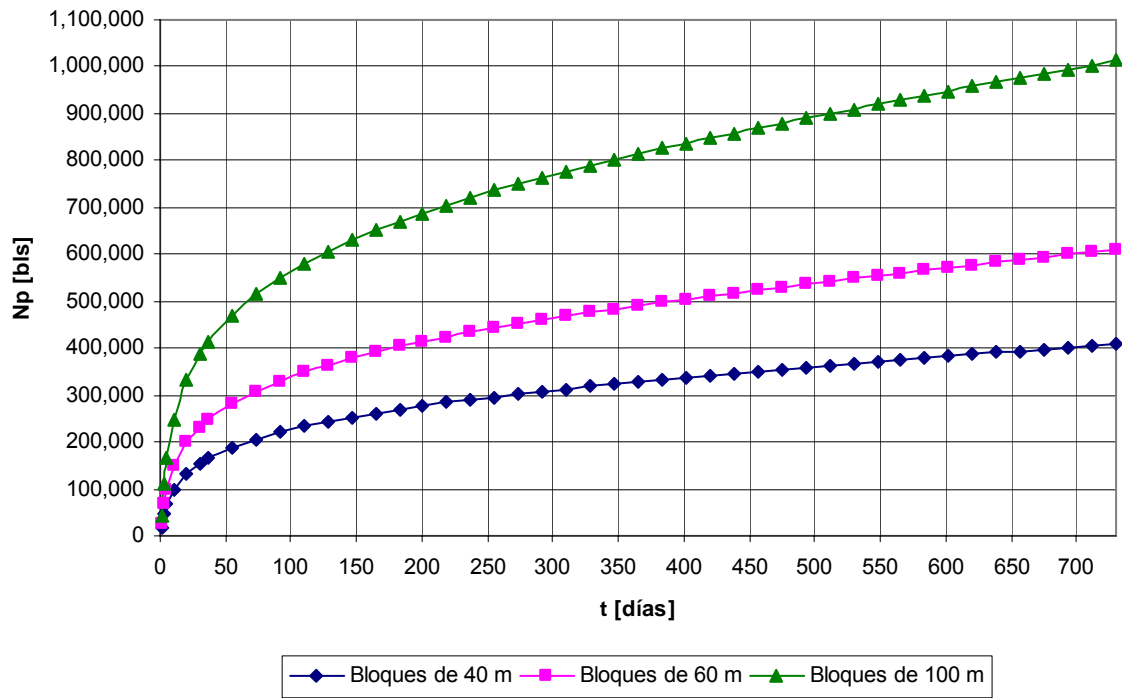


Fig. V.52. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso II. Campo Agua Fría.

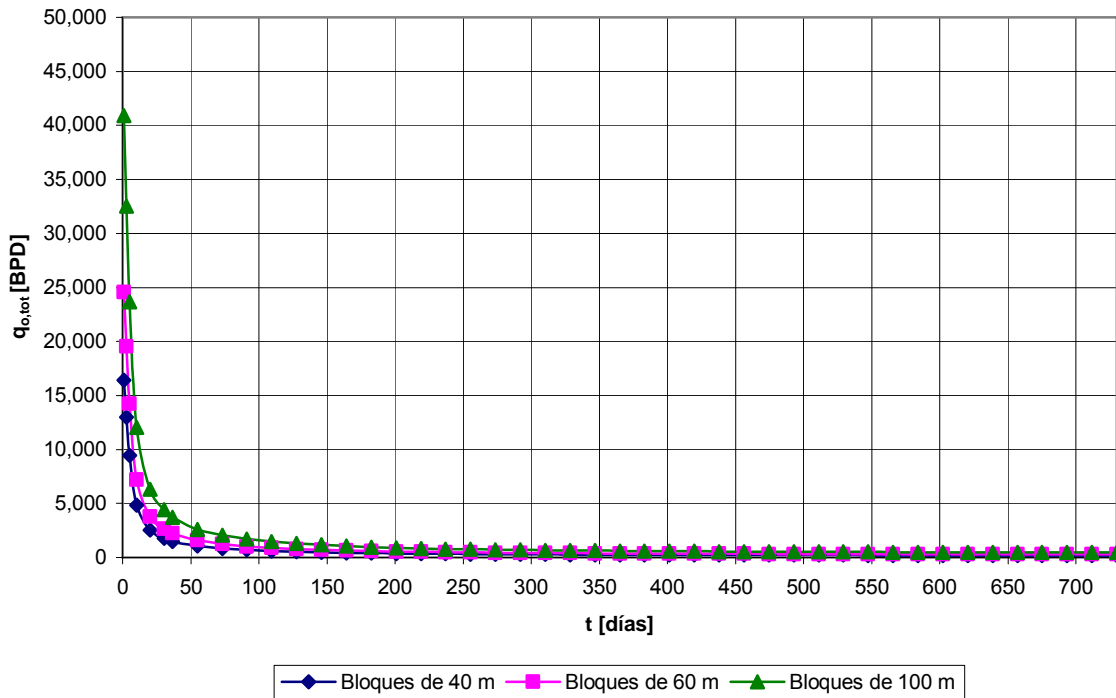


Fig. V.53. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso II. Campo Agua Fría.

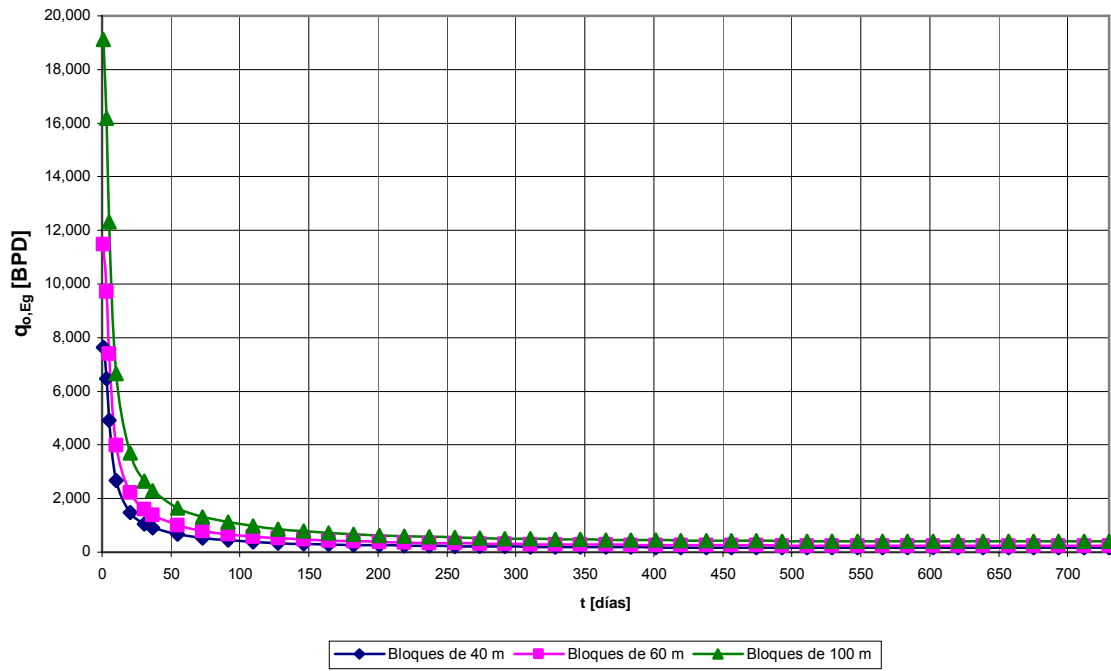


Fig. V.54. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso II. Campo Agua Fría.

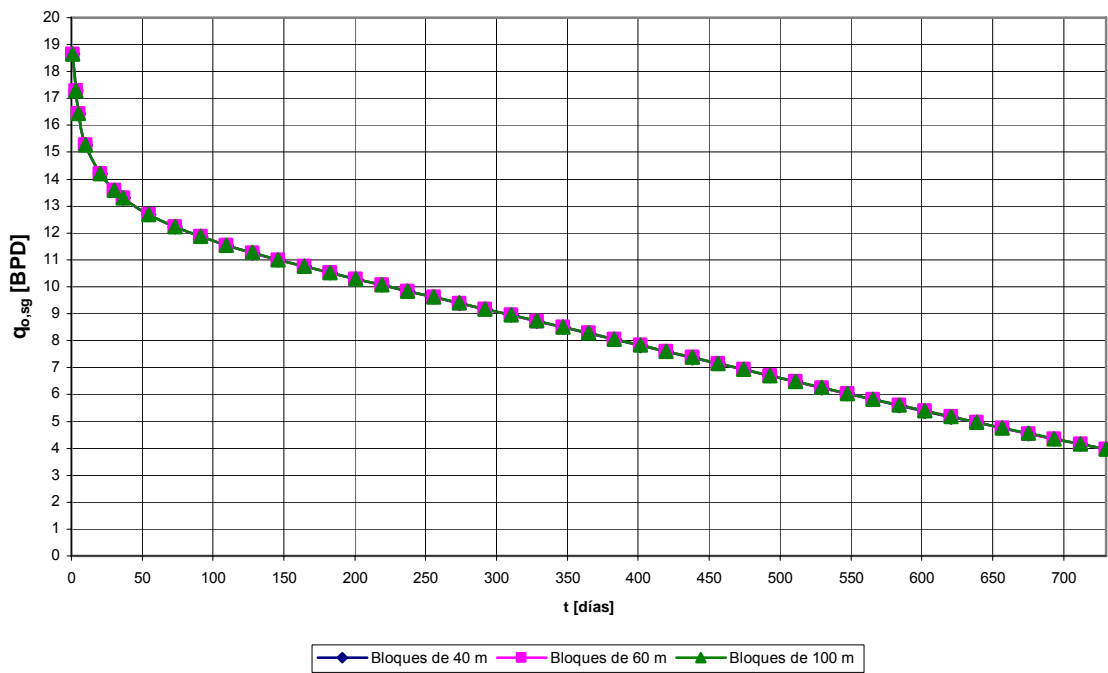


Fig. V.55. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso II. Campo Agua Fría.

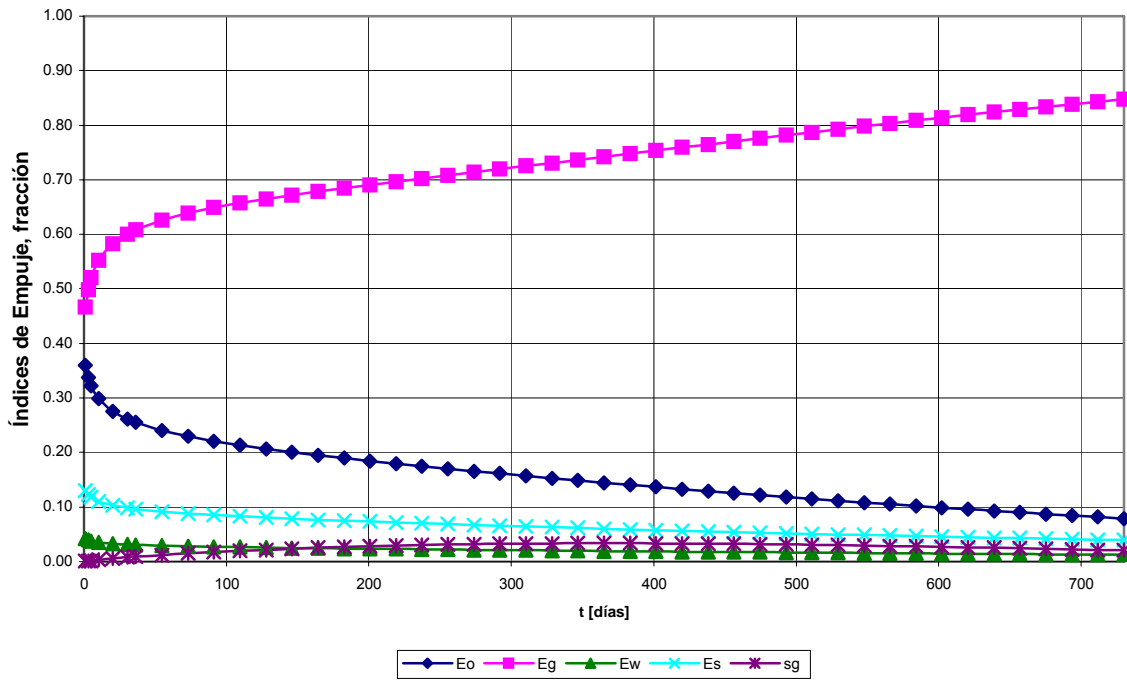


Fig. V.56. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 40 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

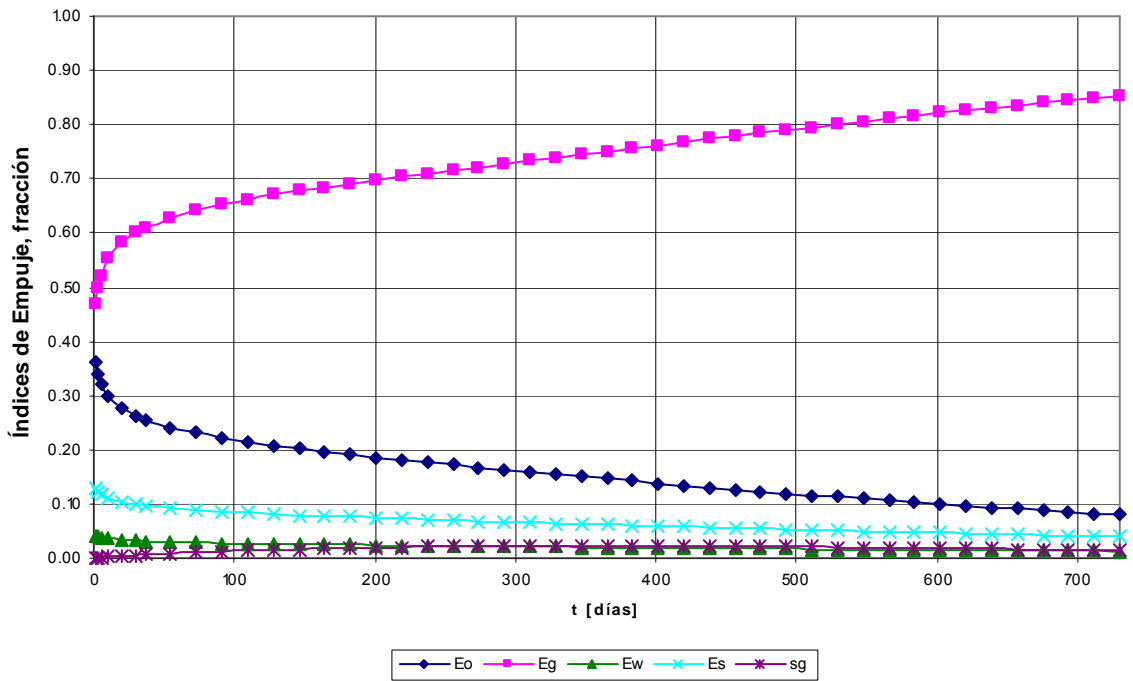


Fig. V.57. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 60 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

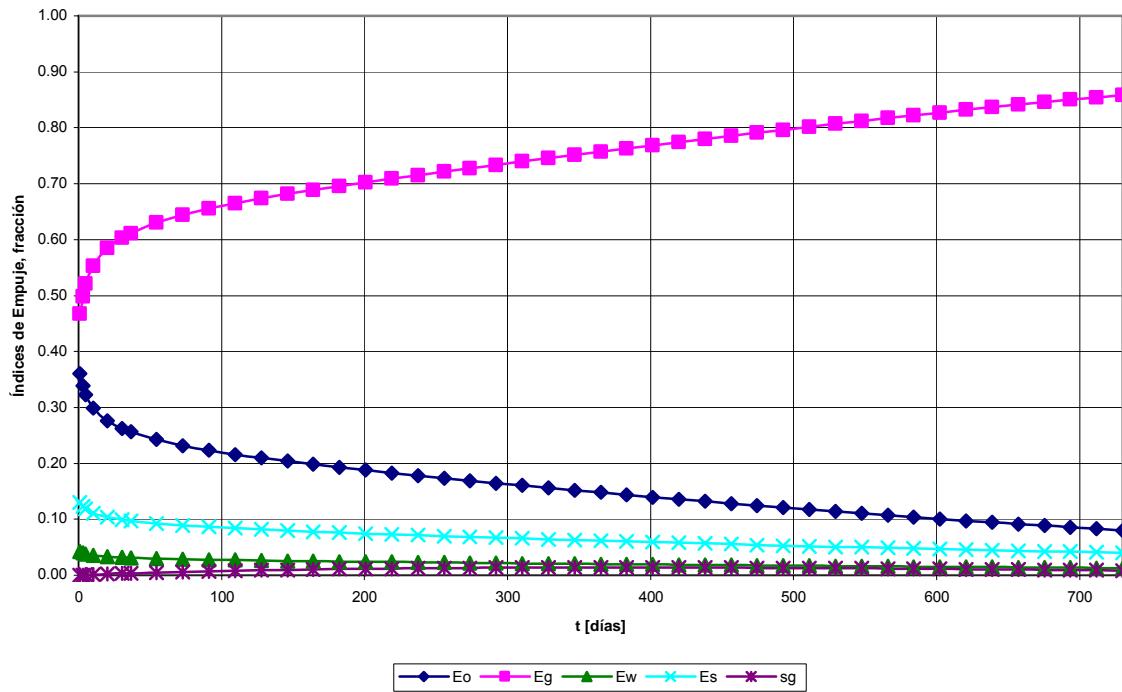


Fig. V.58. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 100 m, del Caso II. Campo Agua Fría.

En la Fig. V.52, se presenta el comportamiento de las producciones acumuladas de aceite de los bloques de alturas 40, 60 y 100, [m], las cuales son de 408,953.84, 610,205.97 y 1,012,707.54, [bls], respectivamente, para un tiempo de 2 años.

El comportamiento del gasto total de aceite de los bloques de alturas 40, 60 y 100, [m], se presenta en la Fig. V.53, se observa que los gastos caen drásticamente, cayendo de 16,384.55 a 190.98, [BPD], en el bloque de 40 m, de 24,567.5 a 284.4, [BPD], en el bloque de 60 m y de 40,933.42 a 471.23, [BPD], en el bloque de 100 m, en un tiempo de 2 años.

En la Fig. V.54, se presenta el comportamiento del gasto de aceite producido por la expansión del gas, de los bloques de alturas 40, 60 y 100 [m], se observa que los gastos caen drásticamente, de manera similar a lo ocurrido con los gastos totales, debido a que la expansión del gas es el mecanismo de empuje predominante a través del tiempo, como se analizará en las Figs. V.56, V. 57 y V. 58.

Se puede observar en la Fig. V.55, que el gasto inicial de aceite por segregación gravitacional es igual para los bloques de 40, 60 y 100, [m], el cual en este caso cae muy lentamente de manera similar para los 3 bloques, aunque se trata de gastos muy bajos debido a que sólo se tiene un bloque de cada tamaño.

En la Fig. V.56, se aprecia que para el bloque de 40 m el mecanismo predominante durante los 2 años es el empuje por la expansión del gas, aunque la expansión del aceite es considerable, ésta disminuye por lo que sus efectos no llegan a ser de importancia. Por otra parte, los efectos de los mecanismos de expansión del agua y de los sólidos, así como los gravitacionales son muy pequeños.

En la Fig. V.57, para los bloques de 60 m se aprecia algo similar a lo ocurrido en la Fig. V.56, pero los efectos gravitacionales son menores que para el bloque de 40 m.

Por último en la Fig. V.58, se observa un comportamiento de los índices semejante al de las Figs. V. 56 y V. 57, pero con un empuje por segregación gravitacional todavía mas pequeño.

V.6.3. Caso III. Campo Tajín.

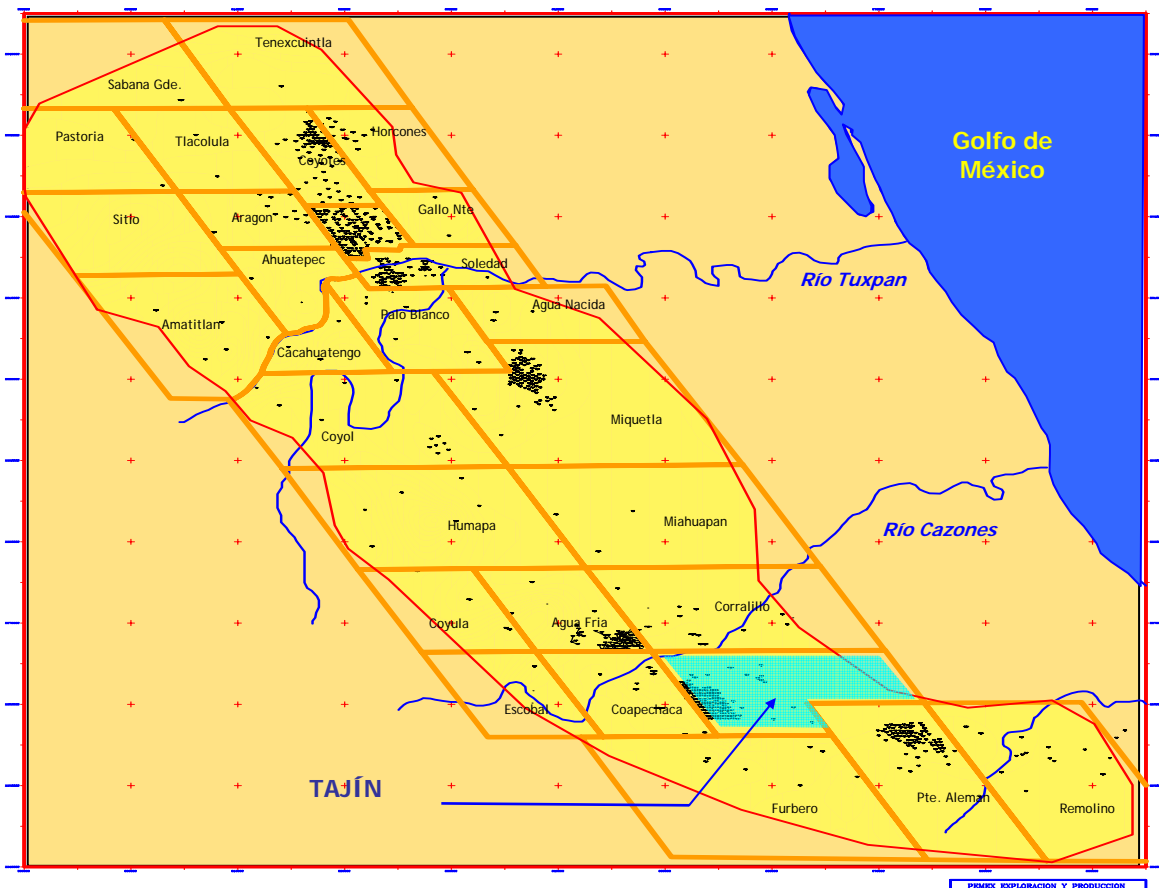


Fig. V.59. Ubicación del Campo Tajín.

El inicio de la explotación del Campo Tajín fue en Junio de 1977, con el pozo descubridor Ariel 1. El tipo de yacimiento es aceite negro de 24 a 26 °API, la formación productora es Eoceno Chicontepec Canal, el tipo de empuje es el del gas en solución.

Se han perforado 121 pozos, de los cuales 119 permanecen activos; 6 son exploratorios: Ariel 1, Dione 1, Micra 1, Miranda 1, Troncones 1 y Umbriel 1, y 113 de desarrollo 6 pozos Coatzintla y 107 pozos Tajín.

La máxima producción fue de 4,220 BPD en Marzo de 1992, la producción actual de aceite es de 1,790 BPD y de gas de 3.742 MMPCD, la producción acumulada de aceite

es de 16.4 MMbbls y de gas es de 27,274 MMpc, por último la reserva remanente (3P) es de 619.372 MMbpce.

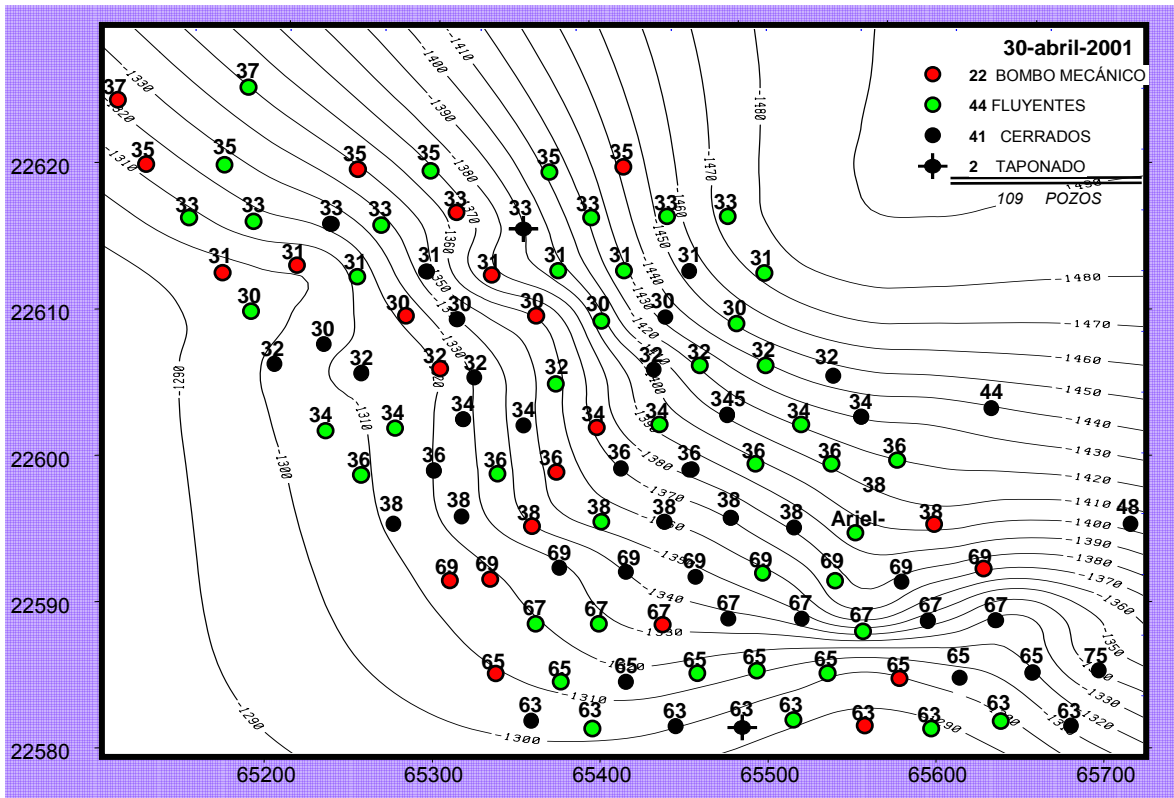


Fig. V.60. Estado de los pozos del Campo Tajín.

Se analizará un solo yacimiento con un arreglo de tres bloques de gran tamaño, resultado de las prácticas de fracturamiento realizadas, la longitud de fractura es de 120 m⁶.

Los datos utilizados en los modelos, para predecir el comportamiento del yacimiento en el Caso III. Campo Tajín, son los siguientes:

A=	45,239.04	m ²	Δρ=	300	Kg/m ³	g=	9.807	m/s ²	Φ _i =	0.12	
S _{oi} =	0.5		k _{oi} =	0.0005	D	S _{gi} =	0.05		S _{wi} =	0.45	
μ _{oi} =	4	cp	B _{oi} =	1.24	m ³ @c.y./m ³ @c.s.	NB=	3		k=	0.000667646	D
S _{or} =	0.25		p _i =	199	Kg/cm ² abs	S _{gc} =	0.05				

Con los cuales se obtuvieron los siguientes resultados para la distribución del tamaño de bloques:

Tabla V.22. Distribución del tamaño de los bloques, del Caso III. Campo Tajín.

1	2	3	4	5	6	7
j	h _j [m]	n _j	f _j	h _j n _j [m]	N _j [bls@c.s.]	q _{oi.sg} [BPD]
1	5	1	0.0714	5.0000	68,843.6036	7.1969
2	15	1	0.2143	15.0000	206,530.8108	7.1969
3	50	1	0.7143	50.0000	688,436.0361	7.1969
Totales		3	1.0000	70.0000	963,810.4506	21.5908

El comportamiento de la presión con respecto al tiempo se muestra a continuación, obteniéndose una ecuación de segundo grado para los primeros cinco días y una logarítmica para los siguientes días.

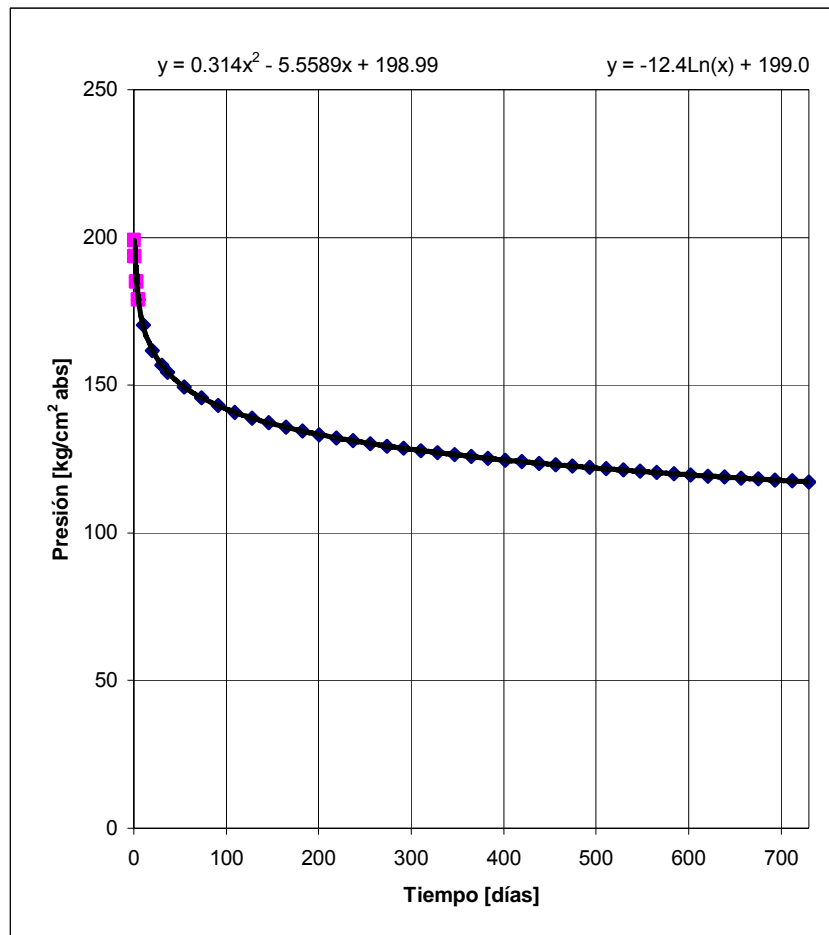


Fig. V.61. Comportamiento de la presión a través del tiempo, del Caso III. Campo Tajín.

Se emplearon para este caso, las siguientes ecuaciones para los cambios de los parámetros B_o , μ_o , k_o , z y R_s :

z vs. p

$$\begin{aligned} z &= a_0 + a_1 p + a_2 p^2 \\ a_0 &= 0.9951 \\ a_1 &= -0.0008 \\ a_2 &= 0.000001 \end{aligned} \quad , \text{-----} \quad (5.7)$$

R_s vs. p

$$\begin{aligned} R_s &= b_0 + b_1 p + b_2 p^2 + b_3 p^3 + b_4 p^4 + b_5 p^5 + b_6 p^6 \\ b_0 &= 4.0436 \\ b_1 &= 1.4298 \\ b_2 &= -0.0209 \\ b_3 &= 2 \times 10^{-4} \\ b_4 &= -7 \times 10^{-7} \\ b_5 &= 2 \times 10^{-9} \\ b_6 &= -2 \times 10^{-12} \end{aligned} \quad , \text{-----} \quad (5.8)$$

B_o vs. p

$$\begin{aligned} B_o &= c_0 + c_1 p + c_2 p^2 \\ c_0 &= 0.898258521 \\ c_1 &= 0.002410531 \\ c_2 &= -0.000003485 \end{aligned} \quad , \text{-----} \quad (5.9)$$

μ_o vs. p

$$\begin{aligned} \mu_o &= d_0 + d_1 p + d_2 p^2 \\ d_0 &= 9.446533693 \\ d_1 &= -0.038438817 \\ d_2 &= 0.00005565274825 \end{aligned} \quad , \text{-----} \quad (5.10)$$

k_o vs. S_o

$$k_o = k \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4, \text{----- (5.11)}$$

El factor de volumen del gas se calcula de la siguiente manera:

$$B_g = p_{cs} \frac{T_y}{T_{cs}} \frac{z}{p}, \text{----- (5.12)}$$

donde, para este caso $T_y = 600$ °R, $p_{cs} = 1.033227$ Kg/cm² y $T_{cs} = 520$ °R.

Los valores de compresibilidades para este ejemplo son los siguientes:

$$c_o = 35.3 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

$$c_w = 4 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

$$c_f = 6 \times 10^{-5} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

$$c_s = 8 \times 10^{-6} [\text{Kg} / \text{cm}^2]^{-1}$$

En este caso, se alcanza una $S_o = 0.3549$ a los 2 años para el bloque de 5 m de altura, en tanto que esa saturación se obtiene a un tiempo mayor para el bloque del siguiente tamaño, 15 m, para los cuales se obtiene una $S_o = 0.3579$ a los 2 años y así sucesivamente, para el bloque de 50 m se obtiene una $S_o = 0.359$, al mismo tiempo de 2 años.

Los resultados para los bloques de 5, 15 y 50, [m], se muestran en las Tablas V.23, V.24 y V.25 respectivamente, en tanto que sólo se muestran algunos resultados para ciertos intervalos de tiempo de la variación de, la presión, las saturaciones de aceite y de gas, la producción total de aceite acumulada, así como los gastos de aceite producidos por expansión del gas y por segregación gravitacional, además del gasto de aceite total; no se muestra la variación de los otros parámetros restantes porque, como ya se dijo con anterioridad, las tablas originales son muy grandes.

Tabla V.23. Comportamiento del bloque de 5 m, del Caso III. Campo Tajín.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	199	0.5000	0.0500				
0.003	1.0139	193.650	0.4980	0.0517	360.51	163.4704	7.1969	355.5705
0.008	3.0417	185.000	0.4946	0.0548	980.32	140.6495	6.1615	285.4709
0.014	5.0695	178.872	0.4919	0.0572	1,450.40	107.2035	5.8655	209.1913
0.028	10.139	170.277	0.4877	0.0610	2,166.91	58.2720	5.4592	109.2418
0.056	20.278	161.682	0.4830	0.0653	2,968.14	32.6281	5.0804	59.9125
0.083	30.417	156.654	0.4799	0.0682	3,488.59	23.4635	4.8618	43.0144
0.1	36.5	154.393	0.4784	0.0696	3,738.13	20.2733	4.7629	37.2459
0.15	54.75	149.366	0.4747	0.0731	4,334.79	14.7235	4.5384	27.3658
0.2	73	145.798	0.4717	0.0759	4,799.87	11.7953	4.3717	22.2292
0.25	91.25	143.031	0.4690	0.0785	5,189.57	9.9706	4.2350	19.0456
0.3	109.5	140.771	0.4665	0.0808	5,529.83	8.7204	4.1160	16.8623
0.35	127.75	138.859	0.4642	0.0831	5,834.92	7.8098	4.0083	15.2627
0.4	146	137.203	0.4619	0.0854	6,113.55	7.1178	3.9081	14.0343
0.45	164.25	135.743	0.4596	0.0876	6,371.45	6.5753	3.8130	13.0572
0.5	182.5	134.436	0.4572	0.0898	6,612.61	6.1401	3.7214	12.2584
0.55	200.75	133.254	0.4549	0.0921	6,839.90	5.7844	3.6322	11.5908
0.6	219	132.175	0.4525	0.0945	7,055.49	5.4897	3.5446	11.0226
0.65	237.25	131.183	0.4501	0.0968	7,261.03	5.2427	3.4580	10.5315
0.7	255.5	130.264	0.4476	0.0993	7,457.82	5.0338	3.3722	10.1014
0.75	273.75	129.409	0.4450	0.1018	7,646.90	4.8560	3.2867	9.7205
0.8	292	128.608	0.4424	0.1044	7,829.11	4.7036	3.2015	9.3798
0.85	310.25	127.856	0.4397	0.1071	8,005.16	4.5726	3.1164	9.0724
0.9	328.5	127.148	0.4369	0.1099	8,175.61	4.4596	3.0313	8.7930
0.95	346.75	126.477	0.4340	0.1127	8,340.97	4.3618	2.9462	8.5372
1	365	125.841	0.4310	0.1157	8,501.64	4.2773	2.8611	8.3017
1.05	383.25	125.236	0.4280	0.1187	8,657.99	4.2041	2.7760	8.0837
1.1	401.5	124.659	0.4249	0.1218	8,810.33	4.1408	2.6910	7.8809
1.15	419.75	124.108	0.4216	0.1250	8,958.94	4.0862	2.6062	7.6916
1.2	438	123.580	0.4183	0.1282	9,104.04	4.0392	2.5216	7.5140
1.25	456.25	123.074	0.4150	0.1316	9,245.87	3.9989	2.4373	7.3471
1.3	474.5	122.588	0.4115	0.1351	9,384.60	3.9646	2.3534	7.1897
1.35	492.75	122.120	0.4079	0.1386	9,520.41	3.9357	2.2701	7.0409
1.4	511	121.669	0.4043	0.1422	9,653.47	3.9114	2.1873	6.8999
1.45	529.25	121.234	0.4006	0.1459	9,783.90	3.8915	2.1053	6.7662
1.5	547.5	120.813	0.3968	0.1497	9,911.86	3.8753	2.0242	6.6391
1.55	565.75	120.407	0.3929	0.1535	10,037.45	3.8625	1.9440	6.5182
1.6	584	120.013	0.3890	0.1575	10,160.79	3.8529	1.8649	6.4030
1.65	602.25	119.632	0.3849	0.1615	10,281.99	3.8459	1.7869	6.2933
1.7	620.5	119.261	0.3808	0.1655	10,401.15	3.8415	1.7102	6.1887
1.75	638.75	118.902	0.3767	0.1697	10,518.36	3.8393	1.6348	6.0890
1.8	657	118.553	0.3724	0.1739	10,633.72	3.8391	1.5610	5.9939
1.85	675.25	118.213	0.3681	0.1782	10,747.31	3.8407	1.4886	5.9032
1.9	693.5	117.882	0.3638	0.1826	10,859.21	3.8440	1.4179	5.8168
1.95	711.75	117.560	0.3593	0.1870	10,969.50	3.8487	1.3489	5.7344
2	730	117.246	0.3549	0.1914	11,078.26	3.8547	1.2816	5.6559

Tabla V.24. Comportamiento del bloque de 15 m, del Caso III. Campo Tajín.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eq} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	199	0.5000	0.0500				
0.003	1.0139	193.650	0.4980	0.0517	1,066.93	490.4111	7.1969	1,052.3175
0.008	3.0417	185.000	0.4946	0.0548	2,900.67	421.8455	6.1621	843.9950
0.014	5.0695	178.872	0.4919	0.0572	4,286.28	321.4621	5.8667	615.7062
0.028	10.139	170.277	0.4878	0.0609	6,377.48	174.6471	5.4619	316.6515
0.056	20.278	161.682	0.4831	0.0652	8,671.89	97.6985	5.0856	169.4078
0.083	30.417	156.654	0.4801	0.0680	10,129.47	70.1958	4.8695	119.1441
0.1	36.5	154.393	0.4786	0.0694	10,817.63	60.6211	4.7720	102.0340
0.15	54.75	149.366	0.4750	0.0727	12,432.27	43.9632	4.5515	72.8383
0.2	73	145.798	0.4721	0.0755	13,659.10	35.1726	4.3887	57.7597
0.25	91.25	143.031	0.4696	0.0779	14,665.21	29.6939	4.2556	48.4814
0.3	109.5	140.771	0.4672	0.0801	15,527.67	25.9397	4.1402	42.1697
0.35	127.75	138.859	0.4650	0.0823	16,288.75	23.2051	4.0358	37.5866
0.4	146	137.203	0.4628	0.0844	16,974.25	21.1268	3.9388	34.1027
0.45	164.25	135.743	0.4606	0.0866	17,601.16	19.4976	3.8467	31.3629
0.5	182.5	134.436	0.4584	0.0887	18,181.27	18.1904	3.7580	29.1511
0.55	200.75	133.254	0.4561	0.0909	18,723.15	17.1225	3.6714	27.3283
0.6	219	132.175	0.4539	0.0931	19,233.17	16.2375	3.5863	25.8005
0.65	237.25	131.183	0.4515	0.0954	19,716.28	15.4961	3.5021	24.5019
0.7	255.5	130.264	0.4491	0.0978	20,176.33	14.8692	3.4184	23.3852
0.75	273.75	129.409	0.4466	0.1002	20,616.43	14.3356	3.3349	22.4153
0.8	292	128.608	0.4441	0.1027	21,039.11	13.8788	3.2514	21.5656
0.85	310.25	127.856	0.4415	0.1053	21,446.43	13.4862	3.1679	20.8157
0.9	328.5	127.148	0.4388	0.1080	21,840.16	13.1477	3.0842	20.1496
0.95	346.75	126.477	0.4360	0.1107	22,221.74	12.8554	3.0003	19.5544
1	365	125.841	0.4331	0.1136	22,592.45	12.6026	2.9162	19.0200
1.05	383.25	125.236	0.4301	0.1165	22,953.35	12.3842	2.8320	18.5380
1.1	401.5	124.659	0.4271	0.1196	23,305.37	12.1957	2.7477	18.1015
1.15	419.75	124.108	0.4239	0.1227	23,649.34	12.0333	2.6633	17.7049
1.2	438	123.580	0.4207	0.1259	23,985.96	11.8939	2.5790	17.3434
1.25	456.25	123.074	0.4174	0.1292	24,315.88	11.7749	2.4949	17.0129
1.3	474.5	122.588	0.4140	0.1326	24,639.64	11.6739	2.4110	16.7101
1.35	492.75	122.120	0.4105	0.1360	24,957.75	11.5891	2.3274	16.4321
1.4	511	121.669	0.4069	0.1396	25,270.67	11.5185	2.2444	16.1763
1.45	529.25	121.234	0.4033	0.1432	25,578.79	11.4608	2.1619	15.9407
1.5	547.5	120.813	0.3995	0.1470	25,882.49	11.4147	2.0801	15.7233
1.55	565.75	120.407	0.3957	0.1508	26,182.10	11.3788	1.9992	15.5225
1.6	584	120.013	0.3918	0.1546	26,477.93	11.3523	1.9192	15.3369
1.65	602.25	119.632	0.3878	0.1586	26,770.24	11.3341	1.8403	15.1652
1.7	620.5	119.261	0.3837	0.1627	27,059.31	11.3235	1.7625	15.0063
1.75	638.75	118.902	0.3796	0.1668	27,345.37	11.3197	1.6860	14.8593
1.8	657	118.553	0.3754	0.1710	27,628.62	11.3219	1.6109	14.7232
1.85	675.25	118.213	0.3711	0.1752	27,909.29	11.3297	1.5373	14.5972
1.9	693.5	117.882	0.3668	0.1796	28,187.55	11.3424	1.4652	14.4807
1.95	711.75	117.560	0.3624	0.1840	28,463.58	11.3594	1.3947	14.3729
2	730	117.246	0.3579	0.1884	28,737.55	11.3805	1.3260	14.2733

Tabla V.25. Comportamiento del bloque de 50 m, del Caso III. Campo Tajín.

t[años]	t[días]	p[Kg/cm ²]	S _o	S _g	N _{p,tot} [bls@c.s.]	q _{o,Eg} [BPD]	q _{o,sg} [BPD]	q _{o,tot} [BPD]
0	0	199	0.5000	0.0500				
0.003	1.0139	193.650	0.4980	0.0517	3,539.42	1,634.7037	7.1969	3,490.9322
0.008	3.0417	185.000	0.4946	0.0548	9,621.90	1,406.0316	6.1624	2,798.8271
0.014	5.0695	178.872	0.4919	0.0572	14,211.85	1,071.3671	5.8672	2,038.5043
0.028	10.139	170.277	0.4878	0.0609	21,114.43	581.9596	5.4628	1,042.5775
0.056	20.278	161.682	0.4832	0.0651	28,634.83	325.4447	5.0874	552.6248
0.083	30.417	156.654	0.4801	0.0679	33,372.18	233.7585	4.8721	385.5740
0.1	36.5	154.393	0.4787	0.0693	35,595.36	201.8380	4.7751	328.7635
0.15	54.75	149.366	0.4751	0.0726	40,772.27	146.3015	4.5561	231.9504
0.2	73	145.798	0.4723	0.0753	44,664.31	116.9923	4.3946	182.0624
0.25	91.25	143.031	0.4698	0.0777	47,826.77	98.7245	4.2629	151.4410
0.3	109.5	140.771	0.4675	0.0799	50,515.60	86.2064	4.1487	130.6683
0.35	127.75	138.859	0.4653	0.0820	52,871.10	77.0875	4.0455	115.6325
0.4	146	137.203	0.4631	0.0841	54,978.93	70.1570	3.9497	104.2442
0.45	164.25	135.743	0.4609	0.0862	56,895.47	64.7242	3.8586	95.3251
0.5	182.5	134.436	0.4588	0.0883	58,659.88	60.3650	3.7709	88.1590
0.55	200.75	133.254	0.4566	0.0905	60,300.55	56.8037	3.6853	82.2843
0.6	219	132.175	0.4543	0.0927	61,838.73	53.8529	3.6011	77.3899
0.65	237.25	131.183	0.4520	0.0949	63,290.79	51.3806	3.5177	73.2579
0.7	255.5	130.264	0.4497	0.0972	64,669.61	49.2908	3.4348	69.7311
0.75	273.75	129.409	0.4472	0.0996	65,985.51	47.5118	3.3520	66.6934
0.8	292	128.608	0.4447	0.1021	67,246.90	45.9893	3.2692	64.0566
0.85	310.25	127.856	0.4421	0.1047	68,460.73	44.6809	3.1863	61.7527
0.9	328.5	127.148	0.4394	0.1073	69,632.81	43.5532	3.1031	59.7285
0.95	346.75	126.477	0.4367	0.1100	70,768.06	42.5796	3.0196	57.9416
1	365	125.841	0.4338	0.1129	71,870.65	41.7383	2.9359	56.3577
1.05	383.25	125.236	0.4309	0.1158	72,944.18	41.0115	2.8520	54.9489
1.1	401.5	124.659	0.4279	0.1188	73,991.78	40.3844	2.7680	53.6924
1.15	419.75	124.108	0.4248	0.1219	75,016.16	39.8447	2.6838	52.5688
1.2	438	123.580	0.4215	0.1250	76,019.72	39.3819	2.5996	51.5621
1.25	456.25	123.074	0.4183	0.1283	77,004.54	38.9871	2.5155	50.6588
1.3	474.5	122.588	0.4149	0.1317	77,972.51	38.6527	2.4317	49.8472
1.35	492.75	122.120	0.4114	0.1351	78,925.28	38.3720	2.3481	49.1174
1.4	511	121.669	0.4078	0.1387	79,864.33	38.1393	2.2649	48.4608
1.45	529.25	121.234	0.4042	0.1423	80,790.99	37.9495	2.1823	47.8699
1.5	547.5	120.813	0.4005	0.1460	81,706.47	37.7982	2.1003	47.3383
1.55	565.75	120.407	0.3967	0.1498	82,611.85	37.6816	2.0192	46.8602
1.6	584	120.013	0.3928	0.1536	83,508.10	37.5960	1.9389	46.4306
1.65	602.25	119.632	0.3888	0.1576	84,396.12	37.5385	1.8596	46.0450
1.7	620.5	119.261	0.3848	0.1616	85,276.72	37.5062	1.7815	45.6994
1.75	638.75	118.902	0.3806	0.1657	86,150.63	37.4965	1.7046	45.3904
1.8	657	118.553	0.3764	0.1699	87,018.52	37.5073	1.6290	45.1146
1.85	675.25	118.213	0.3722	0.1742	87,881.01	37.5365	1.5549	44.8693
1.9	693.5	117.882	0.3678	0.1785	88,738.66	37.5822	1.4823	44.6518
1.95	711.75	117.560	0.3634	0.1829	89,591.99	37.6427	1.4114	44.4597
2	730	117.246	0.3590	0.1873	90,441.48	37.7163	1.3421	44.2911

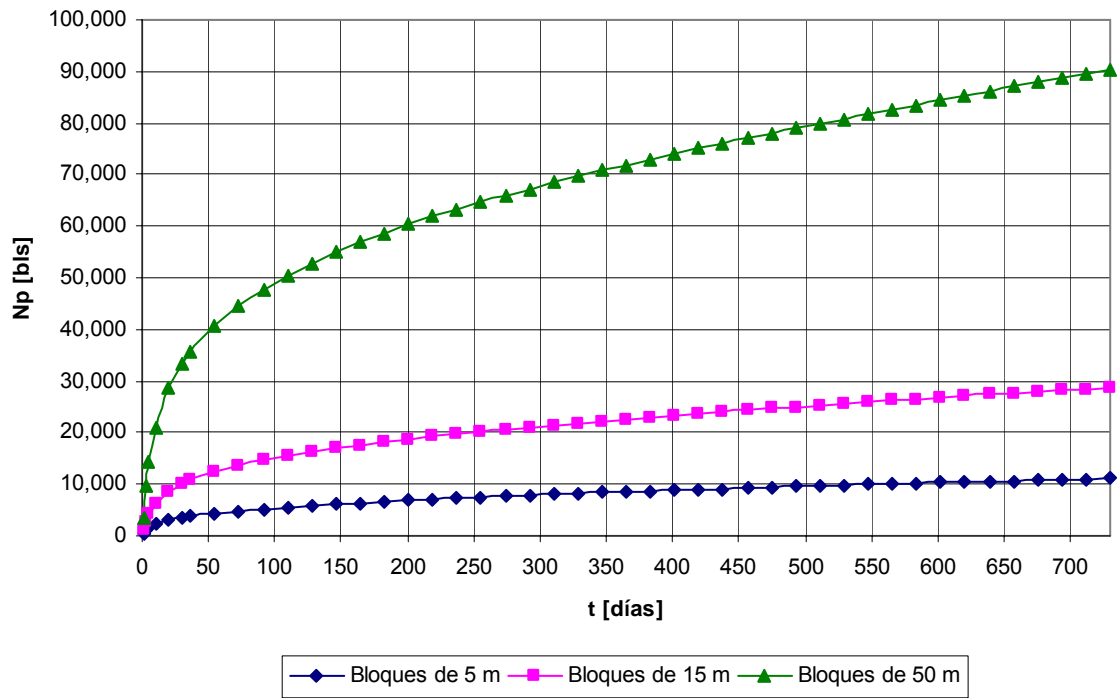


Fig. V.62. Comportamiento de la producción de aceite acumulada, del Caso III. Campo Tajín.

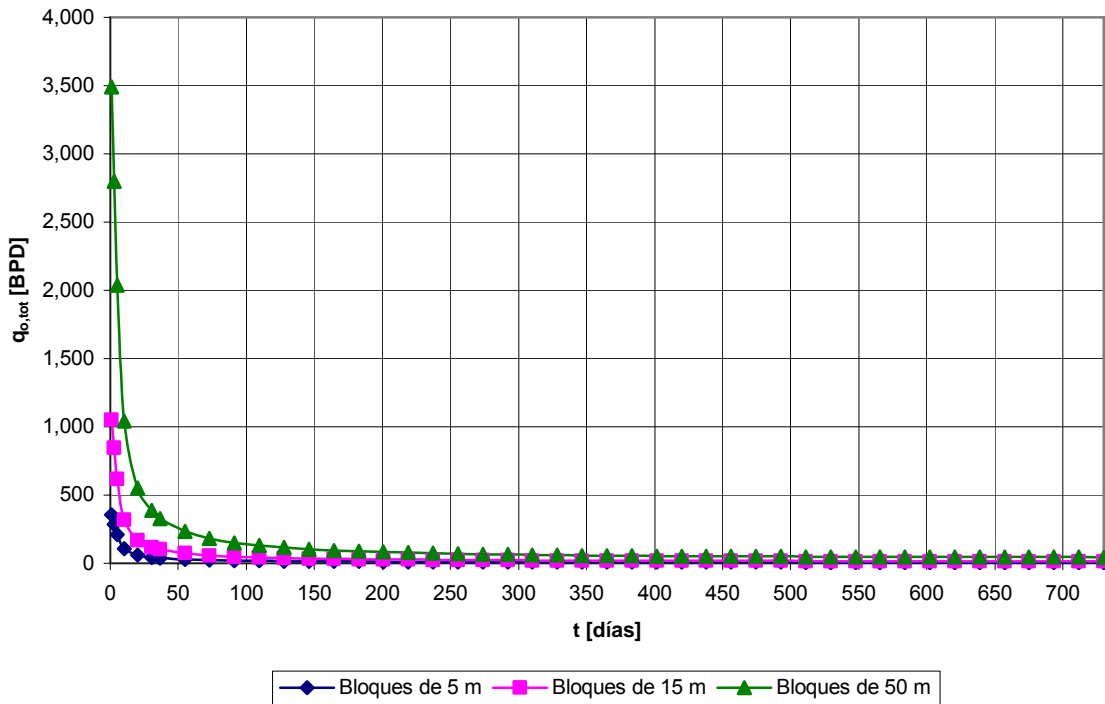


Fig. V.63. Comportamiento del gasto de aceite total, del Caso III. Campo Tajín.

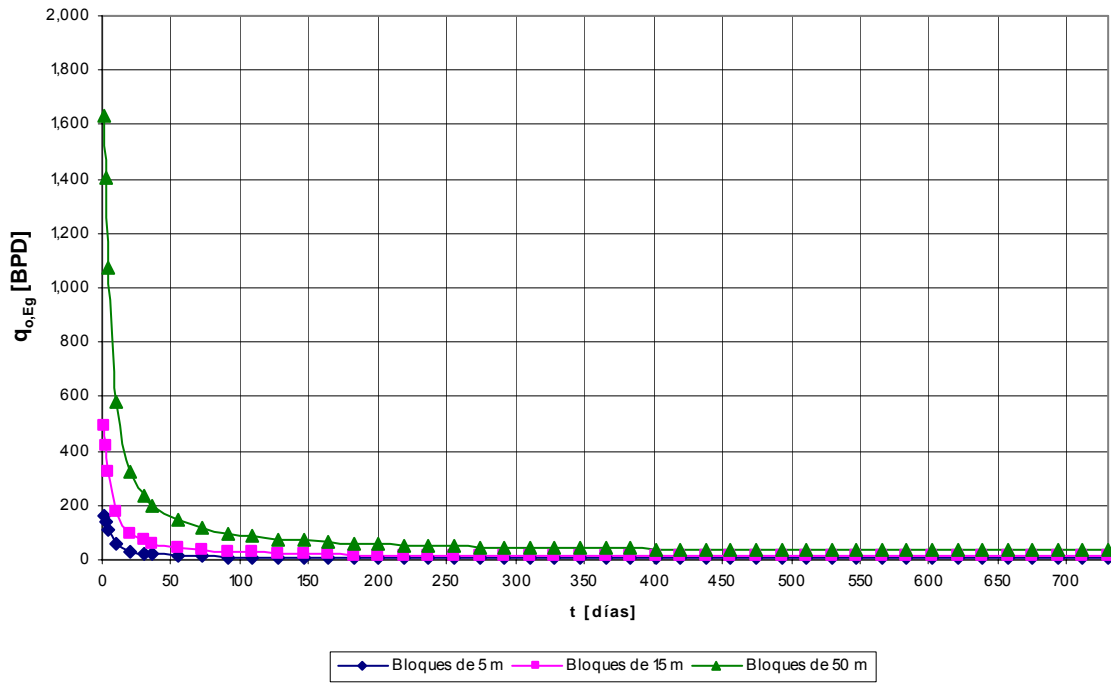


Fig. V.64. Comportamiento del gasto de aceite por expansión del gas, del Caso III. Campo Tajín.

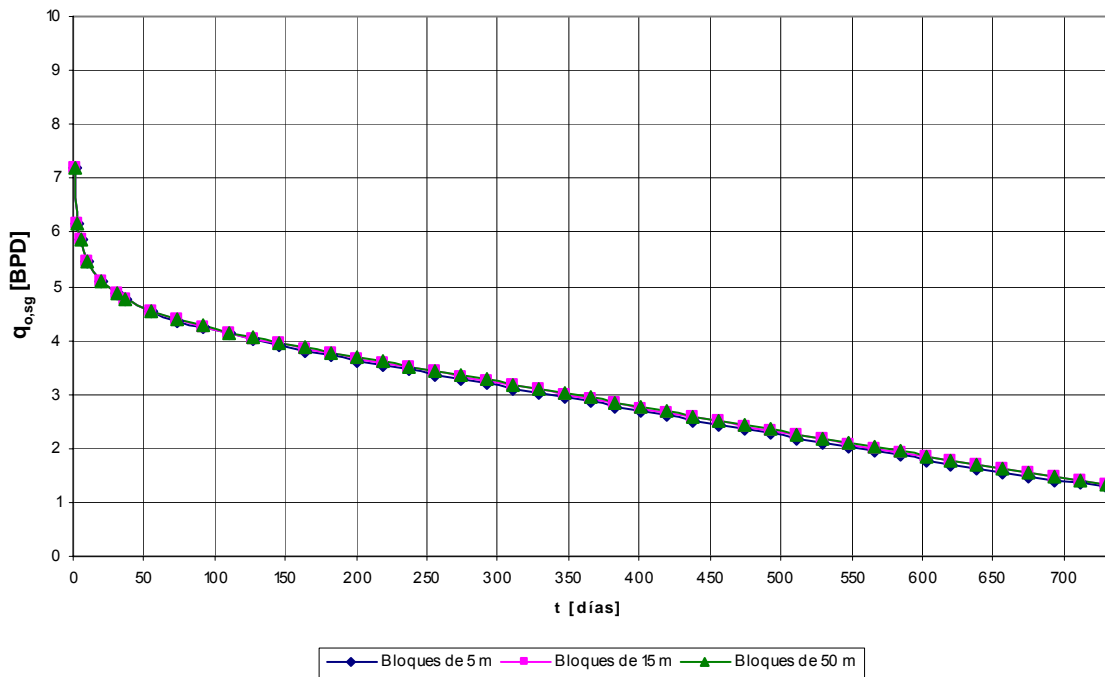


Fig. V.65. Comportamiento del gasto de aceite por segregación gravitacional, del Caso III. Campo Tajín.

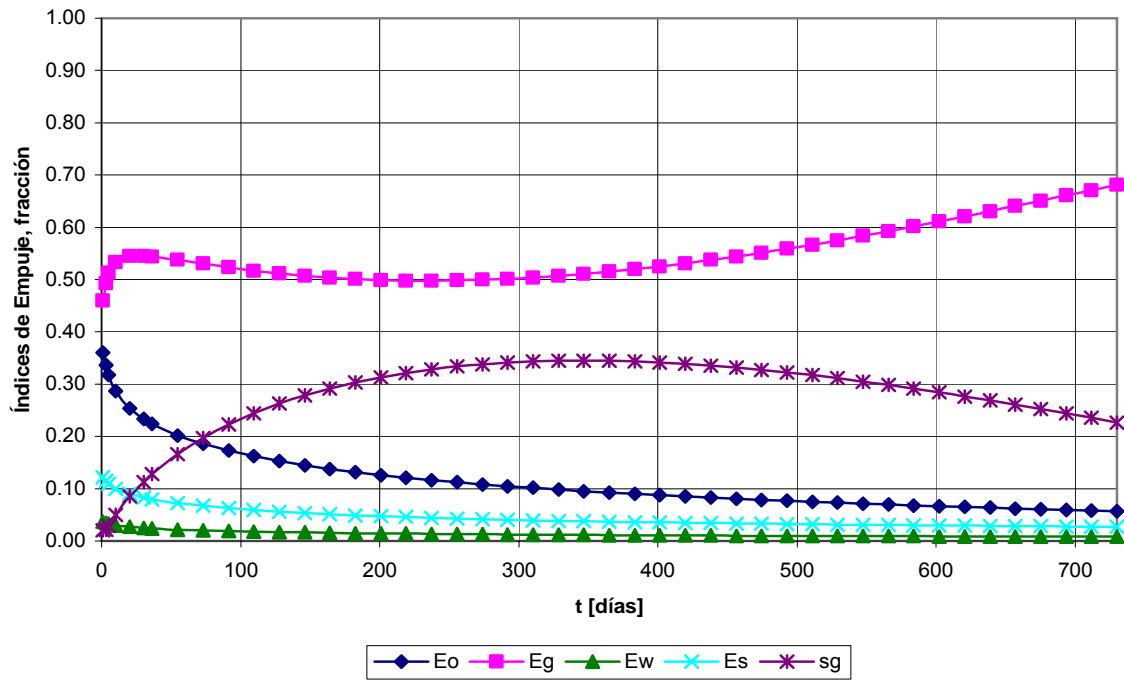


Fig. V.66. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 5 m, del Caso III. Campo Tajín.

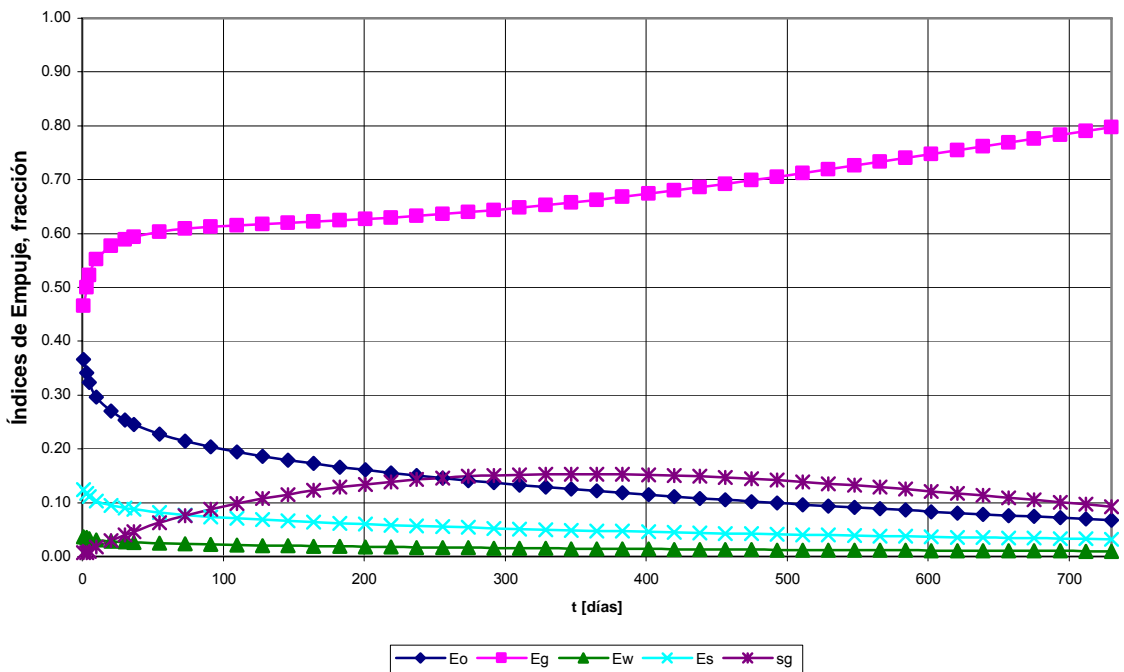


Fig. V.67. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 15 m, del Caso III. Campo Tajín.

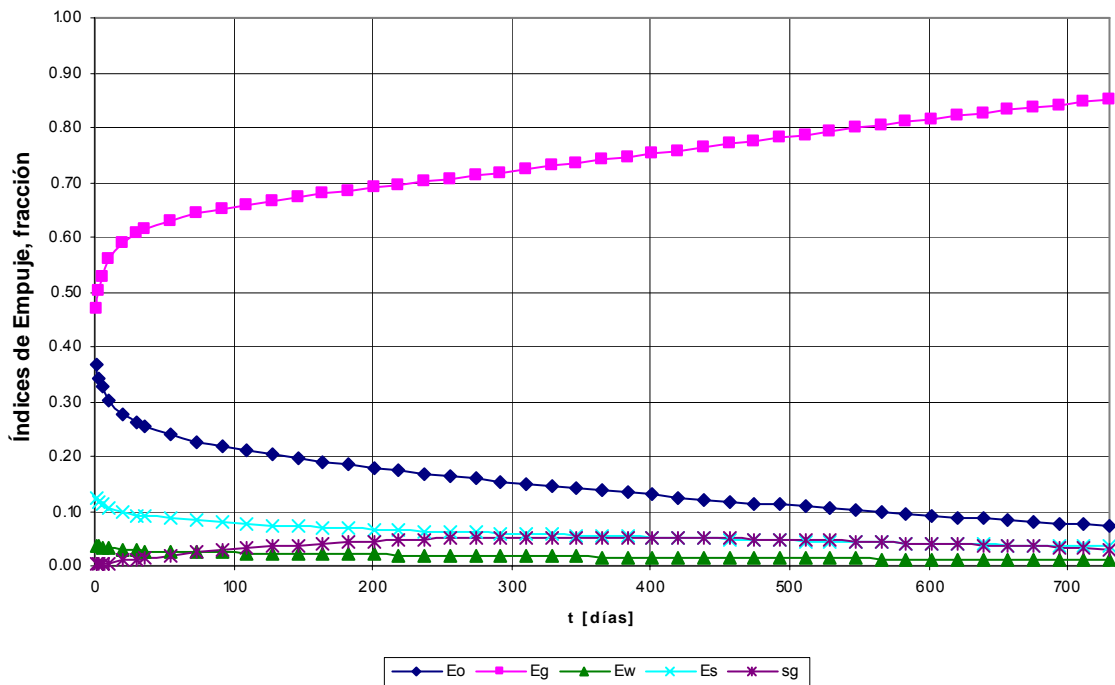


Fig. V.68. Comportamiento de los índices de empuje para el bloque de 50 m, del Caso III. Campo Tajín.

En la Fig. V.62, se presenta el comportamiento de las producciones acumuladas de aceite de los bloques de alturas 5, 15 y 50, [m], las cuales son de 11,078.26, 28,737.55 y 90,441.48, [bls], respectivamente, para un tiempo de 2 años.

El comportamiento del gasto total de aceite de los bloques de alturas 5, 15 y 50, [m], se presenta en la Fig. V.63; se observa que los gastos caen drásticamente, pasando de 355.5705 a 5.6559, [BPD], en el bloque de 5 m, de 1,052.3175 a 14.2733, [BPD], en el bloque de 15 m y de 3,490.9322 a 44.2911, [BPD], en el bloque de 50 m, en un tiempo de 2 años.

En la Fig. V.64, se presenta el comportamiento del gasto de aceite producido por la expansión del gas, de los bloques de alturas 5, 15 y 50, [m]; se observa que los gastos caen drásticamente, de manera similar a lo ocurrido con los gastos totales, debido a que la expansión del gas es el mecanismo de empuje predominante a través del tiempo, como se analizará en las Figs. V.66, V. 67 y V. 68.

Se puede observar en la Fig. V.65, que el gasto inicial de aceite por segregación gravitacional es igual para los bloques de 5, 15 y 50, [m], el cual cae lentamente, pero son gastos muy pequeños de un poco más de 7 BPD inicialmente, debido a que se tiene solamente un bloque de cada tamaño.

En la Fig. V.66, se aprecia que para el bloque de 5 m, el mecanismo predominante es el empuje por la expansión del gas, aunque los efectos gravitacionales son importantes hasta 350 días, sin que estos lleguen a superar a la expansión del gas disuelto liberado. Por otra parte, el efecto del mecanismo de expansión del aceite es importante al inicio, pero los efectos de la expansión del agua y de los sólidos son muy pequeños durante todo el periodo de tiempo.

En las Figs. V.67 y V.68, para los bloques de 15 y 50, [m], se aprecia algo parecido a lo ocurrido en la Fig. V.66 para el bloque de 5 m, pero los efectos gravitacionales son cada vez menores.

V.7.Mejoras recientes.

En este momento los costos de extracción son altos en el área Agua Fría-Coapechaca-Tajín (11 Dls/bpce); éstos evolucionarán favorablemente en función del incremento de producción del área (6.4 Dls/bpce en 2007), lo cual es aplicable a todo el proyecto en su conjunto, con un mayor impacto en la reducción de costos³⁶.

El Proyecto Chicontepec es rentable en su conjunto, y de manera independiente en cada una de las áreas, con indicadores económicos competitivos, con valor presente neto total de 209,983 MM\$, tasa interna de retorno de 57% y eficiencia de la inversión de 2 pesos/peso³⁶.

Por las condiciones de los yacimientos, es conveniente implantar un proceso de recuperación secundaria desde el inicio de su explotación, el cual permita incrementar el factor de recuperación de 7 a 13%, lo que ya está en proceso de ejecución³⁶.

Los costos de perforación, mantenimiento e infraestructura, que se estiman en 750,000 Dls/pozo, se consideran bajos comparados con los actuales de entre 15 y hasta 20 MM\$/pozo⁵².

Tabla V.26. Comparación entre un pozo lateral y uno multilateral, de Chicontepec³⁶.

	Convencional	Multilateral de 5 ramas
Tiempo de perforación	11 días	37 días
Costo	17 MM\$	60 MM\$
q_{oi}	200 BPD	1,200 BPD
q_o (estabilizado)	150 BPD	450 BPD

Las causas principales del daño por fracturamiento son: el efecto de encajamiento (efecto del agente soportante en la formación), el aplastamiento del agente sustentante utilizado y los efectos del fluido fracturante.

Se puede emplear un fluido fracturante libre de polímeros, o sea un surfactante visco elástico, este fluido es llamado VAS (Visco-elastic Anionic Surfactant)⁵³. No se debe usar un fluido a base de agua, para el fracturamiento hidráulico, ya que daña la formación. La principal ventaja de este fluido surfactante libre de polímeros, con respecto a los sistemas convencionales de polímeros, es el incremento de la producción del pozo, mediante la eliminación de los daños por polímeros y los residuos en la formación, los cuales reducen la conductividad.

Las características importantes de este fluido son sus tres mecanismos de rompimiento: mediante el contacto con el aceite o gas, la dilución con agua o salmueras y el cambio en el pH, por lo que no se requiere un químico o enzima rompedora. Este fluido denominado VAS incrementó la permeabilidad a 17 D, siendo de entre 3 y 9 D, la permeabilidad obtenida con el fluido fracturante convencional.

La producción inicial del pozo fracturado con VAS fue de 368 BPD, mientras que la obtenida con el fluido fracturante convencional a base de polímeros, fue de 170 BPD. El

pozo se limpio y por tanto empezó a producir aceite en 1.5 días, mientras que con otros fluidos se produjo aceite hasta después de 4 o 5 días.

Se realizó una mejora en el ritmo de penetración, de las barrenas PDC y los motores de fondo, incrementándolo de 32.8 a 35.3 Km/hr, lo que ocasionó una reducción de 3 días de trabajo, ahorrando 1.5 MMDIs⁵⁴.

Los altos tiempos de perforación y el riesgo de mantener marginal la rentabilidad del proyecto llevaron a establecer un proceso de optimización basado en la metodología “DEE” (Diseño-Ejecución-Evaluación)⁵⁵; dentro de esta metodología de optimización, se introduce la técnica del “límite técnico”. Esta técnica consiste en el desglose de cada uno de los procesos y subprocesos que conforman la perforación por cada fase e identifica el mejor tiempo que se haya registrado en cada uno de los subprocesos.

El 55% de tiempo de perforación ahorrado está representado por las nuevas tecnologías introducidas, tales como el equipo de perforación, barrenas y motores de fondo. Un 30% de tiempo de perforación ahorrado proviene de la eliminación de una de las TR's, el uso de lodo de emulsión inversa para estabilizar el agujero y la corrida de registros de cementación sin equipo de perforación⁵⁵.

El esquema óptimo de explotación de Chicontepec es el siguiente⁴¹:

- Estudios de impacto ambiental y social.
- Adquisición de sísmica 3-D.
- Análisis de facies sedimentarias.
- Mantenimiento de presión.
- Mejoramiento de la productividad de los pozos.
- Aumento del factor de recuperación.
- Sistemas de recuperación secundaria mejorada: Inyección de agua, aire, CO₂.
- Sistemas artificiales: bombeo mecánico, bombeo neumático.

- Diseño de la geometría del pozo: fracturamiento hidráulico, pozos horizontales, pozos multilaterales.
- Optimizar las instalaciones superficiales.
- Manejo de agua producida.

El programa para la optimización de fracturas, consiste en⁴¹:

- Análisis de información.
- Integración petrofísica geomecánica.
- Prediseño de fractura.
- Evaluación prefractura.
- Diseño final.
- Ejecución y control de calidad.
- Evaluación postfractura.

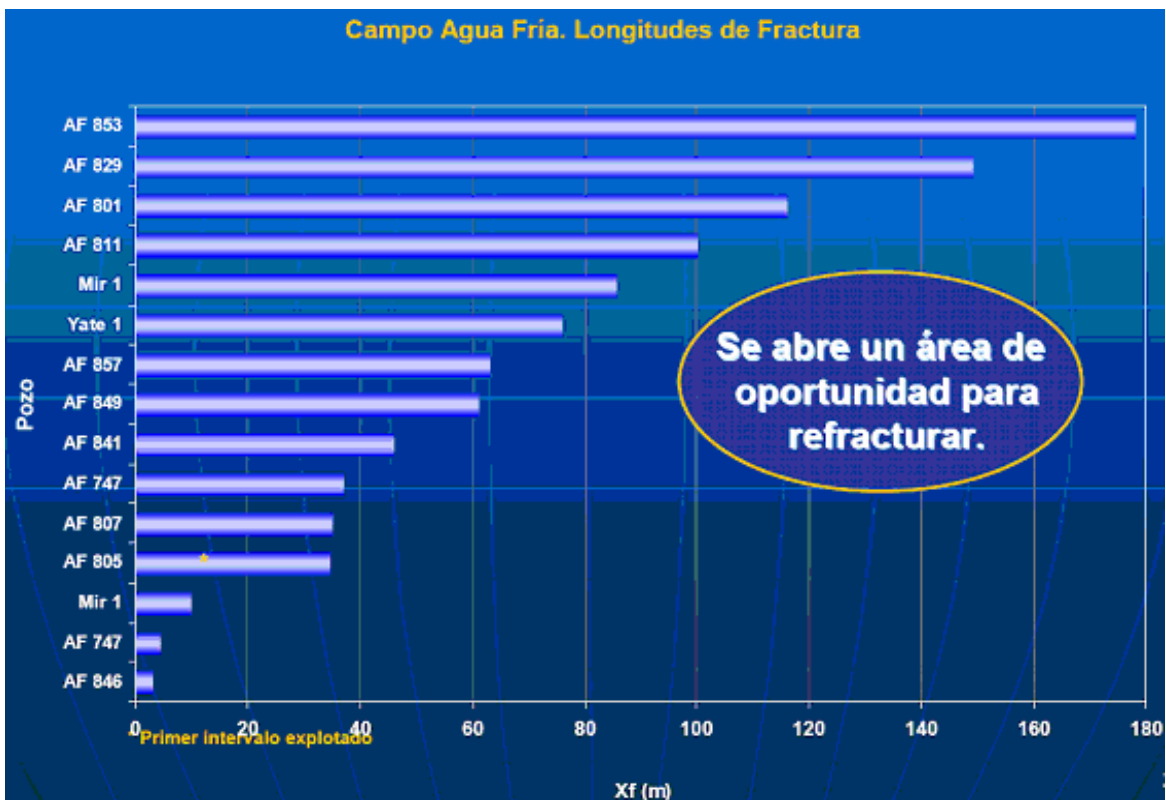


Fig. V.69. Longitudes de fractura, del Campo Agua Fría⁴¹.

En cuanto a la geometría de pozos, se perforan pozos multilaterales⁴¹.

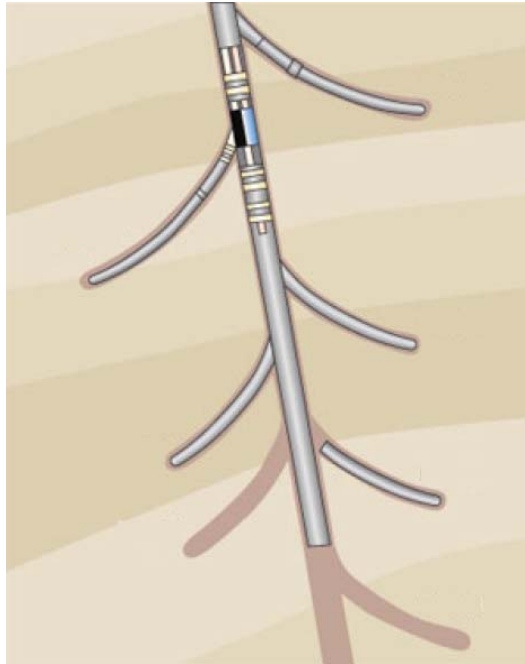


Fig. V.70. Diagrama de un pozo multilateral⁴¹.

El “Plan de Tecnología” del “Proyecto Integral Chicontepec” es el siguiente⁴¹:

- Procesado sísmico.
- Procesos geoestadísticos para la identificación de unidades de flujo.
- Válvula de cierre en fondo para medición de las presiones de fondo de los pozos.
- Microsísmico de pozo para determinar parámetros de las fracturas.
- Fluidos mejorados (viscoelásticos) para el fracturamiento hidráulico de los pozos.
- Sensor permanente de presiones y temperaturas de fondo.
- Perforación de pozos multilaterales (prueba piloto).
- Pruebas de laboratorio, diseño y realización de pilotos de recuperación secundaria por inyección de agua y de CO₂.
- Utilización de sistemas actualizados de cómputo para las geociencias, ingeniería de yacimientos, perforación y terminación de pozos, bases de datos, planeación.
- Asesorías externas de las compañías: COMESA, SCOTIA, VYP, SCHLUMBERGER, IMP, JNOC y PEISA.

Los beneficios que se pueden obtener al aplicar el “Plan de Tecnología” son⁴¹:

- Identificación de la posición de la roca del yacimiento más favorable para la explotación de hidrocarburos.
- Soporte para la caracterización dinámica de los yacimientos.
- Minimización del tiempo de cierre de los pozos, reduciendo el efecto de llenado.
- Identificación de la longitud y rumbo de las fracturas hidráulicas.
- Incremento en la eficiencia de las fracturas hidráulicas.
- Monitoreo continuo en tiempo real de presiones y temperatura de fondo de los pozos.
- Prueba de alternativas para optimizar la explotación de los yacimientos.
- Mejoramiento en las actividades de integración y manejo de la información, su procesamiento y presentación de resultados para la toma de decisiones.
- Aplicación de tecnología de punta para la optimización de la explotación de los yacimientos.

La aplicación de nuevas técnicas y la integración de estudios multidisciplinarios han logrado mejorar el entendimiento de los yacimientos de Chicontepec, lo que ha ayudado a desarrollar y explotar de mejor forma estos yacimientos, incluso cualquier mejora por más pequeña que sea en la recuperación primaria significará nuevas reservas.

V.8.Marco legal y actualidad.

PEMEX comenzó la lotificación de bloques en Chicontepec con la intención de extender, mediante los controvertidos “Contratos de Servicios Múltiples” (CSM), la exploración y explotación de crudo.

En el “Proyecto Integral Chicontepec”, el cual se extiende por los estados de Veracruz, Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí, se han conformado diversos bloques para extender los CSM al petróleo en los campos de Chicontepec.

El esquema de contratación de servicios propuesto por PEMEX, ha sido severamente cuestionado por algunos legisladores por considerarlo inconstitucional, al ceder a las firmas transnacionales facultades que, de acuerdo con los artículos 27 y 28 constitucionales, corresponden exclusivamente al Estado mexicano.

Con la puesta en marcha del “Complejo Tajín”, que busca el desarrollo del Paleocanal de Chicontepec, se contará con una producción de 20,000 BPD y 20 MMPCD. De cumplirse ese objetivo, se ampliará el número de pozos que actualmente operan y se superará el total de yacimientos que PEMEX ha perforado a lo largo de sus 68 años de existencia.

La expectativa de desarrollo de Chicontepec, prevé que en un lapso de 6 u 8 años se alcance una producción de un 1 MMBPD y de aproximadamente 1,500 MMPCD en la región.

En un marco de transparencia y apertura, PEMEX llevó a cabo la licitación pública internacional para ejecutar obras y servicios integrados para el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos en el Paleocanal de Chicontepec, obteniendo ahorros por 66 MMDIs.

En este proceso concursal, que contó con la participación de observadores públicos, se recibieron 3 propuestas conjuntas de un total de 19 compañías, de las cuales, 2 resultaron solventes de acuerdo con las bases técnicas y económicas de la licitación. Después de un estudio de precios diferenciados, el consorcio integrado por las compañías Schlumberger Offshore N. V., Driller Technologies Corp., e ICA Fluor Daniels S.A. de C.V., resultó ganador del contrato respectivo.

El contrato consistió en la perforación de 200 pozos, a una profundidad promedio de 2,000 m, cada uno, así como la terminación de 250 pozos. Tuvo un costo de 502 MMDIs que se financiaron bajo el esquema de “Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto” (PIDIREGAS).

Los trabajos incluyeron también la realización de 5 estudios de yacimientos, reacondicionamiento de caminos, instalación de 3 baterías de separación, la construcción de una central de compresión y otra de almacenamiento y bombeo, así como el tendido de 217 Km de ductos.

El consorcio tuvo un plazo de 1,424 días para entregar las obras, el cual venció el 31 de Diciembre de 2006. De acuerdo con las bases de la licitación, el consorcio ganador pudo subcontratar a empresas nacionales e internacionales para que le proporcionen los servicios de apoyo especializado, tales como logística, construcción, tripulación de equipos y mano de obra en general, entre otros.

Dichas obras generaron alrededor de 15,000 empleos directos e indirectos por parte de la compañía contratista, con la consecuente derrama económica para la entidad y en especial para la rama de servicios que el desarrollo requirió.

Con la perforación de los 300 pozos nuevos en Chicontepec, PEP estimó incorporar en el año 2006 una producción de 39,000 BPD y 50 MMPCD.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se desarrollaron las ecuaciones para calcular el comportamiento de la producción acumulada y del gasto de aceite con respecto al tiempo, considerando los efectos de los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y de segregación gravitacional, para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, considerando la variación del tamaño de los bloques.

Estos modelos consideran además los efectos de la expansión del aceite, del agua y de los sólidos, por lo que se presenta la aportación de cada uno de los cinco mecanismos, mediante los índices de empuje correspondientes.

Se analizó el comportamiento de los dos yacimientos de los Campos Agua Fría y Tajín, ambos pertenecientes a la Formación Chicontepec, ya que estos campos son a los que más estudios se les han realizado y de los que más literatura se ha publicado.

Los resultados que se obtuvieron del análisis del comportamiento de los dos yacimientos se presentan en el Capítulo V; se llegó a la conclusión de que al representar a los yacimientos de Chicontepec como naturalmente fracturados, no se obtuvieron resultados satisfactorios. 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 del empuje por gas disuelto liberado fue el mayor en la mayoría de los casos; sólo cuando el número de bloques fue muy grande y el aceite fluyó libremente, predominó la segregación gravitacional, ya que el gasto por este mecanismo depende del número de bloques que se tengan de un tamaño determinado.

Con los resultados obtenidos en este trabajo, se comprueba que el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado es el predominante en los yacimientos de

Chicontepec, como se establece en la información proporcionada por PEMEX, por lo que es de suma importancia el estudio de este mecanismo.

La baja productividad de los yacimientos de Chicontepec, se debe a que el principal mecanismo presente es el empuje por gas disuelto liberado, por lo tanto su productividad declina rápidamente, además de que las recuperaciones de aceite por este mecanismo son las más bajas; también hay que tener en cuenta que se trata de pequeños yacimientos turbidíticos.

La importancia del mecanismo de segregación gravitacional, en la vecindad de los pozos hidráulicamente fracturados, radica en que cuando la longitud de fractura es mayor se tiene una mayor aportación por efectos gravitacionales.

Estas fracturas artificiales se logran por medio de los fracturamientos hidráulicos, en los cuales se deben utilizar fluidos y agentes sustentantes, que no afecten a la formación y por lo tanto las propiedades del yacimiento. Por otra parte, existe fracturamiento natural en los yacimientos de Chicontepec, pero debido a la baja conductividad de sus fracturas, se tiene una baja productividad de estos yacimientos.

Se concluye que el gasto de aceite por segregación gravitacional decrece más rápidamente en los bloques más pequeños; además los efectos por segregación gravitacional son mayores cuando se tienen tamaños de bloques grandes, para un mismo número de bloques; esto se puede observar comparando los casos II y III.

Las limitaciones del trabajo son las siguientes: no se considera la producción de agua, ni de gas libre, así como también no existe entrada de agua de algún acuífero, ni inyección de agua, ni de gas; por lo cual se recomienda hacer estas consideraciones en trabajos posteriores.

Durante el análisis del comportamiento de los yacimientos de Chicontepec, se hizo evidente la importancia de los datos que se usen en los modelos; entre más y mejores

datos de campo se tengan, el comportamiento del yacimiento será representado más fielmente; en este trabajo, como no se contaba con suficientes datos de las propiedades de los yacimientos, se tuvieron que ajustar curvas que representaran su comportamiento.

La aplicación de modelos complicados que requieren de muchos datos, para representar el comportamiento de los yacimientos, es complicado debido a que entre más variables se incluyen en los modelos, se complica más el uso de éstos; este es el caso de las simulaciones numéricas, donde se tienen muchas variables y se tienen que suponer muchos valores o emplear métodos estadísticos para elegir un rango de datos; por lo que 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 los yacimientos de aguas profundas de México, ya que se sabe que las condiciones de depósito fueron similares a las que se tuvieron en la formación del Paleocanal de Chicontepec.

En el desarrollo y la explotación de los yacimientos de Chicontepec, se debe aplicar la tecnología más adecuada que permita hacer de este proyecto un negocio rentable, debido a la magnitud de la inversión que se requiere. Los aspectos críticos que se deben tomar en cuenta son: el incremento en las inversiones en infraestructura y pozos (perforación, terminación y reparaciones), así como el decremento del volumen a recuperar.

Como la operación de campos fracturados de baja permeabilidad es, actualmente, uno de los retos técnicos y económicos más importantes para la industria petrolera de México, debido a la baja productividad, el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías

permitirá incrementar el factor de recuperación de estos campos; por lo cual se deben desarrollar de manera eficiente las reservas de hidrocarburos de Chicontepec mediante la utilización de macroplataformas, así mismo se deben seleccionar los mejores intervalos y aplicar técnicas de fracturamiento apropiadas.

NOMENCLATURA

- A: Área.
- B_g : Factor de volumen del gas.
- B_{gi} : Factor de volumen inicial del gas.
- bls: Barriles.
- B_o : Factor de volumen del aceite.
- B_{oi} : Factor de volumen inicial del aceite.
- bpce: Barriles de petróleo crudo equivalente.
- BPD: Barriles por día.
- B_{tg} : Factor de volumen total del gas.
- B_{to} : Factor de volumen total del aceite.
- B_w : Factor de volumen del agua.
- c_f : Compresibilidad de la formación.
- c_o : Compresibilidad del aceite.
- c_g : Compresibilidad del gas.
- c_s : Compresibilidad de los sólidos.
- c_t : Compresibilidad total.
- c_w : Compresibilidad del agua.
- D: Darcy.
- Dls: Dólares estadounidenses.
- EBM: Ecuación de Balance de Materia.
- E_{fw} : Expansión del agua de la formación.
- E_g : Expansión del gas.
- E_o : Expansión del aceite.
- E_s : Expansión de los sólidos.
- E_w : Expansión del agua.
- F: Vaciamiento del yacimiento por producción.
- f_j : Frecuencia de los bloques.
- FR: Factor de recuperación.
- g: Aceleración de la gravedad.
- G_I : Volumen de gas acumulado inyectado.

- G_{fgi} : Volumen original de gas de la fase libre.
- G_p : Volumen acumulado producido de gas.
- G_{pg} : Volumen acumulado producido de gas de la fase vapor.
- h : Altura.
- h_{ma} : Altura del bloque de matriz.
- I_{Eg} : Índice de empuje por expansión del gas.
- I_{Eo} : Índice de empuje por expansión del aceite.
- I_{Es} : Índice de empuje por expansión de los sólidos.
- I_{Ew} : Índice de empuje por expansión del agua.
- I_{sg} : Índice de empuje por segregación gravitacional.
- J : Índice de productividad.
- k : Permeabilidad absoluta.
- k_g : Permeabilidad efectiva del gas.
- k_o : Permeabilidad efectiva del aceite.
- k_{ro} : Permeabilidad relativa del aceite.
- M : Miles.
- MM : Millones.
- MMM : Miles de millones.
- N : Volumen original de aceite, @ c.s.
- NB : Número de tamaños de los bloques.
- N_{foi} : Volumen original de aceite de la fase libre.
- n_j : Número de bloques de cada uno de los tamaños.
- N_p : Volumen acumulado producido de aceite.
- N_r : Volumen de aceite remanente, @ c.s.
- p : Presión.
- p_b : Presión de burbuja.
- pc : Pies cúbicos.
- PCD : Pies cúbicos por día.
- p_{cs} : Presión a condiciones estándar.
- p_i : Presión inicial.
- p_r : Presión del yacimiento.

- psi: Pound Square Inch (Libra sobre pulgada cuadrada).
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo.
- $q_{oi,sg}$: Gasto de aceite inicial por segregación gravitacional.
- $q_{o,Eg}$: Gasto de aceite por expansión del gas.
- $q_{o,Eo}$: Gasto de aceite por expansión del aceite.
- $q_{o,Es}$: Gasto de aceite por expansión de los sólidos.
- $q_{o,Ew}$: Gasto de aceite por expansión del agua.
- $q_{o,sg}$: Gasto de aceite por segregación gravitacional.
- $q_{o,tot}$: Gasto de aceite total.
- $q_{ot,sg}$: Gasto de aceite total por segregación gravitacional.
- r: Relación entre el volumen de la fase vapor y el de la fase líquida del yacimiento.
- r_e : Radio de drene.
- RGA: Relación gas-aceite.
- R_p : Relación gas-aceite acumulada producida.
- R_s : Relación de solubilidad gas-aceite.
- R_{sj} : Relación de solubilidad gas-aceite inicial.
- R_v : Relación de vaporización gas-aceite.
- R_{vj} : Relación de vaporización gas-aceite inicial.
- r_w : Radio del pozo.
- S_g : Saturación de gas.
- S_{gc} : Saturación de gas crítica.
- S_{gj} : Saturación de gas inicial.
- S_o : Saturación de aceite.
- S_{oi} : Saturación de aceite inicial.
- S_{or} : Saturación de aceite residual.
- S_w : Saturación de agua.
- S_{wj} : Saturación de agua inicial.
- t: Tiempo.
- T_{cs} : Temperatura a condiciones estándar.
- TP: Tubería de producción.
- TR: Tubería de revestimiento.

T_y : Temperatura del yacimiento.

V : Volumen.

V_g : Volumen de gas.

V_{gi} : Volumen de gas inicial.

V_{ma} : Volumen de matriz.

V_o : Volumen de aceite.

V_{oi} : Volumen de aceite inicial.

V_p : Volumen de poros.

V_{pi} : Volumen de poros inicial.

V_r : Volumen de roca.

V_s : Volumen de sólidos.

V_{si} : Volumen de sólidos inicial.

V_w : Volumen de agua.

W : Volumen de agua inicial en el yacimiento.

W_e : Entrada de agua del acuífero.

W_p : Volumen de agua acumulado producido.

z : Factor de compresibilidad del gas.

$^\circ\text{API}$: Densidad en grados API.

ρ : Densidad.

λ : Movilidad.

$\$$: Pesos mexicanos.

Φ : Porosidad.

μ : Viscosidad.

$(\Delta N_p B_o)_{sg}$: Volumen de aceite producido por segregación gravitacional, @ c.y.

$(\Delta N_p B_o)_{tot}$: Volumen total de aceite producido por los distintos mecanismos, @ c.y.

REFERENCIAS

1. Garaicochea, P., F.: "Campo Paleocanal Chicontepec", AIPM Boletín Informativo Nuestro Gremio. Págs. 36-38. Agosto 2006.
2. Cheatwood, C. y Guzmán, A.: "Comparison of Reservoir Properties and Development History Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, Mexico", SPE 74407. 2002.
3. PEMEX Boletín de. 16/03/2003.
4. Pettingill, H.: "Worldwide Turbidite Exploration and Production: A Globally Immature Play with Opportunities in Stratigraphic Traps", SPE 49245.
5. Takahashi, S., Abbaszadeh, M., Ohno, K., Soto, H. y Cancino, L.: "Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fría, Coapechaca, and Tajín Fields of Chicontepec Basin", SPE 103974. 2006.
6. Hernández, M., C. J.: Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbibición, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad. Caso Chicontepec. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
7. Tyler, N., Gachuz, H., Rivera, J., Rodríguez, J., Rivas, S., Tyler, R. y Nuñez, V.: "Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, Mexico", SPE 92077. 2004.
8. Treviño R., A.: "Estudio Diagenético de las Areniscas de Chicontepec", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Junio 1995.
9. Berumen, S., Kaiser, P., Gachuz, H., De Swaan, A. y Rodríguez, J.: "Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajín Field", SPE 92015. 2004.
10. Rodríguez, N., R.: "Comportamiento de la Producción de Aceite en Yacimientos Fracturados. Caso Cantarell", Reporte de Investigación Presentado a la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM, Julio 2004.
11. Rodríguez de la G., F.: Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Yacimientos. Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM, Semestre 2005-2.
12. Schlumberger Oilfield Glossary.

13. Garaicochea, P., F. y Bashbush, B., J.: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Facultad de Ingeniería, UNAM. 1987.
14. Pirson, S.: Oil Reservoir Engineering. 2 Edición. McGraw-Hill. 1958.
15. Towler, B.: Fundamental Principles of Reservoir Engineering. SPE Textbook Series Vol. 8. 2002.
16. Muskat, M.: Physical Principles of Oil Production. McGraw-Hill. 1949.
17. Craft, B., Hawkins, M. y Terry, R.: Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2 Edición. Prentice Hall. 1991.
18. Aldea, G.: "High Viscosity Oil Recovery by Solution Gas-Drive", SPE 2042. 1967.
19. Tang, G. y Firoozabadi, A.: "Effect of GOR, Temperature, and Initial Water Saturation on Solution-Gas Drive in Heavy-Oil Reservoirs", SPE 71499. 2001.
20. Tang, G., Leung, T., Castanier, L., Sahni, A., Gabelle, F., Kumar, M. y Kovscek, A.: "An Investigation of the Effect of Oil Composition on Heavy-Oil Solution Gas Drive", SPE 84197. 2003.
21. Tang, G., Sahni, A., Gabelle, F., Kumar, M. y Kovscek, A.: "Heavy-Oil Solution Gas Drive in Consolidated and Unconsolidated Rock", SPE 87226. 2004.
22. Hall, H.: "Analysis of Gravity Drainage", SPE 1517. 1961.
23. Richardson, J., Sangree, J. y Sneider, R.: "Oil Recovery by Gravity Segregation", SPE 15786. 1989.
24. Turner, J.: "How Different Size Gas Cap and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil", Oil Weekly, 1944.
25. Ambastha, A. y Aziz, K.: "Material Balance Calculations for Solution-Gas-Drive Reservoirs With Gravity Segregation", SPE 16959. 1987.
26. De Lima, P. y Rodríguez de la G., F.: "A Model for the Performance of Solution Gas-Drive Reservoirs with Gravity Segregation", SPE 23705. 1992.
27. Padilla, S., R. y Camacho, V., R.: "Reservoir Performance Under Solution Gas-Drive and Gravity Drainage", SPE 92186. 2004.
28. Martin, C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses", SPE 1235. 1959.

29. Camacho, V., R. y Raghavan, R.: "Boundary-Dominated Flow in Solution Gas-Drive Reservoirs", SPE 19009. 1989.
30. Camacho, V., R. y Raghavan, R.: "Well Test Analysis in Solution-Gas-Drive Systems for Fractured Reservoirs", SPE 20564. 1994.
31. Vogel, V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476. 1968.
32. Fetkovich, J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529. 1973.
33. Arps, J.: "Analysis of Decline Curves", SPE 945228. 1945.
34. Gentry, R. y McCray, A.: "The Effects of Reservoirs and Fluid Properties on Production Decline Curves", SPE 6341. 1978.
35. Matthews, C.: "Gravity Drainage Performance of Depletion Type Reservoirs in the Stripper Stage", SPE 665, 1956.
36. Alcázar, C., O.: "Desarrollo del Paleocanal de Chicontepec", AIPM Boletín Informativo Nuestro Gremio. Págs. 29-33. Agosto 2006.
37. Rasmus, J., Horkowitz, J., Chabernaud, T., Graham, P., Summers, M. y Wise, D.: "A New Formation Evaluation Technique for the Lower Tertiary in South Texas- Predicting Production in Low Permeability, Fine-Grained Sandstones", SPE 90690. 2004.
38. Du, Y. y Guan, L.: "Variation of Fracture Opening with Pressure – Key to Well Productivity in Naturally Fractured Reservoirs", SPE 91789. 2004.
39. Cunha, L., Bonet, E. y Cunha, J.: "Experimental Investigation and Numerical Simulation of Water Imbibition in Fractured Turbidite Systems", SPE 91975. 2004.
40. Fuentes, C., G., Camacho, V., R. y Vásquez, C., M.: "Pressure Transient and Decline Curve Behaviors for Partially Penetrating Wells Completed in Naturally Fractured-Vuggy Reservoirs", SPE 92116. 2004.
41. PEMEX. PEP.: "La Explotación de las Reservas de Chicontepec". Agosto 2005.
42. PEMEX. PEP.: "Proyecto Chicontepec". 2006.
43. Carrillo, B., J.: "Comentarios Geológicos Sobre el Megaproyecto Chicontepec", AIPM Boletín Informativo Nuestro Gremio. Págs. 23-25. Agosto 2006.
44. Cinco, L., H.: "Visión Futura de la Explotación de los Hidrocarburos en México". SCTET. PEP. PEMEX. Octubre 2005.

45. Cinco, L., H.: "PEMEX/PEP Proyectos e Inversiones". Febrero 2006.
46. Bermúdez, J., Araujo, J., Cruz, M., Salazar, H., Brizuela, S., Ferral, S. y Salas, O.: "Diagénesis de las Litarenitas de la Formación Chicontepec, Campos Camaitlán-Amatitlán-Horcones: Factores de Control y Modificación de la Porosidad para el Emplazamiento de Hidrocarburos", AIPM Boletín Informativo Nuestro Gremio. Págs. 25-28. Agosto 2006.
47. Abbaszadeh, M., Takano, O., Yamamoto, H., Shimamoto, T., Yazawa, N., Murguia S., F., Zamora G., D. y Rodríguez de la G., F.: "Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico", SPE 84052. 2003.
48. Prian, C., R.: "Chicontepec Explotación Condicionada", AIPM Boletín Informativo. Nuestro Gremio. Págs. 33-35. Agosto 2006.
49. Herrera, G., R.: "Chicontepec. Análisis y Pruebas para Mejorar su Productividad", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Febrero 1979.
50. Contreras Q., E.: "Mayor Producción a Menor Costo de la Formación Chicontepec (Área Norte) y Recuperación de Aceite de Pozos Cerrados". AIPM Delegación Tampico. Presentado en Puebla 2005.
51. Morales, V., A.: "Macroplataformas, Solución al Desarrollo del Paleocanal de Chicontepec", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, 2002.
52. Gómez, S., R.: "Por Qué No Debe Desarrollarse Masivamente el Paleocanal de Chicontepec, Como un Megaproyecto", AIPM Boletín Informativo Nuestro Gremio. Págs. 39-41. Agosto 2006.
53. Centurión, S., Rengifo, M., Cortona, M., Padilla, F. y Lavallo, A.: "Successful Application of a Novel Fracturing Fluid in the Chicontepec Basin, Mexico", SPE 103879. 2006.
54. Quiroga, J., Valera, R., Fernández, A., Arias, A. y Bravo, H.: "Innovative Technology/Best Practices Maximizes ROP, Saving the Operator \$U.S. 1.5 Million in Chicontepec Project, Mexico", SPE 103954. 2006.
55. Corona, M., Morán, H., Orellán, S. y Álvarez, F.: "Optimización de la Perforación en el Área del Paleocanal de Chicontepec", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, Marzo 2005.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T.: Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publ. Co., Houston, Texas, 2000, Cap. 11.
- Amyx, J., Bass, D., y Whiting, R.: Petroleum Reservoir Engineering. McGraw-Hill, 1960.
- Dake, L. P.: Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Publ. Co., Amsterdam, Holanda, 1979, Cap. 3.
- Mian, M. A.: Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer. Pennwell Publ Co, Tulsa, 1992, Vol. I, Cap. 4.
- Sinha, M. K. y Padget, L. R.: Reservoir Engineering Techniques Using Fortran. IHRD Corp, Boston, 1985, Cap. II.9.