

2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO Y RECUPERACION SECUNDARIA DEL YACIMIENTO F-10, CAMPO AGUA FRIA, ACTIVO CHICONTEPEC, PETROLEOS MEXICANOS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE: INGENIERO PETROLERO PRESENTAN: ISMAEL ENRIQUE MARTINEZ RAMIREZ ROGELIO HERNANDEZ SANCHEZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. SANTIAGO RIVAS GOMEZ

MEXICO, D.F.

1999

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

275233



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-020

SR. ISMAEL ENRIQUE MARTINEZ RAMIREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing Santiago Rivas Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

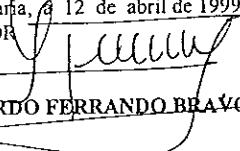
**ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO PRIMARIO Y DE RECUPERACION SECUNDARIA
DEL YACIMIENTO F10-CAMPO AGUA FRIA. ACTIVO CHICONTEPEC PETROLEOS
MEXICANOS**

- I INTRODUCCIÓN
 - II DESARROLLO
 - III PETROFISICA
 - IV PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
 - V PRESION INICIAL Y TEMPERATURA
 - VI VOLUMEN ORIGINAL
 - VII HISTORIA PRESION-PRODUCCION
 - VIII COMPORTAMIENTO PRIMARIO
 - IX RECUPERACION SECUNDARIA
 - X ANALISIS ECONOMICO
- RESUMEN Y CONCLUSIONES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd Universitaria, a 12 de abril de 1999
EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*RLLR*gtg

P



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-019

SR. ROGELIO HERNANDEZ SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Santiago Rivas Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO PRIMARIO Y DE RECUPERACION SECUNDARIA
DEL YACIMIENTO F10-CAMPO AGUA FRIA. ACTIVO CHICONTEPEC PETROLEOS
MEXICANOS**

- I INTRODUCCIÓN
 - II DESARROLLO
 - III PETROFISICA
 - IV PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
 - V PRESION INICIAL Y TEMPERATURA
 - VI VOLUMEN ORIGINAL
 - VII HISTORIA PRESION-PRODUCCION
 - VIII COMPORTAMIENTO PRIMARIO
 - IX RECUPERACION SECUNDARIA
 - X ANALISIS ECONOMICO
- RESUMEN Y CONCLUSIONES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 12 de abril de 1999
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

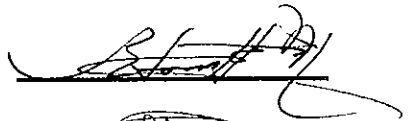
Tema de Tesis : Estudio del Comportamiento Primario y Recuperación Secundaria del Yacimiento F-10, Campo Agua Fría, Activo Chicontepec, Petróleos Mexicanos.

Presentan : Ismael Enrique Martínez Ramírez
Rogelio Hernández Sánchez

Núm. Cta. 8914419-6
Núm. Cta. 9254791-9

Director de Tesis : Ing. Santiago Rivas Gómez

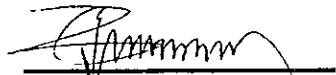
Presidente : Ing. Eduardo Loreto Mendoza



Vocal : Ing. Santiago Rivas Gómez



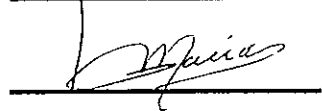
Secretario : Ing. Manuel Villamar Viguera



Primer Suplente : Ing. Nestor Martínez Romero



Segundo Suplente : Ing. Salvador Macías Herrera



Ismael Enrique Martínez Ramírez.

Esta obra está dedicada a todas y cada una de las personas que colaboraron en mi formación. Agradeciendo antes que nada a Dios, por darme vida para poder ver realizado este hermoso sueño.

A mi Madre

No encuentro la manera de poderte agradecer esta herencia, que con muchos sacrificios la forjaste y nutriste a lo largo de mi vida.

Gracias por poderme entender en mis momentos y decisiones más difíciles, en las cuales siempre fuiste mi guía y guardián.

A mi nunca me hizo falta tu apoyo y comprensión, siempre que tropecé y caí, tu siempre estabas ahí para enseñarme a levantarme. En cada paso que di, tu siempre estabas a mi lado, como en cada uno de mis hermanos, y así mismo ellos conmigo.

Soy el producto de tu esfuerzo (nadie podrá decirme, cuánto te costó ayudar a cada uno de tus hijos), y espero madre que tu ejemplo sirva y se conserve en tu memoria y corazón de cada uno de tus hijos.

Gracias madre..

A mis hermanos: Hilda, Miguel, Gabriel, Alejandro y Luis.

*Siempre de ustedes recibí todo, absolutamente todo, nunca emprendí
proyecto alguno sin que ustedes me apoyaran y alabaran mis logros y éxitos.*

*Quien sino somos nosotros unidos la fortaleza que siempre nos ha distinguido de
los demás, siempre lo he dicho y no lo dejare de decir, todos mis hermanos son
hombres.*

Los quiero a todos, gracias...

A mi esposa Elizabeth.

*Por dar mas sentido a mi vida y al ejercicio del trabajo constante, al
apoyo que fuera de mi familia nunca me hizo falta, a vislumbrar objetivos y
metas, consiguiendo el éxito a tu lado*

Te quiero mucho mi amor, gracias...

A mi Asesor Ing. Santiago Rivas Gómez

*Por permitir en mí, los errores en los cuales caí, y el de nutrirme con su
sabiduría y experiencia.*

Gracias. .

*A mis amigos El panque, Gúmaro, Herón, El refé, El no señor, El
reger, El monkey, y a todos los que me falta por mencionar. Gracias...*

Rogelio Hernández Sánchez

A mis Padres :

Sabiendo que jamas existirá una forma de agradecer en esta vida de lucha y superación constante, deseo expresarles que mis ideales, esfuerzo y logros han sido también suyos y constituye el legado mas grande que pueda recibir , ya que estoy orgulloso de tener una bonita familia, gracias a dios por permitirnos siempre estar en las buenas y en las malas juntos.

A mi mamá : Fortina Sánchez Valencia

A mi papá : Andrés Hernández López

A mis hermanos :

Por apoyarme en todo momento y encontrar en ellos los excelentes amigos de mí vida y por brindarme su apoyo moral y económico, a través de este pequeño escrito les digo que los quiero mucho.

A mis compañeros y amigos :

Para los buenos amigos, primos y sobrinos que siempre se necesitan en esta vida, ya que las personas inteligentes discuten ideas y las personas tontas discuten con la gente, para ellos que siempre compartí ideas :

Sobrinos : Marlon, Fani, Josimar, Slim, Swe Ling, Pablito, Danaí, Zoé, Oscar, Dani, Ale y Misael.

Primos : Paco (el apagón) , Pepe, Fredy, Erick, fito.....etc

Amigos : Roberto Baltazar, Israel y Uriel Fuentes, Gerardo Alva Arroyo, Ismael Díaz Hernández y pido disculpas para todos aquellos que me falta mencionar.

Quiero Agradecer a :

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por permitirme realizar la tesis en sus instalaciones y a la vez me permitió conocer buenos amigos que me dieron la posibilidad de sentirme parte del equipo, por la confianza que me brindaron :

Ing. Armando Pineda Muñoz
Dra. Juana Cruz Hernández
Ing. Enrique Serrano

Mí agradecimiento y gratitud al Ing. Santiago Rivas Gómez quién como nuestro asesor de tesis me apoyo en todo momento.

A mis Sinodales del Examen Profesional por las atenciones prestadas.

A mi querida Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme permitido estudiar en sus aulas.



ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO PRIMARIO Y DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA
DEL YACIMIENTO F10-CAMPO AGUA FRIA.
ACTIVO CHICONTEPEC PETROLEOS MEXICANOS

CONTENIDO

CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO II	
DESARROLLO	4
Datos Generales.	
2.1 Localización e inicio.	4
Geología.	
2.2 Estructural y Estratigráfica.	7
Figuras.	9
CAPITULO III	
PETROFISICA	12
3.1 Permeabilidades.	13
3.2 Porosidad, Saturación y Compresibilidad de la Formación.	19
3.3 Gráficos.	20
CAPITULO IV	
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	26
4.1 Propiedades de los Hidrocarburos.	26
4.2 Propiedades del Agua.	31
4.3 Gráficos.	32



CAPITULO V	
PRESIÓN INICIAL Y TEMPERATURA	40
5.1 Gráficos.	44
CAPITULO VI	
VOLUMEN ORIGINAL	45
6.1 Figuras.	48
CAPITULO VII	
HISTORIA PRESION - PRODUCCIÓN	49
7.1 Gráficos.	51
CAPITULO VIII	
COMPORTAMIENTO PRIMARIO	53
8.1 Balance de Materia.	53
8.1.1 Ecuación de Balance de Materia.	53
8.1.2 Simulación.	57
8.1.3 Gráficas y figuras.	64
8.2 Historia de Producción y Ajuste.	67
8.3 Declinación.	70
8.4 Gráficos.	78
CAPITULO IX	
RECUPERACION SECUNDARIA	89
9.1 Métodos de Inyección de Agua.	89
9.1.1 Métodos disponibles para la Recuperación Secundaria (Inyección de Agua).	89
9.1.2 Métodos de predicción relacionados con la heterogeneidad del yacimiento.	91
9.1.3 Métodos de predicción basados en el área de barrido.	94
9.1.4 Métodos de predicción relacionados con el mecanismo de desplazamiento.	96
9.1.5 Métodos de Predicción involucrando modelos matemáticos.	105



9.1.6 Comparación de los métodos de predicción de comportamiento.	107
9.1.7 Comparación del comportamiento real y el predicho.	109
9.1.8 Métodos recomendados para predecir la inyección de agua.	110
9.1.9 Uso Práctico de los métodos de predicción de la inyección de agua.	111
9.1.10 Factores que afectan el comportamiento de la recuperación de aceite mediante la inyección de agua.	112
9.1.11 Gráficas y figuras.	115
9.2 Análisis de datos aplicados al método modificado de Craig de inyección de agua.	117
9.2.1 Etapas del comportamiento de la iny. de agua.	119
9.2.2 Curvas de Permeabilidad agua - aceite.	119
9.2.3 Cálculo de la curva de flujo fraccional y del comportamiento del desplazamiento.	121
9.2.4 Cálculo del gasto y presión de inyección de agua.	122
9.2.5 Cálculo de la relación de movihdades.	126
9.2.6 Cálculo de volumen poroso y del original de aceite.	126
9.2.7 Gráficas.	129
9.3 Ajuste para el patrón de seis pozos productores y un inyector.	132
9.3.1 Gráficas y figura.	140
9.4 Aplicación, Gráficas y Resultados de la inyección de agua.	143
9.4.1 Aplicación.	143
9.4.2 Resultados.	144
9.4.3 Análisis de resultados.	147
9.4.3.1 Aceite.	147
9.4.3.2 Gas.	151
9.4.3.3 Agua.	154
9.4.3.4 Inyección de Agua.	156
9.4.4 Gráficas.	159
9.4.5 Arreglo propuesto (figura).	173



CAPITULO X	
ANALISIS ECONOMICO, RESUMEN Y CONCLUSIONES	174
10.1 Introducción.	174
10.2 Ingresos por el aceite producido.	177
10.3 Ingresos por el gas producido.	180
10.4 Costo del agua de inyección.	182
10.5 Estudio económico.	183
10.6 Gráficas.	185
10.7 Resumen.	187
10.8 Comentarios.	189
10.9 Conclusiones.	190
10.10 Recomendaciones.	191
NOMENCLATURA.	192
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIAS.	194



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La caracterización de un yacimiento, es una metodología que se define como la identificación y evaluación de los elementos que afectan su explotación, a través de mediciones de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y concentración, entre otros elementos. Las mediciones de estas variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento, por lo que su carácter es dinámico.⁽¹⁾

Durante los últimos años, la industria petrolera internacional ha sufrido cambios trascendentes en las actividades de exploración y explotación, debido al mejoramiento sustancial en las técnicas para extracción de los hidrocarburos contenido en los yacimientos.

La Industria Petrolera Mexicana en sus ramas de Exploración y Producción, no ha estado ajena a esta transformación y utiliza tecnologías de vanguardia en la realización de los estudios sísmicos, caracterización integral de yacimientos, simulación numérica, y perforación de pozos, en el proceso para obtener hidrocarburos.

En este trabajo se describen los estudios realizados así como sus resultados, acerca del cuerpo 10 del Campo Agua Fría, uno de los campos del paleocanal de Chicontepec, en busca de un proceso para mejorar la recuperación de aceite, factor decisivo en la elaboración de proyectos de inversión.



El paleocanal de Chicontepec contiene más de $131,819 \times 10^6$ bls de aceite, del cual solo se han producido alrededor de 100×10^6 bls: representa el 25% de las reservas probadas totales de hidrocarburos del país y es el 85% de las que posee la región norte.^(1 2) Comprende una extensión geográfica con más de 3000 Km² de superficie (123 X 25 Km.) distribuida en parte de los estados de Veracruz y Puebla y geológicamente se ubica en la provincia Tampico-Misantla, al poniente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al oriente del frente de la sierra madre oriental.

El objetivo será estudiar un proceso que acelere la extracción de los hidrocarburos e incremente la recuperación del cuerpo 10 del Campo de Agua Fría. Se ensayo la recuperación secundaria por inyección de agua, para lo que fue necesario la obtención de la información siguiente:

- a) Análisis PVT.
- b) Estudios geológicos (estructural y estratigráfico).
- c) Análisis de núcleos.
- d) Historia de Presión-Producción.
- e) Estudio petrofísicos.
- f) Volumen original, presión y temperatura inicial.

Con la finalidad de obtener una estimación con mayor certidumbre del volumen original de hidrocarburos "in situ", se basará en el estudio e integración de todos los datos proporcionados y de ello prever el desarrollo del campo utilizando un sistema de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, lo cual nos permitiría incrementar el factor de recuperación aceite del C-10.

En trabajos en el campo, se diseñaron pruebas donde se simularon diferentes escenarios, con el objeto de diseñar la



terminación eficiente del pozo Agua Fría 853, resultando recomendable fracturar hidráulicamente los pozos y disponer de un sistema artificial de producción, siendo importante continuar optimizando los diseños de fracturas puesto que impacta directamente en la productividad del pozo

El Campo de Agua Fría, es uno de los mejores del Chicontepec, su caracterización dinámica se ha logrado mediante el análisis de los datos de producción, pruebas de producción tomadas antes y después del fracturamiento y mediciones de molinete hidráulico, fundamentalmente.



CAPITULO II

DATOS GENERALES

2.1 Localización e Inicios.

La cuenca de Chicontepec se localiza en la porción norte de los estados de Veracruz. Geográficamente se encuentra dentro de las coordenadas $20^{\circ} 18'$ - $21^{\circ} 08'$ de latitud norte y $97^{\circ} 10'$ - $98^{\circ} 00'$ de longitud oeste. La superficie de esta área es del orden de los 4,100 km², aunque la porción con mejores perspectivas es la del llamado Paleocanal del Chicontepec con extensión de casi 3,100 km². Está ubicada en la cuenca geológica denominada Tampico-Misantla.

En 1926, la empresa el Águila y la Stanford Oil Company, al perforar algunos pozos con objetivo Cretácico, descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de las areniscas del Chicontepec, pero los abandonaron por considerarse incosteables. En Julio de 1935, se explotó comercialmente el primer pozo en el Chicontepec, aprovechando el pozo Poza Rica No. 8, el cual fluyo en forma intermitente. Con esto se iniciaba el desarrollo del Paleocanal del Chicontepec en sus diversas etapas..

Mas adelante en la década de los 70, se desarrolló el campo Agua Fría, con pozos que inicialmente todos fueron productores. En 1976, se perforó el pozo Antares - 1 el cual resultó productor, con lo que se dio inicio a la perforación y producción de los diferentes cuerpos localizados en este campo (los cuales comprenden del 10 al 100 de 10 en 10). En los 80 se desarrolló el cuerpo 10, donde a mediados de 1986 el pozo AF811 del C-10 es productor, registrándose hasta la

fecha como productores de este mismo cuerpo, un total de 30 pozos. En las siguientes tablas y figura se presenta información mas detallada de los pozos del C-10:

Tabla 2.1.1

Pozo	Fecha De inicio	Intervalo (mts.)	Coordenada (X)	Coordenada (Y)	Presión _{ultima regis.} (psia)
AF801:10	91/09	1700-1725	645906	2267793	1394
AF805:10	89/09	1710-1743	646631	2267837	2389
AF807:10	89/05	1435-1470	647092	2267790	2304
AF809:10	88/09	1510-1546	647602	2267802	2033
AF811:10	86/05	1435-1475	645681	2268110	2019
AF813:10	88/03	1805-1845	646103	2268217	1550
AF814:10	92/05	1890-1910	644920	2268090	1891
AF815:10	91/09	1715-1740	646471	2268160	2190
AF816:10	95/11		644470	2268127	
AF817:10	91/10		646834	2268123	1436
AF819:10	91/09	1864-1903	647316	2268147	2702
AF823:10	92/05	1760-1785	646490	2267493	2062
AF825:10	91/11		646846	2267453	
AF826:10	92/01	1705-1748	644921	2267491	2972
AF827:10	95/06	1833-1853	647306	2267495	867
AF828:10	96/02		644484	2267517	
AF831:10	91/10	1855-1893	645522	2268532	
AF833:10	91/08	1538-1566	645930	2268552	2602
AF835:10	94/08	1846-1889	646231	2268525	1522
AF837:10	91/09	1499-1510	646763	2268494	2673
AF847:10	92/02	1746-1781	647532	2267186	1862
AF849:10	91/03	1754-1784	647927	2267071	967
AF855:10	91/07	1810-1850	646100	2268822	1166
801H1:10	91/05				
801H2:10	91/08				
807H1:10	91/06				
817H1:10	91/07	1457-1490			1436
ANTAR:10	91/09	1700-1720	646250	2267776	1266
AF802:10	96/06	1680-1712	645466	2267793	2076
AF8024:10	91/11		645358	2267488	



Tabla 2.1.1

Pozo	Q_0 última (Bls)	Q_g última (MMPC)	N_p por pozo (MB)	G_p por pozo (MMPC)	N_p (MMB)	G_p (MMPC)
AF801-10	421	12.7	163.8	992.8	0.16	992.8
AF805-10	1705	10.2	326.3	1,024.4	0.49	2,017.1
AF807-10	1107	7.2	305.6	952.2	0.80	2,969.3
AF809-10	749	3.4	243.4	576.8	1.04	3,546.1
AF811-10	3566	15.5	549.7	1,519.4	1.59	5,065.6
AF813-10	0	0.0	0.0	0.7	1.59	5,066.3
AF814-10	258	0.6	51.0	107.0	1.64	5,173.3
AF815-10	1289	12.2	156.8	388.9	1.80	5,562.3
AF816-10	1912	3.7	31.1	96.9	1.83	5,659.1
AF817-10	1868	2.7	162.4	709.0	1.99	6,368.1
AF819-10	723	6.0	62.9	218.8	2.05	6,586.9
AF823-10	654	1.3	58.5	146.1	2.11	6,733.1
AF825-10	635	14.0	139.2	727.6	2.25	7,460.7
AF826-10	730	8.9	91.9	223.3	2.34	7,684.0
AF827-10	1145	4.8	22.4	88.3	2.36	7,772.2
AF828-10	730	5.1	19.2	47.5	2.38	7,819.7
AF831-10	1554	19.7	336.7	1,026.5	2.72	8,846.2
AF833-10	3239	23.1	325.6	928.1	3.05	9,774.3
AF835-10	262	8.2	23.2	109.4	3.07	9,883.7
AF837-10	509	5.4	135.1	284.8	3.20	10,168.5
AF847-10	2176	13.5	211.1	625.8	3.42	10,794.4
AF849-10	2648	3.9	218.6	314.6	3.63	11,109.0
AF855-10	730	3.8	140.6	147.0	3.78	11,255.9
801H1-10	1585	7.1	185.8	802.3	3.96	12,058.3
801H2-10	1383	4.1	169.8	678.3	4.13	12,736.6
807H1-10	912	0.3	169.9	597.0	4.30	13,333.6
817H1-10	793	13.7	133.9	519.4	4.43	13,853.0
ANTAR-10	4521	9.7	202.6	778.7	4.64	14,631.8
AF802-10	1484	8.5	11.2	179.3	4.65	14,811.0
AF8024-10	1151	1.6	101.3	481.8	4.75	15,292.9



2.2 Geología

Estructural. Estratigráfica.

El origen del Paleocanal Chicontepec se presentó a fines del Paleoceno y principios del Eoceno, a consecuencia de la erosión por corrientes submarinas de los mismos sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico. Posteriormente el canal fue llenado por sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada, cubriendo una área de aproximadamente de 123 km de longitud por 25 km de amplitud, lo que dio lugar a trampas estratigráficas localizadas a profundidades que varían desde los 800 m en la porción norte, hasta alrededor de los 2,500 m en la porción sur cercana a Tecolutlan con un espesor neto de las formaciones productoras desde 400 metros hasta unos pocos centímetros. Debido a las dimensiones del paleocanal, existe una amplia variación de las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento, la densidad del aceite fluctúa de 18° en la parte sureste hasta 49° API en la parte norte. El mecanismo de empuje predominante es por gas en solución.

El campo de Agua Fría, corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno - Eoceno Inferior Temprano que en algunos lugares rebasa los 1,700 metros de espesor. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y están distribuidas de manera irregular y errática. Este campo se localiza por debajo de una discordancia regional y encima de ella, se tienen sedimentos arcillosos.

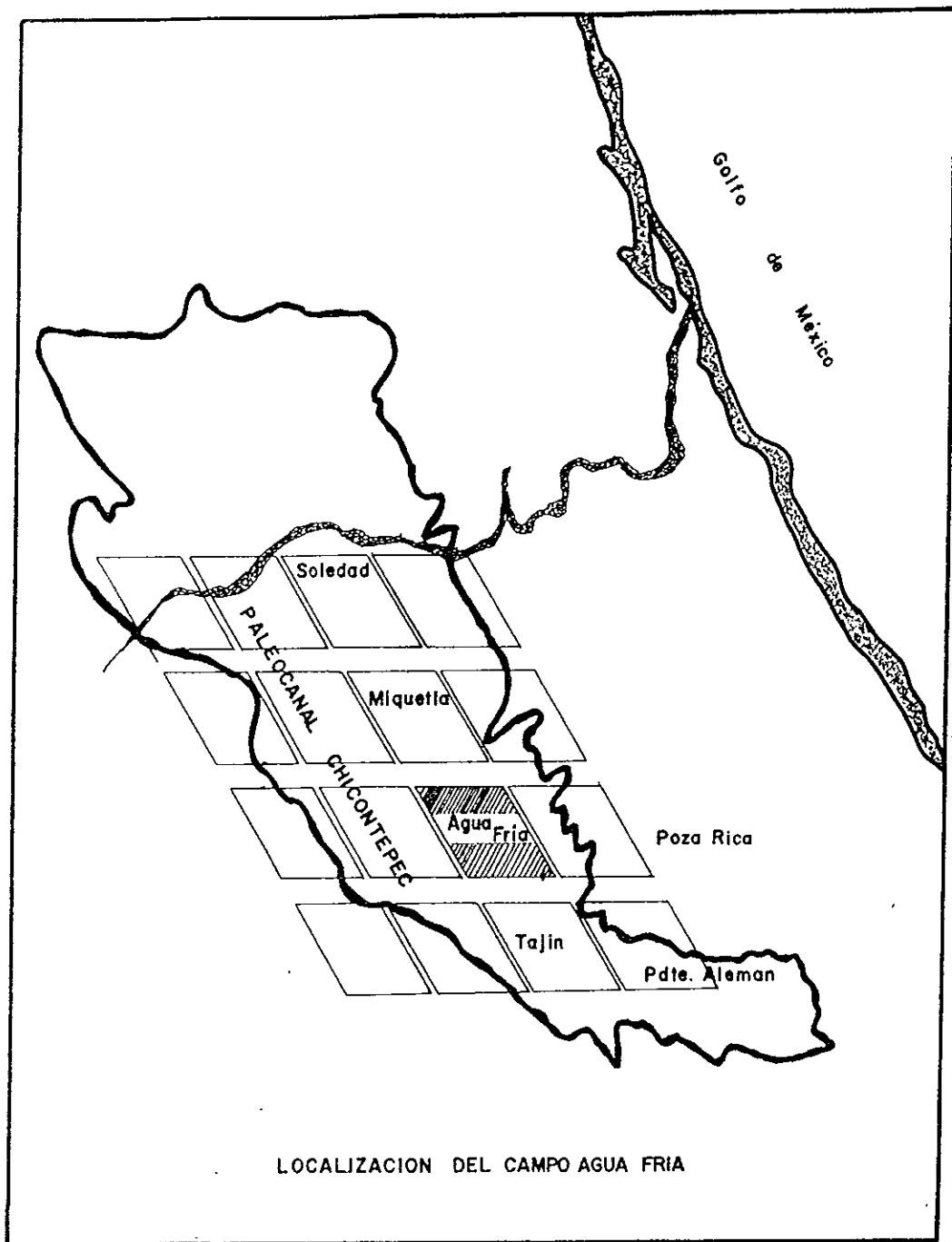
La roca generadora lo representan las facies arcillocarbonosas del Jurásico Superior (Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta).



La roca almacenadora corresponde a areniscas de grano medio a fino con porosidades promedio del 12 %. Los tipos de trampa encontrados son predominantemente estratigráficas, y en segundo término combinadas. El entrapamiento del yacimiento esta dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, en su base y lateralmente, a los desarrollos arenosos. En general la estructura buza de suroeste hacia noreste.

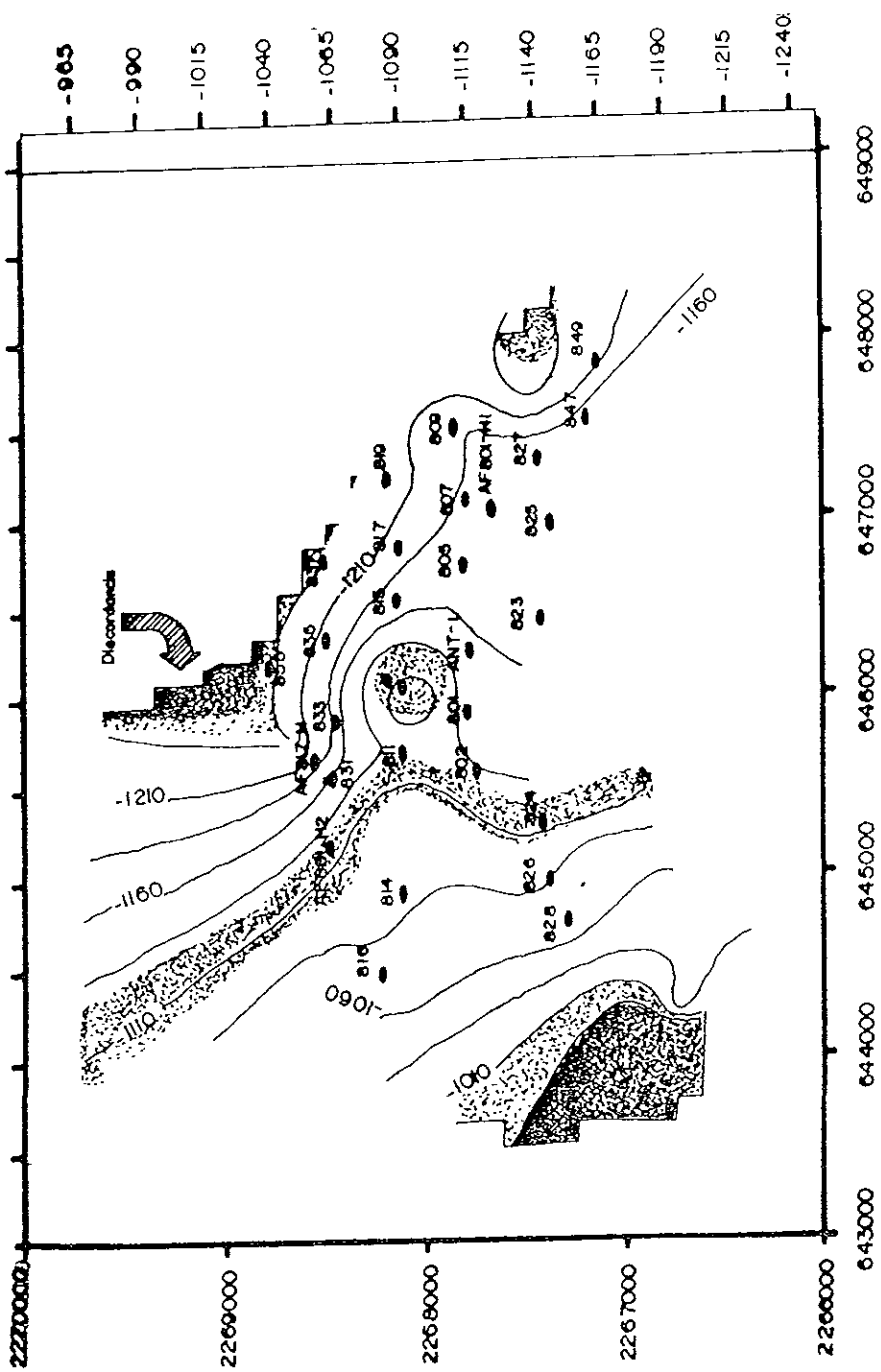
Se reporta que la calidad y extensión de los datos geológicos varían, y en algunas capas no existe. Es por ello, que se presenta un fuerte problema con respecto a la continuidad de las formaciones, pues debe de conocerse con la mayor precisión posible la calidad de la comunicación entre los pozos inyectores y los productores.

Con una descripción detallada de lo núcleos, procedió un grupo multidisciplinario (especialistas en acopio de datos e interpretación de sedimentología, geofísica, petrofísica y paleontología) a la identificación y distribución de las diferentes litofacies a partir de un modelo conceptual de abanicos submarinos. A partir de estas litofacies y de su relación con la respuesta en los registros geofísicos, realizaron correlaciones a través de todo el paleocanal, lográndose obtener mapas de distribución de espesores de diferentes litofacies.^(1 2)

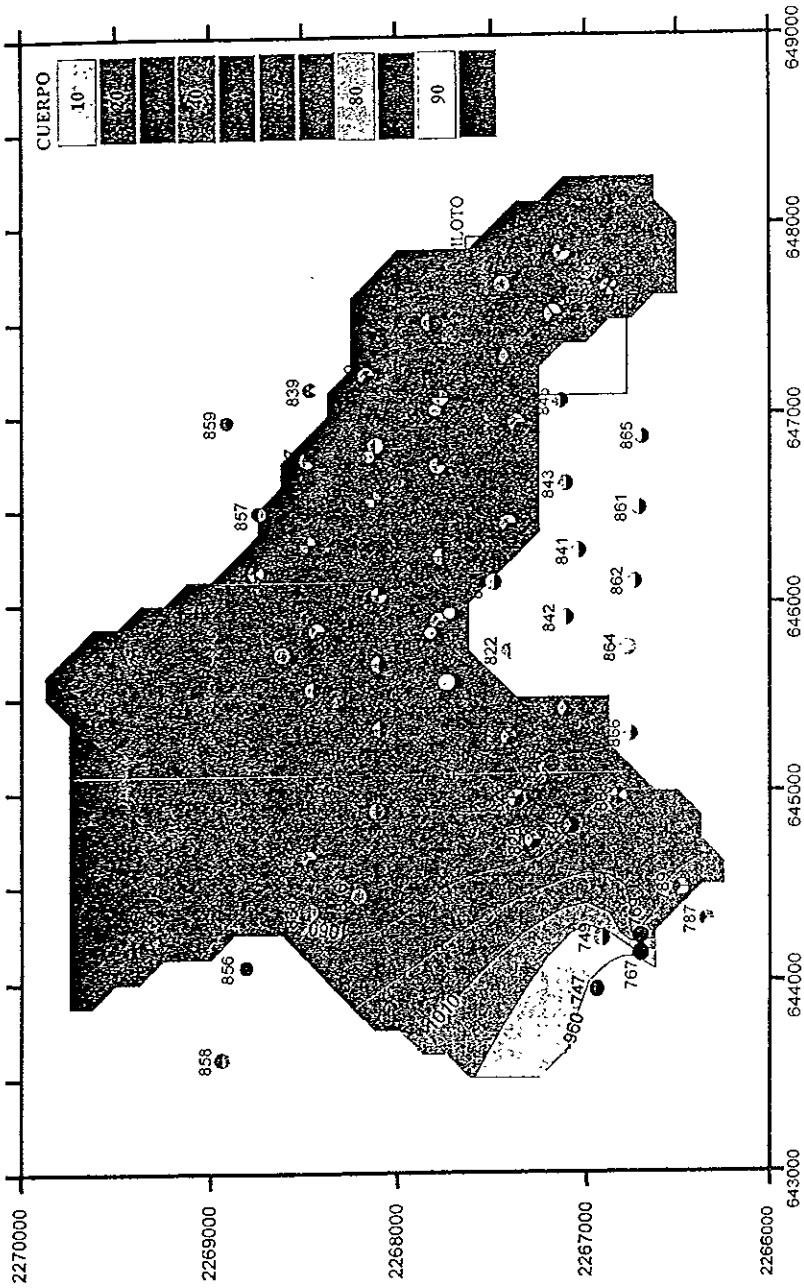


LOCALIZACION DEL CAMPO AGUA FRIA

LOCALIZACION DE POZOS DEL C-10 DEL CAMPO AGUA FRIA



CAMPO AGUA FRIA CIMAS DEL CUERPO-10





CAPITULO III

PETROFISICA

Con la finalidad de entender el modelo sedimentario regional y poder mapear la distribución de las arenas con mejor calidad de roca almacén, se recurrió al trabajo de “**Petro Studies Consultants Inc.**”, el cual proporciona una descripción detallada de 2,160 m de núcleos, donde se definen las texturas, la granulometría de las arenas, estructuras sedimentarias y la presencia visual de hidrocarburos, así como la relación que guardan la descripción litológica con las curvas de los registros geofísicos de pozos. Por otro lado, se describen los tipos de análisis especializado al cual fueron sometidos los núcleos, siendo estos la determinación del sistema poral a través de microscopio de barrido electrónico (SEM), para conocer el tamaño de la garganta de poro y tipos de poros, análisis por rayos “X” para conocer los volúmenes y tipo de minerales arcillosos dispersos en la areniscas; las propiedades eléctricas de las rocas, como son factor de formación, exponente de cementación e índice de resistividad, láminas delgadas para conocer forma, tipo y tamaño de los granos constituyentes de las areniscas, así como los procesos diagenéticos mas importantes que afectaron su porosidad y permeabilidad.

Contaron con una base de datos, que cuentan con 4,600 valores de porosidad y 2,000 de permeabilidad, obtenidos del análisis de núcleos, que fueron utilizados para calibrar las curvas de porosidad de los registros de pozo.



Mediante evaluación petrofísica de varios pozos, determinaron su porosidad efectiva, el volumen de arcilla, la saturación de agua y una curva sintética de permeabilidad, que fue calibrada con los datos de permeabilidad de los núcleos. En esta evaluación los parámetros de corte utilizados fueron : porosidad efectiva 5% ; corrección por arcillosidad 50% ; saturación de agua 50% ; permeabilidad 0.1 md.

3.1 Permeabilidades.

Las siguientes tablas y gráficas de permeabilidades relativas vs saturación (SATF), fueron proporcionadas por la compañía indicada arriba, estas sirvieron como una primer base de investigación para la realización de un nuevo juego de permeabilidades relativas vs saturación de agua, apegándose esta a la información que fue proporcionada por PEMEX referente al campo en estudio.

SATF # 1

S_w	K_{rw}	K_{rov}	SI	K_{rg}	K_{rog}
0.1500	0.0000	1.0000	0.1500	0.7860	0.0000
0.2027	0.0598	0.5900	0.2500	0.6130	0.0000
0.2554	0.1080	0.3700	0.3500	0.4680	0.0000
0.3081	0.1224	0.2400	0.4500	0.3530	0.0000
0.3608	0.1260	0.1500	0.5510	0.2600	0.0000
0.4135	0.1519	0.0930	0.6245	0.1960	0.0100
0.4662	0.1980	0.0600	0.6661	0.1640	0.0250
0.5189	0.2563	0.0300	0.7076	0.1320	0.0460
0.5716	0.3600	0.0150	0.7491	0.1000	0.0770
0.6243	0.5184	0.0025	0.7906	0.0680	0.1300
0.6770	0.7200	0.0000	0.8322	0.0425	0.2000
0.7000	0.8200	0.0000	0.8737	0.0210	0.3000
0.8000	0.9300	0.0000	0.9152	0.0070	0.4500
0.9000	0.9800	0.0000	0.9568	0.0010	0.7000
1.0000	1.0000	0.0000	0.9900	0.0000	0.9000
			1.0000	0.0000	1.0000

SATF # 2

S_w	K_{rw}	K_{rwo}	SI	K_{re}	K_{roo}
0.1500	0	1.0000	0.1500	0.7860	0.0000
0.2027	0.0598	0.5900	0.2500	0.7110	0.0000
0.2554	0.1080	0.3700	0.3500	0.6300	0.0000
0.3081	0.1224	0.2400	0.4500	0.5260	0.0000
0.3608	0.1260	0.1500	0.5510	0.4050	0.0000
0.4135	0.1519	0.0930	0.6245	0.2860	0.0100
0.4662	0.1980	0.0600	0.6661	0.2270	0.0250
0.5189	0.2563	0.0300	0.7076	0.1780	0.0460
0.5716	0.3600	0.0150	0.7491	0.1290	0.0770
0.6243	0.5184	0.0025	0.7906	0.0910	0.1300
0.6770	0.7200	0.0000	0.8322	0.0590	0.2000
0.7000	0.8200	0.0000	0.8737	0.0360	0.3000
0.8000	0.9300	0.0000	0.9152	0.0180	0.4500
0.9000	0.9800	0.0000	0.9568	0.0050	0.7000
1.0000	1.000	0.0000	0.9900	0.0000	0.9000
			1.0000	0.0000	1.0000

SATF # 3

S_w	K_{rw}	K_{rwo}	SI	K_{re}	K_{roo}
0.1500	0.0000	1.0000	0.1500	0.7860	0.0000
0.2027	0.0598	0.5900	0.2500	0.7110	0.0000
0.2554	0.1080	0.3700	0.3500	0.6300	0.0000
0.3081	0.1224	0.2400	0.4500	0.5400	0.0000
0.3608	0.1260	0.1500	0.5510	0.3740	0.0000
0.4135	0.1519	0.0930	0.6245	0.3130	0.0100
0.4662	0.1980	0.0600	0.6661	0.2460	0.0250
0.5189	0.2563	0.0300	0.7076	0.1930	0.0460
0.5716	0.3600	0.0150	0.7491	0.1440	0.0770
0.6243	0.5184	0.0025	0.7906	0.0990	0.1300
0.6770	0.7200	0.0000	0.8322	0.0690	0.2000
0.7000	0.8200	0.0000	0.8737	0.0434	0.3000
0.8000	0.9300	0.0000	0.9152	0.0245	0.4500
0.9000	0.9800	0.0000	0.9568	0.0100	0.7000
1.0000	1.0000	0.0000	0.9900	0.0000	0.9000
			1.0000	0.0000	1.0000



SATF # 4

S_w	K_{rw}	$K_{r\text{ow}}$	SL	K_{rg}	K_{rog}
0.4500	0.0000	1.0000	0.45000	0.6000	0.0000
0.4684	0.0598	0.5900	0.64000	0.3400	0.0000
0.4868	0.1080	0.3700	0.67469	0.2800	0.0100
0.5052	0.1224	0.2400	0.70939	0.2270	0.0250
0.5236	0.1260	0.1500	0.74408	0.1730	0.0460
0.5420	0.1519	0.0930	0.77878	0.1250	0.0770
0.5604	0.1980	0.0600	0.81347	0.0910	0.1300
0.5788	0.2563	0.0300	0.84816	0.0670	0.2000
0.5972	0.3600	0.01500	0.88286	0.0480	0.3000
0.6156	0.5184	0.0025	0.91755	0.0310	0.4500
0.6340	0.7200	0.0000	0.95224	0.0180	0.7000
0.7000	0.8200	0.0000	0.99990	0.0000	0.9900
0.8000	0.9300	0.0000	1.00000	0.0000	1.0000
0.9000	0.9800	0.0000			
1.0000	1.0000	0.0000			

SATF # 5

S_w	K_{rw}	$K_{r\text{ow}}$	SL	K_{rg}	K_{rog}
0.5000	0.0000	1.0000	0.50000	0.6000	0.0000
0.5150	0.0598	0.5900	0.70000	0.2890	0.0000
0.5300	0.1080	0.3700	0.72866	0.2490	0.0100
0.5450	0.1224	0.2400	0.75732	0.2040	0.0250
0.5600	0.1260	0.1500	0.78598	0.1600	0.0460
0.5750	0.1519	0.0930	0.81464	0.1290	0.0770
0.5900	0.1980	0.0600	0.84330	0.1019	0.1300
0.6050	0.2563	0.0300	0.85876	0.0902	0.1800
0.6200	0.3600	0.0150	0.89306	0.0700	0.3000
0.6350	0.5184	0.0025	0.92737	0.0475	0.4500
0.6500	0.7200	0.0000	0.96169	0.0250	0.7000
0.7000	0.8200	0.0000	0.97240	0.0170	0.7700
0.8000	0.9300	0.0000	0.99000	0.0050	0.9000
0.9000	0.9800	0.0000	1.00000	0.0000	1.0000
1.0000	1.0000	0.0000			

SATF # 6

Sw	K _{rw}	K _{row}	SL	K _{rr}	K _{rrc}
0.30000	0.0000	1.0000	0.30000	0.4170	0.0000
0.34340	0.0598	0.5900	0.41463	0.2860	0.0100
0.38680	0.1080	0.3700	0.47938	0.2270	0.0250
0.43020	0.1224	0.2400	0.54413	0.1740	0.0460
0.47360	0.1260	0.1500	0.60887	0.1230	0.0770
0.51700	0.1519	0.0930	0.67362	0.0820	0.1100
0.56040	0.1980	0.0600	0.73837	0.0525	0.1500
0.60380	0.2563	0.0300	0.80311	0.0350	0.2000
0.64720	0.3600	0.0150	0.86786	0.0230	0.2800
0.69060	0.5184	0.0025	0.93262	0.0120	0.4500
0.73400	0.7200	0.0000	0.98441	0.0060	0.8000
0.75294	0.8200	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000
0.83529	0.9300	0.0000			
0.91765	0.9800	0.0000			
1.00000	1.0000	0.0000			

SATF # 7

Sw	K _{rw}	K _{row}	SL	K _{rr}	K _{rrc}
0.5000	0.0000	1.0000	0.50000	0.4000	0.0000
0.5150	0.0598	0.5900	0.70000	0.2300	0.0000
0.5300	0.1080	0.3700	0.72866	0.2080	0.0100
0.5450	0.1224	0.2400	0.75732	0.1860	0.0250
0.5600	0.1260	0.1500	0.78598	0.1630	0.0460
0.5750	0.1519	0.0930	0.81464	0.1440	0.0770
0.5900	0.1980	0.0600	0.84330	0.1223	0.1300
0.6050	0.2563	0.0300	0.85876	0.1082	0.1800
0.6200	0.3600	0.0150	0.89306	0.0840	0.3000
0.6350	0.5184	0.0025	0.92737	0.0589	0.4500
0.6500	0.7200	0.0000	0.96169	0.0325	0.7000
0.7000	0.8200	0.0000	0.97240	0.0240	0.7700
0.8000	0.9300	0.0000	0.99000	0.0100	0.9000
0.9000	0.9800	0.0000	1.00000	0.0000	1.0000
1.0000	1.0000	0.0000			



SATF # 8

S_w	K_{ro}	K_{row}	SL	K_{rg}	K_{rog}
0.5000	0.0000	1.0000	0.50000	0.4000	0.0000
0.5150	0.0598	0.5900	0.70000	0.2000	0.0000
0.5300	0.1080	0.3700	0.72866	0.1740	0.0100
0.5450	0.1224	0.2400	0.75732	0.1470	0.0250
0.5600	0.1260	0.1500	0.78598	0.1180	0.0460
0.5750	0.1519	0.0930	0.81464	0.0960	0.0770
0.5900	0.1980	0.0600	0.84330	0.0770	0.1300
0.6050	0.2563	0.0300	0.85876	0.0670	0.1800
0.6200	0.3600	0.0150	0.89306	0.0504	0.3000
0.6350	0.5184	0.0025	0.92737	0.0342	0.4500
0.6500	0.7200	0.0000	0.96169	0.0180	0.7000
0.7000	0.8200	0.0000	0.9724	0.0122	0.7700
0.8000	0.9300	0.0000	0.99000	0.0100	0.9000
0.9000	0.9800	0.0000	1.00000	0.0000	1.0000
1.0000	1.0000	0.0000			

Esta asignación de las regiones describe, con varios SAFT's (función saturación) la envolvente durante la historia de ajuste y el bloque final asignado, se presenta en la figura 3.1.a. Es un típico reflejo de los cambios de la región en las facies del tipo de roca y del tamaño de garganta de poro.

Por lo tanto, con esta información proporcionada por la compañía, así como la del campo en estudio, fue posible ajustar una curva de permeabilidades como base en este trabajo. En el desarrollo de esta curva, se consideró que la saturación de agua congénita promedio del C-10 es del 40%, valor que se maneja en el campo.

En su proceso de elaboración y ajuste, se tomó en cuenta, que los datos generados y graficados, guarden una relación con las curvas típicas de S_w vs K_{ro-w} y S_w vs $\ln(K_{iw} / K_{io})$, así como de cumplir con parámetros de verificación y con ello validar este nuevo



juego de permeabilidades (en el capítulo nueve, se explica más a detalle sobre su elaboración)

El juego de permeabilidades ajustado, que se utilizó en este trabajo, se presentan en las siguientes tablas y gráficas:

Tabla 3.1.1

S_w (fracc.)	K_{ro} (fracc.)	K_{rn} (fracc.)
0.4000	1.0000	0.0000
0.4220	0.6920	0.0080
0.4410	0.4620	0.0210
0.4600	0.2440	0.0440
0.4684	0.1440	0.0598
0.4868	0.0753	0.1080
0.5052	0.0365	0.1224
0.5236	0.0187	0.1360
0.5420	0.0107	0.1519
0.5604	0.0070	0.1980
0.5788	0.0039	0.2563
0.5972	0.0019	0.3770
0.6156	0.0013	0.5184
0.6400	0.0000	0.6780
0.7000	0.0000	0.8200
0.8000	0.0000	0.9300
0.9000	0.0000	0.9800
1.0000	0.0000	1.0000

Tabla 3.1.2

S_w (fracc.)	K_r / K_o (relación)
0.00	0.0120
0.02	0.0159
0.05	0.0242
0.07	0.0320
0.10	0.0487

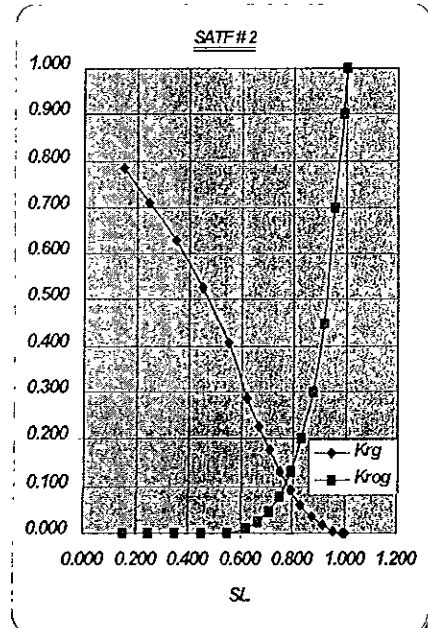
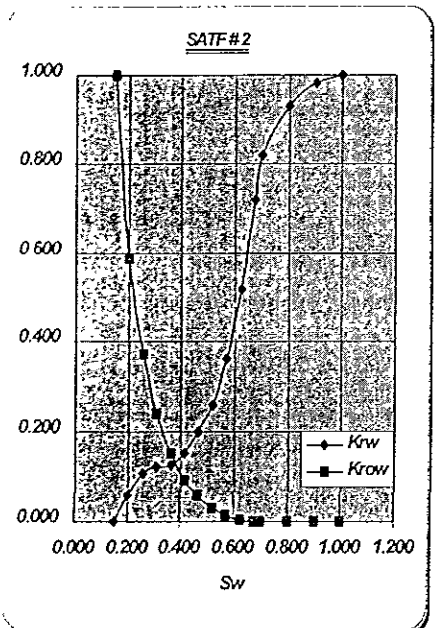
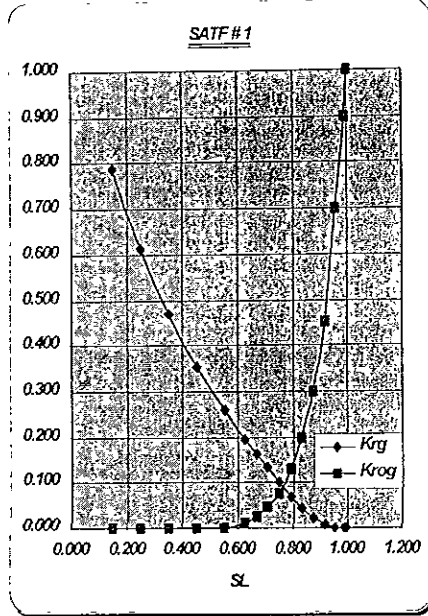
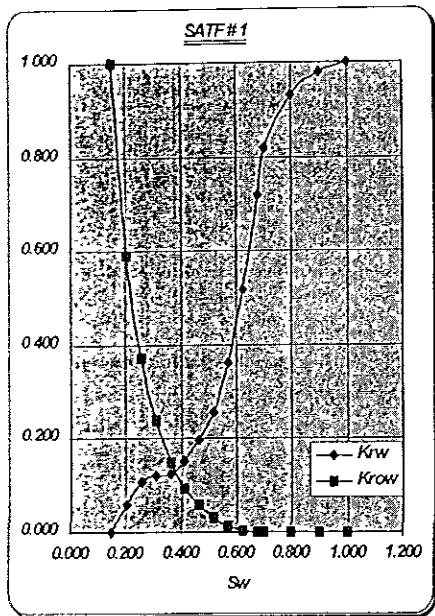


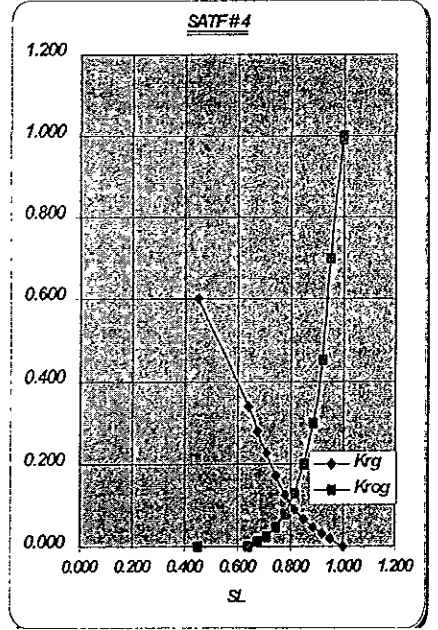
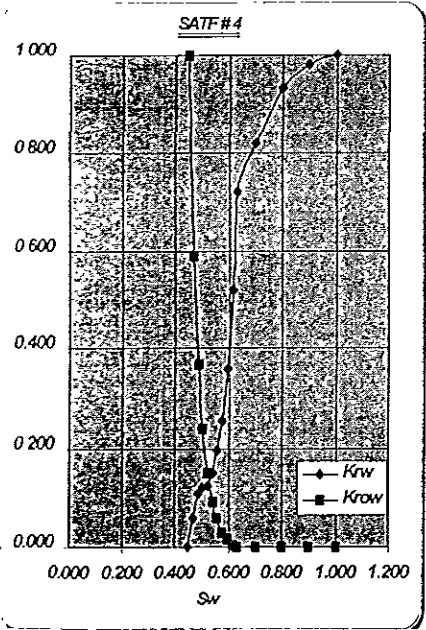
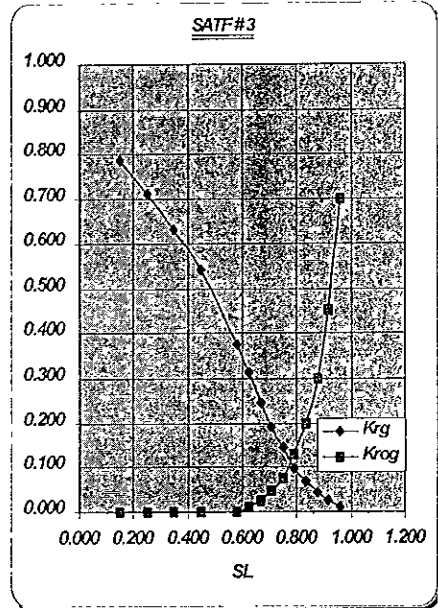
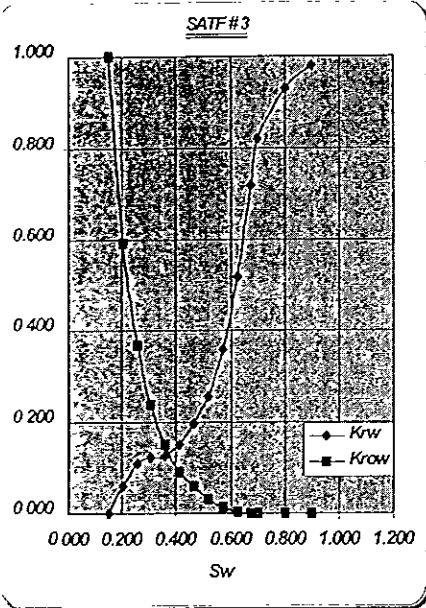
Por último, la permeabilidad de la formación del C-10, en promedio (registro de campo) es de **25 (mD)**.

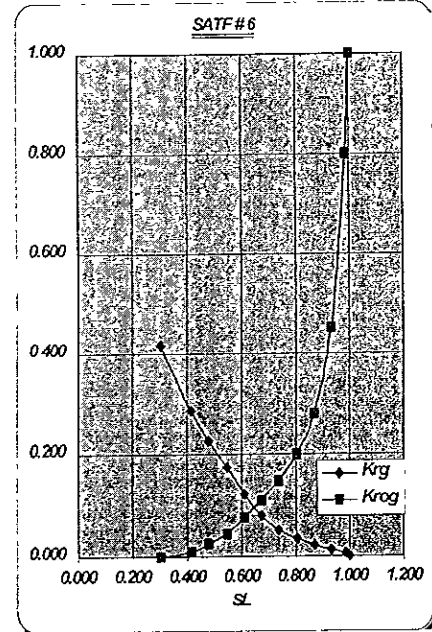
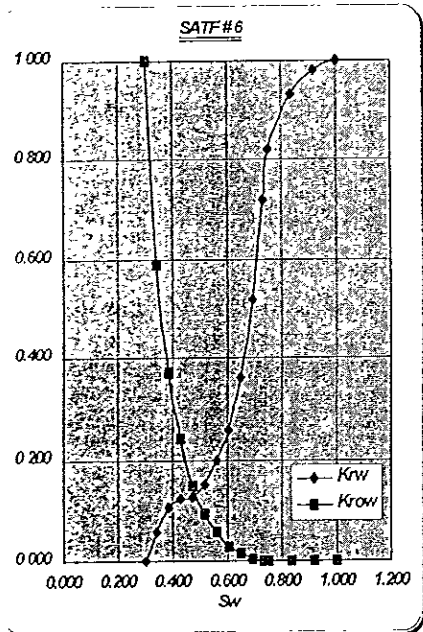
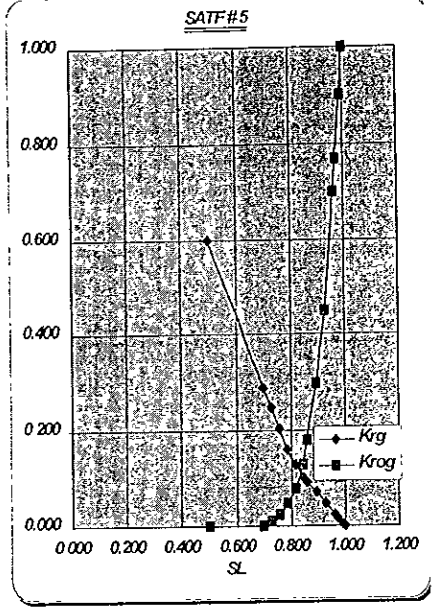
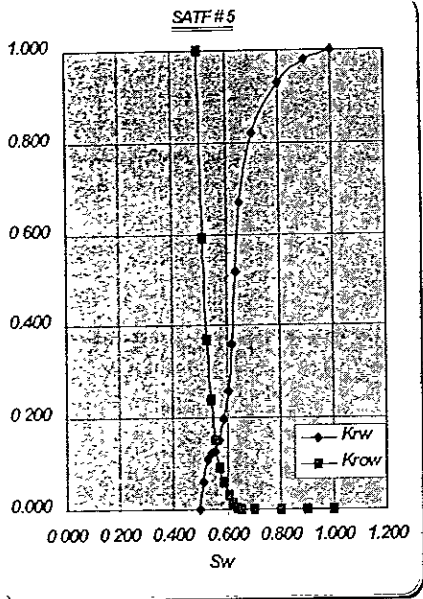
3.2 Porosidad, Saturación y compresibilidad de la formación.

En base a los datos registrados, se determinó que la porosidad promedio de C-10 es del **12%**, así como la saturación de agua es del **40%** y que la compresibilidad de la formación, es del **$4.27 \text{ E}^{-6} \text{ (psi)}^{-1}$**

En una evaluación inicial por parte de la compañía, indicaron que no cuentan con la curva de la presión capilar, que sea representativa del yacimiento en estudio. Aparentemente, no se observa contacto agua - aceite, que como clave, indique, una zona de transición que cause una presión capilar.







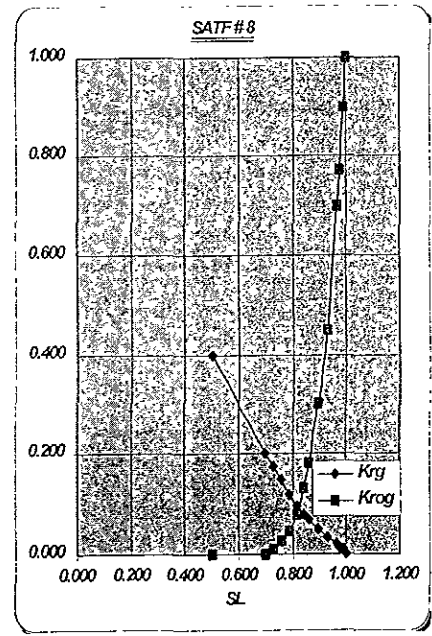
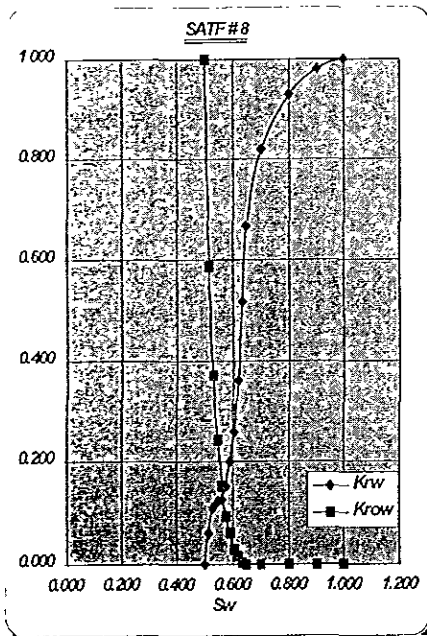
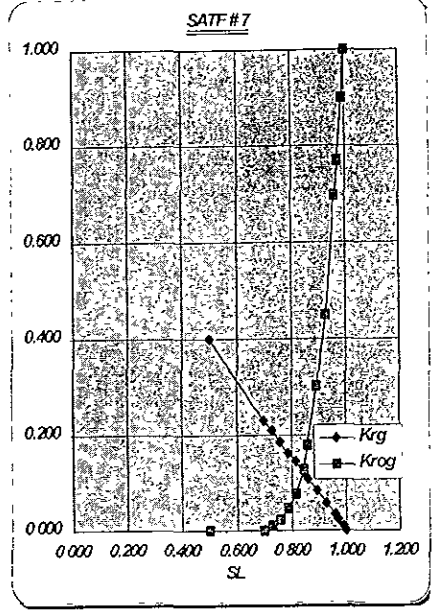
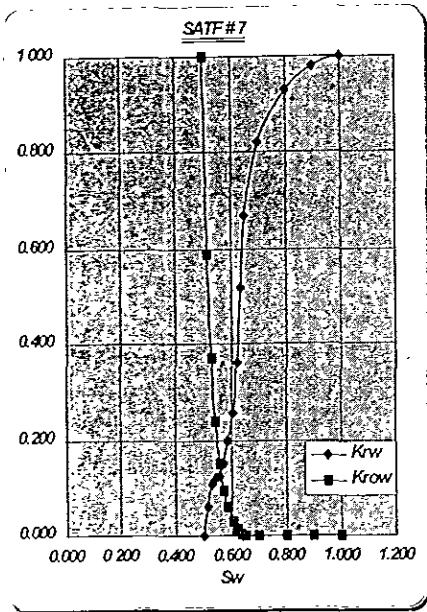




Gráfico 3.1.1

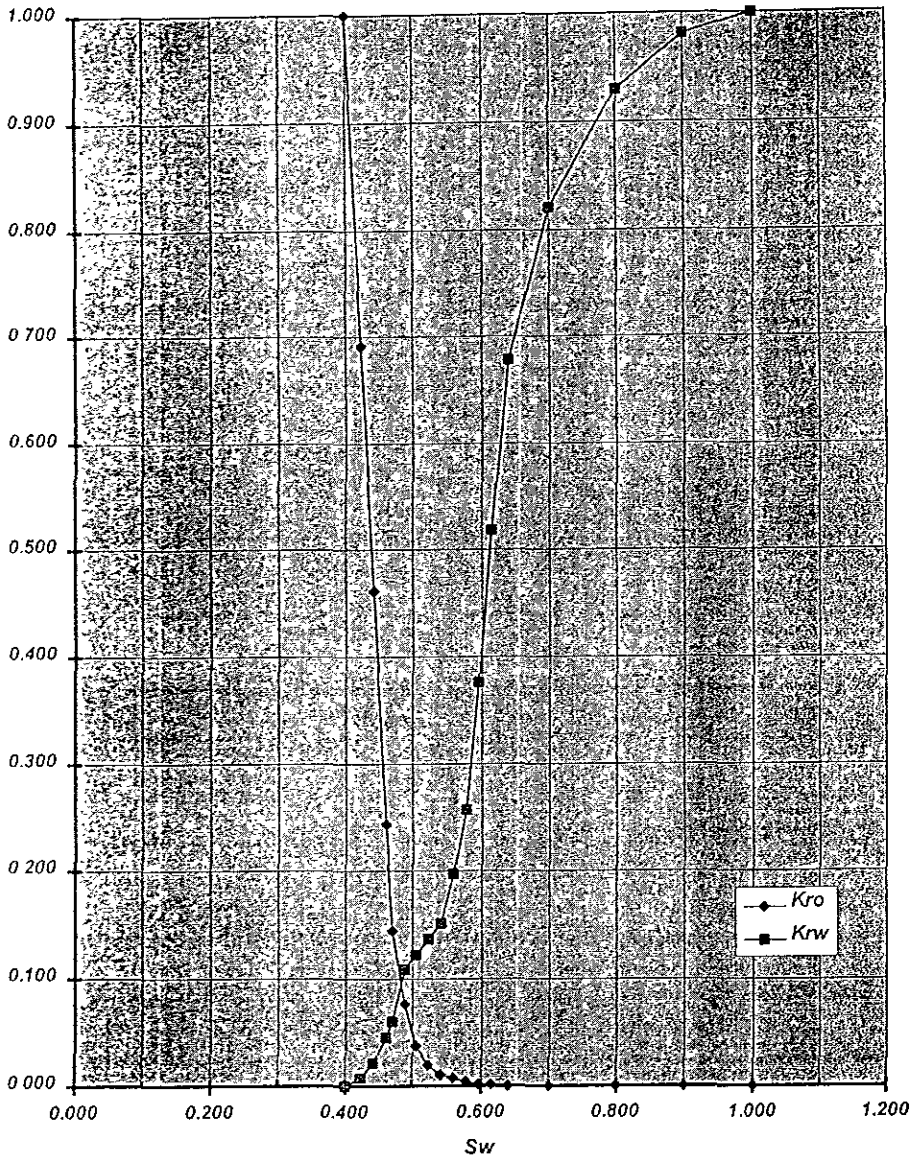
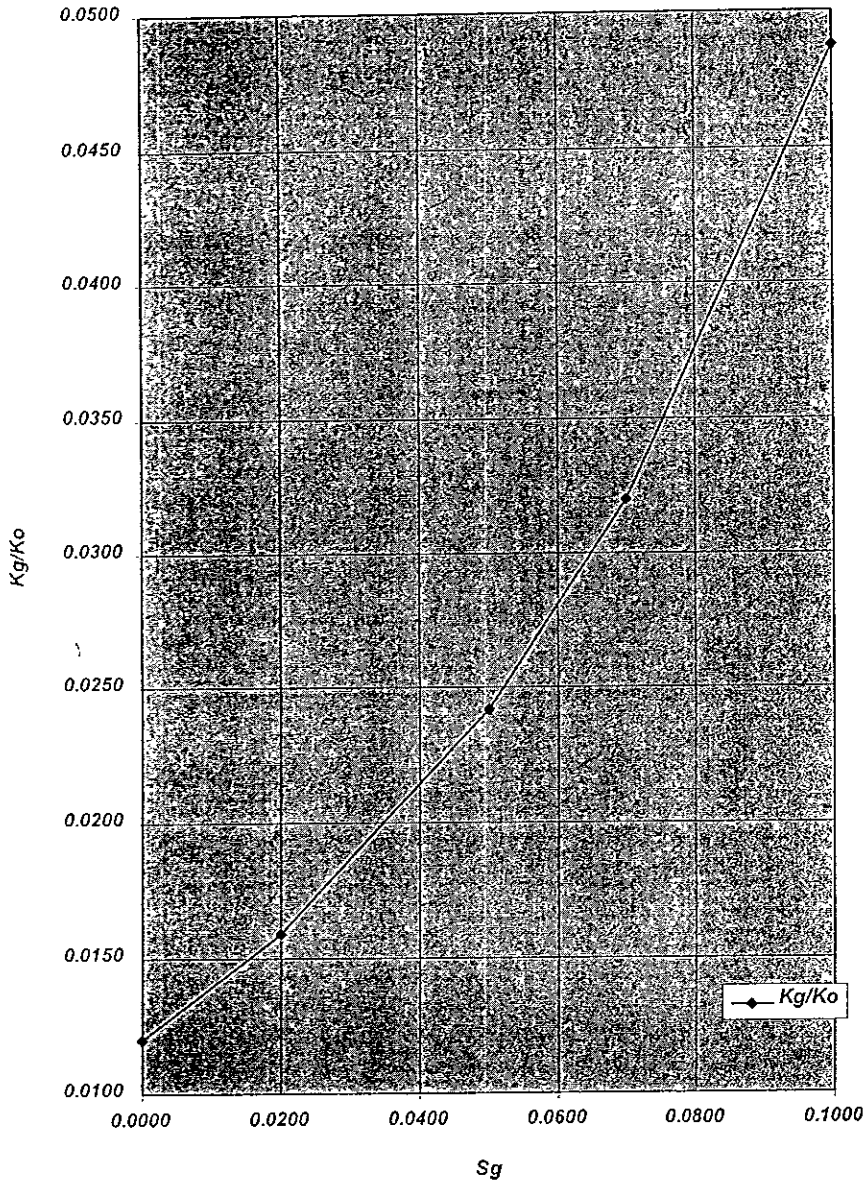




Gráfico 3.1.2





CAPITULO IV

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

4.1 Propiedades de los Hidrocarburos

Las características PVT de los fluidos del campo de Agua Fría, es donde más dificultad se presenta. Los reportes proporcionados (por PEMEX y PetroStudies Consultanst Inc.) de datos de pruebas realizadas, no incluyen información de ejemplos, de procesos de análisis o mediciones de laboratorio útiles. En datos de los reportes, se muestra que existen variaciones en:

<i>Propiedad</i>	<i>Variación</i>
P_b	18° hasta 38° API
R	207.8 a 359 (ft ³ /bl)
P_g	0.6 a 0.88
B_g	1.111 y 1.308 (m ³ /m ³)

PetroStudies Consultants Inc., llego a la conclusión de que, con significadas diferencias, en los resultados de estos análisis, es imposible elegir un grupo de características que representen a los fluidos de esta formación. Se indica que es necesario hacer uso de correlaciones para checar la consistencia de los valores de presión de burbujeo (p_b), relación gas-aceite (RGA) a la presión de saturación y el factor de volumen de aceite, así como la densidad del gas. Se buscó una consistencia de PVT, más apropiada para un correcto análisis.

La historia de producción corrobora la RGA a la presión de saturación utilizada para una simulación y una aproximación de la densidad del aceite y gas tomados como datos útiles.



PetroStudies Consultants Inc., reportó en su informe final de 1998 que, durante el curso de la historia de estos procesos, se presentaron aparentemente, pequeñas pero significativas diferencias entre los fluidos de las capas inferiores y las capas superiores. Por lo que corrieron un número de análisis PVT's, haciendo uso de correlaciones y utilizando los datos ya antes registrados para un rango de observación. Como resultado de esto, generaron modelos de aplicación, dando cuatro PVT's diferentes, de los cuales, dos son proporcionados por PEMEX y los demás por Petro Studies Consultants Inc., que para la construcción de un juego de PVT de trabajo que represente a los fluidos reales, se usaron como base las anteriores investigaciones, teniendo como datos todos sus parámetros y observaciones, desarrollando ajustes y correlaciones a estas de acuerdo a la historia producción-presión del C-10 presentada y ajustada.

La presión de burbujeo (p_b), se definió del comportamiento del yacimiento, con la información y conclusiones que se obtuvieron de los Capitulo 5 y 7 de este trabajo. Una vez establecida la p_b , se procedió a corregir las variables que proporciona el PVT que se definido aquí, en el cual se indica que la p_b es a 2320 (psia), por lo tanto para los parámetro de B_o , R_s , μ_o y μ_g , deberán correlacionarse a una p_b de 2000 (psia). El procedimiento es el siguiente:

Lo que se hace en la práctica es obtener una curva paralela a la original, la cual se corre verticalmente hasta que su prolongación pase por la presión de saturación de 2000 (psia), se finaliza ascendiendo o descendiendo al comportamiento lineal del gráfico.

El PVT definido en este trabajo, que representa las características reales de los fluidos en el yacimiento, se presentan en las siguientes tablas y gráficas. En el subíndice de cada tabla, se presentan la



información original y modificada, en esta última se presentan los parámetros finales que se definen para la elaboración de este trabajo.

Adicionalmente se corroboró a través de correlaciones (gráficas 4.1 a. 4.1.b, 4.1.c y 4.1.d así como de las ec. manejadas en este proceso) en base a la información proporcionada, los valores de las compresibilidades de los fluidos, resultando:

Compresibilidad del aceite. $3.8 \times 10^6 \text{ (psi)}^{-1}$
Compresibilidad del agua . $3.24 \times 10^6 \text{ (psi)}^{-1}$

Tabla 4.1.1

<i>Presión</i> <i>(psi)</i>	<i>Bo</i> <i>Original</i> <i>(m³/m³)</i>	<i>Bo</i> <i>Modificado</i> <i>(m³/m³)</i>
5000	1.1400	1.1228
4536	1.1430	1.1258
4124	1.1459	1.1287
3712	1.1489	1.1317
3285	1.1522	1.1344
2830	1.1558	1.1378
2460	1.1600	1.1404
2304	1.1621	1.1421
2210	1.1560	1.1432
2100	1.1503	1.1443
2000	1.1458	1.1458
1890	1.1402	1.1402
1800	1.1350	1.1350
1593	1.1235	1.1235
1422	1.1131	1.1131
1260	1.1033	1.1033
1138	1.0964	1.0964
853	1.0836	1.0836
569	1.0684	1.0684
285	1.0510	1.0510



Tabla 4.1.2

Presión (psi)	Rs Original (PCB)	Rs Modificado (PCB)
5000	297.6	257.5
4536	297.6	257.5
4124	297.6	257.5
3712	297.6	257.5
3285	297.6	257.5
2830	297.6	257.5
2460	297.6	257.5
2304	297.6	257.5
2210	280.8	257.5
2100	268.4	257.5
2000	257.6	257.5
1890	238.7	238.7
1800	230.2	230.2
1593	205.0	205.0
1422	179.7	179.7
1260	162.9	162.9
1138	146.0	146.0
853	112.3	112.3
569	73.0	73.0
285	39.3	39.3

Tabla 4.1.3

Presión (psi)	μ_o Original (cp)	μ_o Modificada (cp)
14.7	15.80	15.80
100	15.10	15.10
200	14.40	14.40
500	12.70	12.70
1000	9.70	9.70
1550	7.05	7.05
2000	5.09	5.09
2313	4.10	4.10



Continua Tabla 4.1.3

2500	4.20	5.20
3000	4.40	5.40
3500	4.65	5.65
4000	4.90	5.90
4500	5.09	6.09
5000	5.26	6.26
5500	5.47	6.47

Tabla 4.1.4

Presión (psf)	μg (cp)
14.7	0.01100
100	0.01104
200	0.01118
500	0.01169
1000	0.01335
1500	0.01576
2000	0.01875
2318	0.02102
2500	0.02226
3000	0.02531
3500	0.02815
4000	0.03098
4500	0.03344
5000	0.03590
5500	0.03818

*Nota : Es conveniente mencionar que la densidad inicial del aceite reportada de datos de pozos de manera individual es de 38° API, como valor medido.



4.2 Propiedades del Agua.

La densidad del agua producida es de 1020 (kg/m³). A ésta la corrigieron de acuerdo a la temperatura del yacimiento que es de 160 °F. Los resultados del factor de formación de volumen de agua se consideró que es igual a 1, así como su viscosidad se determinó con el gráfico 4.2.a, con una salinidad mayor a 100,000 ppm., resultando una $\mu_w = 0.5$ (cp).



Gráfico 4.1.1

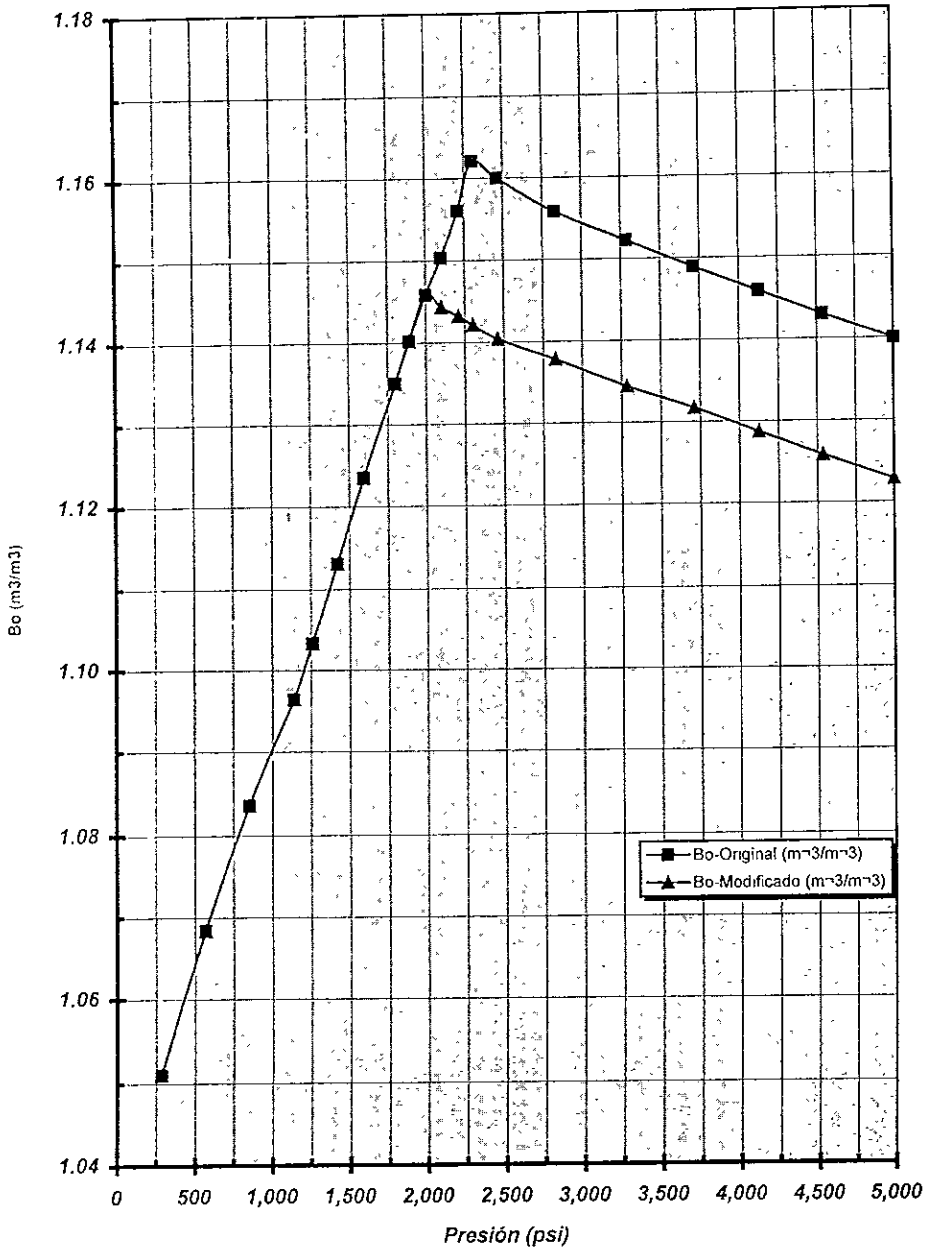




Gráfico 4.1.2

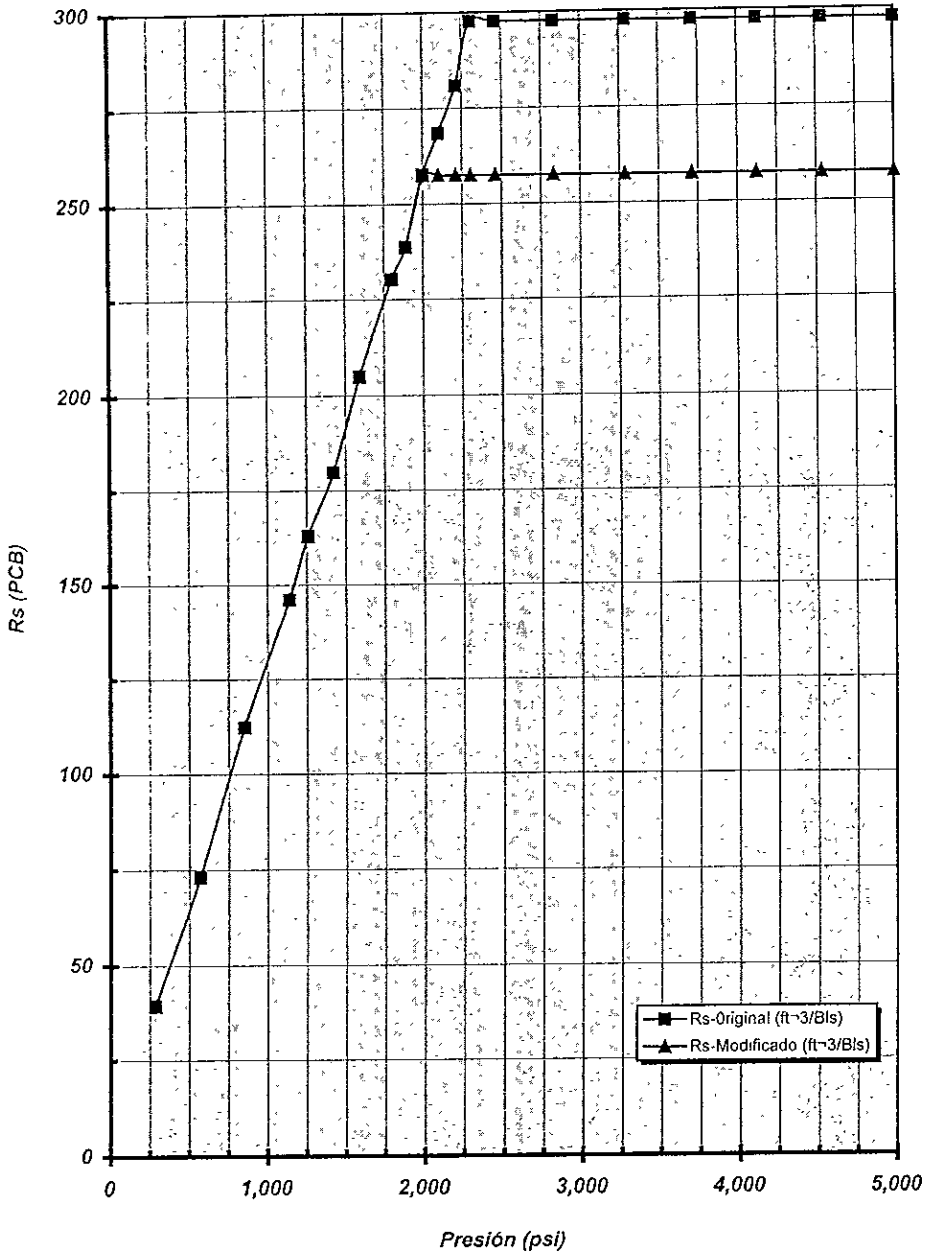




Gráfico 4.1.3

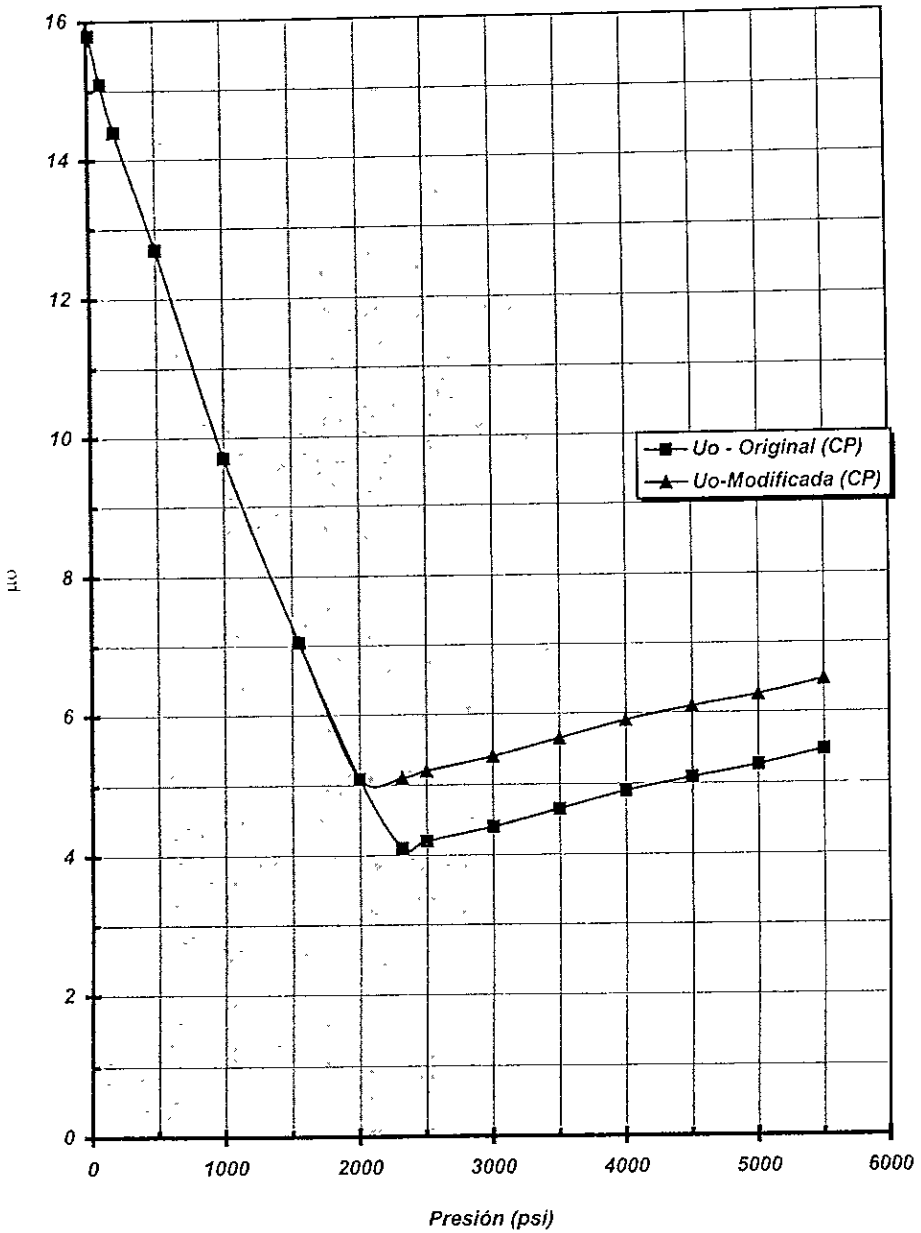
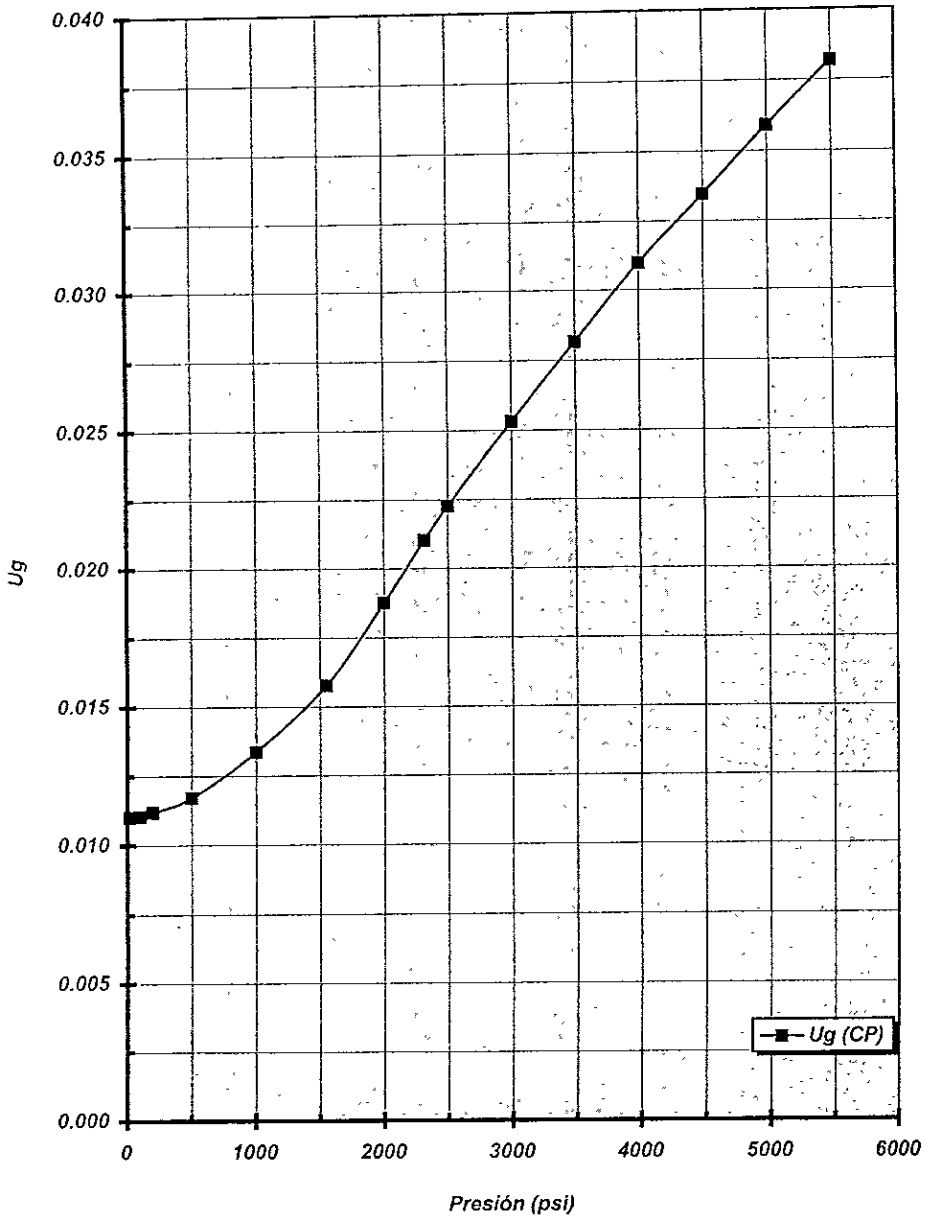




Gráfico 4.1.4



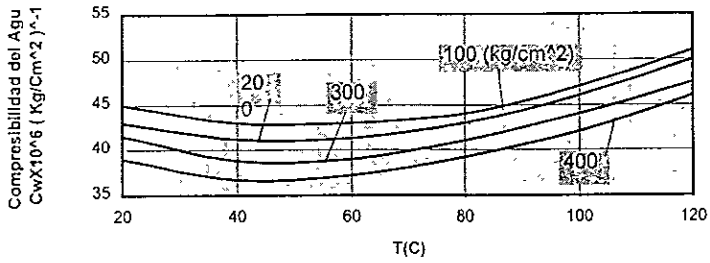


Figura 4.1.a Compresibilidad del Agua

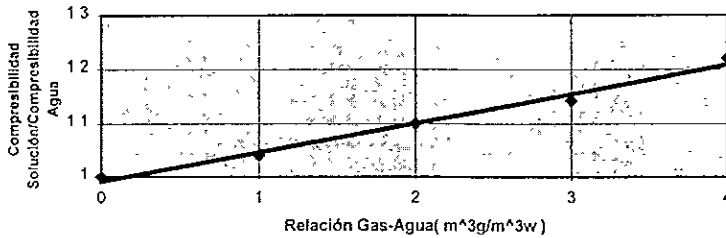


Figura 4.1.b Corrección por Gas en Solución

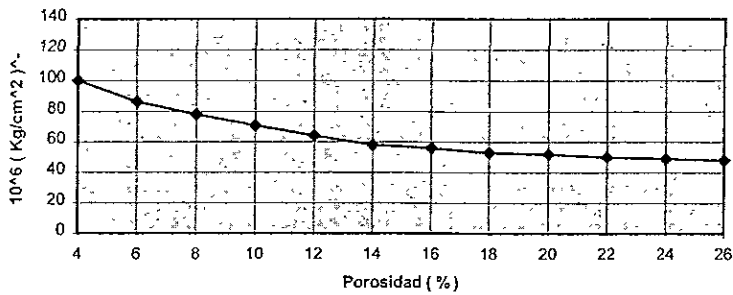


Figura 4.1.c Compresibilidad Efectiva de la Formación

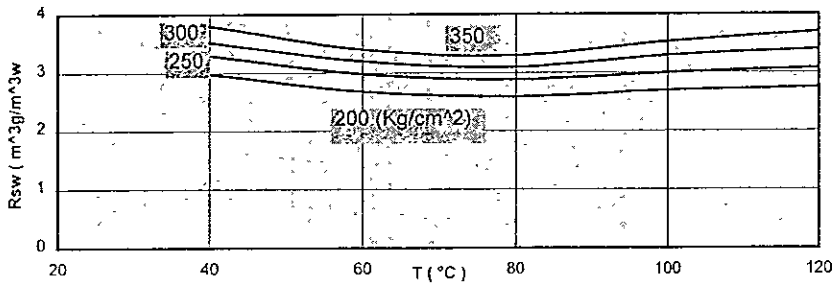


Figura 4.1.d Solubilidad del Gas Natural en el Agua Pura

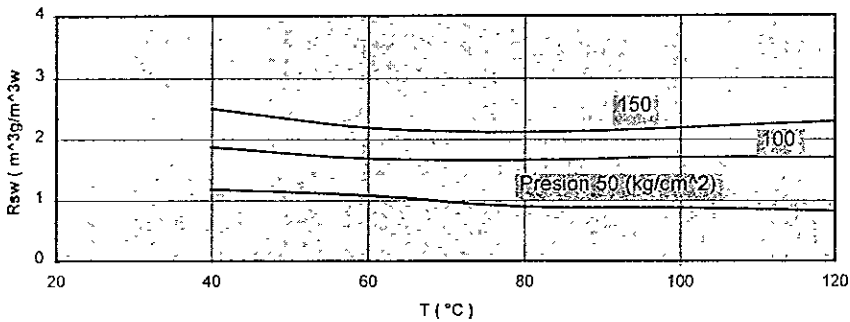


Figura 4.1.d' Solubilidad del Gas Natural en el Agua Pura

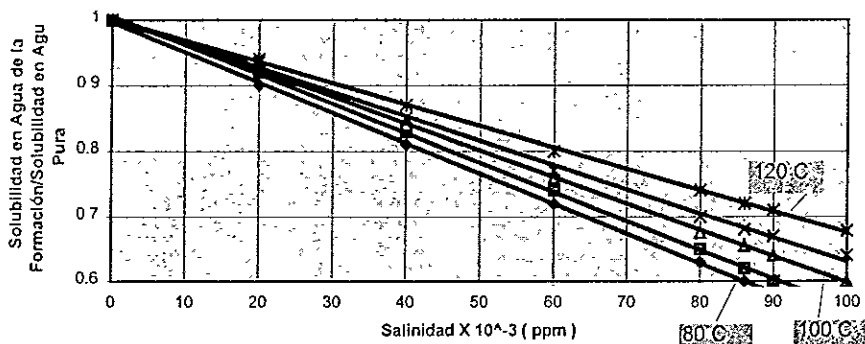
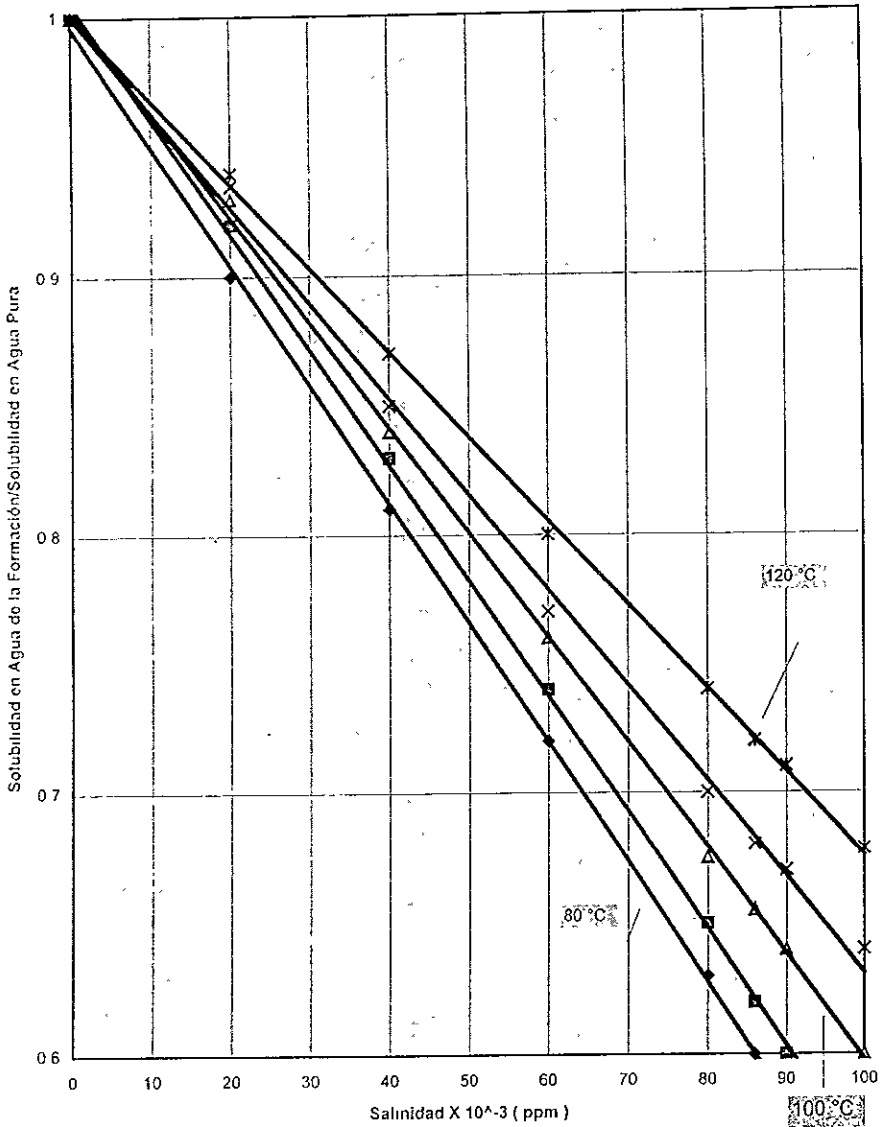


Figura 4.1.e Corrección por Salinidad



CORRECCION POR SALINIDAD



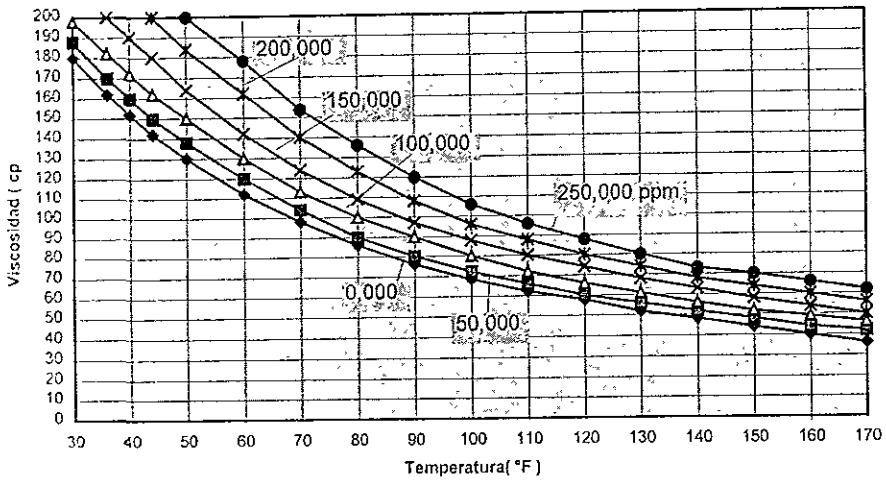


Figura. 4.2.a Como afecta la temperatura a la viscosidad del agua salada. Las curvas indican el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de las soluciones de agua salada de diferentes concentraciones. La gráfica puede usarse para calcular estimativamente la viscosidad del agua salada cuando se calculan las relaciones de movilidad.



CAPITULO V

PRESIÓN INICIAL Y TEMPERATURA

De acuerdo a la información proporcionada, se consideró que la temperatura del yacimiento del C-10 es de 160 °F, la cual fue corroborada con los diferentes PVT, así como de informes de los registros geofísicos.

En la determinación de las presiones del yacimiento para las condiciones iniciales, de burbujeo y durante su explotación, fue necesario considerar y gráficar toda la información disponible de los pozos con respecto a este parámetro. Contando con información, de pruebas de presión de algunos pozos, así como de las fechas en las cuales fueron practicadas estas, se hizo la gráfica Presión vs Tiempo (5.1.2). Una vez gráficados, se observa una dispersión de todos estos puntos, los cuales se conglomeran para un cierto periodo de tiempo, por lo tanto el recurso empleado para correlacionar y ajustar la presión a las diferentes condiciones del yacimiento, fue el generar (con recursos del paquete gráficador) una curva de tendencia y esta tratar de ajustarla con la información disponible.

Una vez determinada las diferentes condiciones de presión en el yacimiento, se procedió a correlacionar estas con las fechas de producción de todo el campo, estableciendo con ello, la presión durante su historia presión - producción.

En la siguientes tablas, se proporciona la información recabada con respecto a las presiones empleadas así como su gráfico generado:



Tabla 5.1.1

Presión inicial	2900 (psi)
Presión de burbujeo	2000 (psi)

Tabla 5.1.2

Pozo	Fecha (d/m/a)	Presión (psia)
Antares II	29/09/77	1580.0
801	26/01/88	1422.0
801	02/02/88	1393.6
802	08/07/88	2076.1
805	24/10/89	2659.1
805	09/05/91	2389.0
807	29/05/89	2758.7
807	04/05/91	2303.6
809	25/04/89	1203.5
811	21/05/87	2147.2
811	03/12/88	2531.2
811	01/12/89	2019.2
813	22/02/89	2659.1
813	25/10/89	2573.8
813	25/11/89	2716.0
813	15/12/89	2644.9
813	20/05/90	2716.0
813	08/09/90	2189.9
813	20/05/91	1550.0
813	14/10/91	1436.2
813	06/11/91	1550.0
813	24/01/92	2005.0
813	13/01/93	1749.1
814	07/01/91	1891.3
814	10/01/91	2673.4
814	07/03/91	390.0
814	07/04/91	1066.5
814	31/07/91	380.0
814	06/10/91	1180.3
815	22/02/89	2844.0
815	02/08/89	1692.2



Continua Tabla 5.1.2

815	18/06/90	2332.1
815	13/03/91	2189.9
815	08/10/91	2275.2
817	14/02/89	2858.2
817	16/08/91	2189.9
817	08/09/91	1456.2
817	07/10/91	1350.9
819	07/06/91	2701.8
819	17/06/91	2772.9
823	04/12/91	2460.1
823	29/02/92	2061.9
823	05/04/92	2620.7
823	16/04/92	2659.1
826	12/07/89	2972.0
827	01/08/98	367.4
827	17/01/92	2405.2
827	13/08/92	2773.8
829	01/02/97	310.5
831	23/06/87	3057.3
833	06/08/91	2602.3
835	10/08/94	1521.5
835	16/08/94	1553.8
835	25/08/94	1564.2
837	15/05/88	3023.9
837	01/02/89	2986.2
837	09/05/91	2673.4
837	30/05/91	2090.3
839	02/10/91	1205.5
847	14/08/89	2602.3
847	09/12/89	2758.7
847	02/11/92	1862.3
849	08/12/80	3135.3
849	06/06/90	2659.1
849	25/06/90	2559.6
849	18/07/90	2602.3
849	01/08/97	267.0
849	29/01/91	2533.0
849	18/06/91	2516.9

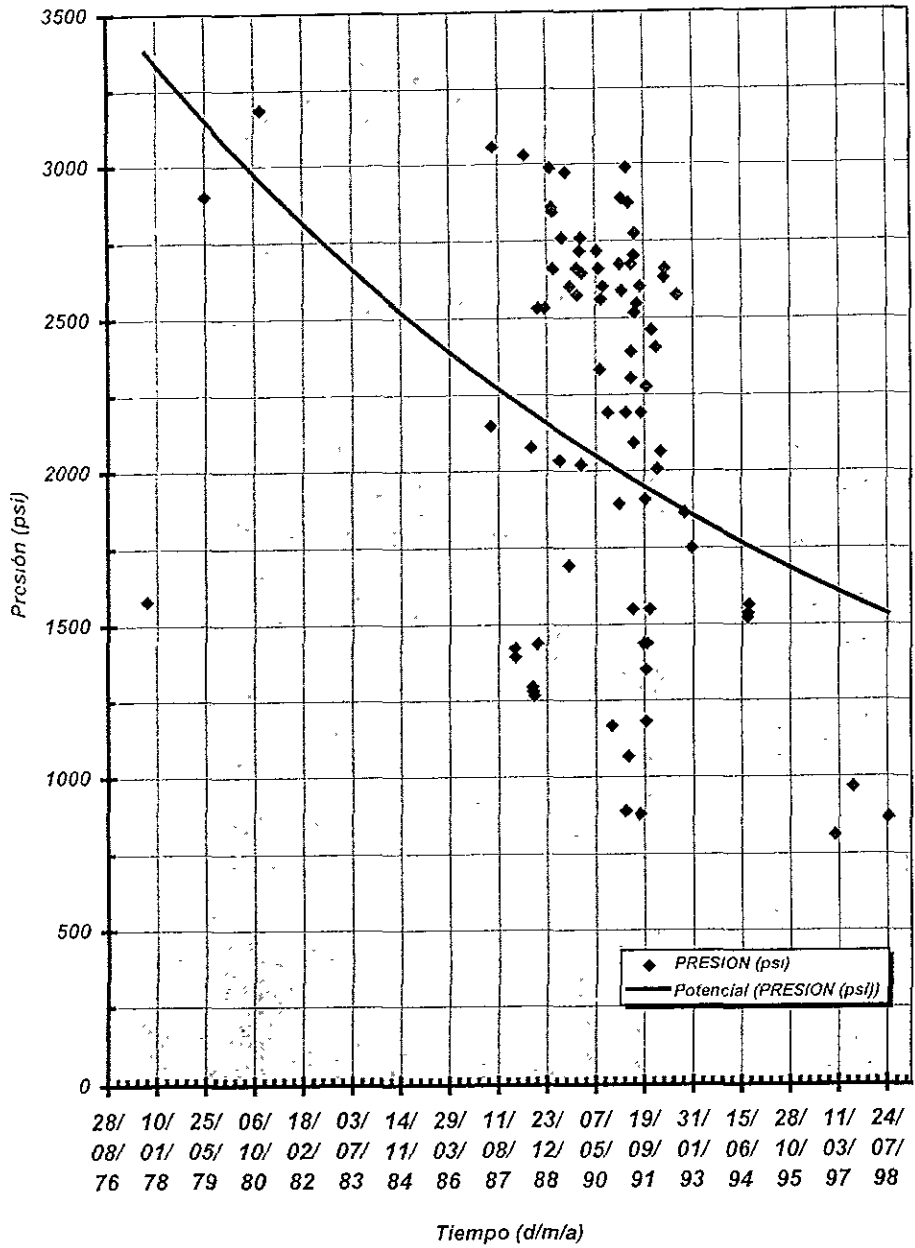


Continúa Tabla 5.1.2

849	29/06/91	2646.4
855	19/10/90	1866.0
855	03/02/91	2886.7
855	30/03/91	2986.2
855	19/04/91	2872.4
ANTI-1	26/07/88	1294.0
ANTI-1	02/08/88	1279.8
ANTI-1	09/08/88	1265.6
ANTI-1	13/09/88	1336.2
ANTI-1	21/09/88	2541.2



Gráfico 5.1.2



CAPITULO VI

VOLUMEN ORIGINAL

El volumen original de aceite, fue calculado por la compañía "Petro Studies Consultants Inc.", donde a través de un modelo numérico ajustan las condiciones e historia de producción; para su estudio el C-10 lo dividen y clasifican en tres regiones como sigue:

1. Área principal, la cual corresponde a los pozos de la fig. 6.1.
2. Un área al norte del pozo 855.
3. Un área al Este y sur del pozo 849.

Fue necesario el considerar estas dos últimas áreas, para lograr el ajuste de la simulación.

<u>Región</u>	<u>Zona</u>	<u>Vol. Original de ac.</u>
1	Sección central	14,448,760 m ³
2	Ext. Norte	8,412,089 m ³
3	Ext. E - SE	1,007,753 m ³
	Tot. =	23,868,602 m ³

Este volumen proporcionado por la compañía, equivale en barriles a 150.13×10^6 .

En este trabajo se utilizó la ec de balance de materia, se manejaron de manera simultánea las ecuaciones para yacimientos bajosaturados y saturados:



a) Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturado ($P_1 > P_0$).

En este yacimiento el mecanismo de empuje que desplaza los hidrocarburos hacia los pozos es la expansión de los elementos que lo forman, y que son: el aceite, el agua congénita y la matriz sólida de la roca, sin considerar un acuífero asociado y que por lo tanto este yacimiento de manera inicial es considerado como no volumétrico:

$$N_p B_o = N B_{oi} C_e \Delta p$$

$$C_e = (1 - S_w) C_o + S_w C_w + C_f / (1 - S_w)$$

b) Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Saturados ($P_1 > P_i$).

Se denomina así, aquel cuya presión es menor a la presión de burbujeo del aceite y debido a ello presenta gas libre como un fluido saturante, además del aceite y el agua congénita. La compresibilidad del gas es muchísimo mayor que la del aceite, la del agua y la de la roca, de tal manera que la compresibilidad del sistema se incrementa bastante

$$N (B_t - B_{it}) = Np (B_o + B_g (R_p - R_i))$$

Y de acuerdo a las propiedades de los fluidos del C-10, su historia de producción y declinación de la presión, se obtienen los parámetros necesarios (B_o , R_s , Z , etc.) para las condiciones iniciales, de burbujeo y durante su explotación; se determinaron para las fechas de mayo de 1986 y junio de 1997 los datos son los siguientes:

DETERMINACIÓN DEL VOL. ORIGINAL DE ACEITE

Fecha (Año)	Presión (Psia)	Np (MMBLS)	Gp (BPC)	Bo (Fracc.)	RGa (MPC/STB)	Z (Fracc.)
1985	2900	-	-	1.1370	0.2575	0.8299
1986	2000	0.290	0.0750	1.1446	0.2575	0.8244
1997	900	4.750	14.635	1.0860	0.1170	0.8900

Temperatura de Formación, ° F

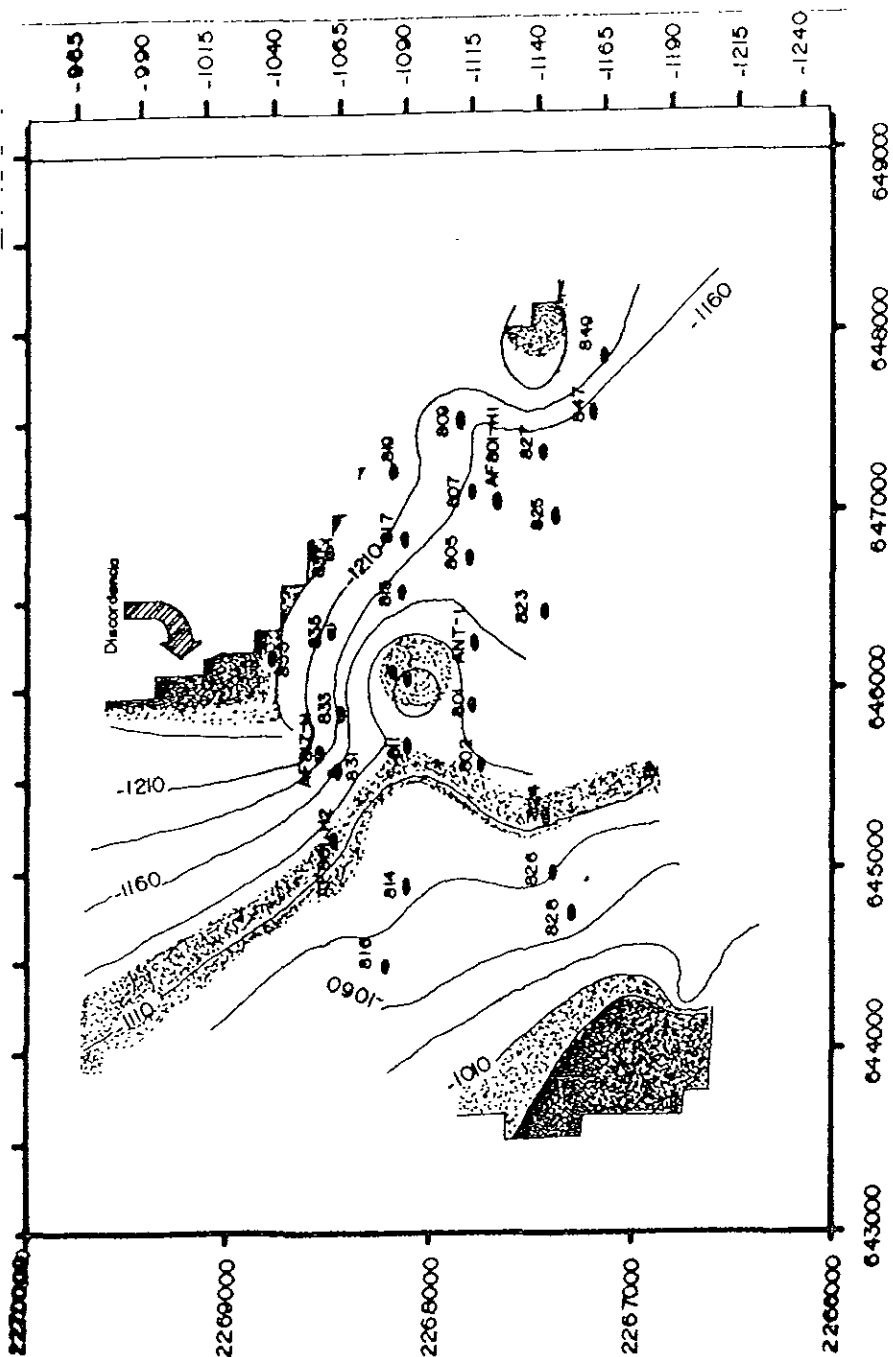
160.0

Relación Vol. casquete de gas @ c.y./ Vol. de ac. @ c.y

0.000

con lo que se calculó un volumen original (N) de 127 x 10⁶ (Bls).

DISTRIBUCION DEL CAMPO SEGUN PETROSTUDIES INC.





CAPITULO VII

HISTORIA PRESION - PRODUCCION

PEMEX proporcionó una extensa información de datos de producción de aceite, gas y agua (de mayo de 1986 a junio de 1997), de los diferentes pozos que comprende el Campo Agua Fría referente al cuerpo 10 en estudio, así como de datos de presión, que una vez correlacionados y ajustados, proporcionaron su historia presión - producción. Cabe mencionar que, de algunos pozos, no se contó con información precisa o confiable, ya que en éstos el registro de presión - producción no concuerda con el inicio e historia del pozo, atribuyéndose ésto, a un error de medición o coordinación de una prueba de presión - producción o a un afore.

En el procedimiento de ajuste, se tomó en cuenta la información final que proporciona el Capítulo V de esta tesis (Presión inicial y temperatura) y de la información descrita arriba. La siguiente tabla corresponde a los resultados de esta revisión (una vez ajustados), en la cual se indica la producción obtenida al final de cada año ; para 1997 fue necesario estimar del comportamiento de producción, los gastos esperados de este año.

Tabla 7.1.1

Tiempo (AÑO)	Presión (PSI)	Q_o (MBPA)	Q_g (MMPCA)	Q_w (MBWPA)	N_p (MB)	G_p (MMPC)	W_p (MBW)
1985	2900						
1986	2730	32.4	9.6		32.4	9.6	
1987	2545	43.8	13.0		76.2	22.6	
1988	2345	51.7	15.3		127.9	38.0	



Continúa Tabla 7.1.1

1989	2170	90.2	26.8		218.1	64.8	
1990	1990	124.4	37.0	1.0	342.5	101.7	1.0
1991	1865	852.0	990.2	3.5	1,194.5	1,091.9	4.5
1992	1725	1,195.1	2,278.4	9.2	2,389.6	3,370.3	13.7
1993	1620	845.2	2,649.7	16.1	3,234.8	6,020.0	29.8
1994	1520	528.4	2,946.4	30.0	3,763.2	8,966.4	59.8
1995	1420	463.7	3,018.8	30.7	4,226.9	11,985.2	90.5
1996	1245	449.0	2,878.3	30.3	4,675.9	14,863.5	120.8
1997	900	341.8	2,204.9	30.3	5,017.7	17,068.4	151.1



Gráfico 7.1.1.a

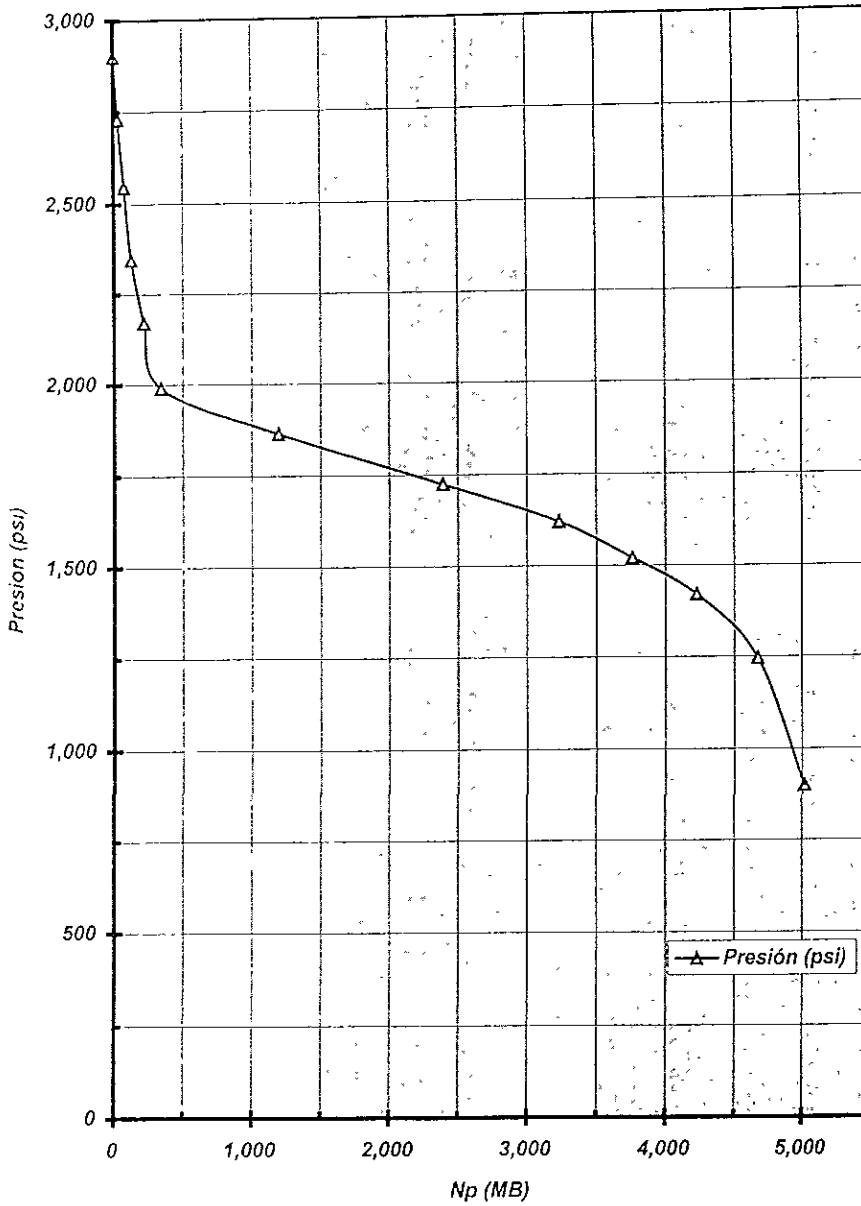
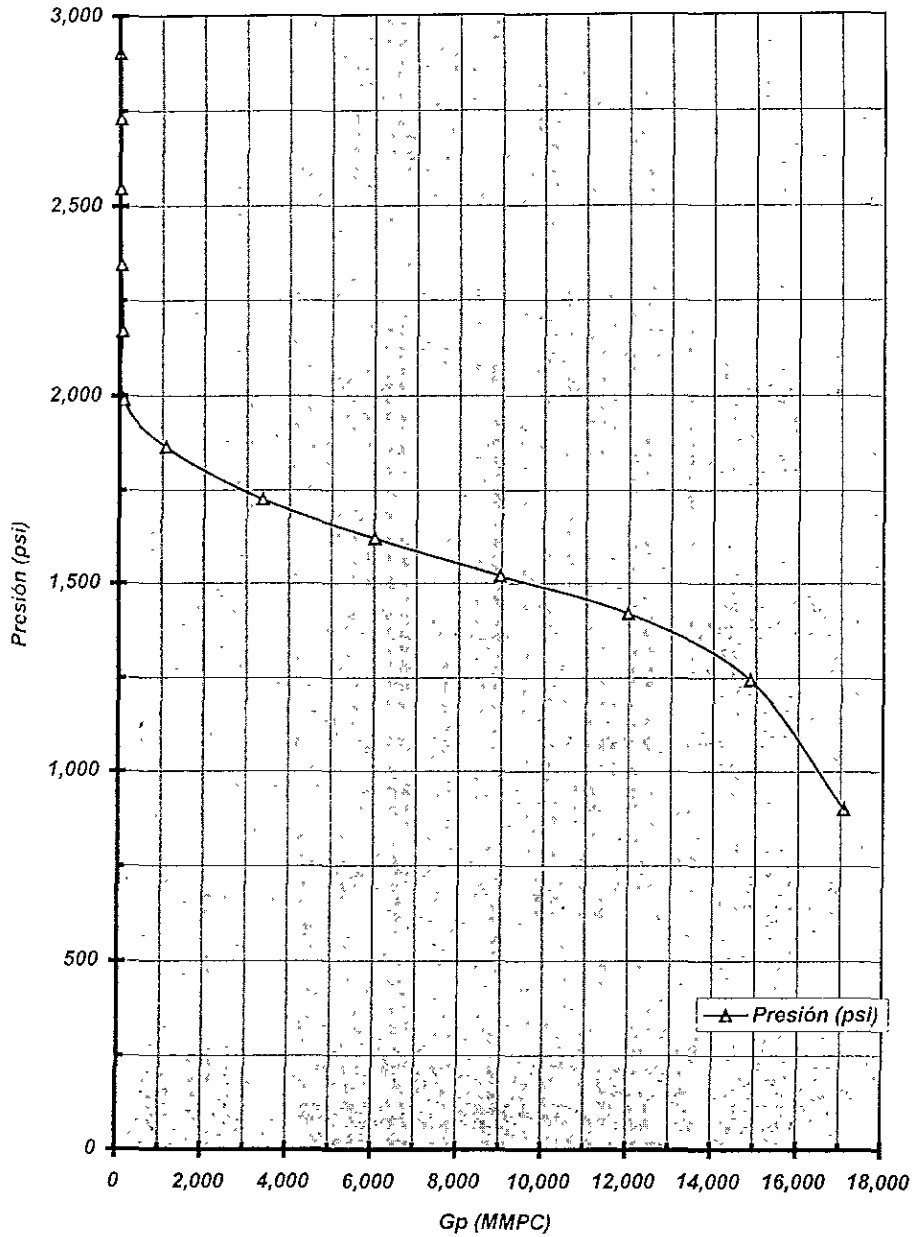




Gráfico 7.1.1.b





CAPITULO VIII

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

8.1 Balance de Materia.

8.1.1 Ecuación de Balance de Materia.

Antes de derivar la E.B.M. se indicará de acuerdo con la nomenclatura, el significado de los terminos empleados en dicha ecuación:

El volumen de aceite original, @ C.Y., es: $N_{Boi} = N_{Bti}$

El gas disuelto en el aceite original, @ C.S., es: NR_{si}

El gas libre inicial @ C.Y. es: $G_{Bgi} = m N_{Boi} = m N_{Bti}$

La producción acumulativa de gas @ C.S. es: $G_p = N_p R_p$

La entrada de agua neta al yacimiento @ C.Y. es: $W_e - W_p$

B_w El aceite remanente en el yacimiento @ C.Y. es: $(N - N_p) B_o$

El gas disuelto en el aceite residual @ C.S. es: $(N - N_p) R_s$

El factor de volumen de las dos fases: $B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$

Representando esquemáticamente los volúmenes de fluidos en un yacimiento, como se muestra en la figura 8.1.11.1, e igualando los volúmenes @ C.Y. se establece la siguiente ecuación:

$$m N_{Boi} + N_{Boi} = (N - N_p) B_o + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre total @ C.Y.} \quad (1)$$

Despejando el gas libre total (que incluye el gas del casquete y el de la zona de aceite) se tiene:



$$\text{Gas libre total @ C.Y.} = m N B_{oi} + (N - N_p) B_o - (W_e - W_p B_w) \quad (2)$$

La fig. 8.1.1- Representación esquemática del cambio en la distribución de los fluidos en un yacimiento, provocado por la explotación. (a) Condiciones iniciales, (b) Condiciones después de producir N_p (m^3_o), G_p (m^3_g), W_p (m^3_w).

Por otra parte, se establece la siguiente igualdad para el gas @ C.S.:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Volumen de gas} & \text{Volumen de} & \text{Volumen de} & \text{Volumen de} & \text{Volumen de} & & \\ \text{libre inicial del} & \text{gas disuelto} & \text{gas libre} & \text{gas disuelto} & \text{gas} & & \\ \text{casquete} & \text{inicial} & \text{residual} & \text{residual} & \text{producido} & & \\ & + & = & + & + & & \end{array}$$

O sea:

$$\frac{m N B_{oi}}{B_{gi}} + N R_{si} = \frac{m N B_{oi} + N B_{oi} - (N - N_p) B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_g} + (N - N_p) R_s + N_p R_p \quad (3)$$

Multiplicando por B_g , desarrollando y ordenando:

$$\frac{m N B_{oi} B_g}{B_{gi}} + N R_{si} B_g - m N B_{oi} - N B_{oi} + N B_o - N R_s B_g = N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w) \quad (4)$$



Factorizando N y Bt, y sustituyendo Boi por Bti

$$N [(Bt - Bti) + m Bti (Bg / Bgi) - 1] = \frac{Np [Bo + Bg (Rp - Rs)]}{(We - Wp Bw)} \quad (5)$$

Despejando N

$$N = \frac{Np [Bo + Bg (Rp - Rs)] - (We - Wp Bw)}{Bt - Bti + m Bti ((Bg / Bgi) - 1)} \quad (6)$$

Esta ecuación es equivalente a la derivada originalmente por Schilthuis. La equivalencia puede establecerse sumando y restando $Np Bg Rsi$, en la ecuación 4. La ecuación de Schilthuis, desarrollada en 1936, es:

$$N = \frac{Np [Bt + Bg (Rp - Rsi)] - (We - Wp Bw)}{Bt - Bti + m Bti ((Bg / Bgi) - 1)} \quad (7)$$

Consideraciones sobre la Ecuación de Balance de Materia

Se estima conveniente indicar las siguientes características de dicha ecuación.

La E.B.M. es un modelo matemático en el que se considera el yacimiento como un recipiente de volumen constante. Su aplicación a porciones de un yacimiento conduce generalmente a errores substanciales.



La ecuación contiene tres incógnitas: N , W_e y m , por lo que es necesario determinar el valor de una o dos de ellas por otros procedimientos. Para aplicar la E.B.M. es necesario contar con información confiable sobre la producción de fluidos y la variación de la presión del yacimiento. Así mismo debe de disponer de datos de laboratorio, sobre las propiedades de los fluidos, que representen las condiciones de vaporización que se esperan en el yacimiento.

En la derivación de la ecuación de balance de materia, se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite. Tampoco se considero la expansión de la roca y el agua congénita.

Se observa la ecuación (6), que su numerador y su denominador tienden a cero al principio de la explotación de un yacimiento o cuando se mantiene su presión por un activo empuje hidráulico. En estas condiciones el valor de N es indeterminado y la E.B.M. puede proporcionar resultados absurdos.

El valor de n debe obtenerse también por métodos volumétricos. Este valor debe de concordar con una diferencia menor del 10%, con el obtenido por la E.B.M.

Si el yacimiento no contiene casquete de gas ($m = 0$) la E.B.M. es:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - w_e + w_p B_w}{B_t - B_{ti}}$$

Si no existe entrada de agua ($W_e = 0$), ni casquete de gas ($m=0$), y la producción de agua es despreciable:



$$N = \frac{N_p [B_l + B_g (R_p - R_{si})]}{B_l - B_{li}}$$

La E.B.M. se expresa comúnmente en la forma siguiente:

$$N(B_l - B_{li}) + NmB_{li} ((B_g / B_{gi}) - 1) + W_e = Np [B_o + B_g(R_p - R_{si})] + Wp B_w$$

En esta forma se indica la expansión del aceite y del gas iniciales más la entrada de agua al yacimiento es igual al volumen total de fluidos producidos @ C.Y.

Se indicó que en la derivación de la ecuación (6), no se consideró la expansión de la roca y del agua congénita. El efecto de estas expresiones generalmente es despreciable, ya que la compresibilidad del gas, que es el principal agente interno desplazante, es mucho mayor que la del agua y la roca.

8.1.2 Simulación.

Definición y objetivo

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual un ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

El objetivo primordial al hacer uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación.



Utilidad de la simulación

Con ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente:

- a) Conocer el volumen original de aceite.
- b) Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- c) Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: la inyección de agua, la inyección de gas, el depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- d) Determinar la convergencia de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa.
- e) Optimizar los sistemas de recolección.
- f) Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.
- g) Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- h) Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- i) Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidos.



- j) Conocer la cantidad de gas almacenado.
- k) Hacer un programa de producción.

Resultados de una simulación

Los resultados típicos que se obtienen de una simulación consisten, en la distribución de presiones y de saturaciones en cada una de las celdas en que ha sido dividido el yacimiento, así como los volúmenes producidos y las relaciones agua-aceite y gas-aceite para los pozos productores. Si hay inyección de fluidos se obtiene, o el ritmo de inyección de los pozos o las presiones necesarias para inyectar los volúmenes establecidos.

Etapas para desarrollar un modelo

El desarrollar un modelo es un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas:

- a) Descripción del yacimiento.
- b) Determinar el tipo de mecanismo de desplazamiento.
- c) Escribir el modelo matemático.
- d) Desarrollar el modelo matemático.
- e) Desarrollar el programa de cómputo.
- f) Determinar la validez del modelo.
- g) Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- h) Predecir el comportamiento futuro.

Información requerida para usar un simulador

Ingeniería de yacimientos debe de contar con una buena información del cuerpo o yacimiento en cuestión, esto significa,



requerir una amplia descripción física del mismo y de los tipos de mecanismos por medio de los cuales va a producir. La simulación será un éxito de acuerdo a dichos datos introducidos.

La información que se requiere para efectuar una simulación es:

a) Descripción física del yacimiento:

- 1) Límites del yacimiento.
- 2) Características de la formación productora.
- 3) Características del acuífero.
- 4) Fallas.
- 5) Discontinuidad de las capas.

b) Mecanismos de desplazamiento que operan en el yacimiento:

- 1) Expansión del sistema roca-fluido.
- 2) Desplazamiento.
- 3) Segregación gravitacional.
- 4) Imbibición.

c) Propiedades petrofísicas de las capas de interés:

- 1) Porosidad.
- 2) Permeabilidad.
- 3) Saturaciones de agua, aceite y gas.
- 4) Presión capilar entre las diferentes interfaces.
- 5) Permeabilidad relativa al agua, aceite y gas.
- 6) Compresibilidad de la formación.

d) Propiedades PVT de los fluidos.



- 1) Factores de volumen del agua, del aceite y del gas.
- 2) Relación de solubilidad en el aceite.
- 3) Relación de solubilidad en el agua.
- 4) Viscosidad del agua, del aceite y del gas.
- 5) Compresibilidad del agua, del aceite y del gas.
- 6) Comportamiento de fases.
- 7) Presión de saturación.

c) Otros datos:

- 1) Datos de producción y de la relación de flujo.
- 2) Estado mecánico de los pozos.
- 3) Aspecto económico.
- 4) Mapas.

Clasificación de simuladores

Estos se pueden clasificar en función de las características que presenta el yacimiento que se piensa estudiar o bien el proceso físico que se requiere producir.

En la siguiente figura se presenta una clasificación general de simuladores y fue construida de manera que en ella aparezcan todos los posibles trabajos de simulación que se pueden efectuar.

La Fig.8.1.2. Selección de un Simulador (al final de esta sección)

Se definen en la figura seis parámetros de selección:

- a) Tipo de yacimiento.
- b) Nivel de simulación.
- c) Simulador.



- d) Tipo de flujo en el yacimiento.
- e) Número de dimensiones.
- f) Geometría.

Hay que hacer notar que el grado de complejidad de las alternativas que aparecen en la figura para cada parámetro de selección va de izquierda a derecha.

Error por el Método de Balance de Materia

Un criterio para determinar la compatibilidad de los valores de presión y de saturación que se obtienen de una simulación es el error por el método de balance de materia (MBE). Una forma de balance de materia es conociendo los volúmenes de aceite en el yacimiento al principio y al final al intervalo del tiempo.

La diferencia entre los valores deberá de ser igual a la producción total durante el intervalo. El error incrementado (MBEI) que se va generando se calcula con la siguiente expresión:

$$(MBI) = \frac{\sum_1^m [V\Phi(S_o/B_o)]^n - \sum_1^m [V\Phi(S_o / B_o)]^{n+1}}{q_o^{\Delta t}} - 1$$

Donde V es el volumen de celda y la sumatoria se tome para las m celdas.

Algunos autores utilizan el error acumulativo (MBEC) que se obtiene con la siguiente ecuación:



$$(MBEC) = \frac{\text{Aceite inicial en el yacimiento} - \sum_1^m [V \Phi (S_o / B_o)]^{n+1}}{\text{Producción total acumulada}} - 1$$

Cabe advertir que es necesario obtener un valor pequeño de error por el método de balance de materia, pero esto no es suficiente para afirmar que la solución sea correcta. Un error pequeño indica que el aceite total que se tiene en el yacimiento a un nivel de tiempo $n+1$ es correcto, pero de ninguna manera esto garantiza que el aceite este distribuido correctamente entre todas las celdas.

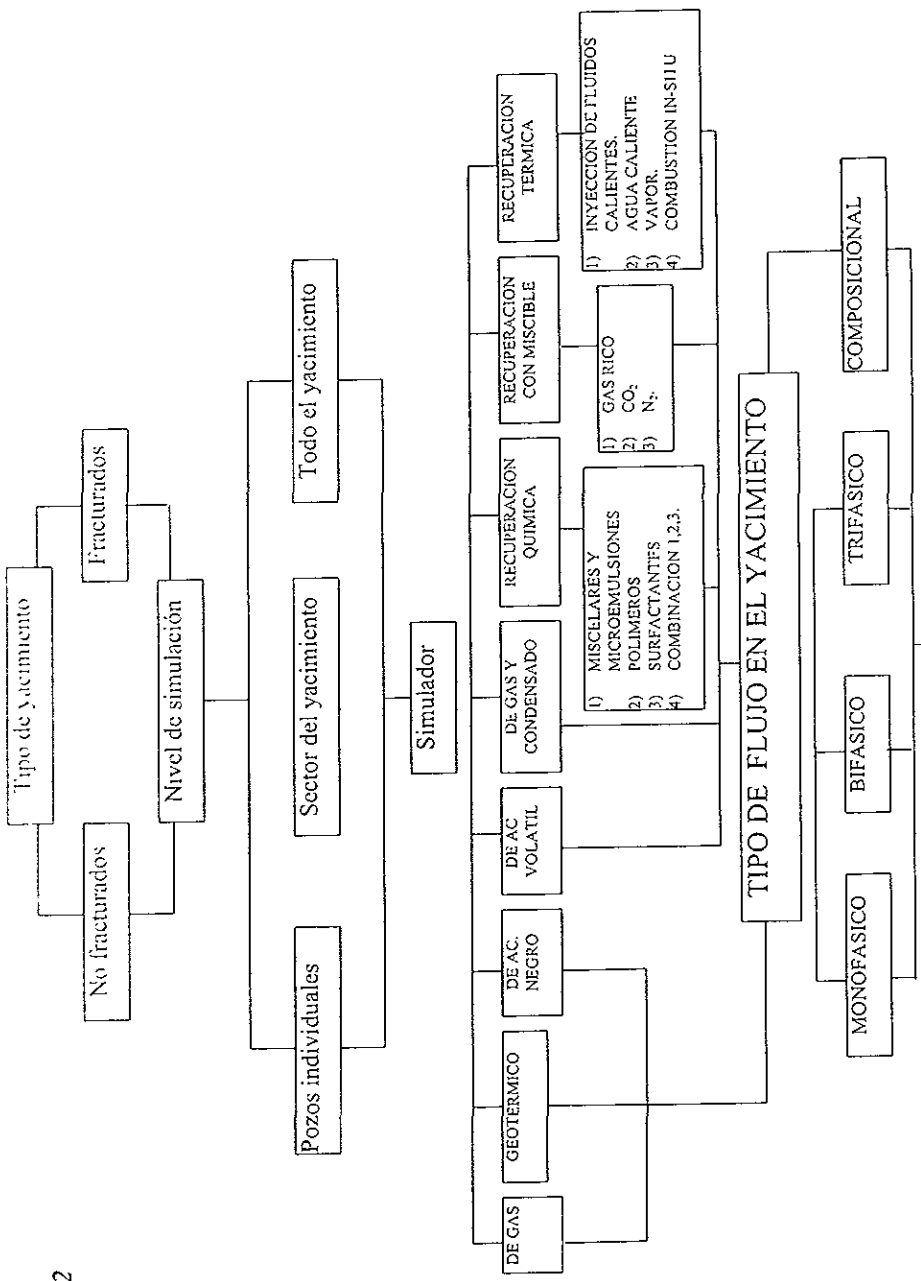
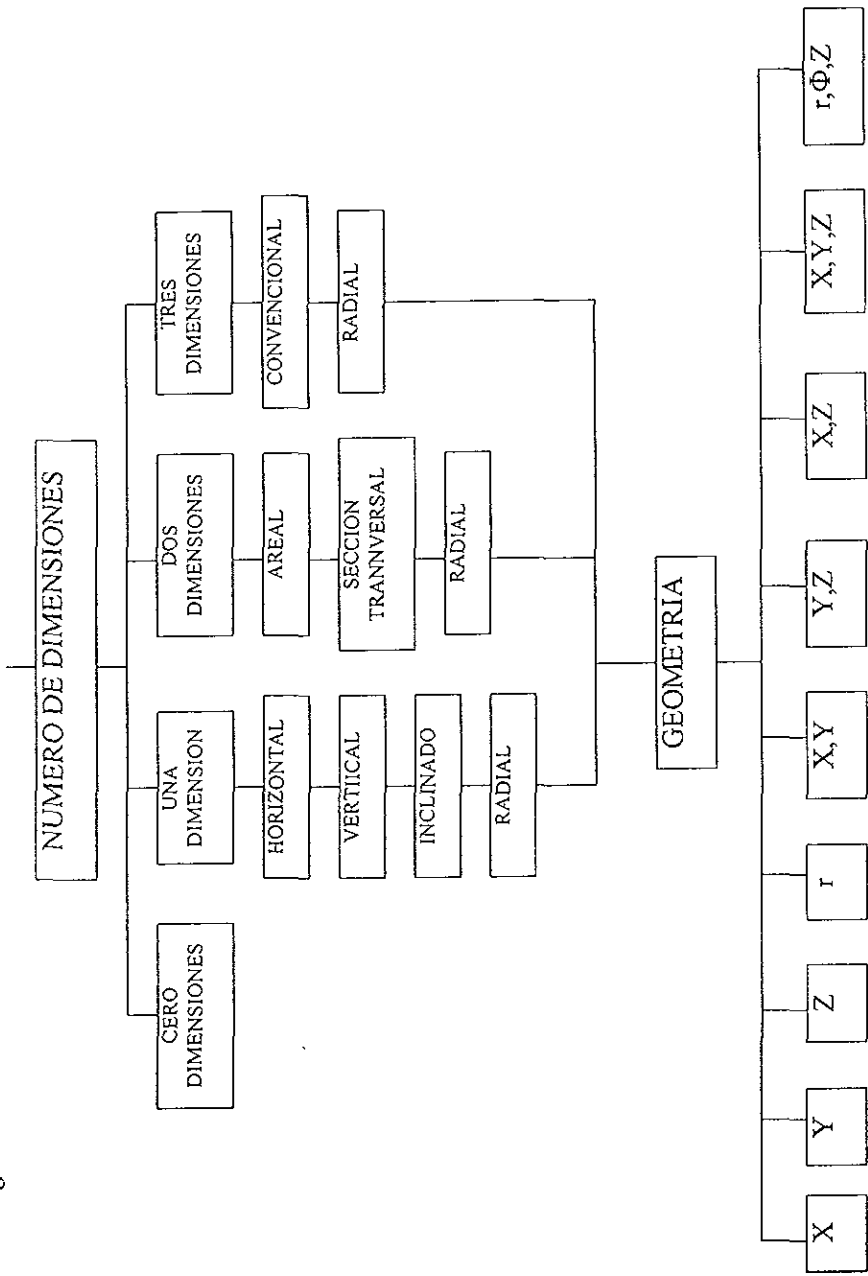


Fig. 8.1.2



Continua Figura 8.1.2



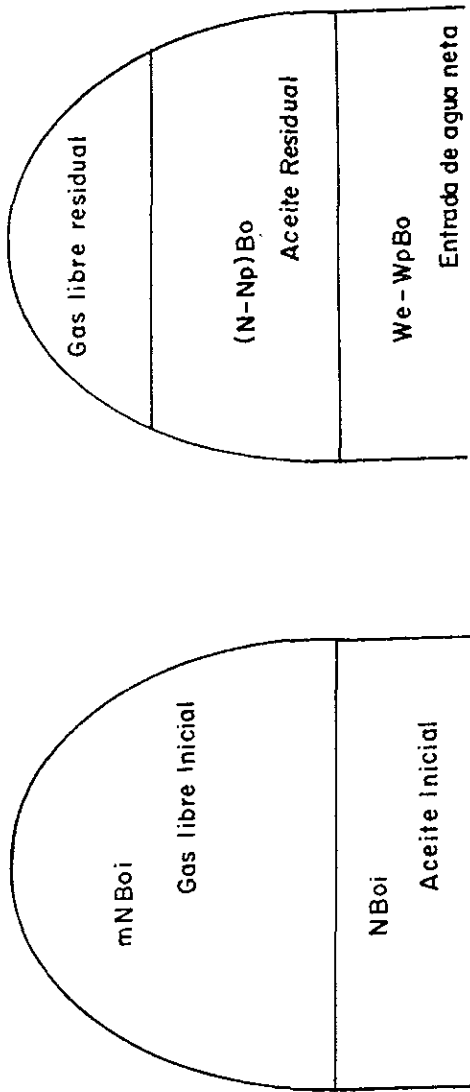


fig. 8 .I.II.I

8.2 Historia de Producción y Ajuste

Como ya se ha señalado en el capítulo anterior fue necesario realizar los ajustes necesarios a la información de producción de aceite, gas y agua, que nos proporcionó PEMEX.

Como primer punto, fue el organizar todos los datos de producción (gastos y acumulaciones) referidos al final de cada año, por consiguiente, fue necesario excluir de manera inicial la información incompleta que proporciona el año de 1997, por lo tanto, el último año marcado es 1996.

El siguiente paso, será el graficar la información final obtenida vs Tiempo, observando el comportamiento que guardan las diferentes curvas con el comportamiento normal, la veracidad de la información y por último ajustar con datos de PVT.

La mayor parte de los gráfico expuestos en este capítulo, presentan como subíndice su información original y ajustada, en esta ultima fue necesario obtener su información final en base a los resultados de otras curvas y/o cálculos, la explicación es la siguiente:

Los datos de Q_o y N_p , son la información mas correcta y verosímil que se proporcionó, es por ello que en base a estos, se generaron otras curvas (Q_g , G_p y R_p), auxiliándose también de la RGA vs Tiempo una vez ajustada (la cual se checo con información de PVT, conservando en ella un comportamiento normal).

En el gráfico de RGA, se observan irregularidades en la información original, la cual es modificada, como se indicó anteriormente, los datos tabulados son los siguientes:



Tabla 8.2.1

Fecha (Año)	RGA Ajustada (PCB)	RGA Original (PCB)
1985	297.000	297.600
1986	297.000	3.361.085
1987	297.000	1.167.792
1988	297.000	692.378
1989	297.000	571.660
1990	297.000	339.182
1991	1.162.206	1.162.206
1992	1.906.450	1.906.450
1993	3.135.026	3.135.026
1994	5.575.670	5.575.670
1995	6.510.054	6.510.054
1996	6.410.000	5.936.023

Los datos tabulados de Q_o y N_p (originales) son:

Tabla 8.2.2

Fecha (Año)	Q _o (MBPA)	N _p (MB)
1985		
1986	32.4	32.4
1987	43.8	76.2
1988	51.7	127.9
1989	90.2	218.1
1990	124.4	342.5
1991	852.0	1.194.5
1992	1.195.1	2.389.6
1993	845.2	3.234.8
1994	528.4	3.763.2
1995	463.7	4.226.9
1996	449.0	4.675.9

Por lo tanto, para obtener Q_g y G_p Ajustadas, se multiplica el valor de la RGA Ajustada por el valor de Q_o. Los resultados tabulados y comparados con los originales son los siguientes:

Tabla 8.2.3

Fecha (Año)	Q _g Ajustada (MMPCA)	Q _g Original (MMPCA)	G _p Ajustada (MMPCA)	G _p Original (MMPCA)
1985				
1986	9.6	109.0	9.6	109.0
1987	13.0	51.2	22.6	160.1
1988	15.3	35.8	38.0	196.0
1989	26.8	51.5	64.8	247.4
1990	37.0	42.2	101.7	289.6
1991	990.2	990.2	1,091.9	1,279.8
1992	2,278.4	2,278.4	3,370.3	3,558.2
1993	2,649.7	2,649.7	6,020.0	6,208.0
1994	2,946.4	2,946.4	8,966.4	9,154.3
1995	3,018.8	3,018.8	11,985.2	12,173.1
1996	2,878.3	2,665.5	14,863.5	14,838.6

Ahora Rp se obtiene de dividir la G_p Ajustada entre N_p, los resultados obtenidos y tabulados son:

Tabla 8.2.4

Fecha (Año)	R _p (PCB)
1985	297
1986	297
1987	297
1988	297
1989	297
1990	297
1991	914
1992	1,410
1993	1,861
1994	2,383
1995	2,835
1996	3,179

Las gráficas de resultados finales se presentan al final de la sección.



8.3 Declinación

Una vez concluido el objetivo anterior, se podrá estimar del comportamiento de producción ajustado, los gastos y acumulaciones de aceite, gas y agua esperados a un tiempo determinado, condicionado a este último parámetro, a las caídas de presión que sufra el yacimiento, que como límite máximo, para iniciar un método de recuperación, es cuando las ΔP , provoquen una presión en el yacimiento de 500 (psi).

El procedimiento a seguir, es el siguiente:

1. A través de la ecuación de Balance de Materia y de los datos obtenidos hasta el momento, predecir la declinación que sufrirá el yacimiento hasta alcanzar los 500 (psi).

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO

Tabla 8.3.1

DATOS BÁSICOS	
Presión Inicia (psia)	2900
Presión de Burbujeo (psia)	2000
Temperatura (°F)	160
Sat. de Agua Congénita	0.40
C_2 (psi)	$3.80 E-6$
C_3 (psi)	$3.24 E-6$
C_4 (psi)	$4.27 E-6$
Factor por caída de gas	0.00
Δp (psi)	100



Tabla 8.3.2

Propiedades de los fluidos					
Presión	B_o	R_s	Z	μ_o	μ_g
(psia)	(Dim)	(MPC/STB)	(fracc.)	(cp)	(cp)
2900	1.1370	0.2575	0.8299	5.30	0.0240
2000	1.1446	0.2575	0.8244	5.10	0.0188
900	1.0860	0.1170	0.8900	10.80	0.0128
100	1.0420	0.0150	0.9878	14.40	0.0113

Tabla 8.3.3

Permeabilidad Relativa vs Sat. de Gas	
S_g	K_r/K_o
(fracc.)	
0.00	0.0120
0.02	0.0159
0.05	0.0242
0.07	0.0320
0.10	0.0487

De acuerdo a la información anterior, se podrá predecir la recuperación primaria hasta 100 (psi), la cual se presenta a continuación en la tablas 8.3.4 y 8.3.5:



Tabla 8.3.4

Presión (psi)	Np (STB)	Gp (MPC)	Rel. Acumulativa Gas - Aceite (MPC/BI)	RGA (MPC/BI)
2000	0.01173	0.00302	0.25750	0.25750
1900	0.01759	0.01383	0.78644	3.43375
1800	0.01978	0.02176	1.09997	3.79413
1700	0.02193	0.03032	1.38247	4.15945
1600	0.02405	0.03950	1.64276	4.52579
1500	0.02612	0.04928	1.88643	4.88842
1400	0.02817	0.05964	2.11708	5.24074
1300	0.03019	0.07054	2.33698	5.57620
1200	0.03218	0.08199	2.54756	5.88701
1100	0.03417	0.09394	2.74956	6.16324
1000	0.03615	0.10640	2.94321	6.39291
900	0.03815	0.11934	3.12824	6.56137
800	0.04023	0.13283	3.30165	6.69237
700	0.04246	0.14676	3.45667	6.78963
600	0.04487	0.16109	3.59039	6.85905
500	0.04754	0.17583	3.69846	6.90539
400	0.05060	0.19095	3.77396	6.93158
300	0.05426	0.20645	3.80492	6.93373
200	0.05901	0.22232	3.76730	6.84272
100	0.06632	0.23860	3.59756	6.61166

Con estos resultados se genera la tabla de permeabilidad relativa vs sat. de gas (8.3.5):

Tabla 8.3.5

<i>Presión</i> (<i>psia</i>)	S_g (<i>fracc.</i>)	K_g/K_o
2000	0.000000	0.000000
1900	0.002364	0.012406
1800	0.006486	0.013147
1700	0.010573	0.013295
1600	0.014623	0.014741
1500	0.018639	0.015598
1400	0.022624	0.016495
1300	0.026581	0.017435
1200	0.030515	0.018422
1100	0.034430	0.019460
1000	0.038333	0.020553
900	0.042233	0.021706
800	0.046260	0.022965
700	0.050355	0.024320
600	0.054545	0.025786
500	0.058868	0.027392
400	0.063393	0.029179
300	0.068240	0.031223
200	0.073678	0.033691
100	0.080508	0.037071

De la tabla 8.3.4 de resultados, se observa que a 900 (psi) se trataron de mantener las condiciones de producción reportadas hasta el mes de junio de 1997, con una presión de yacimiento de 900 (psi) (confirmada por el activo), la cual se logró a través de los ajustes realizados a la tabla 8.3.5, estas modificaciones comprenden, el graficar en hoja logarítmica, la S_g vs K_g/K_o , obteniendo de ella una recta, que para cuestiones de ajuste, se determinó su ec. y de ésta se modificó la pendiente a razón de establecer un resultado más cercano a las condiciones finales reportadas, por lo tanto del cálculo se tiene que:



$$Np_{(900)} = 0.03815 \times 127 \times 10^6 = 4.84 \times 10^6 \text{ (Bl)}$$

$$Gp_{(900)} = 4.84 \times 3.12824 = 15.15 \times 10^9 \text{ (PC)}$$

$$RGA_{(900)} = 6.56137 \times 1000 = 6,561.4 \text{ (PCB)}$$

Ahora lo que prosigue, es determinar el factor de declinación a través de la siguiente ecuación:

$$Reserva_{(actual)} = (Vol_{(Original\ de\ ac)} \times Np_{(500\ psi)}) - Np_{(1996)}$$

$$Reserva_{(actual)} = (127 \times 10^6 \times 0.04754) - 4.6759 \times 10^6 = \underline{1.3617 \times 10^6 \text{ (Bl)}}$$

$$Qo_{(1996)} = \underline{449,033 \text{ (Bl)}}$$

El siguiente gasto se estimó a partir de consideraciones económicas mínimas, es decir hasta cuando es rentable producir un número de barriles en todo el campo, capaz de sufragar los gastos que se producen a consecuencia de obtenerlo en superficie por energía propia de yacimiento. Estas consideraciones son los sueldos mensuales del personal, el precio del barril y su tipo de cambio en dólares, así como el total de pozos productivos.

Se llega a la conclusión de que cada pozo, al tiempo de abandono, produzca dos barriles de aceite por día, por lo tanto en un año se producen 21,900 (bls).

$$Qo_{(500\ psi)} = \underline{21,900 \text{ (Bl)}}$$

La cc. para determinar la declinación es:

$$d = q_i - q_f / (R + (q_i - q_f))$$

Sustituyendo valores, se tiene:

$$d = (449,033 - 21,900) / (1.3617 \times 10^6 (449,033 - 21,900))$$

$$d = \underline{0.2387}$$

Con este factor será posible predecir del comportamiento de producción los gastos y acumulaciones que se den, hasta que el yacimiento tenga una presión de 500 (psia), el procedimiento es el siguiente:

A partir de la información de $Q_{o(1996)}$, se podrán estimar las producciones de 1997 en adelante, hasta un gasto de 21,900 (BPA), cuyo volumen final sumado al acumulativo es $N_{p(500 \text{ psi})} = 6.037 * 10^6$ (Bl). la ecuación empleada es:

$$Q_{o(n)} = Q_{o(n-1)} \times (1 - d)$$

Donde

n año

d factor de declinación

Como ejemplo se tiene:

$$Q_{o(1997)} = Q_{o(1996)} \times (1 - d)$$

Sustituyendo:

$$Q_{o(1997)} = 449,033 \times (1 - 0.2387) = \underline{341,848 \text{ (Bl)}}$$

A partir de este procedimiento se aplican a los siguientes años.

Para determinar Q_g , se emplearán los resultados finales de la declinación que se obtengan del Q_o , y con la ayuda de la RGA; esta última se obtendrá a partir de graficar los valores de la tabla 8.3.4 de resultados, N_p vs RGA y Presión. Una vez graficados, se ingresa a este por medio de las N_p obtenidas (desde 1986 a 2007) cortando respectivamente las curvas de RGA y Presión, tomando la lectura de estos dos parámetros, y empleando la ec. de $Q_g = Q_o \times RGA$, con ello se estimara los gastos y acumulaciones de gas hasta la presión de abandono.

Los resultados de la declinación y comportamiento primario de Q_o , Q_g , N_p , G_p , Presión y RGA, se presentan en la siguiente tabla 8.3.6:

Tabla 8.3.6

Tiempo (Año)	Q_o (MBPA)	Q_g (MMPCA)	N_p (MB)	G_p (MMPC)	Presión (psi)	RGA (PCB)
1985					2900	297
1986	32.4	9.6	32.4	9.6	2890	297
1987	43.8	13.0	76.2	22.6	2830	297
1988	51.7	15.3	127.9	37.9	2800	297
1989	90.2	26.8	218.1	64.7	2750	297
1990	124.4	37.0	342.5	101.7	2700	297
1991	852.0	990.2	1,194.5	1,091.9	2200	1,162
1992	1,195.1	2,278.4	2,389.6	3,370.3	1875	1,906
1993	845.2	2,649.7	3,234.8	6,020.0	1520	3,135
1994	528.4	2,946.4	3,763.2	8,966.4	1320	5,576
1995	463.7	3,018.8	4,226.9	11,985.2	1140	6,510
1996	449.0	2,878.3	4,675.9	14,863.5	990	6,410
1997	341.8	2,204.9	5,017.7	17,068.4	830	6,450
1998	260.2	1,634.4	5,278.0	18,702.8	750	6,280
1999	198.1	1,198.7	5,476.2	19,901.4	695	6,050

Continua Tabla 8.3.6

2000	150.8	876.3	5,627.0	20,777.8	630	5,810
2001	114.8	654.5	5,741.8	21,432.3	600	5,700
2002	87.4	482.6	5,829.2	21,914.9	580	5,520
2003	66.6	366.0	5,895.8	22,280.9	550	5,500
2004	50.7	273.6	5,946.5	22,554.5	530	5,400
2005	38.6	205.6	5,985.0	22,760.1	510	5,330
2006	29.4	154.2	6,014.4	22,914.3	505	5,250
2007	21.9	114.1	6,037.0	23,028.4	500	5,210

Para finalizar este capítulo, se indica que de la tabla 8.3.5 de resultados, como dato útil e importante, para la recuperación secundaria, (a tratar en el siguiente capítulo) son las condiciones de saturación de gas presentes a 600 (psia), presión a la cual, con respecto al tiempo (año 2000) iniciará la inyección:

Presión (psia)	Sg (fracc.)	Kg/Ko
600	0.054545	0.025786

Estos resultados se explicarán con mayor detalle más adelante.



Gráfico 8.2.1

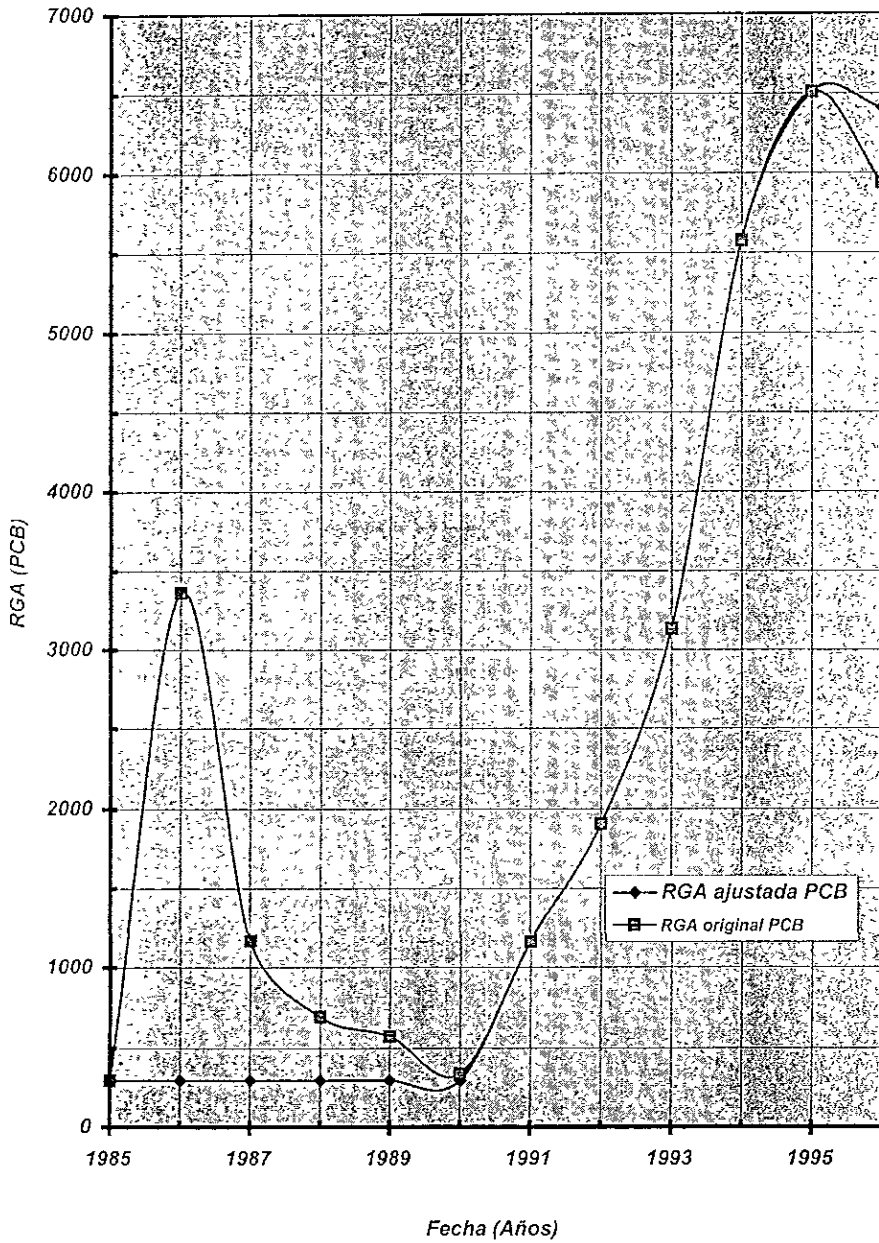
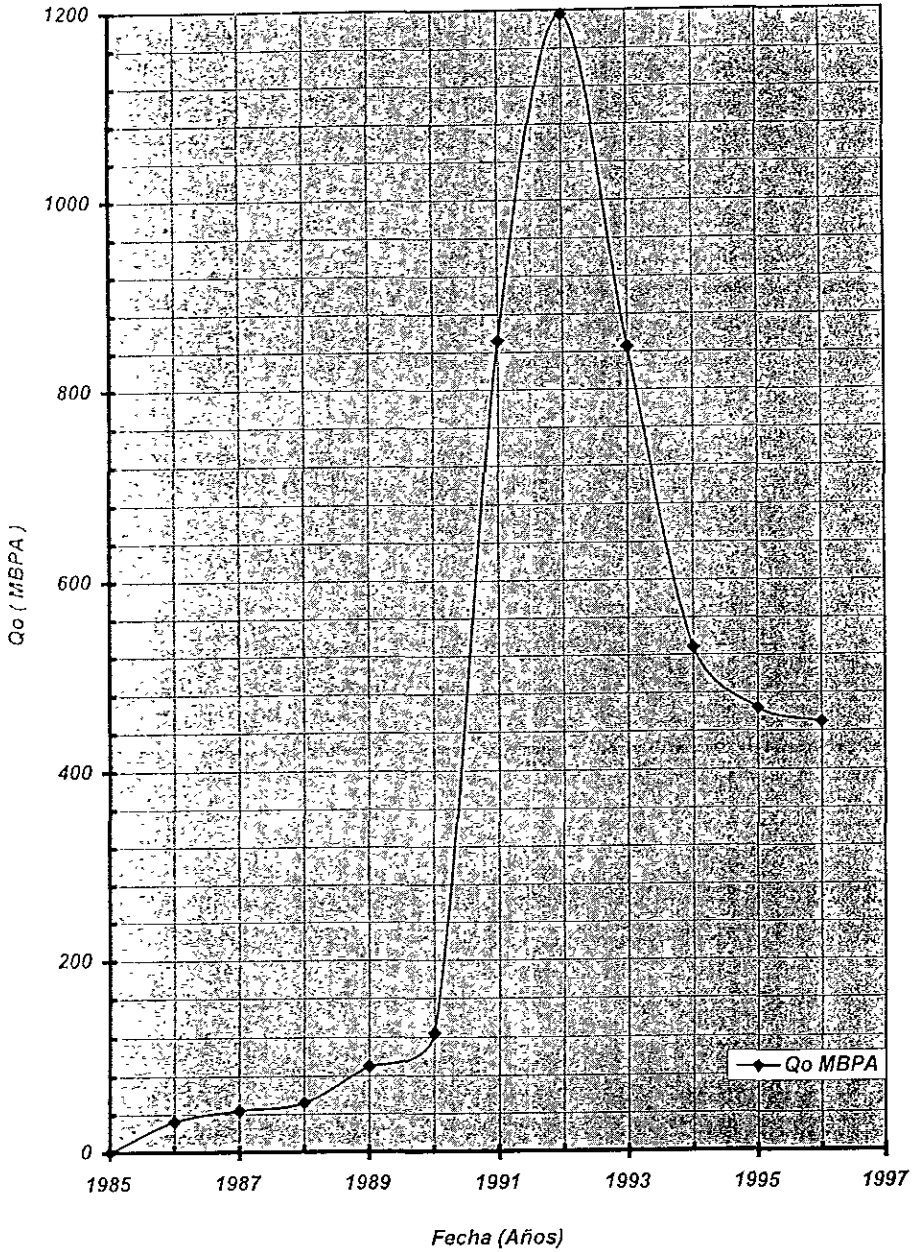


Gráfico 8.2.2a



ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA



Gráfico 8.2.2b

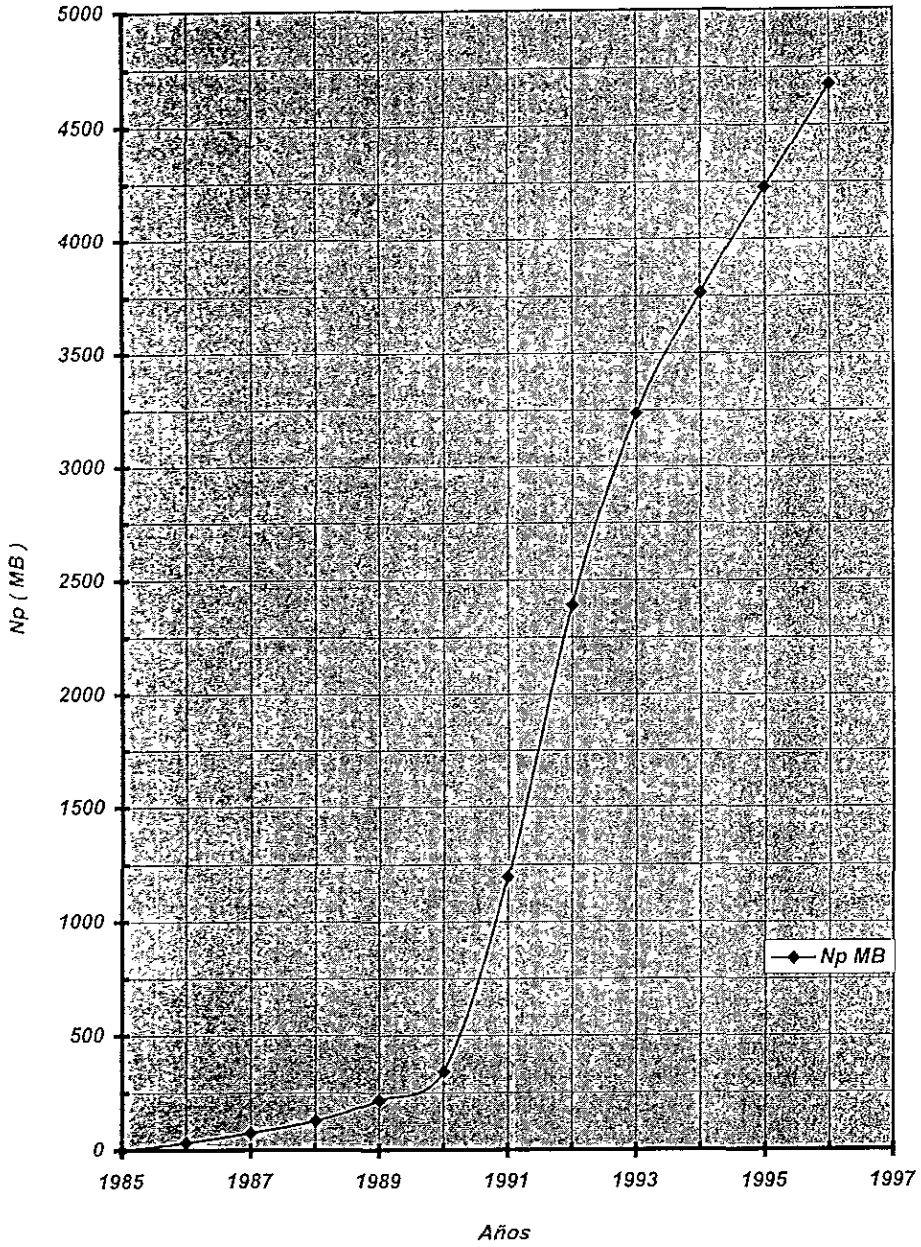


Gráfico 8.2.3a

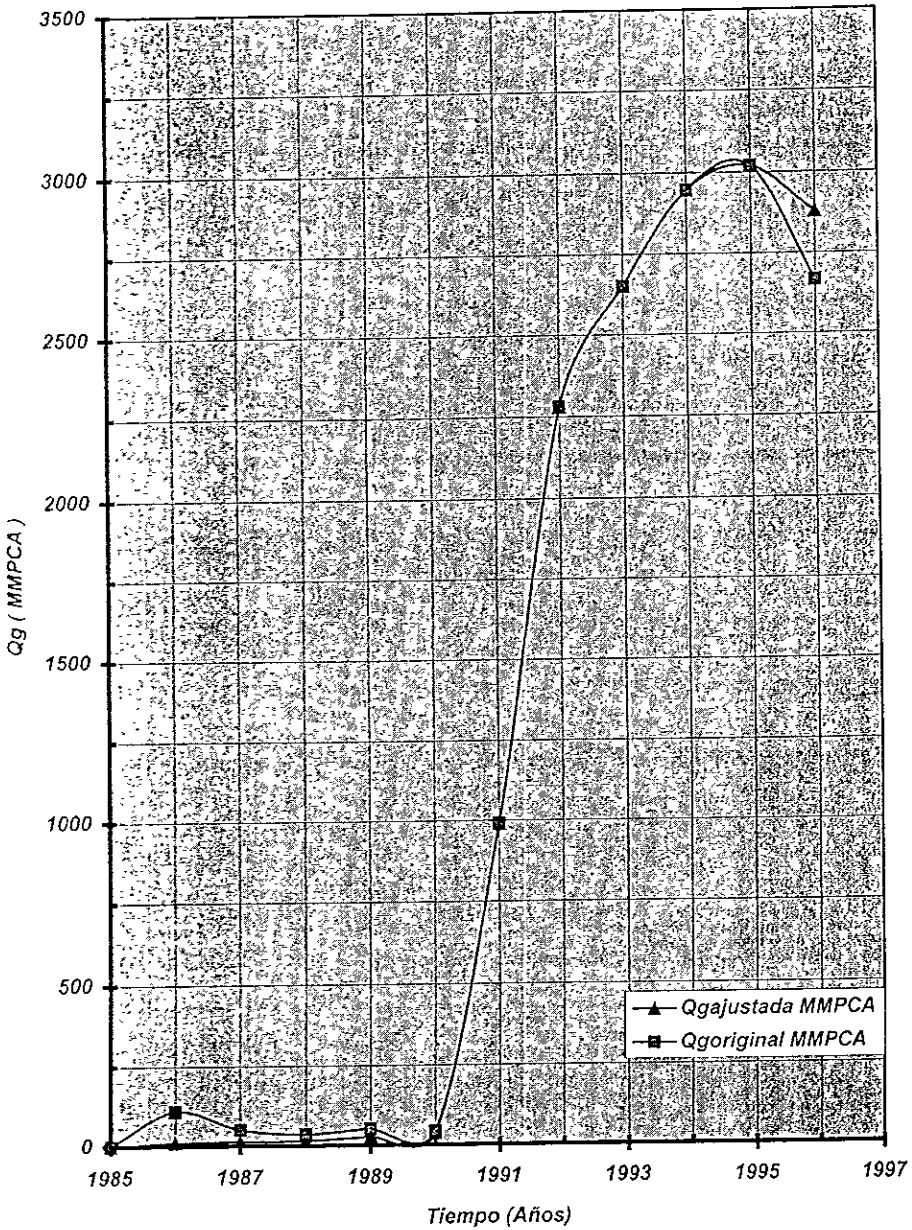




Gráfico 8.2.3b

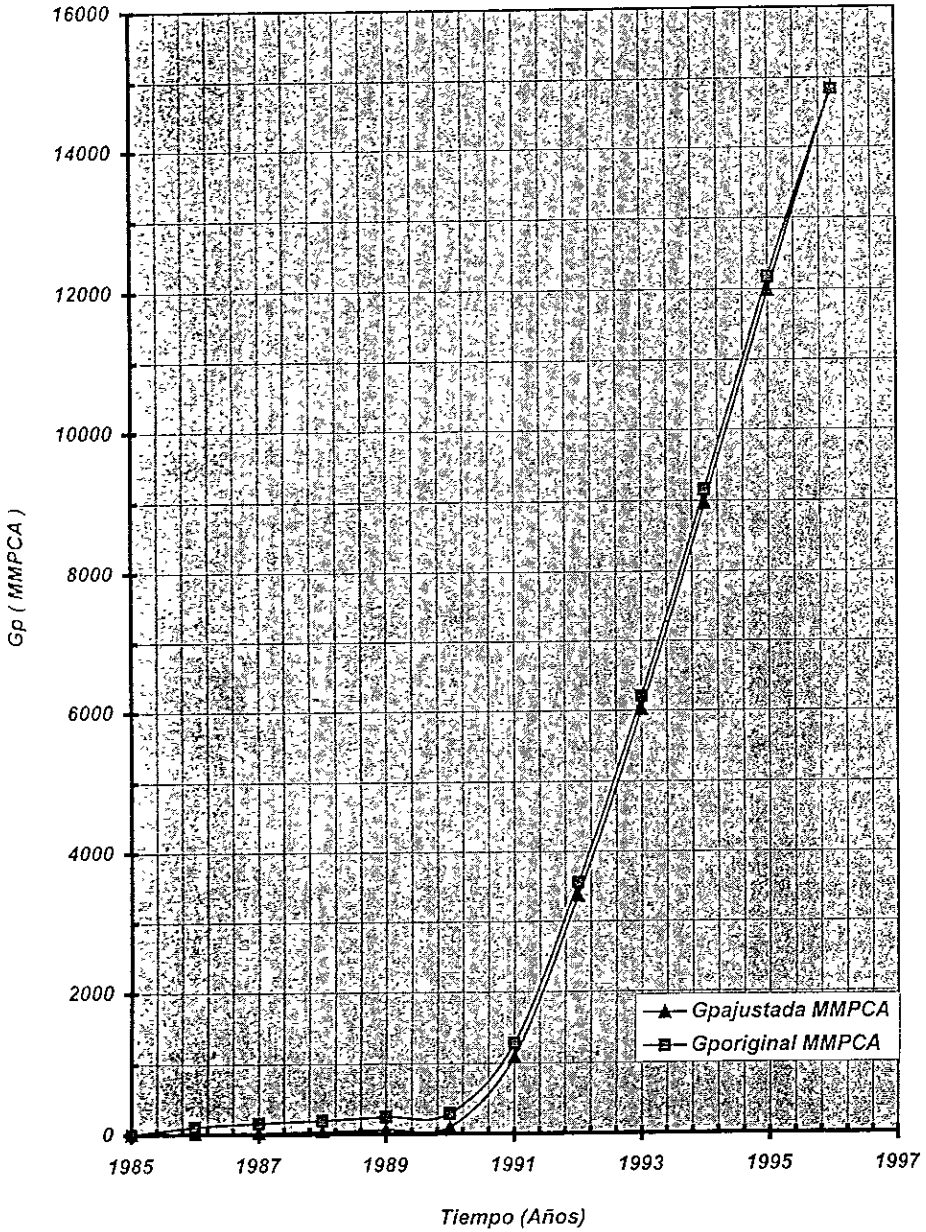




Gráfico 8.2.4

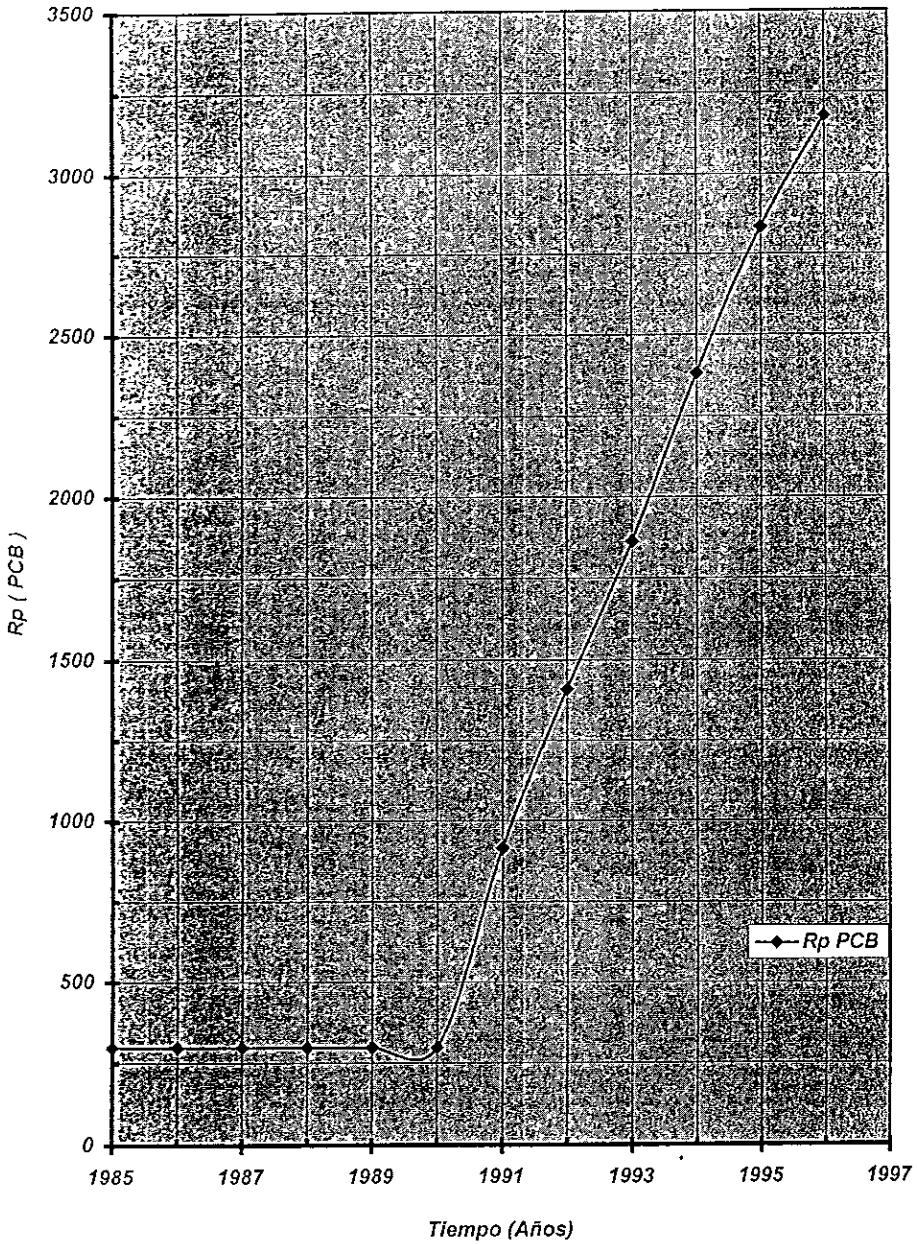




Gráfico 8.3.4

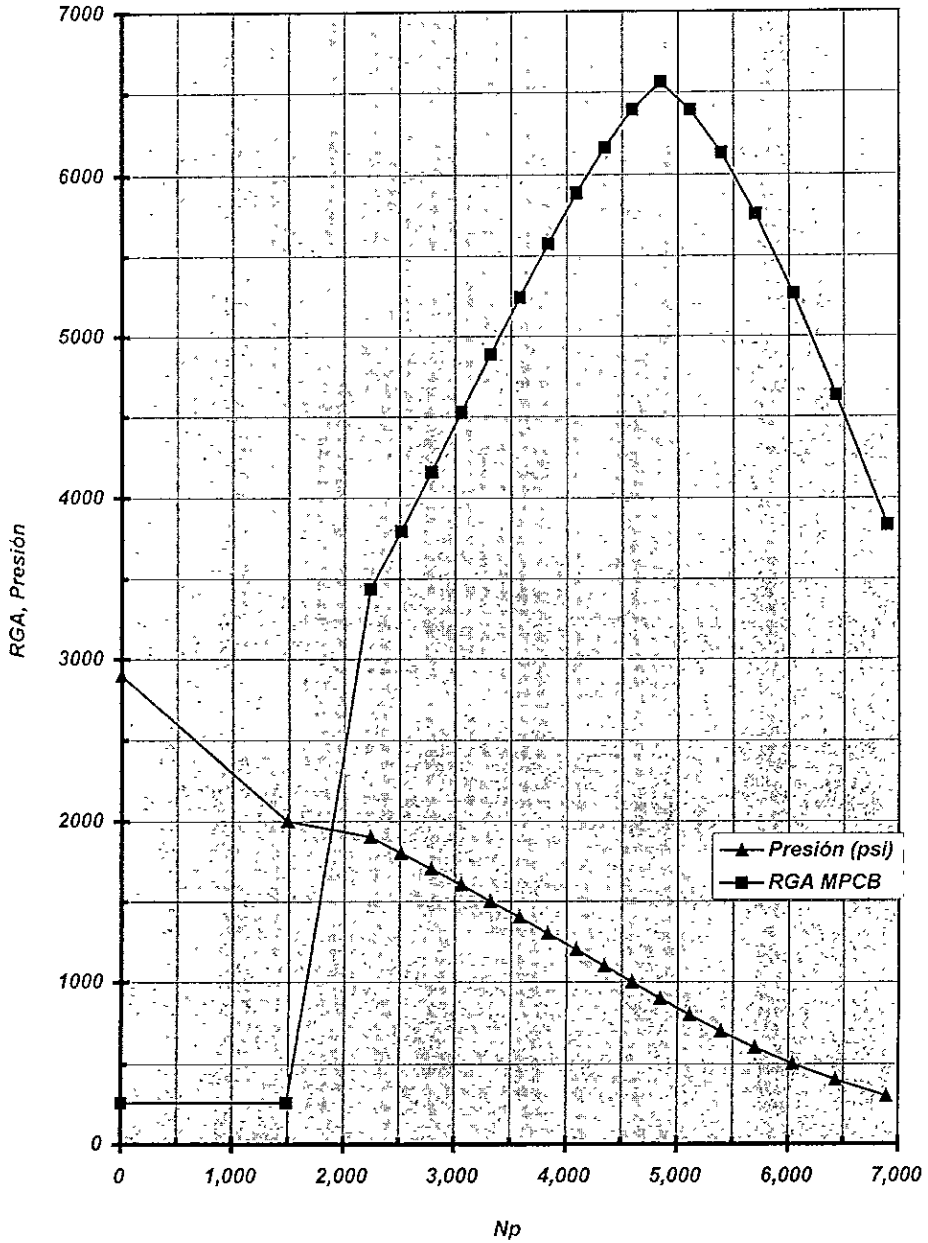




Gráfico 8.3.5

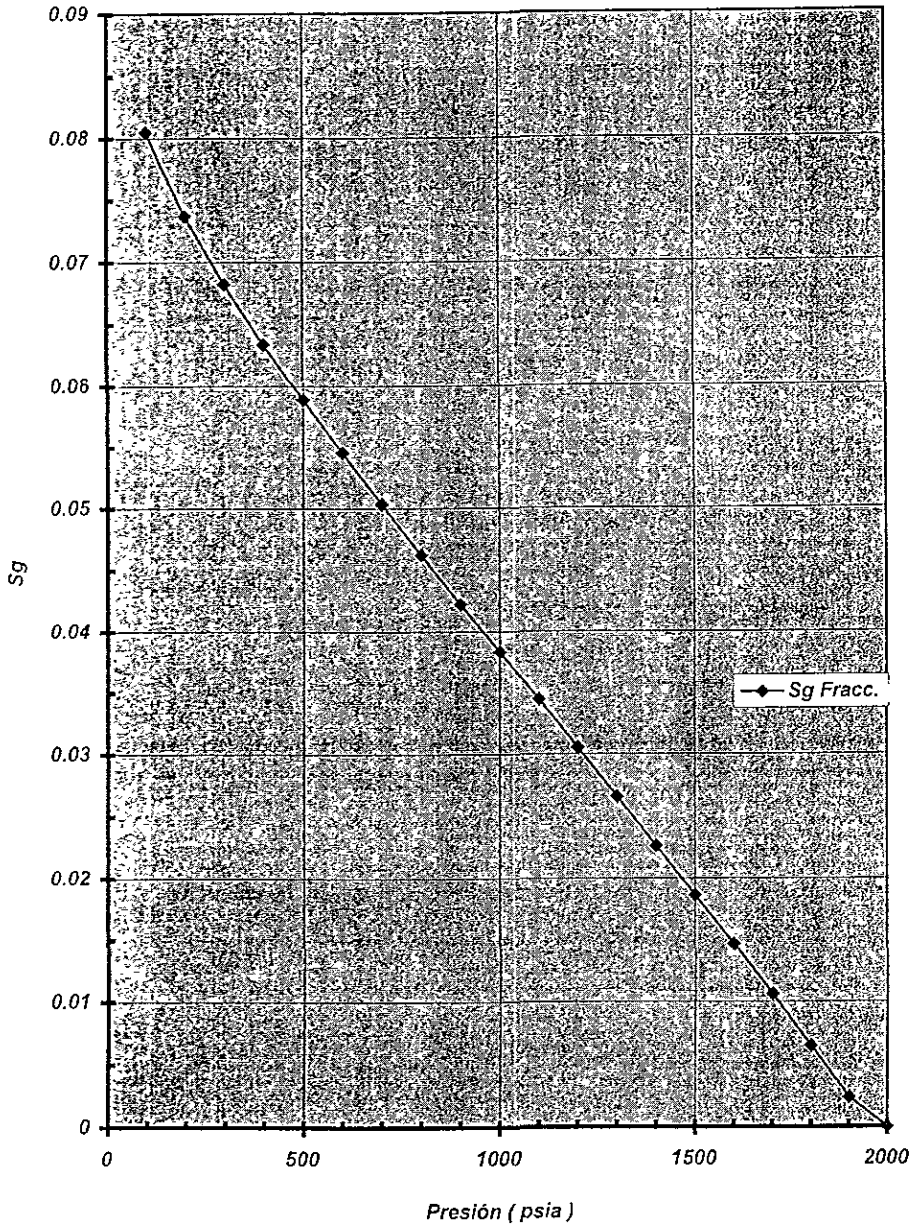




Gráfico 8.3.6.a

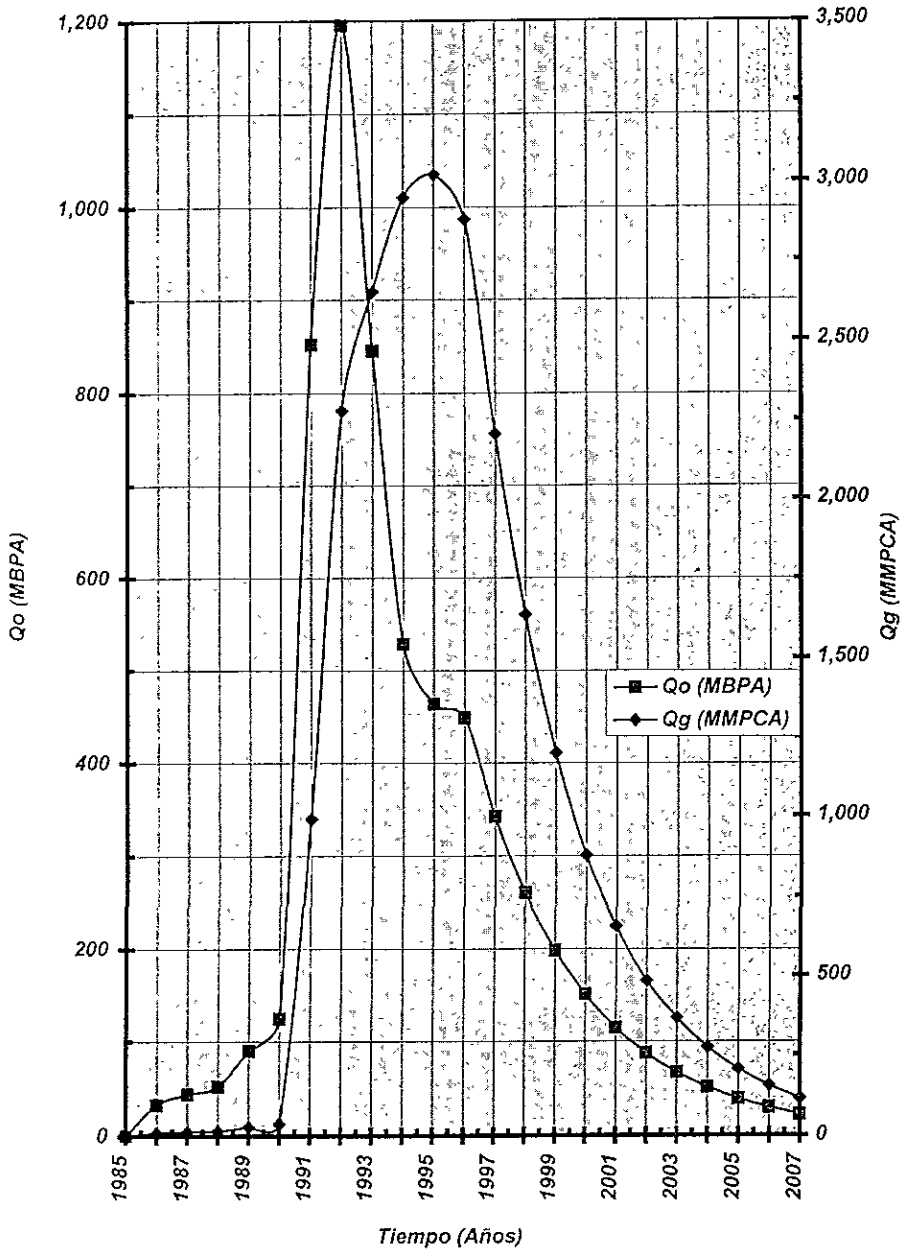




Grafico 8.3.6.b

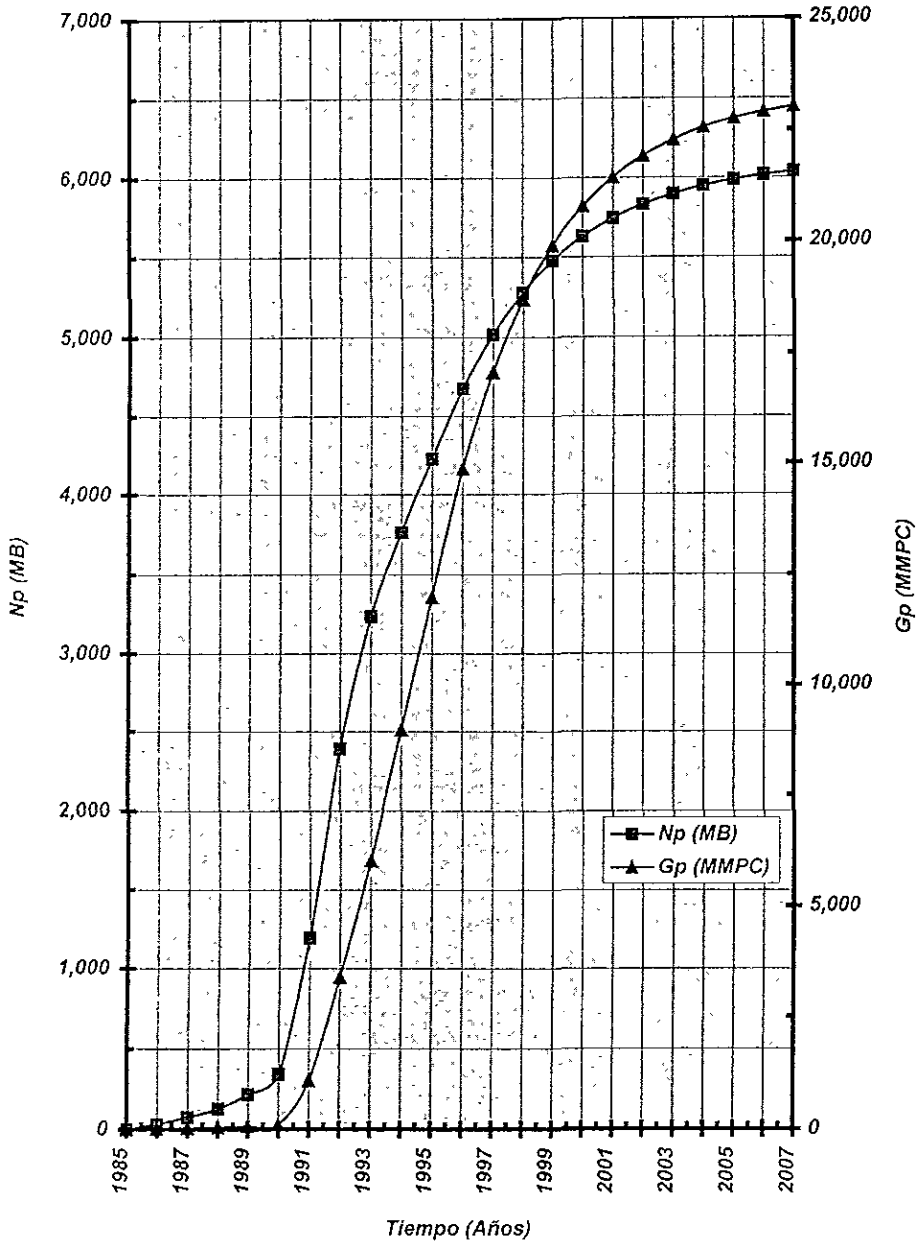
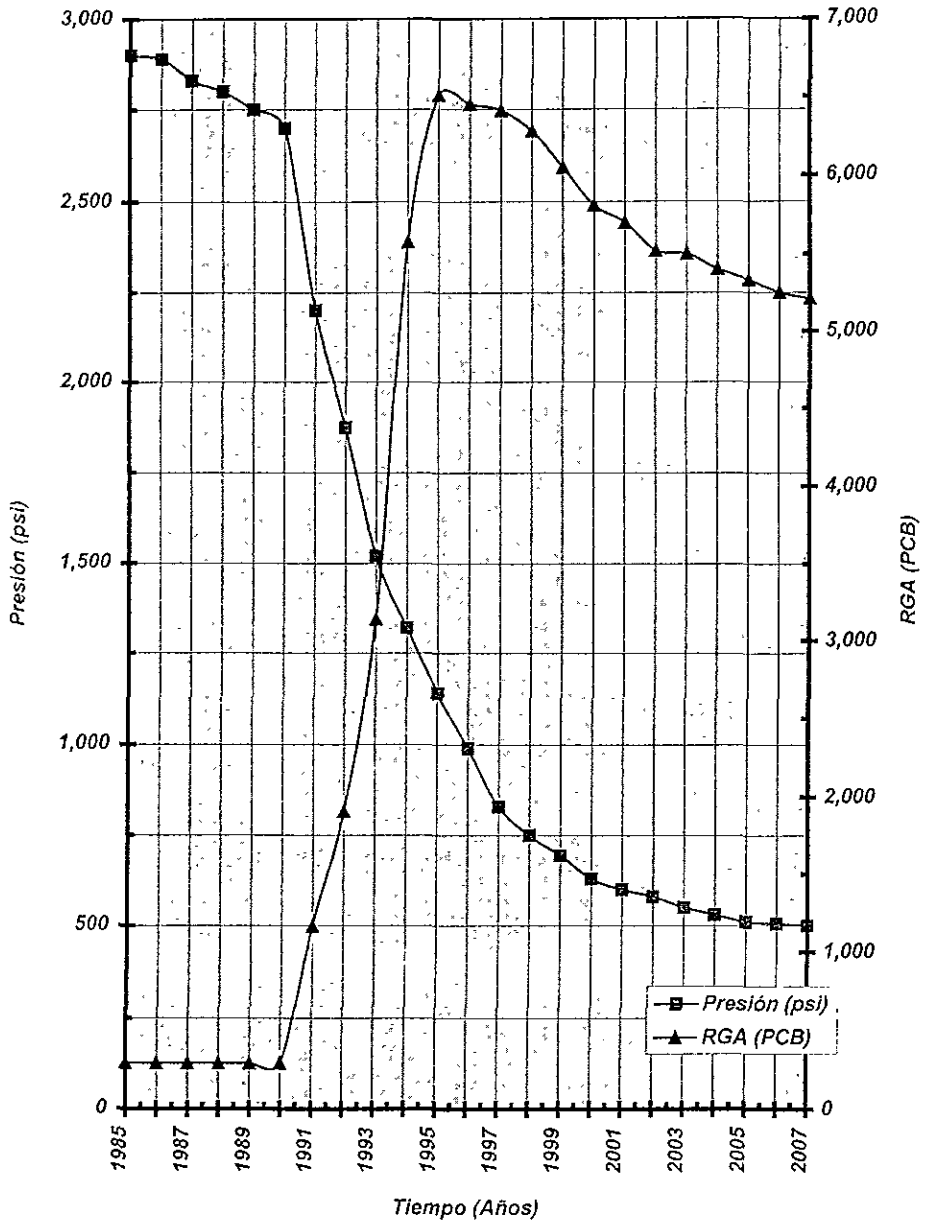




Gráfico 8.3.6.c





CAPITULO IX

9.1 METODOS DE INYECCION DE AGUA.

9.1.1 Métodos disponibles para la Recuperación Secundaria (Inyección de Agua).

En 1968^(9.1), se publicó un estudio cuidadoso de los métodos de predicción de las inyecciones de agua. Por ello, en este capítulo se darán a conocer y se describirán los métodos más usuales y practicados en la actualidad, así como su comparación entre ellos mismos, destacando los parámetros de: predicción, calidad y cantidad, comportamiento real y práctico. Los métodos de predicción de inyección de agua, se agrupan de acuerdo a sus principales consideraciones:

1. Heterogeneidad en el yacimiento.
2. Efectos de área de barrido.
3. Métodos numéricos.
4. Soluciones Empíricas.

Recuento de un método de predicción perfecto.

Para predecir el comportamiento de agua, se incluirán todos los efectos pertinentes del flujo de fluidos, del arreglo de los pozos y de la heterogeneidad.

Los efectos del flujo de fluidos, incluyen la influencia de las diferentes características de permeabilidad relativa agua-aceite, según se difiere de un yacimiento a otro como resultado de la



mojabilidad, la distribución de las dimensiones de los poros y de las saturaciones congénitas. Se incluirá una zona en la que aumente abruptamente la saturación de agua (frente de invasión), así como, las consideraciones de cualquier aceite fluyente detrás del frente de invasión y el cambio resultante en la conductividad del flujo a medida que avanza la invasión. También se tomaría en cuenta, la posible presencia de una saturación inicial de gas, formada por el agotamiento del empuje del gas disuelto o por la inyección de gas antes de la inyección de agua.

El efecto del arreglo de los pozos se manifiesta en relación de movilidad sobre la eficiencia areal de barrido a la surgencia del agua y también sobre el incremento del área barrida posteriormente a la surgencia, con una inyección continua de agua. Dicho método también podría predecir el comportamiento de las inyecciones periféricas y de las inyecciones en pozos localizados irregularmente.

Los efectos de heterogeneidad incluirían las variaciones areales y verticales de la permeabilidad, de igual manera se incluirían las consideraciones de un flujo cruzado entre segmentos adyacentes de diferente permeabilidad. Desde luego se considerará la influencia de los efectos de la viscosidad, la capilaridad y la gravedad sobre el movimiento de los fluidos.

Un método de predicción de este genero, considera todos los efectos sobre la inyección de agua, produciría una concordancia entre el comportamiento predicho y el real. Pero un método de predicción perfecto requeriría de una información detallada de la estructura del yacimiento, probablemente más de la que actualmente tenemos en cualquier yacimiento.



9.1.2 Métodos de predicción relacionados con la heterogeneidad del yacimiento.

Tres tipos básicos de métodos de predicción caen en esta categoría:

1. Métodos que se refieren a los efectos de la variación de la inyectividad, capa por capa, en la porción radial del yacimiento que rodea el pozo de inyección.

2. Métodos que se refieren a la recuperación de aceite, capa por capa.

3. Métodos que caracterizan las heterogeneidades del yacimiento por su distribución de permeabilidad y que calcula un efecto general.

Método de Yuster-Suder-Calhoun

En 1944^(9.2), estos autores desarrollaron ecuaciones semejando la variación de la inyectividad durante una inyección de agua de cinco pozos. Consideraron que la inyección de agua se desarrolla a través de tres etapas:

1. El movimiento radial del agua hacia el exterior, a partir del pozo de inyección, con una reducción de la inyectividad a medida que se llena el espacio de gas.

2. Un período intermedio de reducción de la inyectividad del agua después de la interferencia de los pozos de inyección de agua adyacentes, hasta el llenado completo.



3. Un período final de inyectividad de agua constante.

Esta solución fue ampliada⁽³⁾ para considerar un yacimiento cuya heterogeneidad pudiera simularse mediante un cierto número de capas, cada una de ellas de permeabilidad diferente, aisladas una de otra. Se supuso que el agua y el aceite tienen movilidades iguales y por lo tanto, que la parte de agua inyectada que entra a cada capa es directamente proporcional a la fracción de la capacidad total de flujo (kh) que representa. Se supuso un desplazamiento de tipo pistón del aceite por el agua, es decir, no hay aceite fluyente detrás del frente de invasión.

Método de Prats-Matthews-Jewett-Baker

Usando básicamente la misma solución^(9,4), se propuso un método más completo para predecir el comportamiento de la inyección de agua en patrón de cinco pozos incluyendo los efectos combinados de la relación de movilidad y de la eficiencia areal de barrido. La inyectividad inicial de agua se controla mediante las movilidades del agua inyectada y de los bancos de aceite. Después de la surgencia de agua, se aplica una correlación que relaciona la inyectividad con la parte radial del pozo productor, invadida por agua. Se supone un desplazamiento tipo pistón, del aceite por el agua. De cualquier capa, La producción es únicamente de gas (durante el período de llenado), de aceite (durante el período que transcurre entre el llenado y la irrupción de agua) y posteriormente, de agua y aceite, cuya proporción depende de la correlación del área barrida y fracción de agua, desarrollada en el laboratorio.



Método de Stiles

Este método^(9.5) incluye básicamente la consideración de diferentes posiciones del frente de invasión en las capas lineales, llenas de líquido, con diferente permeabilidad, estando cada capa aislada de las demás. Stiles supone que el volumen de agua inyectada en cada capa depende únicamente del valor (kh) de esa capa. Esto equivale a suponer una relación de movilidad unitaria. El método de Stiles supone un desplazamiento de aceite tipo pistón, por lo que después de la surgencia de agua en cada capa, solamente se produce agua de esa capa. Posteriormente a la surgencia de agua, la relación de agua- aceite de producción se determina en la forma siguiente:

$$RAA = \frac{C K_{rv} \mu_o B_o}{1 - C \mu_w k_{ro}}$$

donde C es la fracción de la capacidad total del flujo representada por las capas que tienen surgencia de agua y por lo tanto, produciendo agua, y μ_w y μ_o son respectivamente, las viscosidades del agua y del aceite. Por lo tanto, el método de Stiles incluye una condición ambigua con relación a las movilidades del aceite y del agua, es decir, supone una relación de movilidad unitaria para los cálculos del barrido vertical y toma en cuenta la relación de movilidad existente para el cálculo de la relación de producción agua-aceite.

Johnson^(9.7) desarrollo una solución gráfica que simplifica la consideración de las variaciones de la permeabilidad y de la porosidad de las capas. Las propiedades de los estratos se escogieron en tal forma que cada uno de ellos tiene igual capacidad



de flujo, por lo que el gasto volumétrico de inyección en cada estrato fue el mismo.

Método de Dykstra-Parsons

Las correlaciones presentadas por Dykstra-Parsons^(9,8) relacionaron la recuperación a una relación de producción de agua-aceite de 1, 5, 25 y 100, como una fracción del aceite inicialmente in situ, con respecto a la variación de la permeabilidad, la relación de movilidad y las saturaciones de agua congénita y de agua al término de la inyección. Los valores obtenidos suponen un barrido lineal, puesto que se basan en pruebas de flujo lineal. Existe una fácil técnica gráfica^(9,9) para utilizar dicho método, de acuerdo a las figuras 9.1.2.1 al 4, las son presentadas al final de esta sección.

La técnica de Dykstra-Parsons^(9,10) se amplió para admitir la restauración con líquido del espacio de gas en cada estrato. La producción de aceite en cada una de las capas puede ocurrir entonces, solo después del llenado de esa capa.

9.1.3 Métodos de predicción basados en el área de barrido

Método de Muskat

En 1940, se desarrollaron trabajos tanto matemáticos como experimentales, para determinar las distribuciones de líneas de flujo y de la isopotencial de diferentes arreglos de inyección.^(9,11) Estos estudios dieron la eficiencia de área barrida a la surgencia de agua, para una relación de movilidad unitaria. Aunque no es un método de predicción de la inyección de agua tal como lo que conocemos ahora, los ingenieros de operación utilizaron estos valores en sus estimaciones de la recuperación por medio de la inyección de agua.



Método de Hurst

Hurst^(9 12) amplió los primeros trabajos de Muskat para el arreglo de 5 pozos, con el objeto de considerar la existencia de una saturación inicial de gas anterior a la inyección de agua. Sus estudios matemáticos consideraron la formación de un banco de aceite, pero suponían igual movilidad para el agua y el aceite. Este fue el primer estudio para mostrar el incremento del área barrida, obtenible posteriormente a la surgencia, mediante inyección continua de agua.

Método de Caudle et al

Se aplica, a una amplia variedad de arreglos de inyección.^(9.13-9 15) Estos arreglos incluyen el de 4, 5, 9 pozos y los arreglos para empuje en línea. Utilizando fluidos miscibles y la técnica de sombras de rayos x, obtuvieron valores para cuatro medidas de comportamiento:

1. Eficiencia del área barrida.
2. Relación de movilidad.
3. Volumen inyectado.
4. Parte de la producción que proviene del área barrida.

Se midió la variación de inyectividad durante la invasión para muchos de estos arreglos. Puesto que los estudios se limitaron al uso de fluidos miscibles, se aplican las condiciones de inundación en las cuales no fluye aceite detrás del frente de invasión.

Método de Aronofsky

Se basa en estudios de modelos potenciométricos^(9 16) de los arreglos de cinco pozos y de empuje en líneas. Las eficiencias de



área barrida a la surgencia, se obtuvieron como función de la relación de movilidad para estos dos arreglos. Se determinó la variación de la inyectividad con el área barrida para cinco pozos. No se presentaron datos sobre invasión ni inyectividad después de la surgencia, por lo que este método de predicción se limita al comportamiento de surgencia del agua. Se supone un desplazamiento de aceite tipo pistón.

Método de Deppe-Hauber

En este trabajo^(9.17-9.18), la inyectividad de un modelo de invasión se considera como la correspondiente a una serie de sistemas lineales y radiales. Para otros arreglos se supuso que el desplazamiento tiene lugar a lo largo de "tubos de flujo", que conectan los pozos de inyección y los de producción. Aunque es posible manejar una saturación inicial de gas, el método supone que la saturación de aceite se reduce instantáneamente a la saturación de aceite residual, al momento del paso del frente de invasión.

9.1.4 Métodos de predicción relacionados con el mecanismo de desplazamiento.

Los métodos de predicción tratados aquí, son los relacionados con los empujes frontales, es decir, los que reflejan la posible presencia de un gradiente de saturación y de aceite móvil detrás del frente de invasión.

Método de Buckley-Leverett

La teoría de avance frontal de Buckley-Leverett^(9.19), considera el mecanismo de desplazamiento de aceite por el agua, tanto en un sistema lineal como en uno radial. Como aplicación de esta solución,



se desarrolló una ecuación^(9 20) para predecir la velocidad del avance frontal en un sistema radial con una saturación inicial de gas.

Para deducir la ecuación de flujo fraccional correspondiente al caso del agua desplazando aceite, la ley de Darcy se expresa separadamente para el flujo de aceite y de agua, en unidades consistentes, en la forma siguiente:

$$\mu_o = - (k_o / \mu_o) \times ((\delta P_o / \delta L) + g\rho_o \text{sen } \alpha_d) \quad (1)$$

$$\mu_w = - (k_w / \mu_w) \times ((\delta P_w / \delta L) + g\rho_w \text{sen } \alpha_d) \quad (2)$$

Transformando las ecuaciones 1 y 2, se obtiene:

$$\mu_o (\mu_o / k_o) = - (\delta P_o / \delta L) - g\rho_o \text{sen } \alpha_d \quad (1^a)$$

$$\mu_w (\mu_w / k_w) = - (\delta P_w / \delta L) - g\rho_w \text{sen } \alpha_d \quad (2^a)$$

Restando la ecuación 1^a de la ecuación 2^a, obtenemos:

$$\mu_o (\mu_w / k_w) - \mu_o (\mu_o / k_o) = \{(dP_w/dL) - (dP_o/dL)\} - g (r_w - r_o) \text{sen } \alpha_d \quad (3)$$

La presión capilar se define como la presión en la fase de aceite menos la presión en la fase de agua. Por lo tanto:

$$P_c = P_o - P_w \quad (4)$$

La diferencia de densidades se define aquí como la diferencia que existe entre la densidad del agua y la densidad del aceite. Por lo tanto:

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \quad (5)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4 y 5 en 3, se tiene:



$$\mu_w (\mu_w / k_w) - \mu_o (\mu_o / k_o) = (\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d \quad (6)$$

La velocidad total μ_t , puede definirse como la suma de las velocidades del agua y del aceite. Por lo tanto:

$$\mu_t = \mu_o + \mu_w \quad (7)$$

Sustituyendo la ecuación 7 en la 6, para eliminar la velocidad del aceite, μ_o , obtenemos:

$$\mu_w (\mu_w / k_w) - (\mu_t - \mu_w) \times (\mu_o / k_o) = (\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d \quad (8)$$

$$\mu_w \{(\mu_w / k_w) + (\mu_o / k_o)\} - \mu_t (\mu_o / k_o) = (\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d \quad (8^a)$$

Dividiendo la ecuación 8^a por la velocidad total, μ_t , se obtiene:

$$(\mu_w / \mu_t) \times \{(\mu_w / k_w) + (\mu_o / k_o)\} - (\mu_o / k_o) = \mu_t^{-1} \{(\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d\} \quad (9)$$

Arreglando la ecuación 9, para obtener el término μ_w / μ_t , se tiene:

$$(\mu_w / \mu_t) = \{(\mu_o / k_o) + \mu_t^{-1} \{(\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d\}\} / \{(\mu_w / k_w) + (\mu_o / k_o)\} \quad (9^a)$$

El término f_w se define como la fracción de agua en la corriente total. Por lo tanto por definición:

$$f_w = (\mu_w / \mu_t) \quad (10)$$

Sustituyendo la ecuación 10 en la 9^a y dividiendo el numerador y denominador del lado derecho de la ecuación 9^a por el término μ_o / k_o

Obtenemos, la ecuación 10:



$$f_o = \frac{1 + (k_{ro} / \mu_t \mu_o) \times ((\delta P_c / \delta L) - g \Delta \rho \text{ sen} \alpha_d)}{1 + (\mu_w / \mu_o) \times (k_o / k_w)}$$

Consideremos el caso especial en el cual el desplazamiento del aceite por agua ocurre en un sistema horizontal. También supongamos que el gradiente de presión capilar sea despreciable. Entonces, la ecuación anterior se reduce a la forma simplificada del flujo fraccional, la cual es:

$$f_o = \frac{1}{1 + (\mu_w / \mu_o) \times (k_o / k_w)}$$

Donde:

- f_w Fracción de agua en el flujo que pasa por cualquier punto de la roca
- K Permeabilidad de la formación.
- K_{ro} Permeabilidad relativa del aceite.
- K_o Permeabilidad efectiva al aceite.
- K_w Permeabilidad efectiva al agua.
- μ_o Viscosidad del aceite.
- μ_w Viscosidad del agua.
- μ_t Viscosidad total del fluido.
- P_c Presión capilar.
- L Distancia medida en el sentido del movimiento.
- g Aceleración de la gravedad.
- $\Delta \rho$ Diferencia de densidad entre el agua y el aceite.
- α_d Angulo del echado de la formación con respecto a la hrz.

Los terminos de estas ecuaciones están en unidades consistentes, es decir, darcy, cp, cm/seg, cm, atm/cm, cm/seg², gm/cc.

En unidades llamadas prácticas, la ecuación 10 se convierte en:



$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \times (k_{ro} / \mu_o) \times (A / q_l) \times ((\delta P_e / \delta L) - 0.433 \Delta \rho \text{ sen} \alpha_d)}{1 + (\mu_w / \mu_o) \times (k_o / k_w)}$$

Donde la permeabilidad se expresa en md, la viscosidad en cp; el área en pies cuadrados; el gasto en barriles por día; la presión en libras por pulgada cuadrada; la distancia en pies y la diferencia de densidades en gm/cc.

La deducción de la ecuación de avance frontal^(9,21) involucra únicamente dos suposiciones: (1) no hay transferencia de masa entre las fases y (2) las fases son incompresibles.

Considere un elemento infinitésimo de roca con porosidad, F, área A y longitud L en el sentido del flujo. El gasto de masa de agua - el fluido desplazante que entra al elemento - en el punto L es:

$$(q_w \rho_w) L$$

El gasto de masa de agua que sale del elemento en el punto L + ΔL es:

$$(q_w \rho_w)_{L + \Delta L}$$

La acumulación del gasto de masa de agua en el elemento es por lo tanto:

$$A \Phi \Delta L \delta / \delta t (S_w \rho_w)$$

El gasto de masa de agua que entra al elemento de roca menos el gasto de masa de agua que sale es, de acuerdo con los principios del balance de materia, igual al gasto de masa de agua acumulado en el elemento de roca, por lo tanto:



$$(q_w \rho_w)_L - (q_w \rho_w)_{L + \Delta L} = A \Phi \Delta L \delta/\delta t (S_w \rho_w) \quad 1$$

Por definición:

$$F(L,t) - F(L + \Delta L, t) = - (\delta F/\delta L), dL \quad 2$$

Por lo tanto, la ecuación 1 puede escribirse:

$$\delta/\delta L (q_w \rho_w) + A \Phi \delta/\delta t (S_w \rho_w) = 0 \quad 3$$

Sin embargo, se considera que los fluidos son incompresibles. Por lo tanto la densidad del agua, ρ_w , no es función del tiempo ni de la distancia. Por lo tanto:

$$\delta/\delta L (q_w) + A \Phi \delta/\delta t (S_w) = 0 \quad 3a$$

$$(\delta S_w/\delta t)_L = (A \Phi)^{-1} (\delta q_w/\delta L)_t \quad 3b$$

Puesto que el gasto de agua, q_w , es función de la saturación de agua y del tiempo:

$$dq_w = (\delta q_w/\delta S_w)_t dS_w + (\delta q_w/\delta t)_{S_w} dt \quad 4$$

Derivando con respecto a la longitud, L , para un tiempo fijo, t , se obtiene:

$$(\delta q_w/\delta L)_t = (\delta q_w/\delta S_w)_t * (\delta S_w/\delta L)_t \quad 5$$

o

$$(\delta S_w/\delta L)_t = (\delta q_w/\delta L)_t / (\delta q_w/\delta S_w)_t \quad 5a$$

Análogamente, la saturación de agua, s_w , es función de la distancia y del tiempo y por lo tanto, para una saturación constante:



$$dS_w = (\delta S_w / \delta L)_t dL + (\delta S_w / \delta t)_L dt = 0 \quad 6$$

Por lo tanto:

$$(\delta L / \delta t)_{S_w} = (\delta S_w / \delta t)_L / (\delta S_w / \delta L)_t \quad 6a$$

Sustituyendo en las ecuaciones 3b y 5^a, en la ecuación 6^a, obtenemos:

$$(\delta L / \delta t)_{S_w} = (A\Phi)^{-1} (\delta q_w / \delta S_w)_t \quad 7$$

El término f_w es por definición, la fracción de agua en la corriente total. Por lo tanto:

$$Q_w = f_w q_t \quad 8$$

Diferenciando la ecuación 8 con respecto a la saturación de agua, s_w , para un tiempo contante t , se tiene:

$$(\delta q_w / \delta L)_t = f_w (\delta q_t / \delta S_w)_t \times q_t (\delta f_w / \delta S_w)_t \quad 9$$

Sin embargo, puesto que los fluidos son incompresibles, la variación de la velocidad total con la saturación para cualquier tiempo es cero. Por lo tanto:

$$(\delta q_w / \delta S_w)_t = q_t (\delta f_w / \delta S_w)_t \quad 9a$$

Sustituyendo la ecuación 9^a, en la 7 se tiene:

$$(\delta L / \delta t)_{S_w} = q_t / (A\Phi) \times (\delta f_w / \delta S_w)_t \quad 10$$

Esta ecuación indica que la velocidad de avance de un plano de saturación es igual a la velocidad superficial total del fluido,



multiplicada por la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación del agua.

Finalmente en 1951, se publicaron dos trabajos^(9,22) que utilizaron la ecuación de avance frontal. En el segundo de estos trabajos, Terwiller et al., en un trabajo de importancia fundamental, estudiaron la aplicación de las ecuaciones de flujo fraccional y de avance frontal al comportamiento del drenaje por gravedad de gas-aceite. Descubrieron que para gama inferior de saturaciones del fluido desplazante (gas), todas estas saturaciones se movieron descendientemente a la misma velocidad, con el resultado de que la forma de distribución de saturaciones en esta gama de saturación resulto constante con el tiempo. Llamaron a esta distribución de saturaciones la "***zona estabilizada***". Descubrieron que al utilizar la forma completa de la ecuación de flujo fraccional, con las características de permeabilidad relativa gas-aceite en régimen permanente y las características de presión capilar, se obtenía una concordancia entre la distribución de las saturaciones calculadas y la observada. Además los autores demostraron que al trazar una tangente a la curva del flujo fraccional desde S_w , correspondiente a la saturación inicial del fluido desplazante y un valor de $f_w = 0$ se podía definir la saturación en el extremo corriente arriba de la zona estabilizada. Como resultado de este trabajo, se desarrollo el concepto de zonas estabilizadas y no estabilizadas, que se define como sigue:

Zona estabilizada: intervalo de saturación en la que todos los puntos de saturación se mueven a la misma velocidad.

Zona no estabilizada: intervalo de saturación donde todos los puntos de saturación siguen separándose.



En 1952, Welge^(9,23) amplió el trabajo anterior de B & L. Demostró que la construcción de una tangente a la curva de flujo fraccional era equivalente a la técnica del "equilibrio de áreas" propuestas por B & L, para determinar la saturación en la discontinuidad. Welge dedujo una ecuación que relaciona la saturación promedio del flujo desplazante con las saturaciones en el extremo productor del sistema. Por lo tanto según la terminología de la inyección de agua:

$$S_w - S_{w2} = Q_i f_{o2}$$

Donde:

S_w = saturación de agua promedio, fracción del volumen de poros.

S_{w2} = saturación de agua en el extremo productor del sistema, fracción del volumen de poros.

Q_i = volúmenes de poros del fluido inyectado acumulativo
Indimensional.

f_{o2} = fracción del aceite que fluye en el extremo de la salida del sistema.

Otros autores combinaron la ecuación de avance frontal con el método de predicción de Dystra-Parsons, con el objeto de eliminar la anterior limitación del desplazamiento en forma de pistón en cada etapa.

Método de Craig-Geffen-Morse

Este método de predicción^(9,24) se basa en los resultados de una serie de empujes de gas y agua en un modelo de cinco pozos. El procedimiento es la aplicación de una ecuación modificada de Welge y de dos correlaciones obtenidas experimentalmente. La



primera correlación es la eficiencia de área barrida a la surgencia con la correlación de movilidad. La segunda relaciona la eficiencia de área barrida después de la surgencia, con el logaritmo de la relación W_i/W_{ibt} , donde W_i es el volumen acumulativo de agua inyectada y W_{ibt} es ese volumen a la surgencia de agua. La segunda ecuación puede expresarse mediante la ecuación:

$$E_A = E_{Abt} + 0.633 \log W_i/W_{ibt}$$

Este método considera que la saturación de agua promedio en la proporción del área de arreglo en contacto con el agua, está relacionada con el volumen acumulativo de agua inyectada mediante una ecuación modificada del tipo de la de Welge, para considerar la "expansión del volumen de poros en contacto con el agua" causada por el incremento del área barrida. La producción de aceite se considera como la suma del aceite producido, como resultado del incremento del área barrida y del aceite desplazado de la región invadida. La producción de agua es entonces el agua inyectada menos el aceite producido.

9.1.5 Métodos de predicción involucrando modelos matemáticos

A medida que los ingenieros se familiarizaban con las computadoras y los métodos sofisticados para resolver complicados problemas matemáticos, solamente era cuestión de tiempo, para que se desarrollaran modelos matemáticos de inyección de agua, tales son los casos, tan solo, por mencionar a algunos de ellos:

a). *Método de Hiatt.*- Presento un método de predicción detallado relacionado con la cobertura vertical. Utilizando un desplazamiento de tipo B & L, considero por primera vez el flujo cruzado.



b). *Método de Douglas-Peaceman-Rachford.*- Presentaron un modelo matemático bidimensional, que incluyó los efectos de las permeabilidades relativas, viscosidad y densidad de los fluidos, gravedad y presión capilar.

c). *Método de Warren y Cosgrove.*- Consideraron los efectos de la relación de movilidad y de flujo cruzado en un yacimiento cuyas permeabilidades siguen una relación logarítmica normal, no se previó saturación inicial de gas y se supuso un desplazamiento tipo pistón.

En la literatura técnica más reciente, se incluyen numerosas referencias a métodos de predicción basados en el trabajo de Douglas et al^(9,25). En estos simuladores de inyección de agua, el yacimiento se considera compuesto por una red bidimensional o tridimensional de roca cada segmento de la cual tiene diferente porosidad, permeabilidad, saturación y características de permeabilidad relativa. Con las computadoras digitales de alta velocidad y alta capacidad es posible acercarse bastante al método perfecto de predicción de la inyección de agua. Estos simuladores pueden predecir el comportamiento a largo plazo del yacimiento en unos cuantos minutos de tiempo de computadora.



9.1.6 Comparación de los métodos de predicción de comportamiento.

Craig hizo la comparación de los diferentes métodos de predicción de inyección de agua con el método perfecto. En la tabla siguiente se ilustran los métodos y una lista que indican si considera diferentes facetas de los efectos del flujo de fluidos, del arreglo y la heterogeneidad.

Métodos y Modificaciones	Fecha	Efecto de flujo de fluidos			Aplicable a		
		¿Considera saturación inicial de gas?	¿Considera gradiente de saturación?	¿Considera inyectabilidad variable?	¿Sistema lineal?	¿Arreglo de 5 pozos?	¿Otros arreglos?
Método Perfecto		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
1 Yuster-Suder-C.	1944	Sí	No	Sí	-	Sí	No
Muskat	1950	No	No	Sí	Sí	No	No
Prats et al	1959	Sí	No	Sí	-	Sí	No
Dykstra-Parsons	1950	Sí	No	No	Sí	No	No
Johnson	1956	Sí	No	No	Sí	No	No
Felsenthal et al	1962	Sí	No	No	Sí	No	No
Stiles	1949	No	No	No	Sí	No	No
Schmalz-Rahme	1950	No	No	No	Sí	No	No
Arps	1956	No	No	No	Sí	No	No
Ache	1957	No	No	No	-	Sí	No
Sider	1961	Sí	No	Sí	Sí	Sí	No
Johnson	1965	No	No	No	Sí	No	No
2. Muskat	1946	No	No	No	-	Sí	Sí
Hurst	1953	No	No	No	-	Sí	No
Claude et al	1959	No	No	Sí	-	Sí	Sí
Aronofsky	1956	No	No	Sí	-	Sí	No
Deppa-Hauber	1964	Sí	No	Sí	-	Sí	Sí
3 B & L	1942	No	Sí	No	Sí	No	No
Roberts	1959	No	Sí	No	Sí	No	No
Kufus y Lynch	1959	No	Sí	No	Sí	No	No
Snyder y Ramey	1967	No	Sí	No	Sí	No	No
Craig Geffen-Mors	1955	Sí	Sí	Sí	-	Sí	No
Hendrickson	1961	No	Sí	No	-	Sí	No
Wasson y schnder	1958	Sí	Sí	Sí	-	Sí	No
Rapport et al.	1958	No	Sí	No	Sí	Sí	No
Higgins-Leighton	1964	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
4 Douglas-Blair-W	1958	No	Sí	No	-	Sí	Sí
Hiatt	1958	No	Sí	No	Sí	No	No
Douglas et al	1959	No	Sí	Sí	-	Sí	Sí
Warren-Cosgrove	1964	No	Sí	No	Sí	No	No
Morrel-Seyloux	1966	No	Sí	Sí	-	Sí	Sí
Guthrie-Greenberg	1955	No	Sí	No	-	-	Sí
Schauer	1957	Sí	No	No	-	Sí	No
Guerrero-Earlough	1961	Sí	No	No	-	Sí	Sí
API	1967	No	Sí	No	-	-	Sí



Efectos de arreglo					Efectos de heterogeneidad		
¿Relación de movilidad aplicable?	¿Considera eficiencia de área barrida?	¿Considera incremento del área barrida después de la surgencia?	¿Requiere de datos de laboratorio publicados?	¿Requiere de datos de laboratorio adicionales?	¿Considera yacimiento estratificado?	¿Cuenta con flujo cruzado?	¿Considera variaciones espaciales?
Cualquiera	Si	No	No	No	Si	Si	Si
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	Si	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	Si	Si	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	No	No	No	No	Si	No	No
1 0	Si	No	No	No	No	No	No
1 0	Si	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
-	No	No	No	No	No	No	No
-	No	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	Si	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	Si	No	Si	No	No
Cualquiera	No	No	No	No	Si	Si	No
Cualquiera	Si	Si	No	No	Si	No	No
-	No	No	No	No	Si	Si	No
Cualquiera	Si	Si	No	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	No	No	Si	Si	Si
Cualquiera	Si	No	No	No	Si	No	No
-	No	No	No	No	Si	No	No
Cualquiera	Si	Si	No	No	Si	Si	Si

Un rápido vistazo a estas tablas, nos indica que ninguno de los métodos de predicción desarrollados hasta la fecha, con excepción de los modelos matemáticos más recientes satisfacen las necesidades del método perfecto.



9.1.7 Comparación del comportamiento real y el predicho.

Los datos sobre inyecciones de agua más comentados son los presentados originalmente por Prats et al⁽⁹⁴⁾, citados posteriormente por Slider para fundamentar su propio método y finalmente comparados por Higgins y Leighton con sus predicciones de comportamiento, como lo muestra la figura 9.1.5.1 (se presenta al final de esta sección).

Higgins y Leighton obtuvieron una mejor concordancia que la obtenida por Slider y Prats et al.

De los métodos discutidos, tres son los que muestran más accesibles de aplicar, por orden son:

1. Higgins-Leighton.
2. Craig et al.
3. Prats et al.

Debido a su adaptabilidad a diferentes arreglos para la inyección, a su programa de computadora fácil de obtener y a la ausencia de numerosas suposiciones limitadas de Higgins-Leighton parece superior. Tanto el método de Craig et al como el de Prats et al. son limitados, al menos de acuerdo con la información publicada, al arreglo de cinco pozos. El método de Prats et al. tiene aun otras limitaciones, puesto que no se dispone de los datos de laboratorio necesarios para aplicar relaciones de movilidad diferentes de las discutidas en el trabajo. Todos estos métodos se limitan a condiciones sin flujo cruzado.

Aparentemente, los modelos matemáticas y sus programas de computadora asociado se han acercado al método perfecto. Se han



incorporado al flujo cruzado a los modelos tridimensionales. Ahora los ingenieros de yacimientos se encuentran atrapados por dos factores:

1. La necesidad de datos mas detallados sobre el yacimiento.
2. El costo de elaborar predicciones de comportamiento utilizando modelos matemáticos tridimensionales complejos.

9.1.8 Métodos recomendados para predecir la inyección de agua.

El término "métodos para predecir las inyecciones de agua" cubre una amplia gama de técnicas de cálculo.^(9 26) Varían desde la más simple, que son solamente una estimación de la recuperación total de aceite, hasta la mas complicada que predice el comportamiento detallado de pozos individuales. Correspondientemente, las predicciones más simples son las que requieren del tiempo mínimo para elaborarse y las mas detalladas son las más costosas, tanto en tiempo como en dinero. La selección del grado de detalle para la predicción del comportamiento de una inyección de agua se basa en:

1. El tiempo disponible.
2. El mínimo detalle requerido para decidir el momento, en el que debe de iniciarse una inyección de agua, cuando debe de ampliarse.

El detalle que dan los métodos de predicción de las inyecciones de agua varían desde el más sencillo hasta el más complicado, en la forma siguiente:



1. Recuperación total de aceite con inyección de agua.
2. RAA de producción combinada contra recuperación.
3. Valores combinados del gasto de inyección, gasto de producción, RAA de producción, recuperación de aceite y volumen acumulativo de agua inyectada, todos contra tiempo.
4. Gastos individuales de inyección y gastos individuales acumulativos de producción, relaciones agua-aceite y recuperación de aceite, todos contra tiempo.

Debe de tomarse en cuenta que las predicciones más detalladas requieren datos del yacimiento más precisos.

9.1.9 Uso práctico de los métodos de predicción de la inyección de agua.

Para usar un método de predicción en un yacimiento en el que se va a inyectar agua, es necesario especificar las propiedades del flujo de agua-aceite, las saturaciones iniciales de los fluidos y lo que es más importante, una descripción del yacimiento y su variación de permeabilidad, tanto lateral como verticalmente. *Una parte de esta información se obtiene por medida directa, otra parte por analogías o extrapolación y el resto, por tanteos.*

Frecuentemente la inyección de agua real se comporta, aun en sus primeras etapas, en una forma muy diferente de las predichas. La inyectividades de agua no coinciden con las predichas, se obtiene una respuesta de producción de aceite mas pronto o más tarde que la predicha y la surgencia inicial de agua ocurren quizás en pozos diferentes de los esperados. *A veces, las diferencias entre el comportamiento predicho y el real pueden atribuirse a problemas*



de operación: fugas en las tuberías de revestimiento, perforaciones tapadas, taponamiento del pozo por sólidos o bacterias. Sin embargo, con mayor frecuencia la diferencia se debe a una descripción inadecuada del yacimiento. Es posible hacer registros de inyección para asegurarse que el agua inyectada para asegurarse que el agua inyectada este confinada en zonas deseadas.

El ingeniero de yacimientos estudiará cuidadosamente los datos que usó para elaborar sus predicciones originales de comportamiento de la inyección de agua y se concentrará en las características del yacimiento que puedan ser de una dudosa validez. Cuando se ajusten con exactitud las facetas importantes del comportamiento real de la inyección de agua, se habrá de obtener con mayor precisión las predicciones del comportamiento.

En la retroalimentación de la información obtenida, es precisamente, la incorporación del comportamiento real a la técnica de predicción, lo que permite predecir con una confianza creciente los efectos de las variaciones futuras en la localización de los pozos inyectoros, la distribución del agua inyectada entre pozos inyectoros y los gastos de agua y aceite.^(9.26)

9.1.10 Factores que afectan el comportamiento de la recuperación de aceite mediante la inyección de agua.

Todo método de predicción de comportamiento de la inyección de agua requiere una descripción del yacimiento. Las siguientes preguntas representan factores que podrían hacer que el comportamiento del yacimiento sea drásticamente diferente a lo predicho:



a) ¿Hay probabilidades de que el yacimiento se comporte como una serie de capas independientes o como zonas de permeabilidad diferente con flujo cruzado de fluidos?.

b) ¿Existen zonas de alta saturación de gas o de agua, que puedan servir como canales para desviar el agua?.

c) ¿Contiene el yacimiento fracturas naturales largas o permeabilidad direccional, que puedan causar un movimiento areal preferentemente en alguna dirección?.

d) ¿Existen áreas de alta y baja permeabilidad que puedan causar un comportamiento desbalanceado de la invasión?.

e) ¿Hay alguna estratificación cruzada a un grado de impedir la comunicación de fluidos entre los pozos productores y los inyectores?.

f) ¿Hay probabilidad de que el yacimiento contenga planos de debilidad o fracturas naturales cerradas, que puedan abrirse con las presiones de inyección en el fondo del pozo.

En muchos casos las respuestas a estas preguntas pueden obtenerse por medio de estudios geológicos y petrofísicos de importancia y que deben de considerarse como requisito para la operación de inyección de agua.

Las dos condiciones necesarias para que tenga lugar hasta el grado de reducir significativamente la recuperación de aceite son:

a) Que exista una saturación de gas antes de la inyección de agua.



b) Que el yacimiento sea tan heterogéneo que el desplazamiento volumétrico sea reducido en el momento en el que la RAA alcanza su límite económico.

Desde el punto de vista de la máxima recuperación a condiciones de tanque, la presión óptima a la que debe de inyectarse agua a un yacimiento es a la presión original de burbujeo. A esta presión la viscosidad del aceite del yacimiento alcanza su valor mínimo, lo que mejora la relación de movilidad y el área barrida y por lo tanto la productividad. Otros factores que favorecen la inyección de agua a la presión original de burbujeo son:

a) Los productores tienen el máximo índice de productividad.

b) No hay demora en la respuesta de la inyección de agua porque evidentemente, el yacimiento está lleno de líquido al iniciarse la inyección.

La recuperación de aceite de una inyección de agua depende de la eficiencia de desplazamiento y de la eficiencia volumétrica de barrido. Frecuentemente, la eficiencia de desplazamiento de aceite en una roca mojada por aceite es menor que la de una roca mojada por agua con una geometría de poros similar. También es cierto que para las mismas viscosidades de aceite y del agua, la relación de movilidad y por lo tanto, la eficiencia volumétrica de barrido es menos favorable en una roca mojada por aceite que en una roca mojada por agua.^(9 26)

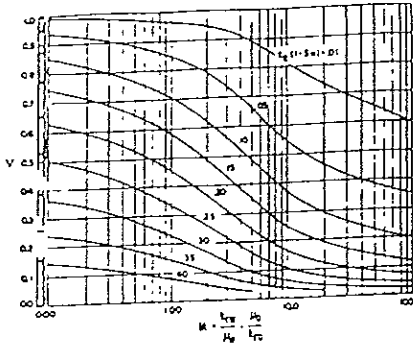


Figura 9.1.1 Variación de la permeabilidad graficada contra la relación de movilidad mostrando líneas de constante $E_k(1 - S_A)$ para una RAA de producción de 1

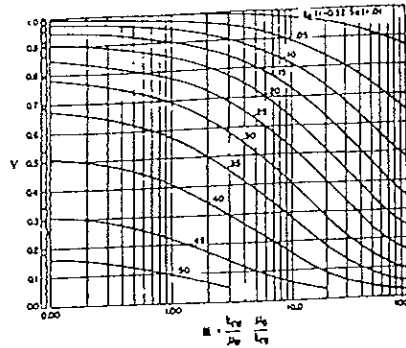


Figura 9.1.2 Variación de permeabilidad graficada contra la relación de movilidad, mostrando líneas de constante $E_k(1-0.52S_w)$ para una RAA de Producción de 25

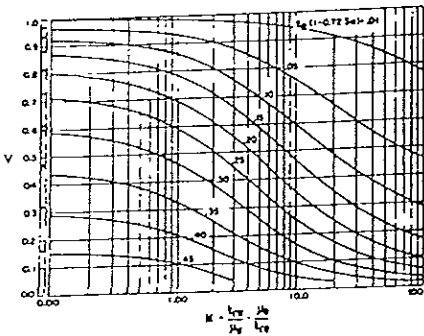


Figura 9.1.3 Variación de permeabilidad graficada contra la relación de movilidad, mostrando líneas de constante $E_k(1-0.72S_w)$ para una RAA de producción de 5

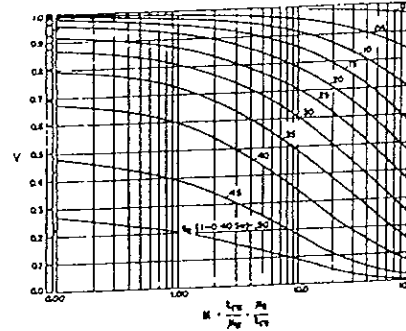


Figura 9.1.4 Variación de la permeabilidad graficada contra la relación de movilidad, mostrando líneas de constante $E_k(1-0.40S_w)$ para una RAA de producción de 100

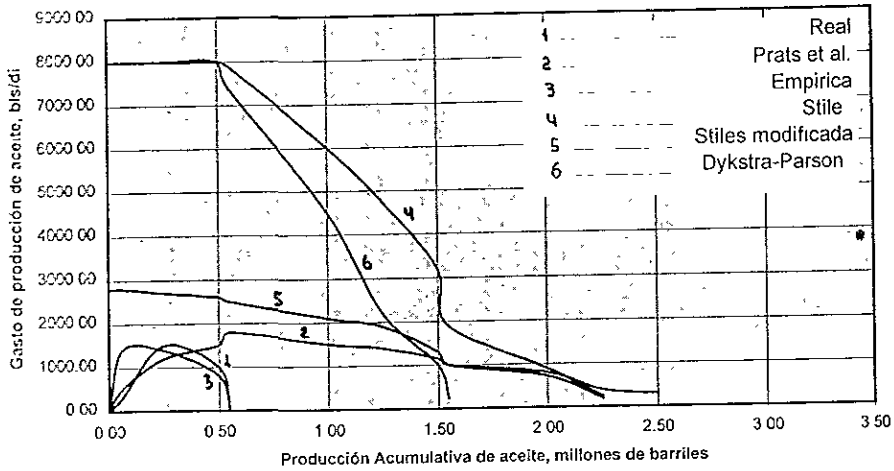


Figura 9.1.5 Comparación entre la Recuperación de aceite real y predicha invasión 1.

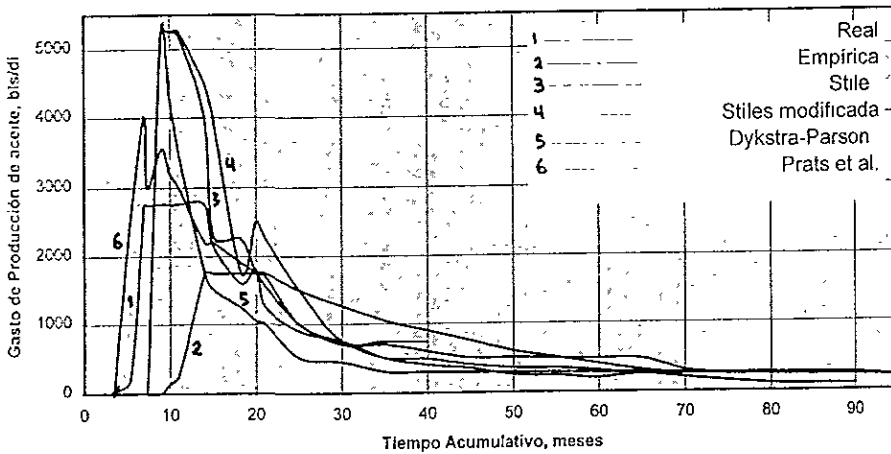


Figura 9.1.6 Comparación entre la Historia de Recuperación real y predicha invasión 2.



9.2 ANALISIS DE DATOS APLICADOS AL METODO MODIFICADO DE CRAIG DE INYECCIÓN DE AGUA.

La inyección de agua^(9 26) es el método dominante entre la inyección de fluidos e indudablemente a él se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en E.U.A. y Canadá, su popularidad se explica por:

- 1 La disponibilidad general de agua.
- 2 La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
- 3 La eficiencia del agua para el desplazamiento del aceite.

En los proyectos de inyección de agua, se inyecta agua en algunos pozos y el aceite se produce en otros. Desde el punto de vista del área, la inyección y la producción desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos de inyección y los de producción. En los arreglos simétricos de pozos, la línea de flujo más corta entre dos pozos es una línea recta que conecte el de inyección y el de producción y por lo tanto, el gradiente a lo largo de esta línea es el máximo. Por consiguiente, el agua inyectada que se mueve en la superficie a lo largo de esta línea de flujo más corta, alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo. En el momento de la surgencia de agua, solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es tocada por el agua. Esta fracción en contacto es la eficiencia de área barrida para el arreglo en el momento de la surgencia.

La literatura ha dado atención a una amplia variedad de arreglos de pozos de inyección y producción. Los denominados arreglos "inversos" tienen solamente un pozo de inyección, y por lo tanto los

demás pozos son de producción (que para nuestro análisis, este tipo de arreglo se apega a nuestro yacimiento de estudio).

Craig, propone un método de estudio enfocado a la solución para un arreglo de cinco pozos. De ahí que su metodología es aplicada a este proyecto en estudio, recordando que nuestro arreglo es de siete pozos, donde serán seis productores y un inyector. El método es viable y aplicable, si y solo si, se hacen las modificaciones correlacionadas por diversos autores (Muskat, Deppe, etc.) que correspondan al arreglo en estudio, los cuales comentaremos mas adelante.

La inyección de agua es un proceso probado de la recuperación de aceite. No siempre es satisfactorio ni lucrativo, pero existe una base sólida para el diseño de los proyectos de inyección de agua. Los problemas asociados con la medición de las propiedades básicas del flujo de agua-aceite han sido resueltos en gran parte. Ahora la importancia de los diferentes tipos de heterogeneidades del yacimiento sobre la cobertura zontal y vertical, es bien conocida. Además los métodos para predecir el comportamiento de las inyecciones de agua han llegado a un elevado grado de refinamiento. Por lo tanto, tenemos a nuestra disposición técnicas para llevar acabo una buena evaluación ingenieril de la inyección de agua.^(9.26)

Para cualquier método de inyección de agua, se observan cierto número de etapas, que se desarrollan a lo largo del proyecto, estas facetas describen el comportamiento del yacimiento, con ello damos inicio a nuestra explicación.



9.2.1 Etapas del comportamiento de la inyección de Agua.

El comportamiento de la inyección de agua puede dividirse en cuatro etapas^(9.26):

Etapa uno es el período de flujo radial a partir de los pozos inyectoros, desde el inicio de la inyección hasta que los bancos de aceite formados alrededor de los pozos inyectoros, se juntan. El encuentro de bancos adyacentes de aceite se llama “interferencia”.

Etapa dos es el período desde la interferencia hasta el llenado del espacio de gas preexistente. El llenado es el inicio de la respuesta en la producción de aceite.

Etapa tres es el período desde el llenado hasta la surgencia de agua en los pozos productores. La surgencia señala el comienzo de la producción de agua.

Etapa cuatro es el periodo desde la surgencia hasta la inundación total.

9.2.2 Curvas de permeabilidad agua - aceite.

Las curvas de permeabilidad relativa agua/aceite, empleadas, fueron obtenidas de un juego de curvas proporcionada por la empresa “**Petro Studies Consultants Inc.**”, la cual a través de muestras de núcleos del campo en estudio, pudo determinar y establecer estas curvas de permeabilidad, con distintas saturaciones iniciales de agua. La saturación inicial de agua del campo Agua Fría C-10 es de 0.40. Para ajustar el comportamiento real, es necesario establecer un juego de permeabilidades tales que cumplan con los requisitos de



construcción o comprobación de dicho juego. Este proceso se torna iterativo, ya que si dichos valores determinados en su momento cumplen con la verificación, al ser evaluados pueden arrojar resultados que en su momento se pueden catalogar como erróneos, sin coherencia o de plano salir de la realidad que establece un proyecto de recuperación, esto es fácil de verificar, a través de ciertos parámetros como lo son: el tiempo al cual se extiende el proyecto; el gasto de inyección; la recuperación esperada; las etapas fijadas, etc..

Para determinar el juego de permeabilidades, es necesario, trabajar con cada juego proporcionado por la empresa de servicio, siendo un primer punto de eliminación (de juegos de permeabilidades) el recordar que $S_{wc} = 0.40$. El paso siguiente será el de interpolar valores con los juegos de permeabilidades restantes, con ello se espera dar a las curvas seleccionadas la forma normal que guardan con curvas ya establecidas (esto no indica que todas las curvas guarden una exacta configuración en su forma con otras curvas tipo).

Como siguiente paso, se recuerda que al modificar un punto de la gráfica de S_w vs K_{ro-w} , deberá de guardar la misma proporción con la que se ajusta aun punto, esto es, si al alterar un valor de K_{rw} se debe de alterar a K_{ro} en la misma proporción. Al realizar cada nueva modificación se recomienda graficar S_w vs $\ln(K_{rw} / K_{ro})$, en esta se verificara que al ser gráfícada cumplan con formar una "recta".

Resumiendo, si el juego determinado cumple con las forma establecidas de S_w vs K_{ro-w} y S_w vs $\ln(K_{rw} / K_{ro})$, ya es posible introducir estos valores al cálculo del método de Craig, cuyos resultados estarán condicionados a los parámetros de verificación ya mencionados arriba. Si por el contrario el juego de permeabilidades cumple con las condiciones pero este no da resultados óptimos al ser evaluados, se recomienda trabajar sobre el mismo juego, realizando



nuevas modificaciones por ejemplo, cambiar la pendiente de la recta, fijar un valor superior o inferior y de este generar una nueva recta, etc., esto lleva a iterar de nueva cuenta una serie de valores tabulados hasta cumplir o satisfacer los requisitos, tanto de la gráfica, como de los resultados.

9.2.3 Cálculo de la curva de flujo fraccional y del comportamiento del desplazamiento.

Una vez obtenido una respuesta satisfactoria a la obtención del juego de permeabilidades ya es posible realizar los siguientes cálculos, y con ello comprobar la mayoría de los datos que se manejaron en el proyecto.

Para calcular la curva de flujo fraccional para agua desplazando aceite, se usa la ecuación de flujo fraccional en su forma simplificada, que incluye en forma de relación las permeabilidades relativas al agua y al aceite, esta ecuación es:

$$f_w = 1 / (1 + ((U_w/K_{ro}) \times (K_{ro}/U_o)))$$

Para el yacimiento 10 de Campo Agua Fría, las viscosidades del aceite y del agua a las condiciones del yacimiento son respectivamente 10.25 (CP) y 0.5 (CP), y la saturación inicial de agua es de 0.40. En el siguiente gráfico se ilustra la relación saturación flujo fraccional.

De la gráfica de flujo fraccional, se traza a este, una tangente a la curva, desde la saturación inicial de agua $S_{wi} = 0.40$. La saturación de agua en la tangencia es de 46.5%. Esta es la saturación promedio de agua en la zona barrida por el agua (corriente arriba de la zona estabilizada), $S_{w, sz}$. Si se prolonga la tangente hasta que intersecte la línea horizontal que corresponde a $f_w = 1.0$, la intersección ocurrirá



hasta una saturación de agua de 0.477. Esta es la saturación promedio de agua detrás del frente de invasión a y antes de la surgencia de agua S_{wb} .

A partir de la curva de flujo fraccional, para saturaciones de agua iguales y mayores a la saturación de agua en el extremo corriente arriba de la zona estabilizada, S_{wsz} (46.5%), se determinan las pendientes de la curva de flujo fraccional, es decir (df_w / dS_w), que para 0.465 es igual a 14.0 (la cual es determinada a partir de dos puntos localizados en la recta tangente, y aplicando consecutivamente la ecuación para determinar la pendiente de una recta con dos puntos: $y = ax + b$. Esto se realiza de igual manera para valores mayores a S_{wsz} , que por ende la pendiente cambia sobre la curva. Estos valores, deberán de ser tabulados.

Ahora el valor inverso de la pendiente ($1 / (df_w / dS_w)$), da los volúmenes de poros de fluido inyectado acumulado Q_i .

9.2.4 Cálculo del gasto y presión de inyección de agua

Para la determinación de este factor, es necesario determinarlo mediante medios matemáticos correlacionados, utilizando de manera inicial un procedimiento lógico el cual nos proporcione un valor tentativo a evaluar. Esto es que, primeramente se supone un gasto de inyección y una Δp , está última representa la caída de presión entre el fondo del pozo y el yacimiento, con ello podremos obtener la presión de fondo inyectando a través de las siguientes ec., para lo cual se dispone de la siguiente información:

$$\rho_{rw} = 1$$
$$\Phi_{int} = 2.875 \text{ (pg)}$$



$$\begin{aligned}Q_{iw} &= 113.9 \text{ (BPD)} \\U_w &= 0.5 \text{ (cp)} \\L &= 1470 \text{ (m)} = 0.9135 \text{ (millas)} \\P_{yac.} &= 900 \text{ (psi)} \\r_c &= 400 \text{ (m)} = 1312.4 \text{ (ft)} \\r_w &= 0.28 \text{ (ft)} \\\rho_w &= 10\end{aligned}$$

Primeramente^(9,27) con los datos anteriores, se calculan las pérdidas de presión por fricción en la tubería, esto con el fin de poder cuantificar las caídas de presión al inyectar agua a los pozos a través de la tubería de producción. Por consiguiente es necesario calcular el Número de Reynolds (N_{Re}), empleando la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = (92.2 \times Q_{iw} \times \rho_w) / (\phi \times U_w)$$

Por lo tanto, al sustituir valores:

$$N_{Re} = (92.2 \times 1137.9 \times 1.0) / (2.875 \times 0.5) = \underline{72,983.92}$$

Ahora ya que el valor de N_{Re} es mayor a 3100, entonces el flujo es turbulento y por lo tanto " f_c " se calcula como:

$$f_c = (-2 \times \log ((e / (3.715 \times \phi)) + (2.514 / ((f_s \wedge 0.5) \times N_{Re}))))^{-2}$$

Donde:

$$e = 0.0006 \text{ (pg)}, \text{ valor considerado para una T.P.}$$

f_s es un valor supuesto, este deberá de ser iterado en la formula de f_c hasta que f_s sea igual a f_c .

Sustituyendo valores y calculando:



$$f_c = \underline{0.02012699}$$

Consecutivamente se determinan las caídas de presión por fricción, empleando la siguiente ecuación :

$$\Delta_{pf} = (0.06056 \times f_c \times \rho_w \times Q_{iw} \times L) / (\phi^5)$$

que al sustituir valores obtenemos :

$$\Delta_{pf} = \underline{7.33993 \text{ (psi)}}$$

Dado que la profundidad media de la arena 10 es 1470 (m), la presión que ejerce la columna de agua es :

$$(L / \rho_w) \times 14.22 = (1470 / 10) \times 14.22 = \underline{2090.34 \text{ (psi)}}$$

Por lo que, la presión de fondo inyectando es :

$$P_{iw} = 2090.34 - 7.2931 = \underline{2083 \text{ (psi)}}$$

Ahora este valor obtenido lo podemos justificar mas propiamente con el procedimiento que Craig^(9.26) maneja para determinar el valor inicial de Q_{iw} .

La ec. empleada es la siguiente :

$$Q_{iw} = 7.07 \times 10^{-3} \times h \times k \times \Delta_p \times ((U_w / K_{rw} \times \ln(r / r_w) + U_o / K_{ro} \times \ln(r_e / r))^{-1}$$

A esta fórmula le aplicamos los siguientes datos :

$$K_{ro} = 1$$



$$\begin{aligned}K_{rw} &= 0.08043 \\U_o &= 10.25 \text{ (cp)} \\h &= 98.4 \text{ (ft)} \\K &= 25 \text{ (mD)} \\S_{gi} &= 0.047^{(1)} \\ \Phi &= 0.12 \\S_{wc} &= 0.40 \\S_{wbt} &= 0.477 \\ \Delta_p &= 2083 \text{ (psi)} \\W_i &= 500 \text{ (Bl)}\end{aligned}$$

Para determinar el valor de r_e , se aplica la siguiente ec. :

$$r_e = (5.61 \times W_i / \pi \times h \times \Phi \times S_{gi})^{0.5}$$

sustituyendo valores:

$$r_e = (5.61 \times 500 / \pi \times 98.4 \times 0.12 \times 0.047)^{0.5} = \underline{40.11 \text{ (ft)}}$$

Ahora para calcular el valor de r , se hace uso de la sig. ec., la cual involucra a r_e :

$$r = r_e (S_{gi} / (S_{wbt} - S_{wc}))^{0.5}$$

que al sustituir datos, nos queda :

$$r = 40.11 \times (0.047 / (0.477 - 0.40))^{0.5} = \underline{31.33 \text{ (ft)}}$$

Con los valores obtenidos de r y r_e , se tienen completos los datos requeridos para poder evaluarlos en la ec. de **Craig**.

$$Q_m = 7.07 \times 10^3 \times 98.4 \times 25 \times 2083 \times ((0.5 / 0.08043 \times \ln(31.33 / 0.28) + 10.25 \times \ln(40.11 / 31.33))^{-1})$$



Donde:

$$Q_{iw} = \underline{1137.9 \text{ (BPD)}}$$

Con lo cual queda comprobado que para una presión de fondo inyectando, se obtiene para la misma, un gasto de inyección de agua igual, obtenido por otro medio, la cual esta relacionada al arreglo propuesto en esta tesis.

9.2.5 Cálculo de la relación de Movilidades.

El valor de la relación de movilidad agua-aceite, se calcula como sigue:

$$M = (K_{rw}/U_w) / (U_o/K_{ro})$$

La permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua promedio (47.7%), se lee del gráfico de permeabilidades, resultando esta igual a 0.08043. La permeabilidad relativa al aceite adelante del frente de barrido es igual a 1.0. Por lo tanto:

$$M = (0.08043 / 0.5) \times (10.25 / 1.0) = \underline{1.65}$$

La saturación inicial de aceite es:

$$S_{oi} = 1 - S_{wc} = 1 - 0.40 = \underline{0.60}$$

9.2.6 Cálculo del volumen poroso y del original de aceite.

El volumen de poros se calcula con:

$$V_p = 7758 \times A \times h \times \Phi$$



Donde:

- A Area (acre)
- h Espesor (ft)
- Φ Porosidad (frac.)

El área es obtenida de un arreglo de siete pozos (seis productores y un inyector), formando un hexágono, con un radio de 400 mts, por lo tanto tenemos seis triángulos de lados iguales y que cuya suma areal es de **102.7 (acres)**.

Los pozos pertenecientes al cuerpo en estudio, tienen un espesor promedio de 30 (mts.). lo que equivale a una $h = \mathbf{98.4 \text{ (ft)}}$.

Por lo tanto:

$$V_p = 7758 \times 102.7 \times 98.4 \times 0.12 = \mathbf{9,407,983.85 \text{ (Bls)}}$$

Con el valor anteriormente obtenido se obtiene, el volumen de aceite in-situ a condiciones de tanque al inicio de la recuperación secundaria:

$$V_o = V_p (1 - S_{oi}) / B_o$$

$$V_{o \text{ areal}} = (9,407,983.85 (1 - 0.40 - 0.047)) / 1.084 = \mathbf{4,799,460.4 \text{ (Bls)}}$$

Este $V_{o \text{ areal}}$ obtenido en particular, sólo corresponde al área del arreglo proyectado, es decir aun porcentaje del $V_{o \text{ tot}}$. In-situ calculado, el cual es igual a 127×10^6 (Bls), por lo tanto:

$$V_{o \text{ tot}} / V_{o \text{ areal}} = 127 \times 10^6 / 4.7995 \times 10^6 = \mathbf{26.46 \%}$$



De acuerdo a los resultados obtenidos por el método de Craig, estos deberán ser afectados por el porcentaje obtenido arriba, con ello se contempla el desarrollo total del campo, que guarda con el $V_{o_{tot.}}$ interrumpiendo el proyecto de manera inicial, hasta un porcentaje del 95% de agua (WOR). Ante esta condición se prevé una recuperación de 10.9×10^6 (Bls).

⁽¹⁾ Este valor se tomo como la saturación de gas inicial al inicio de la inyección (año 2000), debido a que los resultados obtenidos en el comportamiento primario para este año, arroja una $S_{gi} = 0.054545$, el cual no arroja resultados favorables para la investigación, por lo tanto se tomo el máximo valor cercano a este comprendido entre las presiones de 900 y 600 (psia).



Gráfico 9.2.1

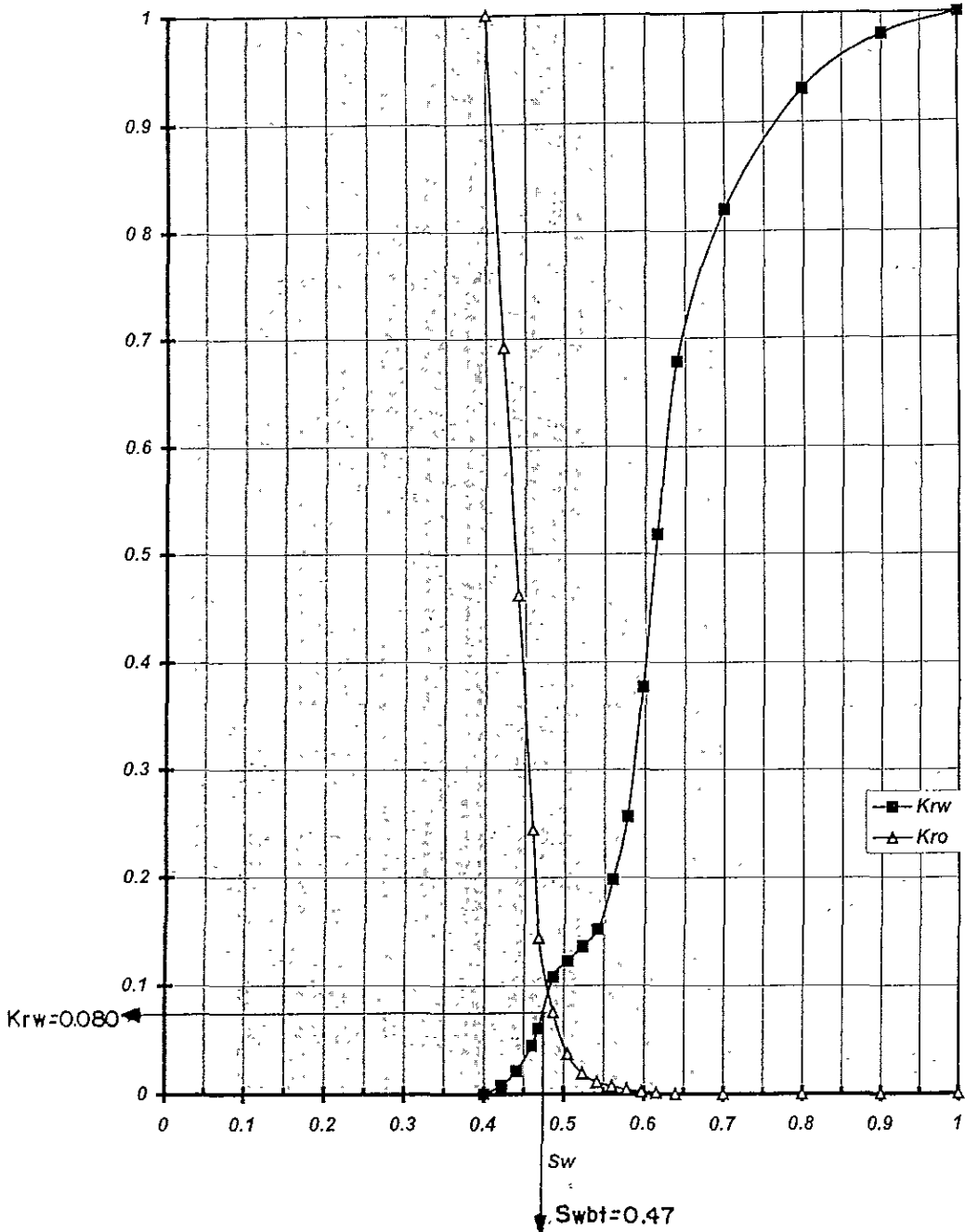




Gráfico 9.2.2

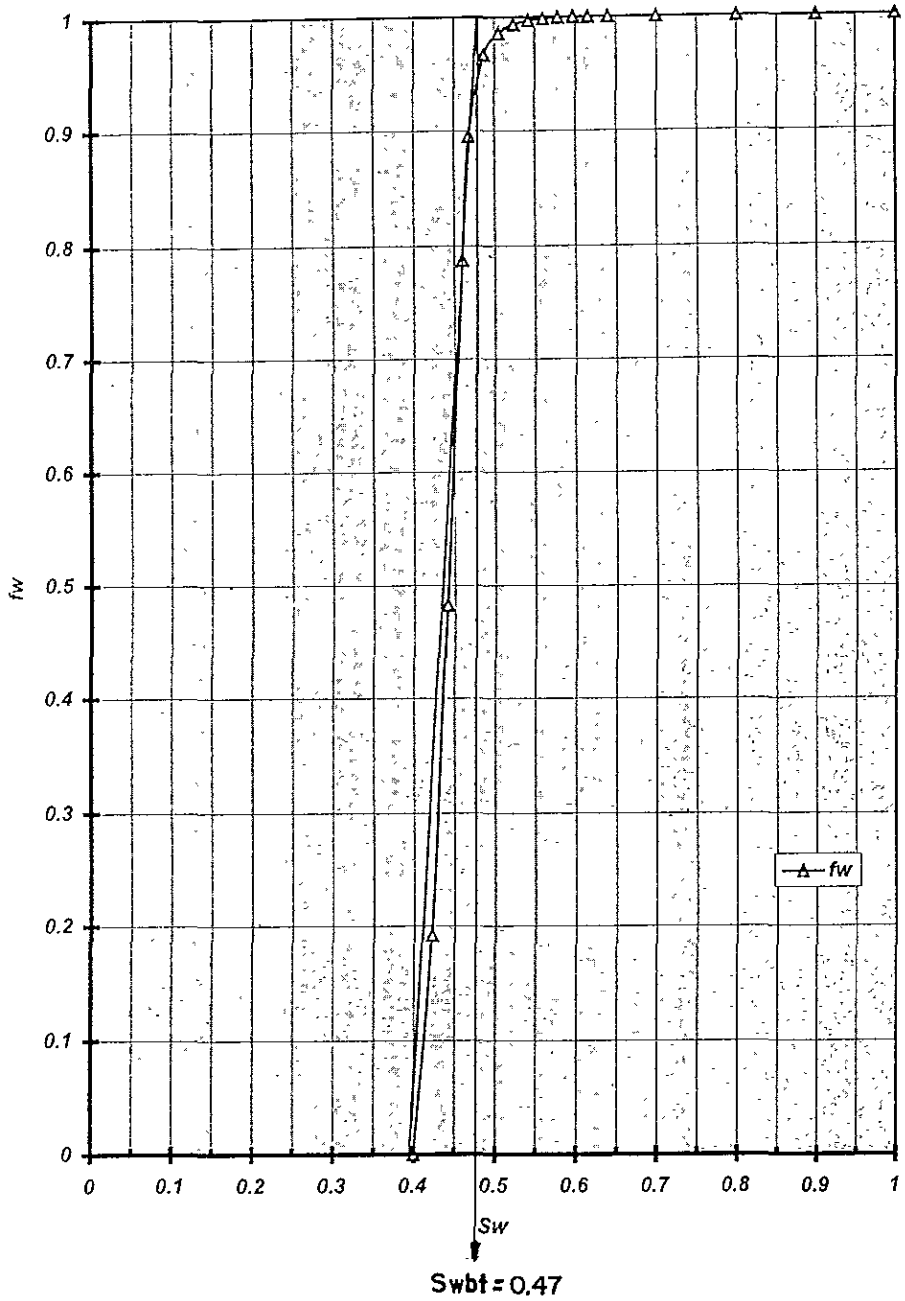
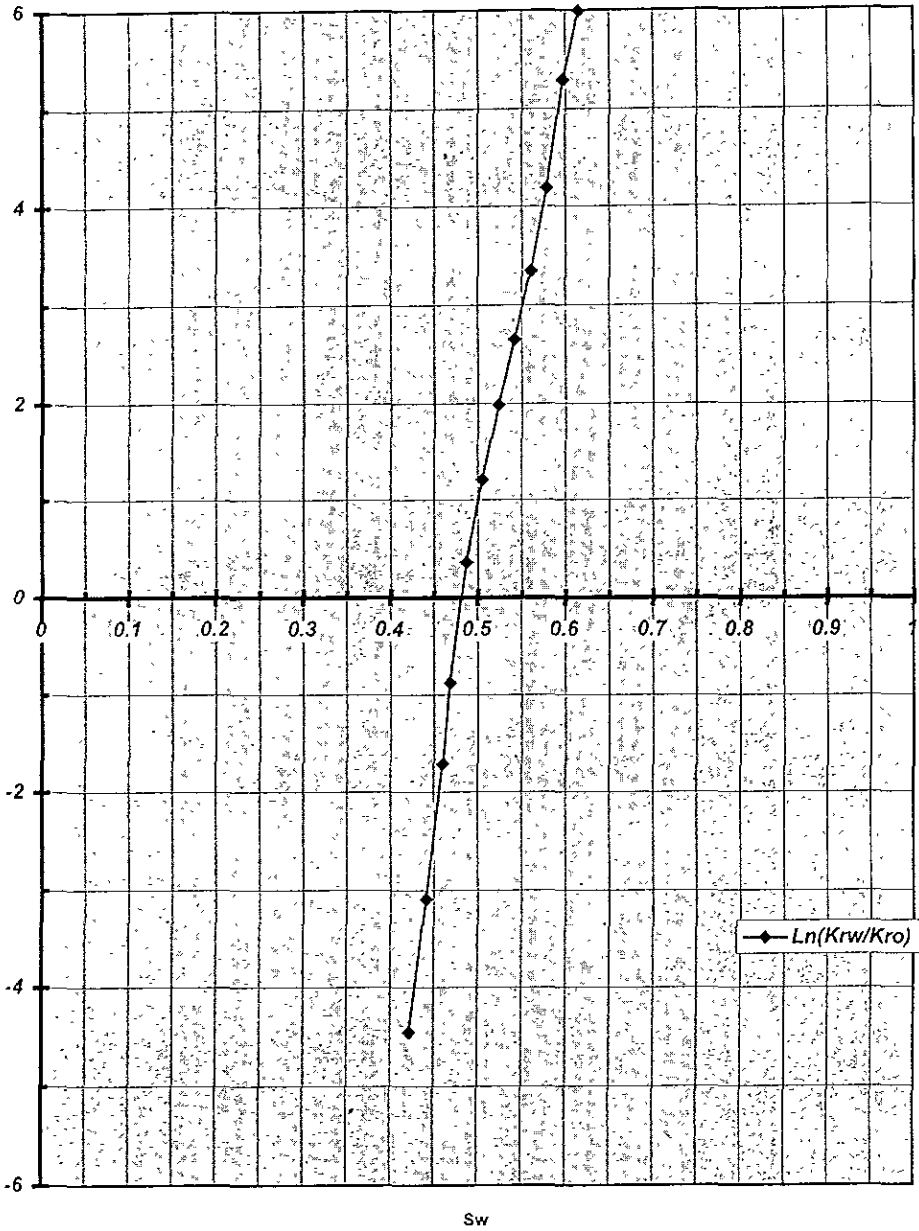




Gráfico 9.2.3





9.3 AJUSTE PARA EL PATRON DE SEIS POZOS PRODUCTORES Y UN INYECTOR.

Se han presentado para una amplia variedad de arreglos de inyección los valores de la eficiencia de área barrida en el momento de la surgencia. El arreglo más popular para los estudios ha sido el de cinco pozos. La fig. 9.3.1⁽ⁱⁱ⁾ ilustra las eficiencias de área barrida obtenidas por diferentes investigadores para el arreglo de cinco pozos. Existe una coincidencia satisfactoria entre la mayoría de los investigadores cuando la relación de movilidad es de 1.0 o menos. Sin embargo para las relaciones de movilidad superiores a la unidad, ocurre una amplia divergencia entre los valores presentados. En la misma fig. se ilustran cuatro curvas para relaciones de movilidad mayores a la unidad. Estas curvas siguen los diferentes conjuntos de datos obtenidos experimentalmente para esta gama de relaciones de movilidad.

Debido a que los datos obtenidos por Craig^(9,28), simulan mas estrechamente las operaciones de inyección en un yacimiento, estas son probablemente las más representativas de la inyección de agua real (la curva que pasa a través de los datos de Craig es la línea continua).

La figura 9.3.2 representa los datos de la eficiencia de área barrida para el arreglo inverso de siete pozos ⁽ⁱⁱ⁾.

Con este último gráfico se realiza la primera corrección al método de Craig, esto es que, con el valor calculado de la relación de movilidad se sitúa en el eje de las abscisas dicho valor sobre el gráfico, hasta interceptar la curva (se elige la curva y no la recta por el número de referencias desarrolladas para este gráfico, según Craig para cinco pozos). Se lee el valor en las ordenadas, el cual es la



eficiencia de área barrida a la surgencia representada en porcentaje. Por lo tanto para una relación de Movilidad, $M = 1.65$ corresponde una eficiencia de área barrida a la surgencia de $E_{abt} = 0.68$.

De las etapas desarrolladas para la inyección de agua, la afectada por este movimiento de manera inicial, es la etapa que comprende el comportamiento desde el llenado hasta la surgencia de agua, por lo cual varían ciertos valores y por ello son calculados y ajustados al arreglo del proyecto.

Comprendido lo anterior, con este nuevo valor, se calcula el agua inyectada a la surgencia, de acuerdo a la siguiente formula:

$$W_{ibt} = Vp E_{abt} (S_{wbt} - S_{wc})$$

que al sustituir valores:

$$W_{ibt} = 9,407,983,85 \times 0.68 \times (0.477 - 0.4)$$

$$W_{ibt} = \underline{492,602 \text{ (Bls)}}$$

Este resultado determinado va de acuerdo al arreglo manejado, y significa que se deberán de inyectar 492,602 (Bls) desde el llenado hasta la surgencia del agua y no 450,600 (Bls) como se había calculado.

Ahora lo que procede, será ajustar los valores, para el comportamiento desde el llenado hasta la surgencia de agua.

Por lo tanto se calcula para comprobar, el agua inyectada al llenado, con la sig. ec. :



$$W_{if} = Vp \times S_{gi}$$

$$W_{if} = 9,407,983.85 \times 0.047 = \underline{442,175 \text{ (Bls)}}$$

Los valores de W_{if} y W_{ibt} establecen un rango de trabajo para generar varias W_i supuestas, para las cuales a cada una de ellas, se les da un incremento exactamente igual. Por lo tanto, las W_i calculadas son las siguientes:

W_i (MBls)
442.2
447.2
452.3
457.3
462.4
467.4
472.4
477.5
482.5
487.6
492.6

Con esta información se calcula la eficiencia de área barrida, E_A , para un volumen de agua inyectado, W_i , antes de la surgencia de agua:

$$E_A = W_i / (Vp (S_{wbt} - S_{wci}))$$

$$E_A = W_i / (9,407,983.85 \times (0.477 - 0.4)) = W_i / 724,414.76$$

Esto genera nuevos valores para la “ E_A ”:



E_A (fracción)
0.610
0.617
0.624
0.631
0.638
0.645
0.652
0.659
0.666
0.673
0.680

Con los valores de “ E_A ” obtenidos y la relación de movilidad “ M ”, ya es posible entrar a la fig. 9.3.3⁽ⁱⁱ⁾ y con ello obtener la relación de conductancia del agua a cualquier área barrida del arreglo, con respecto a la del aceite del yacimiento, “ γ ”.

Los valores generados son los siguientes:

γ
1.266
1.270
1.274
1.278
1.282
1.286
1.290
1.294
1.298
1.302
1.306

El artículo de Craig propone como nueva modificación de acuerdo al arreglo manejado, el cambio concerniente al gasto básico



de inyección de agua “ i_{base} ”, pero para aplicar dicha corrección se deben de tomar en cuenta las siguientes condiciones:

1. Condiciones de régimen permanente, sin saturación inicial de gas.
2. Para una relación de Movilidad unitaria.

Ante estas condiciones no es posible aplicar dicha corrección, por lo tanto se verifica el valor calculado del “ i_{base} ”, y este lo afectamos por “ γ ”, para obtener el gasto de inyección de agua en (bls/día), “ i_w ”, utilizando la sig. ecuación:

$$i_{base} = 3.541 \times 10^{-3} \times h \times k \times K_{ro} \times \Delta P \times (U_o * (\ln(d/r_w) - 0.619))^{-1}$$

Sustituyendo valores:

$$i_{base} = 3.541 \times 10^{-3} \times 98.4 \times 25 \times 1.0 \times 2083 \times (10.25 \times (\ln(1312.4/0.28) - 0.619))^{-1}$$

$$i_{base} = \underline{\underline{226 \text{ (bls/día)}}}$$

Por lo tanto:

i_w (BWPD)
286.1
287.0
287.9
288.8
289.7
290.6
291.5
292.4
293.3
294.2
295.2



Lo que faltaría por ajustar de esta etapa es el tiempo acumulativo en días y las producciones de aceite, para ello se aplican las ecuaciones siguientes:

$$\Delta t = (W_{if} - W_{ii}) / (0.5 \times (i_{wi} + i_{wf}))$$

Donde:

- W_{if} Agua inyectada al llenado (bls).
- W_{ii} Agua inyectada a la interferencia (bls).
- i_{wi} Gasto de inyección a la interferencia (bls/día).
- i_{wf} Gasto de inyección al llenado (bls/día).
- r_{ei} Distancia media entre pozos inyectoros adyacentes (ft).
- γ_i Relación de conductancia inicial en la surgencia.

W'_{if} se calcula con la ecuación:

$$W_{if} = Vp S_{gi}$$

$$W_{if} = 9,407,983.85 \times 0.047 = \underline{442,175 \text{ (bls)}}$$

r_{ei} , se obtiene del arreglo hexagonal de los pozos:

$$r_{ei} = 1312.4 \times \cos 30^\circ = \underline{1136.6 \text{ (ft)}}$$

El volumen acumulativo de agua inyectada esta en función de r_{ei} , por lo tanto:

$$W_{ii} = (\pi \times h \times \phi \times S_{gi} \times r_{ei}^2) / 5.61$$

$$W_{ii} = (\pi \times 98.4 \times 0.12 \times 0.047 \times (1136.6)^2) / 5.61 = \underline{401,492 \text{ (bls)}}$$

Y por último:



$$i_{wf} = \gamma_i i_{base}$$

$$i_{wf} = 1.266 \times 226 = \underline{286.1 \text{ (bls/día)}}$$

Ya una vez determinado todos los datos necesarios, se sustituyen en "Δt":

$$\Delta t = (442,175 - 401,492) / (0.5 \times (694.3 + 286.1)) = \underline{83 \text{ (días)}}$$

Por lo tanto el tiempo al llenado es:

$$465.6 + 83 = \underline{548.6 \text{ (días)}}$$

Donde 465.6 (días), es el último tiempo acumulativo registrado en la etapa anterior a la interferencia.

Con este valor se ajustan los valores siguientes:

Días acumulados (días)	q _o (BPD)	N _p (BlS)
548.6	264.0	0.0
551.6	264.8	4612.5
554.6	265.6	9317.3
557.5	266.4	13929.8
560.5	267.2	18634.7
563.5	268.1	23243.2
566.5	268.9	27859.7
569.4	269.7	32564.5
572.4	270.5	37177.1
575.4	271.4	41881.9
578.4	272.3	46494.4

Donde:



$$q_o = i_w / B_o; \quad Np = (W_i - W_{ip}) / B_o; \quad B_o = 1.084$$

Lo que prosigue, será ajustar los tiempos y los volúmenes acumulativos de agua inyectada de las demás etapas, esto se consigue con la relación de proporcionalidad que guardan entre las mismas. Por lo tanto, a partir del comportamiento después de la surgencia del agua, se tiene:

W_i (MBls)	N_p (Bls)	Tiempo (días)
492,6	464,94	578,4
582,7	913,56	886,0
672,8	128,774	1176,1
762,9	162,883	1451,1
853,0	196,815	1711,3
943,1	227,622	1957,7
1.168,3	263,230	2526,3
1.393,5	318,320	3.044,8
1.644,1	402,084	3.980,1
2.294,7	425,857	4.851,8
2.745,3	446,512	5.708,4

De acuerdo al autor, las modificaciones al arreglo establecido, están ya realizadas, observándose que se incrementa el volumen de agua inyectado, los tiempos del proyecto disminuyen, y el q_o se incrementa sin alterar el porcentaje de recuperación de aceite.

El proyecto se limitó a 15 años.

⁽ⁱⁱ⁾ Figuras al final de esta sección.

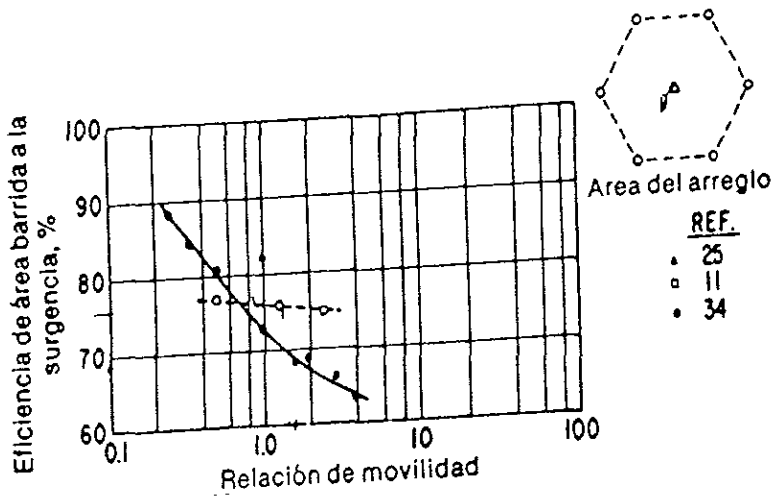


Figura 9.3.2 Eficiencia de área barrida a la surgencia, arreglo de siete pozos invertido desarrollado.

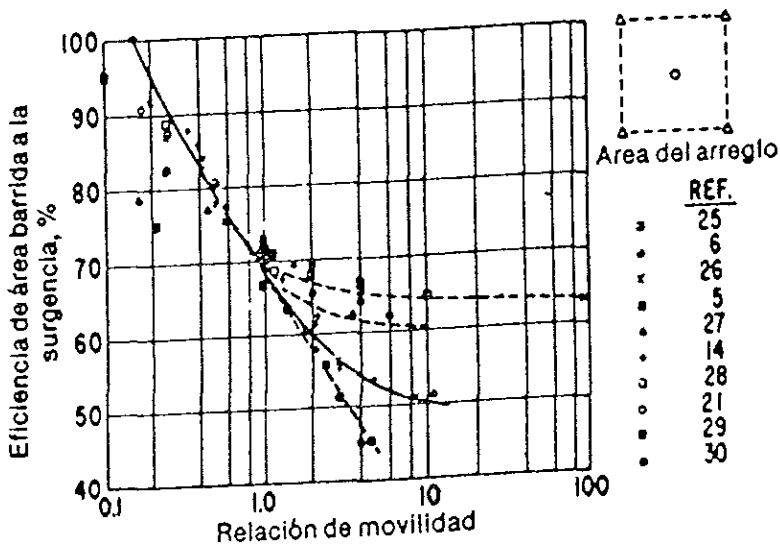


Figura 9.3.1 Eficiencia de área barrida a la surgencia, arreglo desarrollado de cinco pozos.

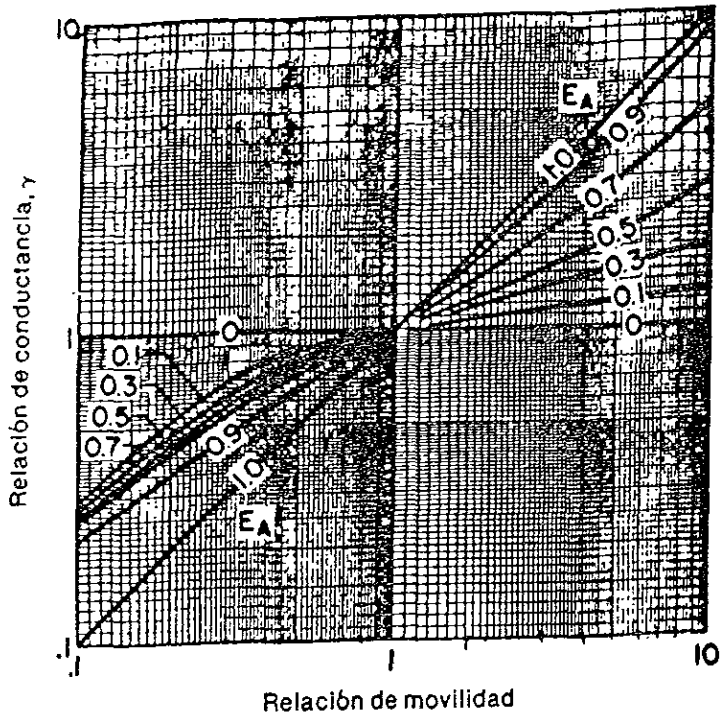
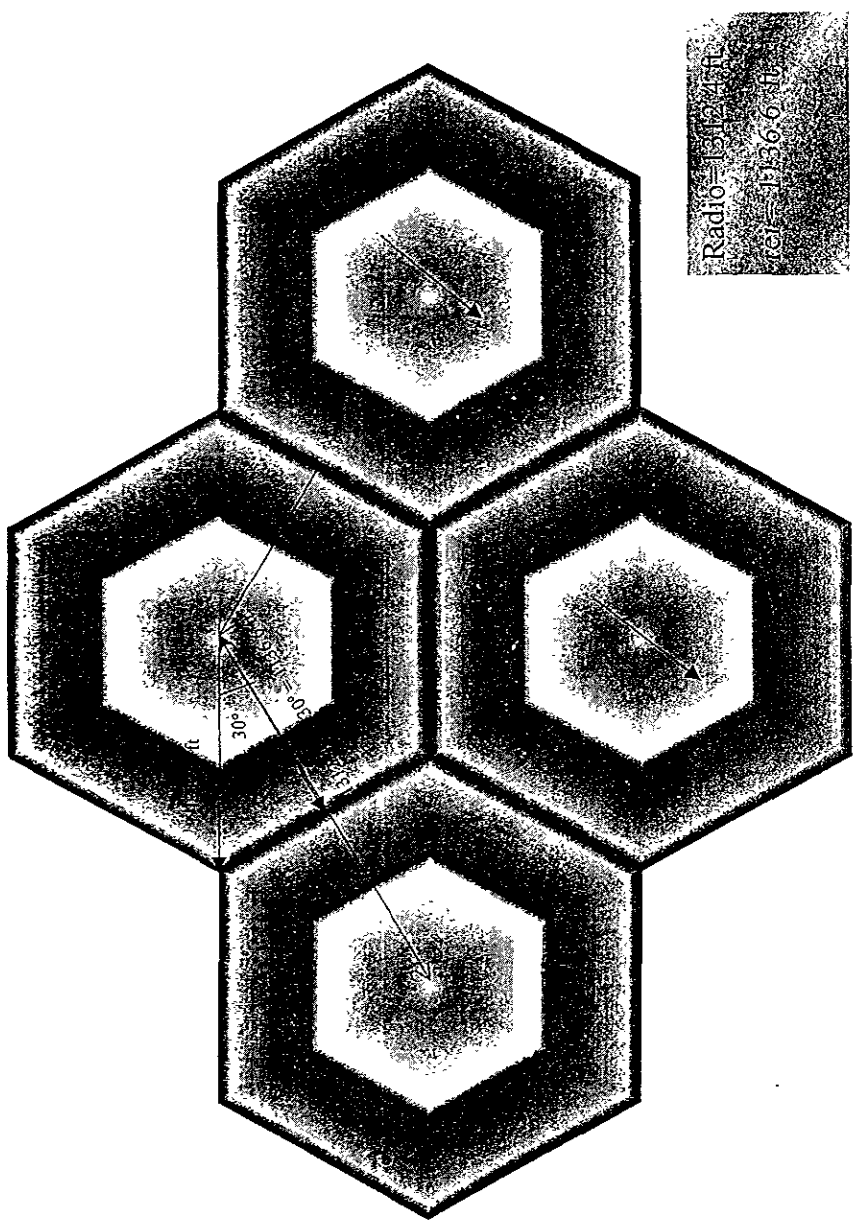


Figura 9.3.3 Relación de conductancia, arreglo de cinco pozos.

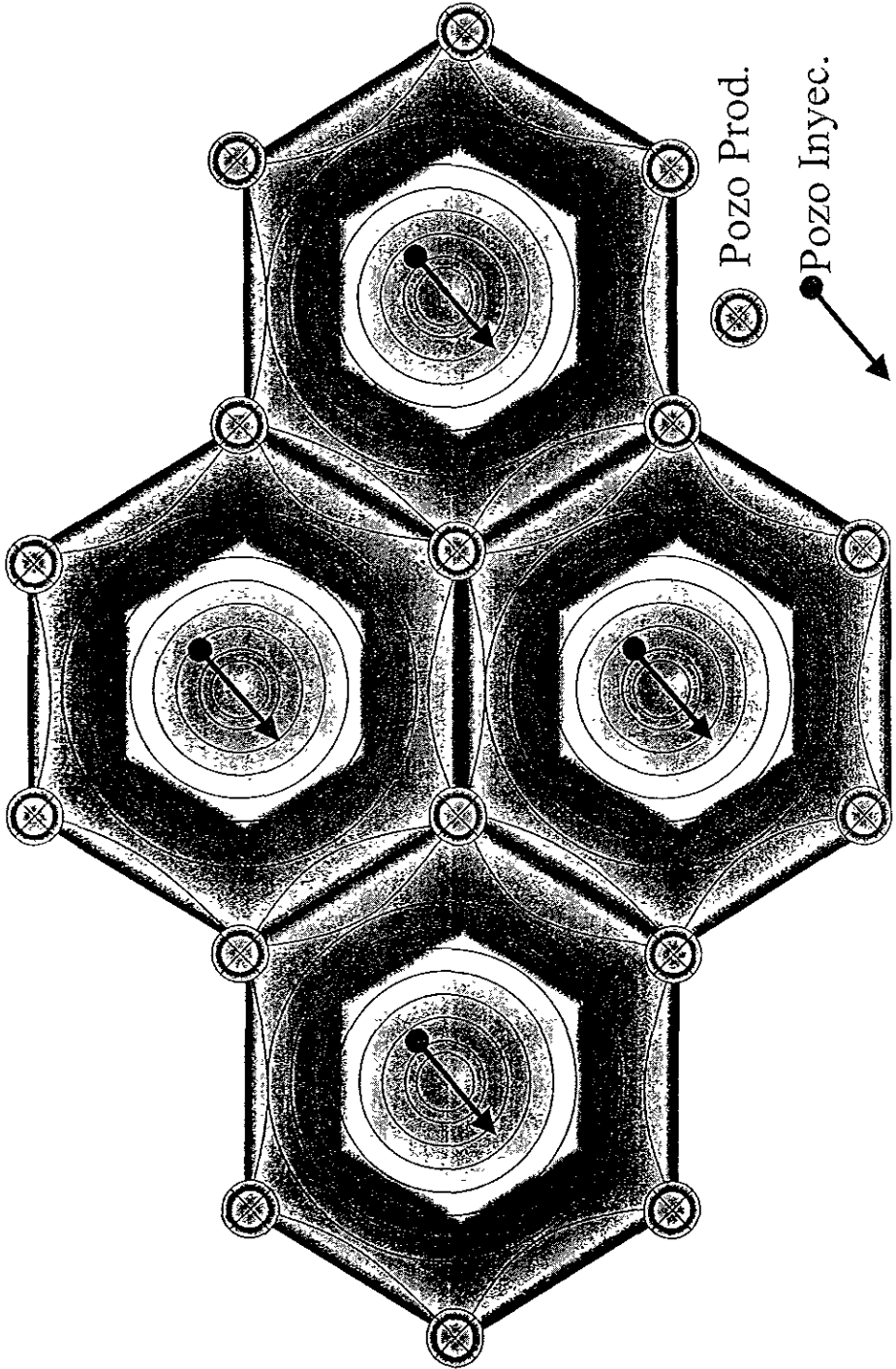
Arreglo de 6 pozos para inyección de agua

Fig. 9.3.4a



Comportamiento Durante la Inyección de Agua

Fig. 9.3.4b





9.4 APLICACIÓN, GRÁFICAS Y RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

9.4.1 Aplicación.

DATOS BÁSICOS PARA EL MÉTODO DE CRAIG CALCULO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA UN ARREGLO DE SIETE POZOS

Area de arreglo, (acres)	102.700
Espesor de la arena, (ft)	98.400
Permeabilidad de la formación, (mD)	25.000
Porosidad de la formación, (fracc.)	0.120
Saturación de gas inicial, (fracc.)	0.047
Saturación de agua congénita, (fracc.)	0.400
Permeabilidad relativa de ac., (fracc.)	1.000
Viscosidad del ac., (cp)	10.250
Viscosidad del agua, (cp)	0.500
Factor de volumen del ac., (B/STB)	1.084
Factor de volumen de agua, (B/STB)	1.000
Presión de inyección al pozo, (psia)	2,083.000
Diámetro del pozo, (ft)	0.280

DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (AGUA - ACEITE) vs SATURACIÓN DE AGUA

S_w (fracc.)	K_{ro} (fracc.)	K_{rw} (fracc.)
0.4000	1.0000	0.0000
0.4220	0.6920	0.0080
0.4440	0.4620	0.0240
0.4600	0.2440	0.0440
0.4684	0.1440	0.0598
0.4868	0.0753	0.1080
0.5052	0.0365	0.1224



Continua Kr vs Sat.

0.5236	0.0187	0.1360
0.5420	0.0107	0.1519
0.5604	0.0070	0.1980
0.5788	0.0039	0.2563
0.5972	0.0019	0.3770
0.6156	0.0013	0.5184
0.6400	0.0000	0.6780
0.7000	0.0000	0.8200
0.8000	0.0000	0.9300
0.9000	0.0000	0.9800
1.0000	0.0000	1.0000

9.4.2 Resultados.

COMPORTAMIENTO ANTERIOR A LA INTERFERENCIA

Inyección de agua (MB)	Radio del Banco de Agua (ft)	Radio ext. del Banco de ac. (ft)	Gasto de Inyección (BWPD)	Tiempo acumulado (Días)
0.5	31.5	40.1	1137.9	0.4
34.7	262.6	334.4	804.7	35.7
69.5	371.4	472.9	767.9	79.8
104.2	454.8	579.2	748.0	125.7
138.9	525.2	668.9	734.4	172.5
173.6	587.2	747.8	724.2	220.1
208.4	643.2	819.2	716.1	268.4
243.1	694.8	884.8	709.4	317.1
277.8	742.7	945.9	703.7	366.2
312.5	787.8	1003.3	698.7	415.8
347.3	830.4	1057.5	694.3	465.6



**COMPORTAMIENTO DESDE EL LLENADO
HASTA LA SURGENCIA**

Inyección de agua (MB)	Eficiencia de área barrida (fracc.)	Relación de conductancia (fracc.)	Gasto de Inyección (B/WPD)	Q _o (STBO/D)	N _p (STB)	Eficiencia de recuperación (fracc.)	Tiempo acumulado (Días)
442.2	0.610	1.266	286.1	264.0	0	0.000	548.6
447.2	0.617	1.270	287.0	264.8	4,612.5	0.000	551.6
452.3	0.624	1.274	287.9	265.6	9,317.3	0.000	554.6
457.7	0.631	1.278	288.8	266.4	13,929.8	0.000	557.5
462.4	0.638	1.282	289.7	267.2	18,634.7	0.001	560.5
467.4	0.645	1.286	290.6	268.1	23,243.2	0.001	563.5
472.4	0.652	1.290	291.5	268.9	27,859.7	0.001	566.5
477.5	0.659	1.294	292.4	269.7	32,564.5	0.001	569.4
482.5	0.666	1.298	293.3	270.5	37,177.1	0.001	572.4
487.6	0.673	1.302	294.2	271.4	41,881.9	0.001	575.4
492.6	0.680	1.306	295.2	272.3	46,494.4	0.002	578.4

COMPORTAMIENTO DESPUES DE LA SURGENCIA DEL AGUA

Inyección de agua (MB)	W _i / W _{ibt}	Eficiencia de área barrida (fracc.)	Q _i / Q _{ibt}	Q _i	dFw / dSw
492.6	1.0	0.68	1.000	0.076	13.1181
582.7	1.2	0.73	1.193	0.091	11.0032
672.8	1.4	0.77	1.374	0.105	9.5631
762.9	1.6	0.81	1.579	0.118	8.5089
853.0	1.8	0.84	1.710	0.130	7.6982
943.1	2.0	0.87	1.869	0.142	7.0518
1168.8	2.5	0.93	2.248	0.170	5.8833
1393.5	3.0	0.98	2.601	0.196	5.0913
1844.1	4.0	1.00	3.224	0.246	4.0690
2294.7	5.0	1.00	3.852	0.294	3.4054
2745.3	6.0	1.00	4.480	0.342	2.9278
3646.4	8.0	1.00	5.737	0.437	2.2866
4547.5	10.0	1.00	6.994	0.533	1.8757
6800.4	15.0	1.00	10.135	0.733	1.2943
9053.3	20.0	1.00	13.276	1.012	0.9881



CONTINUA

<i>Sw</i> (fracc.)	<i>Fo</i> (fracc.)	<i>Area Barrida</i> (fracc.)	<i>Iny. de agua</i> (MB)	<i>Lambda</i>	<i>Npu</i>
0.460	0.213	0.476	492.6	0.2749	0.4375
0.464	0.154	0.478	582.7	0.2291	0.3741
0.467	0.120	0.780	672.8	0.1964	0.3263
0.469	0.101	0.481	762.9	0.1718	0.2903
0.471	0.091	0.483	853.0	0.1527	0.2633
0.472	0.084	0.484	943.1	0.1375	0.2410
0.475	0.072	0.487	1,168.3	0.1100	0.1993
0.476	0.065	0.489	1,393.5	0.0916	0.1703
0.478	0.057	0.492	1,844.1	0.0000	0.0000
0.480	0.052	0.495	2,294.7	0.0000	0.0000
0.482	0.045	0.498	2,745.3	0.0000	0.0000
0.486	0.035	0.501	3,646.4	0.0000	0.0000
0.488	0.031	0.505	4,547.5	0.0000	0.0000
0.494	0.025	0.513	6,800.4	0.0000	0.0000
0.498	0.021	0.519	9,053.3	0.0000	0.0000

<i>Nps</i>	<i>WOR</i> (STBW/STBO)	<i>Np</i> (STB)	<i>Efic. de Rec</i> (fracc.)	<i>Krw at Sw</i> (fracc.)	<i>Rel. De Movilidad</i>	<i>Rel. De Conductancia</i>
0.1198	0.86	46,494	0.0016	0.080	1.646	1.28
0.0967	1.22	91,356	0.0110	0.086	1.753	1.36
0.0810	1.58	128,774	0.0188	0.089	1.827	1.44
0.0713	1.91	162,883	0.0259	0.093	1.899	1.51
0.0669	2.20	196,815	0.0329	0.097	1.987	1.60
0.0635	2.48	227,622	0.0394	0.101	2.063	1.69
0.0577	3.13	263,230	0.0532	0.108	2.214	1.88
0.0541	3.75	318,820	0.0648	0.110	2.250	2.03
0.0509	17.88	402,034	0.0821	0.112	2.304	2.30
0.0524	19.59	425,857	0.0871	0.115	2.348	2.35
0.0450	23.02	446,512	0.0914	0.116	2.386	2.39
0.0348	30.11	478,431	0.0980	0.119	2.445	2.45
0.0310	33.86	511,490	0.1049	0.122	2.506	2.51
0.0248	42.54	535,040	0.1203	0.129	2.635	2.63
0.0208	50.96	636,194	0.1309	0.133	2.724	2.72



CONTINUA

<i>Iny. de Agua</i> (MB)	<i>Gasto de Iny. de agua</i> (BWPD)	<i>Gasto de Aceite Produc.</i> (STB/D)	<i>Tiempo acumulado</i> (Días)
492.6	295.2	156.6	578.4
582.7	314.2	141.9	886.0
672.8	330.8	130.4	1,176.1
762.9	348.3	122.9	1,451.1
853.0	368.4	119.2	1,711.3
943.1	387.0	115.9	1,957.7
1,168.3	492.6	109.6	2,526.3
1,393.5	526.6	104.1	3,044.8
1,844.1	587.1	37.6	3980.1
2,294.7	596.1	35.8	4,851.8
2,745.5	605.4	32.6	5,708.4
3,646.4	618.5	28.0	7,387.1
4,547.5	632.0	26.5	9,025.1
6,800.4	660.6	24.0	12,969.0
9,053.3	680.5	22.2	16,751.7

9.4.3 Análisis de Resultados

9.4.3.1 Aceite

De los resultados presentados en las tablas anteriores, se resumió la información de manera inicial, con el objeto de establecer una relación entre el tiempo de inyección y los gastos de aceite, gas y agua producidos a consecuencia de la inyección de agua, además de afectar estos resultados por el porcentaje de recuperación, el cual nos garantiza la comprensión total del campo en estudio y no de una área en particular. Esta información es presentada en las siguientes tablas, en donde la primera contiene los resultados obtenidos (de todas las etapas comprendiendo todo el campo) y la segunda contiene la misma



información, pero resumida y ajustada (a través del gráfico de tiempo vs Q_o y N_p) a los años que intervienen en este proyecto.

Recordemos que el porcentaje de recuperación secundaria es de 26.46%, el cual se multiplicara a los gastos y acumulaciones obtenidos, con ello se analiza el comportamiento de todo el C-10 en estudio (punto ya analizado en este mismo capítulo). Por lo tanto en la tabla 9.4.3.1.1 y 9.4.3.1.2 respectivamente, se presenta el comportamiento de la producción de aceite mediante la recuperación secundaria:

Tabla 9.4.3.1.1

<i>Tiempo</i> <i>(Días)</i>	<i>N_p</i> <i>(MB)</i>	<i>Q_o</i> <i>(BPD)</i>
0.4		
35.7		
79.8		
125.7		
172.5		
220.1		
268.4		
317.1		
366.2		
415.8		
465.6		
548.6	0	6.985
551.6	122	7.007
554.6	247	7.028
557.5	369	7.049
560.5	493	7.070
563.5	615	7.094
566.5	737	7.115
569.4	862	7.136



Continua Tabla 9.4.3.1.1

572.4	.984	7,157
575.4	1,108	7,181
578.4	1,230	7,205
886.0	2,417	3,755
1,176.1	3,407	3,450
1,451.1	4,309	3,252
1,741.8	5,208	3,154
1,957.7	6,023	3,067
2,526.3	6,965	2,900
3,044.8	8,436	2,754
3,980.1	10,639	.995
4,851.8	11,268	.947
5,708.4	11,815	.863

Tabla 9.4.3.1.2

<i>Tiempo</i> <i>(Años)</i>	<i>Np</i> <i>(MB)</i>	<i>Qo</i> <i>(BPD)</i>
2000		
2001	1,800	6,820
2002	3,200	4,130
2003	4,350	3,310
2004	5,650	3,150
2005	6,450	3,000
2006	7,025	2,950
2007	8,100	2,858
2008	9,000	2,390
2009	9,850	1,781
2010	10,700	1,131
2011	10,950	1,120
2012	11,225	.975
2013	11,450	.950
2014	11,700	.900



Por último en la tabla 9.4.3.1.3, se resume el comportamiento de la producción de aceite mediante las recuperaciones primaria y secundaria

Tabla 9.4.3.1.3

<i>Tiempo</i> <i>(Años)</i>	<i>Presión</i> <i>(psi)</i>	<i>Rec. Prim.</i> <i>Qo (MBPA)</i>	<i>Rec. Sec.</i> <i>Qo (MBPA)</i>	<i>Rec. Prim.</i> <i>Np (MB)</i>	<i>Rec. Sec.</i> <i>Np (MB)</i>
1985	2900	0.0		0.0	
1986	2890	32.4		32.4	
1987	2830	43.8		76.2	
1988	2800	51.7		127.9	
1989	2750	90.2		218.1	
1990	2700	124.4		342.5	
1991	2200	352.0		1,194.4	
1992	1875	1,195.1		2,389.5	
1993	1520	845.2		3,234.7	
1994	1320	528.4		3,763.2	
1995	1140	463.7		4,226.9	
1996	990	449.0		4,675.9	
1997	830	341.8		5,017.8	
1998	750	260.2		5,278.0	
1999	695	198.1		5,476.2	
2000	630	150.8	150.8	5,627.0	5,627.0
2001	600	1,14.8	1,244.7	5,741.8	6,871.6
2002	580	87.4	1,507.5	5,829.2	8,379.1
2003	550	66.6	1,208.2	5,895.8	9,587.2
2004	530	50.7	1,149.8	5,946.5	10,737.0
2005	510	38.6	1,095.0	5,985.0	11,832.0
2006	505	29.4	1,076.8	6,014.4	12,908.7
2007	500	21.9	1,043.2	6,037.0	13,951.9
2008	500		872.4		14,824.3
2009	500		650.1		15,474.3
2010	500		412.8		15,887.1
2011	500		408.8		16,295.9
2012	500		355.9		16,651.8
2013	500		346.8		16,998.6
2014	500		328.5		17,327.1



9.4.3.2 Gas

Para obtener el comportamiento de la producción de gas mediante la recuperación secundaria, se hicieron las siguientes consideraciones:

1. Determinar el valor de la RGA existente, una vez ya aplicada la inyección de agua

Los efectos producidos por inyectar agua al yacimiento, comenzaran a manifestarse luego de 548 días, es decir si el proyecto que inicio a principios del año 2000, sus efectos se resentirán a mediados del año 2001 (al inicio del comportamiento del llenado hasta la surgencia), que de acuerdo a los resultados obtenidos hasta el momento, para este año, existe en el yacimiento una presión aproximada de 605 (psia), y que cuyas condiciones existentes equivalen a las de burbujeo.

De la tabla de las propiedades de los fluidos que involucran a Rs vs Presión, se obtiene el valor de la Rs existente para una presión de 605 (psia), cuyo valor es de 78 (PCB). Este valor permanece constante durante el tiempo que dure el proyecto (esto es debido a la inyección, la cual propicia un mantenimiento de presión y por lo tanto se conservan y cambian ciertas propiedades y características de los fluidos en el yacimiento)

2. El valor de la Rs, corresponde al valor de la RGA en la recuperación secundaria y por consiguiente para determinar los gastos de gas, así como sus acumulaciones bastara multiplicar la RGA obtenida, por los gastos de aceite correspondientes a los años indicados.



3. En la tabla 9.4.3.2.1 se presentan los resultados obtenidos por este procedimiento:

Tabla 9.4.3.2.1

<i>Tiempo</i> (Años)	<i>Qo</i> (BPD)	<i>RGA</i> (PCB)	<i>Qg</i> (MPCD)	<i>Qg_s</i> (MMPGA)	<i>Gp_{prim} + Gp_{sec.}</i> (MMPC)
2000				876.3	20,777.8
2001	6,820	78	532.0	977.1	20,874.9
2002	4,130	78	322.1	117.6	20,992.4
2003	3,310	78	258.2	94.2	21,086.7
2004	3,150	78	245.7	89.7	21,176.4
2005	3,000	78	234.0	85.4	21,261.8
2006	2,950	78	230.1	84.0	21,345.8
2007	2,858	78	222.9	81.4	21,427.1
2008	2,390	78	186.4	68.0	21,495.2
2009	1,781	78	138.9	50.7	21,545.9
2010	1,131	78	88.2	32.2	21,578.1
2011	1,120	78	87.4	31.9	21,610.0
2012	975	78	76.1	27.8	21,637.7
2013	950	78	74.1	27.0	21,664.8
2014	900	78	70.2	25.6	21,690.4

En la tabla 9.4.3.2.2, se presenta el comportamiento de la producción de gas mediante las recuperaciones Primaria y Secundaria, así mismo se incluye el comportamiento que presenta la RGA en estas dos etapas de producción.



Tabla 9.4.3.2.2

Tiempo (Años)	Presión (psi)	Rec. Prim. Q _g (MMPCd)	Rec. Sec. Q _g (MMPCd)	Rec. Prim. G _p (MMPC)	Rec. Sec. G _p (MMPC)	Res. Prim. RGA (PCB)	Rec. Sec. RGA (PCB)
1985	2900	0.0		0.0		297	
1986	2890	9.6		9.6		297	
1987	2830	13.0		22.6		297	
1988	2800	15.3		38.0		297	
1989	2750	26.8		64.8		297	
1990	2700	37.0		101.7		297	
1991	2200	990.2		1,091.9		1,162	
1992	1875	2,278.4		3,370.3		1,906	
1993	1520	2,649.7		6,020.0		3,135	
1994	1320	2,946.4		8,966.4		5,576	
1995	1140	3,018.8		11,985.2		6,510	
1996	990	2,878.3		14,863.5		6,410	
1997	830	2,204.9		17,068.4		6,450	
1998	750	1,634.4		18,702.8		6,280	
1999	695	1,198.7		19,901.4		6,050	
2000	630	876.3	876.3	20,777.8	20,777.8	5,810	
2001	600	654.5	97.1	21,432.3	20,874.9	5,700	78
2002	580	482.6	117.6	21,914.9	20,992.4	5,520	78
2003	550	366.0	94.2	22,280.9	21,086.7	5,500	78
2004	530	273.6	89.7	22,554.5	21,176.4	5,400	78
2005	510	205.6	85.4	22,760.1	21,261.8	5,330	78
2006	505	154.2	84.0	22,914.3	21,345.8	5,250	78
2007	500	114.1	81.4	23,028.4	21,427.1	5,210	78
2008	500		68.0		21,495.2		78
2009	500		50.7		21,545.9		78
2010	500		32.2		21,578.1		78
2011	500		31.9		21,610.0		78
2012	500		27.8		21,637.7		78
2013	500		27.0		21,664.8		78
2014	500		25.6		21,690.4		78



9.4.3.3 Agua

En la determinación de la producción de agua, se gráfico la información proporcionada por PEMEX, con el objeto de establecer primeramente, su comportamiento y la declinación que sufre en su etapa primaria, esta última pudo obtenerse a través de ajustar y continuar la pendiente que dicha información nos generó en el gráfico Tiempo vs W_p (Tabla 9.4.3.3.1)

En la etapa de recuperación secundaria, la producción de agua se obtuvo de acuerdo a los gastos de aceite y a la relación agua - aceite que proporcionó el estudio de Craig. La siguiente fórmula nos determinó los gastos y acumulaciones de agua (Q_w y W_p) producidos en esta etapa:

$$Q_w = Q_o [WOR / (1 + WOR)]$$

Donde:

- Q_o So los gastos de aceite obtenidos de la inyección.
 WOR Relación agua - aceite.

Cabe mencionar, que al obtener los Q_w correspondientes a cada año, las WOR que intervinieron en cada uno de estos, fue necesario inicialmente graficar WOR vs Tiempo para determinar con exactitud cuantas intervinieron en cada año y de estas obtenidas al no observar grandes diferencias, se procedió a obtener una media aritmética, la cual proporcionara la información mas precisa correspondiente al período en estudio.

En la tabla 9.4.3.3.1, se proporciona la información que se obtuvo con el procedimiento mencionado arriba:



Tabla 9.4.3.3.1

<i>Tiempo</i> <i>(Años)</i>	<i>Presión</i> <i>(psi)</i>	<i>Rec. Prim.</i> <i>Qw (MBPA)</i>	<i>Rec. Sec.</i> <i>Qw (MBPA)</i>	<i>Rec. Prim.</i> <i>Wp (MB)</i>	<i>Rec. Sec.</i> <i>Wp (MB)</i>
1985	2900				
1986	2890				
1987	2830				
1988	2800				
1989	2750				
1990	2700	1.0		1.0	
1991	2200	3.5		4.5	
1992	1875	9.2		13.7	
1993	1520	16.1		29.8	
1994	1320	30.0		59.8	
1995	1140	30.7		90.5	
1996	990	30.3		120.8	
1997	830	30.3		151.1	
1998	750	31.0		182.1	
1999	695	30.0		212.1	
2000	630	30.0	30	242.1	242.1
2001	600		1,151		1,393
2002	580		876		2,269
2003	550		766		3,035
2004	530		790		3,825
2005	510		780		4,605
2006	505		792		5,397
2007	500		807		6,204
2008	500		757		6,961
2009	500		616		7,577
2010	500		391		7,968
2011	500		387		8,355
2012	500		337		8,692
2013	500		329		9,021
2014	500		314		9,335



9.4.3.4 Inyección de Agua

En las siguientes tablas, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del Método de Craig, referente a los gastos y acumulaciones de inyección de agua vs Tiempo, que se suscitaran a lo largo de la Recuperación Secundaria, donde de igual manera que el aceite, estas son afectadas por el factor de recuperación el cual es del 26.46% y ajustadas de acuerdo a los años que intervienen en el proyecto, presentándose la siguiente nomenclatura:

- Wi Volumen acumulativo de agua inyectada (MB).
iw Gasto de Inyección de Agua Promedio Anual (BPD)

Tabla 9.4.3.4.1

<i>Tiempo (Días)</i>	<i>Wi (MB)</i>	<i>iw (BPD)</i>
0.4	13.2	30,108.8
35.7	918.2	21,292.4
79.8	1,838.9	20,518.6
125.7	2,757.1	19,792.1
172.5	3,675.3	19,432.2
220.1	4,593.4	19,162.3
268.4	5,514.3	18,948.0
317.1	6,432.4	18,770.7
366.2	7,750.6	18,619.9
415.8	8,268.7	18,487.6
465.6	9,189.5	18,371.1
514.6	11,700.6	17,570.2
551.6	11,832.9	17,594.0
554.6	11,967.8	17,617.8
557.5	12,100.1	17,625.7
560.5	12,235.1	17,665.5
563.5	12,367.4	17,689.3



Continua Tabla 9.4.3.4.1

566.5	12,449.7	7,713.1
569.4	12,634.6	7,736.9
572.4	12,766.9	7,760.7
575.4	12,901.9	7,784.5
578.4	13,034.2	7,810.9
586.0	15,418.2	8,313.7
1,176.1	17,802.3	8,752.9
1,451.1	20,186.3	9,216.0
1,711.3	22,570.4	9,747.9
1,957.7	25,065.6	10,240.0
2,526.3	30,913.2	13,034.2
3,044.8	36,872.0	13,933.8
3,980.1	48,794.9	15,534.7
4,851.8	60,717.8	15,793.9
5,780.4	72,640.6	16,018.9

Tabla 9.4.3.4.2

<i>Tiempo</i> (Años)	<i>Wi</i> (MB)	<i>iw</i> (BPD)	<i>iw</i> (BPA)
2000	8000	18000	6570
2001	14000	8000	2920
2002	16885	3200	2993
2003	20000	9200	3358
2004	23600	10000	3650
2005	27100	11200	4088
2006	31000	13188	4814
2007	35000	13980	5103
2008	40000	14200	5183
2009	44200	15100	5512
2010	49000	15995	5838
2011	54000	15998	5839
2012	59000	15999	5840
2013	64000	16000	5840
2014	68900	16000	5840



Por último se presenta en la Tabla 9.4.3.4.3, un resumen que contiene los gastos de aceite, gas y agua producidos en su etapa correspondiente a Primaria o Secundaria, y de esta última los gastos de inyección de agua que intervinieron en este proyecto.

Tabla 9.4.3.4.3

Tiempo (Años)	Rec. Prim. Qo (MBPA)	Rec. Sec. Qo (MBPA)	Rec. Prim. Qo (MMPCA)	Rec. Sec. Qo (MMPCA)	Rec. Prim. Qw (MBWPA)	Rec. Sec. Qw (MBWPA)	Qw (MBWPA)
1985							
1986	92.4		9.6				
1987	43.8		13.0				
1988	51.7		15.3				
1989	90.2		26.8				
1990	124.4		37.0		1.0		
1991	352.0		99.0		3.5		
1992	1,195.1		2,278.4		9.2		
1993	845.2		2,649.7		16.1		
1994	528.3		2,946.4		30.0		
1995	463.7		3,018.8		30.7		
1996	449.0		2,878.3		30.3		
1997	341.8		2,204.9		30.3		
1998	260.2		1,634.4		31.0		
1999	198.1		1,198.7		30.0		657.0
2000	150.8	150.8	876.3	876.3	30.0	30	2920
2001	1,143.5	1,244.7	654.5	97.1		1,151	2993
2002	89.4	1,507.5	482.6	117.6		876	3358
2003	66.6	1,208.2	366.0	94.2		766	3650
2004	50.7	1,149.8	273.6	89.7		790	4088
2005	38.6	1,095.0	205.6	85.4		780	4814
2006	29.4	1,076.8	154.2	84.0		792	5103
2007	21.9	1,043.2	114.1	81.4		807	5183
2008		872.4		68.0		757	5512
2009		650.1		50.7		616	5838
2010		412.8		32.2		391	5839
2011		408.8		31.9		387	5840
2012		355.9		27.8		337	5840
2013		346.8		27.0		329	5840
2014		328.5		25.6		314	5840



9.4.4 Gráficas

En esta sección, se presentan las diferentes gráficas que resultaron de la aplicación del Método de Craig, así como las de su análisis y cuyas tablas numeradas se presentaron en el objetivo anterior.

Obsérvese en cada una el comportamiento de las curvas gráficas y la relación que guardaría con curvas normales que representen o ejemplifiquen una inyección de agua.

La obtención de estos resultados, nos da la pauta al siguiente capítulo para formular el análisis económico así como sus conclusiones, determinando en esta última si el proyecto es o no rentable y del beneficio o no, que ofrece el empleo de un método de recuperación secundaria.



Gráfico 9.4.3.1.1

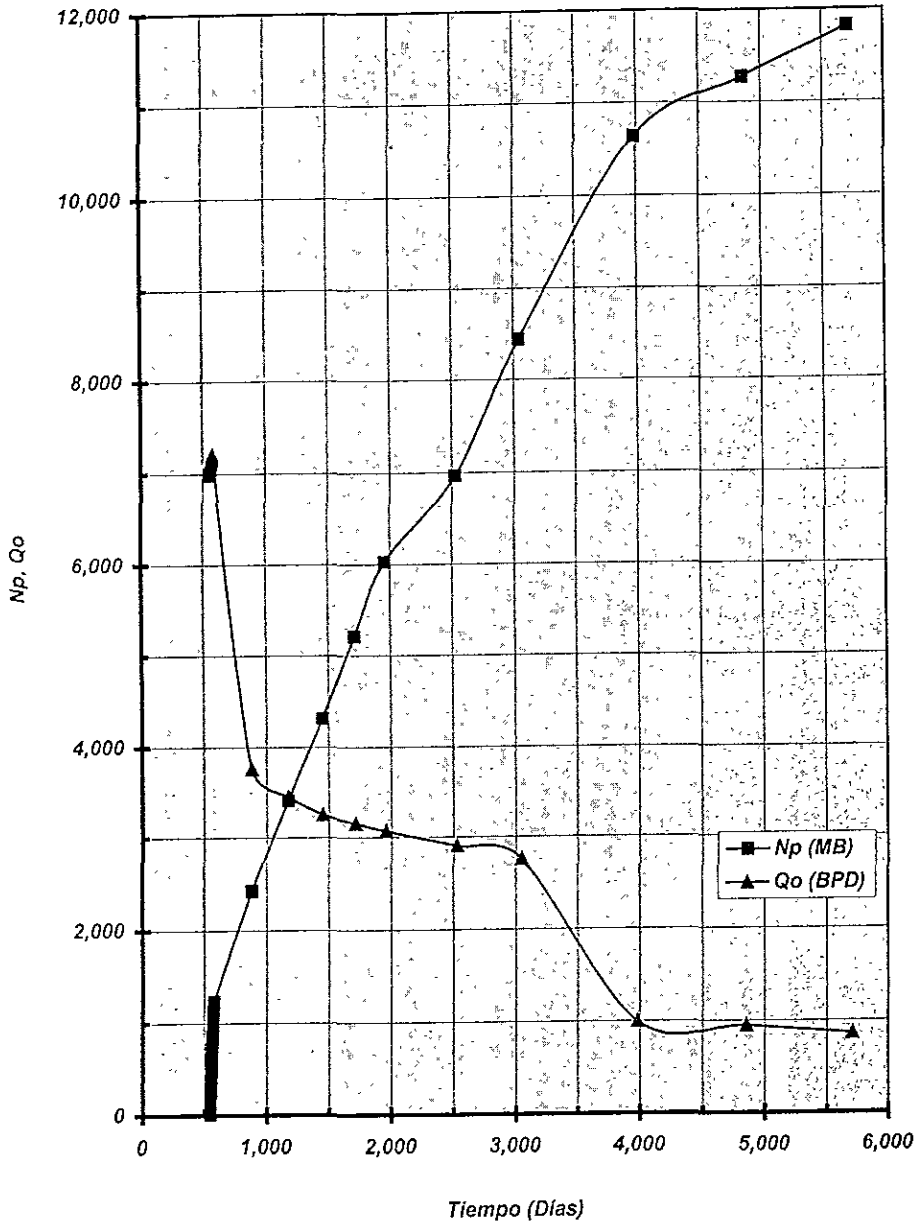




Gráfico 9.4.3.1.2

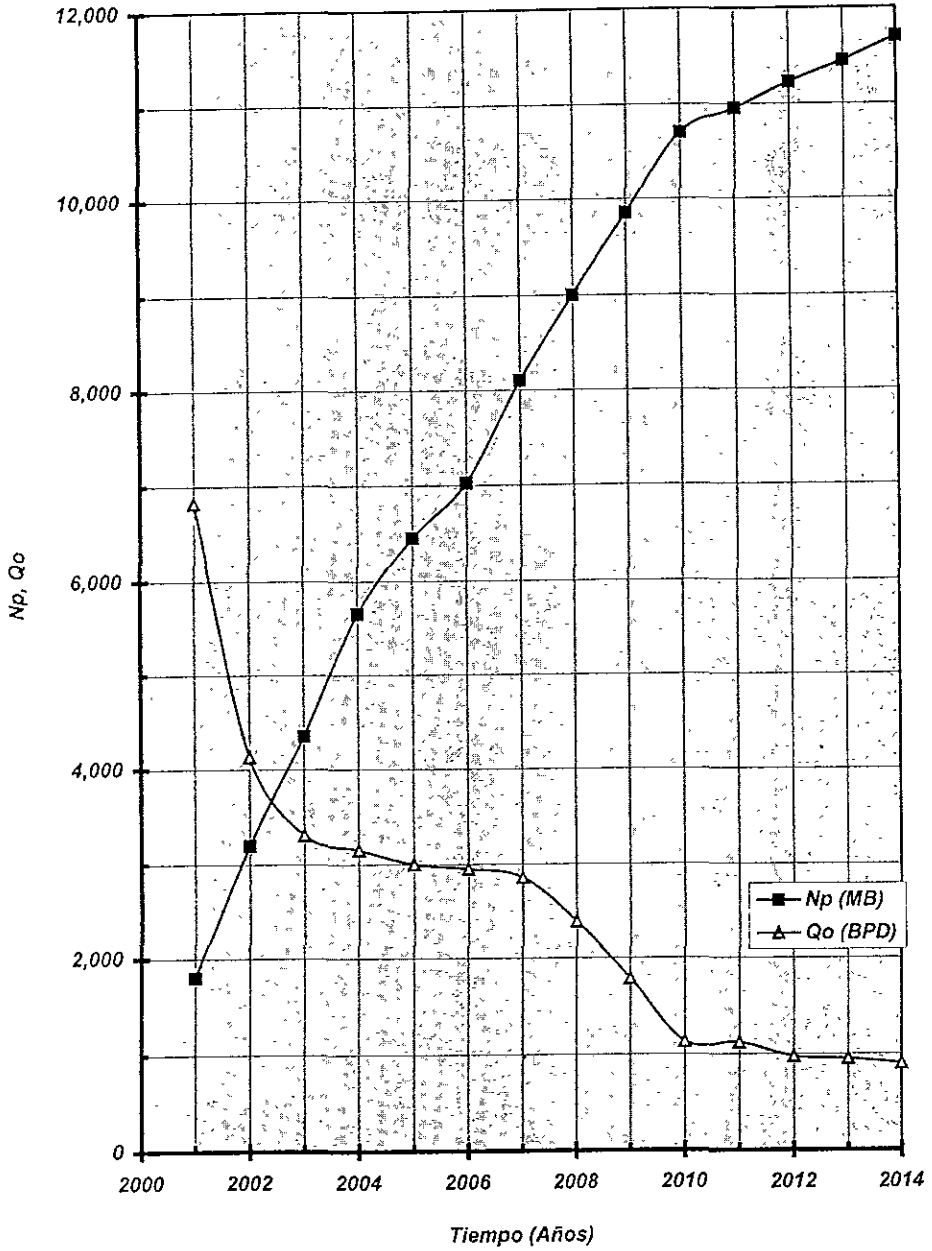




Gráfico 9.4.3.1.3.a

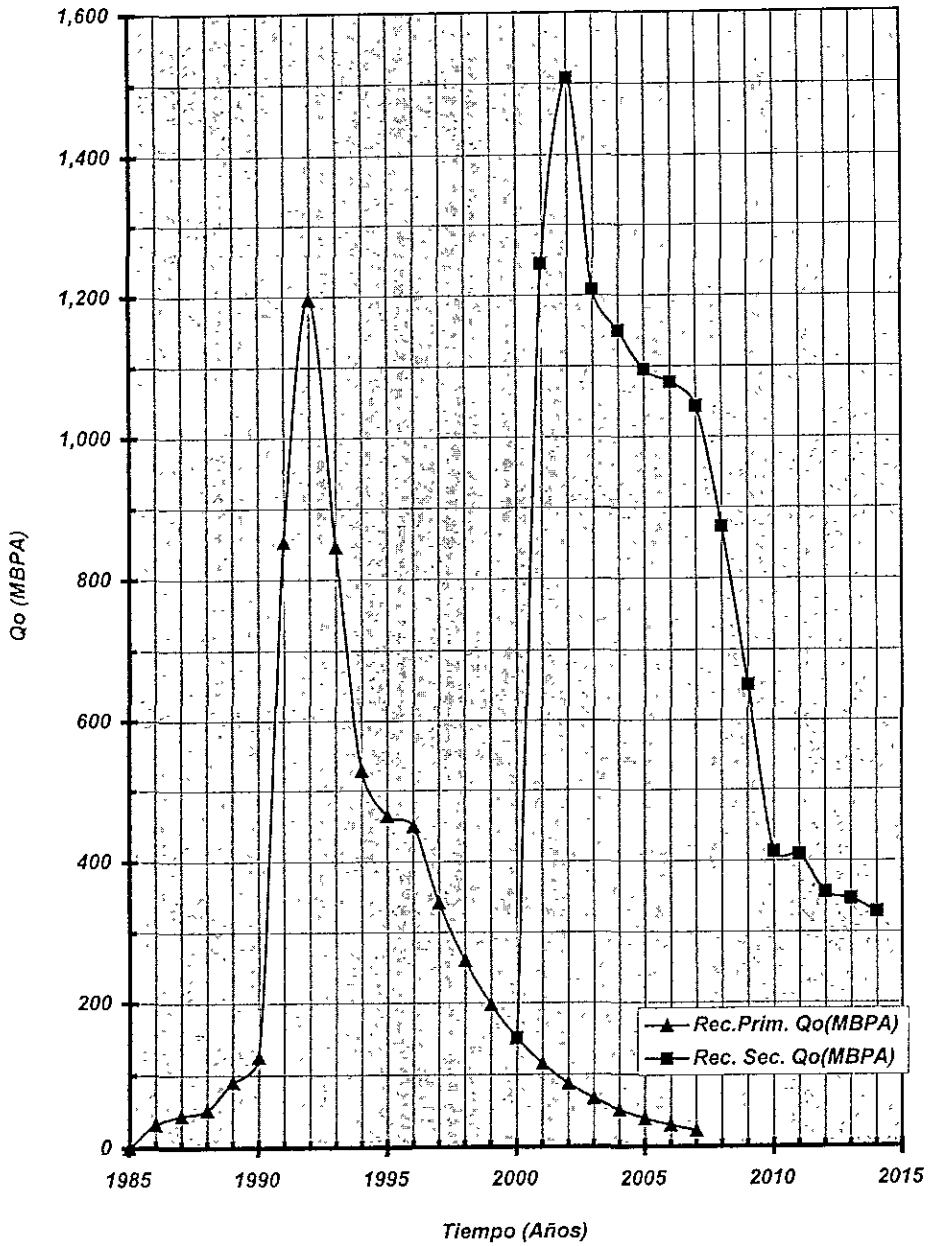




Gráfico 9.4.3.1.3.b

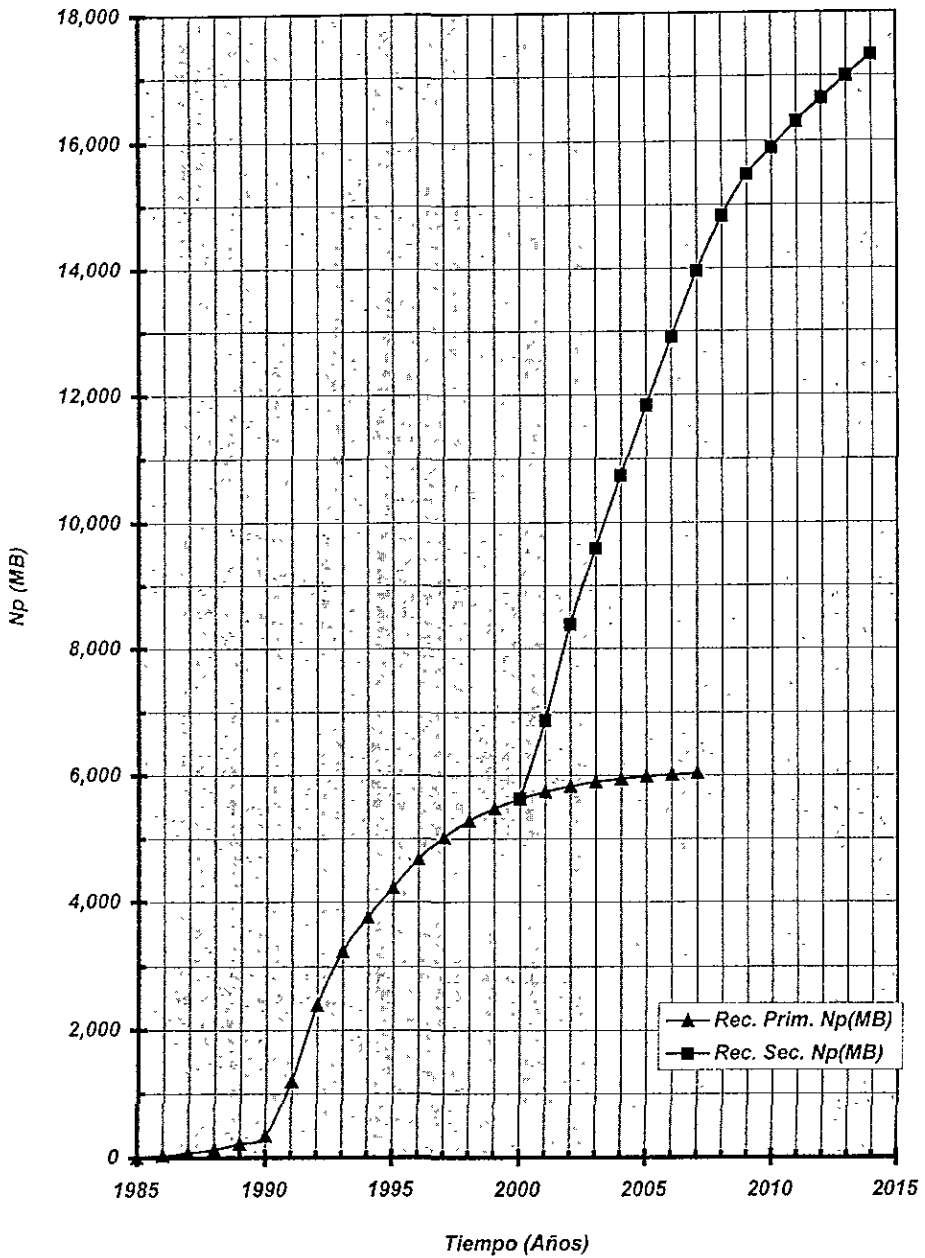




Gráfico 9.4.3.2.2.a

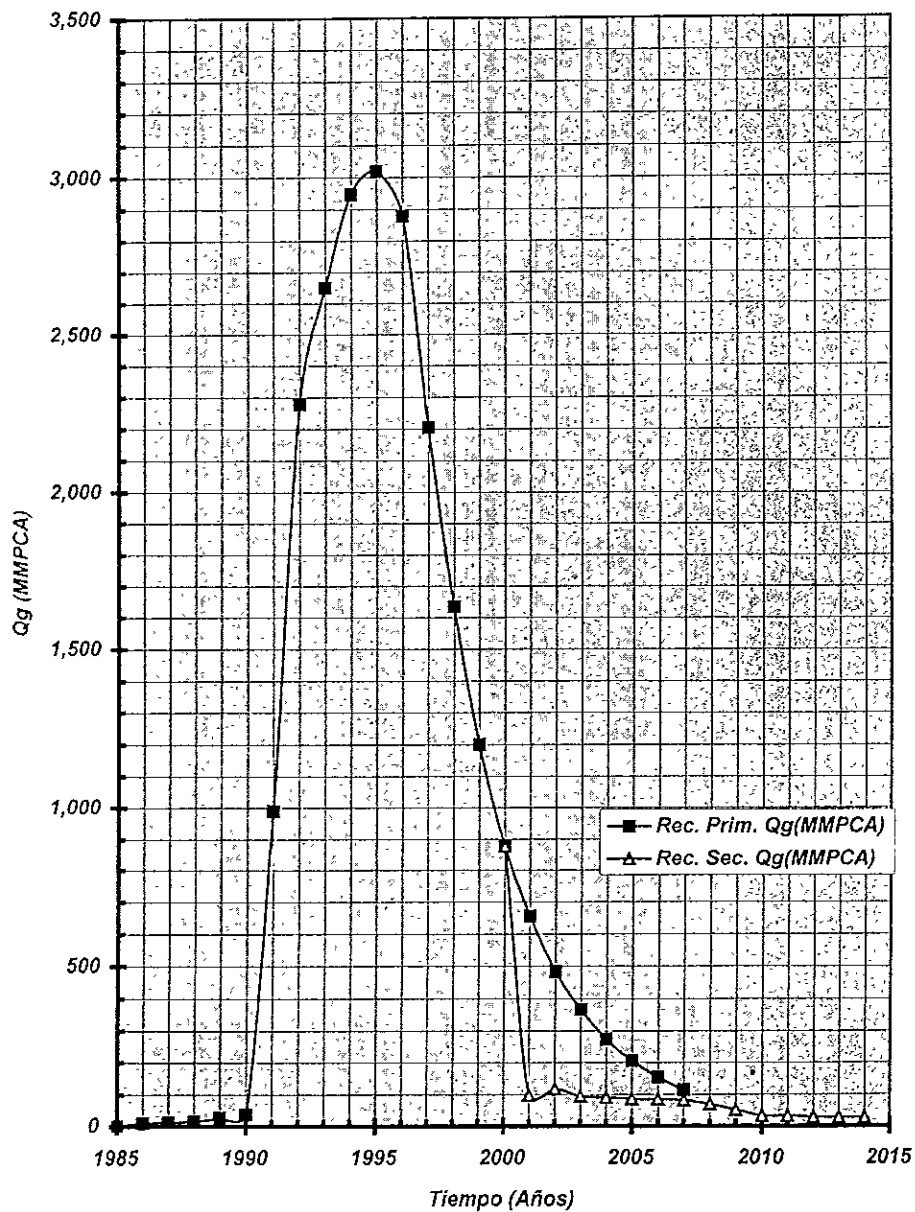




Gráfico 9.4.3.2.2.b

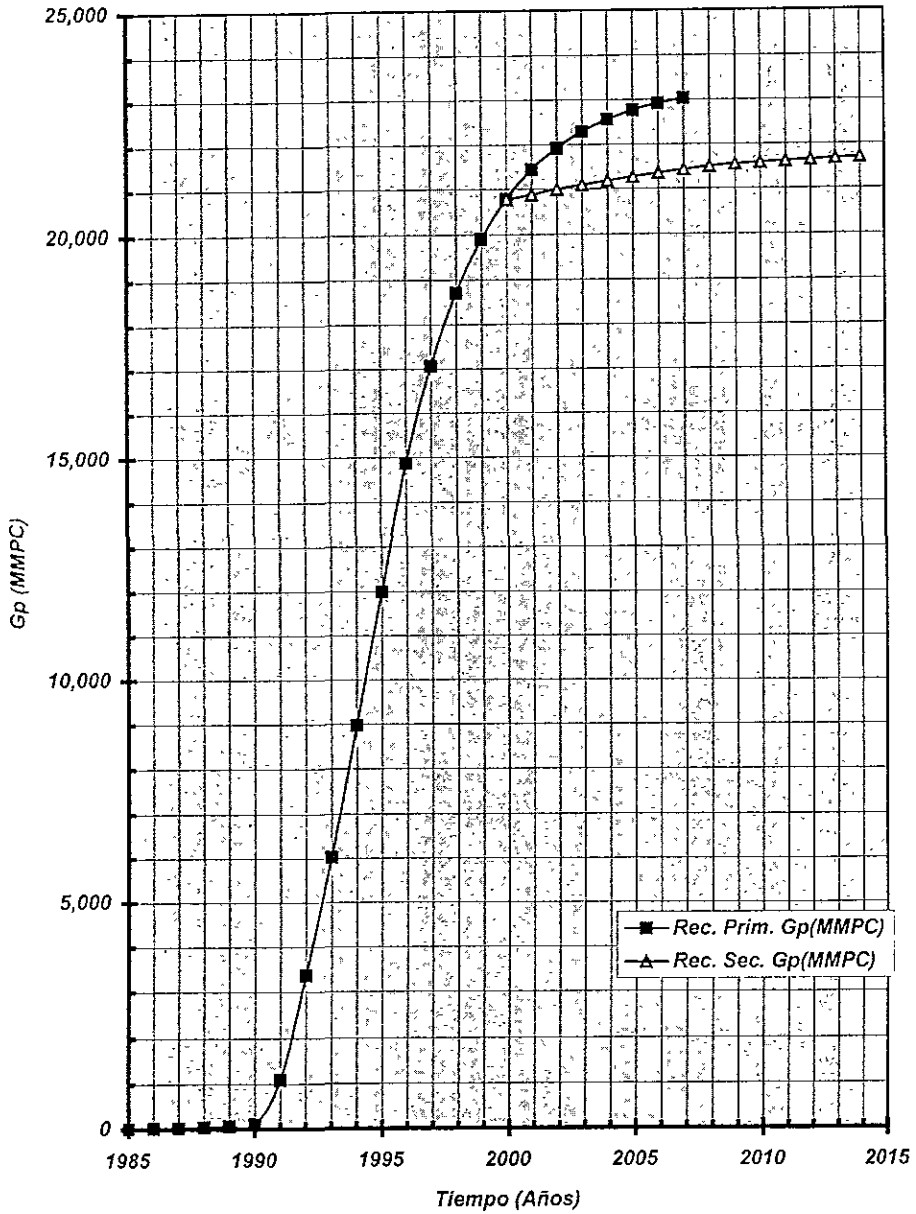




Gráfico 9.4.3.2.2.c

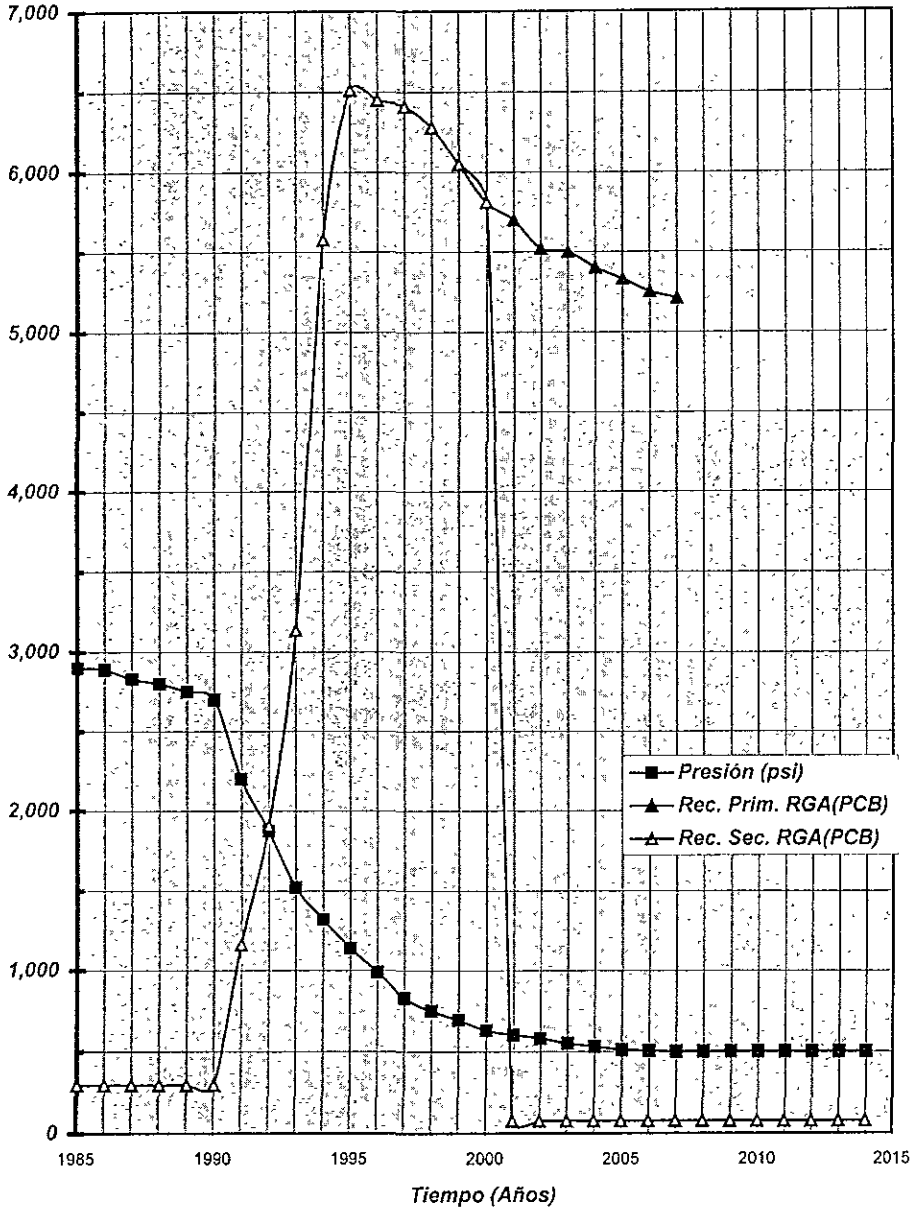




Gráfico 9.4.3.3.1.a

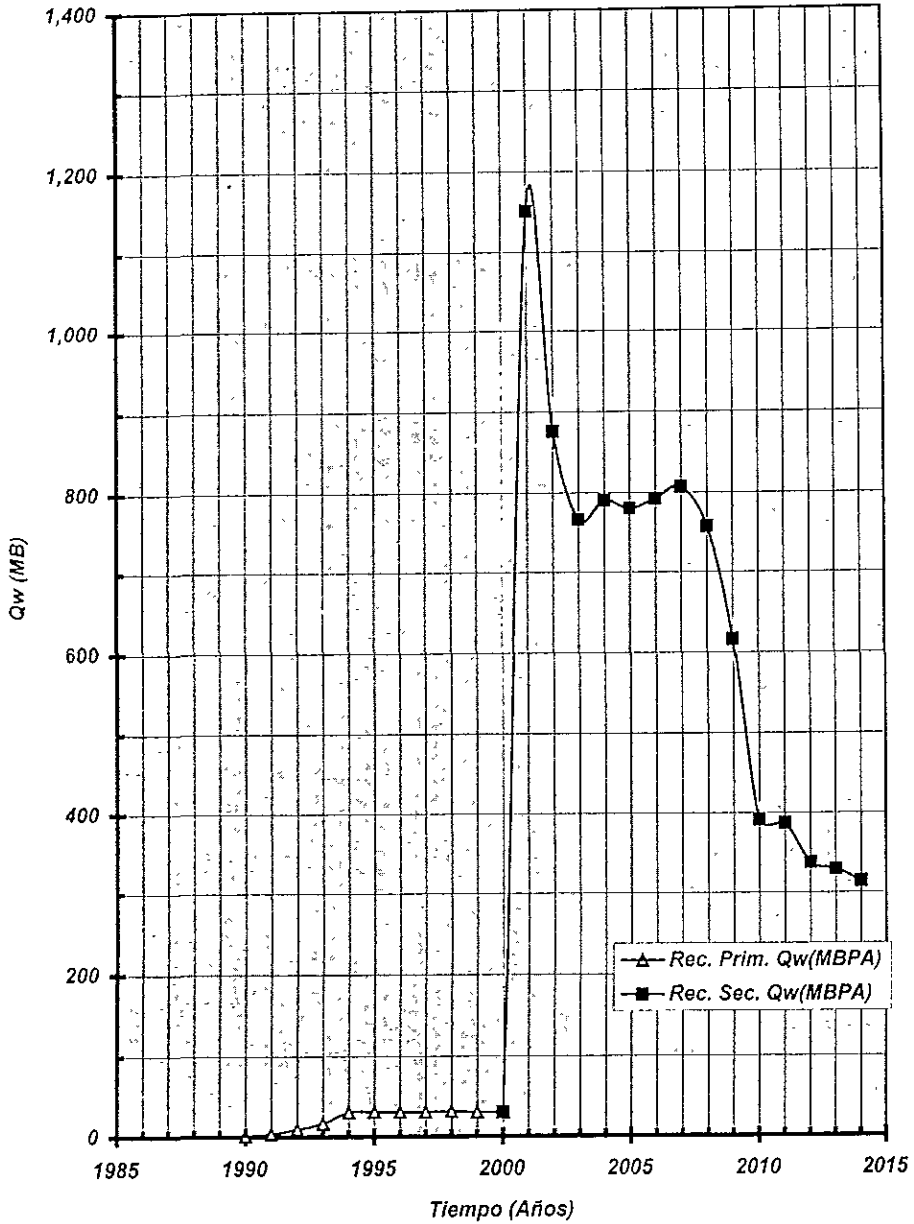




Gráfico 9.4.3.3.1.b

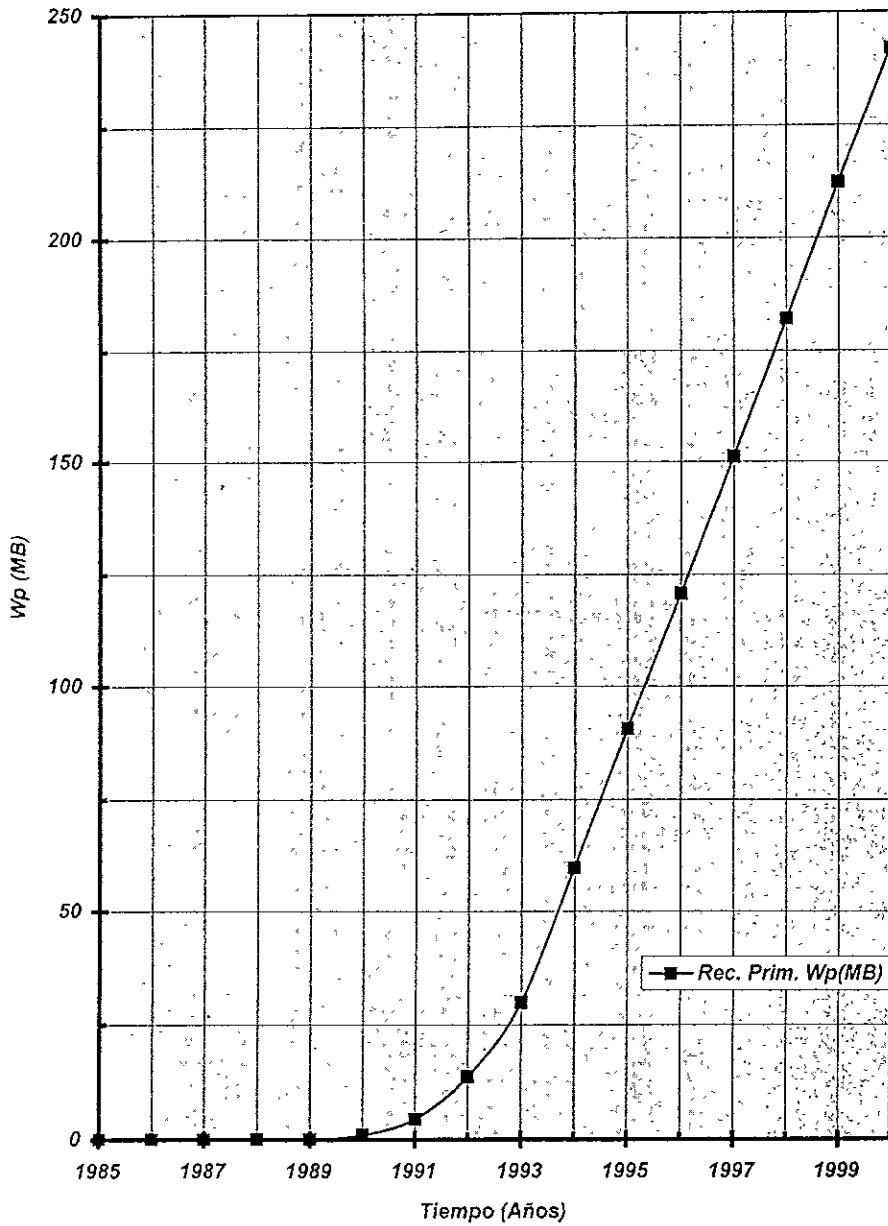




Gráfico 9.4.3.3.1.c

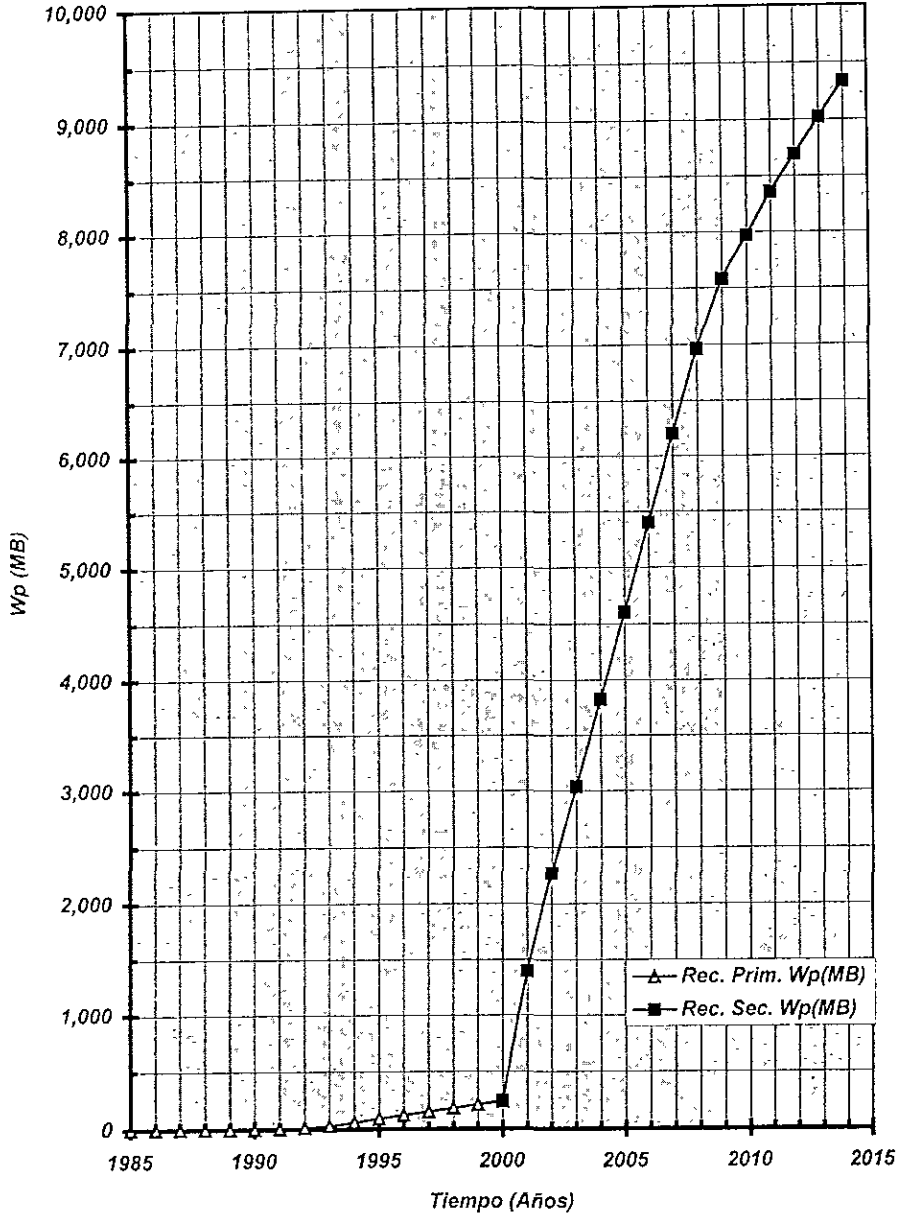




Gráfico 9.4.3.4.1

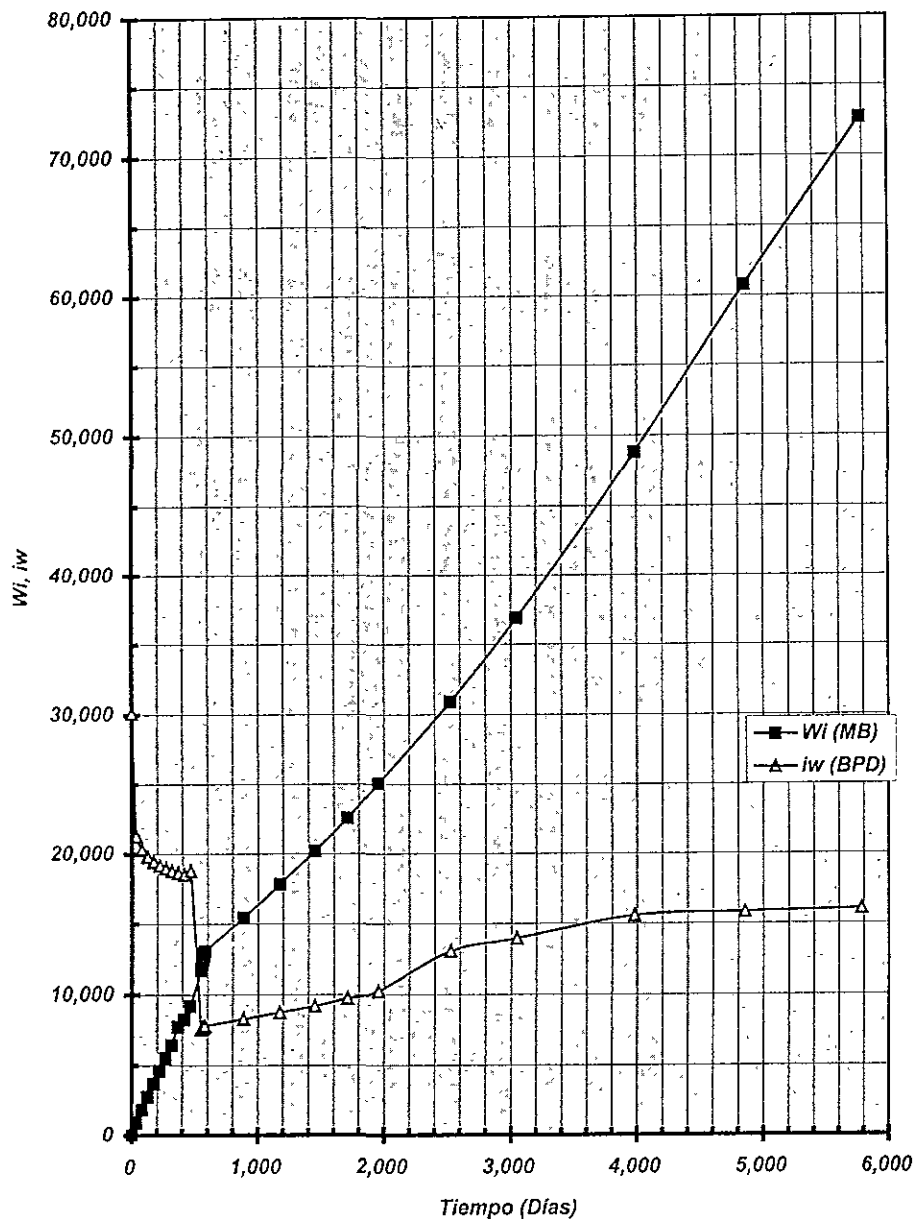




Gráfico 9.4.3.4.2

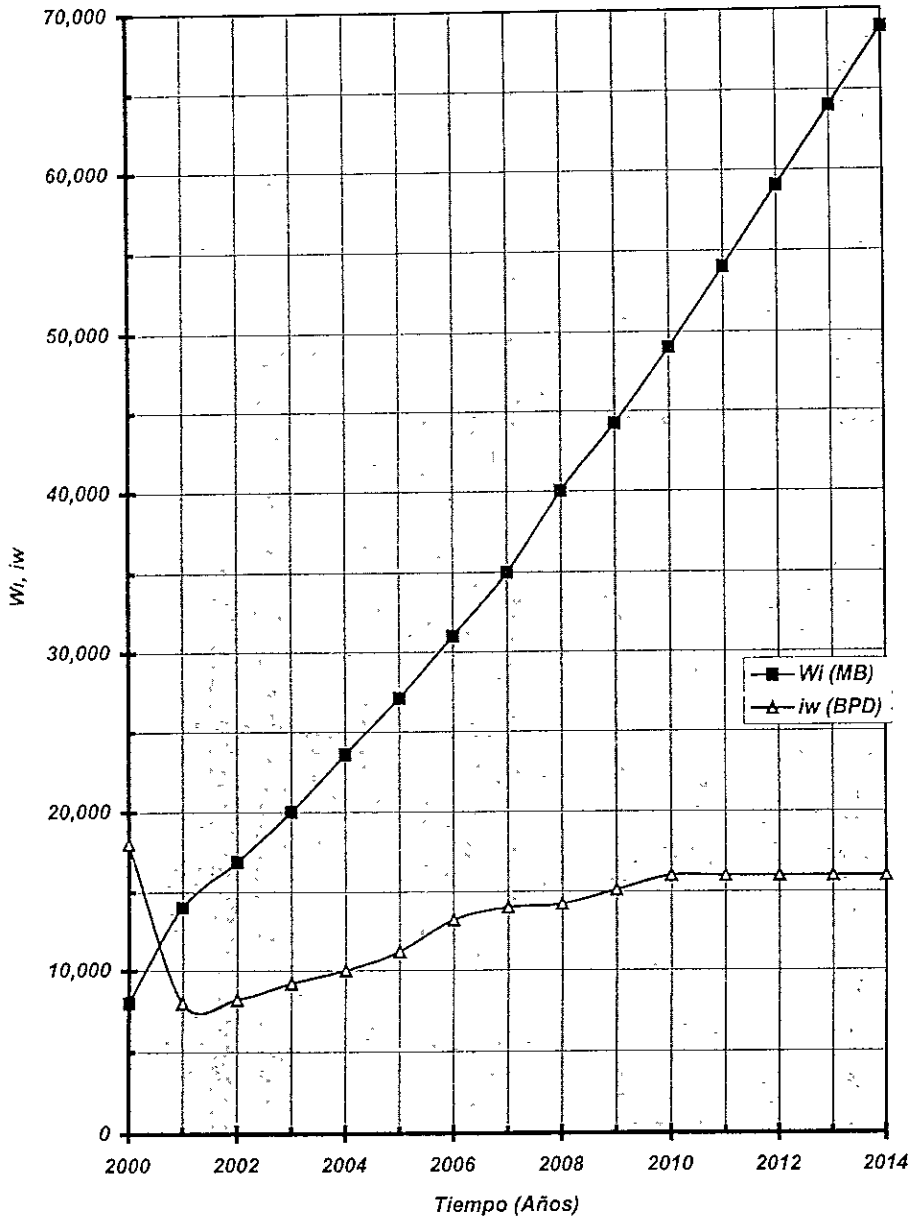
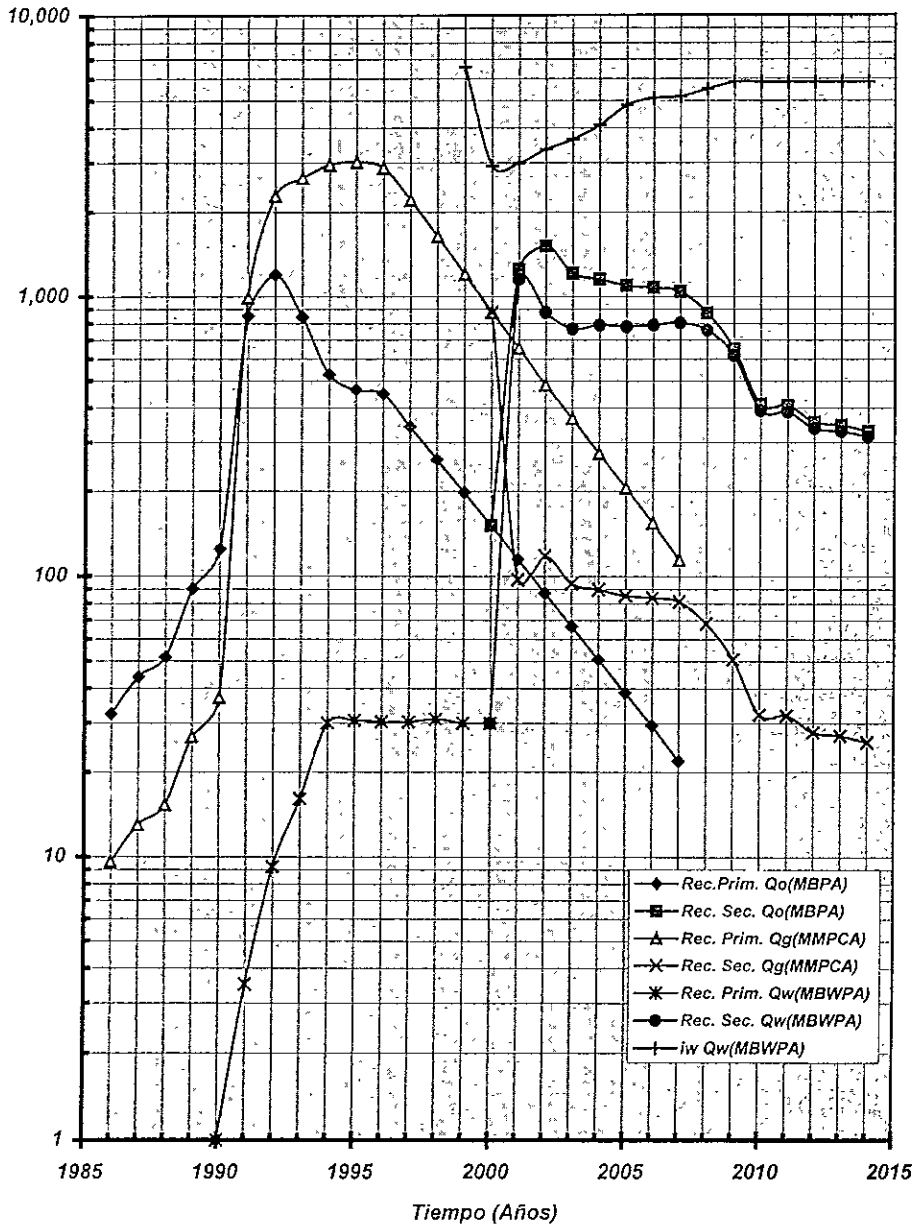
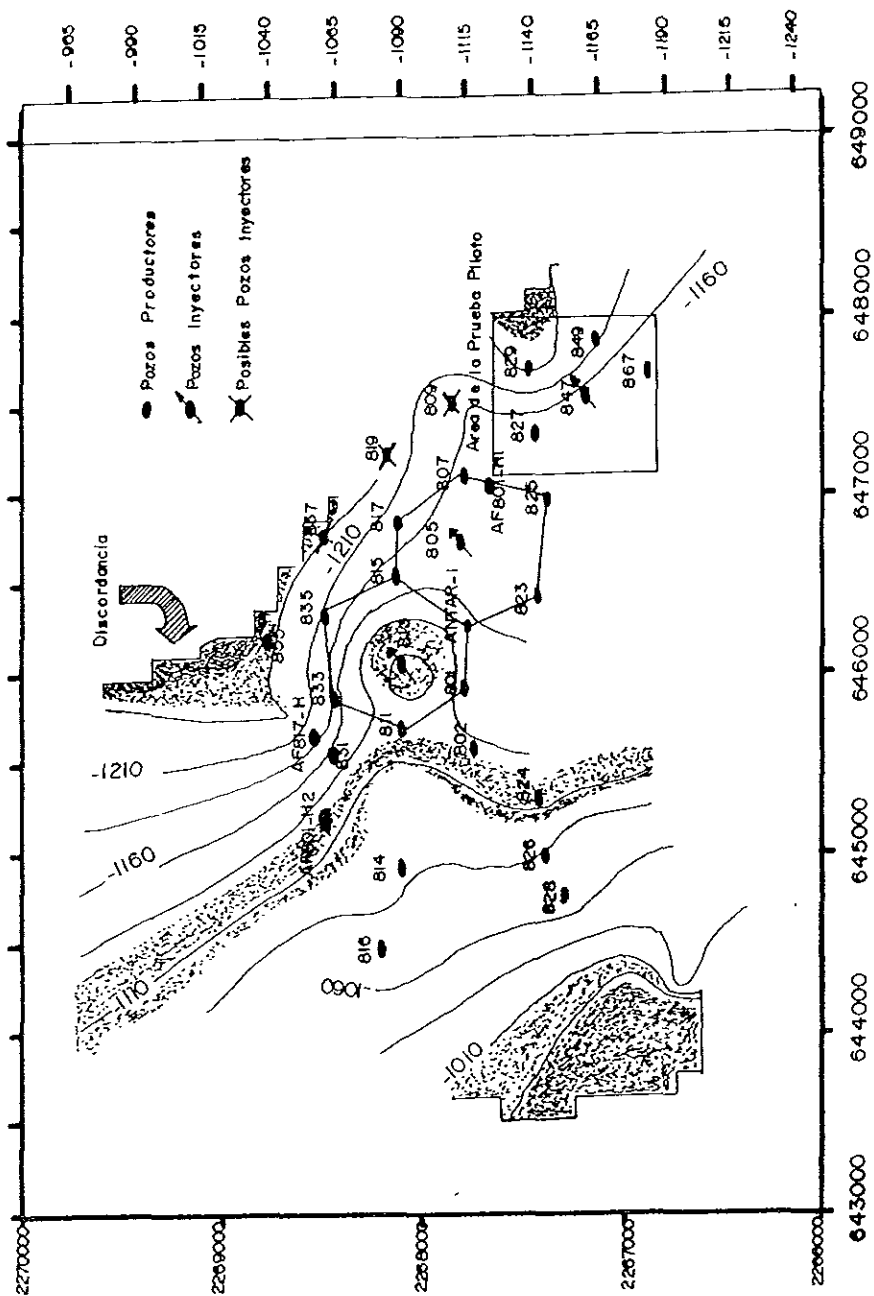




Gráfico 9.4.3.4.3



AREA DE LA PRUEBA PILOTO DE INYECCION DE AGUA





CAPITULO X

ANALISIS ECONOMICO

10.1 Introducción.

Para el desarrollo de este último capítulo, se toma en cuenta todos los resultados que se obtuvieron del estudio de aplicación de un método de recuperación secundaria al Campo Agua Fria; estudio en el cual se llevo acabo el análisis del comportamiento de la arena 10, tanto por declinación como por recuperación secundaria bajo un método de inyección de agua y con un arreglo de inyección de seis pozos productores y un inyector.

Se consideró como información general, para el análisis económico del aceite, gas y agua, lo siguiente^(10 1):

1. Para el estudio económico se empleo la tasa de descuento establecida por PEMEX de 10% anual y para la inflación un valor del 15.3% anual.

De acuerdo a lo anterior, se determina a través del cociente de la tasa de inflación y la tasa de descuento el factor de reducción a valor actual (estimación de la ganancia o inversión que tendrá el fluido anualmente dure el proyecto), el cual es de 1.0482.

2. El precio establecido aquí para cada uno de los fluidos se obtuvo a través de información obtenida en otros campos, así como del estado mundial que guardan los hidrocarburos en el mercado petrolero y del precio estimado en este trabajo.



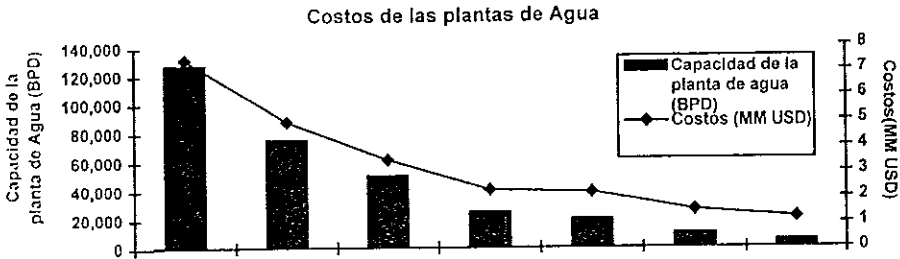
3. Para realizar el análisis económico del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua se consideran como ingresos, el valor del aceite que se producirá como recuperación adicional por efecto de la inyección de agua (el cual se comentara mas adelante). Las erogaciones que se consideran son el costo de la inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento.

La inversión inicial comprende:

Los costos que hay que realizar para la captación del agua de inyección, plantas de tratamiento, conducción, distribución, medición e inyección de la misma, y el acondicionamiento de pozos, de baja productividad o de acuerdo al arreglo como inyectoras. Se presenta la siguiente información de plantas de inyección, el costo de la planta con capacidad de 25,000 (BPD) se obtuvo en la coordinación de proyectos de explotación del I.M.P., y el resto se hizo proporcional al costo de las obras civiles y en proporción a su capacidad; se pueden tomar como base para cálculos iniciales a reserva de mejorar la calidad de la información.

Capacidad de la planta de agua (BPD)	Costos (MM USD)
125,000	7.500
75,000	5.000
50,000	3.500
25,000	2.300
20,000	2.200
10,000	1.500
5,000	1.200

Esta información se gráfico, para obtener la planta cuya capacidad cubra los requerimientos de este proyecto:



De acuerdo a la capacidad que se requiere para el desarrollo de este proyecto, será una planta de 22,000 (BPD) con un precio de 2.24 (MM USD), esta elección fue considerada de acuerdo a los gastos de inyección de agua (iw) que se requieren para todo el campo por día (capítulo IX).

Se contemplan siete pozos de inyección, por lo que se acondicionaran siete pozos productores del campo y se establecerán de acuerdo al arreglo inverso de siete pozos. Esto implica un gasto de inversión de 1.75 (MM USD) y para otros gastos imprevistos para pozo y superficie se destinaran 0.5 (MM USD).

Costos de operación y mantenimiento:

Se incluyen los costos de labor directa, que son los salarios y prestaciones del personal de operación. Se consideró el siguiente personal y sueldo:

Personal requerido	especialidad	sueldo (\$/mes)
1	Ing. Petrolero	15,000
3	Obreros	15,000

Total = \$ 30,000



Se incluyen prestaciones y demás servicios del personal contempla en su contrato de trabajo, así como los derechos y obligaciones que la empresa tiene con el trabajador.

El costo anual del mantenimiento de la planta y del sistema completo se supone tentativamente como del 5% de la inversión inicial. Por lo tanto se requieren para mantenimiento anual 0.225 (MM USD)

Otros Gastos:

Descripción	(%)*	Gastos anuales (MM USD)
Administrativos	80	0.0288
Materiales	20	0.0072
Extras	10	0.0036

*Porcentaje sobre el total de sueldos

10.2 Ingresos por el aceite producido.

Para la obtención base del precio del aceite, se consideró una mezcla maya, y se analizó la variación en su precio desde finales de 1997 a marzo de 1999, (se eligió maya, de acuerdo a los datos de la densidad del aceite proporcionados por el PVT), de la página de PEMEX en internet^(10.2), se encontró información referente al precio de los hidrocarburo en el mercado de exportación, en la tabla 10.2.1 es presentada esta información:



**PRECIO PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DE PETROLEO CRUDO
DOLARES POR BARRIL**

<i>Fecha</i>	<i>Olmeca</i>	<i>Ístmo</i>	<i>Maya</i>
98	13.14	11.37	8.56
Ene-98	15.54	14.46	9.71
Feb-98	14.59	13.30	8.88
Mar-98	13.50	12.39	7.68
Abr-98	13.80	12.17	9.14
May-98	14.10	12.73	9.08
Jun-98	12.47	11.75	8.30
Jul-98	12.69	11.49	8.80
Ago-98	12.23	11.48	8.24
Sep-98	13.79	12.19	9.47
Oct-98	13.20	11.42	9.13
Nov-98	11.60	9.95	7.87
Dic-98	10.19	9.02	6.37
99	11.43	10.27	8.17
Ene-99	11.13	10.00	7.42
Feb-99	10.40	9.39	7.13
Mar-99	12.67	11.47	9.86

Esta información, se presenta en el gráfico 10.2.1, y de ella se obtiene un precio promedio de la mezcla maya de 8.45 (USD/BL).

Con toda esta información, es posible obtener la siguiente tabla 10.2.2:

<i>Tiempo</i>	<i>Rec._{prim}</i>	<i>Rec._{sec}</i>	<i>VA*</i>	<i>VA*</i>
<i>(Años)</i>	<i>Qo (MBPA)</i>	<i>Qo (MBPA)</i>	<i>(USD/AÑO)</i>	<i>(USD/AÑO)</i>
2000	150.8	150.8	1,274,551	1,274,551
2001	114.8	1,242.7	925,697	10,033,670
2002	87.4	1,507.5	672,327	11,593,413
2003	66.6	1,208.2	488,306	3,364,113
2004	50.7	1,149.8	354,653	3,047,917
2005	38.6	1,095.0	257,582	7,312,234
2006	29.4	1,076.8	187,080	6,339,124
2007	21.9	1,043.2	133,104	6,340,196



Continúa Tabla 10.2.2

2008	872.4	5,058,179
2009	650.1	3,595,970
2010	412.8	2,178,566
2011	408.8	2,058,173
2012	355.9	1,709,324
2013	346.8	1,588,909
2014	328.5	1,436,064
	Venta tot.=	4,293.301 77,951,205

Donde:

VP, es el valor presente en cada año, sino existieran variaciones en el precio del aceite, por lo tanto no se consideró el factor de reducción al valor actual. El VP se calcula con la siguiente formula:

$$VP_{ac.} = Q_0 \times 8.45$$

VA, es el valor actual del aceite en cada año, su formula comprende el factor de reducción a valor actual F_{RVA} :

$$VA_{ac.} = VP_{ac.} / (F_{RVA})^{(n - 2000)}$$

donde n es el tiempo en años a partir del 2000.

La venta tot. es la suma de todas las ganancias por año en dólares.



10.3 Ingresos por el gas producido.

De la página de PEMEX en internet⁽¹⁰²⁾, se investigó el precio promedio de gas natural, y de este al igual que el aceite, se estimó de acuerdo a su variación su precio de cotización en dólares por barril en el mercado de exportación. Se obtuvo luego de graficar la siguiente información (tabla 10.3.1), cuya curva presentaba una cierta tendencia, estimando su precio en 11.73 (USD/BI), lo que esto equivale a 2.09 (USD/PMPCS)

PRECIO PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURA (USD/BI)

<i>Fecha</i>	<i>Precio (USD/BI)</i>
Ene-98	14.82
Feb-98	14.45
Mar-98	13.29
Abr-98	13.41
May-98	13.57
Jun-98	11.98
Jul-98	12.31
Ago-98	10.70
Sep-98	10.91
Oct-98	11.93
Nov-98	9.53
Dic-98	9.67
Ene-99	9.59
Feb-99	8.97
Mar-99	10.83

Con esta información, podemos determinar el precio estimado por la venta de gas (tabla 10.3.2):



Tabla 10.3.2

Tiempo (Años)	Qg		VA	
	Rec. _{prim.} (MMPCA)	Rec. _{sec.} (MMPCA)	Rec. _{prim.} (USD/AÑO)	Rec. _{sec.} (USD/AÑO)
2000	876.3	876.3	2,055,913	2,055,913
2001	654.5	97.1	1,464,924	217,283
2002	482.6	117.6	1,030,365	251,060
2003	366.0	94.2	745,635	191,960
2004	273.6	89.7	531,703	174,281
2005	205.6	85.4	381,166	158,349
2006	154.2	84.0	272,683	148,550
2007	114.1	81.4	192,531	137,299
2008		68.0		109,537
2009		50.7		77,872
2010		32.2		47,178
2011		31.9		44,571
2012		27.8		37,016
2013		27.0		34,408
2014		25.6		31,099
			Venta_{tot} =	6,674,919 3,716,375

Donde:

El VP y el VA, se obtuvieron de las siguientes fórmulas:

$$VP_{gas} = (Qg / 5000) \times 11.73$$

$$VA_{gas} = VP_{gas} / (F_{RVA})^{(n - 2000)}$$

Los valor de 5000, representa la conversión de pies cúbicos a barril.



10.4 Costo del agua de inyección.

Se utilizó un valor de 0.03125 (USD/B), de acuerdo con los costos que se obtienen en el campo Tamaulipas (este valor incluye su tratamiento, conducción, inyección, etc.) su valor actual se calculo con el factor de reducción indicado^(10 1). Los resultados son presentados en la tabla 10.4.1:

Tiempo (Años)	iw (BPD)	VA (USD/Año)
2000	18000	205,313
2001	8000	87,054
2002	8200	85,127
2003	9200	91,117
2004	10000	94,486
2005	11200	100,958
2006	13188	113,411
2007	13980	114,694
2008	14200	111,142
2009	15100	112,752
2010	15995	113,942
2011	15998	108,723
2012	15999	103,730
2013	16000	98,967
2014	16000	94,416
	Costo tot. =	1,635,832

Donde:

$$VP_{agua} = iw \times 365 \times 0.03125$$



$$VA_{agua} = VP_{agua} / (F_{RVA})^{(n - 2000)}$$

10.5 Estudio Económico.

De acuerdo a la producción de aceite y gas que se estimó en este trabajo al aplicar un método de Recuperación Secundaria, se prevé una captación total de divisas en dólares por la comercialización de estos hidrocarburos al final del proyecto (año 2014) de:

<i>Aceite.....</i>	<i>77.951 (MMUSD)</i>
<i>Gas.....</i>	<i>3,716 (MMUSD)</i>

Lo que representa un total de:

81.667 (MMUSD)

Donde los gastos de inversión inicial, para la ejecución de este proyecto suman:

<i>Planta de agua.....</i>	<i>2.240 (MMUSD)</i>
<i>El acondicionar 7 pozos como inyectores.....</i>	<i>1.750 (MMUSD)</i>
<i>Agua de inyección (hasta el final del proyecto)....</i>	<i>1.636 (MMUSD)</i>
<i>Otros gastos.....</i>	<i>0.500 (MMUSD)</i>

Total = 6.126 (MMUSD)

Los gastos iniciales de inversión se cubrirán en su totalidad, en los primeros dos años de operación del proyecto (del 2001 al 2002), ya que se estima obtener lo siguiente:



Acete.....11.308 (MMUSD)

Gas.....2.273 (MMUSD)

Total = 13.581 (MMUSD)

Que con respecto a los gastos iniciales se estima un remanente de estos dos primeros de **7.455 (MMUSD)**.

Los demás gastos que se contemplan a lo largo del proyecto (15 años) son:

Sueldos (1 ingeniero y tres obreros).....0.504 (MMUSD)

Sueldo de 1 obrero extra, a la surgencia de agua..0.075 (MMUSD)

Administrativos.....0.403 (MMUSD)

Materiales.....0.108 (MMUSD)

Extras.....0.050 (MMUSD)

Total = 1.141 (MMUSD)

Esta última cantidad descontándola al remanente estimado, dan **6.315 (MMUSD)**, lo que indica que el proyecto se cubrirá en su totalidad en los 2 primeros años y reportará al final la diferencia positiva arriba mencionada.

Por lo tanto la estimación de las utilidades totales esperadas son de:

74.401 (MMUSD)

Lo que nos indica que el proyecto es rentable, obteniendo una relación de utilidades a gastos de inversión de 10.24.



Gráfico 10.2.1

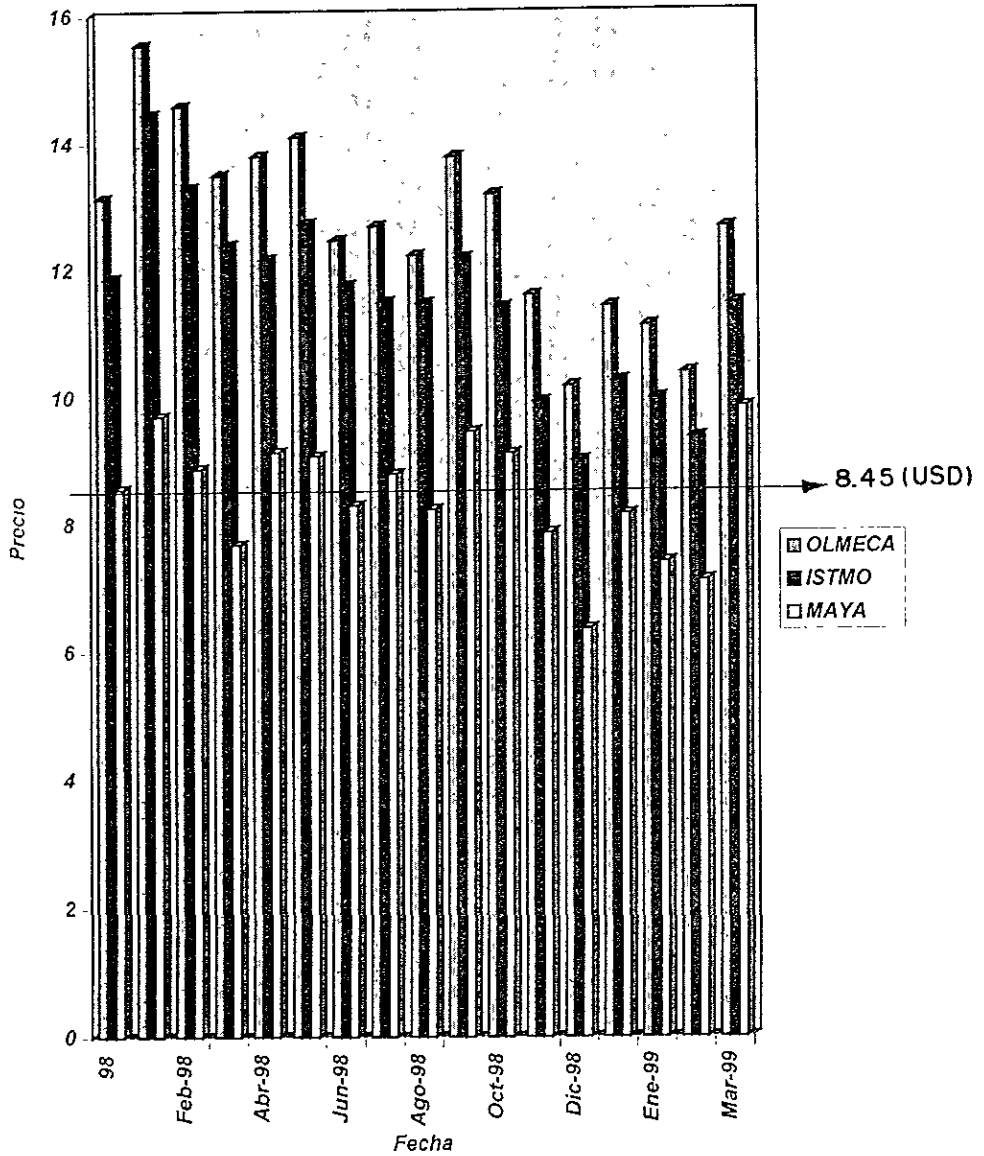
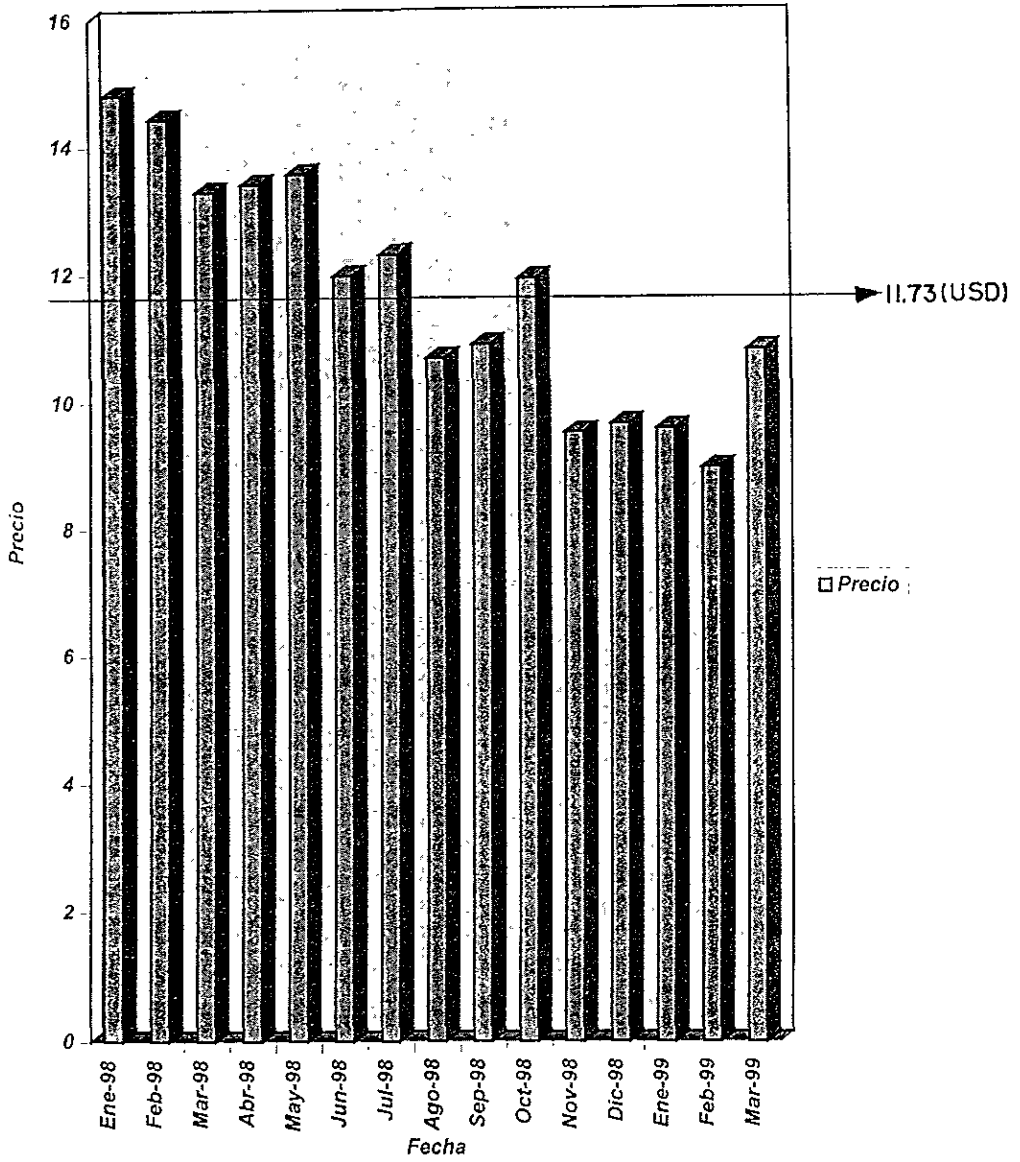




Gráfico 10.3.1





10.7 Resumen

Durante los últimos años la industria petrolera internacional ha sufrido cambios trascendentes en las actividades de exploración y explotación, desde el mejoramiento sustancial de las técnicas para extracción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

México no ha estado ajeno a esta transformación y utiliza tecnología de punta en la realización de estudios de caracterización y simulación de yacimientos, sismología, perforación y terminación de pozos, etc.

En este trabajo se describen las acciones realizadas y sus resultados obtenidos en uno de los campos del Paleocanal de Chicontepec, Campo Agua Fría C-10, con el objeto de incrementar la producción del yacimiento, al implantar un método de recuperación secundaria por inyección de agua.

El campo de Agua Fría localizado en Poza Rica Ver. y desarrollado en la década de los 70's, corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno - Eoceno Inferior Temprano que en algunos lugares rebasa los 1,700 metros de espesor. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y están distribuidas de manera irregular y errática. Este campo se localiza por debajo de una discordancia regional y encima de ella, se tienen sedimentos arcillosos. La calidad y extensión de los datos geológicos (roca y fluidos) varían, y en algunas capas no existen. El mecanismo de empuje predominante es por gas en solución, lo cual ocasiona una baja recuperación de hidrocarburos.



Los estudios desarrollados en este trabajo son:

a. Comportamiento primario. El objetivo fue el establecer el comportamiento que presenta el yacimiento a lo largo de su explotación natural, determinando inicialmente el volumen original de aceite y el de recabar, organizar y ajustar los parámetros que intervienen en todo proceso de recuperación de hidrocarburos, como son las propiedades físicas de la roca almacén (porosidad, permeabilidad, mojabilidad, etc.), las características, volúmenes (gastos y acumulaciones) y tipo de los fluidos almacenados (viscosidad, densidad, factor de volumen, Rs, etc.), y en general su comportamiento presión - volumen - temperatura, confirmando con ello el tipo de empuje predominante, observando y ajustando el comportamiento gráfico que tienen todos estos parámetros.

b. Declinación natural. Que de acuerdo a los resultados obtenidos, de gastos y acumulaciones de los diferentes fluidos producidos, fue posible establecer a través de ecuaciones el factor de declinación y con ello determinar el tiempo en función de la presión, el año en que la producción deja de ser rentable como proyecto a través de la explotación natural.

c. Recuperación Secundaria. A través del método de Craig modificado y de las propiedades y volúmenes de los fluidos, se determinó el tiempo, los gastos de inyección y la producción de aceite, gas y agua al implementar este método de inyección de agua, estableciendo un arreglo inverso de siete pozos, con un pozo inyector y seis productores. Las modificaciones al método se desarrollaron conforme a lo que estipula el autor de acuerdo al arreglo deseado.

d. Análisis Económico. Se determinó que el proyecto sí es rentable, de acuerdo a los volúmenes de inyección y a la



infraestructura que se requiere para el desarrollo adecuado en la aplicación de esta recuperación secundaria.

Como resultado del desarrollo de este estudio, se determino que es posible incrementar la producción acumulada inicial hasta mas del 220%, en un plazo de tiempo menor, en comparación al que requirió la explotación natural

10.8 Comentarios

La recuperación secundaria involucra la introducción de energía al yacimiento por medio de la inyección de agua o gas natural a presión. Los volúmenes de agua o gas inyectados en ciertos pozos, desplazan el aceite hacia los pozos productores y proporcionan una recuperación adicional a la que se obtendría con la recuperación primaria. En los yacimientos de aceite, cuando carecen de empuje hidráulico activo, se puede aplicar la recuperación secundaria, inyectando gas o agua, de esta última cuando se dispone de una fuente cercana y adecuada de abastecimiento, resulta ser la mas económica. En el mundo, los proyecto de inyección de agua representan más del 70% del total de proyectos de recuperación secundaria.

En la selección del método de recuperación comprenden tanto consideraciones técnicas como económicas. El análisis económico se basa en la predicción del comportamiento que se estima mostrara el yacimiento en estudio, bajo los distintos métodos.

En particular, con referencia al Campo Agua Fría C-10, se presenta una permeabilidad relativamente baja, en comparación con otros campos en el mundo con un promedio arriba de 100 md; es un yacimiento bajo saturado, con una viscosidad de aceite relativamente

alta (rango promedio de 3 a 9 cp), en la parte geológica se presentan varios cuerpos aislados con un alto contenido de arcillas, así como una inconsistencia y veracidad en los datos de roca almacenadora, fluidos y de producción; reportándose pozos con baja productividad y alta declinación de la producción (yacimiento con baja energía y degradación en la conductividad de la roca), con un bajo porcentaje de recuperación de hidrocarburos en su etapa primaria

10.9 Conclusiones.

1. El estudio permitió validar el volumen original de hidrocarburos en 127×10^6 .
2. Incremento de la producción en pozos con baja productividad o en vías de declinación.
3. Recuperación de más del 220%, del volumen acumulado inicialmente.
4. Menor tiempo empleado para recuperar un volumen de aceite de 11×10^6 (bls).
5. En base a los resultados se observa claramente el beneficio de la aplicación de un proceso de mantenimiento de la presión, mediante la inyección de agua.
6. En la parte económica, resulta ser muy rentable además de que las ganancias son buenas aún a pesar de que se consideró que el aceite producido de estos pozos tienen una densidad de 18 ° API y no mayor a ésta.



7.- El método de Craig modificado resulta favorable como recuperación secundaria, a pesar de que se obtiene una baja eficiencia de barrido del arreglo, es necesario mejorarla, para que en lo futuro se tenga mayores probabilidades de éxito, al incrementar la eficiencia de desplazamiento de aceite.

10.10 Recomendaciones.

1.- Tomar la presión de fondo a pozo cerrado en 4 ó 5 pozos productores, para definir con mayor exactitud la presión actual del yacimiento y con ello ajustar aun más el volumen original de aceite.

2.- Realizar un análisis nodal para una mejor selección de los aparejos de producción y reducción de contrapresiones.

3.- Pruebas de fall off en pozos inyectores de agua.

4.- Reducir contrapresión en la red, permite la entrada de pozos en baja presión.

5.- Realizar pruebas, con el objeto de confirmar el grado de admisión de los pozos inyectores, para ajustar el tiempo de respuesta en los pozos productores, así como en la duración del proyecto.

6.- Por último en otros estudios realizados, se recomendó fracturar hidráulicamente los pozos y disponer de un sistema artificial de producción. Las fracturas hidráulicas creadas poseen propiedades de conductividad, longitud y altura que garantizan el aumento en la productividad de los pozos y propicia la comunicación vertical.

NOMENCLATURA

B _o	Factor de volumen del aceite, volumen a condiciones de yacimiento, dividido por el volumen a condiciones estándar, indimensional.
B _g	Factor de volumen del gas, volumen a condiciones de yacimiento, dividido por el volumen a condiciones estándar, indimensional.
F _A	Eficiencia de área barrida en el arreglo, área barrida dividida por el área total del arreglo, fracción.
E B M	Ecuación de balance de materia.
f _w	Flujo fraccional del agua, fracción.
G	Aceleración de la gravedad, pies/seg ² .
h _{ie}	Gasto de inyección del fluido con la misma movilidad que el aceite en el yacimiento.
I	Índice de Inyectividad, BWPD/psi.
K	Permeabilidad absoluta, md.
k-	Permeabilidad promedio, md.
K _g	Permeabilidad efectiva al gas, md.
K _o	Permeabilidad efectiva al aceite, md.
K _{rg}	Permeabilidad relativa al gas, fracción.
K _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite, fracción.
K _{rw}	Permeabilidad relativa al agua, fracción.
K _w	Permeabilidad al agua, md.
K _w /K _o	Relación de permeabilidades agua-aceite, indimensional.
K	Permeabilidad al 84.1% del total de muestras.
Ln	Logaritmo natural, base e.
L	Logaritmo.
L	Distancia medida en el sentido del movimiento.
M	Relación de movilidad, movilidad del fluido desplazante dividida por la movilidad del aceite, indimensional.
N _p	Volumen acumulativo de aceite producido, bls.
ΔN _p	Incremento del volumen de aceite producido, bls.
P	Presión, lb/pg ² , psi.
P _a	Presión de abandono, psi.
P _b	Punto de burbujeo ó presión de saturación, psi.
P _{iwf}	Presión de inyección en el fondo del pozo, psi.
P _c	Presión capilar, psi.
P _o	Presión en la fase de aceite, psi.
P _w	Presión en la fase de agua, psi.
Q	Gasto, cc/seg ó gasto de producción bpd.
Q _o	Gasto de producción de aceite, BAPD.

NOMENCLATURA

Q _w	Gasto de producción de agua, BWP/PD.
Q _i	Volúmenes de poros de fluidos inyectados acumulado.
R	Distancia radial, pies.
r _e	Radio de la frontera exterior, pies.
r _w	Radio del pozo, pies.
R	Relación de gastos de producción entre el pozo de esquina y el pozo lateral, arreglo invertido de nueve pozos, tabla 5.12.
R _s	Relación gas-disuelto/aceite, RGA, estandar, pies ³ /bl.
S _g	Saturación de gas, fracción del volumen de poros.
S _g [*]	Saturación de gas, en una inyección piloto de agua, igual a : $(\pi/4)(1-S_{wc}-S_{or})$.
S _{gi}	Saturación de gas atrapada, fracción del volumen de poros.
S _o	Saturación de aceite, fracción del volumen de poros.
S _{oi}	Saturación inicial de aceite, fracción del volumen de poros.
S _{or}	Saturación residual de aceite, fracción del volumen de poros.
S _w	Saturación de agua, fracción del volumen de poros.
S _w [*]	Saturación promedio de agua, fracción del volumen de poros.
S _{wc}	Saturación de agua congénita, fracción del volumen de poros.
S _{wi}	Saturación inicial de agua, fracción del volumen de poros.
T	Tiempo, días.
U	Velocidad de Darcy, gasto por área total, cm/seg, es decir q/A.
V _p	Volumen de poros, VP, bls.
W	Volumen de agua, bls.
W _i	Volumen acumulativo de agua inyectada, bls.
ΔW _i	Incremento de volumen de agua inyectada, bls.
ΔW _p	Incremento de volumen de agua producida, bls.
μ	Viscosidad, cp.
μ _g	Viscosidad del gas, cp
μ _o	Viscosidad del aceite, cp.
μ _w	Viscosidad del agua, cp.
ρ	Densidad, g/cc
ρ _g	Densidad del gas, g/cc.
ρ _o	Densidad del aceite, g/cc.
ρ _w	Densidad del agua, g/cc.
Δρ	Diferencia de densidades, densidad del agua menos la densidad del aceite, g/cc.
SATF	Función Saturación
F _{gva}	Factor de reducción a valor actual.
VP _{gas, aceite}	Valor presente del gas (al año en curso).
VA _{gas, aceite}	Valor actual del gas (para cada año).
α _d	Angulo del echado respecto a la horizontal de la formación.



REFERENCIAS

- 1.1 Cinco Ley, Caracterización dinámica de los yacimientos.
- 1.2 EXITEP "Exposición Internacional de Ingeniería Petrolera", CIPM, (396-402).
- 9 1 Schoeppel, R.J. : "Waterflood Prediction Methods", Oil and Gas J.(1968)66, Enero 22, 72-75 ; Febrero 19, 98-106 ; Marzo 19, 91-93 ; Abril 8, 80-86, May 6, 111-114 ; Junio 17, 100-105 ; Julio 8, 71-79
- 9.2 Yuster, S.T. y Calhoun, J.C., Jr. : "Behavior of Water Injection Well," Oil Weekly (Diciembre 18 y 25, 1994)44-47.
- 9.3 Suder, F.E y Calhoun, J.C., Jr : "Waterflood Calculations," Drill. And Prod. Prad., API(1949)260-270.
- 9.4 Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L. y Baker, J.D. : "Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five-Spot Floods," Trans., AIME(1959),216,98-105.
- 9.5 Stiles, W.E. : "Use of Permeability Distribution in Water-Flood Calculations," Trans., AIME(1949)186,9-13.
- 9.7 Johnson, J.P. : "Predicting Waterflood Performance by the Graphical Representation of Porosity and Permeability Distribution," J Pet. Tech.(Noviembre, 1965)1285-1290.
- 9.8 Dystra, H. Y Parsons, R.L. : "The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding," Secondary Recovery of Oil in the United States, 2a. Ed., API, Nueva York(1950)160-174.
- 9 9 Johnson, C.E., Jr. : "Prediction of Oil Recovery by Waterflood-A Simplified Graphical Treatment of the Dykstra-Parsons Method," Trans., AIME(1956)207,345-346
- 9 10 Falsenthal, M., Cobb, T.R. y Heuer, G.J. "A Comparison of Waterflood Evaluation Methods," Trabajo SPE 332 presentado en SPE Fifth Biennial Secondary Recovery Symposium, Wichita Falls, Texas, Mayo 7-8, 1962.
- 9.11 Muskat, M : *Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Systems*, J.W. Edwards, Inc., Ann Arbor, Mich.(1946).
- 9.12 Hurst, W. : "Determination of Performance Curves in Five Spot Waterflood," Pet Eng.(1953)25, B40-46.
- 9.13 Caudle, B.H. y Witte, M.D. : "Prediction Potential Changes During Sweepout in a Five-Spot Pattern," Trans., AIME(1959)216,446-448.
- 9.14 Kimbler, O.K., Caudle, B.H. y Cooper, H.E., Jr. : "Areal Sweepout Behavior in a Nine-Spot Injection Pattern," J. Pet. Tech.(Febrero, 1964)199-202.
- 9.15 Caudle, B.H., Hickman, B.M y Silberberg, I.H. : "Performance of the Skewed Four-Spot Injection Pattern," J. Pet.Tech.(Noviembre 1968)1315-1319.



REFERENCIAS

- 9 16 Aronofsky, J. : "Mobility Ratio-Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment," Trans., AIME(1952)195,15-24.
- 9 17 Deppe, J.C. : "Injection Rates-The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern," Soc.Pet.Eng.J.(Junio 1961)81-91.
- 9.18 Hauber, W.C. : "Prediction of Waterflood Performance for Arbitrary Well Patterns and Mobility Ratios," J.Pet.Tech.(Enero 1964)95-103.
- 9 19 Buckley, S.E. y Leverett, M.C. : "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans., AIME(1942)146, 107-116.
- 9 20 Felsenthal, M., y Yuster S.T. : "A Study of the Effect of Viscosity in Oil Recovery by Waterflooding," trabajo 163-G presentado en SPE West Coast Meeting, los Angeles, Octubre 25-26, 1956.
- 9 21 Buckley, S.E and Leverett, M.C. : "Mechanism of Fluid Displacements in Sands," Trans.,AIME(1942)146,107-116.
- 9.22 Holmgren, C.R. y Morse, R.A. : "Effect of Free Gas Saturation on Oil recovery by Waterflooding," Trans.,AIME(1951)192,135-140., Terwilliger, P.L., Wilsey, L.E., Hall, H.N., Bridges, P.M. y Morse, R.A. : "An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance," Trans.,AIME(1951)192,285-295.
- 9.23 Welge, H.J. : "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive," Trans.,AIME(1952)195,91-98.
- 9.24 Craig, F.F., Jr., Geffen, T.M. y Morse, R.A. : "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Test," Trans.,AIME(1955)204,7-15.
- 9 25 Douglas, J. Jr, Blair, P.M. y Wagner, R.J. : "Calculation of Linear Waterflood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure," Trans.,AIME(1958)213,96-102.
- 9 26 Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Forrest F. Craig Jr., Society of Petroleum Engineers of AIME, New York (1982).
- 9.27 Transporte de Hidrocarburos por ductos, Francisco Garaicochea Petrirena, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A .C.(1991).
- 9 28 Craig, F.F., Jr., Geffen, T.M. y Morse, R.A. : "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Test," Trans.,AIME(1955)204,7-15.
- 10.1 Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio de Factibilidad de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua. Ing. Santiago Rivas Gómez, Julio(1997).
- 10 2 <http://www.pemex.gob/indicadores>.
-



BIBLIOGRAFIA

- 1.- Craft B. C. , Hawkins M.F. : " Applied Petroleum Reservoir Engineering " , Prentice Hall Inc., Englewood Clifts, N.J., (1959).
- 2.- Santiago Rivas Gómez, Juan Hefferan Vera. : " Estudio del campo Monterrey y predicción del comportamiento de la arena ensenada " , PEMEX, (1954).
- 3.- Craig F. F. : " Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua " , Monografía SPE , Richardson Tex (1982).
- 4.- Frank W. Cole. : " Reservoir Engineering Manua " , Gulf Publishing Company, Houston, Texas, (1961).
- 5 - Abreu Menéndez T.J. : " Recuperación Secundaria de Hidrocarburos " , Tesis Profesional, UNAM, (1976).
- 6 - Gian Luigi Chierici. : " Enhanced Oil Recovery Processes a State of the Art Review " , Agip s.p.A., San Donato Milanese, July, (1980).
- 7.- Santiago Rivas Gómez, Armando Pineda M : " Estudio de Factibilidad de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua a Yacimientos de Gas y de Gas y Condensado " , IMP, Julio, (1997).
- 8.- Richard D.A Pike. : " Agua Fría, Ver. México, Reservoir Simulation Study " , PetroStudies, Consultants Inc., Calgary, Alberta, Canada, January, (1998).
- 9 - Matthews C.S. : " Pressure Buildup and Flow Tests in Wells " , Trans. AIME, New York, (1967).
- 10.- Francisco Garaicochea P. : " Transporte de Hidrocarburos por Ductos " , AIPM, A C ., (1991).



BIBLIOGRAFIA

11.- Jorge Domínguez R. : " Diseño de Pozo para maximizar la explotación del Paleocanal de Chicontepec ", Revista de Ingeniería Petrolera Vol XXXVIII, No. 3, (1998).

12.- Richard D.A. Pike. : " Reservoir Simulation Study ", Agua Fría México, Reporte final, PetroStudies Consultants Inc., Enero, (1998)

13.- Richard D. A. Pike. : " Simulación numérica de la terminación del Pozo Agua Fría 853 ", Informe PetroStudies, Consultants Inc., Junio, (1998).