



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO TEÓRICO Y NUMÉRICO DEL PROCESO
DE DOBLE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS
FRACURADOS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

INGENIERIA PETROLERA Y DE G. N. - YACIMIENTOS

P R E S E N T A :

MARIA LAURA LAREZ GUTIERREZ

TUTOR:
EDGAR RANGEL GERMAN

2009



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Secretario: Dr. Fernando Rodríguez de la Garza

Vocal: Dr. Edgar Rangel Germán

1^{er}. Suplente: Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz

2^{do}. Suplente: Dr. Jesús Rivera Rodríguez

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

MEXICO, D. F.

TUTOR DE TESIS:

EDGAR RANGEL GERMAN

FIRMA

Agradecimientos

A mi familia ante todo por su apoyo no sólo económico sino moral, ellos fueron mi principal motivación para realizar esta maestría.

A mi tutor y amigo Edgar, por el esfuerzo y tiempo que ha dedicado a esta Tesis.

A mis sinodales por sus acertados comentarios que ayudaron a mejorar el contenido de esta Tesis.

A aquellas personas que me ayudaron en alguna etapa de la realización de esta tesis, especialmente a Gustavo Prado, Alfredo León, Oscar Osorio, Luis Angeles, Ulises Neri y Alejandro Mar.

Contenido

Resumen	iii
Introducción	iv
CAPITULO I. Antecedentes	1
CAPITULO II. Proceso de Doble Desplazamiento	11
II.1. Mecanismos de Recuperación Presentes Durante el Procesop de Doble Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados	12
II.1.1. Imbibición	13
II.1.2. Drene Gravitacional	14
II.1.3. Difusión	17
II.2. Proceso de Doble Desplazamiento a nivel de poro	18
CAPITULO III. Modelo de Simulación	20
III. 1 Características de Campo	20
III.2. Modelo de Simulación	30
III.2.1. Malla de simulación	31
III.2.2. Propiedades Roca-Fluido	38
III.2.3. Propiedades de los fluidos	45
III.2.4. Mecanismos de Recuperación	50
CAPÍTULO IV. Resultados de los Pronósticos de Simulación	54
IV.1. Declinación Natural	54
IV.2. Simulación del Proceso de Doble Desplazamiento	56
IV.2.1. Sensibilidades al gasto de inyección de gas	59
IV.2.2. Sensibilidades al gasto de producción de agua	61
IV.3. Simulación del Proceso de Doble Desplazamiento incluyendo perforación de pozos nuevos	73
IV.4. Reparación de pozos existentes	81

IV.5. Sensibilidades a parámetros que intervienen en el Proceso de Doble	
Desplazamiento	87
IV.5.1. Funciones de permeabilidades relativas de la fractura	88
IV.5.2. Factor de Forma y Altura de bloque de matriz	90
IV.5.3. Presión Capilar del gas-líquido	93
CAPÍTULO V. Análisis Económico	95
V.1. Descripción de los casos evaluados	96
V.2. Resultados del análisis	102
V.3. Análisis de Riesgo y Simulación Monte Carlo	112
Conclusiones	119
Recomendaciones	121
Fuentes de Consulta	122

Resumen

En el mundo, gran parte de la producción de aceite proviene de yacimientos naturalmente fracturados. Generalmente, la recuperación de aceite por medios primarios y secundarios en estos yacimientos es muy baja comparada con la recuperación en yacimientos homogéneos. Debido a estos grandes volúmenes remanentes en estos yacimientos, ha surgido la necesidad de estudiar diferentes alternativas de recuperación en miras a incrementar el aceite recuperable en los mismos.

El Proceso de Doble Desplazamiento se ha definido como el desplazamiento por gas de una columna de aceite invadida por agua. Algunos estudios de este proceso realizados en yacimientos homogéneos han sido exitosos. Pocos estudios se han hecho en yacimientos fracturados, sin embargo, por el incremento en la recuperación en los casos estudiados, vale la pena estudiar este proceso en dichos yacimientos.

En esta tesis se estudia el Proceso de Doble Desplazamiento mediante su aplicación en un modelo de simulación numérica. Se creó un modelo de simulación composicional de doble porosidad con drenaje gravitacional. Su estructura es una sección transversal de un anticlinal que cuenta con siete pozos productores de aceite. Durante la historia de producción de 30 años, se utilizó como método de recuperación secundaria la inyección de agua a través de los flancos. Ayudado por el efecto de un acuífero activo asociado, el yacimiento fue invadido por agua, dejando 66% del volumen original, que en su mayoría se encuentra en el sistema de matriz.

Para las predicciones de producción, se inyectó gas en la cima de la estructura y produjo agua a través de los flancos, con la finalidad de ayudar el desplazamiento de los fluidos estructura abajo mediante el drenaje gravitacional.

Mediante sensibilidades realizadas al gasto de inyección de gas y producción de agua, se determinó el escenario más apropiado de inyección de gas y producción de agua. Este escenario consistió en la producción de agua a través de ambos flancos en forma

descendiente y la inyección ascendente de gas reciclado completado con nitrógeno puro. También se perforaron dos pozos en la zona del campo donde había mayor saturación de aceite. Este escenario de producción permitió que el contacto agua-aceite se desplazara estructura abajo 270 pies y que el gas penetrara la matriz desplazando el aceite hacia las fracturas. El incremento en la recuperación fue de 22.5% en un periodo de 30 años.

Una vez terminado el estudio técnico se realizó un análisis económico, primero determinístico y luego probalístico. Mediante este análisis se determinó que, a pesar de que este método tiene asociados altos costos e inversiones y constituye una opción con mayor riesgo, el escenario donde es aplicado el Proceso de Doble Desplazamiento tiene ganancias (valor presente neto) superiores a otros métodos evaluados.

Introducción

La gran mayoría de los yacimientos en el mundo usarán algún método de recuperación secundaria o mejorada y muchos se encuentran bajo la aplicación de estos métodos actualmente. Muchas veces los volúmenes remanentes de aceite en estos yacimientos son grandes, lo que ha despertado gran interés en los procesos de recuperación mejorada.

Debido a su gran complejidad, los yacimientos naturalmente fracturados son propensos a tener saturaciones residuales de aceite mayores que las obtenidas en yacimientos homogéneos y menos complejos. Los procesos de recuperación mejorada podrían incrementar la recuperación y producción de aceite en estos yacimientos.

En México, los yacimientos más importantes son naturalmente fracturados. Estos yacimientos en su mayoría, tienen un acuífero asociado o se encuentran bajo un proceso de inyección de agua, lo que ha provocado problemas de invasión vertical de agua en etapas tempranas de la explotación del yacimiento. Esto resulta en una alta saturación residual de aceite, en la mayoría de los casos, mayor al 40%.

Diversos estudios experimentales (Li y cols., 2000), de simulación (Ren y cols., 2003) y de campo (Carlson, 1988; Johnston, 1988; Fassihi y cols, 1993; Beliveau y cols., 1993), han demostrado que el Proceso de Doble Desplazamiento puede incrementar la recuperación de aceite en yacimientos invadidos por agua, por lo que este proceso pudiera ser una alternativa de aplicación en los yacimientos naturalmente fracturados que presentan estos problemas de invasión de agua.

El Proceso de Doble Desplazamiento ha sido definido como el desplazamiento por gas de una columna de aceite invadida por agua (Carlson, 1988). Fassihi y cols. (1993) indican que los dos desplazamientos se refieren al desplazamiento de aceite por drene gravitacional y el desplazamiento de agua mediante el movimiento de los fluidos (gas y aceite) estructura abajo. Como la saturación residual de aceite en un desplazamiento por gas es menor que en un desplazamiento por agua, la recuperación de aceite es mayor (Li y cols., 2000).

El Proceso de Doble Desplazamiento ha sido implementado en algunos campos del mundo con buenos resultados. Un campo pionero es el campo Hawkins, Texas, Estados Unidos. Langenberg (1994) reportó que el comportamiento del campo Hawkins demostró que el Proceso de Doble Desplazamiento puede reducir la saturación residual de aceite final, obteniendo una recuperación adicional de aceite.

Posteriormente, el Proceso de Doble Desplazamiento se implementó en el campo West Hackberry, Louisiana, Estados Unidos y en una prueba piloto en el campo Weeks Island, Louisiana, Estados Unidos. En West Hackberry, ayudado con la combustión del aire, el Proceso de Doble Desplazamiento incrementó la producción de aceite y disminuyó la producción de agua. En el campo Weeks Island, Johnston (1988) pronosticó un incremento de aproximadamente 66% en la recuperación final con la prueba piloto.

En años más recientes se han realizado procesos similares en los campos Handil y Forest Reserve y Oropuche en Indonesia y Trinidad y Tobago, respectivamente, que han permitido encontrar la factibilidad de la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento (Gunawan y Caié, 1999 y Mohammed-Singh y cols., 2005).

A pesar de los buenos resultados que se ha obtenido con el Proceso de Doble Desplazamiento, éste ha sido aplicado en la mayoría de los casos en yacimientos homogéneos, generalmente arenas. En yacimientos fracturados, la inyección de gas ha sido catalogada como riesgosa, debido a muchos factores: la alta movilidad del gas y la alta permeabilidad en las fracturas provoca la canalización del gas en las fracturas, provocando una irrupción temprana de gas en los pozos. Aunado a esto, la preferencia de la matriz a ser mojada por líquidos, limita la entrada de gas a ésta, lo que resulta en volúmenes considerables de aceite remanente en el sistema matriz.

Sin embargo, pruebas de laboratorio (Schechter y cols., 1994 y Hujun y cols., 2000) y estudios relacionados con inyección de gas en campos fracturados (Beliveau y cols., 1993 y

Schechter y cols., 1998) han abierto la posibilidad de aplicar procesos de inyección de gas en yacimientos fracturados.

En una prueba piloto de inyección miscible de CO₂ realizada en el campo fracturado Midale, Saskatchewan Canadá, (Beliveau y cols., 1993), se obtuvo un incremento en la recuperación de 14%, lo que indica que la inyección miscible de gas no necesariamente debe ser excluida de los campos fracturados. El éxito de la inyección de gas en este campo se debió, entre otros factores, al dominio del drene gravitacional durante el proceso de inyección de gas.

En México, muchos yacimientos naturalmente fracturados de gran volumen que han sido invadidos por agua, ya sea por el efecto de algún acuífero, o por procesos secundarios de inyección de agua, se encuentran en etapas finales de producción con altos volúmenes remanentes de aceite en el sistema matriz. En esta tesis se presenta un estudio de simulación numérica implementando el Proceso de Doble Desplazamiento en una sección transversal de un modelo de simulación para un yacimiento naturalmente fracturado con características de los yacimientos de la Región Sur de México.

El modelo de simulación consiste en un yacimiento naturalmente fracturado maduro que ha sido explotado por un período extenso. Su historia de producción inicia con agotamiento natural. En corto tiempo, por una gran reducción en la energía del campo, se comienza un proceso de inyección de agua que ayuda a mantener la presión. Aunado a esto, el campo posee un acuífero de energía moderada, el cual también contribuye al mantenimiento de la presión y al desplazamiento del agua dentro del yacimiento.

A pesar de que estos procesos por muchos años contribuyen en la producción de aceite del campo, en etapas finales, muchos pozos han sido invadidos por agua, siendo ésta, en muchos casos, la causa de la reducción en la producción de aceite y del cierre de los mismos.

Mediante la simulación numérica del Proceso de Doble Desplazamiento en este modelo, se pretende estudiar la posibilidad de incrementar la producción de aceite de los pozos del campo que han sido invadidos por agua, ya que al desplazar el agua hacia las zonas más bajas del yacimiento, se reduce su producción, permitiendo un mayor contacto de los pozos con el aceite. Además, el efecto del drene gravitacional en el campo, permite el desplazamiento hacia las fracturas de un volumen considerable del aceite que se encuentra atrapado en la matriz.

Finalmente, con la finalidad de evaluar la factibilidad económica del Proceso de Doble Desplazamiento, se realiza un análisis económico de los casos de simulación claves en este estudio. Además, se realiza un análisis de sensibilidad a los parámetros económicos determinantes de las ganancias y un análisis de riesgo mediante una serie de simulaciones Monte Carlo.

CAPÍTULO I

Antecedentes

Ren y cols. (2003) estudiaron el efecto de varios parámetros en el Proceso de Doble Desplazamiento en un modelo de simulación 3D rectangular y con propiedades homogéneas, con la finalidad de optimizar la producción de aceite y desarrollar un criterio de selección de candidatos para el proceso.

El propósito de simular el Proceso de Doble Desplazamiento, fue evaluar los gastos de inyección de gas y de producción, así como estudiar el efecto de la presión capilar, el efecto de diferentes modelos de permeabilidades relativas trifásicas, y el ángulo de inclinación del yacimiento.

El estudio de gastos de inyección y producción consistió en variar el gasto de inyección, de un mínimo de 8,000 pie³/día, a un máximo de 30,000 pie³/día, y el gasto de producción de 800 a 1,500 bls/día.

Un año después de iniciada la inyección de gas, se comenzó a formar el banco de aceite, sin embargo, la forma del frente de gas era diferente a distintos gastos de inyección. Con mayor gasto de inyección y producción el frente de gas se tornaba más inestable y llegaba más rápido a los pozos productores, mientras que, con gastos menores, el frente se mantuvo más plano y se retardó su producción pero se obtuvo una mejor eficiencia de barrido.

Para la evaluación del ángulo de inclinación del yacimiento se utilizaron tres ángulos diferentes, 8° (original), 30° y 60°. Los resultados de estas simulaciones indican que para inyecciones de gas constantes, a medida que incrementa el ángulo, más tiempo tarda en llegar el banco de aceite a los pozos productores. Por otra parte, si el gasto de inyección de gas se incrementa, en ángulos de inclinación mayores, el banco de aceite llega más rápido a los pozos productores pero con un frente de gas más plano. Todo esto indica que un mayor ángulo de inclinación ayuda al drene gravitacional.

La evaluación de las permeabilidades relativas consistió en la utilización de cuatro modelos para obtener permeabilidades relativas trifásicas a partir de mediciones de permeabilidades bifásicas. Estos modelos fueron Stone 1 y Stone 2 normalizados por Aziz y Settari (1979), y los modelos Linear Isoperm y Segregated propuestos por Baker (1988). Los modelos Stone 1, Linear Isoperm y Segregated muestran resultados muy similares. Después de 10 años de inyección de gas, el banco de aceite está muy cerca de los pozos productores, la zona de transición entre el aceite y el gas era reducida y la saturación de aceite en la zona barrida por el gas estaba muy cerca de la residual.

El modelo Stone 2 es el único que mostró resultados diferentes. El banco de aceite ya había alcanzado los pozos productores después de 10 años de inyección de gas; la zona de transición entre el aceite y el gas era mucho más larga y la saturación de aceite en la zona barrida por el gas era variable y más alta que con los demás modelos.

Por último se evaluó el impacto de la presión capilar en el comportamiento del banco de aceite. Como inicialmente se utilizaron presiones capilares nulas, se realizó una corrida de simulación con presiones capilares diferentes de cero. Si la presión capilar es cero, los resultados son muy optimistas y poco realistas debido a que el banco de aceite es más estable y el aceite residual en la zona barrida por gas es menor, mientras que con presiones capilares diferentes de cero, la zona de transición es mayor.

Se han reportado algunos casos de campo, donde se ha llevado a cabo una inyección de gas asistida por drene gravitacional. A continuación se presentan los casos más resaltantes.

Campo Hawkins.

Uno de los primeros estudios de campo del Proceso de Doble Desplazamiento realizados fue en el campo Hawkins, Texas, Estados Unidos (Carlson, 1988). El campo produjo desde sus inicios por recuperación primaria (expansión del casquete de gas y empuje hidráulico). Posteriormente, al observar que el agua había invadido gran parte del yacimiento y que el aceite había penetrado en el casquete de gas, se comenzó a aplicar un proceso de inyección

de gas. Sin embargo, luego de observar el comportamiento del campo, así como mediante la realización de estudios de laboratorio, se determinó que la combinación de inyección de gas con drene gravitacional, era un proceso más eficiente en la recuperación del aceite residual del campo, que el empuje hidráulico y la inyección de gas.

Debido a que el campo está dividido en dos bloques productivos (bloque Este-bloque Oeste) por una falla, se decidió implementar el Proceso de Doble Desplazamiento solamente en el bloque Este, el cual posee un tamaño menor y era el más adecuado para implementar el proceso a pequeña escala y con menor inversión.

La finalidad de implementar el Proceso de Doble Desplazamiento en el campo Hawkins era reducir la saturación residual de aceite en zonas barridas por agua, así como recuperar el aceite en zonas no barridas por agua, mediante un incremento en las eficiencias de barrido y desplazamiento provocado por las características de drene gravitacional favorables existentes en el campo (gran espesor de formación).

Después de algunos años de implementado el proceso, Langenberg (1994) realizó un balance de los primeros 6 años de aplicación del proceso de doble desplazamiento en el campo Hawkins, confirmando la viabilidad del proceso. Encontró que los contactos gas-aceite y agua-aceite se habían movido hacia la parte más profunda del yacimiento en forma estable y el espesor de la columna de aceite también se había reducido notablemente. En este sentido, se repararon los pozos a profundidades mayores lo que en los siguientes años permitió mejorar un poco la producción de los mismos.

En el estudio también se determinó que en los primeros 6 años el drene gravitacional estaba ocurriendo más lento de lo esperado, lo que se atribuyó a la alta viscosidad del aceite, a una baja permeabilidad relativa del aceite y a grandes cantidades de aceite atrapado en zonas de baja permeabilidad. En este caso, la estrategia implementada fue reducir la inyección de nitrógeno de 33 MM pie³/día a 15 MM pie³/día con la finalidad de evitar una canalización del gas debido a un movimiento muy rápido del gas en relación con el de la columna de aceite. Tres años después de implementada esta estrategia, se había

observado un incremento en el espesor de la columna de aceite indicando que con un menor gasto de inyección de gas, había suficiente tiempo para permitir el drene del aceite hacia la columna de aceite.

Estas observaciones del comportamiento del yacimiento indican que el proceso de drene gravitacional ha funcionado de la manera esperada y que el Proceso de Doble Desplazamiento ha sido exitoso en el campo Hawkins.

Campo Weeks Island.

En 1978 comenzó una prueba piloto de inyección estable de CO₂ en el campo Weeks Island, Louisiana (Johnston, 1988). La prueba se realizó en una arena de este campo de tamaño reducido con alta permeabilidad, alto espesor e inclinación. Las características de esta arena, y el hecho de parecerse a uno de los yacimientos de mayor tamaño del campo, candidato para procesos de recuperación mejorada, la hicieron una buena opción para una prueba piloto a menor escala.

La arena contenía originalmente aproximadamente 3 MM bls de aceite y un casquete de gas de 38 MMM pie³. Inicialmente se produjo el aceite mediante expansión del casquete de gas y luego mediante la inyección de agua.

Previo a la inyección de CO₂, se producían gastos de aceite bajos, flujo fraccional de agua alto, y la relación gas-aceite estaba en incremento. Al comienzo de la prueba piloto, había una columna delgada de aceite móvil de 23 pies.

Desde octubre de 1978 hasta febrero de 1980, se inyectaron en total 908 MMM pie³ de una mezcla de CO₂ y una pequeña porción de gas hidrocarburo. Se añadió el gas hidrocarburo con la finalidad de reducir la densidad del gas inyectado y reducir el riesgo de un proceso de drene gravitacional inestable. Durante el tiempo que se estuvo inyectado gas, y durante 11 meses más, hasta que comenzó la producción de aceite del campo, se produjo agua a través de un pozo en la parte baja de la estructura con la finalidad de ayudar a movilizar el

banco de aceite hacia abajo.

El primer año y medio de producción estuvo caracterizado por una producción de agua mayor del 50% y una producción de CO₂ más alta que la esperada. Esto, debido a la inyección de agua estructura abajo durante agosto-octubre de 1981 para prevenir el movimiento la columna de aceite más abajo del intervalo de producción. En años siguientes, la producción de aceite fue declinando y la producción de agua y gas aumentando.

Para el año 1987 la recuperación de aceite excedía el pronóstico inicial de 260 mil bls y se pronosticó que la producción para el abandono sería alrededor de 270 mil bls, un 60% más del aceite recuperable con la inyección de agua.

Campo West Hackberry.

Fassihi y cols. (1993) realizaron un estudio de factibilidad de aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento en el campo West Hackberry, Louisiana. Este estudio comprendió la evaluación de la factibilidad de inyección de aire en yacimientos de aceite de baja viscosidad invadidos por agua, alto ángulo de buzamiento y suficiente permeabilidad para propiciar un proceso de drene gravitacional y que además tuvieran la temperatura suficiente para generar combustión.

El aire proporciona las condiciones favorables para el Proceso de Doble Desplazamiento ya que genera un frente de combustión en el pozo inyector que moviliza el aceite, el cual es añadido a la columna de aceite creada por el drene gravitacional. El aire también tiene la ventaja de ser altamente disponible y su compresión es más económica.

Finalmente, se implementó el Proceso de Doble Desplazamiento en dos tipos de yacimientos, (1) yacimientos de baja presión (300-600 psi) con un casquete de gas, un banco de aceite de poco espesor y con una entrada de agua baja, y (2) yacimientos de alta presión (2,500-3,300 psi) que fueron invadidos por agua (Gillham y cols., 1997).

En el primero de los casos (yacimientos de baja presión) la inyección de aire se realizó con la finalidad de: (1) empujar el banco de aceite a la posición estructural de los pozos productores en la parte baja del yacimiento y, mediante la producción en estos pozos, mantener el aceite en este nivel, (2) incrementar los gastos de producción a través del incremento de la presión en el yacimiento, y (3) mejorar la recuperación mediante Proceso de Doble Desplazamiento.

Con este método se han obtenido muy buenos resultados, la producción incrementó significativamente. A un año de haber comenzado la inyección de gas, la producción de aceite incrementó en un 60% y se observó una disminución en la producción de agua.

En el segundo caso (yacimientos con alta presión) se ha implementado la inyección de aire con la finalidad de crear una capa de gas que empuje al agua estructura abajo y así, crear un ambiente que conduzca al drene gravitacional. Un año después de haber comenzado la inyección de gas, no se había observado ninguna respuesta en la producción. A pesar de que se produjo un incremento de 500 psi en la presión, ni la capa de gas, ni el frente de aceite han alcanzado los pozos productores.

Campo Handil.

En 1995 cinco yacimientos del campo Handil ubicado en la isla de Borneo, Indonesia, que representaban la quinta parte del aceite original del campo y que también habían alcanzado su etapa final de recuperación por inyección de agua (se había producido el 58% del aceite original) con un decremento de presión creciente, fueron colocados en un proceso de inyección inmisible de gas hidrocarburo en la cresta para incrementar la recuperación final (Gunawan y Caié, 1999).

Estos yacimientos tienen excelentes características para la aplicación de este proceso. Se caracterizan por ser arenas de alta permeabilidad (10 a 2,000 mD) tanto vertical como horizontal y buena porosidad (25%). La mayoría de las columnas de aceite son típicamente

del orden de 100 metros (328 pies) supradycidas por una capa de gas. Los ángulos de inclinación varían de 5 a 12 grados. Poseen acuíferos generalmente muy fuertes en las zonas más superficiales y poco activos en las zonas más profundas.

Los experimentos de desplazamiento realizados en núcleos y con fluidos del campo indicaron que la saturación de aceite residual al agua, 27% en el experimento, era reducida con el desplazamiento con gas, a valores tan bajos como 3%.

Tras estudios extensivos, se determinó que la opción más atractiva era inyectar el gas asociado producido en el campo. Con esto se buscaba ayudar al proceso de drene gravitacional y de esta manera movilizar el aceite que no fue barrido por el empuje hidráulico, y en mayor medida, el aceite atrapado por las fuerzas capilares.

Durante los primeros cinco meses del proceso, se observó un decremento en la presión y un incremento en el corte de agua. Sin embargo, una vez superada esta fase se produjo un incremento en la producción de aceite debido a la llegada del banco de aceite empujado por el gas. Después de tres años de inyección de gas la producción se ha estabilizado en se ha obtenido un incremento de 1.2% en el factor de recuperación.

Muchas de las propiedades y características de los yacimientos expuestos que se observan en la tabla I.1, como son la alta permeabilidad, gran espesor y altos ángulos de inclinación, los hacen buenos candidatos para la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento, y es importante destacar que todos estos yacimientos son arenas. Sin embargo, en esta tesis se desea estudiar el Proceso de Doble Desplazamiento en yacimientos naturalmente fracturados, los cuales se caracterizan por tener bloques de matriz muy compactos de baja permeabilidad y fracturas con alta conductividad. Estas características los han convertido históricamente en malos candidatos para la inyección de gas. A pesar de esto, los yacimientos naturalmente fracturados, recientemente, han sido objeto de estudios relacionados con inyección de gas, obteniéndose buenos resultados (Beliveau y cols., 1993; Schechter, 1996; Haines 1994).

Tabla I.1. Comparación de propiedades en los diferentes campos reseñados.

	<i>Hawkins</i>	<i>Weeks Island</i>	<i>Hackberry</i>	<i>Handil</i>
<i>Formación</i>	Arenas Dexter	Arena S	Arenas Camerina	Arenas fluvio deltáicas
<i>h (pies)</i>	230	186	31-30	120-185
<i>Inc. (°)</i>	8	26	23-35	5-12
Φ (%)	27	26	27.6-23.9	17-25
<i>k (md)</i>	3400	1200	300-100	100-2000
<i>S_{or} (%)*</i>	35	22	26	28
<i>S_{org} (%)**</i>	12	1.9	8	3 (calculada)
μ (cP)	3.7	0.45	0.9	0.6-1
<i>°API</i>	25	32.7	33	31-34

*Saturación residual de aceite previo al Proceso de Doble Desplazamiento

**Saturación residual de aceite después del Proceso de Doble Desplazamiento

Campo Midale.

Típicamente los yacimientos fracturados no son buenos candidatos para inyección de miscible de CO₂. A pesar de esto, una geología favorable y un gran volumen de aceite remanente en el campo Midale, Saskatchewan, Canadá, produjo interés en realizar un estudio de implementación de inyección de CO₂ en dicho campo (Beliveau y cols., 1993).

Este campo se caracteriza por poseer yacimientos que constan de una caliza vulgar altamente fracturada supradyciendo a una dolomía menos fracturada. En el campo se había estado aplicando un proceso de inyección de agua con el cual se había recuperado un 20% del aceite original, dejando un gran volumen de aceite remanente.

Durante los años 1984 a 1989 se realizó una prueba piloto de inyección miscible de CO₂ en el campo Midale. Con esta prueba piloto se obtuvo un incremento en la recuperación de

aceite del 14% y estudios de curvas de declinación indicaron que para cuando finalice la prueba la recuperación será del 17%.

A pesar de que una irrupción temprana de gas era de esperarse en este tipo de yacimientos, ésta se observó un mes después de haber comenzado la inyección, tiempo menor al que habían esperado. Esto llevó a la conclusión de que gran parte del gas estaba penetrando en la matriz.

Como parte del estudio realizado en el campo Midale, se realizó una simulación numérica con un modelo de simulación de doble porosidad, tomando en cuenta, además del drene gravitacional y la capilaridad, el desplazamiento viscoso, debido a que, por la reducida conductividad de las fracturas en esta dirección, éste es el mecanismo más influyente en la dirección contraria a la preferencia del flujo.

Un pronóstico de simulación numérica de la inyección de CO₂ a escala de campo, indica que se puede llegar a obtener una recuperación adicional del 20% del aceite original. Este resultado se debe a la buena interacción entre las capas del yacimiento combinado con efectos de gravedad favorables.

Campo Haft Kel

El campo fracturado Haft Kel, Irán, es una estructura anticlinal de 32 Km. de longitud y varía en espesor desde 2.5 a 5 Km. El contacto gas-aceite inicial se encontraba a 1,015 pies y el contacto agua-aceite inicial se encontraba en promedio a 3087 pies. La principal formación productora, Asmari, es una caliza de aproximadamente 900 pies de espesor.

El campo comenzó su producción con 5,700 Bls/día en el año 1928. Mantuvo un Plató de 200,000 Bls/día por muchos años. Cuando su producción había declinado a 14,000 Bls/día, se comenzó la inyección de 400 MM pie³/día de gas (en junio de 1976) (Saidi, 1996). La inyección de gas se mantuvo a este gasto por 3 años hasta que la presión del yacimiento alcanzó 1400 psi. La columna de aceite se fue moviendo hacia abajo y se fue

incrementando su espesor (su espesor inicial era de 110 pies).

Tomó casi 9 años de inyección de gas para que la columna de aceite se mantuviera estacionaria y fue entonces cuando se perforaron nuevos pozos, y los pozos que se encontraban invadidos por agua al inicio del proceso, fueron reparados. El campo se abrió a producción en 1987 y continúa hasta la actualidad.

Para 1996, solamente con la producción extra obtenida mediante la aplicación de este proceso, se había recuperado la inversión realizada en estudios y su implementación. Para esta misma fecha, el contacto gas-aceite se encontraba 400 pies por debajo de la posición inicial.

Se estima que si el contacto agua-aceite permanece estacionario, se podrán recuperar 340 millones de barriles de aceite, mientras que si el contacto agua-aceite es empujado 440 pies abajo (a la posición inicial) unos 200 millones de barriles extras pudieran ser recuperados. Si la presión del campo se incrementa a 1,512 psi otros 100 millones de barriles de aceite se pudieran recuperar.

La eficiencia del desplazamiento por agua en este campo es de 17%, mientras que la eficiencia del desplazamiento por gas calculada es de 32% si la presión del yacimiento se incrementa a 1512 psi.

CAPÍTULO II

Proceso de Doble Desplazamiento

El Proceso de Doble Desplazamiento (PDD) ha sido definido como el desplazamiento por gas de una columna de aceite invadida por agua (Carlson, 1988). Fassihi y cols. (1993) indican que los dos desplazamientos se refieren al desplazamiento de aceite por drenaje gravitacional y el desplazamiento de agua mediante el movimiento de los fluidos estructura abajo.

Esquemáticamente, el Proceso de Doble Desplazamiento se puede representar como se muestra en la Figura II.1.

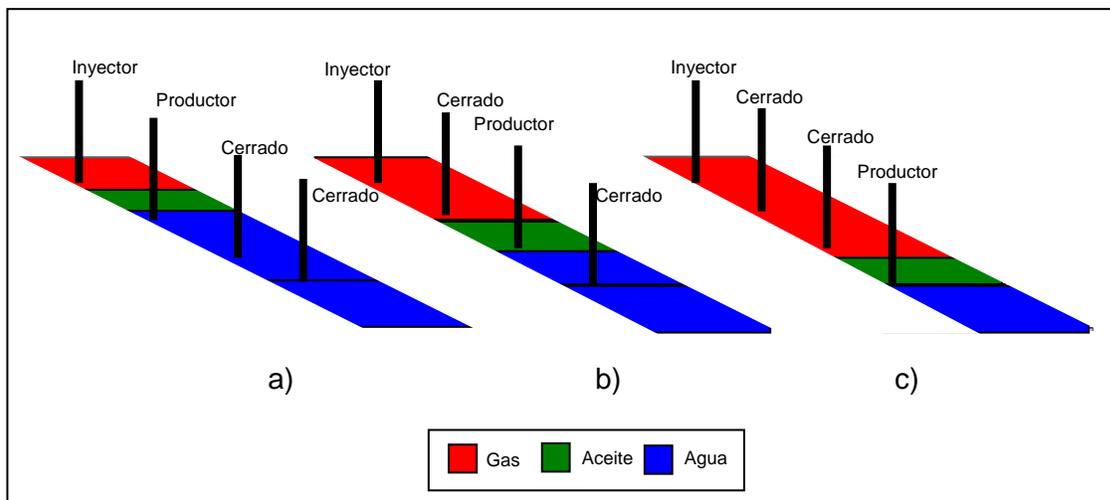


Figura II.1. Representación esquemática del Proceso de Doble Desplazamiento.

En la figura II.1.a se muestran las condiciones originales del yacimiento antes de aplicar el Proceso de Doble Desplazamiento. En esta etapa, gran parte del espesor del yacimiento ha sido invadido por agua. En esta zona invadida existe una alta saturación residual de aceite así como también un gran volumen de aceite atrapado en zonas que no llegaron a ser barridas por el agua. En la figura II.1.b. se muestra la fase intermedia de Proceso de Doble Desplazamiento; una vez inyectado un volumen de gas, se comienza a formar un banco de

aceite y su consiguiente desplazamiento estructura abajo debido al efecto del drenaje gravitacional. A medida que el banco de aceite avanza y recoge el aceite residual de la zona barrida por agua, éste va incrementando su espesor. En la última figura (Figura II.1.c) se muestra la fase final del proceso, en donde el agua ha sido desplazada a su posición original, y se ha formado un banco con alta saturación de aceite, con el aceite residual al agua que fue desplazado durante el Proceso de Doble Desplazamiento.

II.1. Mecanismos de recuperación presentes durante el Proceso de Doble Desplazamiento en yacimientos naturalmente fracturados.

En un yacimiento naturalmente fracturado, generalmente, el mayor porcentaje de acumulación de aceite se encuentra en el sistema de matriz y una pequeña porción en el sistema de fracturas, por otra parte, la matriz no posee la permeabilidad necesaria para el desplazamiento del aceite; ésta, la proporcionan fracturas. En este sentido, los procesos de desplazamiento presentes en un yacimiento naturalmente fracturado están enfocados en la recuperación del aceite contenido en la matriz.

Dos formas de desplazamiento o expulsión del aceite de la matriz son la imbibición y el drenaje gravitacional. Estos mecanismos siempre están presentes en un yacimiento y alguno de ellos puede ser determinantes en la recuperación de hidrocarburos, dependiendo de la magnitud de las fuerzas presentes en el yacimiento. Por ejemplo, en un sistema agua-aceite, la imbibición de agua es el mecanismo dominante cuando la roca es mojada por agua debido a que las fuerzas capilares en la matriz ayudan a la entrada de agua y por lo tanto, a la expulsión de aceite. Por otra parte, cuando las fuerzas capilares son débiles y las fuerzas gravitacionales dominan, como por ejemplo en la zona de gas, el drenaje gravitacional es el mecanismo que gobierna el desplazamiento de los fluidos.

II.1.1. Imbibición

La imbibición ocurre cuando un sólido poroso saturado con un fluido se sumerge o se pone en contacto con otro fluido que preferentemente moja al sólido (Graham y cols. 1959). En este proceso, el fluido que imbibición (mojante) desplaza al fluido que inicialmente se encontraba en el sólido (no mojante).

La imbibición es uno de los mecanismos de mayor importancia en la recuperación de aceite de yacimientos naturalmente fracturados. Comúnmente se han aplicado en yacimientos naturalmente fracturados procesos de recuperación secundaria que involucran la imbibición de agua. La imbibición proporciona la capacidad de entrada del agua en la matriz la cual desplaza al aceite y lo expulsa hacia el sistema de fracturas, que por su alta permeabilidad, lo conduce hacia los pozos productores.

La imbibición depende, entre otras variables, de la mojabilidad de la formación. Cuando la formación es preferentemente mojada por agua, ésta encuentra una menor resistencia a entrar en los bloques de matriz y por consiguiente, los procesos de inyección de agua o empuje hidráulico en estos casos, son más efectivos en cuanto a la capacidad de expulsión del aceite de la matriz. Sin embargo, muchos yacimientos naturalmente fracturados son de mojabilidad intermedia y otras veces mojados por aceite. En este sentido, no siempre resulta efectiva la inyección de agua, ya que al no poder penetrar fácilmente en la matriz, el agua se mueve preferiblemente a través del sistema de fracturas, dejando una alta saturación de aceite residual en la matriz.

En el Proceso de Doble Desplazamiento, la imbibición no debe ser un mecanismo dominante, ya que uno de los objetivos del proceso es expulsar tanto el aceite como el agua de la matriz a través de la penetración del gas en la misma, y posteriormente desplazar el agua hacia la parte más baja de la estructura.

II.1.2. Drene Gravitacional

El drene gravitacional es el empuje del aceite estructura abajo del yacimiento debido a su propio peso (Saidi, 1987).

El Proceso de Doble Desplazamiento es efectivo en yacimientos donde es dominante el drene gravitacional. En el Proceso de Doble Desplazamiento se combina el drene gravitacional estable con inyección de gas en la cima del yacimiento con la finalidad de crear un casquete de gas libre (o de incrementar su volumen y mantener la presión en el casquete de gas si ésta ya existiera). Eventualmente, los fluidos se estabilizan y se separan en masas diferentes formándose un banco de aceite debajo del frente de gas. De esta manera, el aceite recuperable se moviliza hacia la parte baja del yacimiento y hacia los pozos productores. A medida que el aceite es producido, el gas inyectado en la parte superior del yacimiento, ocupará el espacio dejado por el aceite.

En los yacimientos fracturados, el drene gravitacional es el mecanismo que actúa cuando el gas que se encuentra en las fracturas desplaza el aceite de la matriz (Festoy y Van Golf-Racht, 1989).

Debido a la presencia de fracturas verticales en un yacimiento fracturado, los contactos gas-aceite y agua-aceite se mueven con mayor rapidez en las zonas de alta permeabilidad (fracturas) que en las zonas de baja permeabilidad (matriz). La diferencia entre las densidades de los fluidos y la elevación del contacto gas-aceite o agua-aceite en las fracturas con respecto a la del contacto en la matriz, provocan una diferencia de presión entre los fluidos en las zonas de permeabilidades diferentes, lo que proporciona la fuerza necesaria para que el fluido desplazante penetre en la zona de baja permeabilidad y expulse el aceite. En un sistema gas-aceite, donde la diferencia de densidades es grande este proceso es muy eficiente. Además, el gas se puede diluir en el aceite, obteniendo como resultado una viscosidad menor para el aceite así como una menor tensión superficial.

Tomando como ejemplo un bloque de matriz rodeado por gas como en la figura II.2, las

fuerzas gravitacionales se definen $\Delta\rho(H - Z)g$, donde $\Delta\rho$ es la diferencia entre las densidades del aceite y el gas; H es la altura del bloque de matriz; Z es la altura del gas dentro del bloque de matriz; y g es la constante gravitacional. Por lo tanto, el gasto de expulsión del aceite de la matriz debido a las fuerzas gravitacionales es proporcional a la diferencia de densidades entre los fluidos desplazante y desplazado, y a la diferencia de altura entre el gas presente en la fractura y el gas en la matriz. Por otra parte, en el sistema siempre están actuando las fuerzas capilares. El gasto de expulsión del aceite de la matriz hacia la fractura es entonces:

$$q = q_g + q_{Pc} \quad (\text{II.2})$$

Donde q es el gasto de expulsión del aceite de la matriz hacia la fractura y q_g y q_{Pc} son los gastos debidos a las fuerzas gravitacionales y capilares, respectivamente.

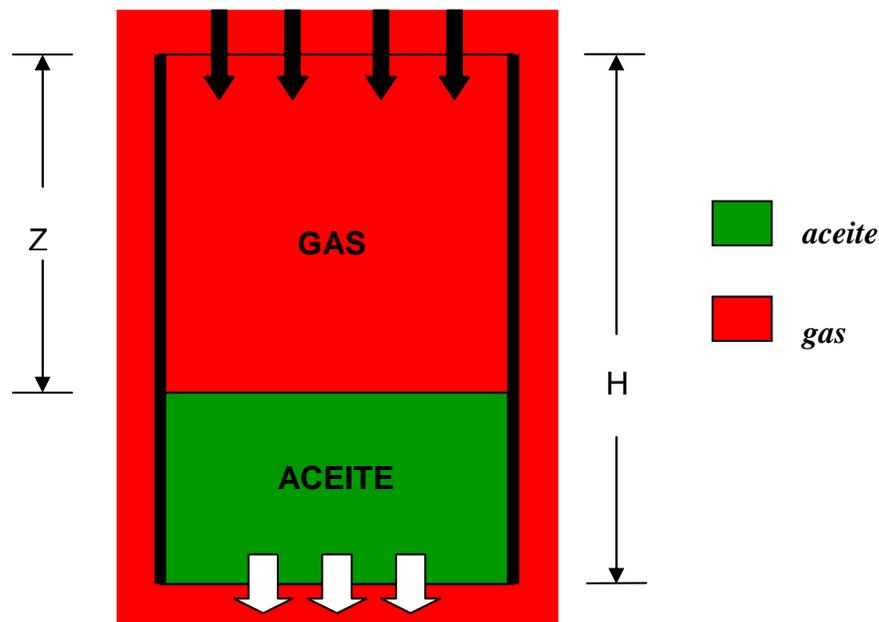


Figura II.2 Bloque de matriz rodeado por gas.

Considerando que el gas es la fase no mojante, las fuerzas capilares se oponen a su entrada en la matriz, por lo tanto las fuerzas gravitacionales deben vencer la presión capilar de entrada a la matriz, y existirá expulsión del aceite en tanto el valor absoluto de las fuerzas

gravitacionales sea mayor que el de las fuerzas capilares. Por ejemplo, para una curva de presión capilar de drene dada y su presión capilar de entrada (P_e) como la ilustrada en la figura II.3, cada uno de los bloques tendrá comportamiento diferente debido a su altura. Debido a que la gravedad es constante y suponiendo que las densidades de los fluidos también lo son, el único factor en el término gravitacional $\Delta\rho(H - Z)g$ que es determinante en la entrada del gas en la matriz es la altura del tamaño de bloque, entonces como se observa en los diferentes ejemplos en la figura al ir incrementándose la altura del bloque se tendrá una mayor recuperación de aceite. Entonces, en bloques muy pequeños es poco probable que la presión del gas sobrepase la presión capilar de entrada, razón por la cual en este tipo de bloques el aceite no se desplazará.

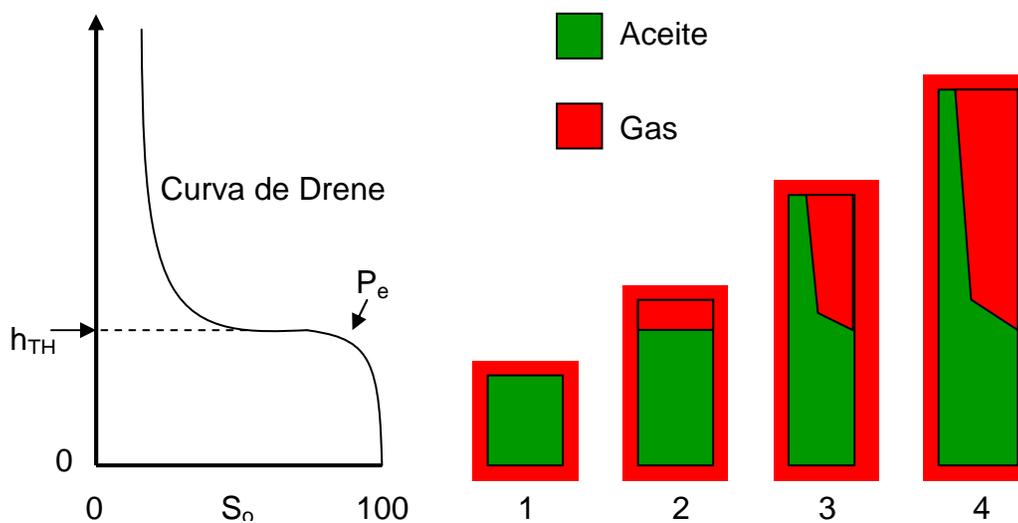


Figura II.3. Curva de presión capilar y presión capilar de entrada.

Aun cuando en algunos casos los bloques de matriz pueden ser muy pequeños, existe la posibilidad de que las fracturas sean tan estrechas que hay comunicación vertical entre bloques adyacentes, de tal manera que el aceite permanece en una fase continua a través de varios bloques (continuidad capilar). En la figura II.4 se ilustra un ejemplo de este fenómeno, donde los bloques 1, 2 y 3 están comunicados. En este caso el gas rodeará

completamente estos tres bloques y la altura H será igual a la suma de las alturas de los tres bloques ($H = H_1 + H_2 + H_3$), lo cual incrementa la posibilidad de sobrepasar la presión capilar de entrada y desplazar parte del aceite de estos tres bloques.

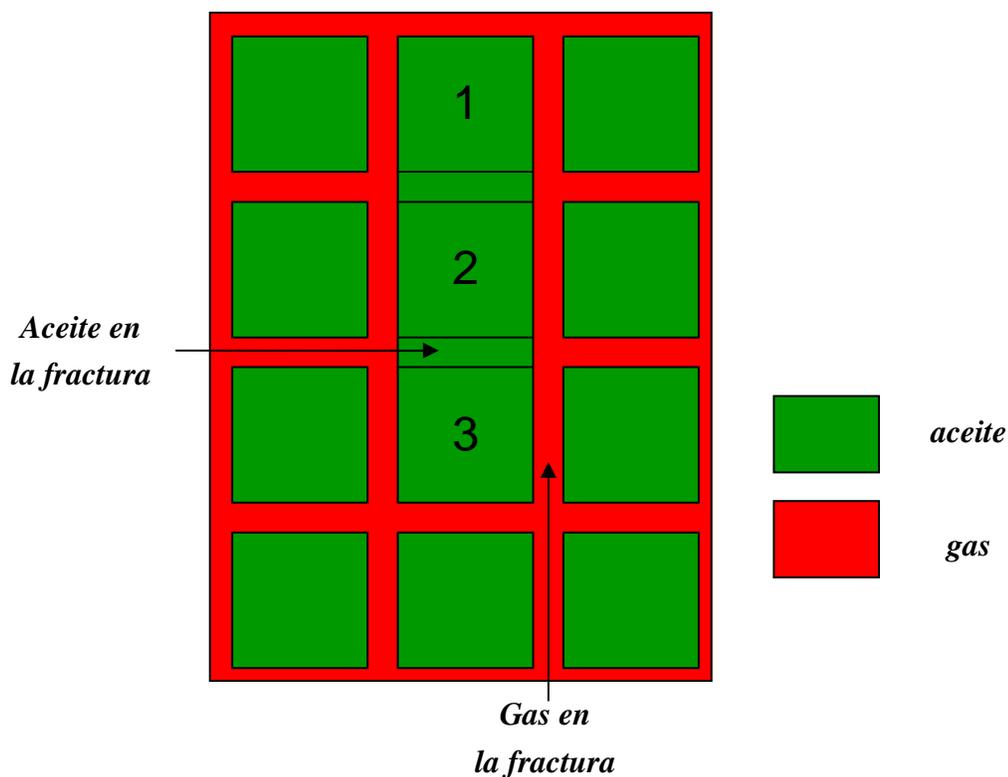


Figura II.4. Continuidad capilar.

II.1.3. Difusión.

Otro mecanismo que es de gran ayuda en un proceso de inyección de gas en yacimientos fracturados es la difusión. Este mecanismo es comúnmente ignorado en yacimientos homogéneos puesto que su efecto es muy retardado; sin embargo, en yacimientos fracturados, dicho mecanismo puede ser acelerado por la diferencia de composiciones entre el fluido en las fracturas y el fluido en la matriz y puede llegar a ser suficientemente fuerte para ayudar en el desplazamiento del aceite en la matriz.

La difusión se debe a la diferencia en composición entre el gas y el aceite, ocasionando un

intercambio de moléculas entre las dos fases. Cuando se inyecta un gas en un sistema fracturado, el efecto de las diferentes composiciones del gas y el aceite toman lugar entre el gas en las fracturas y el aceite en la matriz. Los componentes ligeros del aceite pueden ser extraídos hacia la fractura para formar dos fases líquidas, una ligera, rica en componentes ligeros a intermedios, y otra, rica en componentes intermedios a pesados. La tensión interfacial entre estas fases es pequeña en comparación con la tensión interfacial entre el gas y aceite, disminuyendo de esta manera, la presión capilar en la matriz. De esta manera, las fuerzas gravitacionales se ven favorecidas y pueden vencer a las fuerzas capilares, resultando en el drene del aceite ligero fuera de los bloques de matriz.

II.2. Proceso de Doble Desplazamiento a nivel de poro.

Se han realizado estudios para observar los mecanismos mediante los cuales el gas desplaza al aceite y agua en los poros de una roca (Oren y cols., 1992, Vizika y Lombard, 1995). Lepski y cols. (1996) sugieren que la mojabilidad y el coeficiente de esparcimiento del aceite juegan un rol muy importante en el Proceso de Doble Desplazamiento.

Cuando un sólido sumergido en algún fluido (aceite) se pone en contacto con una gota de otro fluido (agua) se forma un ángulo de contacto entre 0 y 180 grados. En la figura II.4 se muestra un típico sistema sólido-agua-aceite, donde la tensión interfacial se define:

$$\sigma_{ow} = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\cos \theta} \quad \text{II.3}$$

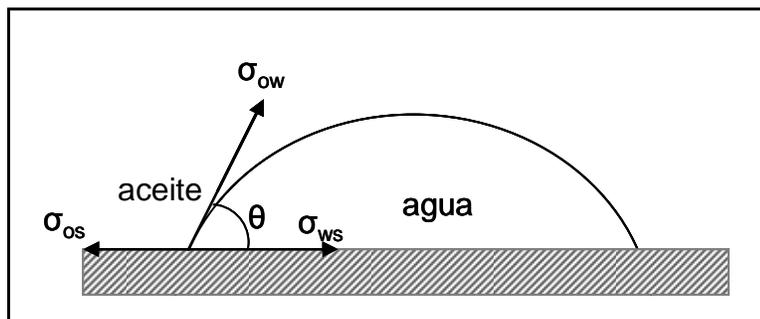


Figura II.4. Tensión interfacial en un sistema agua-aceite-sólido.

El coeficiente de esparcimiento se refiere al balance entre las tensiones interfaciales agua-aceite, agua-gas y gas-aceite y se define:

$$S'_{ow} = \sigma_{wg} - \sigma_{og} - \sigma_{ow}, \quad (\text{II.4})$$

donde S'_{ow} es el coeficiente de esparcimiento del aceite en el agua y σ_{wg} , σ_{og} y σ_{ow} , son las tensiones interfaciales agua-gas, aceite-gas y aceite-agua, respectivamente.

El valor del coeficiente de esparcimiento puede ser positivo o negativo. Si el coeficiente de esparcimiento es positivo, el aceite se esparce sobre el agua en la presencia de gas, mientras que de ser negativo esto no sucede.

El esparcimiento del aceite sobre el agua y la mojabilidad tiene implicaciones de mucha importancia en yacimientos con inyección inmisible de gas. En un medio mojado por agua, si el coeficiente de esparcimiento es positivo, el aceite en la zona barrida por gas puede formar películas de aceite que impiden que se forme una interfase entre el agua y el gas (Figura II.4) las películas de aceite mantienen la continuidad hidráulica del aceite a bajas saturaciones del mismo, conectando las burbujas de aceite residual al banco de aceite.

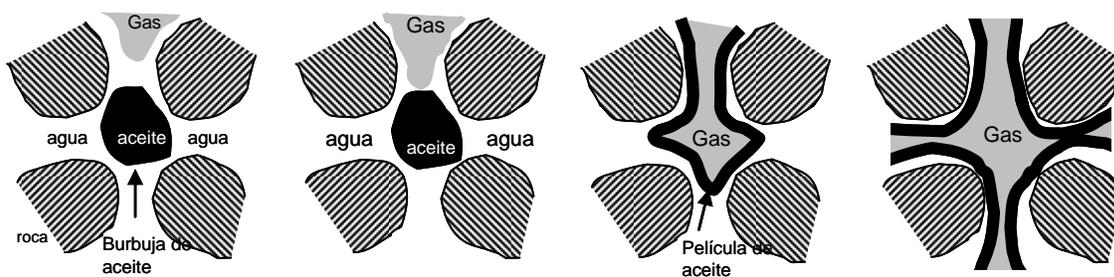


Figura II.5. Desplazamiento de aceite y agua por gas a nivel de poro.

Cuando el coeficiente de esparcimiento es negativo, estas películas de aceite no se forman o se rompen muy fácilmente. Bajo estas condiciones, se genera el contacto entre el gas y el agua; por lo tanto, la fase continua es el agua, la cual se produce más fácilmente y deja una

mayor cantidad de aceite atrapado en los poros.

Oren y cols. (1992) realizaron experimentos en medios fuertemente mojados por agua con sistemas de coeficiente de esparcimiento positivo y negativo. Ellos encontraron que a pesar de que el aceite residual al agua para ambos sistemas era muy similar, la saturación de aceite residual al gas era menor en un sistema con coeficiente de esparcimiento positivo. La inyección de gas en el sistema de coeficiente de esparcimiento positivo recuperó el 35 % del aceite residual a diferencia del sistema con coeficiente de esparcimiento negativo, donde sólo se recuperó un 17%.

Posteriormente, Oren y cols. (1994) realizaron nuevamente estudios experimentales con coeficientes de esparcimiento positivo y negativo, pero en medios fuertemente mojados por aceite. Ellos encontraron que, a pesar de que con un coeficiente de esparcimiento positivo se formaban “películas de esparcimiento” y en el caso del coeficiente de esparcimiento negativo estas películas no se formaban, la recuperación del aceite residual en ambos casos era similar y mayor que en el caso de un sistema mojado por agua (74% del aceite residual para coeficiente de esparcimiento positivo y 84% para el coeficiente de esparcimiento negativo). Esto, debido a que, como el aceite es la fase mojante, siempre habrá películas de aceite, llamadas “películas mojantes”, en cualquiera de los dos escenarios. Estas películas son muy fuertes y conductivas sin importar la presencia o no de “películas de esparcimiento”. Por lo contrario, cuando la fase mojante es el agua, la recuperación es dependiente únicamente de las películas de aceite que se forman cuando el coeficiente de esparcimiento es positivo.

En otro estudio, Vizika y Lombard (1995) realizaron experimentos de coeficiente de esparcimiento en medios mojados por agua, aceite y de mojabilidad mixta, donde obtuvieron resultados muy similares a los de Oren y cols. en medios mojados por agua y aceite. En medios con mojabilidad mixta observaron que cuando el coeficiente de esparcimiento es positivo, se presentan dos tipos de películas de aceite durante la inyección de gas. En los granos mojados por aceite, “películas mojantes”, y en los granos mojados por agua, “películas de esparcimiento”. Ambos tipos de películas mantienen la continuidad

hidráulica del aceite y por consiguiente llevan a una recuperación de aceite muy eficiente.

En el caso de un coeficiente de esparcimiento negativo, encontraron que únicamente se forman “películas mojantes”, las cuales mantienen la continuidad hidráulica del aceite, obteniendo buena recuperación.

Estos estudios evidencian la importancia de la determinación de la mojabilidad y aún más de las tensiones interfaciales entre los fluidos del yacimiento. Estas determinaciones pueden ser claves en el incremento de las reservas de un yacimiento por la inyección de gas bajo drenaje gravitacional estable, puesto que determinan cuanto aceite adicional podrá ser recuperado en la zona barrida por gas.

CAPÍTULO III

Modelo de Simulación

III. 1 Características de Campo

El modelo de simulación utilizado en este estudio se trata de una sección transversal de un yacimiento de aceite naturalmente fracturado en una estructura anticlinal. El yacimiento posee un acuífero asociado de actividad moderada y un contacto agua aceite a 4,200 m de profundidad. En la figura III.1 se puede observar una vista de la geometría del modelo de simulación y la ubicación de sus pozos.

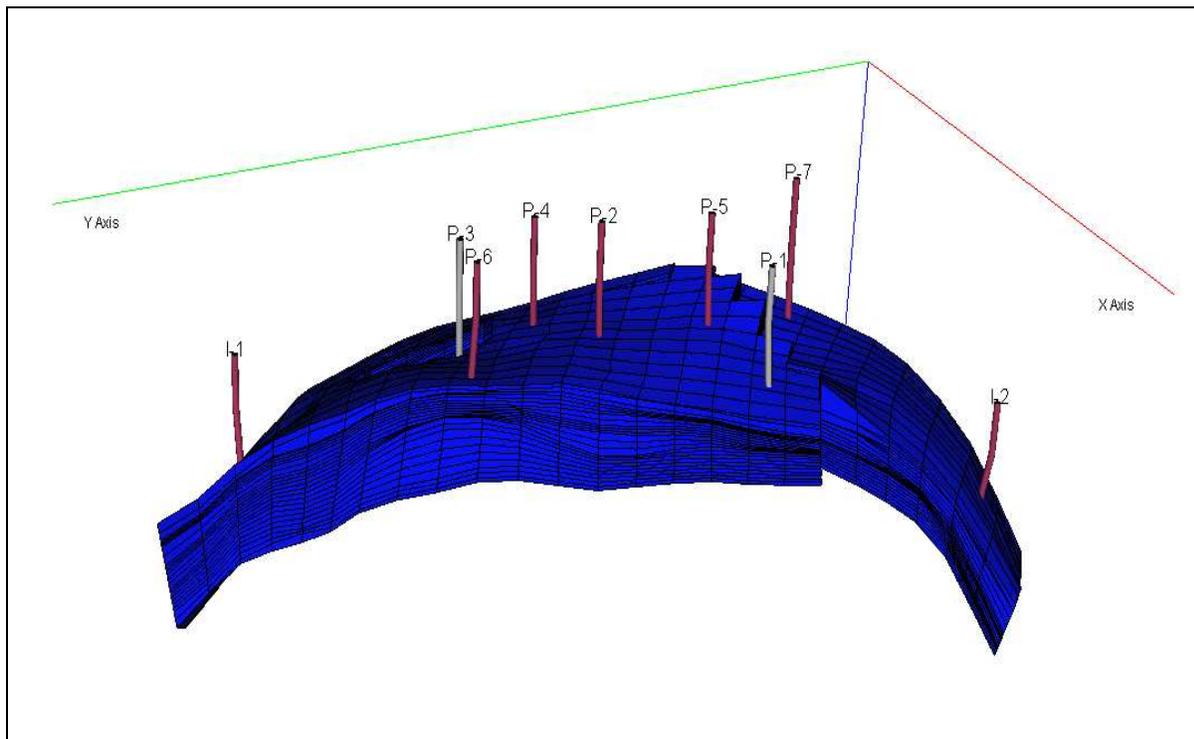


Figura III.1. Malla de simulación y ubicación de los pozos.

El yacimiento tiene un volumen original de 534 millones de barriles de aceite, de los cuales el 83% se encuentran en los bloques de matriz. Los volúmenes originales de aceite, gas y agua se detallan en la tabla III.1.

Tabla III.1. Volúmenes originales de aceite, gas y agua en el modelo de simulación.

Región	Yacimiento			Superficie		
	Aceite MM BLS	Gas Libre MMM pie ³	Agua MM BLS	Aceite MM BLS	Gas Libre MMM pie ³	Agua MM BLS
Total	534.0	0.0	274.6	331.4	393.1	264.1
Matriz	440.5	0.0	248.2	273.4	324.3	238.7
Fractura	93.5	0.0	26.4	58.0	68.8	25.4

El campo consta de un total de 5 pozos productores de aceite, los cuales tienen un comportamiento de producción de aceite común en yacimientos naturalmente fracturados, una producción muy alta al inicio y una reducción de producción muchas veces rápida, que puede ser de 1 a 10 años. La producción continúa descendiendo paulatinamente hasta valores muy bajos o el cierre del pozo (Figuras III.4 a III.10).

Generalmente, los pozos presentan un incremento repentino en la producción de agua, que muchas veces llega a niveles altos. Esto, debido a dos razones, la primera es que aproximadamente a cuatro años de iniciada su explotación, con la finalidad de evitar la caída de la presión, se comienza un proceso de inyección de agua a través de los pozos I-1 y I-2, ubicados en los flancos del yacimiento (Figura III.1). La segunda es que la actividad del acuífero se mantiene constante durante toda la historia del yacimiento lo que ayuda al mantenimiento de la presión y al desplazamiento del agua hacia los pozos.

En la figura III.2 se muestra la declinación de la presión en el campo (a), el gasto de producción de líquido del campo (aceite + agua) (b) y el gasto de inyección de agua (c). En esta figura se puede observar que hay tres etapas en la historia de producción del campo.

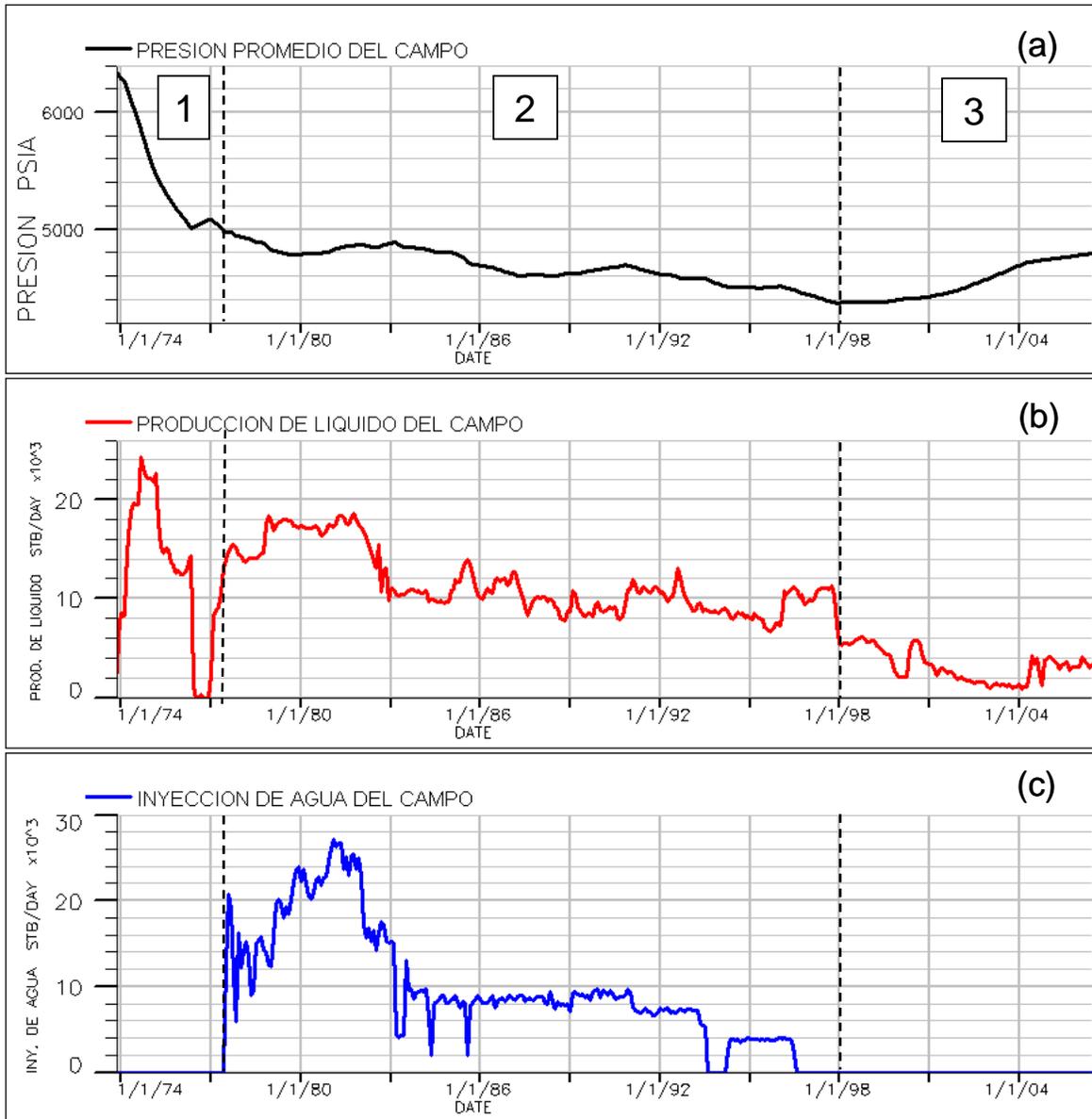


Figura III.2. (a) Presión promedio del campo.

(b) Producción de líquido del campo.

(c) Gasto de inyección de agua del campo.

En la primera etapa (1) la producción de líquido del campo es muy alta. Esta producción está constituida principalmente por aceite. Debido a esta alta producción de agua la caída en la presión del campo es muy notoria (la presión disminuye más de 1,000 psi). Por esta razón se cierra la producción del campo para evitar la disminución de la presión por debajo de la presión de saturación.

En la segunda etapa (2), se comienza con la inyección de agua, esto con la finalidad de mantener la presión por encima de la presión de saturación. Este objetivo se logró, la inyección de agua al inicio ayuda a estabilizar la presión del campo, sin embargo, a medida que disminuyó la producción de aceite la inyección de agua también fue disminuida hasta el punto de no ser necesaria debido a que la energía del acuífero era suficiente para mantener la presión.

En la tercera etapa (3), la producción de líquidos cae drásticamente y continúa en descenso, muchos pozos han sido cerrados, debido a presiones igualadas y/o a una alta producción de agua. Por otro lado, la energía del acuífero, y por ende la entrada del agua, continúan constantes, por lo que en esta etapa, la presión del campo incrementa.

El comportamiento de producción de los pozos del campo se puede apreciar en las figuras III.3 a III.9, donde se muestran los comportamientos de producción de aceite, gas y corte de agua de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento.

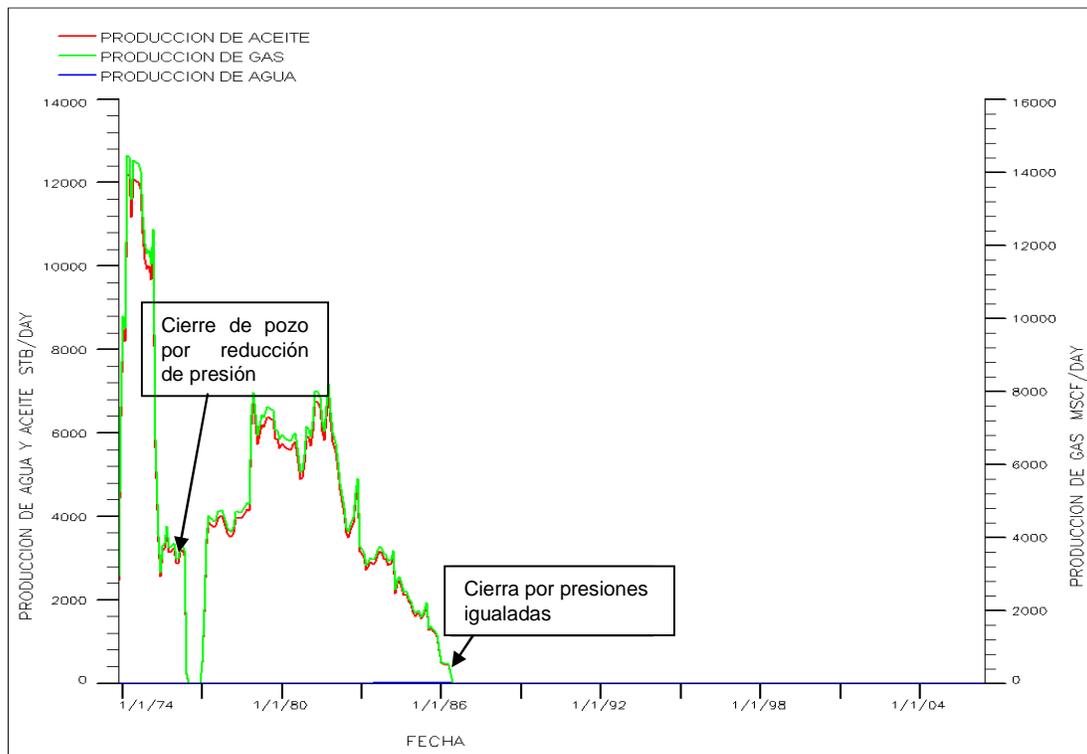


Figura III.3. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-1.

El pozo P-1 (Figura III.3) comienza su producción con aproximadamente 12,000 barriles diarios de aceite, y después de dos años su producción se había reducido a la mitad. Como este pozo produce solamente por 12 años y por estar estructuralmente alto, no presenta producción de agua.

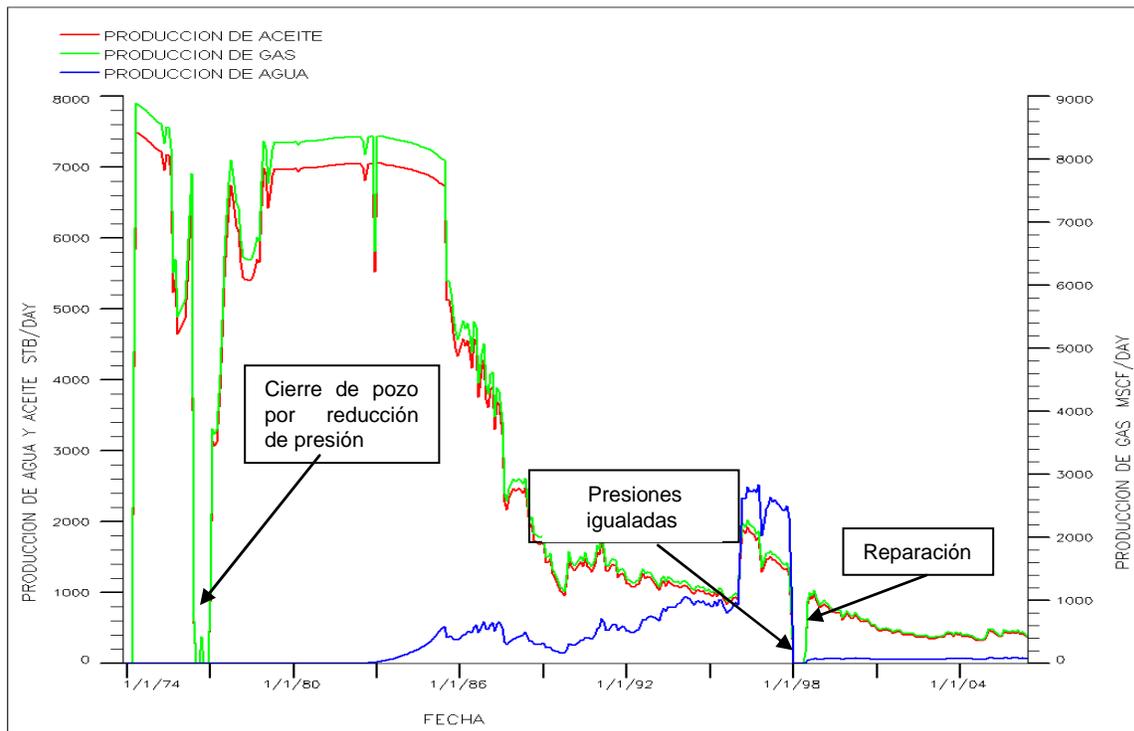


Figura III.4. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-2.

Los pozos P-2 y P-3 (figuras III.4 y III.5), que extienden su producción por más tiempo, a pocos años de su inicio de producción, comienza la producción de agua, y con ésta, la disminución de la producción de aceite. Asimismo, los pozos P-4, P-5, P-6 y P-7 (Figuras III.6 a III.9), los cuales inician su producción para mediados de la historia, presentan este comportamiento, y en éstos, es mucho más evidente la producción de agua para finales de la historia cuando el contacto agua-aceite había alcanzado a los pozos estructuralmente más altos.

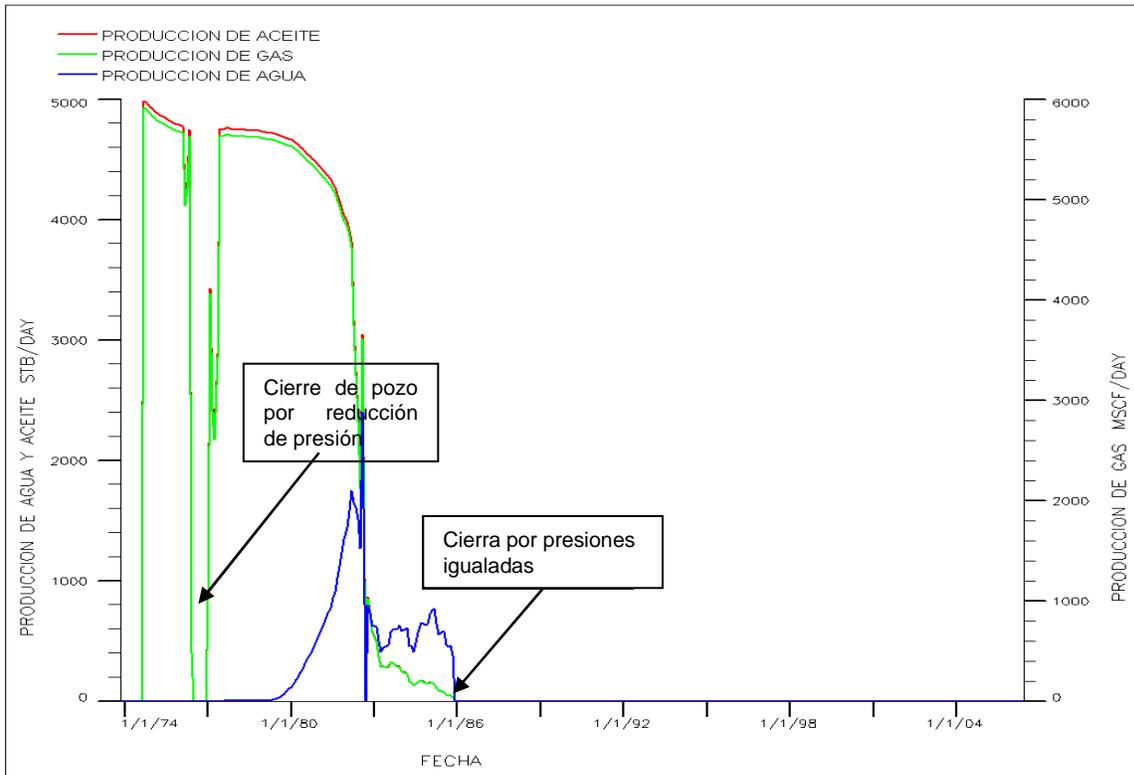


Figura III.5. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-3.

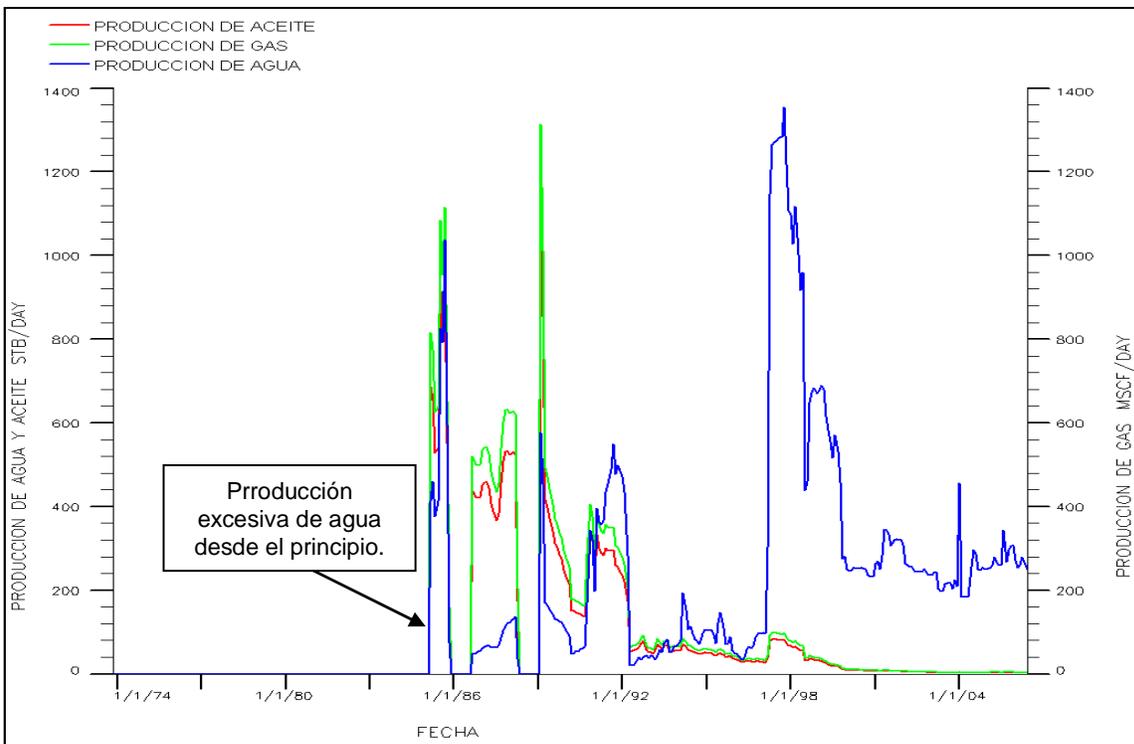


Figura III.6. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-4.

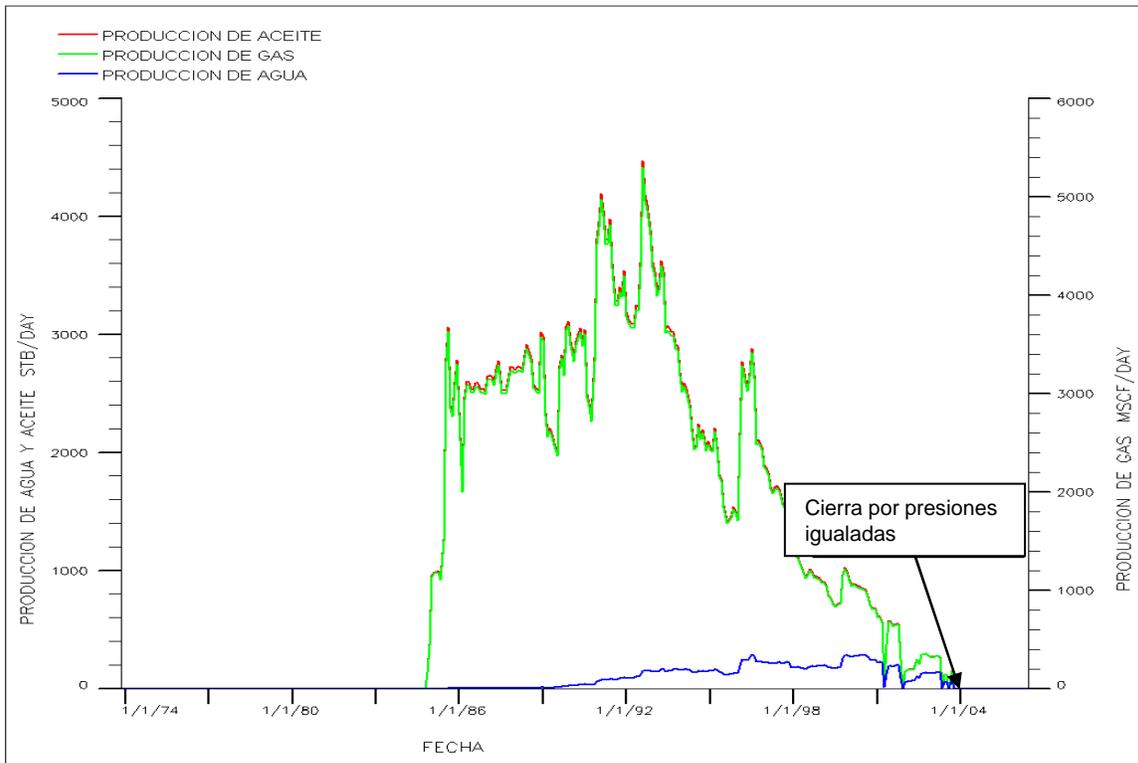


Figura III.7. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-5.

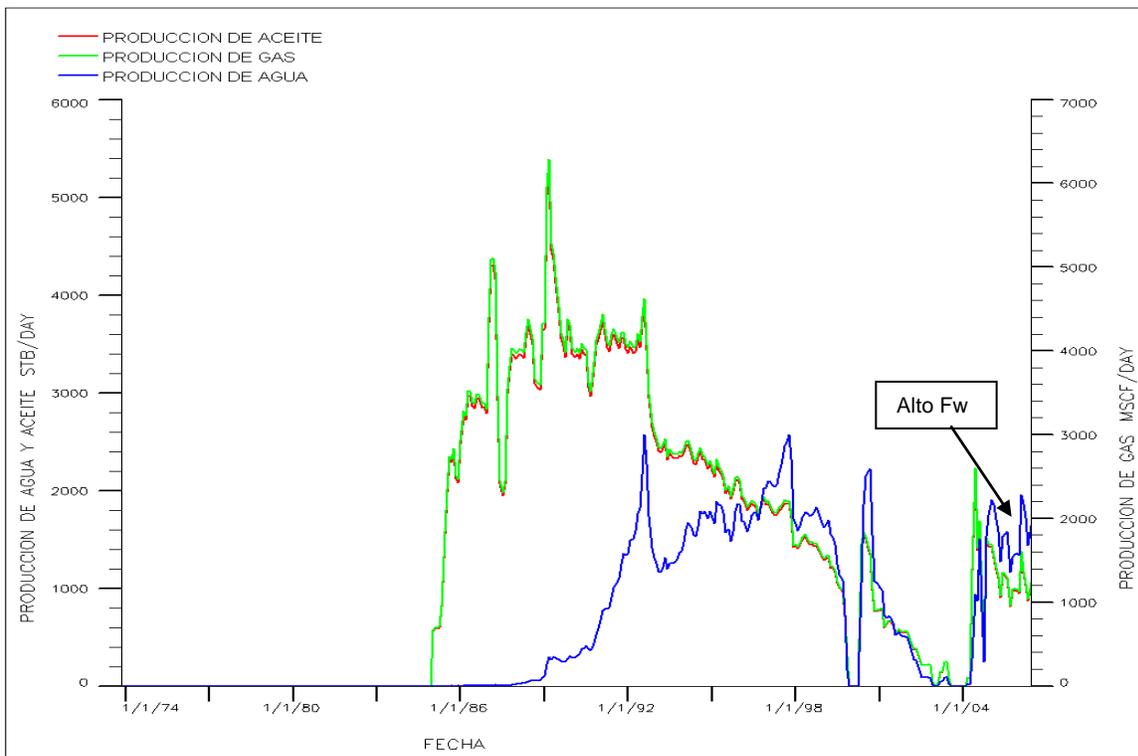


Figura III.8. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-6.

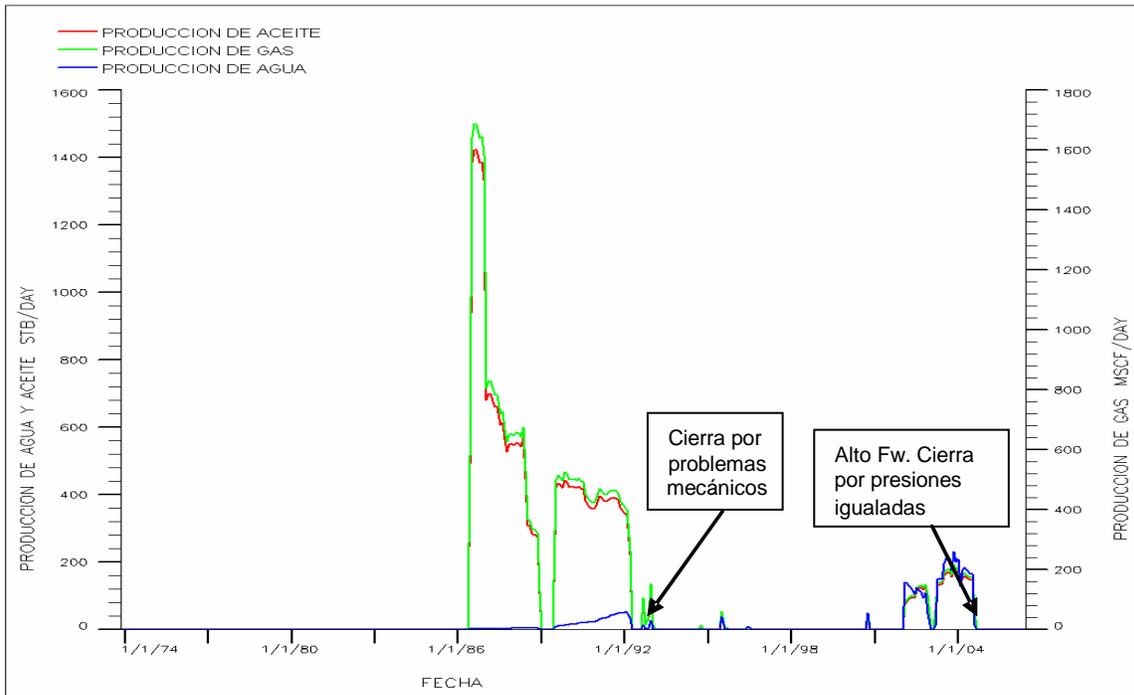


Figura III.9. Producción de aceite, gas y flujo fraccional históricos del pozo P-7.

A 33 años de producción del campo, se ha producido el 34% del volumen total de aceite en el yacimiento quedando remanente los volúmenes que se muestran en la tabla III.2.

Tabla III.2 Volúmenes remanentes de aceite, gas y agua en el modelo de simulación.

Región	Yacimiento			Superficie		
	Aceite MM BLS	Gas MMM pie ³	Agua MM BLS	Aceite MM BLS	Gas MMM pie ³	Agua MM BLS
Total	384.5	0.012	419.4	234.2	277.7	402.0
Matriz	363.7	0.007	321.0	221.6	262.8	307.7
Fractura	20.8	0.005	98.4	12.6	14.9	94.3

III.2. Modelo de Simulación

El modelo de simulación se realizó en el simulador comercial ECLIPSE v. 2007.2 (Schlumberger Information Solutions, 2007).

En este simulador es posible modelar yacimientos naturalmente fracturados bajo la formulación de doble porosidad. En la formulación de doble porosidad, los cálculos de flujo entre celdas de simulación solamente son posibles desde las celdas de matriz hacia las celdas de fractura y viceversa, y desde celdas de fractura hacia celdas de fractura. El flujo entre celdas de matriz no es posible. En la figura III.10 se muestra un ejemplo de cómo están arregladas las celdas de matriz y fractura en el simulador, en sentido vertical, la primera mitad del total de las celdas en dirección z corresponden a la matriz y la segunda mitad a la fractura.

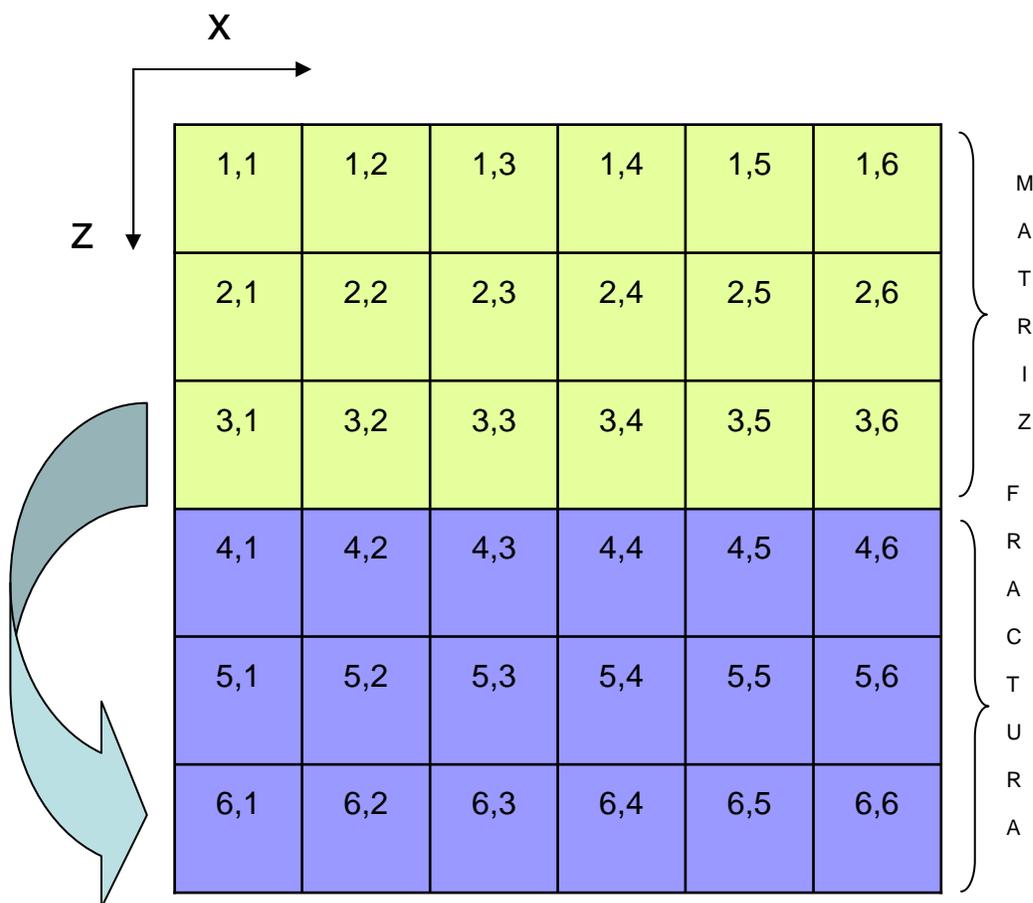


Figura III.10. Arreglo de celdas de matriz y fractura en el simulador Eclipse.

El término de transmisibilidad entre una celda de matriz y su correspondiente celda de fractura en el modelo de doble porosidad se determina mediante la ecuación:

$$T_{m-f} = CkV\sigma, \quad \text{Ec. III.1}$$

donde k es la permeabilidad de la matriz, V el volumen de la celda, σ , es el factor de forma y C es la constante de Darcy que para unidades de campo es 0.00112712 y en el sistema métrico es 0.00852702.

III. 2. 1 Malla de simulación.

La malla consta de 11 celdas en dirección “x”, 24 en dirección “y” y 50 en dirección “z”, de las cuales de la 1 a la 25 son pertenecientes a la matriz, y de 26 a 50 son de la fractura. En total son 13,200 celdas. En dirección “x”, las celdas miden entre 200 y 580 pies; en dirección “y”, miden de 473 a 995 pies; y en dirección “z”, de 0.18 a 193 pies. Los siguientes histogramas (figuras III.11 a III.13), indican que para la dirección “x” la mayoría de las celdas se encuentran entre 250 y 430 pies; para dirección “y” la celdas en su mayoría son de aproximadamente 750 pies; y en dirección “z”, la mayoría de las celdas se encuentran en un rango de 15 a 30 pies de espesor.

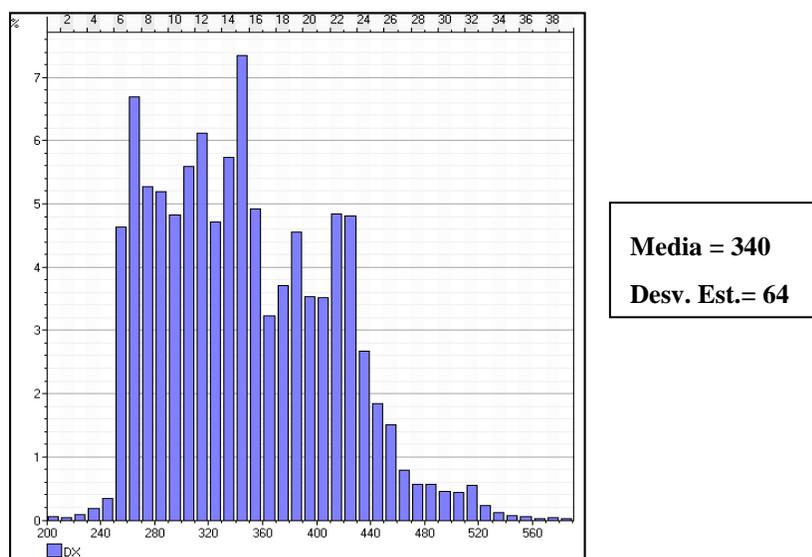


Figura III.11. Distribución de espesor de las celdas en dirección “x”.

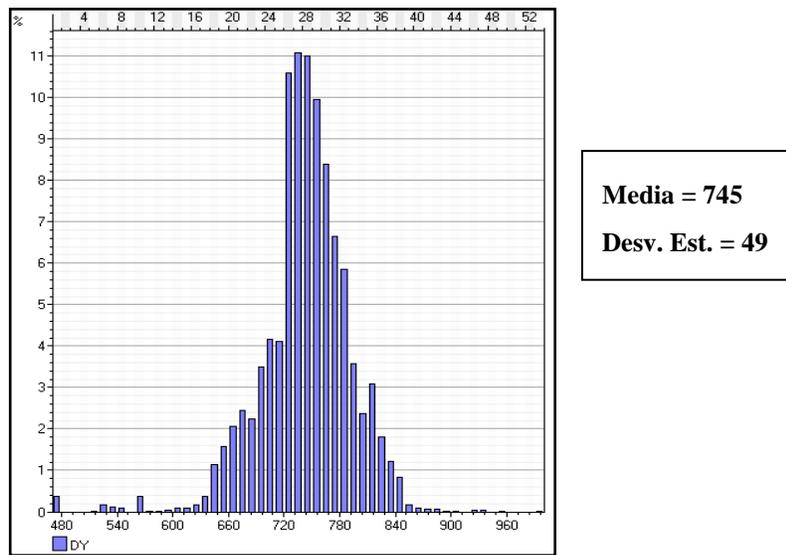


Figura III.12. Distribución de espesor de las celdas en dirección “y”.

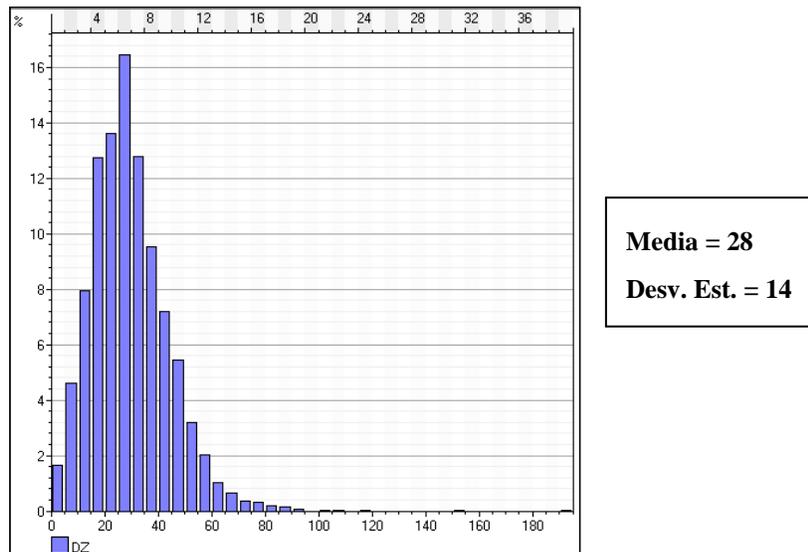


Figura III.13. Distribución de espesor de las celdas en dirección “z”.

Propiedades petrofísicas de la malla.

Las propiedades utilizadas en el modelo se basan en propiedades utilizadas en modelos de simulación de los yacimientos naturalmente fracturados en la región sur de México.

En los histogramas que se muestran en las figuras III.14 a III.16 se muestra la distribución de permeabilidades para matriz y fractura en las tres direcciones.

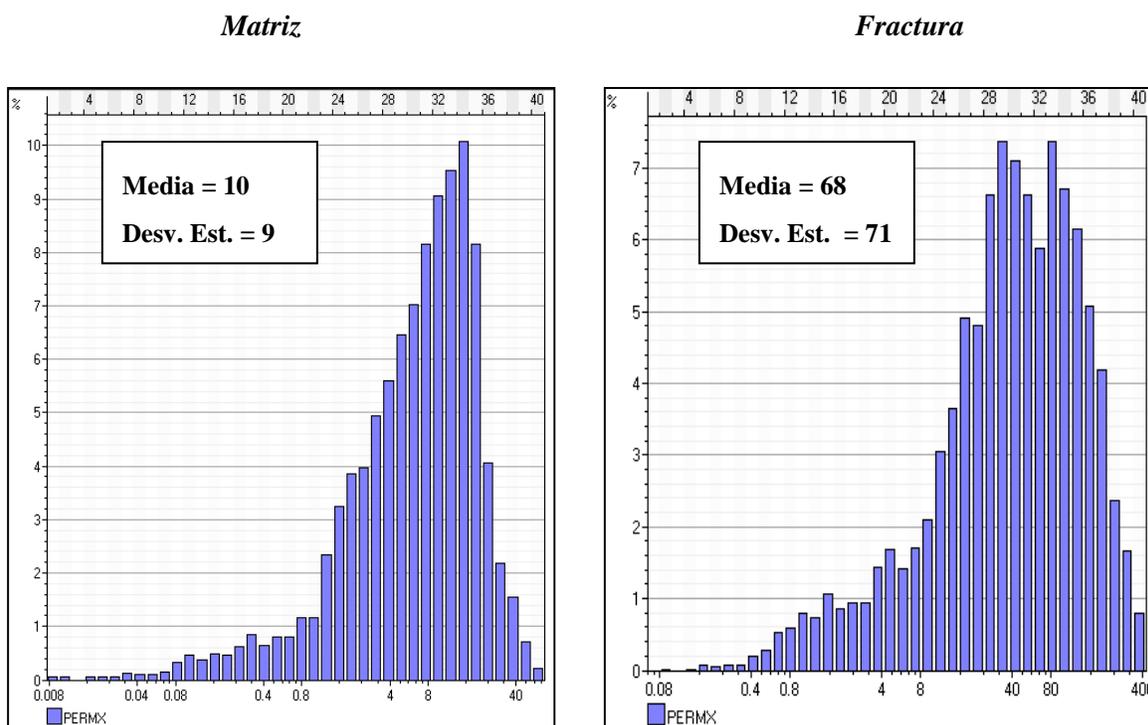


Figura III.14. Distribución de permeabilidades en dirección "x".

Las permeabilidades en todas las direcciones son bajas, especialmente las de la matriz. En promedio, las permeabilidades de matriz están por el orden de los 10 mD para las direcciones "x" y "y" y en la dirección "z" el promedio es de 7.

Las permeabilidades de fractura (como es natural en un yacimiento fracturado) son 85% mayores que las permeabilidades de matriz. En promedio para las direcciones "x" y "y" la permeabilidad es de 69 mD mientras que en la dirección "z" es de 51 mD.

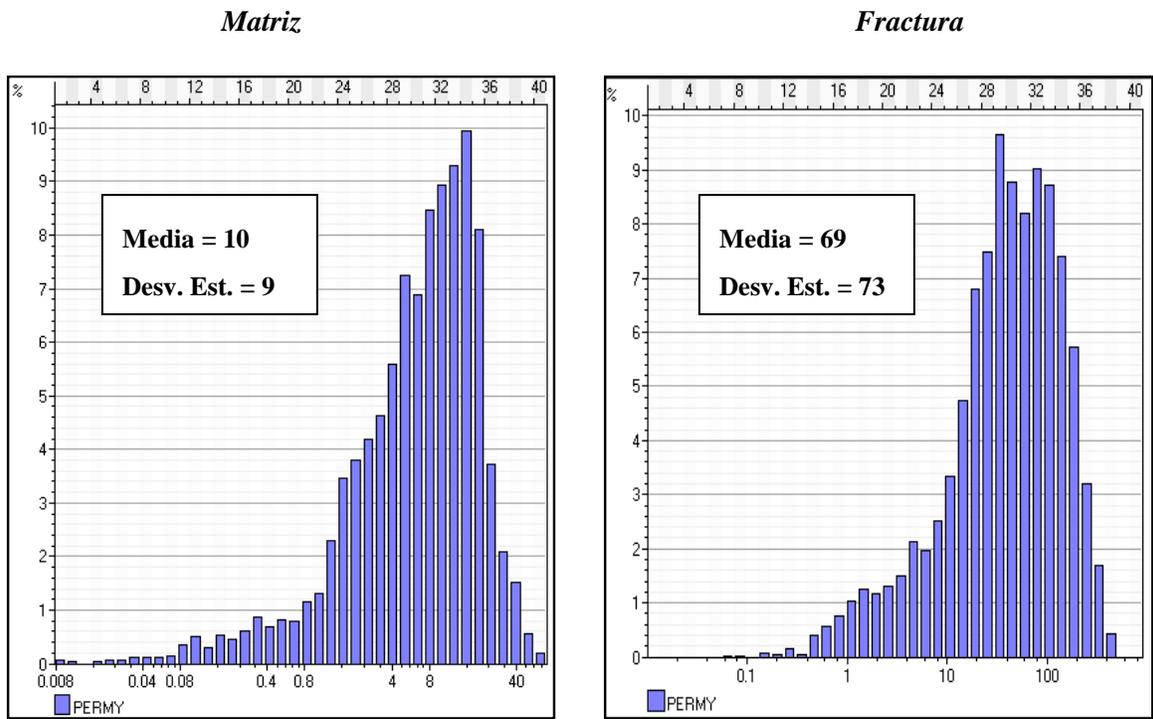


Figura III.15. Distribución de permeabilidades en dirección “y”.

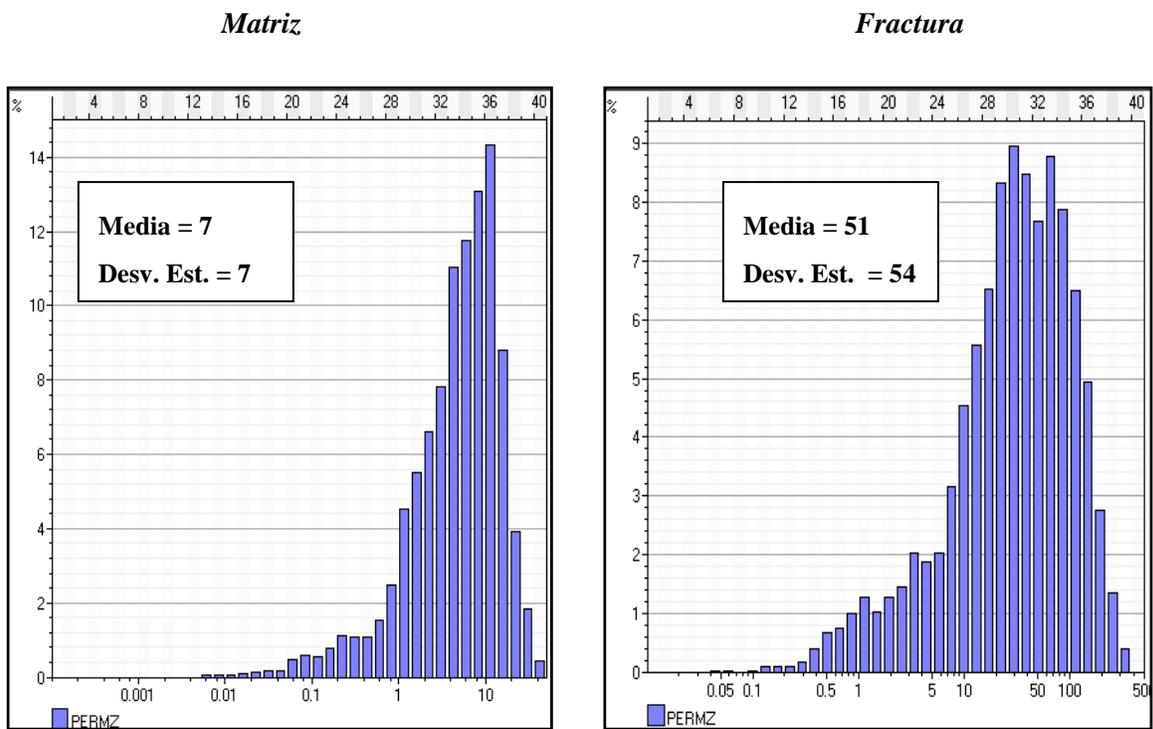


Figura III.16. Distribución de permeabilidades en dirección “z”.

La porosidad del yacimiento también se caracteriza por ser baja. En la matriz está por el orden del 8%, mientras que en la fractura está por el orden de 1% (Figura III.17). En la figura se puede observar que la distribución de la porosidad en la matriz es normal, sin embargo en la fractura, la distribución es bastante irregular debido a que las fracturas son como canales y se puede asumir que tienen un volumen poroso (cuando se trata solamente del sistema de fracturas) prácticamente del 100%. Por otro lado la porosidad de la matriz es ínter-granular, lo que arroja una distribución normal.

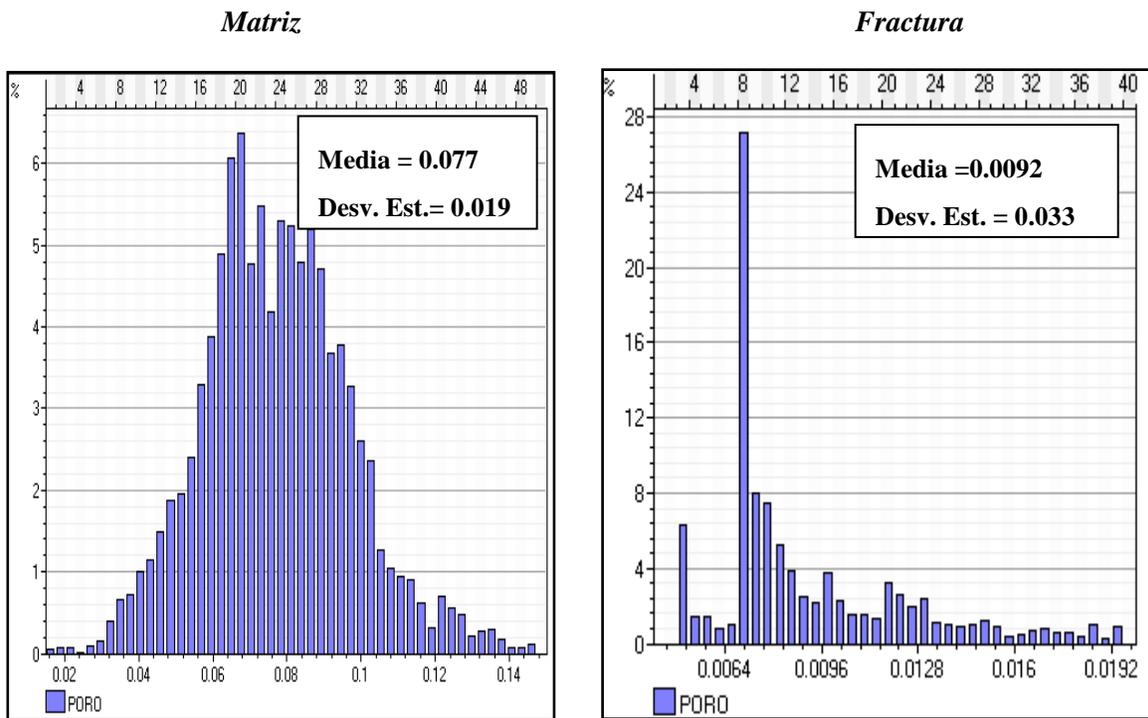


Figura III.17. Distribución de porosidades.

La fracción del espesor neto se multiplica con el volumen poroso de la celda para llevarlo de espesor bruto a espesor neto. Este valor en promedio es 0.8 en la matriz y en la fractura este valor 1, por considerarse que existe fluido en todo su volumen poroso.

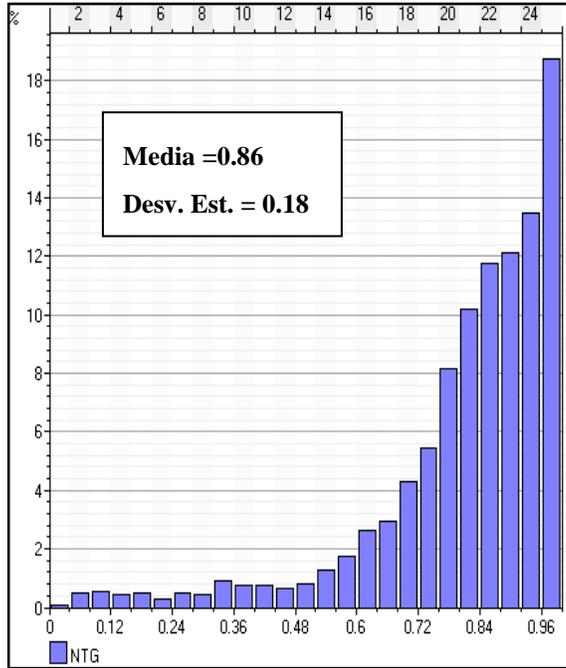


Figura III.18. Distribución de la fracción del espesor neto.

En la tabla III.2 se listan los rangos y promedios de las propiedades de la malla de simulación.

Tabla III.2. Rangos y promedios de las propiedades de la malla.

Propiedad		Perm X (mD)	Perm Y (mD)	Perm Z (mD)	NTG (Frac.)	Porosidad (Frac.)
Matriz	Rango	0 – 67	0 – 68	0 – 50	0.01 - 1	0.015 – 0.145
	Promedio	10	10	7	0.8	0.077
Fractura	Rango	0 – 423	0 – 430	0 – 318	1	0.005 – 0.05
	Promedio	68	69	51	1	0.0092

La compresibilidad de formación para matriz y fractura es de 6×10^{-6} a 2×10^{-5} 1/psi, respectivamente.

Dos propiedades que son específicas de un modelo de doble porosidad son el factor de forma (σ) y la altura de bloque de matriz. El valor del factor de forma (σ) determina el

tamaño de los bloques de matriz y fractura del modelo. La forma más usada para determinar el factor de forma es mediante la relación propuesta por Kazemi (1974):

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad \text{Ec. III.2}$$

donde l_x , l_y , y l_z , son las dimensiones de los bloques de matriz en las respectivas direcciones “x”, “y” y “z”.

Un factor de forma pequeño indica bloques de matriz grandes, y un gasto de transferencia de la matriz a la fractura bajo. En otras palabras, un factor de forma mayor, indica menor tamaño del bloque de matriz y mayor es la transferencia matriz-fractura, debido a que el área de los bloques de matriz expuestos al fluido en las fracturas es mayor, favoreciendo el intercambio de fluidos entre los dos sistemas. En el modelo de simulación, el factor de forma es de 1.2×10^{-4} pies⁻².

Existen numerosas formulaciones propuestas para la determinación del factor de forma, sin embargo, debido a la falta de suficiente información para la caracterización del sistema de fracturas, y por ende la forma de los bloques de matriz, el factor de forma es muchas veces utilizado como parámetro de ajuste en un modelo de simulación.

La altura de bloques de matriz, como su nombre lo indica, define el espesor de los bloques de matriz en dirección “z”, que no necesariamente deben tener el mismo espesor de la celda. Debido al efecto de continuidad capilar (el efecto de una fractura horizontal entre dos bloques de matriz es tan pequeño que el flujo en dirección vertical es de bloque de matriz a bloque de matriz) los bloques de matriz se pueden considerar más altos. En este caso, este parámetro puede ser variado cuando la caracterización del yacimiento indique que este efecto está tomando lugar. En el caso que concierne a esta tesis, como una simplificación, la altura de bloque de matriz se considera constante (35 pies) en todo el yacimiento.

III.2.2 Propiedades Roca-Fluido.

Funciones de permeabilidad relativas y presión capilar.

En el modelo de simulación numérica de yacimientos las curvas de saturación (permeabilidades relativas y presiones capilares) se introducen por medio de tablas. A partir de estas tablas se definen las saturaciones de cada celda en cada paso de tiempo.

El yacimiento contiene dos juegos de curvas por cada sistema (matriz y fractura), un juego para el proceso de imbibición y otro para el proceso de drene. Dependiendo del proceso en la celda en un paso de tiempo específico, el simulador utilizará la curva que corresponda.

Las curvas de saturación utilizadas se basan en curvas utilizadas en modelos de simulación de los yacimientos naturalmente fracturados en la región sur de México. Para la imbibición en la matriz se utilizan las curvas mostradas en las figuras III.19 a III.21.

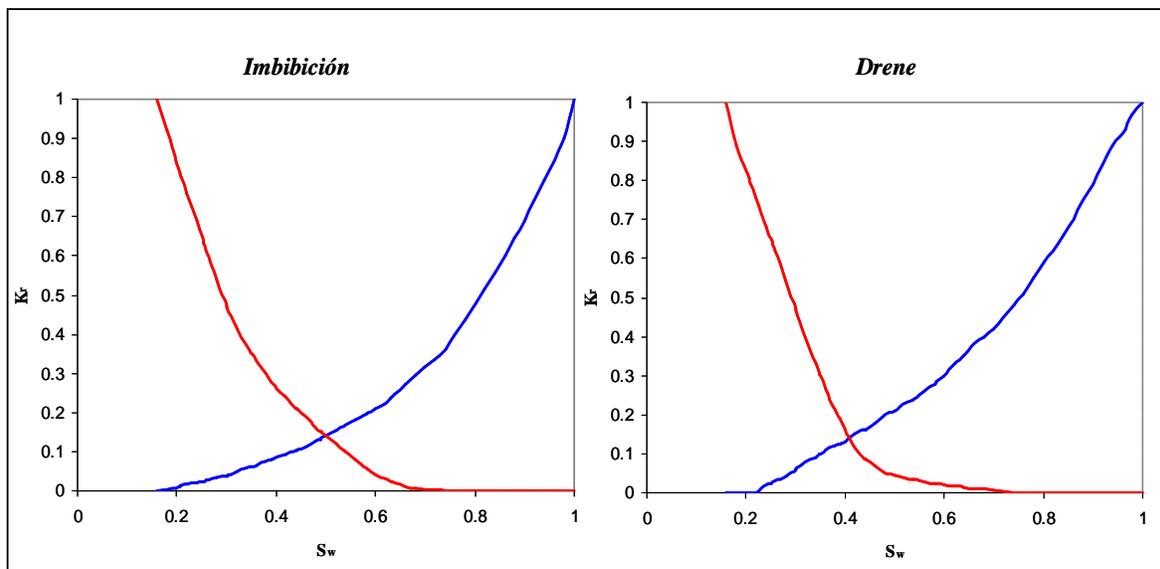


Figura III.19. Curvas de permeabilidades relativas de imbibición y drene agua-aceite para la matriz.

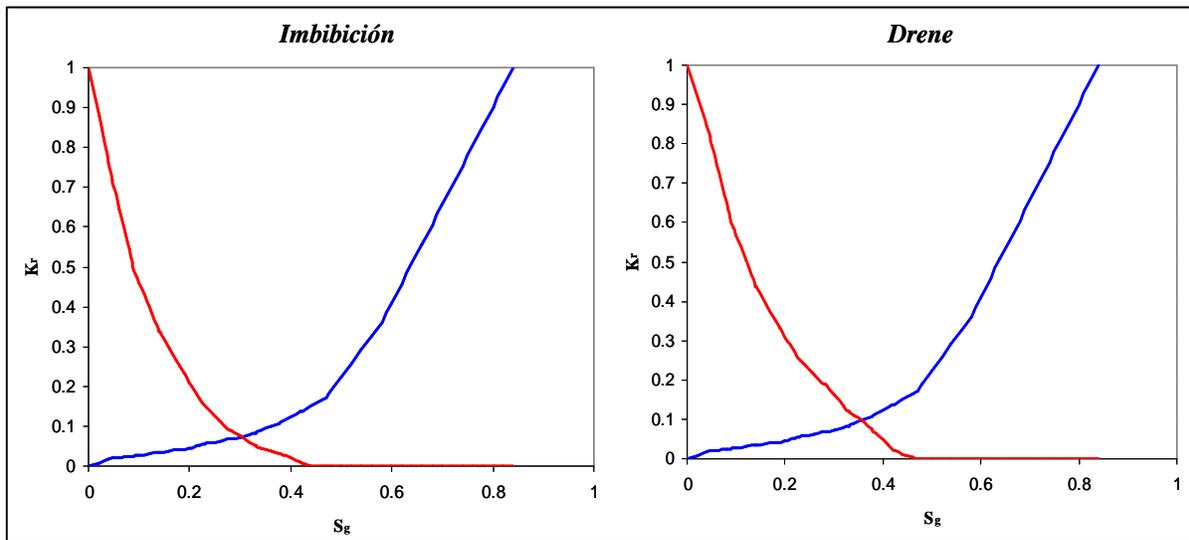


Figura III.20. Curvas de permeabilidades relativas de imbibición y drene gas-aceite para la matriz.

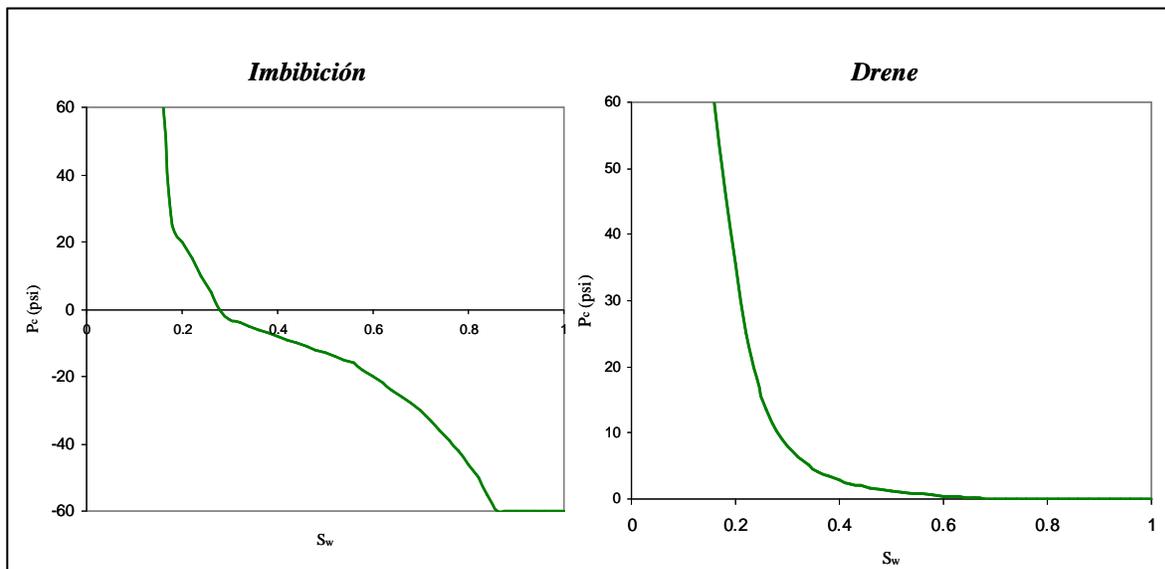


Figura III.21. Curvas de imbibición y drene gas-aceite de presión capilar para la matriz.

Debido a que generalmente el efecto de la presión capilar gas-aceite es despreciable y a que la presión capilar tiende a incrementar los tiempos de simulación, con la finalidad de simplificar el problema, se asume una presión capilar cero en la matriz para el sistema gas-aceite.

En estas curvas se puede observar que los bloques de matriz tienen una mojabilidad intermedia. En yacimientos naturalmente fracturados el hecho de no tener una mojabilidad al agua, puede resultar en un proceso de recuperación por inyección de agua o por empuje de un acuífero, pobre.

El comportamiento de producción del campo, el cual comienza con una alta producción de aceite, seguida de una paulatina disminución de la producción de aceite y un rápido aumento en la producción de agua, es un indicativo de que existe una baja eficiencia de barrido en la matriz y una canalización de agua en las fracturas debido a mojabilidad al agua pobre.

En el sistema fractura se utilizan las curvas convencionales en forma de X para imbibición y drene, tanto para el sistema agua-aceite, como para el sistema gas-aceite. En la figura III.22 se muestra un ejemplo.

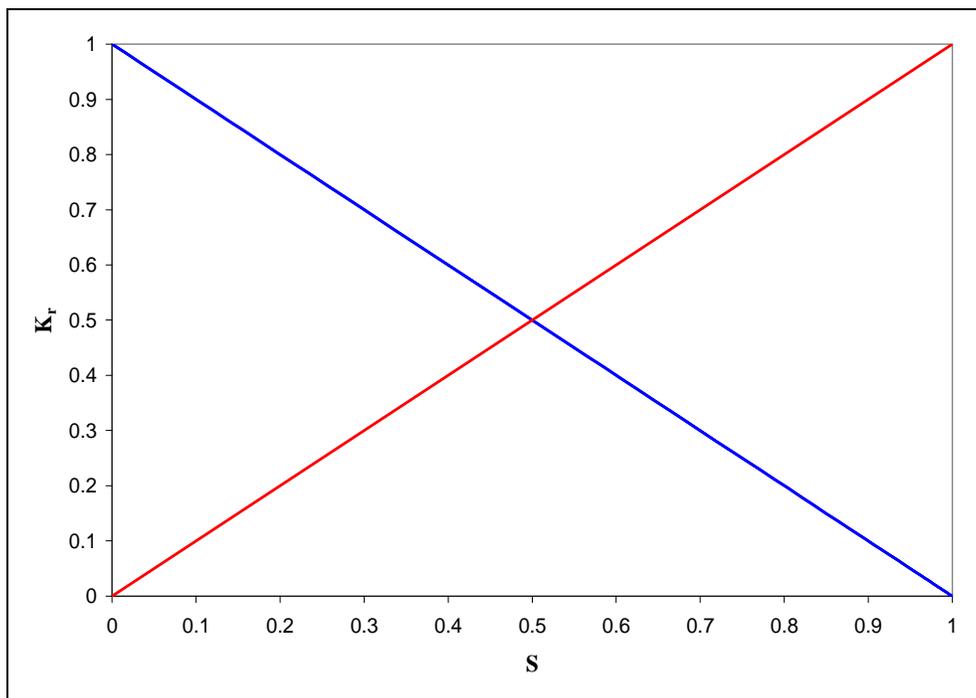


Figura III.22. Curvas de permeabilidades relativas tipo X.

En las fracturas en este caso asumiremos que no hay capilaridad, por lo tanto, además de prescribir la presión capilar cero para el sistema gas-aceite, también se prescribe cero para el sistema agua-aceite.

En un modelo de simulación numérica, las presiones capilares y permeabilidades relativas definen las saturaciones iniciales (Saturación a $t=0$) en cada celda. En los cálculos de equilibrio (inicialización), las saturaciones iniciales de agua, aceite y gas por encima y debajo de la zona de transición se determinan mediante los valores de saturación máximos y mínimos de las tablas de saturación. Entonces, las saturaciones iniciales para las celdas de matriz estarán definidas para este caso en particular como lo indica la tabla III.3.

Tabla III.3. Saturaciones iniciales en las zonas de aceite y agua.

Zona de aceite	$S_g = S_{g \min} = 0$
	$S_w = S_{w \min} = 0.16$
	$S_o = 1 - S_g - S_w = 0.84$
Zona de agua	$S_g = S_{g \min} = 0$
	$S_w = S_{w \max} = 1$
	$S_o = 1 - S_g - S_w = 0$

Para el sistema de matriz, en la zona de transición, las saturaciones iniciales estarán definidas por las funciones de presiones capilares dependiendo de las presiones resultantes del cálculo de presión inicial del yacimiento.

Como las curvas de permeabilidades relativas en la fractura son de tipo X y sus saturaciones extremas para los tres fluidos son 0 y 1, la saturación de aceite en la zona de aceite es 1 y la saturación de agua en la zona de agua es 1 (Figura III.24).

Las figuras III.23 y III.24 muestran la distribución inicial de fluidos en el modelo en la matriz y en la fractura. En éstas se puede observar que en la zona de aceite para el sistema de matriz encima de la zona de transición, la saturación de aceite es 0.84 mientras que para el sistema de fracturas la saturación de aceite inicial es 1 y no existe zona de transición.

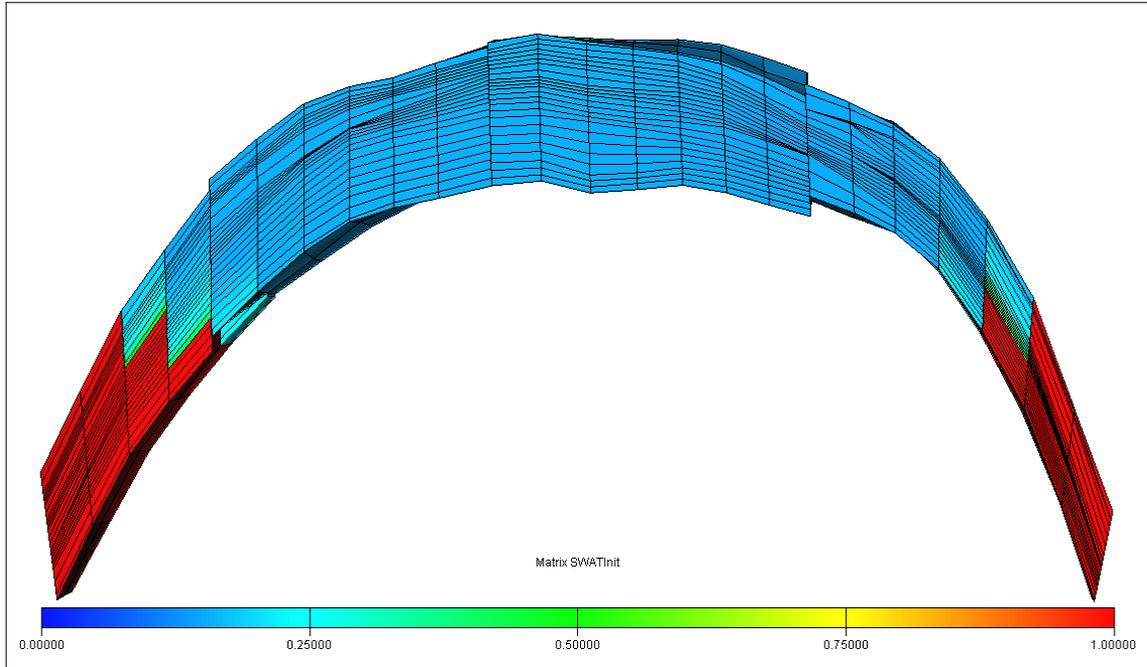


Figura III.23. Distribución de saturación de aceite inicial de la matriz de un corte transversal del modelo de simulación.

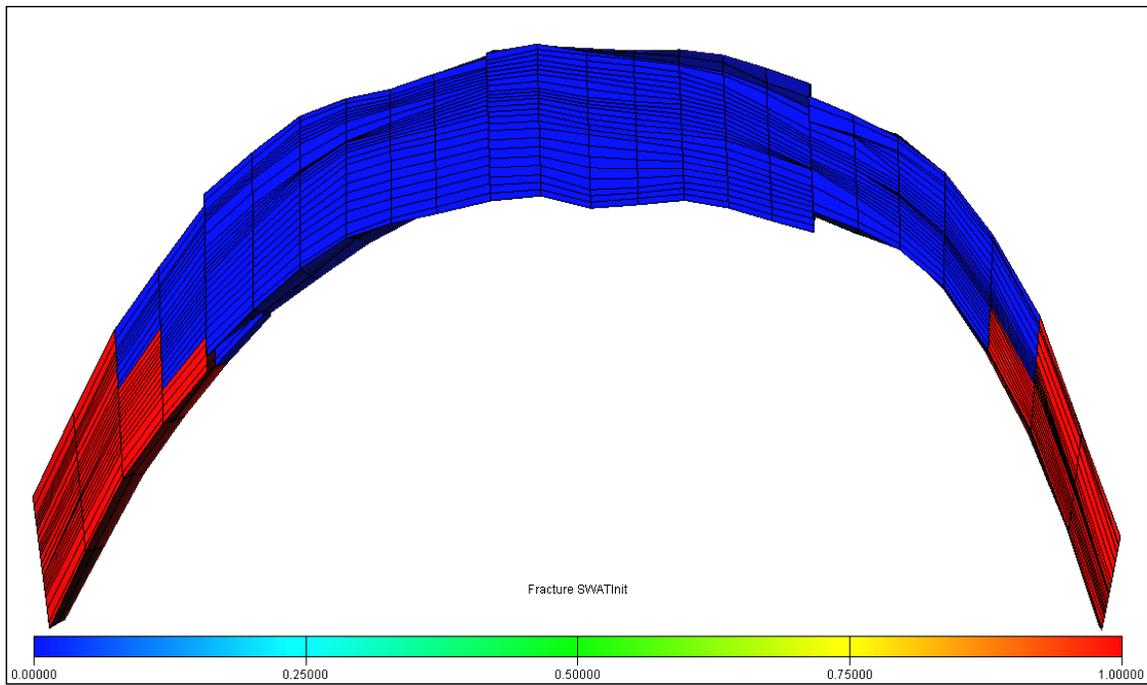


Figura III.24. Distribución de saturación de aceite inicial de la fractura de un corte transversal del modelo de simulación.

Histéresis.

Cuando en un medio poroso existen cambios en la historia de saturación de los fluidos contenidos, aumento o disminución, se presenta el fenómeno de histéresis en las curvas de presión capilar y de permeabilidades relativas. Como en el Proceso de Doble Desplazamiento ocurre este fenómeno, éste debe ser considerado en la simulación.

Tomando como ejemplo las curvas de imbibición y drene en la figura III.25, el proceso de drene comienza en la saturación mínima de la fase no mojante (1) con dirección hacia su saturación máxima (2), y en un punto intermedio de la curva el proceso es revertido (4), esta formulación permite crear una curva “alterna” a través de la cual se dirige el fluido en el proceso de imbibición que comienza.

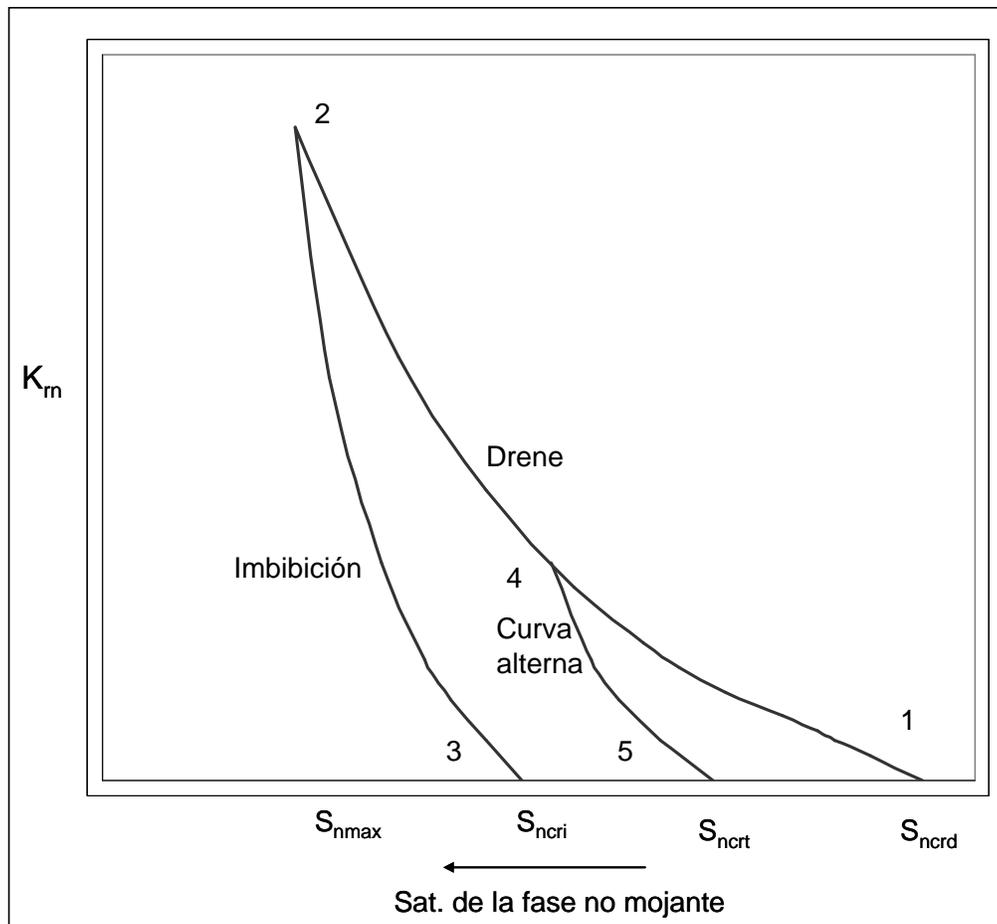


Figura III.25. Curvas de imbibición y drene de para una fase no mojante.

La saturación residual “*alterna*” de la fase no mojante se determina mediante la siguiente ecuación.

$$S_{ncrt} = S_{ncrd} + \frac{(S_{ncri} - S_{ncrd})(S_{nhy} - S_{ncrd})}{S_{nmax} - S_{ncrd}}, \quad Ec. III.11$$

donde

S_{ncrt} es la saturación crítica “*alterna*” de la fase no mojante.

S_{ncrd} es la saturación crítica del proceso de drene de la fase no mojante.

S_{ncri} es la saturación crítica del proceso de imbibición de la fase no mojante.

S_{nhy} es la saturación máxima de la fase no mojante alcanzada.

S_{nmax} es la saturación máxima de la fase no mojante.

La curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante “*alterna*” es construida mediante la ecuación:

$$K_m(S_n) = \frac{K_{ri}(\hat{S})}{K_{rd}(\hat{S})} K_{rd}(S_n), \quad Ec. III.12$$

donde,

$K_m(S_n)$ es la permeabilidad relativa de la fase no mojante evaluada a la saturación S_n .

$K_{ri}(\hat{S})$ es la permeabilidad relativa del proceso de imbibición de la fase no mojante evaluada a la saturación \hat{S} .

$K_{rd}(S_n)$ es la permeabilidad relativa del proceso de drene de la fase no mojante evaluada a la saturación \hat{S} .

$K_{rd}(S_n)$ es la permeabilidad relativa del proceso de drene de la fase no mojante evaluada a la saturación \hat{S} .

\hat{S} es una saturación de la fase mojante y se determina:

$$\hat{S} = S_{ncrd} + (S_n - S_{ncrd}) \frac{S_{n\max} - S_{ncrd}}{S_{hy} - S_{ncrd}}. \quad \text{Ec. III.13}$$

III.2.3 Propiedades de los fluidos.

El modelo de fluidos del yacimiento corresponde a un aceite negro ligero de 39.7° API. La temperatura del yacimiento es de 200 °F (93 °C) y presión inicial es de 6,470 psi. La presión de burbujeo es de 4,400 psi.

La composición del aceite se muestra en la tabla III.4.

Tabla III.4. Composición del aceite.

Composición del aceite	
Componente	Fracción Molar
N ₂	0.0071
CO ₂	0.0206
C ₁	0.4805
C ₂ C ₄	0.1917
C ₅ C ₆	0.0457
C ₁₀ ⁺	0.1413
C ₂₄ ⁺	0.1131

Con la finalidad de simular un proceso de inyección de gas (nitrógeno, bióxido de carbono) es necesario utilizar el modo composicional del simulador. Esto quiere decir que los cálculos de flujo de fluidos se aplican a cada uno de los componentes presentes en el hidrocarburo. El simulador determinará la composición en cada celda y las propiedades de los fluidos hidrocarburos, a través de una ecuación de estado.

En este modelo de simulación, se utilizó la ecuación de estado de Peng-Robinson corregida de tres parámetros.

La ecuación Peng-Robinson de dos parámetros está dada por:

$$\left[p + \frac{a_T}{V(V+b) + b(V-b)} \right] (V-b) = RT, \quad \text{Ec. III.14}$$

donde:

p es la presión.

V es el volumen.

T es la temperatura.

R es la constante universal de los gases.

b es la corrección del volumen molar por el volumen ocupado por las moléculas.

$$b = 0.0778 \frac{RT_c}{P_c}, \quad \text{Ec. III.15}$$

donde, T_c y P_c son temperatura y presión críticas.

a_T es la corrección de la presión por las fuerzas de atracción entre las moléculas y el subíndice T indica que es dependiente de la temperatura y se determina:

$$a_T = a_c \alpha, \quad \text{Ec. III.16}$$

donde a_c es a_T a condiciones críticas y α es un término adimensional que depende de la temperatura. Estos términos se determinan:

$$a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c}{P_c}, \quad \text{Ec. III.17}$$

$$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - T_r^{1/2}). \quad \text{Ec. III.18}$$

T_r es la temperatura reducida y m es un parámetro dependiente del factor acéntrico (ω).

En este caso de la ecuación de estado Peng-Robinson corregida para factores acéntricos grandes, entonces m se define:

$$m = 0.374642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3. \quad \text{Ec. III.19}$$

Para una mezcla de n componentes se aplican las leyes de mezclas para el cálculo de b y a_T :

$$b = \sum_{i=1}^n y_i b_i, \quad \text{Ec. III.20}$$

$$a_T = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n y_i y_j (a_{Ti} a_{Tj})^{1/2} (1 - \delta_{ij}), \quad \text{Ec. III.21}$$

donde δ es el coeficiente de interacción binaria (McCain, 1990).

El tercer parámetro de la ecuación de estado se refiere a una corrección al volumen molar para mejorar la predicción de las propiedades del líquido.

Para una mezcla de n componentes el volumen molar de una fase está dado por:

$$V_m = V_m^{PR} - \sum_{i=1}^n z_i c_{ri}, \quad \text{Ec. III.22}$$

donde V_m^{PR} es el volumen molar de la fase determinado por la ecuación de estado de dos parámetros, z_i es la composición molar de la fase, c_{ri} constituye un juego de correcciones de volumen que están relacionados con los parámetros adimensionales “*shift*” mediante la relación:

$$s_i = \frac{c_{ri}}{b_i}. \quad \text{Ec. III.23}$$

La formulación utilizada para determinar los parámetros “*shift*” dependen de la ecuación de estado utilizada (Eclipse Technical Description, 2007)

. Como se puede observar en la tabla III.4 la composición del aceite consiste de algunos

componentes combinados, es decir, se agruparon varios componentes puros en uno solo con la finalidad de obtener un número menor de componentes para reducir el tiempo de simulación. Por otra parte, los parámetros que conforman la ecuación de estado como, p_c , T_c , V_c , ω etc., se encuentran bien definidos para componentes puros, sin embargo, como se tiene un agrupamiento de componentes es necesario hacer una caracterización manual de éstos para ajustar las propiedades de los fluidos medidas en el laboratorio. Finalmente, la ecuación de estado cuenta con parámetros caracterizados para los componentes agrupados.

Para el experimento de Liberación Diferencial y con los parámetros caracterizados para la ecuación de estado, las propiedades del aceite y el gas obtenidas se ilustran en las figuras III. 26 a III.31.

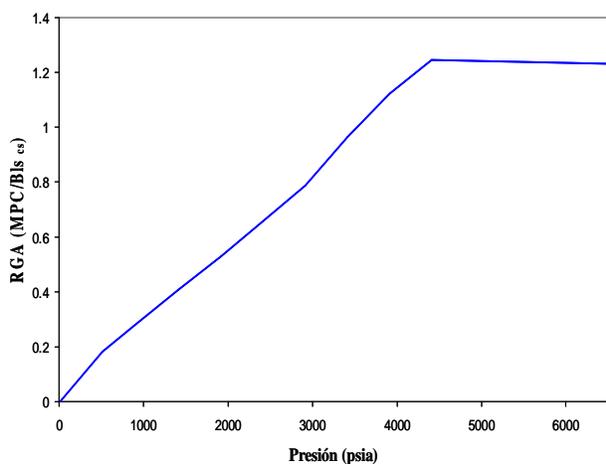


Figura III.26. Relación gas-aceite.

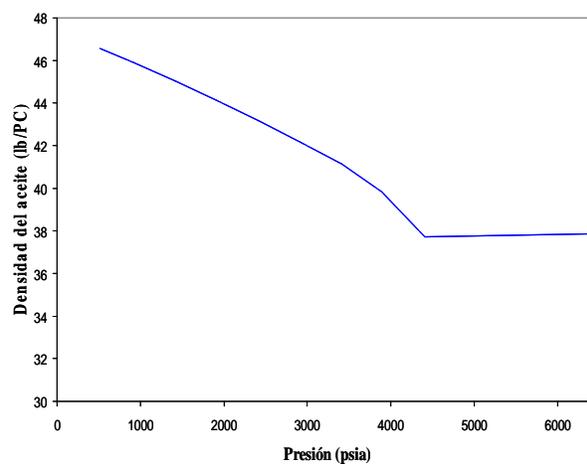


Figura III.27. Densidad del aceite.

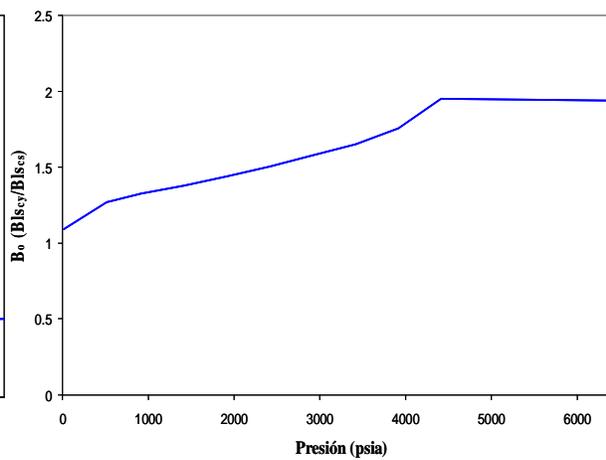
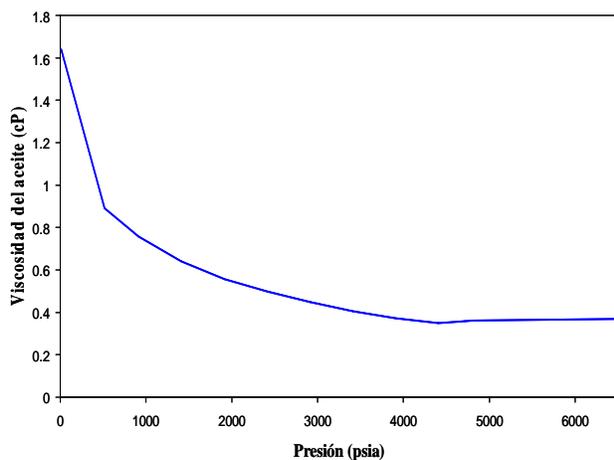


Figura III.28. Viscosidad del aceite.

Figura III.29. Factor volumen del aceite.

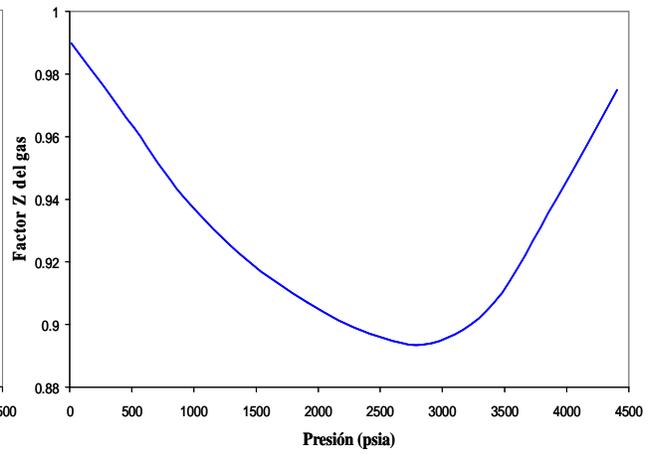
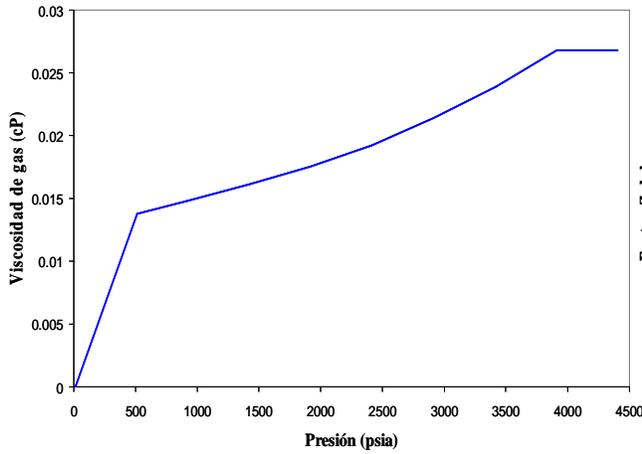


Figura III.30. Viscosidad del gas.

Figura III.31. Factor Z del gas.

Las propiedades del agua son constantes. Se listan en la tabla III.5.

Tabla III.5. Propiedades del agua.

Propiedades del Agua	
Densidad (lb/pie ³)	60
Viscosidad (cP)	0.224
B _w (pie ³ C.Y. / pie ³ C.S.)	1.05

III.2.4. Mecanismos de Recuperación.

Dado que se desea simular un proceso de inyección de gas asistido por drene gravitacional, se incluye en el modelo de simulación este mecanismo. Para incluir el efecto del drene gravitacional es el sistema, se debe incluir un parámetro que está relacionado con este mecanismo en un modelo de doble porosidad, que es la altura del bloque de matriz (DZmtz). De esta última dependerá en gran medida el efecto del drene gravitacional en la recuperación de hidrocarburos en el modelo.

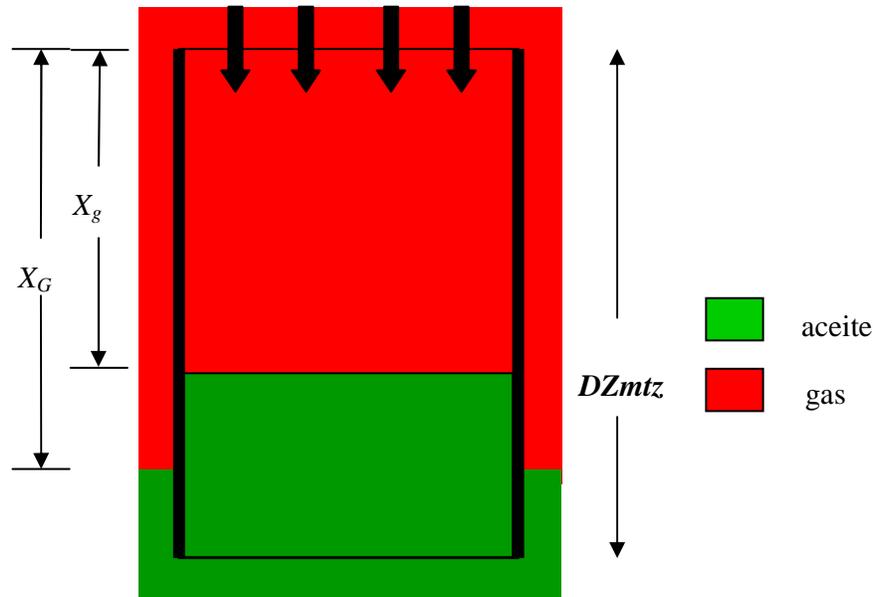


Figura III.32. Drene gravitacional en un bloque de matriz rodeado por una fractura.

Tomando como ejemplo la figura III.32, el flujo de gas y aceite de una celda de fractura a una celda de matriz es:

$$Q_g = TM_g \left(P_{of} - P_{om} + d_{fm} \rho_g g + P_{cogf} - P_{cogm} + \frac{DZmtz(X_G - X_g)(\rho_o - \rho_g)g}{2} \right), \quad Ec. III.24$$

$$Q_o = TM_o \left(P_{of} - P_{om} + d_{fm} \rho_o g - \frac{DZmtz(X_G - X_g)(\rho_o - \rho_g)g}{2} \right), \quad Ec. III.25$$

donde

Q_g y Q_o son los flujos de gas y aceite, respectivamente, de una celda de fractura a una celda de matriz.

T es la transmisibilidad entre una celda de matriz y una de fractura.

M_g y M_o son las movilidades del gas y del aceite.

P_{of} y P_{om} son las presiones de la fase aceite en la celda de fractura y matriz.

d_{fm} es la diferencia de altura entre la celda de fractura y la celda de matriz, que es normalmente cero.

ρ_o y ρ_g son las densidades del aceite y el gas.

P_{cogf} y P_{cogm} son las presiones capilares del gas en la celda de fractura y la celda de matriz.

g es la constante gravitacional.

(Eclipse Technical Description, 2007)

Lo que se puede observar de estas ecuaciones es que un mayor tamaño de bloque de matriz, incrementará el flujo de gas hacia la matriz, de esta manera, se facilita el desplazamiento (expulsión) del aceite de la matriz.

Como ya se mencionó anteriormente, el modelo contempla un acuífero asociado. Para simular el acuífero, se establecen dos acuíferos numéricos, uno en cada flanco. Los acuíferos numéricos son conectados a la malla de simulación a través de las celdas laterales del modelo (figura III.33).

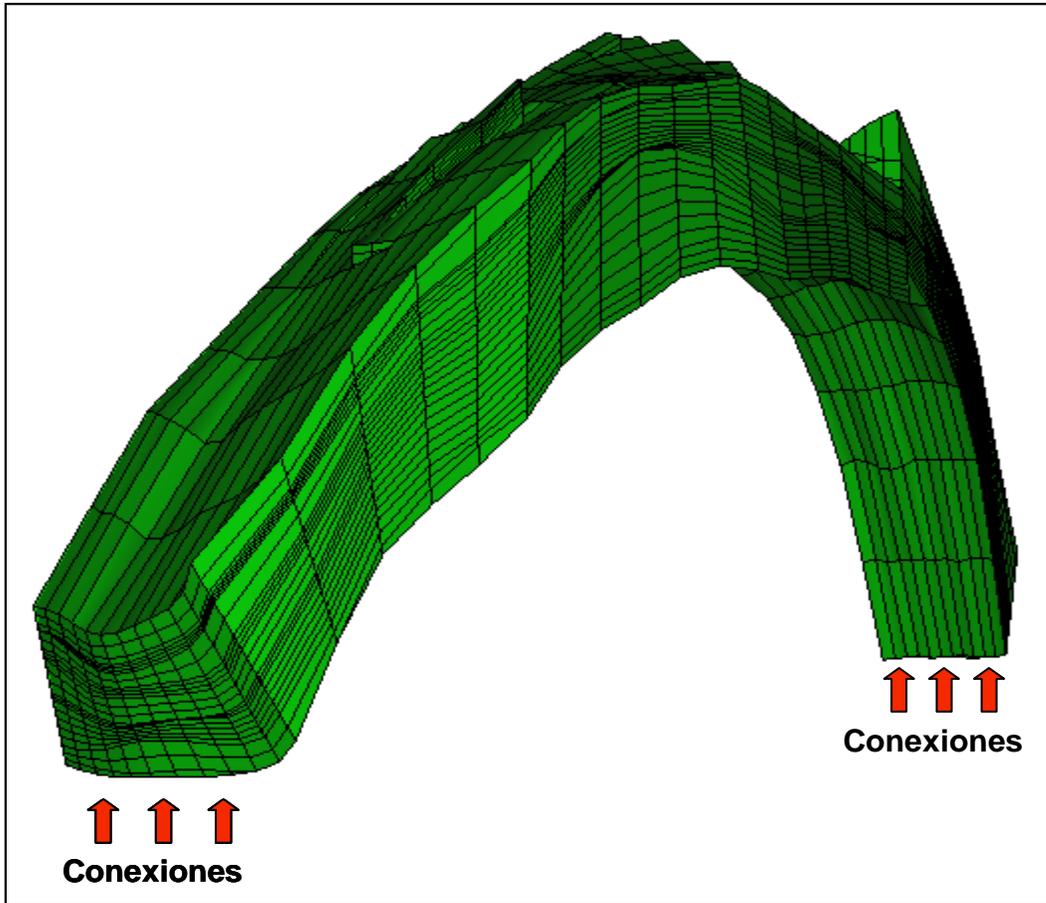


Figura III.33. Conexiones de los acuíferos numéricos en la malla.

La transmisibilidad entre un acuífero numérico y una celda de la malla de simulación es determinada por sus propiedades, las cuales se muestran en la tabla III.6.

Tabla III.6. Especificaciones de los acuíferos numéricos del modelo.

Acuífero	Área (pies²)	Longitud (pies)	Permeabilidad (md)
1	1.5×10^9	3,700	0.5
2	2×10^9	3,700	0.5

La transmisibilidad entre una celda a la que está conectado el acuífero y una celda del yacimiento, es calculada mediante la siguiente formulación.

$$T = \frac{C}{(1/T_a) + (1/T_c)}, \quad \text{Ec. III.26}$$

donde,

T_a es la transmisibilidad de la celda a la que está conectado el acuífero.

T_c es la transmisibilidad de la celda del yacimiento.

Las transmisibilidades de la celda a la que está conectado el acuífero y de la celda del yacimiento se determinan:

$$T_c = \frac{k_c A_c NTG}{D_c}, \quad \text{Ec. III.27}$$

$$T_a = \frac{k_a A_a}{D_a}, \quad \text{Ec. III.28}$$

donde

k_c y k_a son las permeabilidades de la celda en la dirección del acuífero y la permeabilidad del acuífero, respectivamente.

A_c y A_a son el área de la cara de la celda y el área del acuífero, respectivamente.

D_c y D_a son la distancia desde el centro de la celda y la mitad de la longitud del acuífero, respectivamente.

NTG es la fracción del espesor neto de la celda.

CAPÍTULO IV

Resultados de los Pronósticos de Simulación.

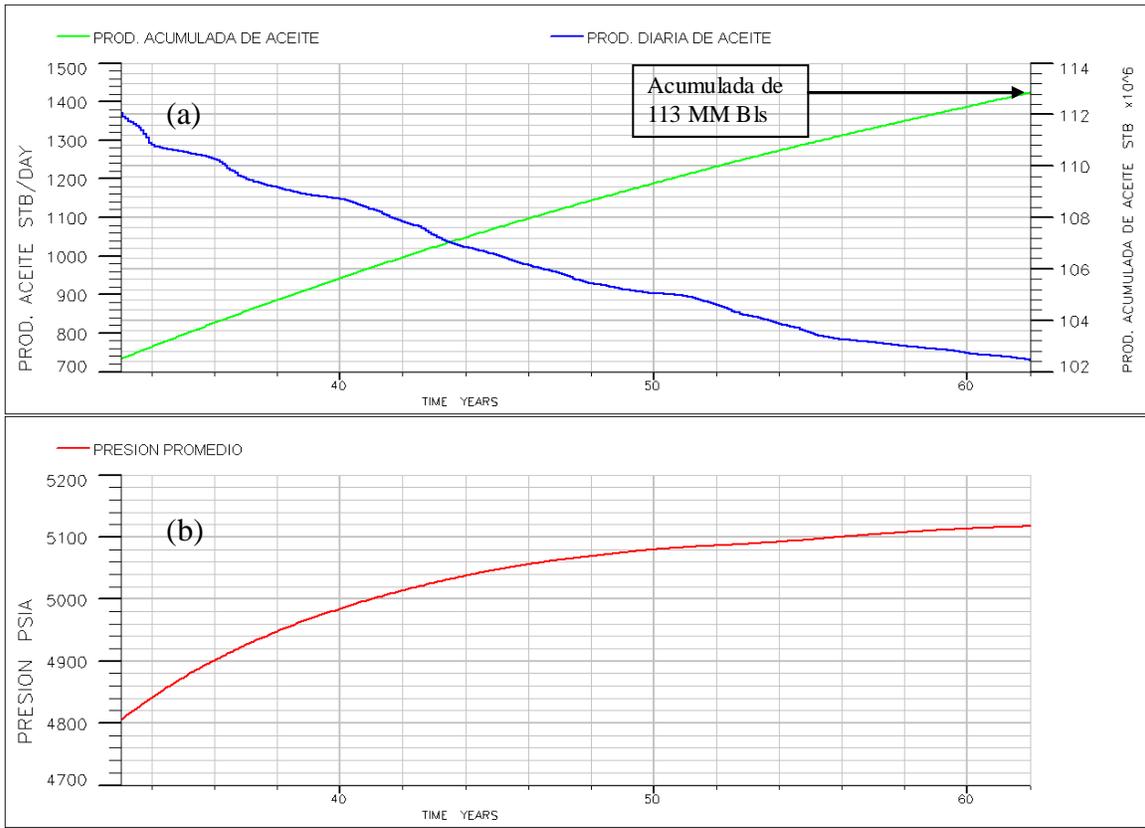
En este capítulo de la tesis se realizan una serie de pronósticos de simulación con diferentes escenarios de producción, con la finalidad de evaluar el impacto que tienen los principales parámetros en el flujo de fluidos en el Proceso de Doble Desplazamiento, y de esta manera reconocer las condiciones óptimas para su desarrollo.

IV.1. Declinación Natural

El primer escenario de producción que se desea evaluar es el de la producción del campo sin ninguna modificación, es decir, sin aplicar ningún método de recuperación adicional.

En la última fecha de la historia de producción del campo, estaban produciendo dos pozos, P-2 y P-6, con 398 y 1,030 bl/día, respectivamente. Para el pronóstico de producción los pozos P-2 y P-6 continúan su producción tal como lo estaban haciendo. No hay inyección de agua ni inyección de gas. Como condición económica de cierre de los pozos productores se utilizó un flujo fraccional de agua de 90%.

En la figura IV.1.a se muestra el pronóstico de producción diaria de aceite así como la acumulada del campo bajo el escenario de producción de declinación natural para un período de 20 años. La producción de aceite continúa su declinación por la intrusión de agua en los pozos productores de una manera paulatina. La presión por su parte (figura IV.1.b), se encuentra levemente en aumento debido la entrada de agua por efecto del acuífero y a la baja producción de aceite del campo, este incremento en la presión provoca que la disminución de la producción en los pozos no sea tan marcada. La producción acumulada para este escenario es de 113 millones de barriles.



*Figura IV.1. (a) Producción diaria y acumulada de aceite en el campo.
 (b) Presión promedio del campo.*

IV.2. Simulación del Proceso de Doble Desplazamiento.

Con la finalidad de simular el Proceso de Doble Desplazamiento se creó un caso de simulación del campo con las siguientes condiciones:

1. Al comienzo del pronóstico (mayo, 2006) se cierran todos los pozos que aún estaban abiertos al final de la historia (P-2 y P-6).
2. Se reparan los pozos inyectores de agua (I-1 e I-2) que ahora se convierten en productores de agua a través de los flancos del yacimiento. El pozo P-2 se convierte en inyector de gas, ya que, además de estar estructuralmente arriba, se encuentra ubicado en el centro del yacimiento donde puede tener un mayor efecto la inyección de gas en los pozos productores de aceite.
3. Los pozos productores de agua comienzan a operar dos meses después del inicio del pronóstico.
4. El pozo inyector de gas (P-2) comienza a operar cinco meses después del inicio del pronóstico (octubre de 2006) inyectando nitrógeno.
5. Se realizan reparaciones los pozos productores de aceite P-1, P-4, P-5, P-6 y P-7 con la finalidad de ubicar estratégicamente su intervalo disparado en zonas intermedias donde se considera que se ubicará del frente de aceite. El pozo P-3 no fue reparado debido a que la zona donde está ubicado está completamente invadida por agua. La figura IV.2. ilustra la ubicación de los pozos productores de aceite, inyector de gas y productores de agua en la estructura.
6. A partir del comienzo de producción de aceite, el gas producido es recirculado. Entonces, el gas inyectado es una mezcla del gas asociado con el nitrógeno producido a través de los pozos productores de aceite. Si esta mezcla de gas producido no es suficiente para alcanzar el gasto de inyección indicado, el volumen se complementa con nitrógeno puro.
7. Todos los pozos productores de aceite comienzan su producción en enero del 2007, seis meses después de comenzada la producción de agua. La finalidad de dejar un período de tiempo sin producción de aceite es la de permitir el descenso del frente de

aceite hasta los intervalos disparados mediante la inyección de gas y la producción de agua.

8. Todos los pozos productores de aceite fueron controlados con la misma tabla hidráulica con una presión de en la cabeza de 250 psi. Esto quiere decir que siempre que las condiciones del pozo lo permita, el pozo va a mantener esta presión en la cabeza mientras que, mediante la tabla hidráulica, se calculan las presiones del fondo fluyendo, la cual determina la producción del pozo.
9. Como condición económica, es decir, cierre del pozo al no cumplir dicha condición, se utilizó un máximo de 60% de flujo fraccional de agua y 6 M pie³/bl para la relación gas- aceite, para evitar la recirculación excesiva del gas inyectado.
10. Todos los pronósticos se realizaron en un período de tiempo de 30 años.

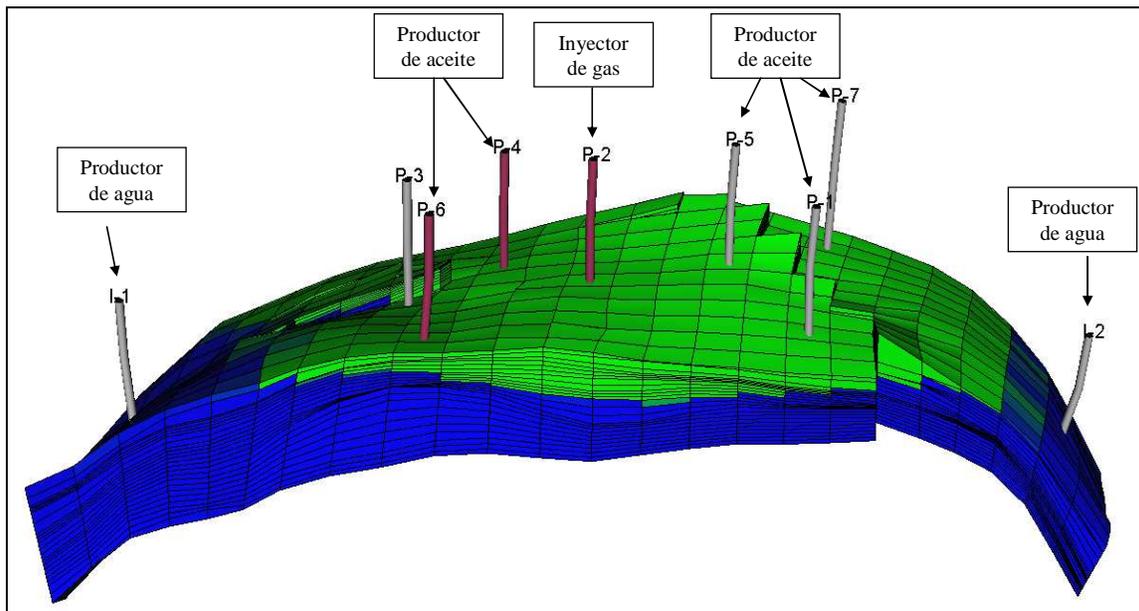


Figura IV.2. Ubicación de los pozos en el campo.

Para obtener la mayor recuperación de aceite en el modelo de simulación de doble porosidad, se debe buscar la menor canalización de gas posible en las fracturas para lograr una mayor penetración de gas en la matriz y mejorar el desplazamiento de aceite en la misma. Para que esto suceda, es necesaria una inyección de gas suficientemente lenta para que el proceso esté dominado por la gravedad.

Por otra parte, la producción de agua en los flancos puede tener efectos benéficos y

perjudiciales. La extracción de agua disminuye la producción de la misma a través de los pozos productores de aceite y ayuda al frente de aceite a bajar hacia los intervalos productores de los pozos, lo que resulta en un mayor tiempo y volumen de producción de aceite. Sin embargo, la producción excesiva de agua puede producir una rápida declinación de la presión del campo y por consecuencia la declinación de la producción de los pozos. Esto, aunado a la necesidad de manejo de un mayor volumen de agua en superficie.

Existe entonces, un gasto máximo de inyección de gas y de producción de agua para lograr un Proceso de Doble Desplazamiento eficiente. En este sentido, se realizan sensibilidades al gasto de inyección de gas y producción de agua en los pronósticos de producción.

Como en el Proceso de Doble desplazamiento se espera que frente de aceite descienda, es necesario realizar reparaciones periódicamente para que los pozos se encuentren produciendo mayormente aceite y una mínima cantidad de gas y agua. En este sentido, se realizan reparaciones “automáticas” cada 5 años. Estas reparaciones consisten en abrir todas las conexiones posibles del pozo, y mediante un límite económico para las conexiones de 10% de flujo fraccional de agua y 2 M pie³/bl de relación gas-aceite, se cerrarán aquellas conexiones que produzcan más agua y gas que lo indicado en el límite, así solamente quedarán abiertas las conexiones que produzcan aceite. Con se espera que el pozo P-3 pueda ser abierto a producción en el futuro, cuando baje el frente de aceite hasta el intervalo productor de este pozo, también se incluyen reparaciones para este pozo.

Cabe destacar que este método de reparaciones solamente se realiza en esta parte del estudio con lo finalidad de hacer un comparativo entre varios escenarios y determinar el óptimo.

IV.2.1. Sensibilidades al gasto de inyección de gas.

Esta sensibilidad consistió en 3 diferentes gastos constantes de inyección de gas. Se evaluaron gastos de inyección de 5, 10 y 15 MM pie³/día. En todos los casos la producción de agua a través de los flancos fue para I-1 de 5,000 bl/día y para I-2 2,000 bl/día. Es importante señalar que el pozo I-1 produce más agua que el pozo I-2 debido a que a través de este pozo se inyectó la mayor cantidad de agua en la historia y en consecuencia, esta zona se encuentra más invadida por agua. De esta manera se mantendrán más estables los contactos.

En la figura IV.3 se puede observar un incremento en la producción del campo al inicio del pronóstico a medida que se disminuye el gasto de inyección de gas, sin embargo hacia el final del pronóstico incrementa cuando es mayor el gasto de gas.

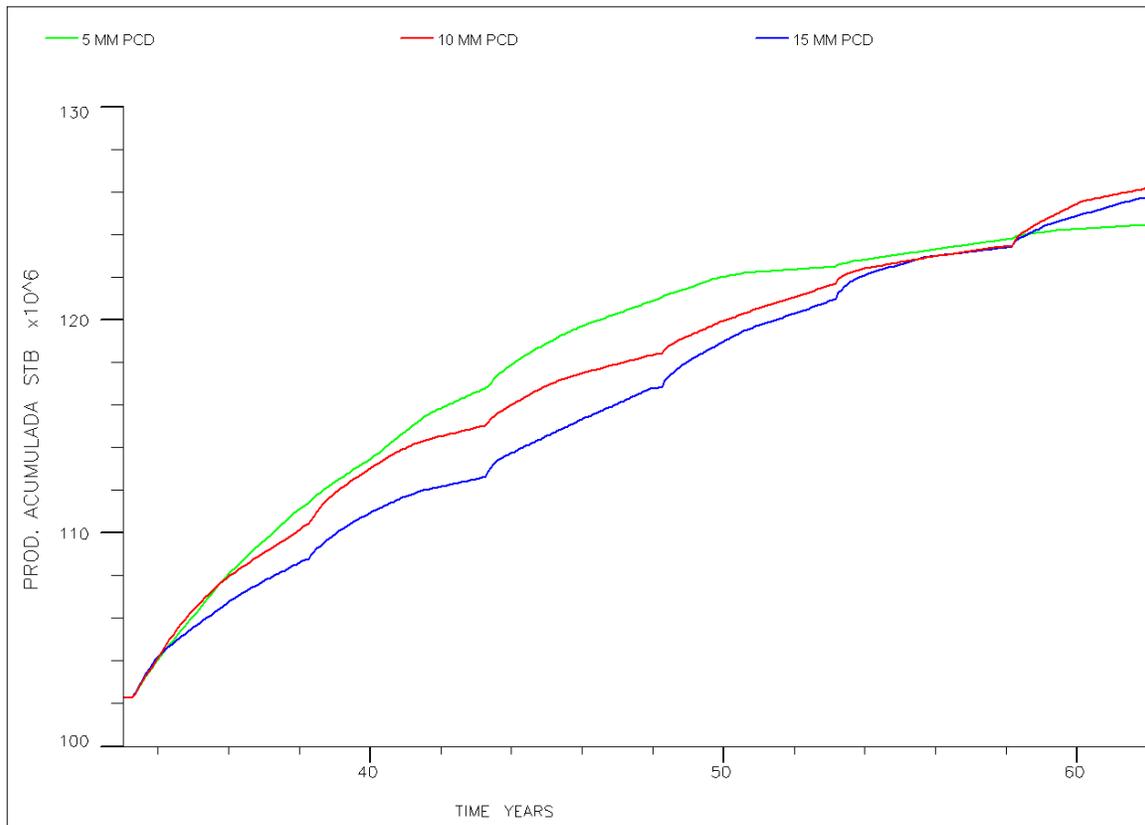


Figura IV.3. Producción acumulada del campo (sensibilidad inyección de gas).

Esto ocurre debido a que los pozos P-5 y P-7 tienden a invadirse de gas rápidamente cuando el gasto de inyección de gas es alto, y al alcanzar su límite económico de relación gas-aceite rápidamente, se cierran sus conexiones y eventualmente los pozos, en consecuencia se ve disminuida su producción. Sin embargo, estos pozos son los más productivos del campo y tienen un gran efecto en la producción total del campo, por lo que si su producción es mayor, como cuando se inyecta menor volumen de gas, la producción total del campo también incrementa. Por otra parte, se observa un incremento al final del pronóstico en los casos con mayor volumen de inyección de gas. Esto es debido a que el contacto de agua es desplazado y al final los pozos que antes estaban cerca del contacto como P-1 y P-4, ahora producen menos agua y por ende mas aceite. En la figura IV.4 se observa el efecto que tiene el gasto de inyección de gas del campo en los pozos P-1, P-4, P-5 y P-7.

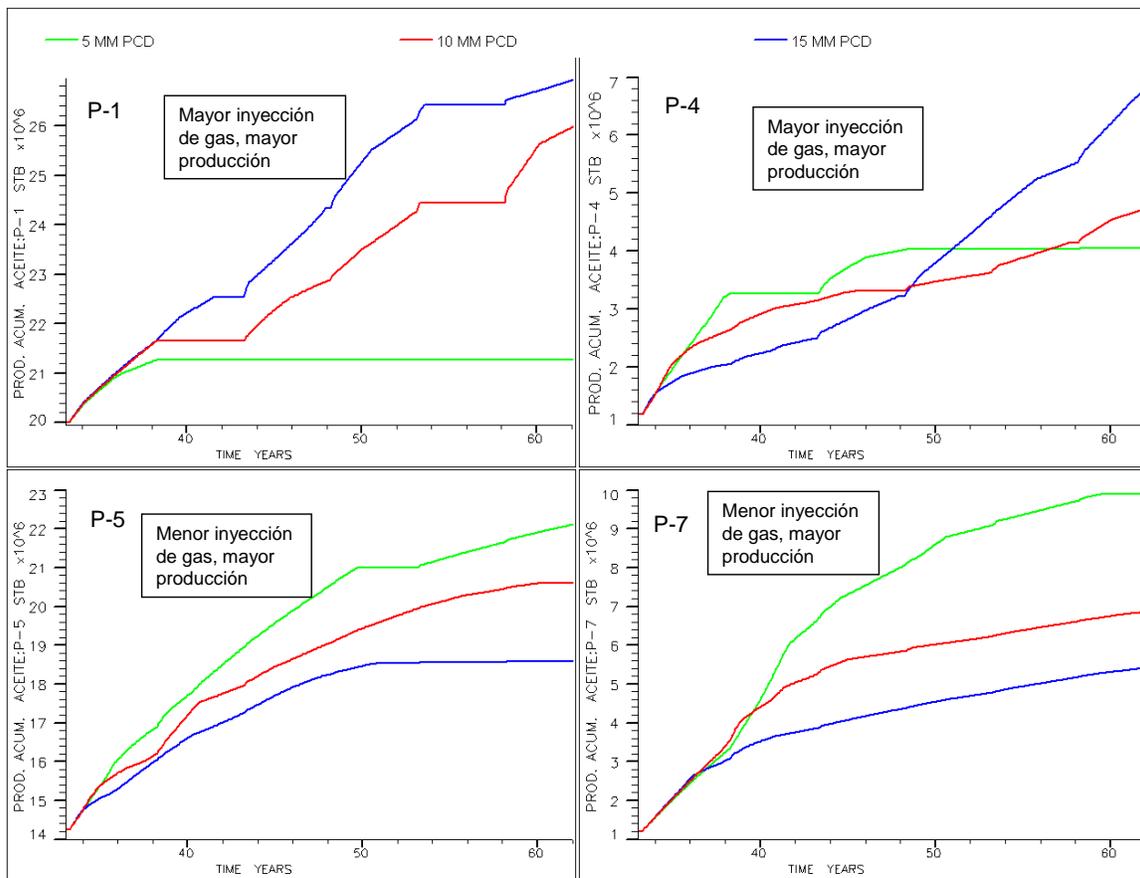


Figura IV.4. Producción acumulada de aceite para los pozos P-1, P-4, P-5 y P-7 (sensibilidad inyección de gas).

IV.2.2. Sensibilidades al gasto de producción de agua.

Para este estudio de sensibilidad, se toma como base un gasto de inyección de gas de 10 MM pie³/día.

Se evalúan tres escenarios: 1) para el pozo I-1 3,000 bl/día y el pozo I-2 1,000 bl/día de producción de agua constantes. 2) para el pozo I-1 5,000 bl/día y el pozo I-2 2,000 bl/día de producción de agua constantes. 3) para el pozo I-1 10,000 bl/día y el pozo I-2 3,000 bl/día de producción de agua constantes.

La figura IV.5 muestra la producción acumulada obtenida en los tres escenarios evaluados.

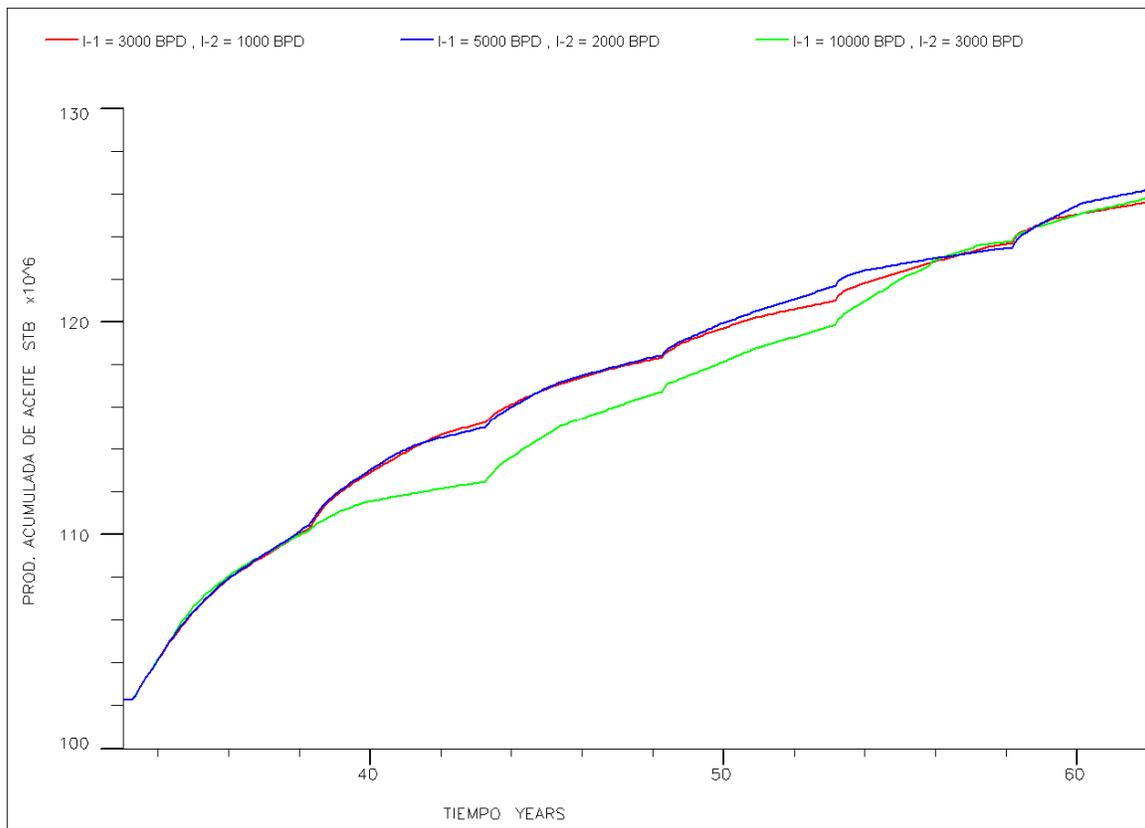


Figura IV.5. Producción acumulada de aceite (sensibilidad a la producción de agua).

En esta sensibilidad se observan producciones acumuladas muy similares. Solamente cuando la producción de agua es muy alta se puede observar una disminución en la producción acumulada de aceite. Esto sucede por la caída de presión que ocurre al producir grandes volúmenes de agua, lo que resulta en una pérdida importante de energía en el yacimiento. Por otro lado, el yacimiento posee un acuífero bastante activo y cuando no se extrae suficiente agua del yacimiento, el acuífero sigue aportando y no se obtendrá el descenso necesario del contacto agua-aceite para que ocurra el Proceso de Doble Desplazamiento. En la figura IV.6 se puede observar que cuando se extrae mas agua en los flancos, el contacto agua-aceite desciende más y además se forma un frente de aceite de mayor espesor.

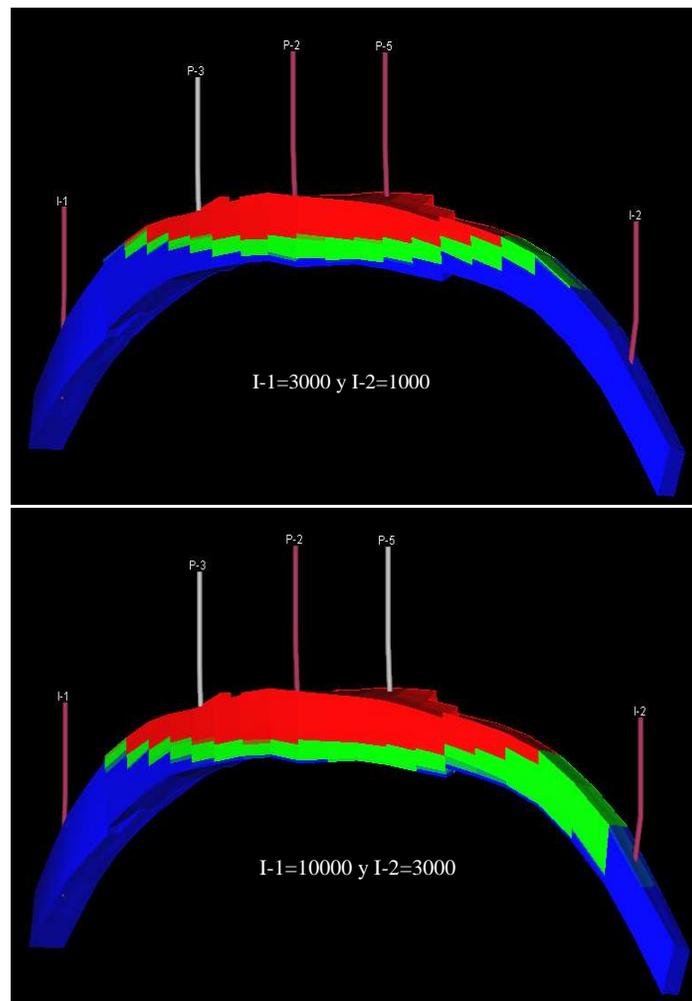


Figura IV.6. Contacto agua-aceite al final del pronóstico para casos con más y menos extracción de agua.

A nivel de pozo, el efecto de la extracción de agua difiere entre uno y otro. Los pozos más productivos (P-5 y P-7) disminuyen su producción al extraer más agua por la declinación en la presión del campo. Por otra parte, los pozos P-1 y P-4, que son el tercero y cuarto en producción, incrementan su producción al extraer más agua (Figura IV.7). Estos dos últimos pozos se invaden de agua más rápido, por lo tanto llegan más pronto al límite económico y se cierran. En este sentido, estos pozos se benefician por una mayor extracción de agua en los flancos.

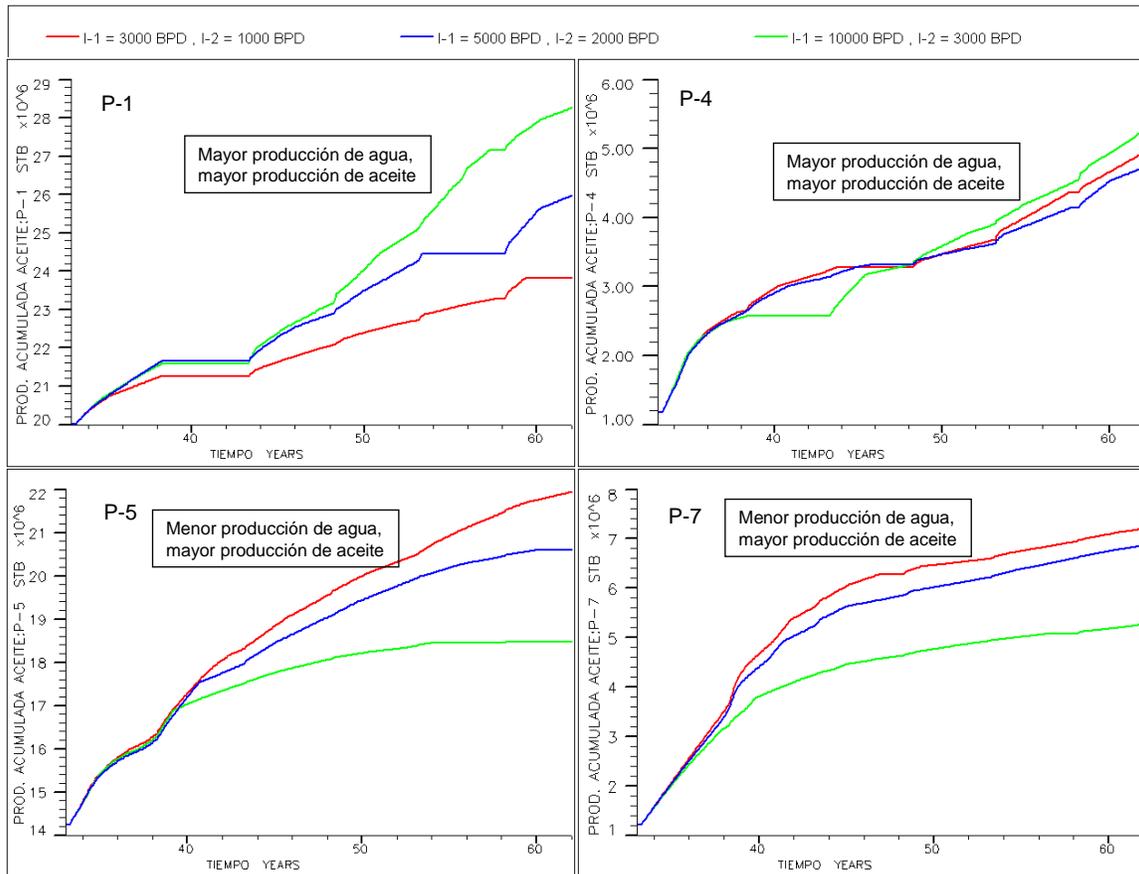


Figura IV.7. Producción diaria de aceite para los pozos P-1, P-4, P-5 y P-7 (sensibilidad a la producción de agua).

Ya se ha realizado un estudio del efecto de los gastos de inyección de gas y de producción de agua a través de los flancos. De este estudio se concluye lo siguiente:

1. A mayor gasto de gas, mayor invasión de gas en los pozos en los pozos P-5 y P-7.
2. A mayor inyección de gas, mayor producción de aceite en los pozos P-1 y P-4.

3. A mayor producción de agua menor invasión de agua en los pozos P-1 y P-4.
4. A mayor producción de agua, mayor declinación de la presión (menor producción en los pozos P-5 y P-7).
5. A menor producción de agua, menos desciende el contacto agua-aceite.

Dadas estas cuatro observaciones se estableció un esquema de inyección de gas y de producción de agua, de manera que la mayoría de los pozos productores de aceite fueran beneficiados, y al mismo tiempo reduciendo costos por inyección de gas, producción de agua y reparaciones. El esquema planteado es como sigue:

- El gasto de inyección de gas comienza en 5 MMp3/día e incrementa hasta 6 MMp3/día (figura IV.8). Esta inyección permitirá a los pozos P-5 y P-7 mantener su producción por más tiempo y disminuye la frecuencia de las reparaciones.
- El gasto de producción de agua en el pozo I-1 comienza en 9,000 bls/día de agua y disminuye rápidamente hasta 7,000 bls/día donde se queda constante (Figura IV.9). Este es una producción intermedia donde no se afecta en gran medida la presión y se extrae suficiente agua para producir el descenso del contacto agua-aceite.
- El gasto de producción del pozo I-2 comienza en 1,500 y rápidamente disminuye a 1,000 (Figura IV.9). Este flanco, por no estar tan invadido por agua, no requiere de una producción de agua muy alta. De esta manera se mantienen unos contactos más estables y no se afecta en gran medida la presión del campo.

En este caso las reparaciones no se realizan automáticamente sino que se colocan límites económicos a los pozos como sigue:

Flujo fraccional de agua: 60%.

Relación Gas-Aceite: 6 MM pie³/bl.

Producción diaria de aceite: 300 bls.

Una vez que un pozo llega al límite económico, éste se cierra y se procede a hacer una reparación manual en un intervalo inferior. En la figura IV.10 se observa la producción diaria y la acumulada de aceite de campo.

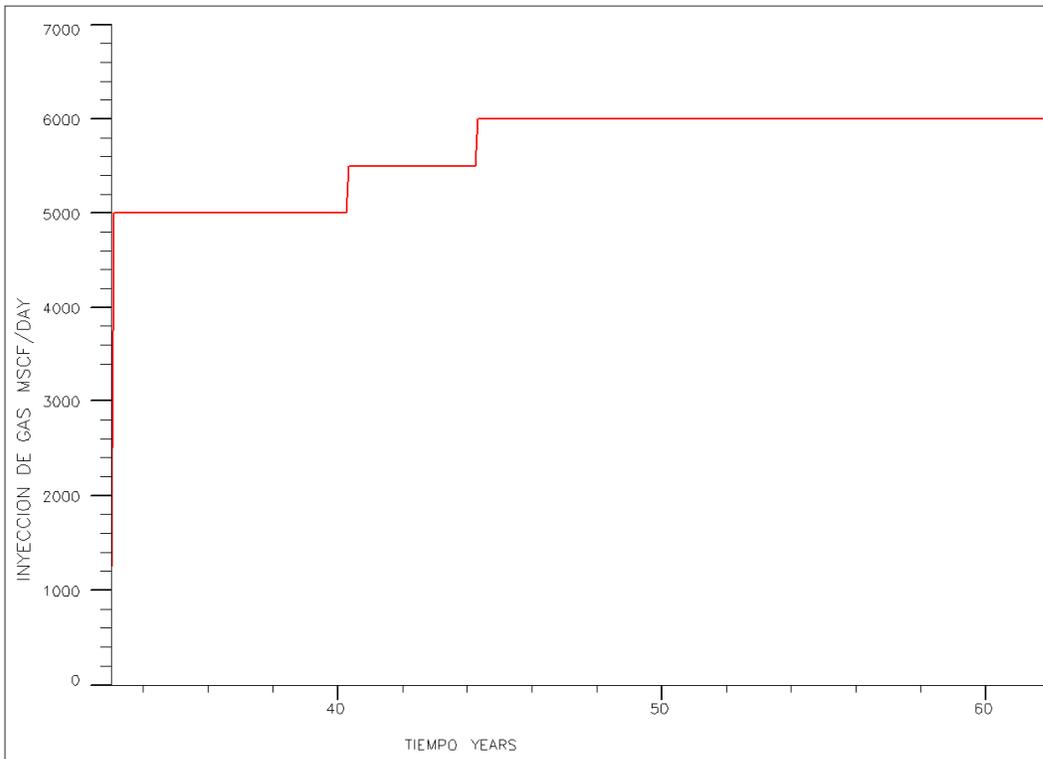


Figura IV.8. Inyección diaria de gas en el campo.

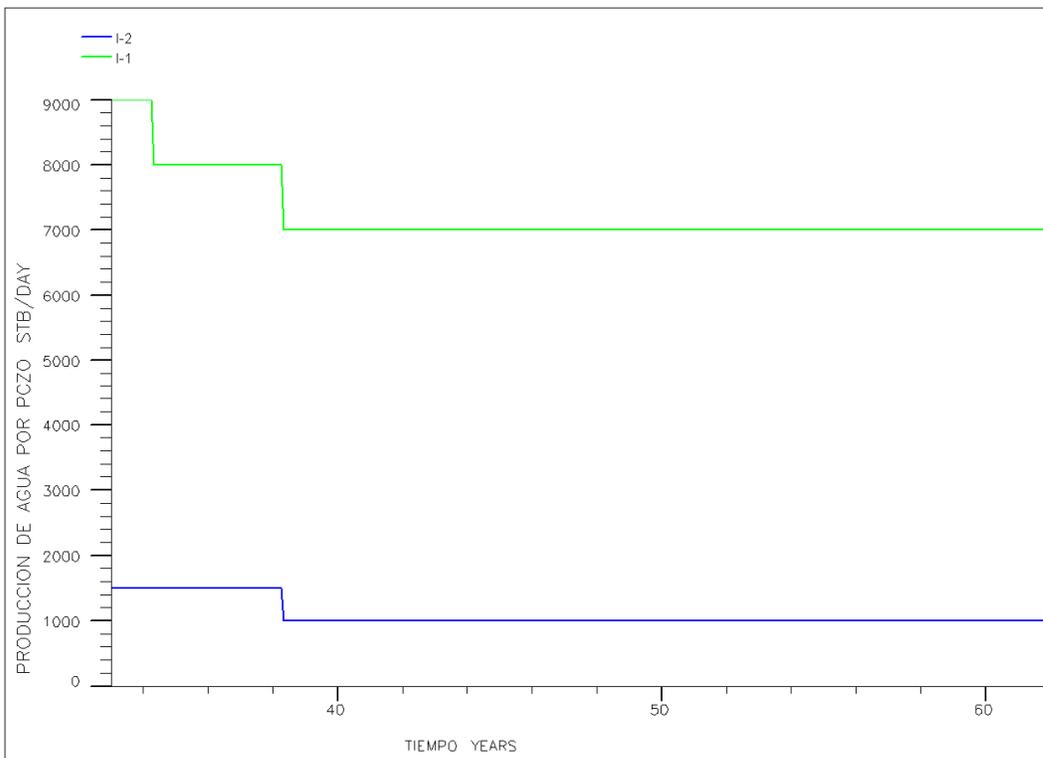


Figura IV.9. Inyección diaria de agua I-1 y I-2.

Con este escenario propuesto se obtiene una producción inicial de 8,600 bls/día, la cual declina rápidamente por la fuerte caída en la presión del campo por la alta producción de aceite y agua (figura IV.11). Para el fin del pronóstico se tiene una producción diaria de 1,500 bls/día y una acumulada de 130 MMBls equivalente a una producción incremental, desde que se inicia el Proceso de Doble Desplazamiento, de 27 MMBls.

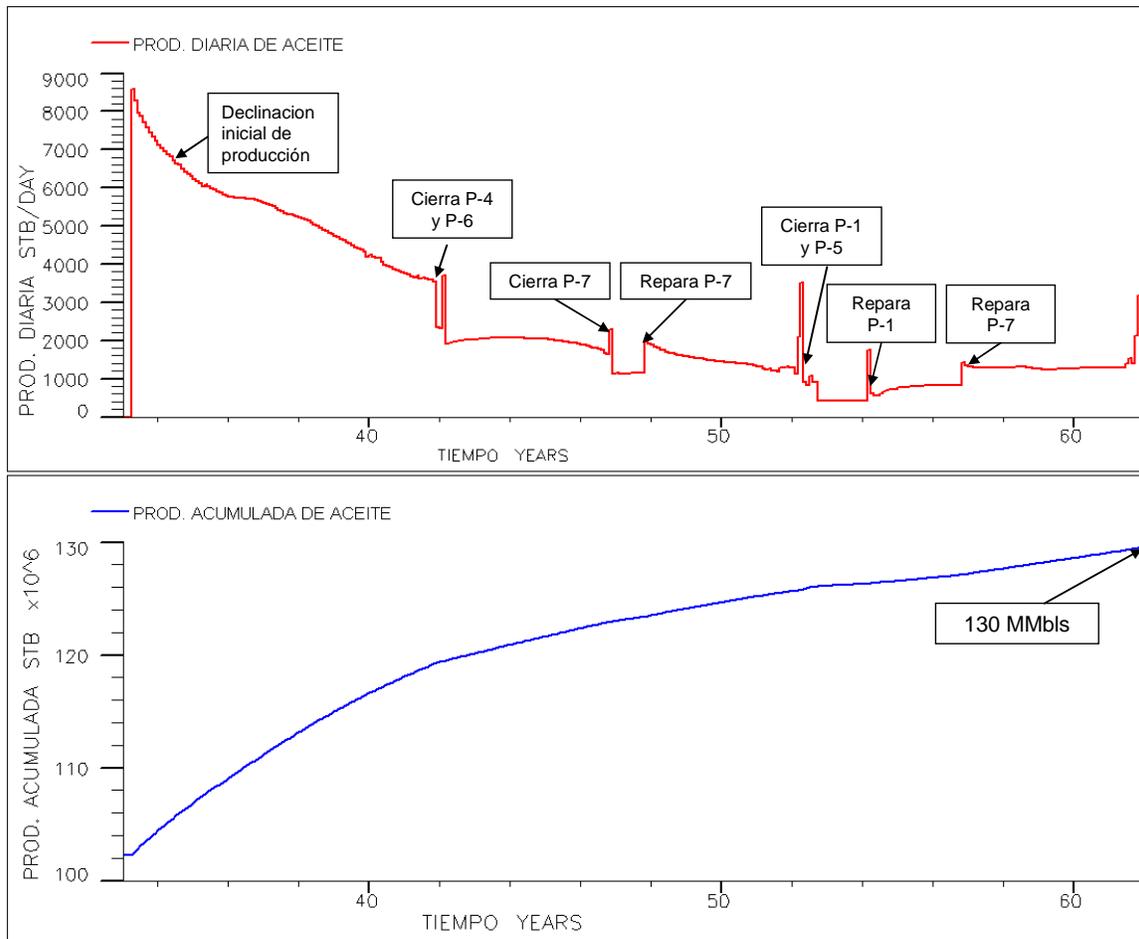


Figura IV.10. Producción diaria y acumulada de aceite del campo (PDD).

Como ya se mencionó al inicio del pronóstico la producción de aceite y también la de agua son más altas. Esto provoca la rápida declinación de la presión durante este periodo. Cuando la producción de aceite y agua es más baja, y el gasto de inyección de gas incrementa, la presión del campo comienza a incrementar y alcanza casi la presión al iniciar el pronóstico (figura IV.11).

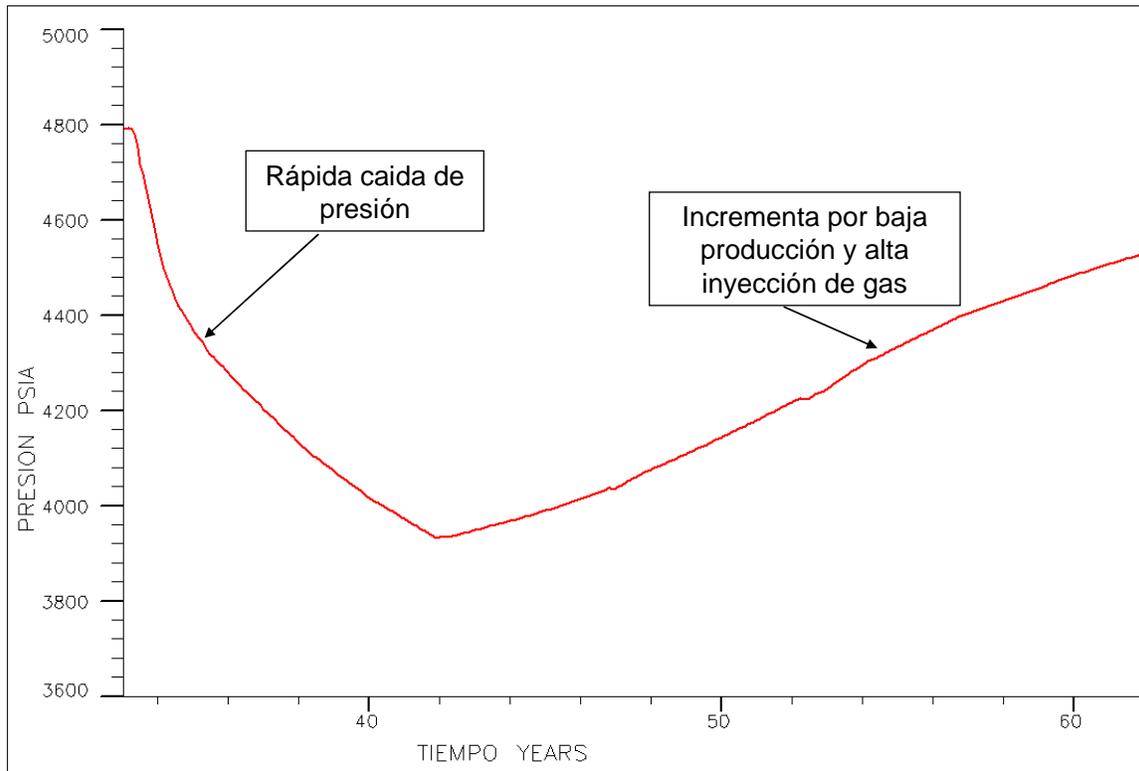


Figura IV.11. Presión promedio del campo (PDD).

En las figuras IV.12 a IV.16 se muestra la producción diaria de aceite por pozo y sus reparaciones.

El pozo P-1 es uno de los más productivos del campo con un total de casi 6 MMBls de incremento en la producción. Es uno de los pozos que no tiene una fuerte declinación de la producción y se le realiza una reparación, con muy buenos resultados, para colocar el intervalo productor en el frente de aceite.

A pesar de que el pozo P-4 tiene una muy buena producción inicial, ésta declina rápidamente y en menos de 10 años el pozo se cierra por alta producción de gas (figura IV.13). El incremento en su producción acumulada es de 3 MMBls. No es posible realizar una reparación ya que este pozo se encuentra muy cerca del contacto de agua, lo que resulta en una alta producción de agua y muy poco aceite.

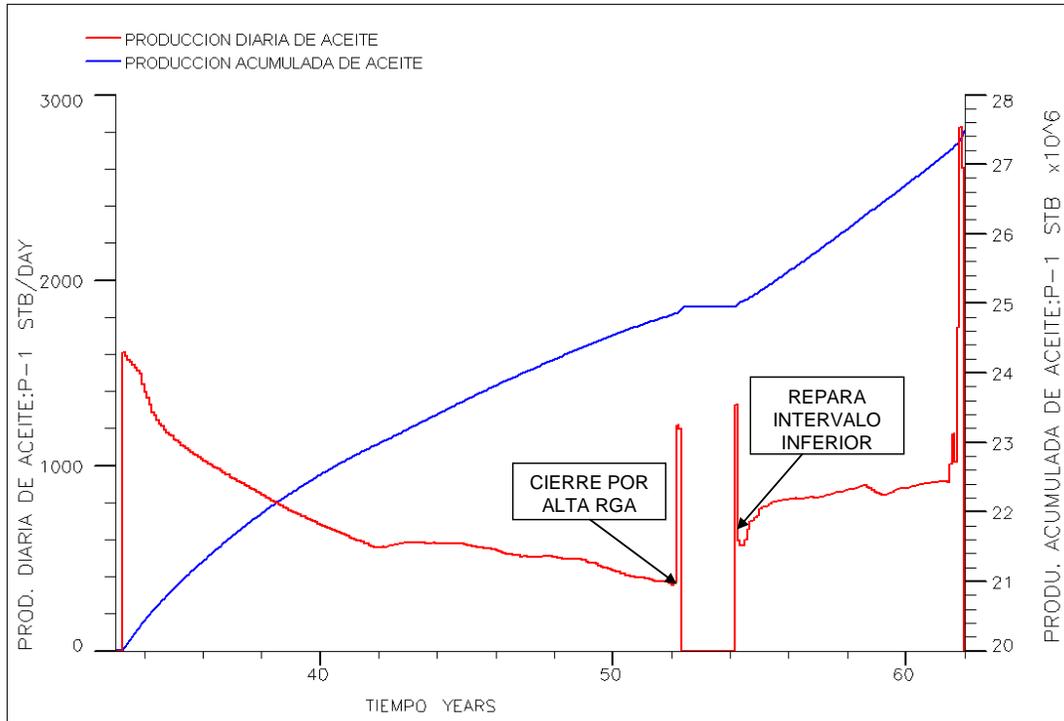


Figura IV.12. Producción diaria de aceite del pozo P-1 (PDD).

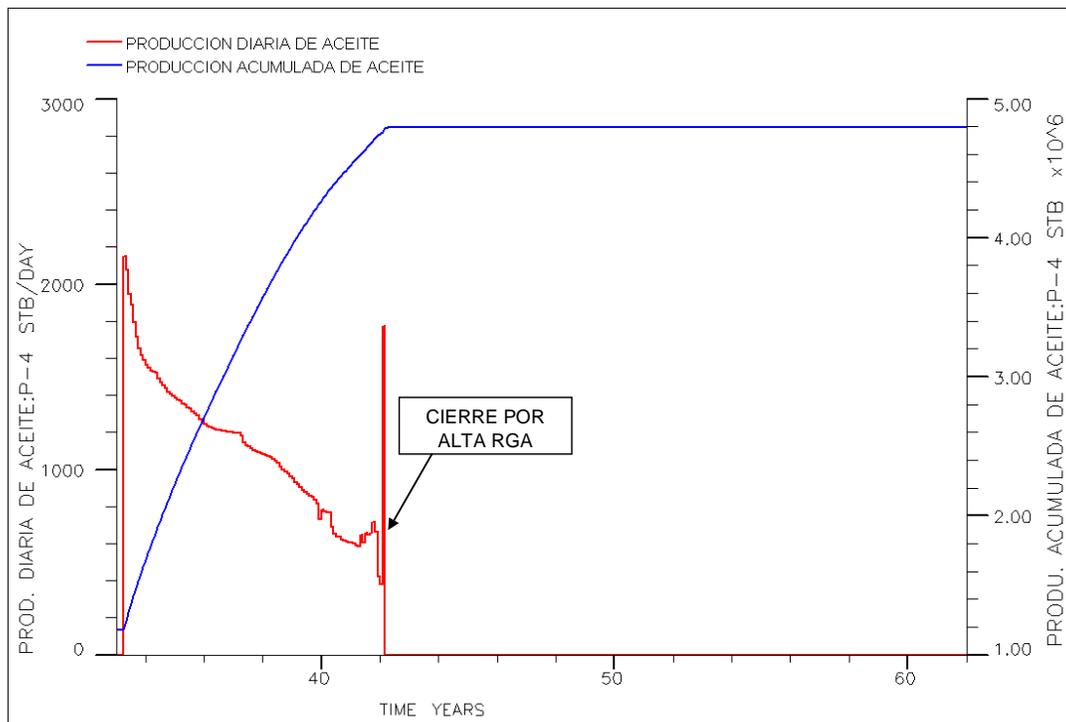


Figura IV.13. Producción diaria de aceite del pozo P-4 (PDD).

El pozo P-5 es uno de los más productivos del campo comienza con una producción por encima de 2,000 bls/día y a pesar de la declinación, su producción se mantiene por 20 años. Este pozo logra alcanzar más de 7 MM bls de producción incremental sin realizarle ninguna reparación.

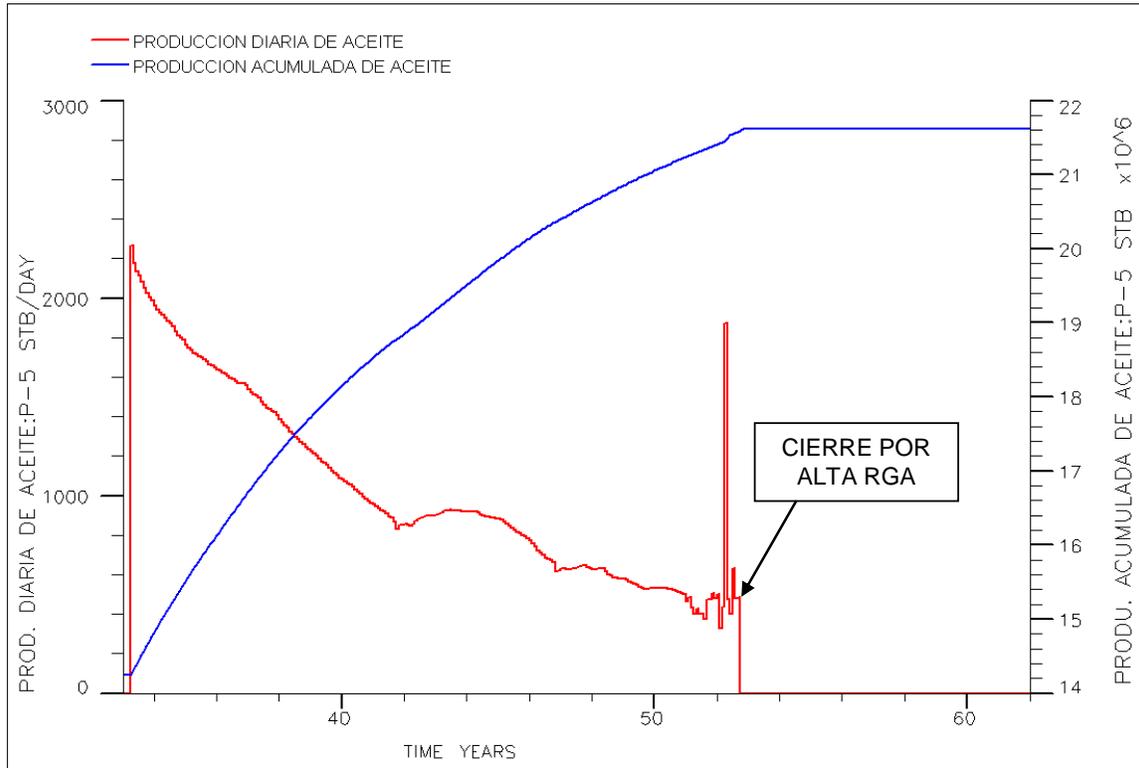


Figura IV.14. Producción diaria de aceite del pozo P-5 (PDD).

El pozo P-6 es por el contrario es de los menos productivos del campo, solamente logra acumular 3.6 MM bls más de aceite. Tampoco se realiza ninguna reparación por estar en la zona más invadida de agua y no resulta económicamente factible.

El pozo P-7 es el más productivo del campo con un incremento de 7.5 MM bls. En este pozo se logra hacer dos reparaciones exitosas, desde el punto de vista económico, por encontrarse en la zona menos invadida de agua y donde se logra acumular más aceite.

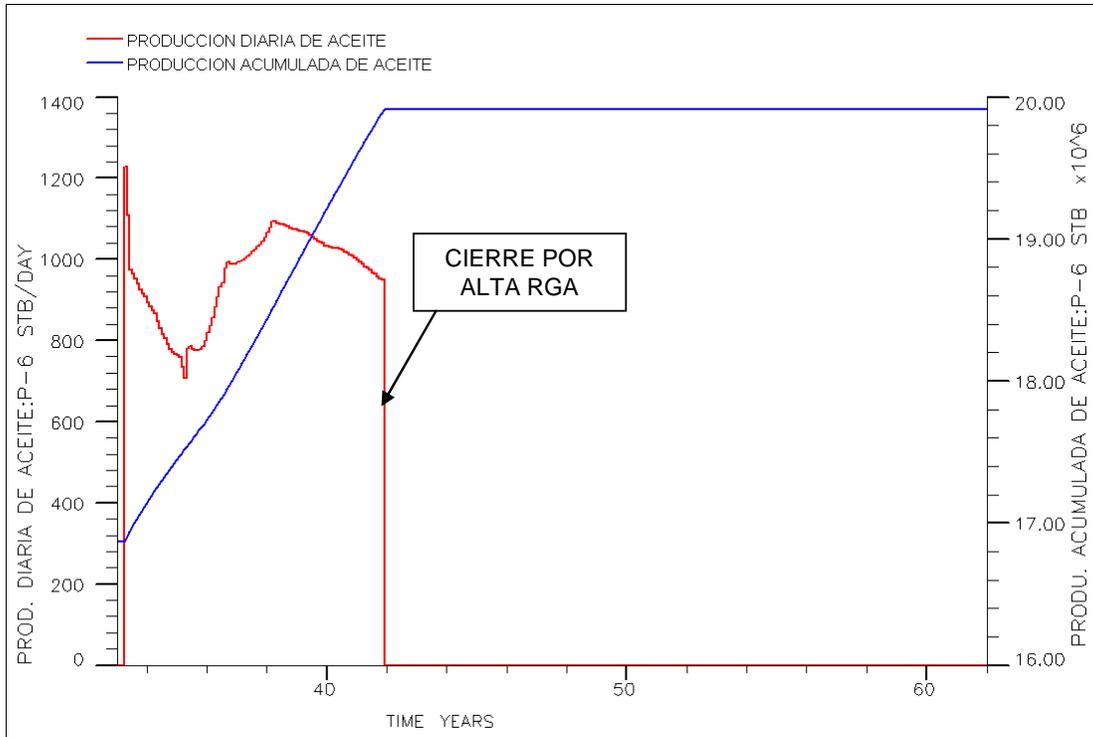


Figura IV.15. Producción diaria de aceite del pozo P-6 (PDD).

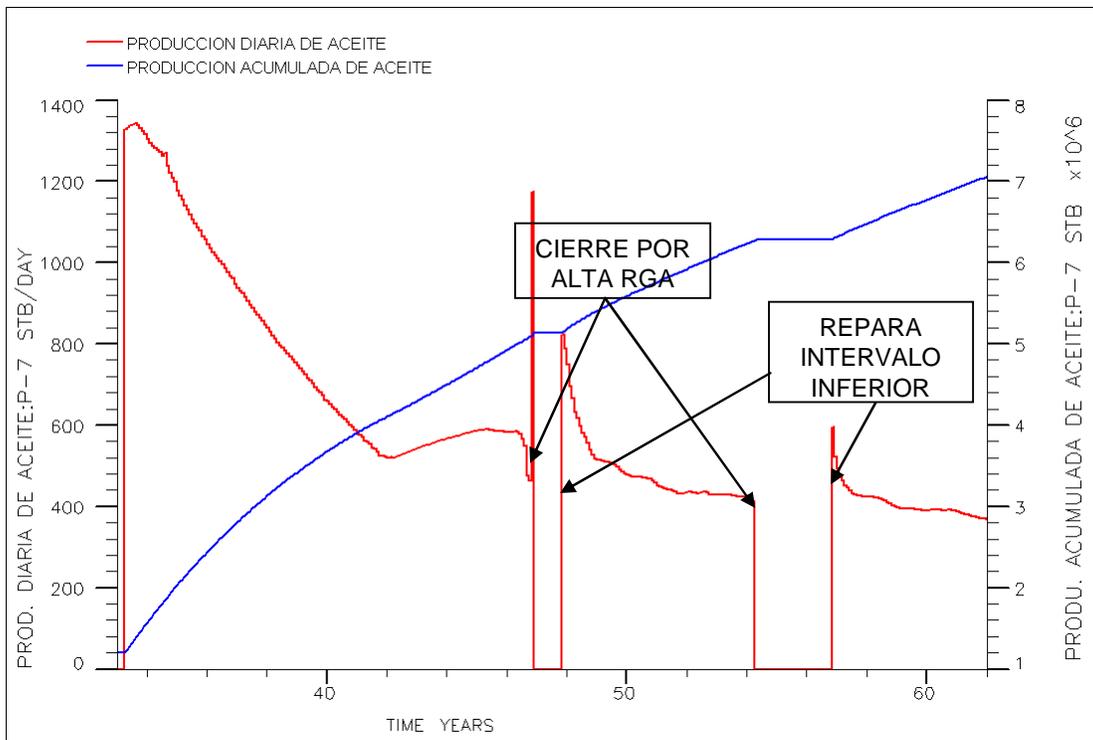


Figura IV.16. Producción diaria de aceite del pozo P-7 (PDD).

Como es de esperarse en el Proceso de Doble Desplazamiento, hay un movimiento de los fluidos hacia la parte inferior del yacimiento. En la figura IV.17 se puede observar la profundidad del contacto agua-aceite al inicio del pronóstico y en el último paso de tiempo. Debido a que el contacto agua-aceite inicial no es horizontal se toma como punto de referencia el pozo P-2, el cual está ubicado en el centro del yacimiento y es donde se ve con más detalle el efecto de la inyección de gas. En la figura se puede observar que los contactos se estabilizaron debido al gasto de producción de agua diferente en los flancos. También se observa que hubo un desplazamiento del contacto agua-aceite de aproximadamente 270 pie en los 30 años del pronóstico.

Es importante señalar que en la matriz el gas penetró suficientemente para ocasionar un desplazamiento del aceite y una disminución del aceite residual en la misma. Este aceite es expulsado hacia las celdas de fractura y se añade al frente de aceite para ser producido.

Este efecto de entrada de aceite en las celdas de la matriz se puede observar también en la figura IV.18, donde se ilustra la saturación de aceite, gas y agua en una celda central del yacimiento. La saturación de aceite disminuye rápidamente hasta que alcanza la saturación residual y se estabiliza, la saturación de gas por el contrario incrementa. La saturación de agua se mantiene constante debido a que ésta es la saturación irreducible de agua.

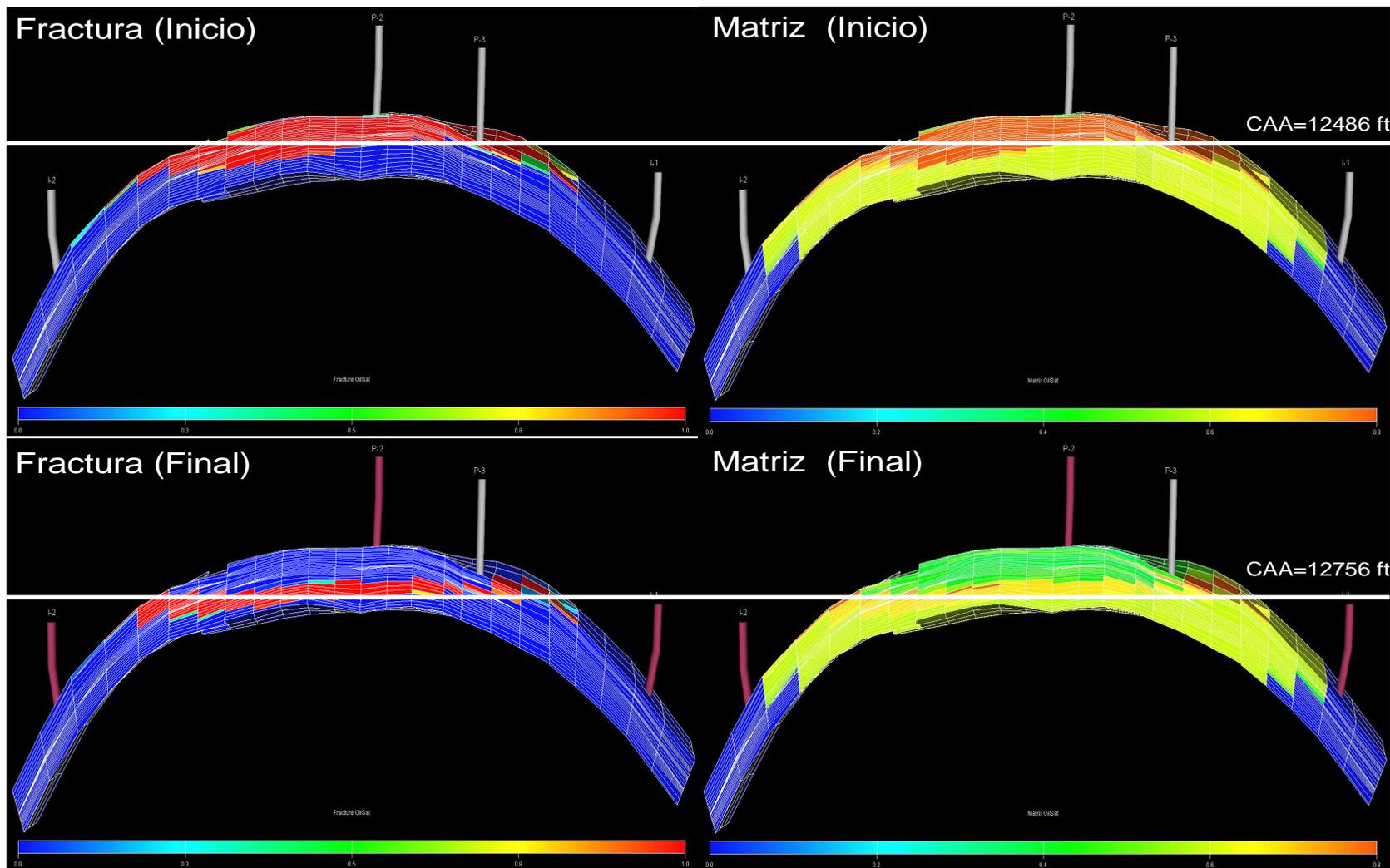


Figura IV.17. Saturación de aceite inicial y final de fractura y matriz en un corte transversal del yacimiento.

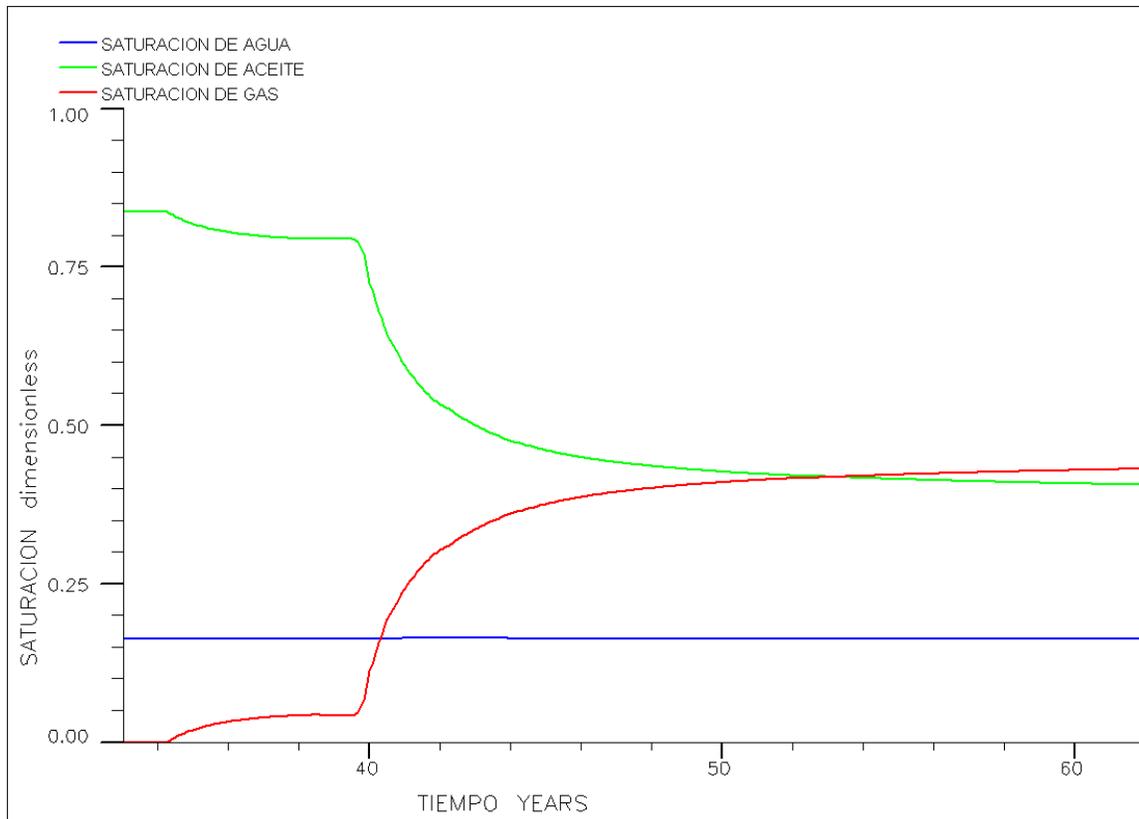


Figura IV.18. Saturación de aceite, gas y agua en una celda de matriz (PDD).

IV.3. Simulación del Proceso de Doble Desplazamiento incluyendo perforación de pozos nuevos.

Ya se ha determinado que el Proceso de Doble Desplazamiento provoca un mayor desplazamiento del aceite contenido en los bloques de matriz y por lo tanto un incremento en el volumen en el frente de aceite en el sistema de fracturas. Bajo una cuidadosa revisión de los volúmenes que se han acumulado en el sistema de fracturas, se encontraron zonas que tienen grandes volúmenes de aceite pero no tienen pozos suficientemente cerca para producir este volumen de aceite. En este sentido, se propusieron dos nuevas localizaciones en dichas zonas. La ubicación de estas localizaciones propuestas se muestra en la figura IV.19.

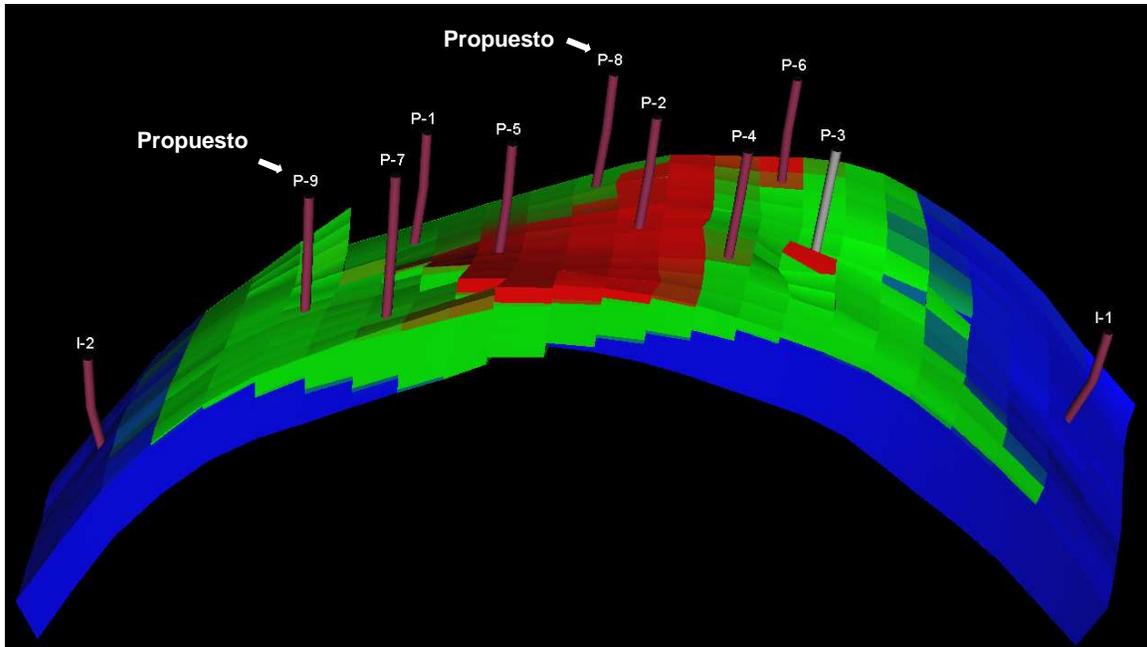


Figura IV.19. Saturación de aceite, gas y agua de la celda (49,14, 5) (PDD).

Este caso es similar al caso de Doble Desplazamiento (punto IV.2) ya que las condiciones establecidas al inicio son iguales, así como el gasto de inyección de gas y los gastos de producción de agua en los pozos I-1 e I-2. En este caso se incluyen dos pozos nuevos en zonas con alta saturación de aceite después que comienza la producción de los pozos existentes.

Las figuras IV.20 y IV.21 ilustran la producción diaria y acumulada del campo, respectivamente. Las gráficas muestran una producción mucho mayor al inicio cuando se perforan dos nuevos pozos ya que estos pozos aportan inicialmente 2,000 bl/día cada uno. Para el año 2016 la producción ha declinado tanto que a pesar de tener dos pozos extras, la producción en ambos casos es bastante parecida. Sin embargo, debido a la producción inicial tan alta, la producción acumulada siempre se mantiene por encima del caso en el que no se perforan pozos nuevos.

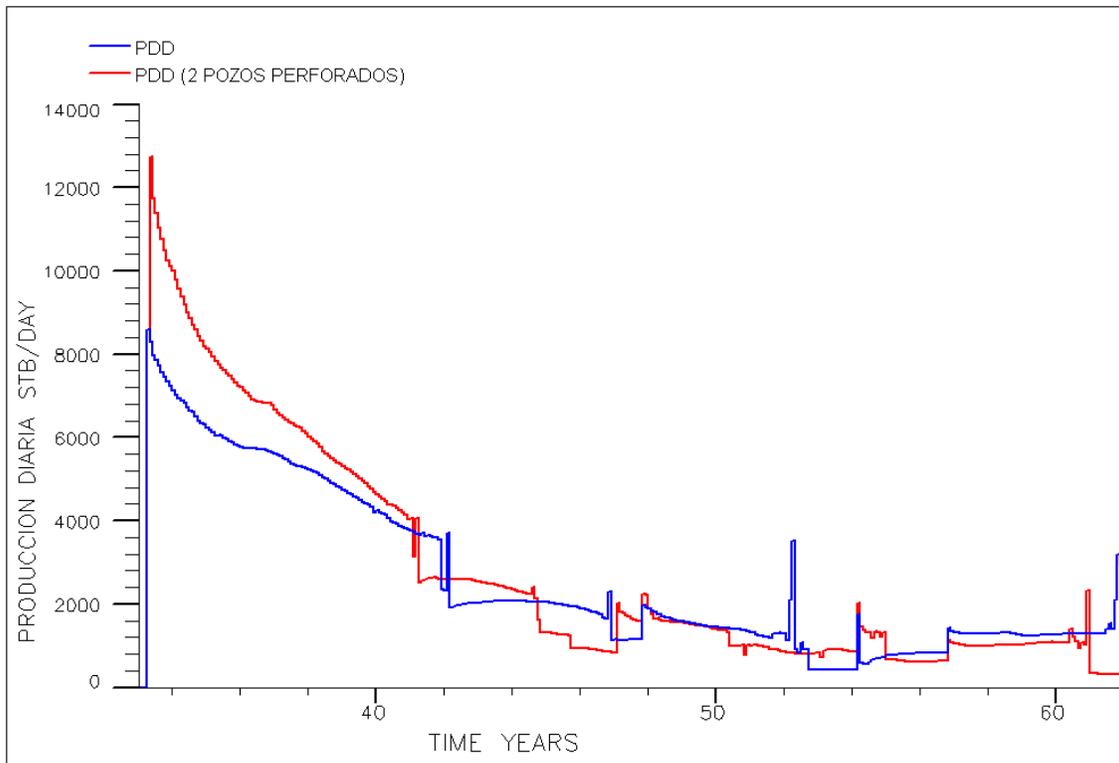


Figura IV.20. Producción diaria de aceite del campo (PDD y PDD dos perforados).

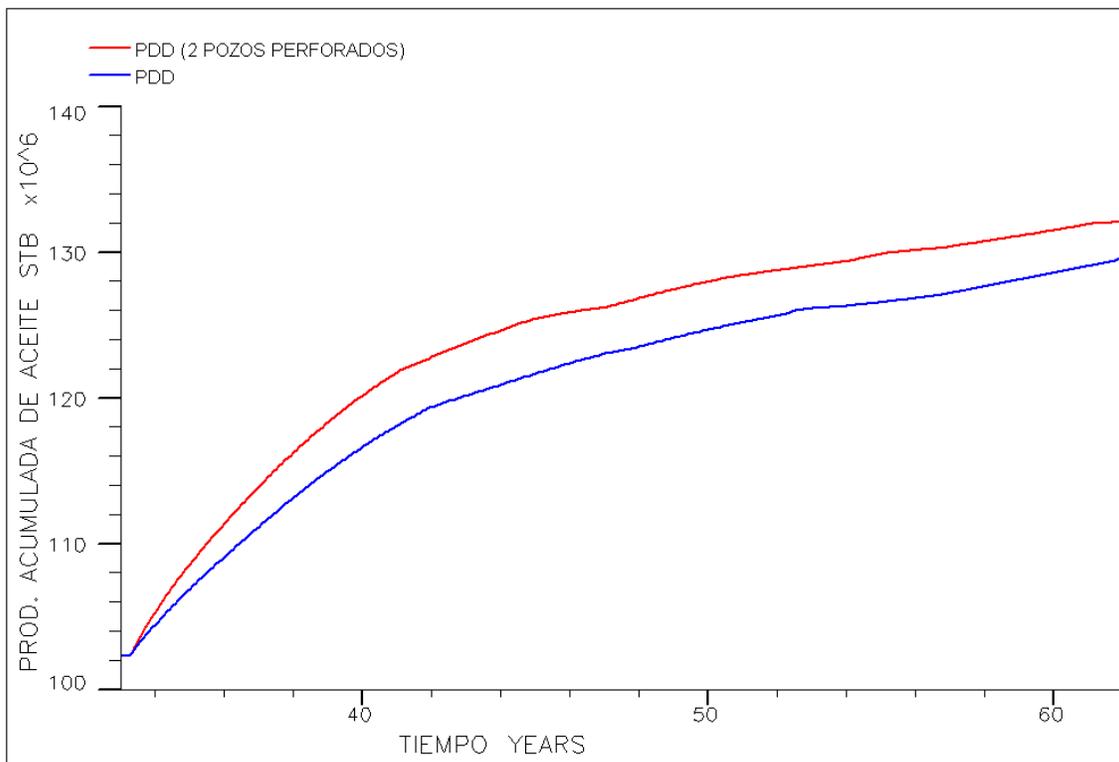


Figura IV.21. Producción acumulada de aceite del campo (PDD y PDD dos perforados).

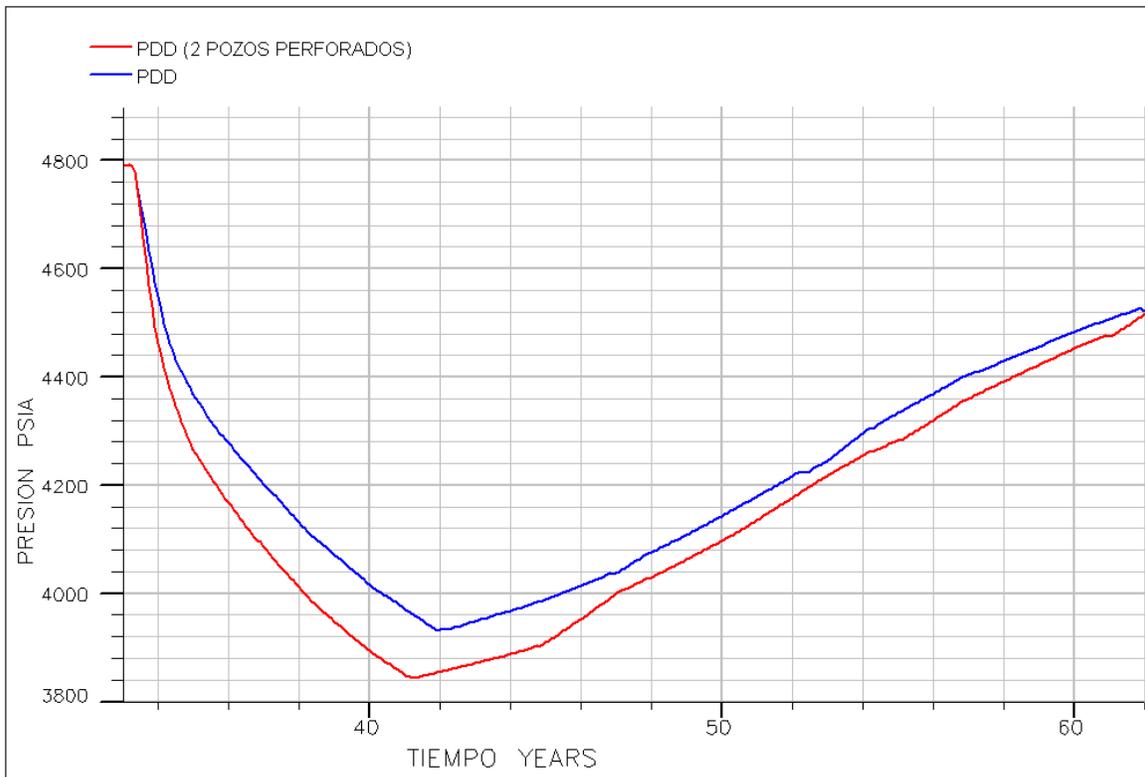


Figura IV.22. Presión promedio del campo (PDD y PDD dos perforados).

La producción de aceite por pozos para el caso en que se perforan nuevos pozos, se muestra comparado con el caso en que no se perforan pozos nuevos en las figuras IV.23 a IV.28. En estas figuras se puede observar que la producción de los dos pozos nuevos tiene un efecto de disminución de la producción en los pozos preexistentes debido a la reducción de la presión del campo resultante de la producción extra de aceite (Figura IV.22).

Igual que en el caso sin los pozos nuevos, los pozos P-1 y P-7 son sometidos a unas reparaciones (figura IV.23 y IV.27). Su producción merma un poco por la interferencia provocada por la introducción de los pozos nuevos, sin embargo siguen siendo de los más productivos del campo. Su producción acumulada incremental es de 5.3 MM Bls y 4.5 MM Bls para el pozo P-1 y P-7, respectivamente.

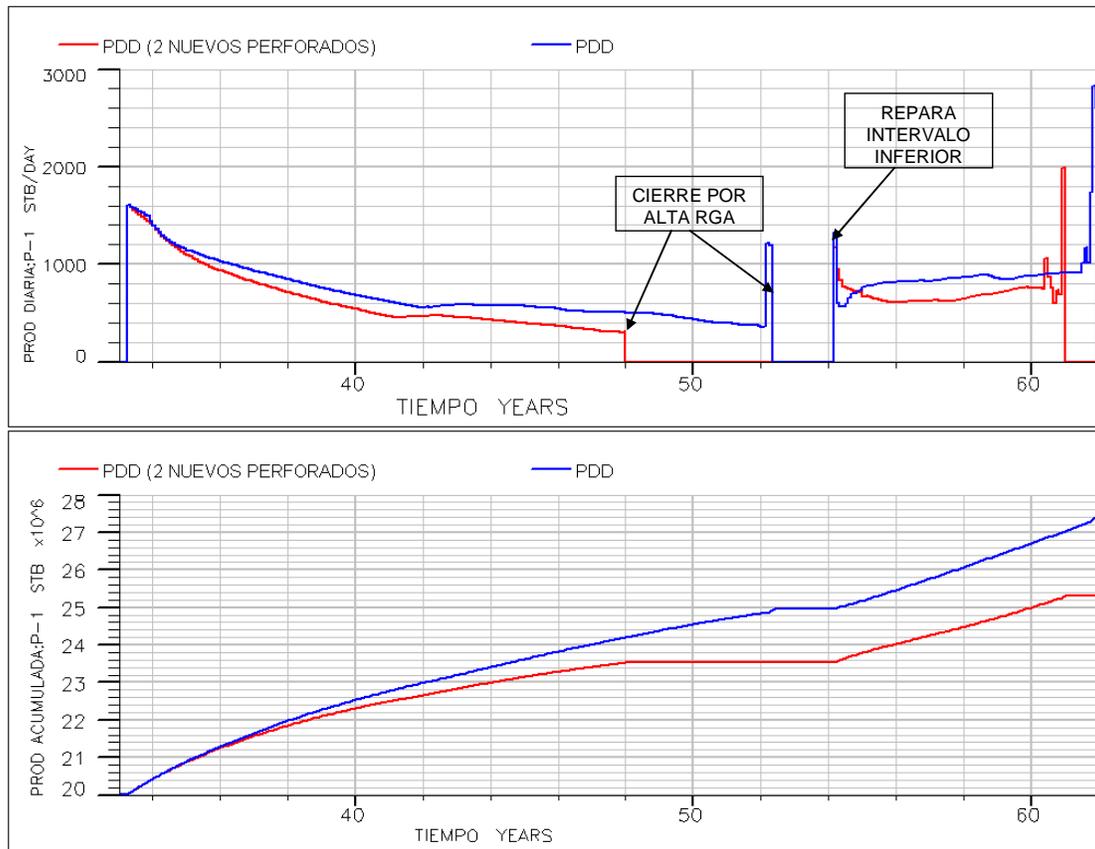


Figura IV.23. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-1.

Los pozos P-4 y P-6 (figuras IV.24 y IV.26) son igualmente los pozos menos productivos del campo. Estos mantienen su producción bastante parecida al caso sin los pozos nuevos a pesar de que se observa una leve disminución de su producción por la interferencia de los pozos nuevos. El acumulado incremental es de 3 MM Bls y 2.5 MM Bls, para los pozos P-4 y P-6, respectivamente.

El pozo P-5 (figura IV.25) se ve bastante afectado por la introducción de los nuevos pozos ya que su producción siempre se mantiene menor y se cierra 2 años antes. A pesar de esto, sigue siendo de los pozos más productivos con casi 20 años de producción y un acumulado incremental de 5.5 MM Bls.

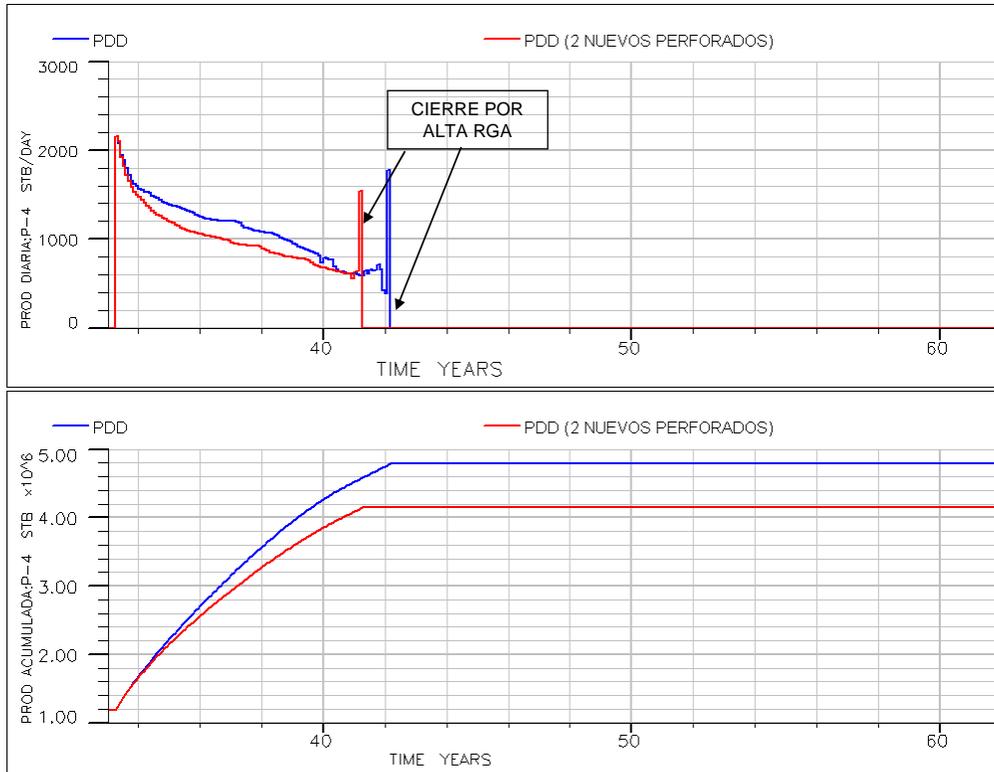


Figura IV.24. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-4.

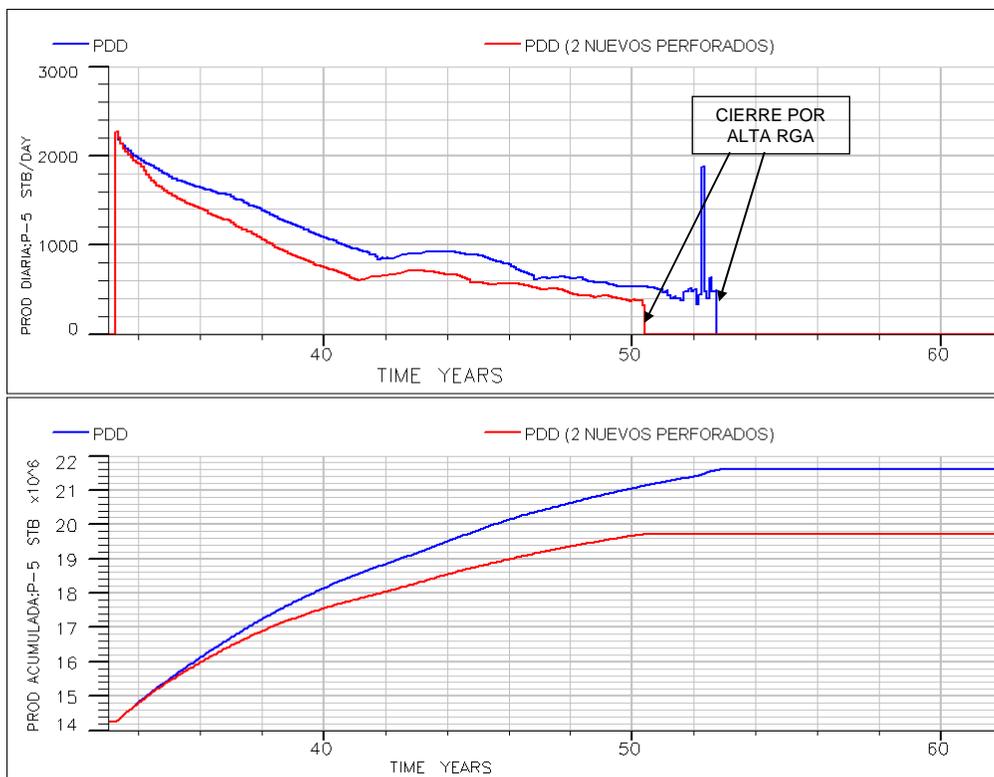


Figura IV.25. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-5.

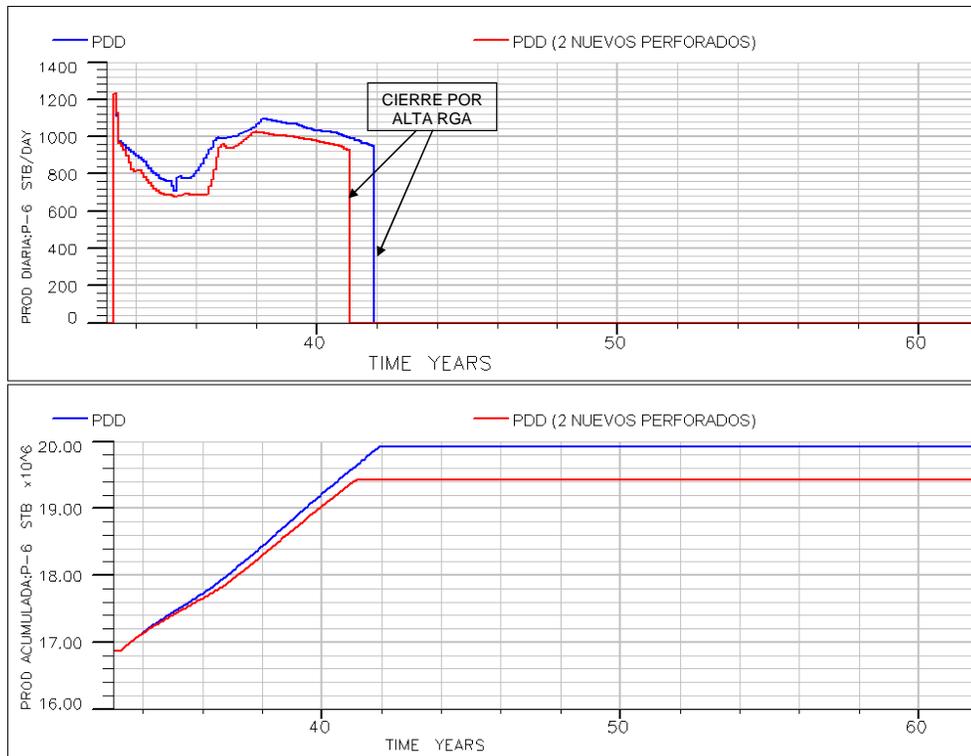


Figura IV.26. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-6.

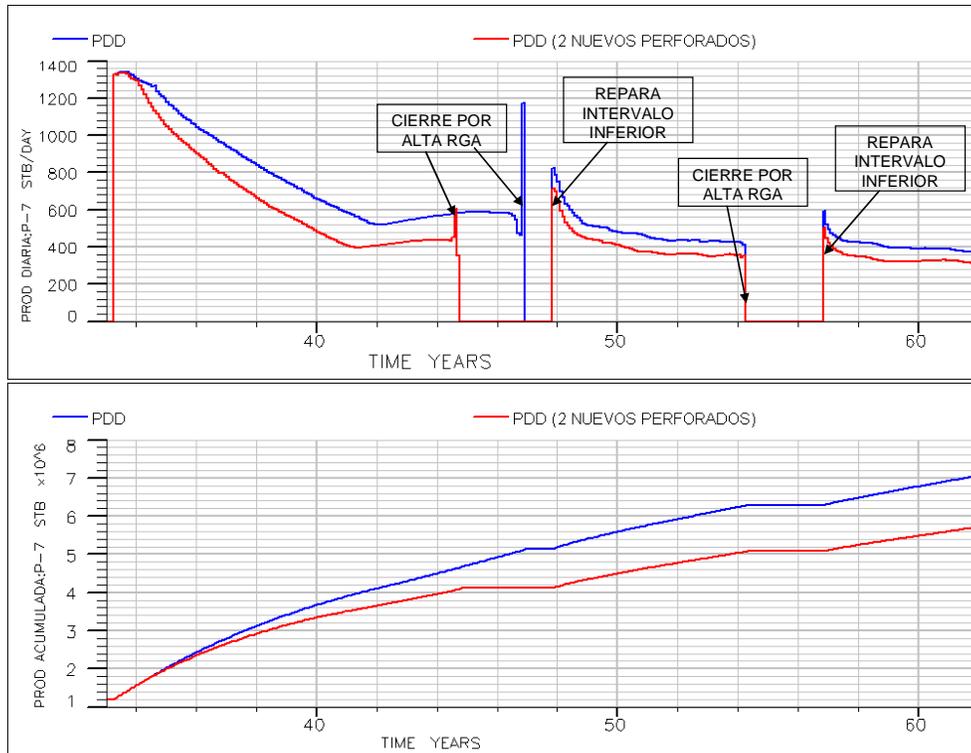


Figura IV.27. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-7.

Los pozos P-8 y P-9 son los dos nuevos pozos perforados. Ambos comienzan con aproximadamente 2,000 bls/día de aceite. El pozo P-8 es bastante productivo, mantiene su producción por 12 años hasta ser cerrado por alta RGA. Luego es reparado en su parte inferior para producir de la zona donde se encontraba el frente de aceite para esa fecha. Su acumulado total es de 5.4 MM bls.

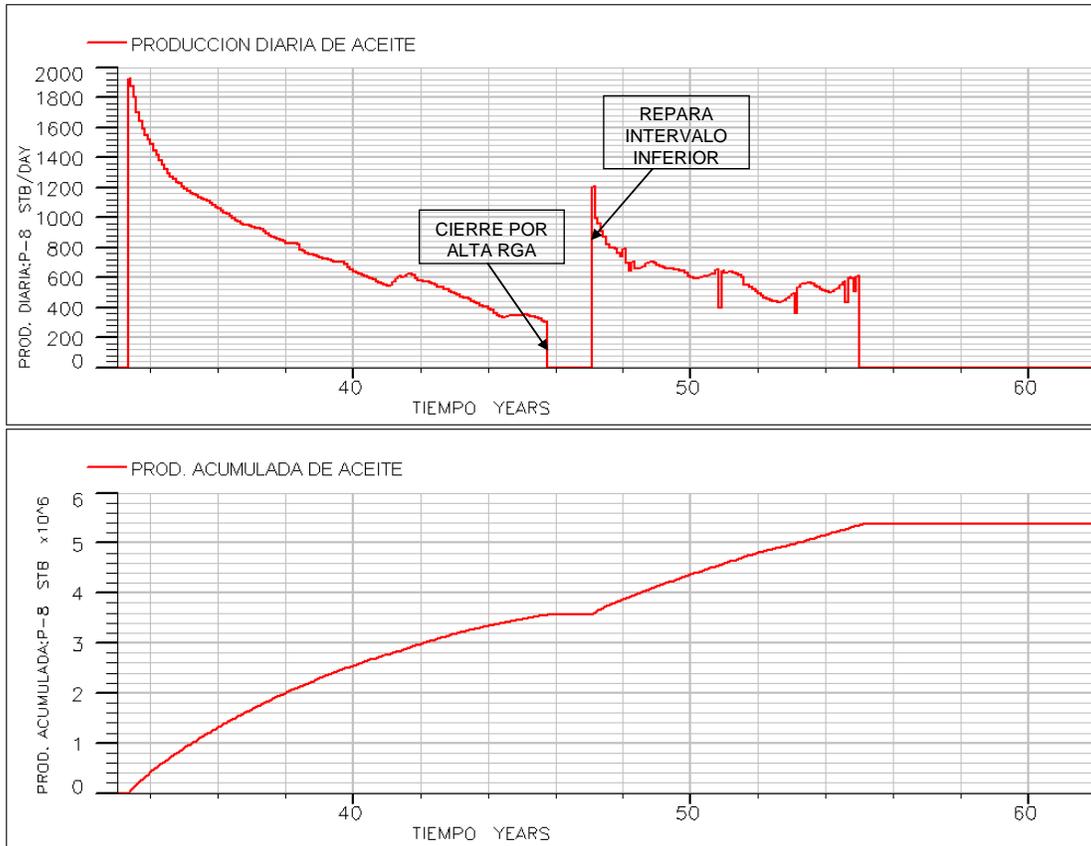


Figura IV.28. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-8

El pozo P-9 es un poco menos productivo, su producción declina rápidamente y en 12 años logra producir 3.5 MM bls. No se logra realizar en este pozo una reparación efectiva.

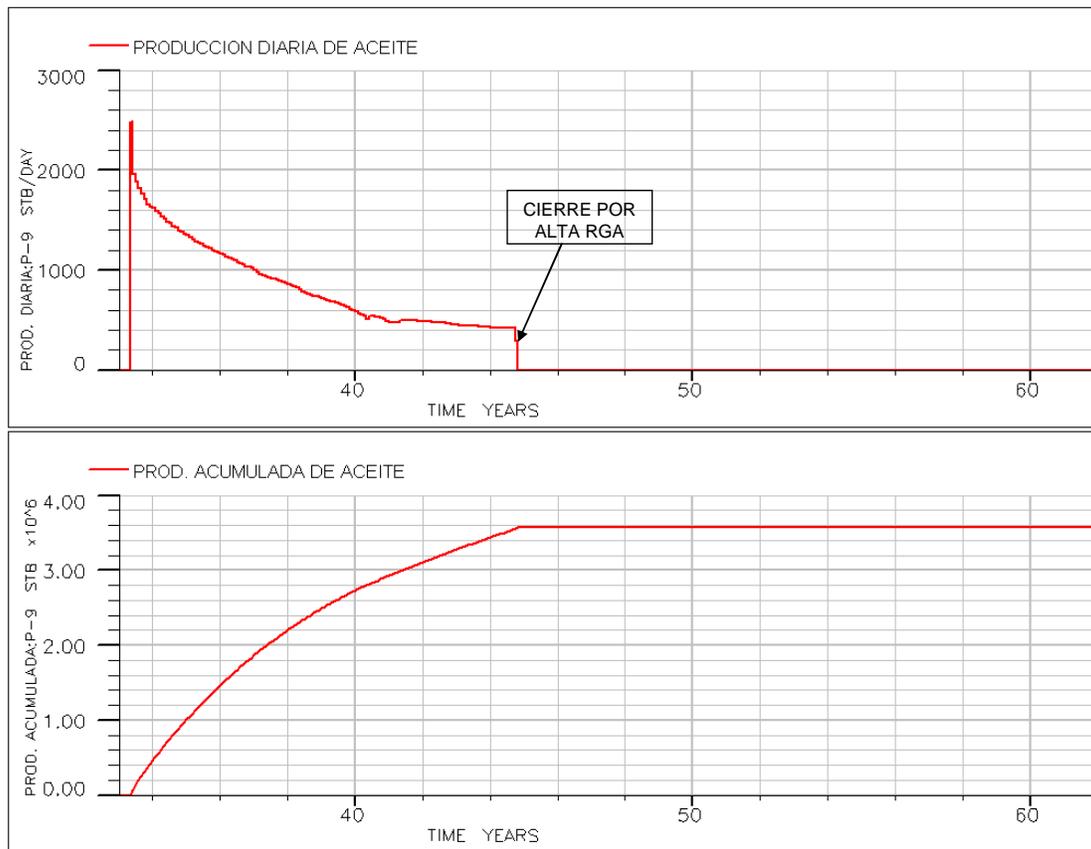


Figura IV.29. Producción diaria y acumulada de aceite del pozo P-9.

IV.4. Reparación de pozos existentes.

Debido a que el Proceso de Doble Desplazamiento tiene costos asociados con la obtención y procesamiento de gas de inyección, además del procesamiento de grandes volúmenes de agua producidos, las numerosas reparaciones y la perforación de pozos productores, es posible que el incremento en la producción debido al Proceso de Doble Desplazamiento no sea lo suficientemente grande para justificar económicamente una inversión, aún cuando técnicamente sea factible. En este sentido, se evalúa la producción del campo si solamente se realizan reparaciones en los pozos productores de aceite, y no se inyecta gas en la cima del yacimiento ni se produce agua en los flancos.

Las características son similares a las del caso con doble desplazamiento, salvo que, como ya se mencionó, ya no hay inyección de gas ni producción de agua. Además, los intervalos disparados se encuentran en la posición más alta posible ya que como no hay ningún método que retenga la entrada de agua del acuífero, el aceite, y más atrás el agua migrarán hacia la cima del yacimiento, así los intervalos estarán ubicados en zonas que permitan al pozo producir la mayor cantidad de aceite y menor cantidad de agua posible.

Es importante señalar que como ya no es necesaria la inyección de gas a través del pozo P-2, éste también es productor de aceite. Este pozo históricamente es de los mejores productores del campo, lo que permitirá obtener buenas producciones bajo este escenario. En la tabla IV.2 se muestran los intervalos disparados en la historia y los intervalos disparados en el pronóstico.

Tabla IV.2. Intervalos disparados antes y después de las reparaciones.

Pozo	HISTORIA		REPARACIONES	
	Profundidad (pies)	Espesor (pies)	Profundidad (pies)	Espesor (pies)
P-1	12,760 – 13,070	310	12,430 – 12,600	170
P-2	12,340 – 12,420	80	12,100 – 12,230	130
P-4	12,430 – 12,780	350	12,160 – 12,290	130
P-5	12,560 – 12,690	130	12,100 – 12,240	140
P-7	12,600 – 12,900	300	12,280 – 12,500	220

Cabe destacar que como el pozo P-6 ya tiene su intervalo disparado en una posición alta, éste es el único pozo que no será reparado y continua con la misma producción proveniente de la historia.

En comparación con el caso donde se aplica el proceso de doble desplazamiento sin perforación de pozos nuevos, la producción acumulada cuando solamente se reparan los pozos productores de aceite, es 5 MM bls menor al final de la predicción (figura IV.30). En este caso se puede observar que la producción en ambos casos es muy parecida hasta

que todos los pozos en el caso con sólo reparaciones se cierran. Vemos entonces, que el PDD es más efectivo a largo plazo. Esto sucede porque cuando solamente se reparan los pozos productores, lo único que retarda la invasión de agua de los pozos productores es la posición más alta de intervalos disparados, mientras que con la extracción de agua y la inyección de gas en el yacimiento en el caso donde se aplica el Proceso de Doble Desplazamiento, ayuda a mantener la producción de agua más estable, por lo tanto los pozos producen por más tiempo (figura IV.31).

Cuando se perforan nuevos pozos existe una mayor producción desde el inicio de la predicción, lo que conlleva a un beneficio del Proceso de Doble Desplazamiento más pronto y esto repercute positivamente en la factibilidad económica del esta técnica (esto se discute con mayor detalle en el capítulo IVI).

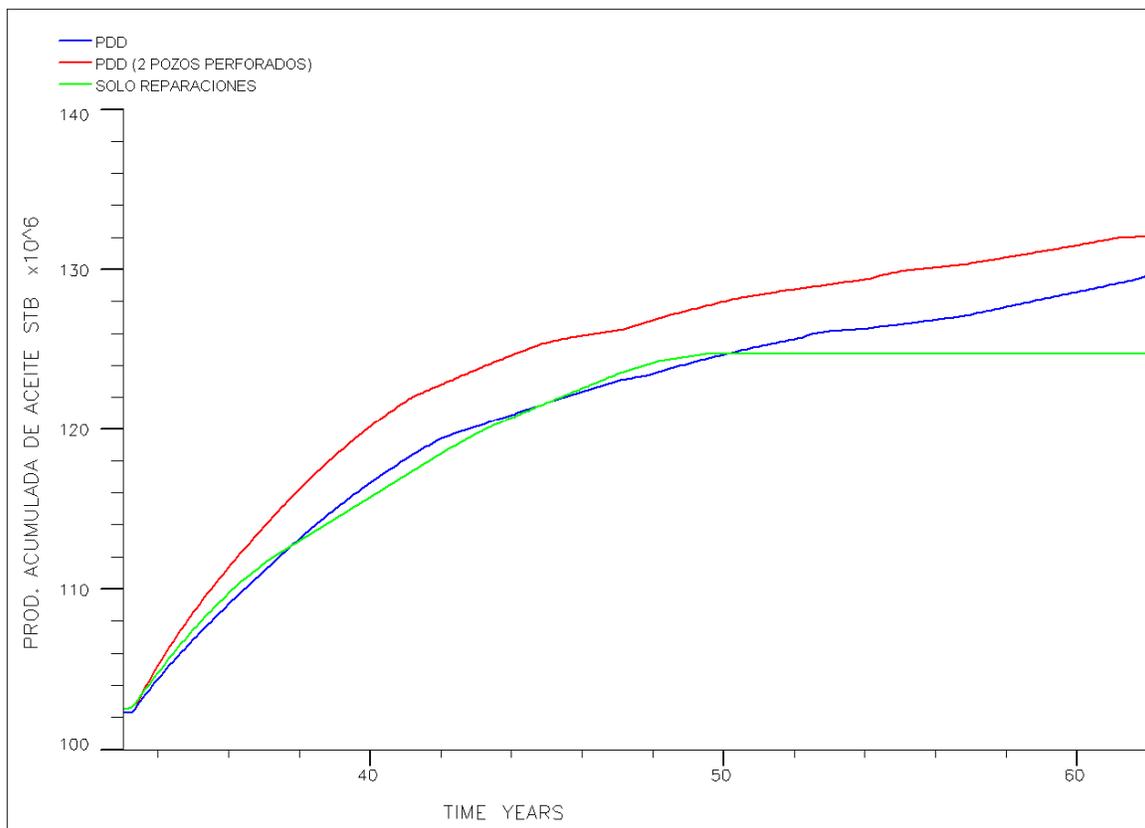


Figura IV.30. Producción acumulada de aceite del campo.

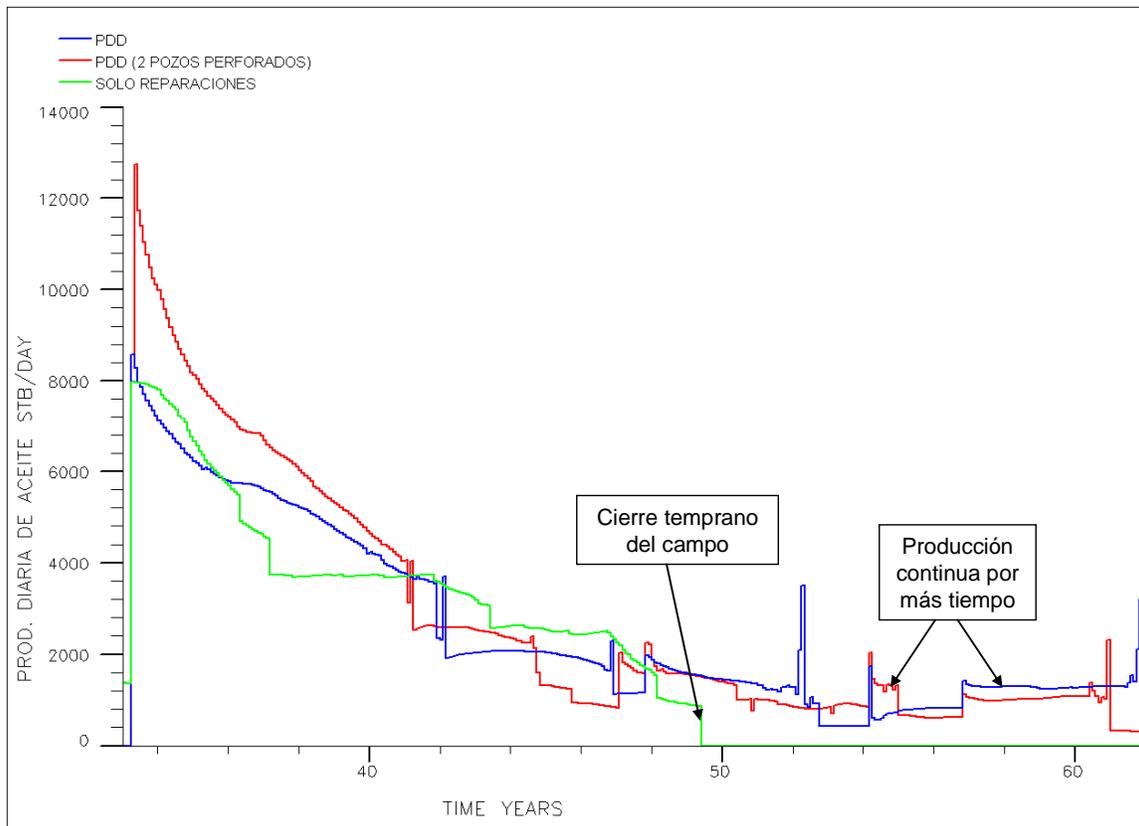


Figura IV.31. Producción diaria de aceite del campo.

En la figura IV.32 se muestra el flujo fraccional de agua de los pozos P-1, P-5, P-6 y P-7 para el Proceso de Doble Desplazamiento y el caso donde solamente se reparan los pozos productores de aceite. En esta figura se puede observar que debido a que sus intervalos disparados se encuentran más bajos, el flujo fraccional de agua es mayor en el caso PDD al inicio del pronóstico. A pesar de esto, su incremento es paulatino gracias a que la inyección de gas y la producción de agua a través de los flancos mantienen un contacto más estable y ayudan a mantener un mayor volumen en el frente de aceite con aceite proveniente de la matriz. En el caso donde solamente se reparan los pozos, una vez que irrumpe el agua, se invaden rápidamente y se cierran tempranamente por haber alcanzado el límite económico de flujo fraccional de agua. Estos pozos no pueden ser reparados, puesto que ya sus intervalos productores se encuentran en la posición más alta de la formación y por lo tanto, se encuentran totalmente invadidos de agua, mientras que en el caso con Doble Desplazamiento los pozos se pueden seguir reparando en posiciones más

bajas hacia donde se mueve el frente de aceite, lo que permite una mayor recuperación al final de la predicción.

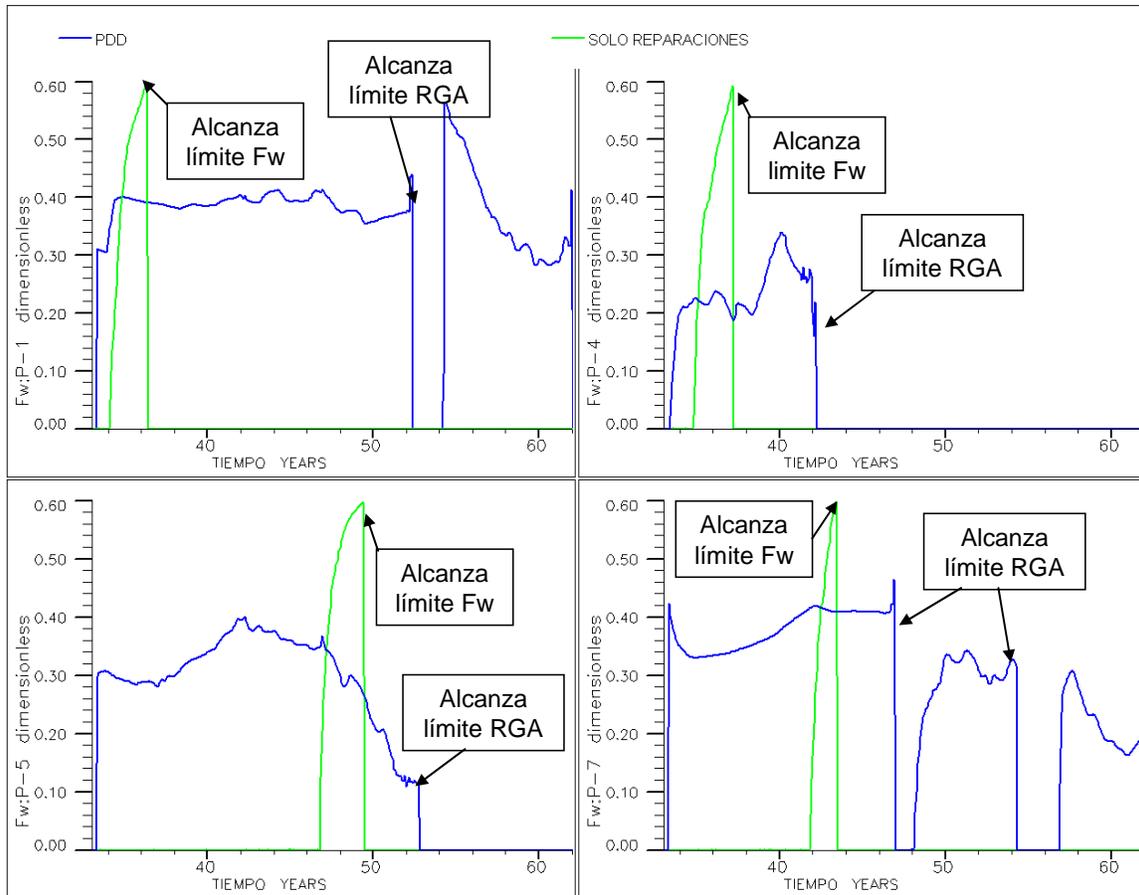


Figura IV.32. Flujo fraccional de agua en los pozos P-1, P-4, P-6 y P-7.

Estos tres casos (PDD, PDD con perforaciones, Solo Reparaciones) han permitido determinar que aplicando el Proceso de Doble Desplazamiento se obtiene una recuperación de aceite mayor que bajo un esquema de producción típica como la reparación de pozos, (perforando intervalos en zonas con mayor saturación de aceite).

Como ya se ha mencionado, la saturación residual al gas es menor que la saturación residual al agua y ésta es la principal razón por la cual el Proceso de Doble Desplazamiento genera mayor recuperación. En un yacimiento fracturado este hecho es de gran importancia puesto que los volúmenes remanentes de aceite en la matriz, generalmente son muy grandes.

En la figura IV.33 se muestra las saturaciones de aceite, gas y agua para una celda de matriz en el caso con PDD y en el caso donde solamente se reparan los pozos productores. En esta figura se puede observar que la saturación de agua nunca incrementa cuando se aplica el PDD, esto quiere decir que la inyección de gas provoca el movimiento de los fluidos hacia abajo. También se observa que la saturación de aceite en la matriz en el caso con PDD disminuye mucho más. La saturación de aceite al final del pronóstico es de 0.4 cuando se aplica doble desplazamiento, mientras que cuando se aplican las reparaciones, la saturación residual es 0.6, es decir que se ha desplazado un 20% más de aceite de esa celda de matriz aplicando el PDD.

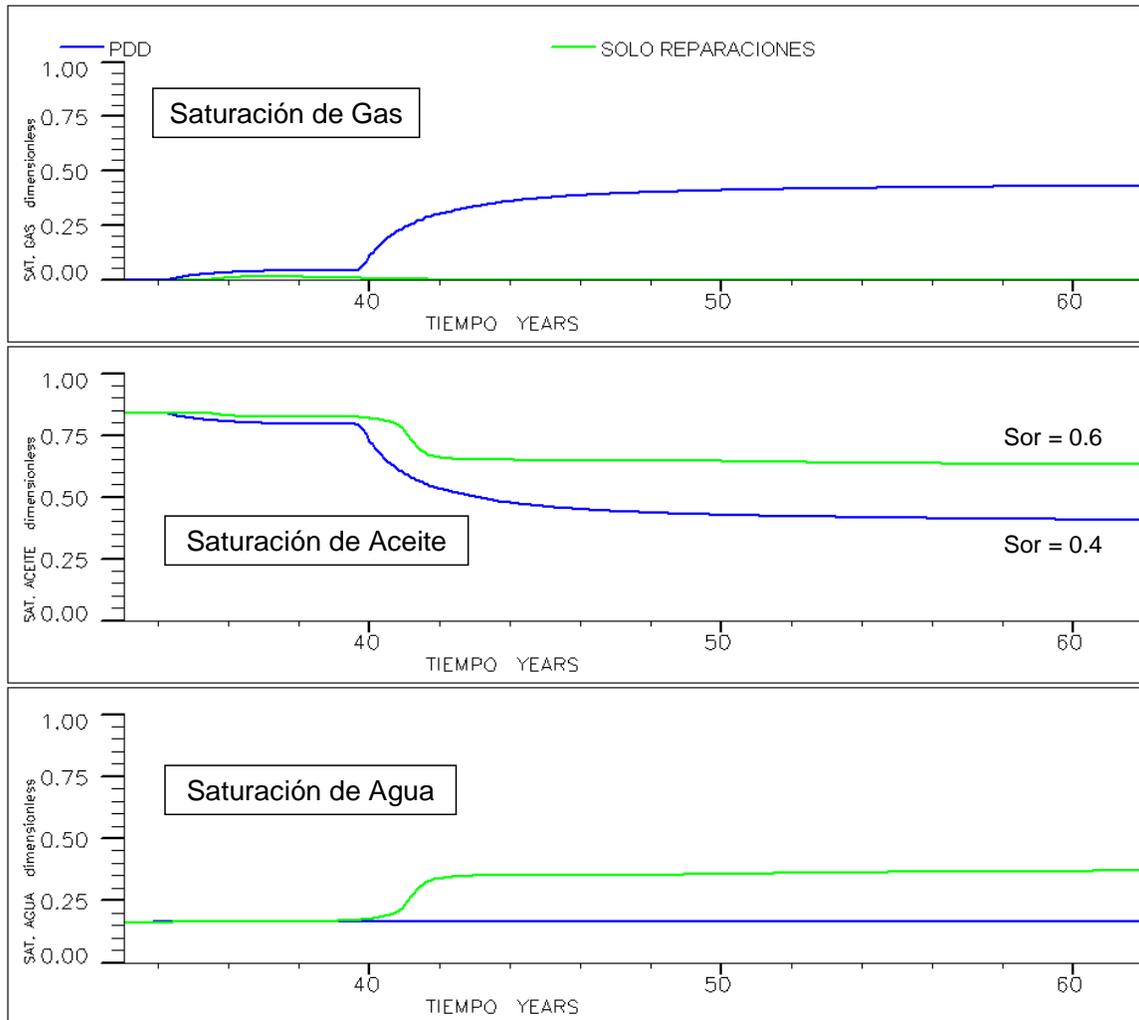


Figura IV.33. Saturaciones de gas, aceite y agua en la celda de matriz (49, 14, 8).

En la tabla IV.2 se muestran las reservas remanentes de aceite para el final de la predicción para los tres casos. La reserva remanente de aceite es menor en la matriz en los casos de Doble Desplazamiento, esto significa que se ha desplazado mayor volumen de aceite desde la matriz hacia las fracturas. En la fractura por el contrario, la reserva remanente es menor en el caso de reparaciones y esto confirma que, el volumen recuperado del yacimiento proviene principalmente de las fracturas, donde, cabe recalcar, el volumen poroso, y por tanto las reservas de aceite, son menores.

Tabla IV.2. Volúmenes remanentes de aceite para matriz y fractura.

CASO	MATRIZ (MMBL_{cy})	FRACTURA (MMBL_{cy})	TOTAL (MMBL_{cy})
<i>PDD</i>	313.31	14.85	328.16
<i>PDD-NUEVOS POZOS</i>	308.32	13.85	322.17
<i>SOLO REPARACIONES</i>	335.98	6.60	342.58

IV.5. Sensibilidades a parámetros que intervienen en el Proceso de Doble Desplazamiento.

En ocasiones los análisis necesarios para determinar parámetros como el tamaño y altura de los bloques de matriz, las funciones permeabilidades relativas de la fractura y la presión capilar gas-líquido, no son realizados. Por otra parte, introducir numerosos valores de sigma y altura de bloque de matriz, así como presiones capilares gas-líquido diferentes de cero en los modelos de simulación, resulta en modelos más complicados y/o que requieren de mayor tiempo de cómputo. Por esta razón, es una práctica común que el factor de forma y la altura de bloque de matriz se asumen constantes o se utilicen como parámetro de ajuste histórico, las funciones de permeabilidad relativa de la fractura se asumen con la clásica forma tipo “X” y la presión capilar gas-líquido se asume cero.

Estas suposiciones que se hacen al construir modelos de simulación no son del todo realistas, lo que podría resultar en modelos que arrojen resultados, ya sea optimistas, o

pesimistas pero que no van de acuerdo a lo que en realidad ocurre dentro del yacimiento.

Para determinar su efecto en el Proceso de Doble Desplazamiento, se realizaron sensibilidades a las funciones de permeabilidad relativa de la fractura, el factor de forma (sigma), la altura de bloques de matriz y presión capilar gas-líquido.

IV.5.1. Funciones de permeabilidades relativas de la fractura

En 1966 el investigador Romm realizó estudios en laboratorio para determinar las permeabilidades relativas de dos láminas de vidrio paralelas, él concluyó que la permeabilidad relativa es una función lineal con valores extremos 0 y 1 (Akin, 2001). Desde entonces ha sido una práctica común utilizar este tipo de curvas de permeabilidades relativas (tipo “X”) para el sistema de fracturas, aun cuando otros estudios, tanto experimentales como de simulación numérica (Rossen y Kumar, 1994; Pieters, 1994; Akin, 2001; De la Porte, 2006) han indicado que las funciones de permeabilidades relativas de una fractura no son necesariamente funciones lineales con puntos extremos en 0 y 1.

Para evaluar las funciones de permeabilidad relativa en la fractura, se utilizaron dos juegos diferentes de permeabilidades relativas (figura IV.23). En cada caso se utilizaron las mismas funciones de permeabilidad relativa para el sistema de fracturas tanto para agua como gas y para drene e imbibición.

1. Caso 1. El primer juego de permeabilidades relativas, tiene sus puntos finales en 0 y 1, pero, en vez de funciones lineales se utilizó la correlación de Corey con un exponente de 1.5.
2. Caso 2. El segundo juego, consiste en funciones lineales que, en vez de tener puntos finales en 1, los tiene en 0.8, es decir que para una saturación de agua de cero, la permeabilidad relativa del aceite es 0.8 y para una saturación de agua de 1, la permeabilidad relativa del agua es 0.8.

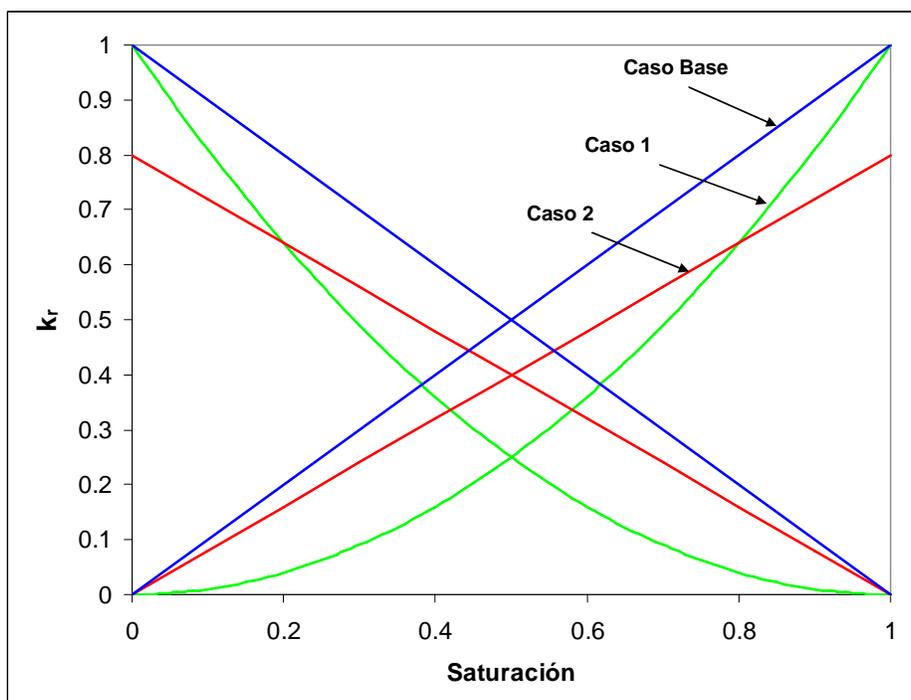


Figura IV.23. Funciones de permeabilidades relativas.

En ambos casos, la producción de aceite se ve ampliamente afectada por la función de permeabilidad relativa utilizada en la fractura (figura IV.24) ya que, debido a la reducción en las permeabilidades relativas en el sistema de fracturas, se reduce la movilidad de los fluidos y, como el sistema de fracturas es el único medio de transporte de fluidos hacia los pozos, también disminuye la producción de aceite.

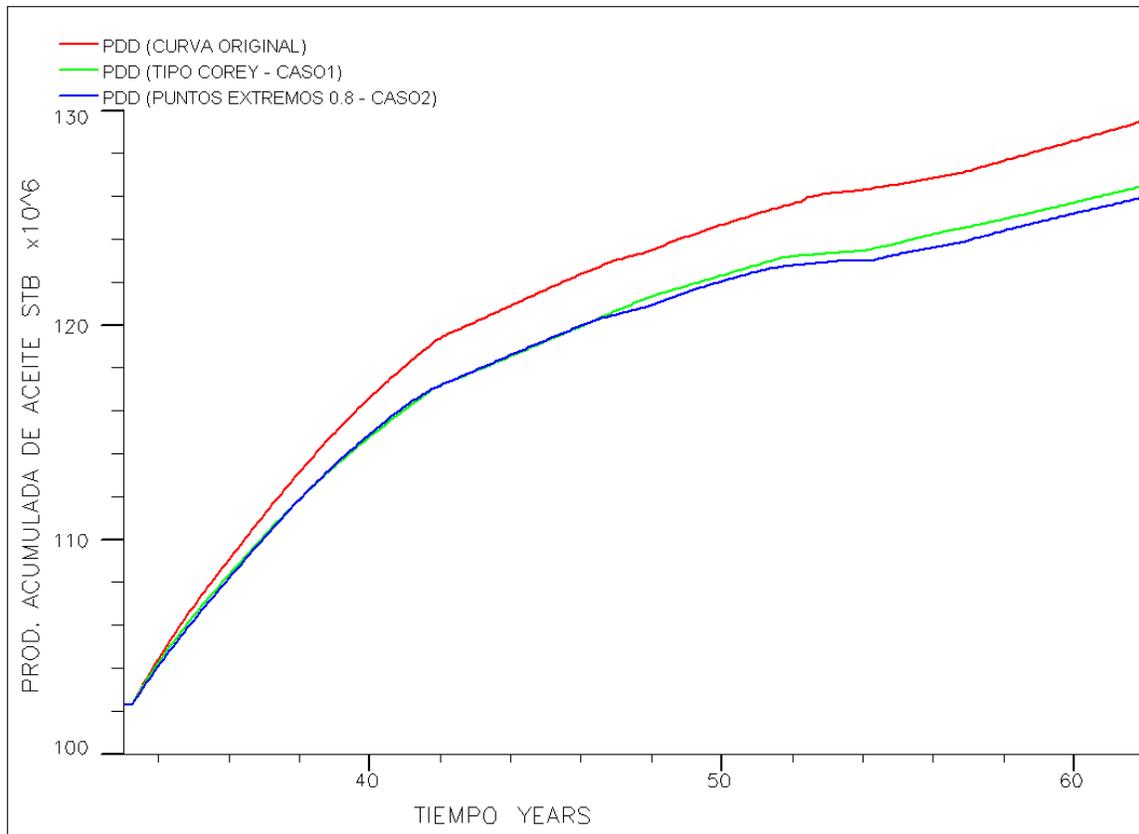


Figura IV.24. Producción acumulada de aceite para la sensibilidad a las permeabilidades relativas de la fractura.

IV.5.2. Factor de Forma y Altura de bloque de matriz

Estos dos parámetros dependen en gran medida del grado de la intensidad de fracturamiento del yacimiento. La intensidad de fracturamiento depende de muchos factores, entre ellos, el plegamiento de la estructura, es por ello que en una estructura anticlinal como en este caso, se tendría un mayor fracturamiento en los pliegues, lo que se corrobora por la presencia de fallas en los mismos. En zonas con mayor fracturamiento los bloques de matriz son más pequeños. Por lo tanto, su altura es menor, y mayor es el factor de forma.

Tomando únicamente como criterio de fracturamiento el plegamiento y la presencia de fallas, las distribuciones de factores de forma y tamaños de bloques de matriz utilizados para en análisis, son como en las figuras IV.25 y IV.26, respectivamente.

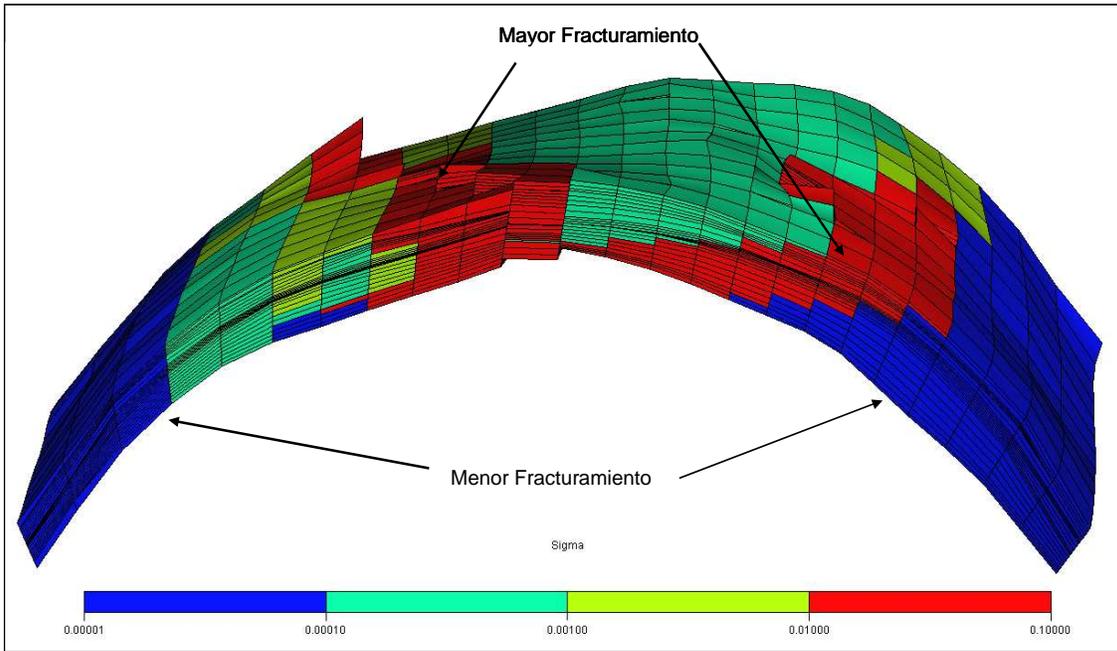


Figura IV.25. Distribución del factor de forma.

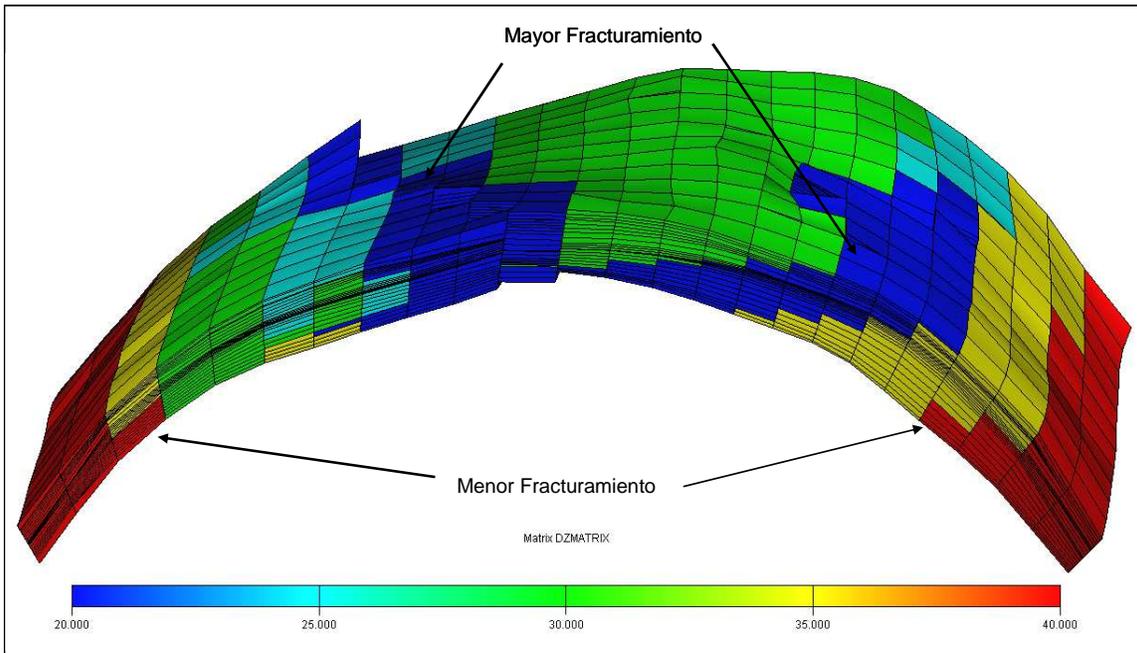


Figura IV.26. Distribución de la altura de bloques de matriz.

En la figura IV.27 se muestra la producción acumulada de aceite en el caso base y las sensibilidades hechas con el factor de forma y la altura de bloque de matriz. Los resultados indican que estos parámetros tienen un gran efecto en la producción de aceite.

Debido a que tanto el factor de forma y la altura de bloque de matriz son directamente proporcionales al flujo entre la matriz y la fractura cuando existe drenaje gravitacional, es de esperarse que cuando estos parámetros son mayores, también lo sea la producción de aceite. Como el drenaje gravitacional se presenta principalmente en la zona en contacto con gas (cima del yacimiento), el mayor efecto en los resultados está relacionado con los valores del factor de forma y la altura de bloques de matriz en dichas zonas. Así, como en este caso el factor de forma es mayor en la cima, la producción de aceite es mayor, y por lo contrario, como la altura de bloque de matriz es menor en la cima, el drenaje gravitacional es menos eficiente.

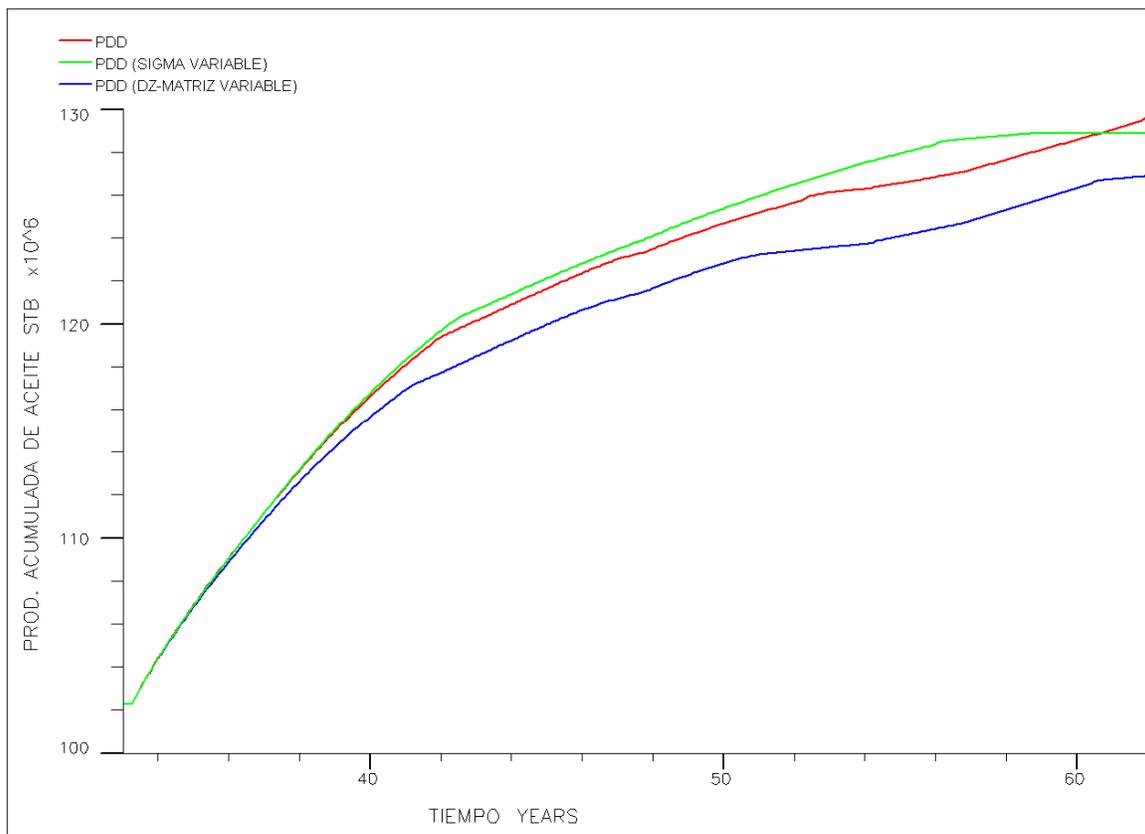


Figura IV.27. Producción acumulada de aceite para la sensibilidad al factor de forma y altura de bloques de matriz.

IV.5.3. Presión Capilar del gas-líquido.

Basados en que una presión capilar gas-líquido diferente de cero por lo general no tiene gran efecto en los resultados de la simulación y muchas veces incrementa el tiempo de simulación, es común que se tome como nula con la finalidad de simplificar el modelo y disminuir el tiempo de cómputo.

Dado que en el modelo de simulación que se ha utilizado para este estudio, las presiones capilares gas-líquido son cero, y con la finalidad de determinar si esta simplificación tiene un efecto importante en los resultados, se realizó una comparación entre el caso base y un caso donde las presiones capilares gas-aceite de imbibición y drene para la matriz son como se muestra en la figura IV.28. Estas curvas son de un de la región sur de México ajustadas a las saturaciones residuales de agua y aceite del modelo.

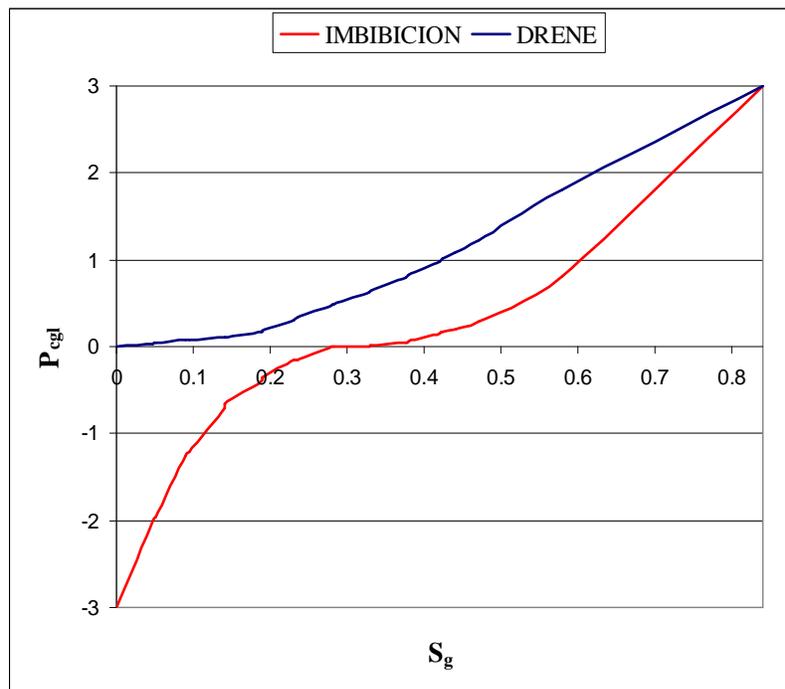


Figura IV.28. Curvas de presión capilar gas-líquido de drene e imbibición.

Aun cuando el efecto de la presión capilar de gas-líquido no es tan marcado como con otros parámetros que se han analizado, existe una disminución en la producción de aceite

en el yacimiento (Figura IV.29) y este efecto sería mayor si la presión capilar de gas es mayor. En el capítulo 3 de esta tesis se hace mención a la presión capilar de entrada, la cual es la presión capilar que el gas debe vencer para poder penetrar en un bloque de matriz, si la presión capilar es mayor, el gas tendrá una mayor restricción de entrada a la matriz, provocando una disminución en la eficiencia de barrido.

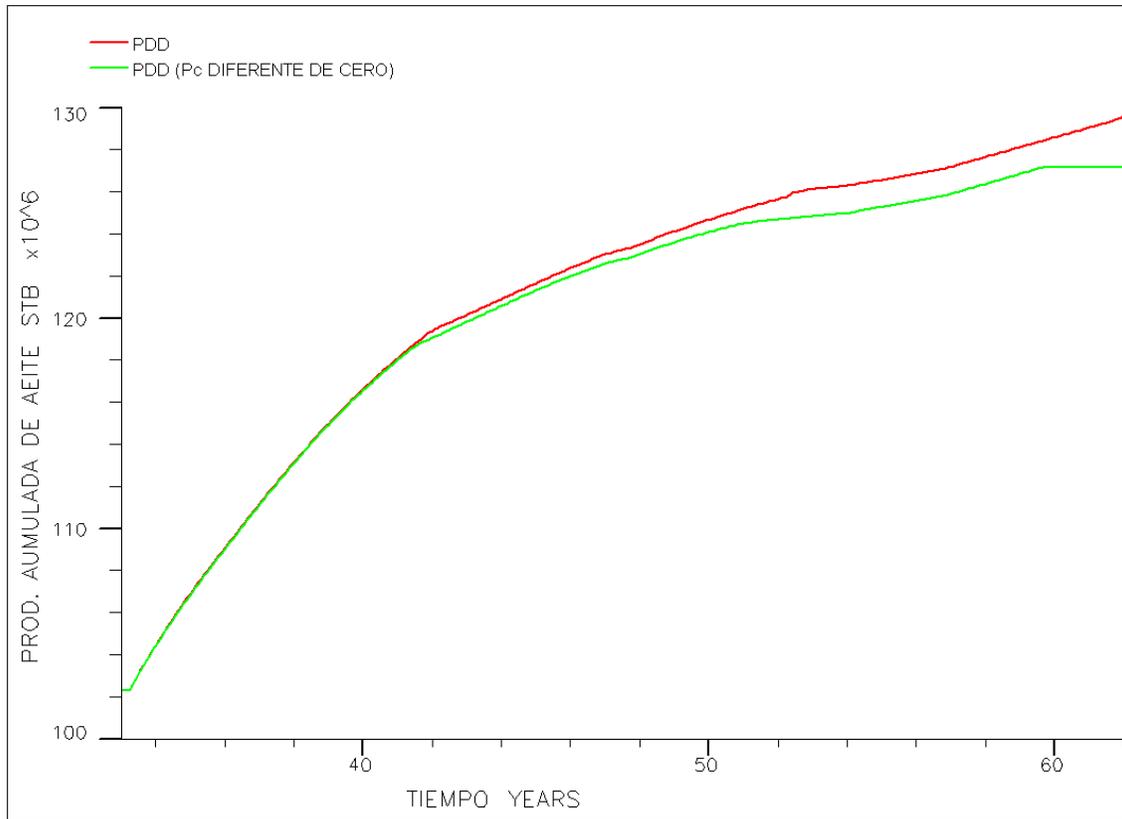


Figura IV.29. Producción acumulada de aceite para la sensibilidad a la presión capilar del gas-líquido.

Todos los parámetros evaluados en el análisis de sensibilidad, tienen, en alguna medida, un efecto en la producción de aceite en el modelo de simulación. Algunos tienen efectos positivos, mientras que otros, por el contrario, tienen efectos negativos. Ignorar estos parámetros para simplificar un modelo de simulación o utilizar datos poco confiables, puede conducir a la obtención de resultados erróneos. Estos resultados, afectan la toma de decisiones en cuanto a los métodos de recuperación óptimos tanto desde el punto de vista técnico, como del económico.

CAPÍTULO V

Análisis Económico

En el capítulo IV se evaluaron una serie de escenarios de producción del campo en estudio para determinar cuales escenarios eran técnicamente más factibles. En la tabla V.1 se lista una comparación de producciones acumuladas y el incremento en producción de los escenarios evaluados en el capítulo IV.

Tabla V.1. Producciones acumuladas de los casos más resaltantes.

	<i>DEC. NAT.</i>	<i>PDD</i>	<i>SOLO REP.</i>
<i>Prod. Acumulada (MM STB)</i>	111.5	132.1	124.6
<i>Incremento (MM STB)</i>	9.2	29.8	22.3

En esta tabla se puede observar que el caso con mayor volumen de aceite producido es el caso con Doble Desplazamiento, sin embargo, muchas veces los casos con las mayores producciones de aceite, son aquellos en los que tanto la inversión inicial, como los costos operativos son mayores, por lo que no necesariamente son los casos más factibles desde el punto de vista económico. Por ejemplo, cuando se aplica el Proceso de Doble Desplazamiento, son necesarias reiteradas reparaciones en algunos pozos productores de aceite. También existe un volumen extra de agua que se debe procesar y un volumen de gas que debe ser comprado para satisfacer perfil de inyección establecido. Todos estos costos, pudieran convertir al Proceso de Doble Desplazamiento en un escenario económicamente menos factible.

Con este análisis económico se desea comparar la rentabilidad de los casos evaluados, determinar la eficiencia técnico-económica de cada uno y obtener un estimado de las ganancias económicas generadas por la producción del campo.

El modelo de simulación que se ha utilizado en este estudio, es un modelo genérico que intenta imitar a un yacimiento naturalmente fracturado de la Región Sur de México. En

este sentido, el modelo económico también es genérico, con costos, gastos y precios que se aproximan a los de la Región Sur mexicana. Es importante resaltar que se toman los datos de esta Región por realizar un estudio realista, mas no significa que la metodología presentada es esta tesis sea específica de esta Región.

En el análisis económico se asume lo siguiente:

- El yacimiento se encuentra en la región Sur de México, por lo que los costos son aproximados a los de esta Región.
- Los costos operacionales que son independientes de la producción de aceite incremental asociada al método de recuperación aplicado en cada caso, como por ejemplo mantenimiento de equipos (tuberías, pozos, plantas, etc.), recursos humanos, abandono, etc. son iguales en todos los casos, por lo que son omitidos en el análisis.
- Todas las reparaciones que se realizan en el yacimiento tienen el mismo costo, independientemente de la longitud del intervalo disparado o si hay cementación.
- Los precios del aceite y gas, así como los costos operacionales e inversiones se mantienen constantes durante todo el pronóstico.
- Todo el volumen de gas producido es apto para la venta ya que la fracción de nitrógeno contenido en él es baja.

V.1. Descripción de los casos evaluados.

1. Caso 1. Declinación natural.

En este caso no se realiza ningún tipo de recuperación secundaria o mejorada. Los pozos que estaban produciendo al final de la historia mantienen esta misma producción en el pronóstico, la cual declina naturalmente. Los costos asociados a este caso son el procesamiento de los fluidos producidos (aceite, agua y gas).

2. Caso 2. Proceso de Doble Desplazamiento.

En este caso se inyecta inicialmente nitrógeno y posteriormente se reinyecta el gas

producido del campo. Cuando el gas producido del campo no es suficiente para satisfacer el perfil de inyección de gas establecido, se completa con nitrógeno puro. También se extrae agua a través de los flancos del yacimiento. Los costos en este caso se derivan del procesamiento de los fluidos producidos (aceite, agua y gas) y la compra de nitrógeno. En la figura V.1 se observan a través del tiempo los costos más impactantes, que son la producción de agua y la compra de nitrógeno.

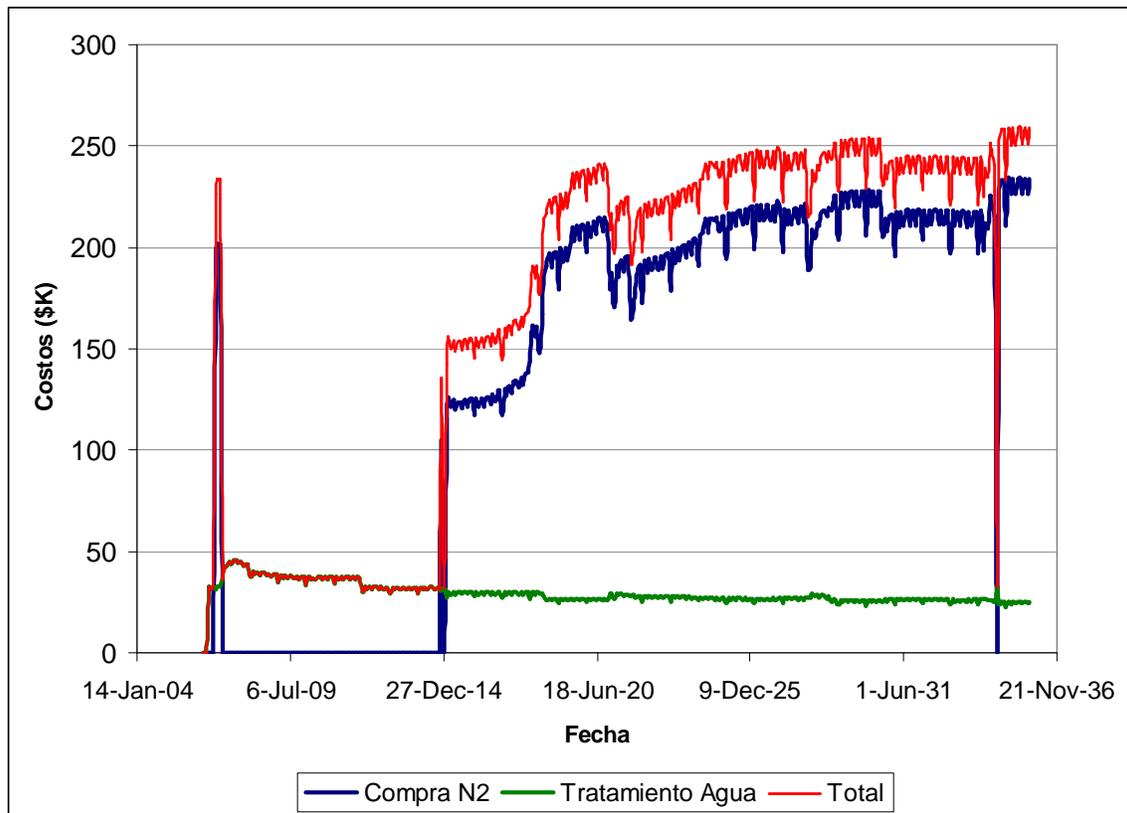


Figura V.1. Costos operacionales caso Proceso de Doble Desplazamiento.

Las inversiones son las reparaciones hechas en los pozos productores de aceite, la reparación de un pozo inyector de gas y la reparación de los pozos productores de agua, la perforación de dos pozos verticales y la instalación de un compresor de gas. En la figura V.2 se observan los costos asociados a las inversiones (perforación de pozos, reparaciones, compresor de gas).

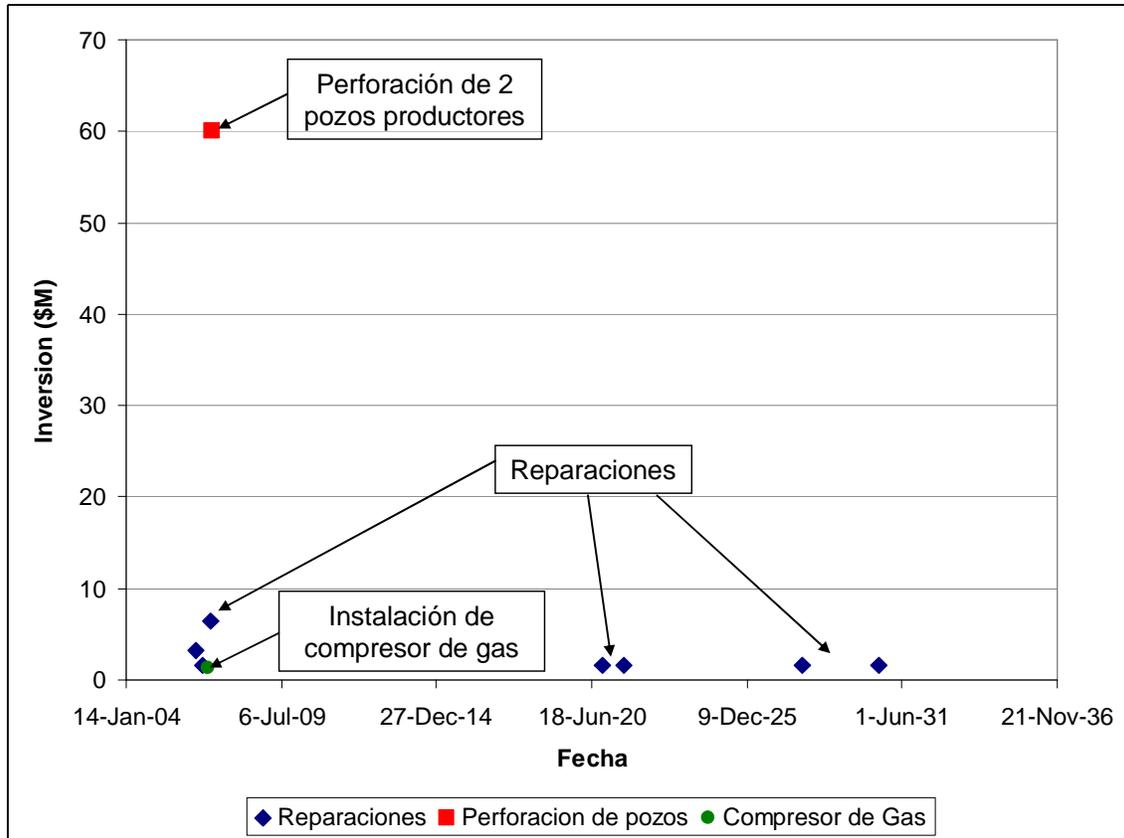


Figura V.2. Inversiones caso Proceso de Doble Desplazamiento.

3. Caso 3. Reparaciones.

No se aplica ningún proceso de recuperación secundaria o mejorada, solamente se realizan reparaciones en cinco pozos productores de aceite. En este caso los costos operacionales asociados son el procesamiento de los fluidos producidos (aceite, agua y gas). La única inversión es las reparaciones de los cinco pozos productores.

Para realizar el análisis económico se utilizó el software para evaluación económica y análisis de declinación Merak Peep de Schlumberger Information Solutions. En el software es necesario completar cuatro módulos esenciales, que son: producción, precios, costos operacionales y capital.

En el módulo de producción se detalla la producción ya sea mensual o anual de aceite y gas, tal como ilustra las figuras V.3 y V.4.

Product					
Scenario	Base	Forecast	**Manual**	Edit...	
Num. wells	**Manual**				
Date	Oil Number of Wells	Oil Rate Bbl/d	Oil Volume MSTB (35,054.00)	Oil Density Degrees API	
2006(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	
2007(12)	0.00	8,162.87	2,979.45	39.70	
2008(12)	0.00	12,690.63	4,644.77	39.70	
2009(12)	0.00	10,907.32	3,981.17	39.70	
2010(12)	0.00	9,855.88	3,597.40	39.70	
2011(12)	0.00	9,000.97	3,285.35	39.70	
2012(12)	0.00	7,846.87	2,871.95	39.70	
2013(12)	0.00	6,559.46	2,394.20	39.70	
2014(12)	0.00	5,439.07	1,985.26	39.70	
2015(12)	0.00	4,589.70	1,675.24	39.70	
2016(12)	0.00	3,934.80	1,440.14	39.70	
2017(12)	0.00	3,302.01	1,205.23	39.70	
2018(12)	0.00	2,815.73	1,027.74	39.70	
2019(12)	0.00	2,451.95	894.96	39.70	
2020(12)	0.00	2,039.87	746.59	39.70	
2021(12)	0.00	1,842.22	672.41	39.70	
2022(12)	0.00	1,270.60	463.77	39.70	
2023(12)	0.00	1,179.80	430.63	39.70	
2024(12)	0.00	1,077.46	394.35	39.70	
2025(12)	0.00	995.66	363.42	39.70	
2026(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	
2027(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	
2028(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	
2029(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	
2030(12)	0.00	0.00	0.00	39.70	

Figura V.3. Ventana de producción de aceite.

Product										
Scenario	Base	Forecast	**Manual**	Edit...						
Num. wells	**Manual**									
Date	Gas1 Number of Wells	Gas1 Rate mcf/d	Gas1 Volume MMSCF (32,233.80)	Gas1 Heat Energy E9BTU	Gas1 Take %	Gas1 Shrinkage %	Gas1 Shrinkage Volume MMSCF	Gas1 Heat BTU/cf	Gas1 Specific Gravity	
2006(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2007(12)	0.00	4,362.93	1,592.47	1,592.47	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2008(12)	0.00	4,852.86	1,776.15	1,776.15	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2009(12)	0.00	2,838.04	1,035.89	1,035.89	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2010(12)	0.00	4,270.12	1,558.59	1,558.59	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2011(12)	0.00	7,765.14	2,834.28	2,834.28	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2012(12)	0.00	10,064.79	3,683.71	3,683.71	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2013(12)	0.00	9,969.23	3,638.77	3,638.77	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2014(12)	0.00	8,775.31	3,202.99	3,202.99	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2015(12)	0.00	7,556.51	2,758.13	2,758.13	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2016(12)	0.00	6,351.77	2,324.75	2,324.75	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2017(12)	0.00	5,707.31	2,083.17	2,083.17	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2018(12)	0.00	5,015.12	1,830.52	1,830.52	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2019(12)	0.00	3,954.21	1,443.29	1,443.29	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2020(12)	0.00	2,778.29	1,016.85	1,016.85	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2021(12)	0.00	2,611.45	953.18	953.18	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2022(12)	0.00	672.86	245.59	245.59	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2023(12)	0.00	359.06	131.06	131.06	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2024(12)	0.00	260.88	95.48	95.48	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2025(12)	0.00	79.39	28.98	28.98	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2026(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2027(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2028(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2029(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	
2030(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	

Figura V.4. Ventana de producción de gas.

En el módulo de precios, se detallan los precios de los productos para la venta (aceite y gas). Los precios utilizados son: para el aceite 50 \$/bl y para el gas natural 6 \$/Mpie³ (figuras V.5 y V.6).

Oil	Date	Oil Price \$/Bbl (Real)	Oil Offset1 \$/Bbl (Real)	Oil Offset2 \$/Bbl (Real)	Oil Net Price \$/Bbl (Real)
Gas1					
Gas2					
Cond	2006(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2007(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
Prop	2008(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
But	2009(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
Eth	2010(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
Sul	2011(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
Oth	2012(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2013(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2014(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2015(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2016(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2017(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2018(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2019(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2020(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2021(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2022(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2023(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2024(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2025(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2026(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2027(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2028(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2029(12)	40.00	0.00	0.00	40.00
	2030(12)	40.00	0.00	0.00	40.00

Oil	Date	Gas1 Price \$/mcf (Real)	Gas1 Offset1 \$/MMBTU (Real)	Gas1 Offset2 \$/MMBTU (Real)	Gas1 Net Price \$/mcf (Real)
Gas1					
Gas2					
Cond	2006(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2007(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
Prop	2008(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
But	2009(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
Eth	2010(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
Sul	2011(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
Oth	2012(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2013(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2014(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2015(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2016(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2017(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2018(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2019(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2020(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2021(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2022(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2023(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2024(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2025(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2026(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2027(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2028(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2029(12)	5.00	0.00	0.00	5.00
	2030(12)	5.00	0.00	0.00	5.00

Figura V.5. Ventana de precios para el aceite.

Figura V.6. Ventana de precios para el gas.

En el módulo de costos de listan los costos de operación del campo. Los costos relacionados con la extracción y transporte de hidrocarburos (premisa transporte troncal, premisa transporte secundario, premisa operación variable) se refieren al precio por cada barril de petróleo crudo equivalente (BOE), es decir, el volumen del gas se lleva a barriles por medio del valor establecido en el BOE (4,000 pie³/bl) y la suma de los barriles de aceite y barriles de gas se multiplican por cada una de las premisas. Las premisas por operación fija se refieren a todos aquellos costos operacionales extras como son el procesamiento del agua y la compra de nitrógeno.

A continuación se listan los costos utilizados para cada premisa.

Transporte troncal: 1.5 \$/BOE

Transporte secundario: 2 \$/BOE

Operación variable: 4.4 \$/BOE

Manejo del agua producida: 0.1 \$/bl

Compra de nitrógeno: 1.3 \$/Mpie³

Opcost							
Scenario Base							
Date	Ovhd on Opcost %	Ovhd on Capital %	BOE (cf/bl)	Premisa Transporte Troncal (\$/BOE)	Premisa Transporte Secundario (\$/BOE)	Premisa Operacion Variable \$/BPCE	Premisa Otros Costos M\$/yr (Real)
			Properties...	Properties...	Properties...	Properties...	Properties...
2006(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	3,343.60
2007(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	938.01
2008(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	519.96
2009(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	508.94
2010(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	531.11
2011(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	529.86
2012(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	539.46
2013(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	521.27
2014(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	504.93
2015(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	500.53
2016(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	497.58
2017(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	496.33
2018(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	487.57
2019(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	471.42
2020(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	387.92
2021(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	383.04
2022(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	383.65
2023(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	386.82
2024(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	390.95
2025(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	231.50
2026(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	0.00
2027(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	0.00
2028(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	0.00
2029(12)	0.00	0.00	4,000.00	2.00	1.50	4.40	0.00
2030(12)	0.00	0.00	2,323.29	1.16	0.87	2.56	0.00

Figura V.7. Ventana de costos operacionales.

Finalmente, en el módulo de capital, se establecen las inversiones (reparaciones, perforación de pozos e instalación de compresores). Cada reparación tiene un costo de 1.6 millones de dólares, cada pozo perforado tiene un costo de 30 millones de dólares y la instalación de compresores de gas es de 1.3 millones de dólares. La ventana de capital se ilustra en la figura V.8.

Parms Links Product Price Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report											
Scenario: Base											
Date	Pozos M\$(Real) (21,000.00)	Ductos y líneas M\$(Real) (0.00)	Plantas, equipos y estaciones M\$(Real)	Estructuras mainas M\$(Real) (0.00)	Estudios M\$(Real) (0.00)	Otros M\$(Real) (0.00)	Infraestructura de administración M\$(Real)	Servicios al personal M\$(Real) (0.00)	Servicios auxiliares M\$(Real) (0.00)	Seguridad y ecología M\$(Real) (0.00)	
2006(12)	21,000.00	0.00	1,300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2007(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2008(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2009(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2010(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2011(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2012(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2013(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2014(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2015(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2016(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2017(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2018(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2019(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2020(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2021(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2022(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2023(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2024(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2025(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2026(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2027(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2028(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2029(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2030(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

Figura V.8. Ventana de capital o inversiones.

V.2. Resultados del análisis.

En la figura V.9 se detalla el flujo de efectivo de los tres escenarios evaluados.

Dada la inversión inicial nula y sus costos operativos bajos, el caso con declinación natural es rentable desde el inicio. Sin embargo, es el caso donde hay menores ganancias (figura V.9), lo que demuestra que aplicando un método de recuperación más costoso que generen mayor producción de aceite, las ganancias pueden ser mucho más altas.

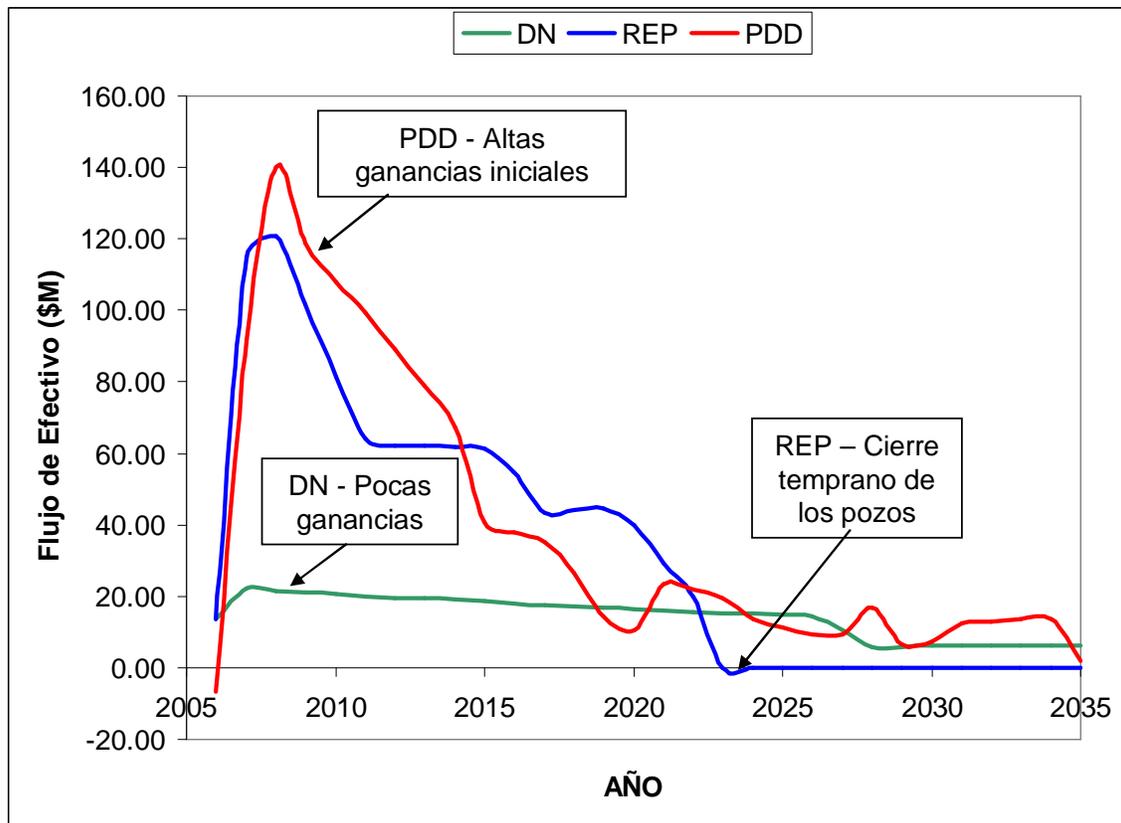


Figura V.9. Flujo de efectivo neto de los casos evaluados.

En el caso donde solo se reparan los pozos productores de aceite, el flujo de efectivo es bastante alto ya que posee una alta producción de aceite inicial y tiene pocas inversiones y costos operacionales, sin embargo llega a un punto en que los pozos se invaden de agua y dejan de producir. En el caso con Doble Desplazamiento, por el comenario, este flujo de efectivo se mantiene por encima de los demás casos la mayor parte del tiempo. Esta estabilidad del flujo de efectivo se debe básicamente a que el Proceso de Doble Desplazamiento extiende la vida productiva del yacimiento, lo que se traduce en una mayor producción acumulada de aceite. Por otra parte, este caso también tiene el mayor flujo de efectivo inicial (figura V.9). Esto se debe principalmente a la perforación de 2 pozos nuevos que ayudan a incrementar la producción del campo cuando inicia el pronóstico (figura V.9). Aun cuando la inversión asociada a la perforación de estos pozos es alta (\$60 millones), esta producción inicial alta permite recuperar gran parte del aceite del campo cuando la depreciación es menor. La importancia de que al inicio del pronóstico el flujo de

efectivo sea mayor, radica en la depreciación del dinero a través de los años. El dinero tiene menor valor en el futuro que en el presente y es por ello que una mayor producción de aceite al inicio del proyecto tiene un efecto determinante en las ganancias.

Dada la ecuación para determinar el Valor Presente Neto (VPN) anual:

$$VPN = \frac{VF}{(1-i)^n}, \quad \text{Ec. V.1}$$

$$i = (1-r)^{\frac{1}{12}} - 1, \quad \text{Ec. V.2}$$

donde VF es el valor en el futuro, r es la tasa de descuento y n el número de meses.

A medida que transcurre el tiempo n es mayor y por lo tanto, mayor es el descuento en los últimos años de la predicción. Por ejemplo, si en el mes 24 de la predicción se produce una ganancia de 3 millones de dólares, a una tasa de descuento de 6%, el VPN será de 2.65 millones de dólares, pero si esos 3 millones de dólares se producen en el mes 72 (4 años después), a la misma tasa de descuento, el VPN será de 2.07 millones de dólares, lo que significa que se están dejando de ganar 600 mil dólares por producir este aceite cuatro años después. Aquí radica la importancia de producir lo más pronto posible la mayor cantidad de aceite recuperable.

Los resultados mostrados en la figura V.9 son del flujo de efectivo netos de cada caso, es decir las ganancias que se tendrían en cada caso a través de los años si no hubiese ningún descuento. En la figura V.10 se muestra una comparación del Valor Presente Neto de cada caso con tasas de descuento de 0, 4, 8 y 12 %.

Cuando no se aplica ninguna tasa de descuento, el caso donde se aplicó el Proceso de Doble Desplazamiento tiene ganancias mucho mayores que los demás casos. Sin embargo, a medida que se incrementa la tasa de descuento, la diferencia en el VPN entre el caso con Doble Desplazamiento y el que solamente tienen reparaciones mayores disminuye.

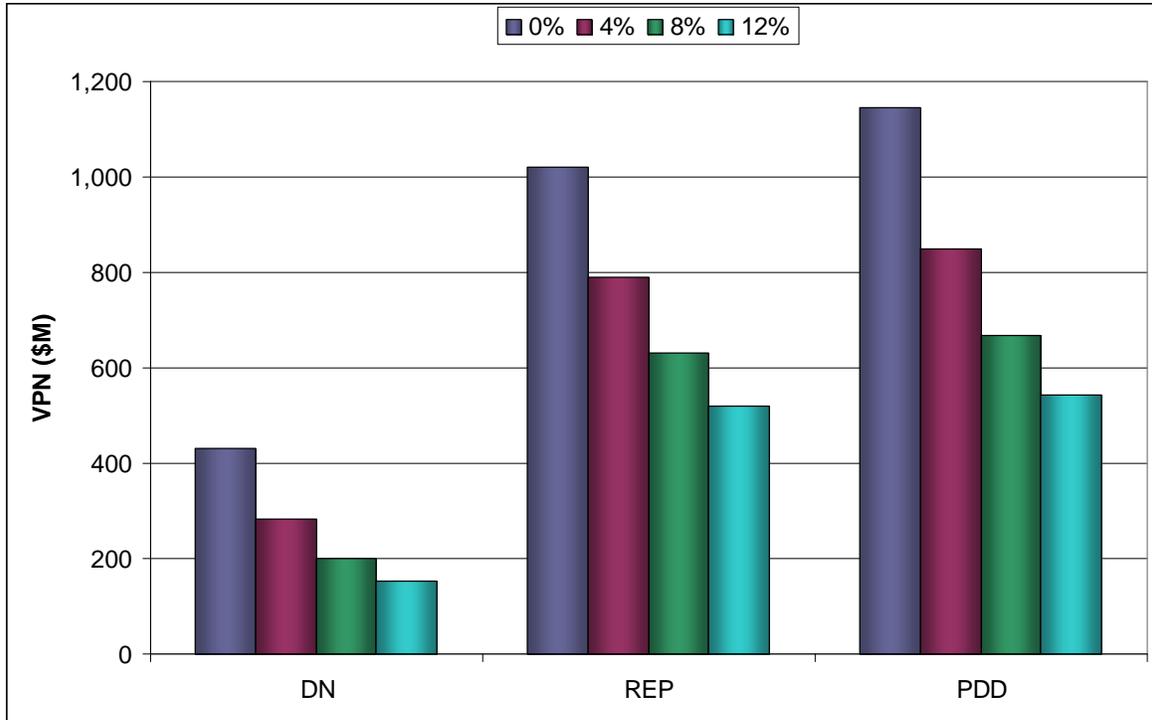


Figura V.10. VPN para todos los casos con varias de tasas de descuento.

Cuando se aplica una tasa de descuento, el VPN del caso con Doble Desplazamiento sigue siendo mayor pero el margen entre éstos y el caso donde solamente se reparan los pozos, es pequeño. Esto tiene implicaciones al momento de la toma de decisiones, ya que, de ser muy pequeña la diferencia entre dos casos y de uno tener una alta inversión y alto riesgo, el caso que tiene menor riesgo puede ser el más factible aun cuando las ganancias sean menores.

Tomando en cuenta que en un modelo de simulación existen incertidumbres, los resultados obtenidos en el análisis económico, pueden también acarrear estos errores. Por esta razón, es muy importante se reduzcan, en la medida de lo posible las incertidumbres en los modelos de simulación, sobre todo en casos donde el margen de diferencia es tan pequeño como este. Así la toma de decisiones será más certera.

Con la finalidad de observar como es el comportamiento del flujo de efectivo en cada pozo dadas las condiciones bajo las cuales se producen se muestra un análisis económico hecho a cada pozo.

Debido a que en el caso donde se aplica el Proceso de Doble Desplazamiento, parte de los costos operacionales (la inyección de gas y la producción de agua a través de los flancos) no son propios de los pozos productores de aceite, estos costos serán divididos entre el número de pozos activos, es decir, cuando un pozo cierra sin opción a reparación ya no se cuenta para la repartición del costo. En los casos donde no se aplicó el Proceso de Doble Desplazamiento los costos se refieren solamente a la producción de fluidos, por lo que para cada pozo su costo operacional será el referente a la producción de sus propios fluidos.

En la tabla V.2 se lista el Valor Presente Neto de cada pozo para cada caso sin tasa de descuento. Podemos observar que algunos pozos tienen mayor VPN en el caso con PDD, como los pozos P-1 y P-4, y otros con los casos de reparación de pozos, como los pozos P-5 y P-7. El pozo P-6 tiene mayor VPN en el caso con declinación natural. Este comportamiento se debe a diferentes factores en cada pozo y se explica con más detalle en los siguientes párrafos.

Tabla V.2 Valor Presente Neto de cada pozo sin descuento.

<i>Caso</i>	<i>P-1</i> (\$M)	<i>P-2</i> (\$M)	<i>P-4</i> (\$M)	<i>P-5</i> (\$M)	<i>P-6</i> (\$M)	<i>P-7</i> (\$M)	<i>P-8</i> (\$M)	<i>P-9</i> (\$M)
<i>DN</i>	0	192.1	0	0	301.8	0	0	0
<i>REP</i>	52	220.3	98.9	458.8	0	180.7	0	0
<i>PDD</i>	200.2	0	123.3	222.6	104.7	162.4	211.0	145.7

En las figuras V. 11 a V.18 se puede observar el Flujo de Efectivo para cada pozo en todos los casos.

Lo que se puede observar a simple vista, con excepción de los pozos que permanecen cerrados previo a su reparación, es que en ninguno de los pozos el flujo de efectivo es negativo, es decir, todos los pozos son rentables, a pesar de los costos operacionales y las inversiones.

El pozo P-1 es el pozo donde se muestran mejor los beneficios del Proceso de Doble Desplazamiento. Cuando no se aplica PDD la producción de aceite cae rápidamente. Esto se

debe a que este pozo se encuentra en el lado del yacimiento que está más invadido por agua, lo que lo hace muy sensible a la posición del contacto agua-aceite. La irrupción de agua es pronta y el pozo llega a su límite de producción de agua rápidamente. Lo contrario sucede cuando se aplica el PDD ya que como este proceso provoca el descenso del nivel del agua, el pozo produce menos agua y por lo tanto más aceite y por más tiempo.

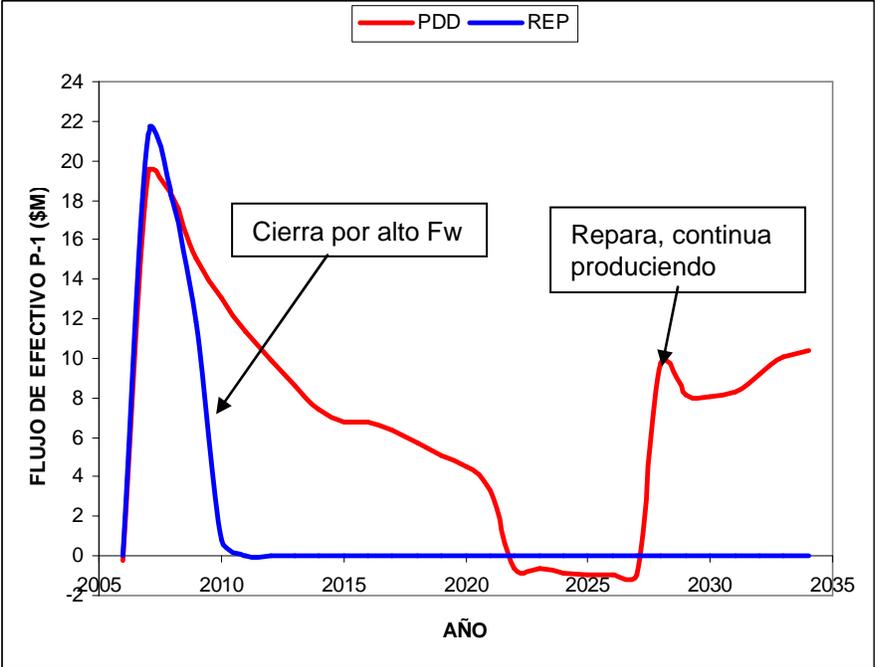


Figura V.11. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-1.

El pozo P-2 es inyector de gas en el caso con PDD pero si está produciendo en los casos de declinación natural y reparaciones. En la Figura V.12 se puede observar que la reparación de este pozo genera un incremento en el flujo de efectivo al inicio de la predicción, lo cual es una gran ventaja cuando se aplica una tasa de descuento.

A pesar de que la producción de aceite es muy similar al inicio de la producción del pozo P-4, el flujo de efectivo inicial es mayor en el caso donde solamente se repara debido a todos los costos asociados a la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento. Sin embargo, este pozo alcanza rápidamente su límite de flujo fraccional de agua cuando solamente se repara y termina siendo más rentable cuando se aplica el Proceso de Doble

Desplazamiento ya que mantiene por más tiempo su producción.

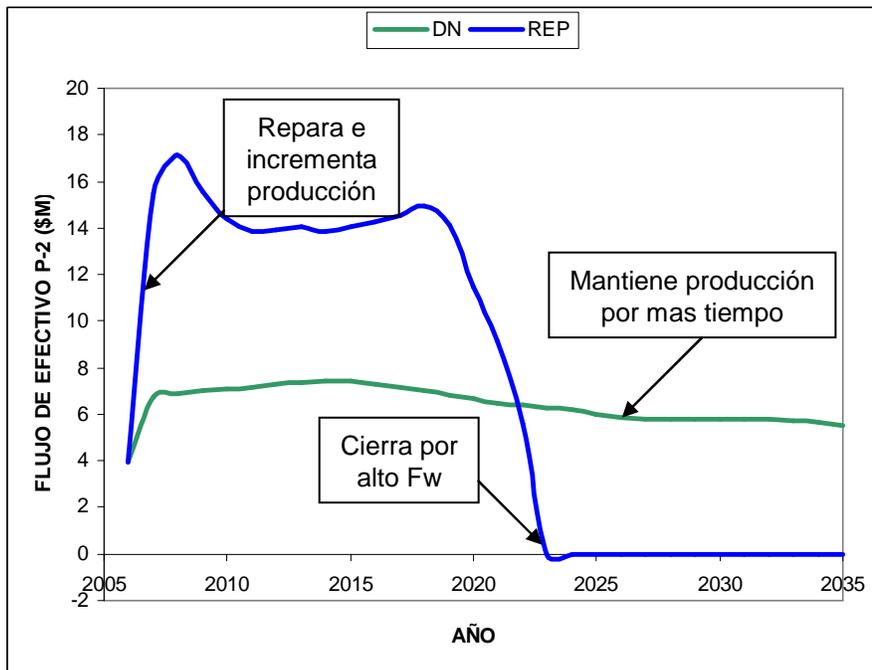


Figura V.12. Flujo de efectivo para los casos DN y REP para el pozo P-2.

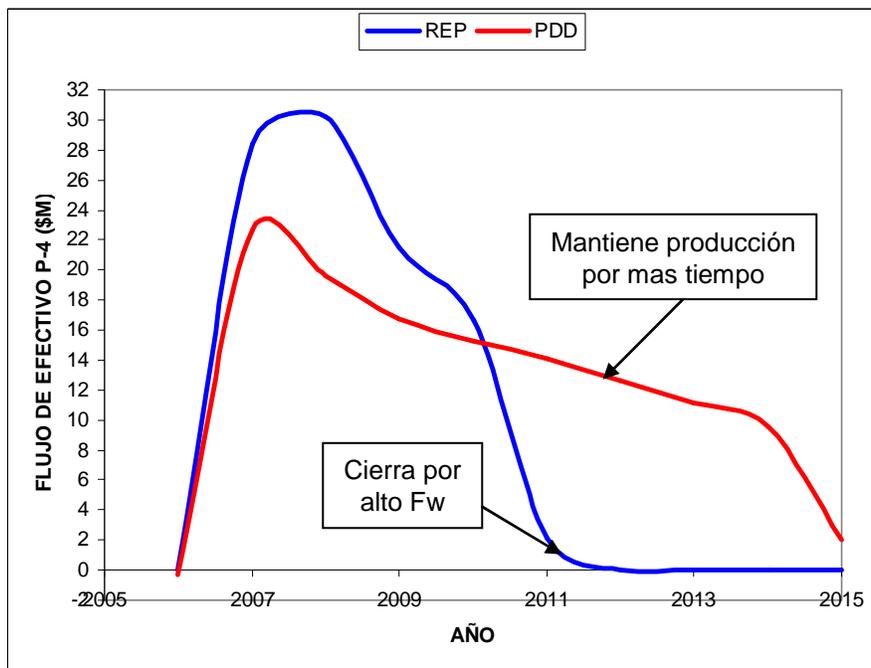


Figura V.13. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-4.

El pozo P-5 mantiene su flujo de efectivo por encima en todo momento en el caso en que solo se realizan las reparaciones ya que tiene mayor producción de aceite (figura V.14). Su producción es mayor porque este pozo, por tener bajas las conexiones en el caso con Doble Desplazamiento, siempre está produciendo agua, lo que disminuye su productividad. A esto se le debe añadir que existe una producción mayor en todo el campo, y por lo tanto la presión estática disminuye afectando también la productividad del pozo.

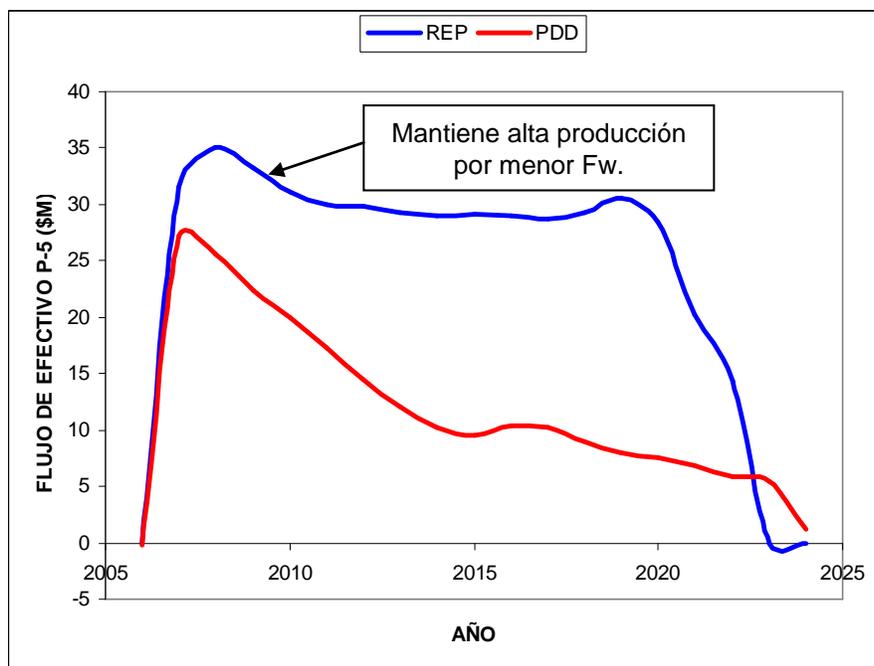


Figura V.14. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-5.

El pozo P-6 se encuentra produciendo para el caso con Doble Desplazamiento y para el caso con declinación natural (figura V.15). En el caso con reparaciones el pozo se cierra por la drástica disminución de la presión en el campo cuando entran a producir los demás pozos y porque no se le hizo ninguna reparación en una posición más favorable, lo que resulta en una alta producción de agua. En el caso con doble desplazamiento este pozo comienza con una producción bastante alta, sin embargo, cae rápidamente cuando su relación gas-aceite llega al límite económico. Por otro lado, cuando este pozo produce por declinación natural mantiene su producción con una baja declinación y por más tiempo ya que, a pesar de estar produciendo bastante agua, la presión del campo está en incremento. Esto lo convierte en el único pozo en el que es mayor el VPN bajo declinación natural.

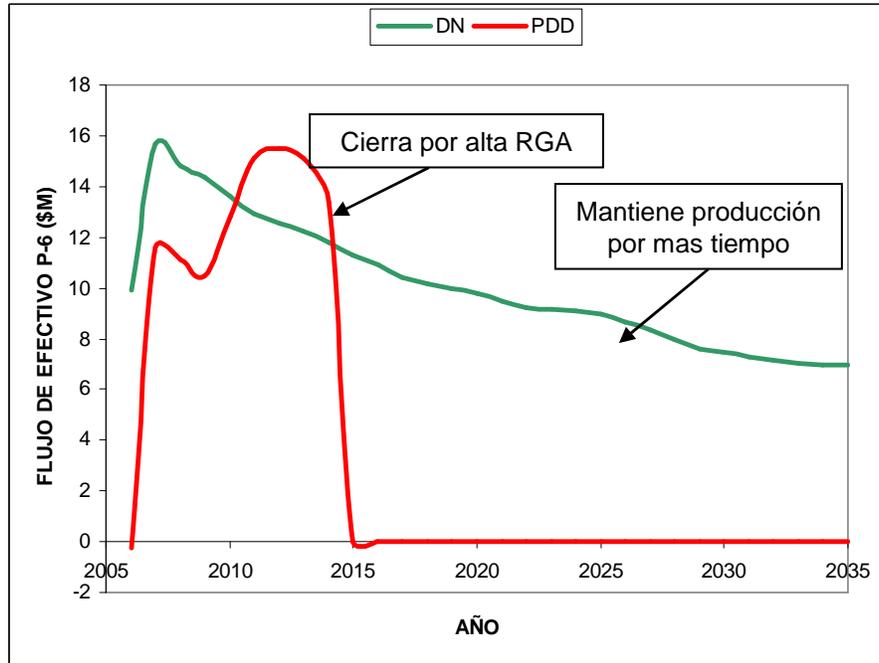


Figura V.15. Flujo de efectivo para los casos PDD y DN para el pozo P-6.

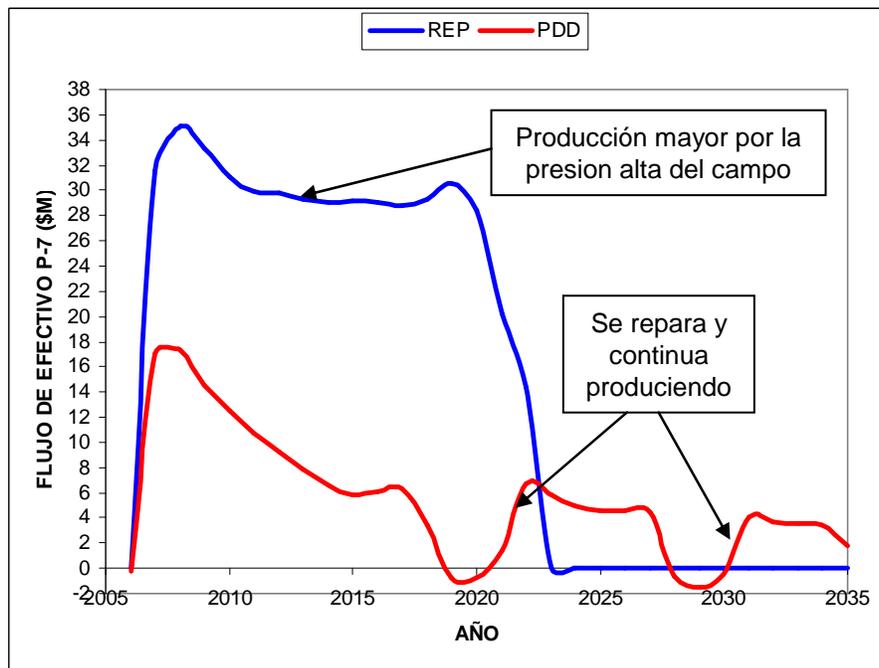


Figura V.16. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-7.

Al igual que el pozo P-5, el pozo P-7 es afectado por la caída de presión en el campo, provocando que su producción sea menor cuando se aplica el Proceso de Doble Desplazamiento. También se encuentra ubicado en la zona más alta del campo y la continua inyección de gas en el campo produce un rápido incremento en la Relación Gas-Aceite y provoca un cierre temprano en este pozo por llegar al límite establecido. La ventaja de este pozo es que es posible realizar reparaciones en zonas más bajas, manteniendo su actividad por más tiempo y casi igualando el VPN con el caso en que solo se realizan las reparaciones (Figura V.16).

Los pozos P-8 y P-9 son determinantes en el incremento de VPN para el caso con PDD, entre los dos contribuyen con aproximadamente \$350 millones. Ellos tienen un comportamiento parecido al de los demás pozos bajo este escenario de producción, su producción no es tan alta, pero gracias a que se encuentran ubicados en zonas con alta saturación de aceite, su producción puede ser mantenida por mucho tiempo.

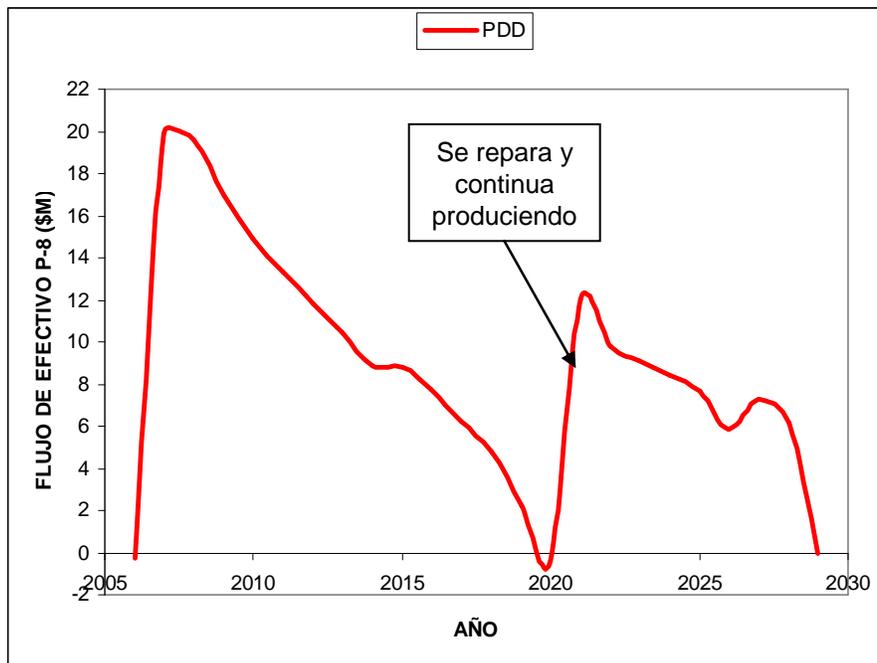


Figura V.17. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-8.

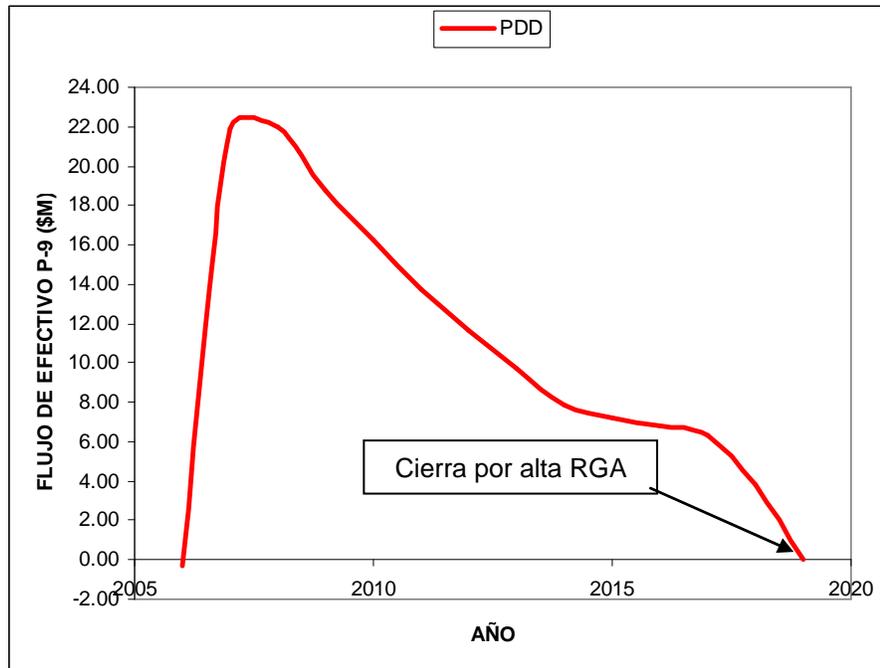


Figura V.18. Flujo de efectivo para los casos PDD y REP para el pozo P-9.

V.3. Análisis de Riesgo y Simulación Monte Carlo.

El análisis que se ha realizado hasta ahora es determinístico ya que se ha hecho para un solo perfil de producciones, precios y costos. Estos perfiles, al derivarse de datos con cierta incertidumbre, tienen un margen de error. Un análisis de riesgo puede ayudar a determinar cuáles proyectos pueden generar mayores ganancias con el menor riesgo. Para ello, se utiliza nuevamente el software Merak Peep de Schlumberger Information Solutions, el cual posee un módulo para análisis de riesgos.

Análisis de sensibilidad.

Solamente con observar la similitud del comportamiento del flujo de efectivo con la de la producción de aceite del campo (figuras V.9 y V.11), es evidente que la producción de aceite tiene un gran impacto en las ganancias en todos los proyectos. Sin embargo un análisis de sensibilidad a las variables presentes en el análisis económico, puede determinar

con más detalle el impacto que tiene cada una de ellas en el resultado final. Esto nos puede ayudar a en varios aspectos:

- Determinar cuales variables en el modelo económico deben ser más precisas y tratar de disminuir su incertidumbre.
- Determinar las variables que se deben utilizar en el análisis de riesgo (Monte Carlo) así como en futuros análisis económicos y en la toma de decisiones.

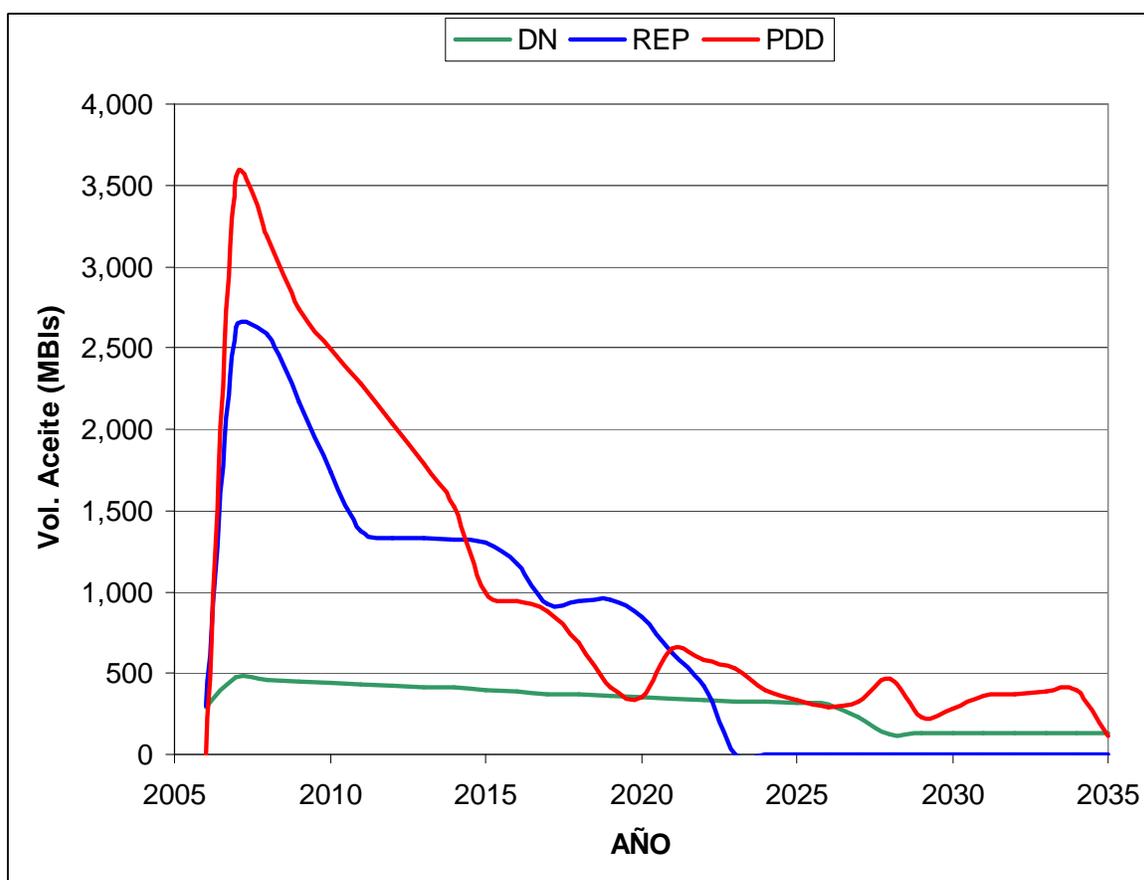


Figura V.11. Producción de aceite mensual de los casos evaluados.

En el análisis de sensibilidad se asume que las variables tienen un porcentaje de error y por lo tanto pueden moverse en un rango establecido para este porcentaje. En este análisis se estableció un 20% de error (incremento y disminución para cada variable presente en el análisis económico). Estas variables son: volumen de aceite, volumen de gas, precio del aceite, precio del gas, inversiones y costos operacionales.

El simulador calcula para cada variable y cada valor extremo (máximo y mínimo establecido por el rango de 20%) el Valor Presente Neto a una tasa de descuento de 8%. Con estos resultados se crea un diagrama de tornado para cada caso. En este diagrama, las variables se arreglan en orden descendiente con respecto al impacto que tiene cada una. En la figura V.12 se muestran los diagramas de tornado para cada caso para el VPN a una tasa de descuento de 8%. En esta figura se puede observar que en todos los casos las dos variables con mayor peso en los resultados son el volumen del aceite y el precio del aceite, y en menor grado los costos operacionales.

El volumen y precio del gas y las inversiones tienen menor efecto en el VPN pero podemos observar que en estos tres el orden de importancia es distinto en el caso con Doble Desplazamiento. En este caso tienen mayor peso las inversiones, mientras que en los demás tienen mayor peso el precio y volumen del gas. Esto se debe a que, con la perforación de dos pozos productores, las inversiones en el caso con Doble Desplazamiento son mucho mayores que en los demás casos (Figura V.13).

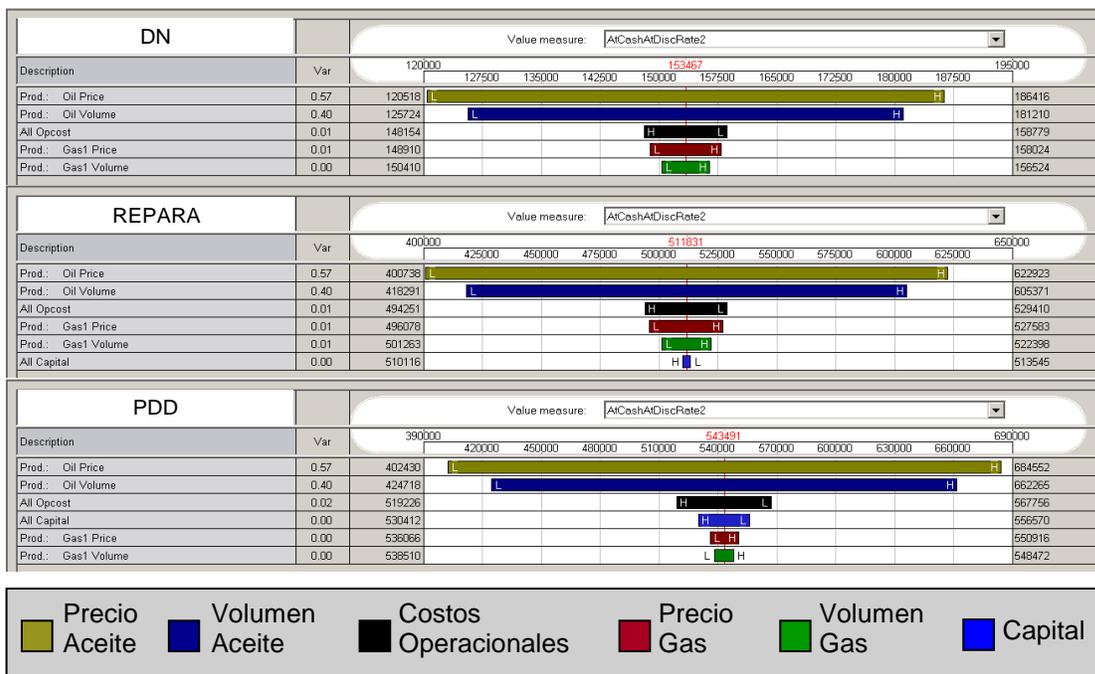


Figura V.12. Diagramas de Tornado para cada caso.

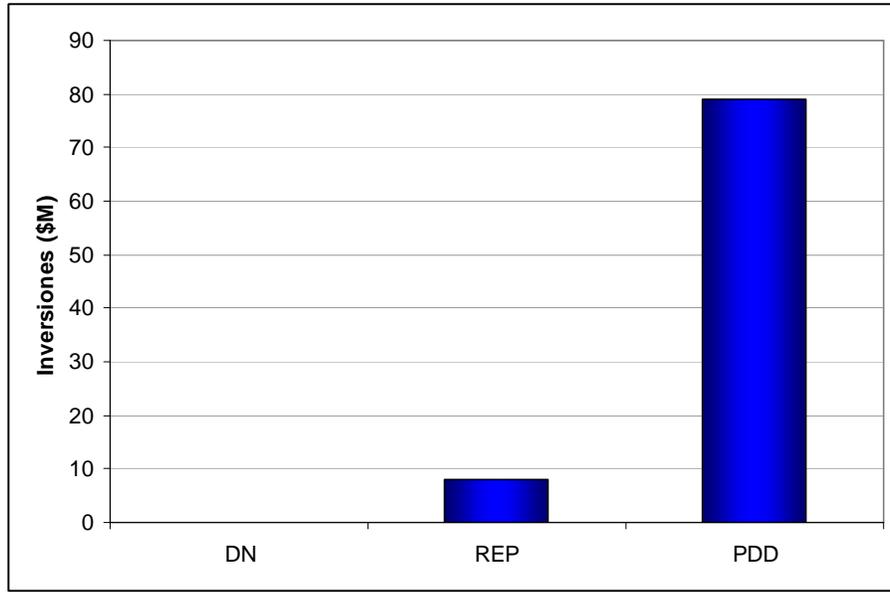


Figura V.13. Inversiones para cada caso.

Simulación Monte Carlo.

Una vez obtenidas las variables de mayor influencia, se realiza el análisis de riesgo mediante simulación Monte Carlo. En una simulación Monte Carlo, en vez de proporcionar valores máximos y mínimos para cada variable, ésta se describe mediante una distribución probabilística. Cada variable se varía de acuerdo a su distribución probabilística en cada iteración y todas las variables se varían al mismo tiempo. En este caso se hicieron 2000 iteraciones, lo que significa que se tomaron 2000 valores diferentes para cada variable y se obtuvieron 2000 resultados para VPN. Para estos 2000 resultados se determinan algunos parámetros estadísticos importantes en el análisis económico como son: media, percentiles (P10, P50 y P90), desviación estándar, entre otros.

Las variables utilizadas en la simulación fueron las tres con mayor influencia determinadas mediante el análisis de sensibilidad (tornado): producción de aceite, precio del aceite y costos operacionales. Para la producción y precio del aceite se utilizaron distribuciones probabilísticas lognormales y para los costos operacionales se utilizó una distribución normal. Estas distribuciones se utilizan comúnmente por ser las que ajustan mejor el comportamiento de estas variables.

El indicador económico de interés para este caso fue el Valor Presente Neto a una tasa de descuento de 8%. En la tabla V.2 se muestran los parámetros estadísticos más resaltantes de la simulación Monte Carlo en cada caso para el Valor Presente Neto a una tasa de descuento de 10 %.

Tabla V.2. Parámetros estadísticos de la simulación Monte Carlo

<i>Caso</i>	<i># Iter.</i>	<i>P10</i> <i>(\$M)</i>	<i>P50</i> <i>(\$M)</i>	<i>P90</i> <i>(\$M)</i>	<i>Desv.</i> <i>Estándar</i> <i>(\$M)</i>	<i>Media</i> <i>(\$M)</i>
<i>Caso 1 (DN)</i>	2000	137	196	283	58	204
<i>Caso 2 (PDD)</i>	2000	430	613	890	182	641
<i>Caso 6 (REP)</i>	2000	402	641	981	231	668

A partir de los resultados obtenidos en la simulación Monte Carlo se creó una gráfica de frontera de eficiencia (figura V.14). Cuando se tienen una serie de escenarios posibles para el desarrollo de un proyecto, que en este caso es el plan de desarrollo del campo en estudio, una gráfica de frontera de eficiencia permite determinar cuales escenarios generan mayores ganancias con un menor riesgo de que estas ganancias no se obtengan. Se toma como valor presente neto (ganancias) al valor de la media. Esta media se grafica en función de la desviación estándar, que es una medida de cuanto puede variar el VPN. Los casos con una desviación estándar mayor, tendrán mayor riesgo, mientras que los casos con una media mayor, tienen mayores ganancias.

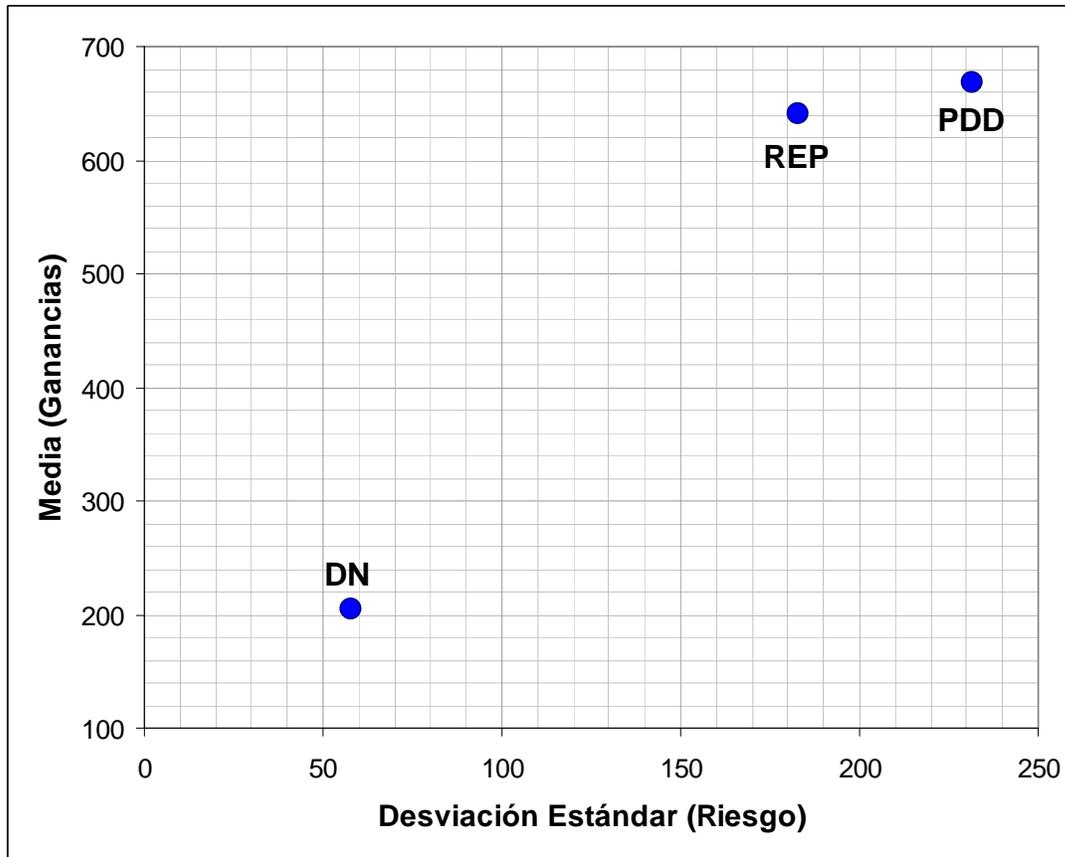


Figura V.14. Gráfica de frontera de eficiencia.

Evidentemente, el caso donde no se aplica ningún tipo de recuperación mejorada o reparación, es el que tiene un menor riesgo pero a la vez es el que genera menos ganancia. Desarrollar este escenario sería la forma más segura, mas no se obtendría la finalidad más importante de un proyecto, que es la de generar la mayor ganancia posible.

Si comparamos los casos con Doble Desplazamiento y solamente reparaciones, podemos observar que el que genera mayor ganancia es el caso con Proceso de Doble Desplazamiento pero le sigue muy de cerca el caso con solamente reparaciones. Por otro lado, el caso con Doble Desplazamiento también tiene un riesgo mayor. En este caso es crítica la decisión de cual es el caso más factible. De elegir el caso con mayores ganancias, también se tendría un riesgo mayor de que esas ganancias no sean obtenidas, entonces los tomadores de decisiones deben preguntarse si vale la pena el riesgo a tomar para generar 27 millones de dólares extra.

A todo esto debemos añadirle la incertidumbre en los modelos de simulación. Un modelo de simulación con una alta incertidumbre pudiera estar indicando que el proceso de Doble Desplazamiento es factible, o por el contrario que es más factible solo reparar los pozos productores. Sin embargo, recordando el análisis hecho en el capítulo anterior, las diferentes variables con alta incertidumbre tienen un gran efecto en los resultados y pudiera ser que alguno de estos escenarios propuestos sea menos o más factible que lo indicado por los resultados obtenidos de la simulación numérica. Entonces, es importante destacar nuevamente la importancia de tener una incertidumbre baja en los modelos de simulación y las variables económicas utilizadas en un análisis como este y así poder tomar decisiones de una manera más confiable.

Conclusiones

Para determinar el escenario más eficiente para el Proceso de Doble Desplazamiento en el campo evaluado, se realizaron sensibilidades a los gastos de inyección de gas y gastos de producción de agua. Se determinó que para la inyección de gas, el escenario más eficiente es la inyección creciente de 5 a 6 MM pie³/día de gas. Para la producción de agua el escenario más eficiente es la producción decreciente de agua de 9,000 a 7,000 bl/día en el pozo I-1 y de 1,500 a 1,000 en el pozo I-2.

Mediante la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento, se pudo desplazar el contacto agua-aceite 270 pie estructura abajo. Los pozos productores fueron reparados a medida que avanzaba el frente de aceite. También se pudo observar que en la zona que estuvo en contacto con el gas inyectado, hubo una penetración del gas en las celdas de matriz, desplazando así el aceite hacia las celdas de fractura. Esto tuvo un efecto en el incremento de la producción de aceite del campo.

En el caso con Proceso de Doble Desplazamiento se perforaron 2 pozos al inicio del pronóstico. La introducción de estos pozos permitió incrementar la producción de aceite del campo de 8,500 a 12,600 bl/día. También se obtuvo, con respecto a la recuperación al final de la historia, un incremento en la recuperación total del campo en 30 años de pronóstico de 22.5%.

Se realizaron dos escenarios donde no se aplicó el Proceso de Doble Desplazamiento. Uno de ellos consistió en la declinación natural con los pozos activos al final de la historia. El otro consistió en cerrar los intervalos productores y disparar en profundidades menores en seis pozos del campo. El caso con declinación natural arroja baja producción y el incremento en la recuperación del campo es de 4.8%. En el caso donde se reparan los pozos productores, arroja mejores resultados ya que con este método se obtiene un incremento de 18% en la producción acumulada.

Se realizaron sensibilidades en el modelo de simulación a cuatro parámetros del yacimiento que tienen un mayor margen de error: las funciones de permeabilidad relativa de la fractura, la presión capilar gas-líquido, el factor de forma (σ) y la altura de bloques de matriz. Estos parámetros tienen gran efecto en la producción de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado. Por ello, en un estudio de aplicación de un proceso de alto riesgo como el Proceso de Doble Desplazamiento, se debe tener la mejor caracterización posible, y un modelo de simulación suficientemente realista, para obtener resultados confiables.

Mediante un análisis económico determinístico se aproximaron las ganancias de tres casos de simulación, Proceso de Doble Desplazamiento, declinación natural, solamente reparaciones mayores. De estos casos el de mayor flujo de efectivo total es el caso donde se aplica el Proceso de Doble Desplazamiento. Ligeramente inferior en Valor Presente Neto, se encuentra el caso donde se reubican los intervalos disparados.

Se realizó un análisis de sensibilidad a las variables que influyen en el análisis económico, como son: precio del aceite, precio del gas, volumen de aceite, volumen de gas, costos operacionales e inversiones. De estas variables se determinó que las que mayor efecto tienen son las correspondientes al aceite (volumen y precio del aceite), seguida de los costos operacionales. Estas tres variables fueron utilizadas posteriormente en el análisis Montecarlo.

Una gráfica de frontera de eficiencia, obtenida a través de un estudio probabilístico (Simulación Monte Carlo), permitió comparar los diferentes escenarios en función de sus ganancias y riesgos. Así, se pudo determinar que, aun cuando el riesgo es mayor, aplicar un método de recuperación mejorada como el Proceso de Doble Desplazamiento en el campo naturalmente fracturado que se ha evaluado, con una tasa de descuento de 8% puede generar ganancias mayores que en los demás casos.

Recomendaciones

Al realizarse un estudio de factibilidad de la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento en un yacimiento naturalmente fracturado real, es necesario realizar un estudio de simulación exhaustivo, ya que, a pesar de que este proceso puede generar suficiente incremento en la producción para obtener altas ganancias, también tiene un alto riesgo debido a las inversiones y costos implícitos en su aplicación. Por esta misma razón, es importante contar con información suficiente y de calidad para crear modelos de simulación realistas y reducir este riesgo.

El flujo de trabajo utilizado en esta tesis, abarca un análisis de sensibilidad para la determinación de los mejores escenarios de producción en la aplicación del Proceso de Doble Desplazamiento. Aunado a esto, se cuenta también con un análisis económico que incluye un análisis probabilístico que permite determinar la magnitud de los riesgos relacionados con el Proceso de Doble Desplazamiento. En este sentido, se recomienda en futuros proyectos de recuperación mejorada, utilizar como modelo este procedimiento.

El modelo utilizado en este estudio, refleja el comportamiento de un campo maduro, bastante agotado e invadido por agua. Los resultados aquí obtenidos son alentadores. Sin embargo, es posible que si se el proceso se aplicara antes, cuando el yacimiento no está tan invadido por agua y su presión es suficientemente alta para soportar una extracción de grandes cantidades de agua, se pudieran obtener mejores resultados. En este sentido, es recomendable evaluar el tiempo óptimo para iniciar el Proceso de Doble Desplazamiento y así considerarlo para campos no tan maduros en los que se podría obtener mayor beneficio al desarrollar este método tempranamente.

Fuentes de Consulta

1. Beliveau, D., Payne, D. y Mundry, M.: “Waterflood and CO₂ Flood of the Fractured Midale Field” Journal of Petroleum Technology (Septiembre 1993), 881-887.
2. Carlson, L.O.: “Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project”, SPE 17324 presentado en Enhanced Oil Recovery Symposium en Tulsa, Oklahoma (Abril 1988).
3. Eclipse Technical Description Manual, 2007.
4. Fassihi, M.R. and Gillham, T.H.: “The Use of Air Injection to Improve the Double Displacement Process”, SPE 26374 presentado en 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en Houston, Texas (Octubre 1993).
5. Festoy, S y Van Golf-Racht, T.D.: “Gas Gravity Drainage in Fractured Reservoirs Through New Dual-Continuum Approach”, SPE 16980 (Agosto 1989).
6. Gunawan, S. y Caié D.: “Handil Field: Three Years of Gas Injection into Waterflooded Reservoirs” SPE 57289 presentado en SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference en Kuala Lumpur, Malaysia (Octubre 1999).
7. Graham, J y Richardson, J: “Theory and Application of Imbibition Phenomena in Recovery of Oil” ” SPE 1143-G presentado en 33rd Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers en Houston (Octubre 1958).
8. Haines, H. K., Gilman, J. R. y Wadleigh, E. E.: “Double Displacement Process Overview” Reporte Técnico TR94’03U Marathon Oil Company.

9. Johnston, J. R.: "Weeks Island Gravity Stable CO₂ Pilot" SPE 17351 presentado en SPE/DOE Enhanced Oil Symposium en Tulsa (Abril 1988).
10. Langenberg, M.A., Henry, D.M., Chiebana, M.R.: "Performance and Expansion Plans for the Double-Displacement Process in the Hawkins Field Unit", SPE 28603 presentado en Annual Technical Conference & Exhibition en New Orleans, (Septiembre 1994).
11. Lepski, B., Bassiouni, Z., and Wolcott, J.: "Second-Contact Water Displacement Oil Recovery Process", SPE 35360 Tenth Improved Oil Recovery, Tulsa (Abril 1996)
12. Li, H., Putra, E., Schechter, D. y Grigg, R.: "Experimental Investigation of CO₂ Gravity Drainage in a Fractured System", SPE 64510 presentado en Asia Pacific Oil and Gas Conference en Brisbane, Australia (Octubre 2000).
13. McCain, W.: "The properties of Petroleum Fluids", PennWell Publishing Company, Tulsa (1990)
14. Mohammed-Singh, L. y Singhal, A.: "Lessons from Trinidad's CO₂ Immiscible Pilot Projects 1973-2003" SPE 89364 presentado en SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery en Tulsa, Oklahoma (2004).
15. Oren, P., Billotte, J. y Pinczewski, W.: "Mobilization of Waterflood Residual Oil by Gas Injection for Water-Wet Conditions" SPE Formation Evaluation 20185 (Marzo 1992).
16. Oren, P., Billotte, J. y Pinczewski, W.: "Pore-Scale Network Modeling of Waterflood Residual Oil Recovery by Immiscible Gas Flooding" SPE/DOE 27814 presentado en Ninth Symposium on Improved Oil Recovery en Tulsa (Abril 1994).
17. Oren, P. y Pinczewski, W.: "Effects of Wettability and Spreading on Recovery of Waterflood Residual Oil by Immiscible Gasflooding" SPE Formation Evaluation (Junio 1994).

18. Reiss, L. H., "The reservoir engineering aspects of fractured reservoirs", IFP publications, Paris, 1980.
19. Ren, W. y Cunha, L.: "Numerical Simulation and Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Tertiary Gas-Injection Processes" SPE 81006 presentado en Latina America and Caribbean Petroleum Engineering Conference en Puerto España (Abril 2003)
20. Saidi A., "Reservoir engineering of fractured reservoirs", Total Edition Press, Paris, 1987.
21. Schechter, D., McDonald, P., Sheffield, T. y Baker, R.: "Reservoir Characterization and CO₂ Pilot Design in the Naturally Fractured Spraberry Trend Area" SPE 35469 presentado en SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference en Midland (27 al 29 de Marzo, 1996).
22. Schechter, D.: "Advanced Reservoir Characterization and Evaluation of CO₂ Gravity Drainage in the Naturally Fractured Spraberry Trend Area". Reporte Técnico Final para el Departamento de Energía de Estados Unidos de América. Texas, 2002.
23. Schlumberger Information Solutions, "Simulation Software Manuals 2006.1".
24. Van Golf-Racht T.D., "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", Developments in Petroleum Science, Amsterdam, 1982.