



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**USO DE UN MODELO PRÁCTICO PARA PREDECIR
EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN
ALTERNADA DE AGUA Y GAS**

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

ANTONIO JONATHAN VÁZQUEZ ZAMORA

DIRECTOR
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO
M. C. HERÓN GACHUZ MURO



Ciudad Universitaria, México, D.F., febrero de 2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Al cumplir una de las metas más importantes que he alcanzado en mi vida, quiero agradecer principalmente a mis padres, Silvia Zamora y Antonio Vázquez, por todo el cariño, amor, confianza y valores con los que me criaron, por la educación que me proporcionaron y la fe que me tuvieron. Siempre han sido un ejemplo a seguir, este logro está dedicado a ustedes.

A mis hermanos, Eli y Giovani, por las experiencias vividas junto a ustedes, por el cariño y el apoyo que siempre me han dado.

A mi familia, de cada uno he aprendido algo y sin ustedes no sería el mismo.

Muchas gracias Tania por tu apoyo, consejos, risas, amistad y por estar a mi lado en este importante camino que estoy a punto de concluir.

Porque simplemente no hubiera sido lo mismo mi estancia en la facultad sin su amistad, quiero agradecer a todos los integrantes del Atlético Banana FC: Carlitos, Barlos, Erick, Rosko, Beto, Jairo y Memo, saben que siempre tendrán un amigo en quien confiar.

Al M.C. Herón Gachuz por ser la guía, por el apoyo brindado, los consejos, la confianza y sobre todo por la amistad que se formó durante el tiempo en que se realizó este proyecto.

A Julián Mata por la ayuda proporcionada para concluir con los últimos pasos para alcanzar este objetivo.

A todo el personal en el AISL y COMESA, por permitirme aprender de sus experiencias y la amistad brindada durante el inicio de mi carrera profesional.

Antonio J. Vázquez Zamora

Índice

	Página
Agradecimientos	i
Introducción	1
1. Aspectos Prácticos de la Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)	3
1.1 Descripción General del Proceso WAG	3
1.2 Clasificación del Proceso de Inyección WAG	6
1.3 Diseño del Proceso de Inyección WAG	9
1.4 Problemas Operacionales	12
2. Criterios de Selección para la Inyección Alternada de Agua y Gas	17
2.1 Mojabilidad y Entrampamiento	17
2.2 Heterogeneidad	18
2.3 Viscosidad	20
2.4 Permeabilidad y Porosidad	23
2.5 Espesor Neto	24
2.6 Profundidad y Temperatura	27
2.7 Método de Recuperación Previo	28
2.8 Presión de Inyección	29
2.9 Parámetros de Inyección	29
2.10 Criterios de Selección	30
3. Aplicaciones a Nivel Mundial	33
3.1 Campo Gullfaks	33
3.2 Campo Siri	41
3.3 Campo Jay	47
4. Descripción de un Modelo Práctico para el Uso del WAG	54
4.1 Descripción del Modelo	56
4.2 Comparativo con Otros Simuladores	61

5. Ejemplo, Caso Tamaulipas-Constituciones	66
5.1 Inyección de CO ₂	72
5.2 Inyección de Agua	76
5.3 Inyección Alternada de Agua y Gas	80
6. Conclusiones y Recomendaciones	89
Bibliografía	92
Glosario	95
Apéndice A	97

Introducción

En el mundo se presenta un crecimiento acelerado en la demanda de energía. Los países como Estados Unidos, China, Rusia y la India consumen un porcentaje muy grande de la energía total generada, por ello se han tomado diversas acciones como buscar fuentes no convencionales de energía tales como energías renovables, hidratos de metano o el reestablecimiento de programas nucleares.

Cualquier perspectiva demuestra que los combustibles fósiles todavía serán la fuente principal de la energía. Al respecto, los hidrocarburos desempeñan un papel importante en el mundo. Con algunas excepciones, el planeta se ha explorado casi exhaustivamente donde tenemos una buena estimación de los recursos.

En años recientes ha habido un incremento en el interés del proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG), con inyecciones miscibles e inmiscibles. La inyección WAG es un proceso de recuperación mejorada que inicialmente se propuso para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En algunas aplicaciones recientes el gas hidrocarburo producido ha sido reinyectado en pozos inyectoros de agua con el objetivo de mejorar la recuperación y el mantenimiento en la presión. El incremento en la recuperación se atribuye al contacto con las zonas no barridas.

Este trabajo proporciona una visión general de lo que es el proceso de inyección alternada de agua y gas, su clasificación, el diseño y algunas ventajas y desventajas de este proceso.

Se presentan también criterios de selección basados en los resultados obtenidos a nivel mundial, estos en cuanto a las propiedades de la roca y de los fluidos.

Por otra parte el trabajo proporciona una breve descripción de las aplicaciones a nivel mundial, como fueron llevadas a cabo y los resultados obtenidos con este proceso. Se describen tres campos; el Gullfaks y el Siri ubicados en el Mar del Norte y el Jay, ubicado en los Estados Unidos. La selección de estos campos fue hecha con el objetivo de proporcionar la visión de que la aplicación del proceso WAG ha sido desarrollada en diferentes ambientes de depósito, en diferentes tipos de fluidos, en diferentes condiciones de explotación, entre otros factores que podrían limitar su uso. Se pretende dar sus características generales, la evolución de la explotación, así como

la puesta en funcionamiento del proceso junto con sus resultados y sobretodo conocer las ventajas y desventajas de su uso.

Por otra parte se describe el modelo de simulación utilizado en este trabajo, los datos de entrada necesarios, los datos de salida y la comparación con modelos de simulación mas sofisticados.

Finalmente se presenta el ejemplo práctico del uso de este modelo para un importante campo en México -Campo Tamaulipas-Constituciones-, el cual vislumbra un gran potencial de explotación mediante este proceso de recuperación mejorada.

1. Aspectos Prácticos de la Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)

La inyección alternada de agua y gas (WAG) fue originalmente propuesta como un método para mejorar el barrido de la inyección de gas, utilizando principalmente el agua para controlar las movilidades de los fluidos y para estabilizar el frente. Ya que el desplazamiento del aceite por el gas es mejor que el desplazamiento por el agua, la inyección WAG combina la mejora en la eficiencia del desplazamiento del gas con una mejora en el barrido macroscópico por la inyección del agua. Esto da como resultado una mejora en la recuperación (comparado con la inyección de agua) para la mayoría de los casos revisados. Aunque el control de la movilidad es un punto importante, otras ventajas de la inyección WAG deben de ser mencionadas. Los cambios composicionales pueden proporcionar alguna recuperación adicional y pueden influenciar las densidades y viscosidades del fluido. La reinyección del gas es favorable debido a asuntos ambientales.¹

1.1. Descripción General del Proceso WAG

Hoy en día la inyección de gas proporciona la mayor contribución de aceite ligero para procesos de recuperación mejorada (EOR). A pesar de que las eficiencias de barrido microscópico son muy altas; especialmente si se lleva a cabo un proceso miscible; la eficiencia de barrido volumétrico (macroscópico) siempre ha sido cuestionada. La relación de movilidades; la cual controla el barrido volumétrico, entre el gas de inyección y el aceite desplazado en un proceso de inyección de gas; es normalmente desfavorable debido a la relativa baja viscosidad de la fase inyectada. Esto provoca que la movilidad, y por consecuencia el control del frente, sea el mayor problema para un proceso exitoso de inyección de gas en un proceso EOR.²

El esquema WAG es una combinación de dos técnicas tradicionales de recuperación secundaria, la inyección de agua y la inyección de gas. La primera aplicación de campo reportada se le atribuye al campo North Pembina en Alberta, Canadá, en 1957. La inyección convencional de agua o gas normalmente deja al menos 50% de aceite residual.³

En la práctica el proceso WAG consiste de la inyección de agua y gas alternando baches por ciclos o simultáneamente (SWAG), con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua e inyección miscible o inmisible de gas reduciendo el impacto de las canalizaciones.⁵

La Figura 1.1 muestra esquemáticamente el proceso para la inyección WAG utilizando CO₂ como solvente. El objetivo del proceso WAG era mejorar la inyección de gas utilizando la combinación la eficiencia de desplazamiento microscópico proporcionada por el gas junto con la eficiencia de barrido macroscópico que proporciona la inyección de agua.²

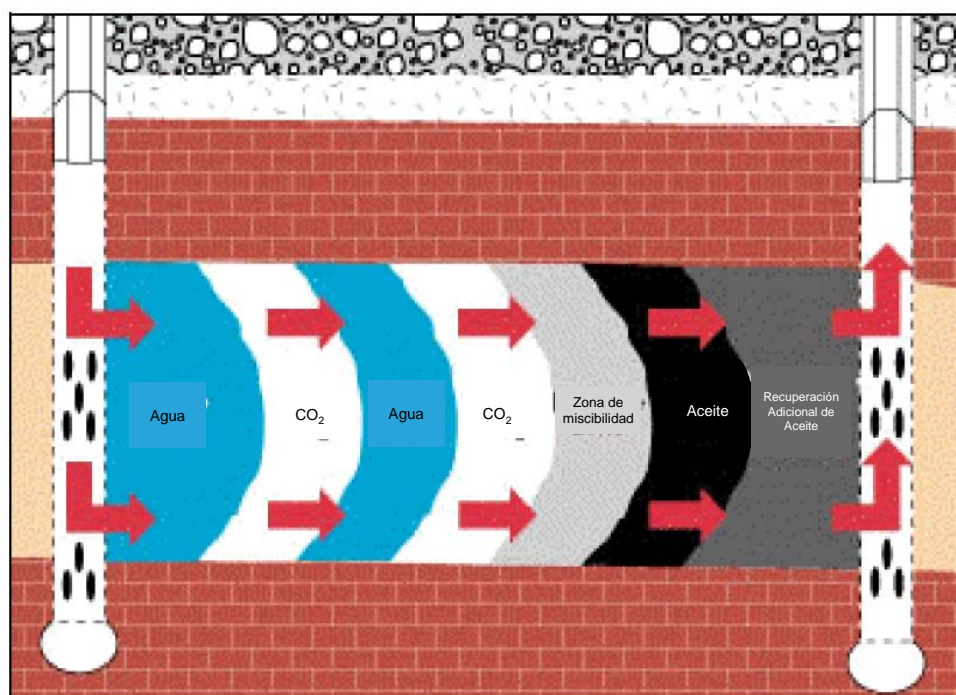


Figura 1.1 Descripción esquemática de un proceso WAG.

Algunas descripciones sencillas son de gran ayuda para poder entender las ventajas de una inyección WAG. La recuperación de aceite puede ser descrita por tres contribuciones:

$$REC = E_v \cdot E_h \cdot E_m \dots\dots\dots 1.1$$

donde REC es la recuperación de aceite, E_v es la eficiencia de barrido vertical, E_h es la eficiencia de barrido horizontal y E_m es la eficiencia en el desplazamiento

microscópico. La recuperación puede ser optimizada maximizando cualquiera o los tres factores.

Cuando se lleva a cabo un desplazamiento miscible la saturación de aceite residual tendrá la tendencia de ir a cero en las áreas donde se inyectó. Sin embargo, incluso con un desplazamiento inmisible, la saturación remanente después de un desplazamiento con gas es normalmente menor después de un desplazamiento con agua, lo que significa que el gas tiene una mejor eficiencia de desplazamiento microscópica que el agua.¹

Eficiencia de desplazamiento horizontal

La eficiencia de desplazamiento horizontal será fuertemente influenciada por la estabilidad del frente, la cual está definida por las movilidades de los fluidos. La relación de movilidades (M) puede ser descrita como:

$$M = \frac{k_{rg} / \mu_g}{k_{ro} / \mu_o} \dots\dots\dots 1.2$$

donde k_{rg} y k_{ro} son las permeabilidades relativas y μ_g y μ_o son las viscosidades para el gas y el aceite respectivamente. Si se tiene una relación de movilidades desfavorable, el gas se canalizará, lo que provocará una temprana irrupción del gas y por lo tanto decrecerá la eficiencia de barrido. En los casos revisados se encuentra en mayor parte la irrupción temprana del gas, la cual no es solamente causada por la relación de movilidades, sino también por la heterogeneidad del yacimiento, especialmente en yacimientos con capas de alta permeabilidad. También se han reportado casos de irrupción prematura del agua.¹

Eficiencia de desplazamiento vertical

La eficiencia de desplazamiento vertical es influenciada por la relación entre la viscosidad y las fuerzas gravitacionales. La relación de viscosidades puede ser expresada por:

$$R_{v/g} = \left(\frac{v\mu_o}{kg\Delta\rho} \right) \left(\frac{L}{h} \right) \dots\dots\dots 1.3$$

donde v es la velocidad Darcy, μ_o es la viscosidad del aceite, L la distancia entre pozos, k la permeabilidad al aceite, g es la aceleración de gravedad, $\Delta\rho$ la diferencia de densidades entre los fluidos y h es el espesor de la zona de desplazamiento.

Las propiedades del yacimiento que más afectan el barrido vertical son: el ángulo de echado del yacimiento, variación en la permeabilidad y en la porosidad. Normalmente, el incremento de la porosidad y el decremento de la permeabilidad serán ventajosos para la inyección WAG, ya que esta combinación incrementará la estabilidad del frente.¹

1.2. Clasificación del Proceso de Inyección WAG

Los procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) pueden ser clasificados de diferentes formas. La más común es distinguirlo entre desplazamiento miscible e inmiscible como una primera clasificación.

Proceso WAG Miscible

Es difícil distinguir entre un proceso WAG miscible e inmiscible. En muchos de los casos se puede obtener un multicontacto gas-aceite pero permanece mucha incertidumbre acerca del proceso de desplazamiento que se está llevando a cabo. En los casos revisados se encontró que la mayoría de estos pueden ser definidos como procesos WAG miscibles. No ha sido posible aislar el grado del efecto composicional en la recuperación de aceite mediante WAG. La mayoría de los casos WAG se encuentran en tierra y los primeros casos utilizaron solventes caros como el propano, que parece ser el proceso económicamente menos favorable en la actualidad. La mayoría de los casos son resaturados a manera de obtener una presión por encima de la presión mínima de miscibilidad de los fluidos. Debido al fracaso de mantener la presión suficiente, significando pérdida de miscibilidad, los casos reales pueden oscilar entre miscible e inmiscibles durante la vida de producción del aceite. La mayoría de los procesos WAG se han llevado a cabo en espaciamentos cortos pero recientemente el proceso miscible se ha probado en espaciamentos tan largos como los de costa afuera.¹

Proceso WAG Inmiscible

Este tipo de proceso WAG ha sido aplicado con el objeto de mejorar la estabilidad del frente o contacto con zonas no barridas. Se han aplicado en yacimientos donde no ha sido posible aplicar una densidad del gas constante, esto debido a las fuentes limitadas del gas o a las propiedades del yacimiento, así como a los ángulos bajos de echado con fuertes heterogeneidades. Además de la eficiencia de barrido, la eficiencia en el desplazamiento microscópico también puede ser mejorada. La saturación residual del aceite generalmente es menor para un desplazamiento WAG que para un desplazamiento con agua y algunas veces es menor que para un desplazamiento con gas, esto debido al efecto en la permeabilidad relativa de las tres fases.

En algunas ocasiones, el primer bache de gas inyectado se disuelve en cierto grado dentro del aceite, esto puede provocar cambios de masa y un cambio favorable en la relación viscosidad/densidad del fluido en el frente del desplazamiento. El desplazamiento puede entonces convertirse cercano a miscible.

Inyección Alternada de Agua y Gas Híbrido

Se denomina inyección híbrida WAG cuando se inyecta un bache grande de gas seguido por un número de baches pequeños de agua y gas.

Inyección Simultánea de Agua y Gas (SWAG)

Si volúmenes de gases hidrocarburos son limitados y económicamente no viables para su exportación se puede utilizar una inyección alternada de agua y gas (SWAG), esto para su optimización. Esta tecnología fue implementada por Statoil con un mínimo de pozos y poca inversión en equipo superficial.

Utilizando SWAG los costos de operación se pueden reducir y las conversiones WAG no son mucho mayores. Además, el manejo del gas y la recuperación de aceite pueden ser optimizadas debido a las mejoras en la eficiencia de barrido.

La inyección SWAG requiere mezclar el agua y el gas a una presión suficiente para mantener las burbujas de gas dispersas en el agua.

Herbert y Stone han usado un nuevo enfoque de la inyección SWAG; reportan que inyectando agua en un sitio ubicado en la parte superior de la formación y gas en una parte cercana al fondo de la formación, se puede mejorar el barrido vertical, tres veces más que en una inyección WAG.³

Inyección Alternada de Agua y Gas Asistida por Espuma (FAWAG)

Este tipo de tecnología tiene el potencial de conectar entre sí determinadas zonas o canales permeables mediante la generación de espuma en el yacimiento mientras éste se encuentra bajo la inyección WAG. El gas suele mezclarse con la fase que entra en contacto con él, pero la cantidad de aceite en contacto es limitada en los últimos ciclos. Con la espuma se logra que la viscosidad aparente de la fase gaseosa se incremente, lo cual reduce la movilidad del gas en las zonas de alta permeabilidad, forzándola a que entre en las zonas con menor permeabilidad e incrementando así la eficiencia de barrido del gas y por ende, el factor de recuperación.

De este modo, se ve remediada la temprana irrupción del gas gracias al control de su movilidad; también se incrementa el almacenamiento del mismo en el yacimiento, presentándose la transferencia de masa y haciendo más efectiva la eficiencia de barrido microscópica.

Desde 1994 las espumas se han aplicado de manera exitosa, principalmente para el control de la movilidad de los fluidos. Para generar la espuma, se debe utilizar un adecuado agente espumante (surfactante).

La espuma se formará cuando la fase gaseosa entre en contacto con la solución surfactante acuosa; también se puede formar en el yacimiento, cuando un bache de solución surfactante sea seguido por gas de inyección, o en el pozo cuando el gas y la solución surfactante se han inyectado simultáneamente.

El surfactante puede ser aplicado de diferentes maneras: alternando gas con surfactante y como una co-inyección de surfactante en una solución acuosa; la coinfección es el método preferible, ya que operativamente es muy parecido al WAG.³

Una segunda clasificación se puede constituir por el tipo de solvente a inyectar, gases hidrocarburos, gases no hidrocarburos (nitrógeno) y CO₂, el cual es tomado por separado, debido a sus características. De esta característica se hablará más a fondo en los siguientes párrafos.

1.3. Diseño del Proceso de Inyección WAG

La inyección WAG se aplica normalmente como un método de recuperación mejorada, lo que significa que el aceite se ha estado produciendo durante algún tiempo y ha experimentado la producción primaria y algún tipo de recuperación secundaria, como por ejemplo la inyección de agua. El principal objetivo es alcanzar una recuperación adicional comparada con otras operaciones de inyección posibles. De los campos revisados, en casi todos se han reportado incrementos en la recuperación y en la mayoría de los casos la inyección WAG se ha considerado exitosa. Uno de los primeros temas es decidir si se debe aplicar una inyección miscible o inmisible. Esta decisión debe de ser tomada en la disponibilidad pero principalmente es una consideración económica.

Inyección del gas

Los gases inyectados utilizados en los proyectos WAG pueden ser clasificados de manera general en tres grupos: CO₂, gases hidrocarburos y gases no hidrocarburos (excluyendo de este último al CO₂). El CO₂ generalmente es utilizado cuando la presión de miscibilidad debe de ser alcanzada o cuando existen opciones especiales para separarlo. Vale la pena notar que los problemas de corrosión a menudo son mencionados y parece que no se evitan totalmente cuando se utiliza CO₂. De 59 proyectos revisados, 28 utilizaron al CO₂ como gas de inyección.

El gas hidrocarburo se obtiene directamente de la producción. Por esta razón, todos los proyectos actuales de inyección WAG costa fuera están utilizando gases hidrocarburos, aunque actualmente se investiga la posibilidad de utilizar CO₂ por razones ambientales. 24 de los casos revisados utilizaron gas hidrocarburo ya sea seco o enriquecido antes de la inyección.

Solo dos campos han utilizado nitrógeno (Jay Little Escambia) o gas del quemador (Twofreds) esto debido principalmente a la disposición de los gases cerca de los campos. En Wilmington se inyectó CO₂ y nitrógeno.

La Figura 1.2 muestra el efecto del gas acumulado inyectado en seis campos. Excepto por los campos Slaughter (Estate y Sundown) las curvas parecen tener la misma tendencia, indicando que puede haber una cantidad óptima de gas a inyectar. Si este valor se excede ocurre la recirculación de gas y se obtiene una baja recuperación adicional con una gran cantidad de volumen inyectado.

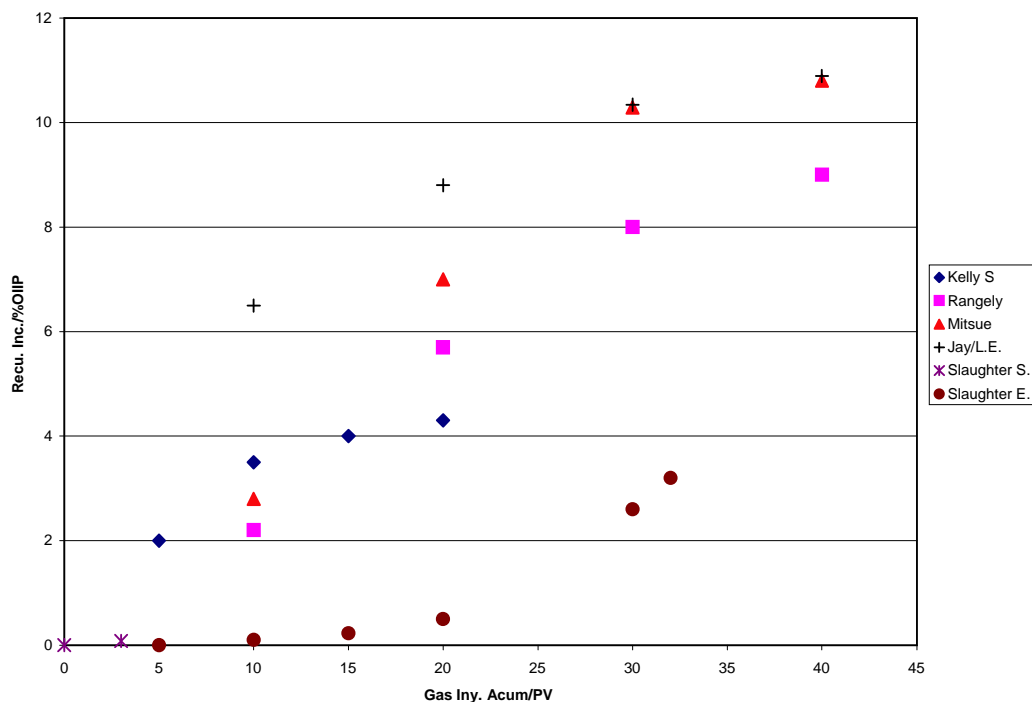


Figura 1.2. Incremento en la recuperación vs. Gas inyectado acumulado.

Patrones de Inyección

El patrón de inyección de 5 pozos (un pozo en el centro) parece ser el patrón de inyección más popular en tierra, esto con espaciamentos cortos. Mientras la mayoría de las aplicaciones de campo son operaciones miscibles, muchos de los pozos proporcionarán un buen control de la presión del campo y estos llevarán acabo la inyección WAG. En el campo Judy Creek incrementaron el número de pozos y por lo tanto se redujo el patrón de inyección, con esto se alcanzó la mayor recuperación. En

el campo Neches se reportó menor recuperación debido a un desarrollo pobre del patrón de inyección.

Mientras que un patrón regular se utiliza normalmente en tierra, este se utilizará rara vez costa fuera. Esto es debido al incremento en el precio de la perforación y la recolección de datos. A pesar de que todos los casos de campo costa fuera son pruebas piloto se esperan grandes inyecciones WAG en un futuro cercano en el Mar del Norte. En este tipo de proyectos, los pozos son más bien colocados por consideraciones geológicas.

Estabilidad del Frente de Inyección

El proceso WAG ha sido sugerido como una alternativa válida para incrementar la eficiencia de desplazamiento en los proyectos de inyección de agua y gas convencionales, así como también los proyectos de desplazamiento miscibles, con un impacto importante en los gastos de producción y en la recuperación. Los desplazamientos inestables son normalmente consecuencia de la baja viscosidad del gas inyectado, entonces la movilidad del banco de aceite se reduce debido a la segregación del gas y a la canalización, reduciendo la recuperación del aceite debido a las grandes diferencias de movilidad entre la fase desplazante y la fase desplazada. Luego entonces, un frente estable se obtiene reduciendo la relación de movilidades, lo cual es uno de los principales objetivos del proceso WAG.

La estabilidad del frente de inyección cambia, reduciendo la relación de movilidades. En el caso del agua y el aceite, la estabilidad es afectada por la viscosidad del agua y por su permeabilidad. Como consecuencia del incremento en la saturación del fluido inyectado, se puede provocar una irrupción temprana. Por esto, en los proyectos WAG, el objetivo es alcanzar que las dos fases avancen con velocidades similares manteniendo cada fase una saturación baja y una baja permeabilidad, de esta manera, se mejorará la relación de movilidades y la estabilidad del frente.⁵

Efecto de los Cambios en la Permeabilidad Relativa

Dentro del proceso WAG existen cambios en la saturación durante cada periodo de inyección. La fase no mojante es atrapada en un estado discontinuo cuando esta es dejada atrás por la fase mojante. Cuando el volumen de la fase atrapada se incrementa, la permeabilidad relativa del fluido inyectado decrece. La Figura 1.3

muestra un diagrama de tres fases indicando dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso WAG. Durante el inicio del primer ciclo en la saturación de agua congénita (S_{wc}) el gas es inyectado hasta alcanzar una saturación S_{g1} a la S_{wc} luego comienza la inyección de agua desplazando el gas y dejando una saturación de gas S_{gr1} a una saturación S_{w1} , termina el primer ciclo. El segundo ciclo comienza a esas condiciones incrementando la saturación de gas a una saturación S_{g2} desplazando el agua a S_{wc} , podemos observar la reducción en la permeabilidad relativa del gas K_{rg} durante este nuevo ciclo. Cuando se inyecta el agua, la saturación del gas se reduce a S_{gr2} incrementando la saturación de agua a S_{w2} dejando un volumen de gas atrapado de aproximadamente 20-30 %. Este proceso se repite hasta alcanzar el número de ciclos totales del proceso WAG.⁵

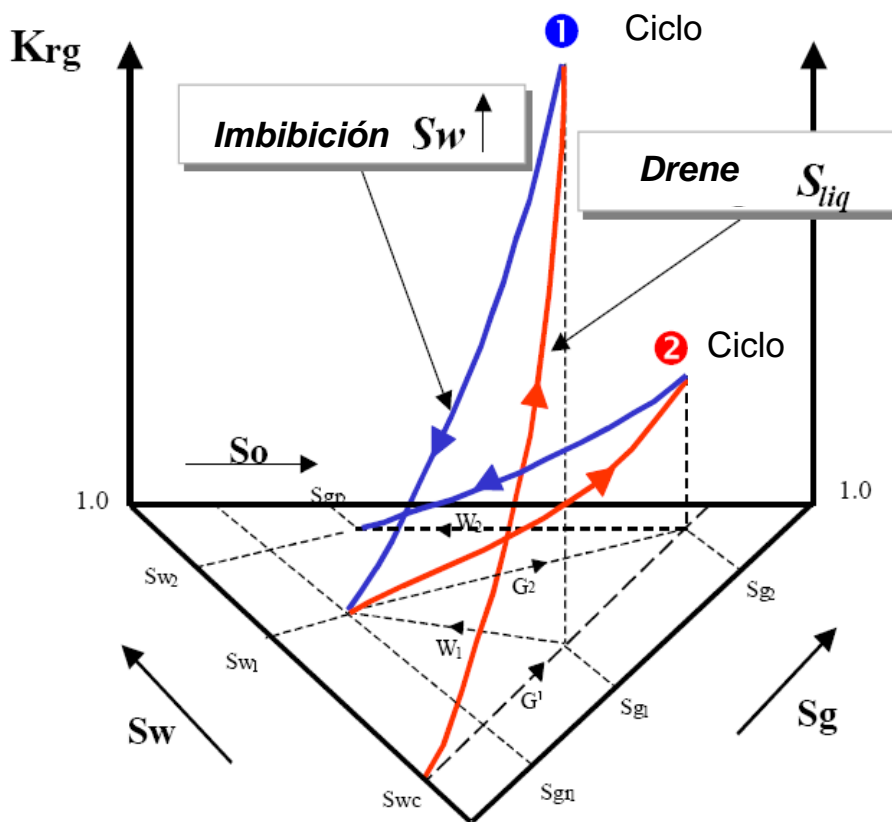


Figura 1.3. Proceso de Histéresis de una Inyección WAG

1.4 Problemas Operacionales

En la vida productiva de un campo algunos problemas operacionales no pueden ser evitados. La inyección WAG es más demandante que la inyección de gas o de agua, esto ya que se tiene que cambiar el fluido de inyección con frecuencia. A pesar de

esto, solo se reportan un número pequeño de problemas, los cuales son básicamente los mismos en diferentes campos.

Irrupción Temprana

Un estudio pobre o una inadecuada descripción del yacimiento pueden provocar eventos inesperados tales como la irrupción temprana del gas. Muchos de los casos reportaron una temprana irrupción debido a la canalización. Estos problemas son difíciles de resolver y en algunos casos los pozos se disparan mucho antes de lo programado. Para casos costa afuera puede ser un factor crítico debido a la cantidad limitada de pozos. La pérdida de presión en proyectos miscibles es un problema serio, debido a que la “perdida de miscibilidad” resulta en una baja recuperación. En el campo University Block 9 se experimentó este problema, de cualquier forma se logró un incremento en la recuperación debido al comportamiento de las fases (cercano a los efectos de miscibilidad).¹

Aumento en la Inyectividad

Un número de proyectos han visto una inyección más alta del CO₂ con respecto a una previa inyección de agua. También, algunos proyectos han tenido mayor inyectividad de CO₂ después de varios ciclos WAG. La simulación indica que la inyectividad del CO₂ es mucho mayor en yacimientos con flujo cruzado cuando se considera el comportamiento de fases y mezcla. Se ha reportado que es suficiente la solubilidad del CO₂ para incrementar la inyectividad de la salmuera de tres a cinco veces. La inyectividad de la salmuera se incrementa después de la inyección del primer bache de CO₂, a esto también se le han atribuido otros factores como heterogeneidad, flujo cruzado, reducción en la viscosidad del aceite, barrido del CO₂, canalización del CO₂, así como la compresibilidad y la solubilidad del CO₂ en la salmuera de inyección dentro de la cercanía del pozo.

El incremento en la inyección no siempre es favorable cuando la permeabilidad vertical es baja, cuando se tienen espesores pequeños o cuando los pozos inyectoros son estimulados y los pozos productores no. Si el radio efectivo del pozo, o el daño, y la heterogeneidad en las capas, reducen la influencia del banco de aceite, dará como resultado una alta inyectividad. Los efectos de la baja movilidad en el banco de aceite terciario y en la zona de dispersión de la mezcla cercana al frente de desplazamiento

del CO₂ es de mayor importancia para un pozo estimulado, debido a que representa una mayor porción del total de la resistencia de flujo cuando la resistencia es menor en la cercanía del pozo. Además, el frente se mueve con una velocidad que varía inversamente con el radio desde el inyector. El más cercano de estos bancos se encuentra en el pozo inyector, el mayor efecto de los bancos se sentirá en la actividad del pozo inyector.⁴

Reducción de la Inyectividad

Con el término reducción de la inyectividad se quiere decir menos agua/gas inyectada en el yacimiento. Esto permitirá una mayor caída de presión en el yacimiento y por lo tanto afectará el desplazamiento y la producción. La causa de la reducción en la inyectividad podría ser consecuencia de un cambio en la permeabilidad relativa debido a la presencia de las tres fases, al calentamiento en la vecindad del pozo que podría ocasionar un efecto térmico en las fracturas durante la inyección del gas o por precipitados (hidratos o asfaltenos) formados en la cercanía del pozo. Es común observar la reducción de inyectividad del agua después de un bache de gas, en el caso contrario la inyectividad del gas después de un bache de agua no provoca mayores problemas. Algunas veces la inyectividad incluso se incrementa. Un ejemplo de mejor inyectividad de gas que del agua se mostró en el campo Brage. Un caso más inusual de incremento en la inyectividad es el que se encontró en el campo Kelly Snyder (yacimiento en carbonatos) donde la inyectividad se incrementó debido a la que la roca del yacimiento se disolvió.¹

Se ha visto una reducción frecuente en la inyectividad después de la inyección de CO₂ en el oeste de Texas, así como también en las formaciones del campo Brent después de la inyección de gases hidrocarburos en el área del Mar del Norte. Los campos Levelland, Slaughter y Wason que producen de la formación San Andres han reportado perdidas en la inyectividad durante el proceso WAG.⁴

Corrosión.

La corrosión es un problema que necesita ser resuelto en la mayoría de los proyectos de inyección WAG. Esto se debe principalmente a que la inyección WAG se utiliza como un método de recuperación secundaria o terciaria. El proyecto entonces tendrá que retirar la anterior inyección y las instalaciones que originalmente no fueron

diseñadas para este tipo de inyección. Seis campos han reportado problemas de corrosión. Estos problemas, en la mayoría de los casos, se han resultado utilizando mejor calidad del acero (diferentes tipo de acero o acero ferroso), recubriendo las tuberías o realizando tratamientos al equipo. Solo los proyectos donde se utilizó CO₂ como gas de inyección han reportado severos problemas de corrosión.

Formación de Incrustaciones

La aparición de incrustaciones, en los casos de la inyección para el proceso WAG, es normal y un tanto lógico cuando se utiliza al CO₂ como fuente de inyección. La formación de incrustaciones puede limitar el flujo e incrementar las caídas de presión. En las inyecciones con CO₂, las tuberías de revestimiento han sido cubiertas con una capa adicional de protección contra la corrosión. Esta capa puede ser dañada por las incrustaciones y puede surgir la corrosión. En el peor de los casos, la producción puede detenerse para realizar un tratamiento químico mientras se repara el daño.

Formación de Asfaltenos e Hidratos

La formación de asfaltenos e hidratos puede provocar problema y disturbios en la producción. A pesar que los problemas relaciones con las precipitaciones son los mismos, los factores que influyen la formación son mejor conocidos para los hidratos que para los asfaltenos. La formación de hidratos puede ser controlada comúnmente utilizando un tratamiento con metano como solvente.

- Asfaltenos

Muchos campos han experimentado problemas debido a asfaltenos (East Vacuum, Tensleep, Mitsue). En la mayoría de los casos el problema podría ser resuelto mediante un tratamiento con solvente. En el campo Rangely Weber, los asfaltenos empezaron a ser un problema poco después de la irrupción del CO₂ y desapareció de nuevo después de algún tiempo. El campo Snorre ha descubierto presencia de asfaltenos en el pozo P-18, pero este no ha causado aún ningún paro en la producción. En el campo Mitsue, los asfaltenos han sido principalmente un problema ya que afectan las bombas sumergibles. La presencia de asfaltenos puede provocar retrasos o paros y con esto puedo entonces afectar la economía del proyecto.

- Hidratos

Recientemente se retrasó un proyecto WAG en el campo Ekofisk debido a problemas de inyección. Este fue el resultado de la formación de hidratos debido a la baja temperatura en el inyector. Otro de los casos que han reportado problemas con hidratos es el campo Wasson Denver, donde la formación de hidratos causaba congelamiento del cabezal durante las noches y en las épocas de frío.

Diferencias en la Temperatura de las Fases Inyectadas

Es normal que las temperaturas del agua y del gas sean diferentes cuando se inyectan. Las diferencias en estas temperaturas de inyección pueden provocar fisuras, por ejemplo, estos problemas se han visto en los campos Rangely Weber y Brage. En el caso del campo Brage, el problema fue resuelto con el uso de tuberías expandibles¹

2. Criterios de Selección para la Inyección Alternada de Agua y Gas

La selección de un proceso de recuperación mejorada (EOR) ha de ser empleado en un yacimiento en particular, depende de varios factores; la cantidad de aceite residual, las propiedades de los fluidos del yacimiento, las condiciones del yacimiento y la heterogeneidad del yacimiento.⁶

Los factores importantes que afectan la inyección alternada de agua y gas (WAG) principalmente son las propiedades del yacimiento y de los fluidos, las condiciones de miscibilidad, las técnicas de inyección y los parámetros WAG.

Los criterios de selección pueden ayudar a localizar campos con características propias para la implementación de este proceso de recuperación mejorada, mejorando la eficiencia de barrido e incrementando el factor de recuperación.

2.1 Mojabilidad y Entrampamiento

Las propiedades del yacimiento como la mojabilidad y el entrampamiento natural juegan un importante papel en el proceso de desplazamiento por medio de la inyección WAG. En yacimientos mojados por agua o con mojabilidad mixta una gran parte del aceite que no puede ser desplazado por el agua puede ser movilizado y recuperado por la inyección WAG.⁸

Durante una inyección WAG, los cambios de saturación son cíclicos. La fase no mojante, remplazada por la fase mojante, se entrapa en un estado inmóvil estacionario. El incremento volumétrico de la fase entrapada reduce la permeabilidad relativa del fluido inyectado. Una predicción realista del comportamiento del yacimiento demanda un tratamiento de los efectos de tres fases en el yacimiento y una historia dependiente de la saturación como función del proceso de drene e imbibición.⁷

En un yacimiento con mojabilidad mixta, los poros más grandes se encuentran mojados por aceite, mientras que los poros más pequeños se encuentran mojados por

agua. Esto es el resultado de la alteración de la mojabilidad, realizado en un yacimiento que fue inicialmente mojado por agua. Desde el punto de vista de distribución de fluidos los cambios en un yacimiento de mojabilidad mixta no son importantes en comparación a uno mojado por agua. Por lo tanto, un sistema de mojabilidad mixta es normalmente representado por un modelo mojado por agua.

2.2 Heterogeneidad

Tyler y Findley mostraron que existe una relación bien definida entre la arquitectura del yacimiento y la eficiencia convencional de recuperación. Conforme la complejidad en la arquitectura del yacimiento se incrementa, la recuperación final de un yacimiento decrece.

Encontraron que en una heterogeneidad en macro-escala en yacimientos de areniscas por ejemplo, a menudo producto de un ambiente sedimentario, son predecibles y pueden ser clasificados en alta, media y baja heterogeneidad lateral y vertical.

Los yacimientos en carbonatos son más problemáticos, debido a que la distribución de las propiedades del yacimiento son, a menudo, controlados por los cambios diagenéticos ocurridos después del depósito, más que en el ambiente sedimentario en sí.

Los 11 proyectos WAG evaluados, mostraron que son más éxitos en aquellos yacimientos donde el yacimiento tiene moderada heterogeneidad lateral y vertical. Esto comparado con 500 proyectos de IOR en yacimientos de areniscas de 50 países diferentes. Dentro del estudio, además del WAG, se compararon procesos térmicos, inyección de CO₂, inyección de polímeros e inyección de gases hidrocarburos. Figura 2.1.⁶

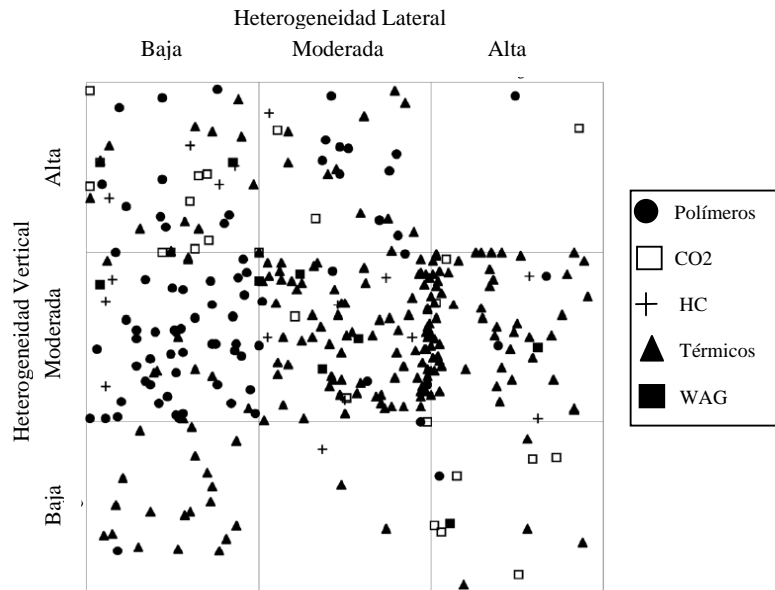


Figura 2.1. Proyectos exitosos EOR graficados por tipo de proyecto en un matriz de heterogeneidades dada por Tyler y Finley

La comunicación entre diferentes zonas en el yacimiento y la relación de la viscosidad con las fuerzas gravitacionales tienen una fuerte influencia en el comportamiento vertical del proceso de desplazamiento Agua/Gas. Las condiciones óptimas de desplazamiento para el aceite por WAG deberían ser alcanzadas, si el agua y el gas viajaran a la misma velocidad. Este efecto solo puede ocurrir en tiempos cortos en la zona de mezcla Agua/Gas, pero tiene limitantes en el resto del yacimiento debido a las diferencias entre la viscosidad /fuerzas gravitacionales y la heterogeneidad del yacimiento. Luego entonces, variar las direcciones de flujo, el tamaño de los baches de Agua/Gas, los ciclos de inyección en cuanto a presión y gasto, son técnicas que pueden ser utilizadas para mejorar la eficiencia de la inyección WAG.¹⁰

Los procesos WAG han sido considerados benéficos en la reducción de la canalización entre el gas desplazante y el aceite y reduciendo los efectos causados por dominación de las fuerzas viscosas sobre las fuerzas gravitacionales en yacimientos altamente heterogéneos, así como también mejorando la recuperación en yacimientos complejos hablando estructuralmente.⁷

En la figura 2.2 se muestra los índices de heterogeneidad, vertical y horizontal, deseados para un proceso WAG miscible. La efectividad de un proceso con gas

hidrocarburo no es afectado por el nivel de heterogeneidad con altas recuperaciones y eficiencias a cualquier nivel de heterogeneidad.⁶

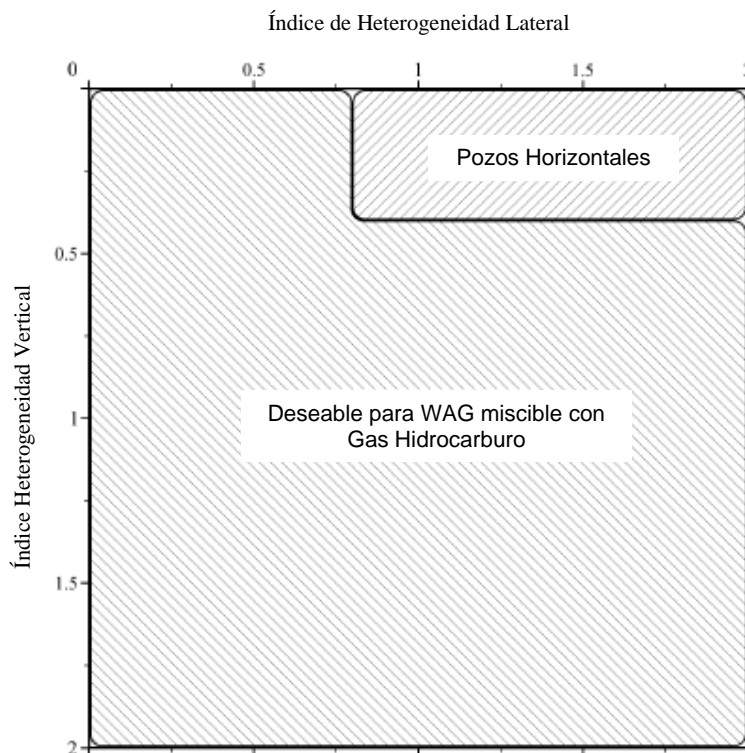


Figura 2.2. Índices de heterogeneidad para proceso de WAG miscible con gas hidrocarburo.

2.3 Viscosidad

La relación de movilidad entre el gas inyectado y el banco de aceite desplazado en el CO_2 y otros procesos de desplazamiento miscible con gas es normalmente desfavorable debido a la baja viscosidad relativa de la fase inyectada. Por ejemplo, la viscosidad del CO_2 a 43 °C (110 °F) es cercana a 0.03 cp a 1,500 psia y 0.06 a 2,500 psia. Por lo que una relación de movilidades desfavorable provoca canalizaciones del gas y reduce la eficiencia de barrido. La movilidad combinada de las dos fases es menor que si solo se inyectara el gas, por lo tanto la movilidad en el proceso es mejorada.

La relación de la viscosidad con las fuerzas gravitacionales es una de las primeras variables que determinan la eficiencia de la inyección WAG, esta controla el comportamiento vertical y la eficiencia de desplazamiento del fluido.

Como se muestra en la figura 2.3, mas del 50% de las viscosidades del aceite en los proyectos WAG se encuentran por debajo de 2 cp, sin importar el tipo de solvente que se esta inyectando. Esto resulta un tanto bajo si se compara con la inyección de CO₂ (<10 cp). Al parecer las relaciones de viscosidad en los proyectos WAG se encuentran entre 10 y 30, este rango parece ser estrecho para proyectos basados en la inyección de CO₂ como solvente. Sin embargo, el número reducido de proyectos podría limitar estos proyectos. Figura 2.4. ⁷

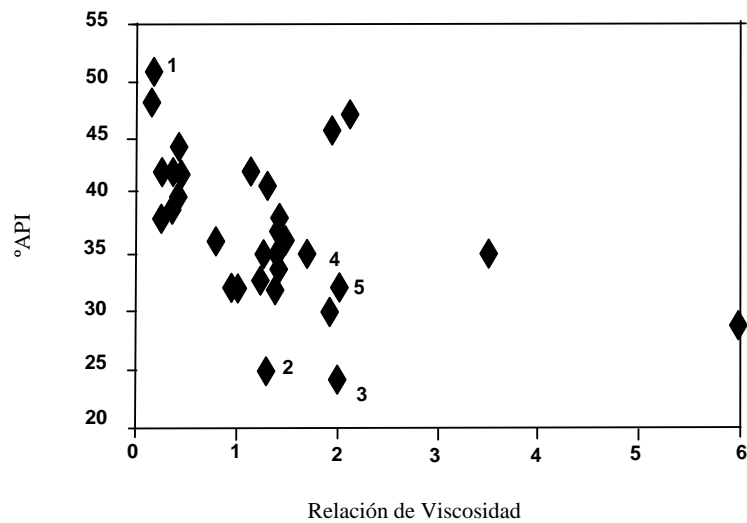


Figura 2.3. °API vs. Viscosidad

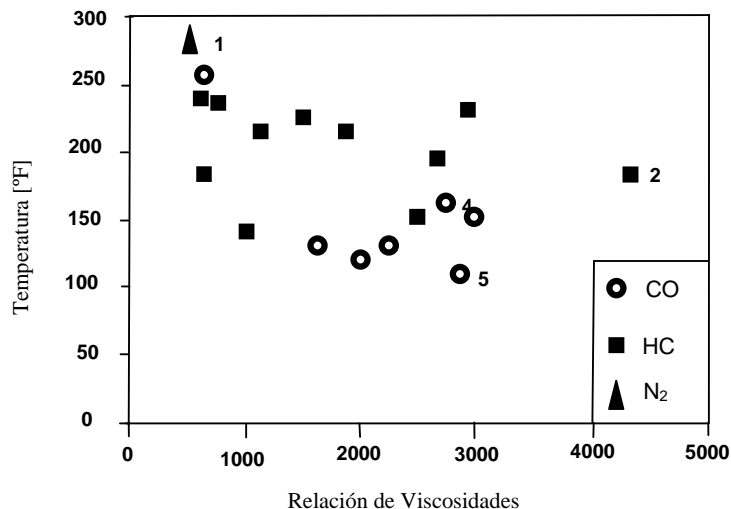


Figura 2.4. Temperatura vs. Relación de Viscosidades.

En lo que respecta a la relación entre el incremento en la recuperación de aceite obtenida por inyección WAG con la relación de viscosidades, figura 2.5, solo algunos proyectos en la literatura reportan ambos datos, por lo que es difícil poder crear una correlación para recomendar una relación de viscosidades específica para un proyecto WAG.

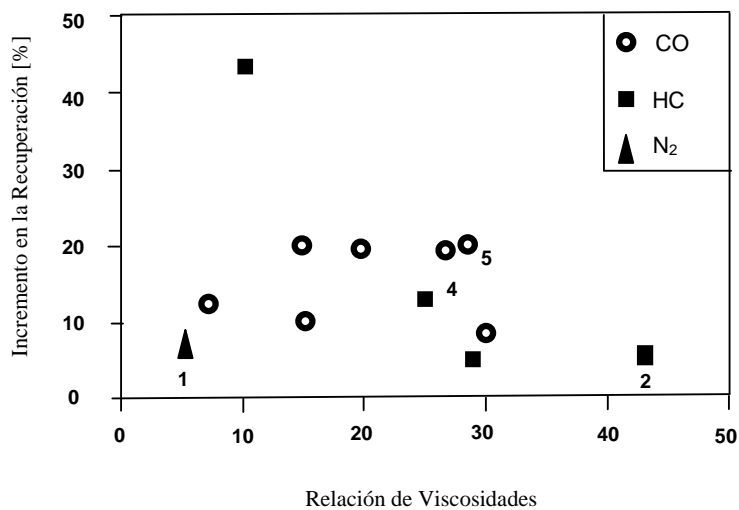


Figura 2.5. Incremento en la recuperación vs. Relación de Viscosidades.

El incremento en las recuperaciones por inyección WAG son mayores para menores relaciones de viscosidades y no dependen del tamaño del solvente inyectado.⁷

Es común realizar un desplazamiento miscible con CO₂, esto debido a que reduce la viscosidad del aceite y es más barato que el gas licuado.⁹

2.4 Permeabilidad y Porosidad

Los procesos de inyección WAG son comúnmente utilizados en la inyección de gas para reducir la movilidad, mejorar la estabilidad del frente y por consecuencia mejorar la recuperación de aceite.

En algunas experiencias reportadas en la literatura para inyección de gas miscible e inmisible, las permeabilidades del yacimiento no son factores críticos para proporcionar un criterio de selección. Algunas permeabilidades promedio reportadas en los proyectos de inyección WAG, muestran un gran contraste de las mismas, ya que estas varían entre 50 miliDarcies (mD) hasta 3 Darcies.⁷

La porosidad es la medida del espacio intersticial entre grano y grano en una roca, esta medida define la capacidad de almacenaje en un yacimiento. En las experiencias recabadas en diferentes campos de Noruega, Estados Unidos y Venezuela, estos parámetros no son críticos, ya que se han realizado procesos WAG en diferentes tipos de yacimientos con porosidades variables, por lo que la porosidad no es considerada un parámetro crítico.

Yacimientos estratificados pueden presentar condiciones favorables para la inyección de gas. Por ejemplo, si un estrato está por debajo de un estrato con menor permeabilidad, esto previene la rápida segregación gravitacional en la zona más alta hacia los intervalos productores. La baja permeabilidad vertical de las capas también permite un mejor barrido por la inyección WAG.⁸

Los parámetros de la inyección WAG afectan en diferentes maneras la eficiencia de recuperación de los estratos con permeabilidades altas y bajas.

La inyección a una relación de movilidades desfavorables en yacimientos estratificados puede permitir diferentes regímenes de flujo en las capas. Dependiendo en la proporción de las reservas de aceite en las zonas de baja y alta permeabilidad, el incremento en el gasto de inyección podría decrecer la recuperación total de aceite en

un yacimiento estratificado. Las condiciones óptimas para la inyección WAG existen y pueden ser especificadas para características particulares de los yacimientos.¹⁰

2.5 Espesor Neto

En la figura 2.4 se muestra que un gran número de proyectos exitosos WAG se han implementado en permeabilidades menores a 100 mD, así como también en espesores netos por debajo de 100 ft (30 m), basado en el incremento de recuperación de estos proyectos. Los proyectos exitosos de inyección WAG con espesores mayores a 100 ft (30 m) generalmente presentan grandes ángulos de echado. Como se puede observar en la figura 2.6, los espesores netos no son mayores a 250 ft (75 m).⁷

La limitación del ángulo de echado se debe principalmente a la segregación gravitacional, esto debido a que sí, el ángulo de echado es muy grande el gas tendría una tendencia a colocarse en la parte superior del yacimiento. Esta característica depende también de otras propiedades como la permeabilidad vertical y la diferencia de densidades.

En la figura 2.7(a) y figura 2.7(b) se muestra dos yacimientos, el primero muestra un ángulo bajo de echado, ideal para un proceso de recuperación WAG, el segundo muestra un ángulo de echado alto, el cual es desfavorable para este tipo de procesos debido a la segregación gravitacional.

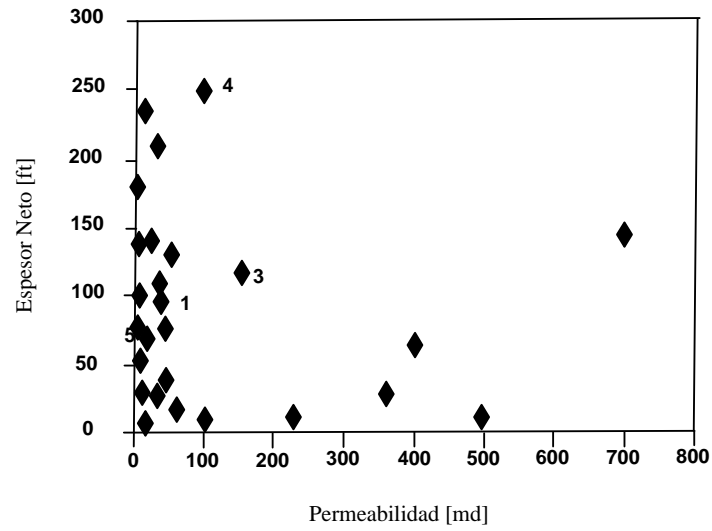


Figura 2.6. *Espesor Neto vs. Permeabilidad.*

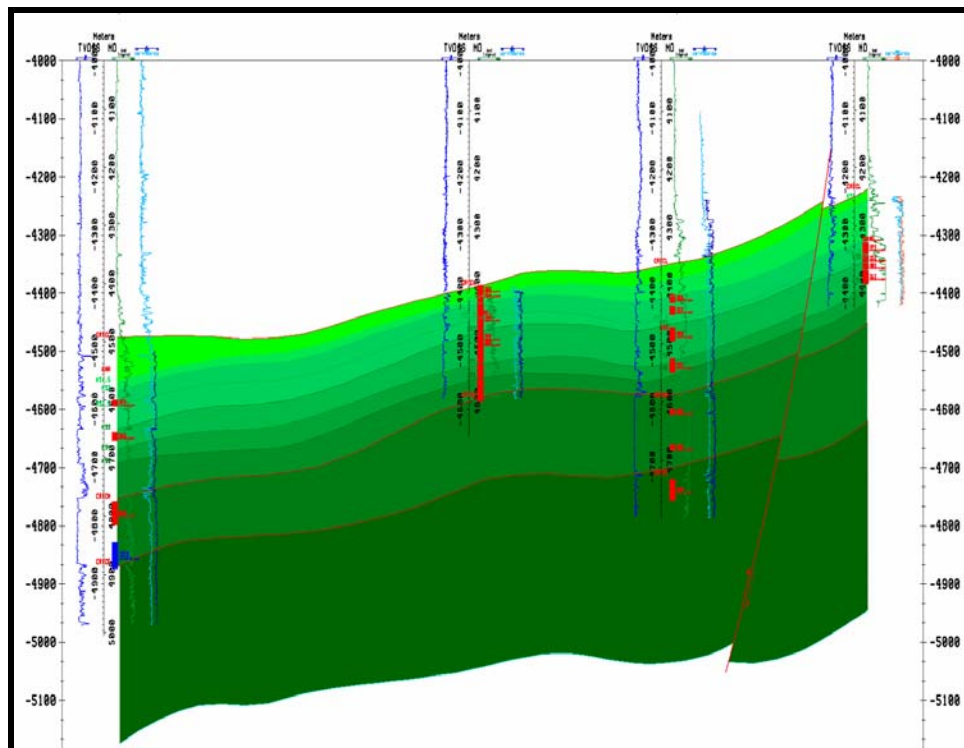


Figura 2.7(a). *Angulo de echado bajo.*

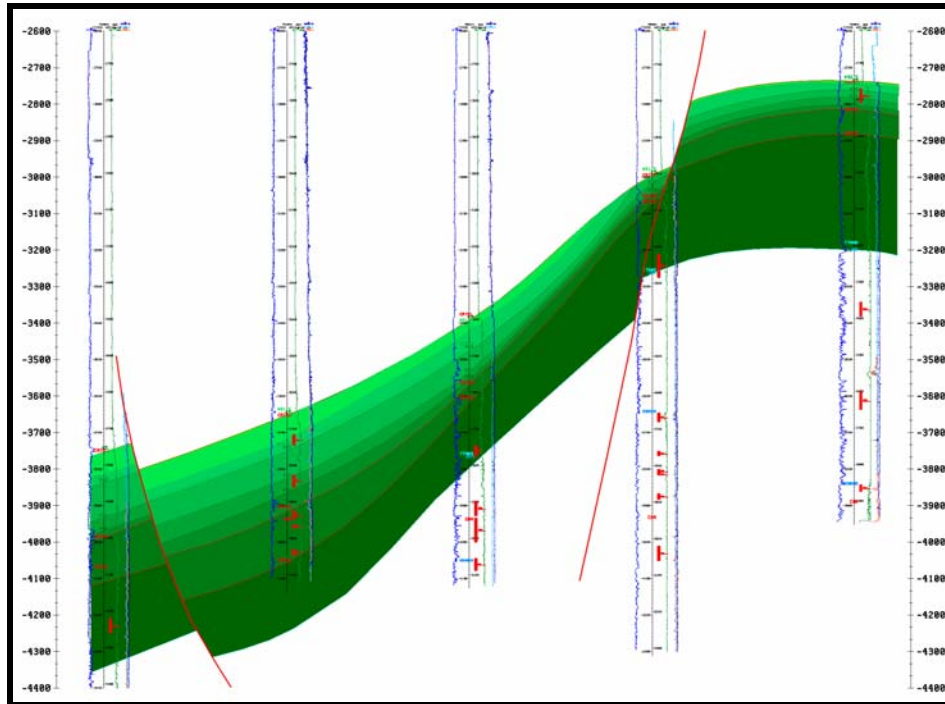


Figura 2.7(b). *Angulo de echado alto.*

Como se muestra en la figura 2.6, los mayores incrementos en recuperación para la inyección WAG pueden ser obtenidos con espesores menores de 30 m (100 ft), a menos de que el yacimiento tenga un ángulo importante de echado. Con lo anterior podemos decir que a menores espesores se obtienen mayores incrementos en la recuperación.⁷

La figura 2.8 también muestra los casos que fueron realizados con un proceso miscible y un proceso inmisible, donde se observa un mayor incremento en la recuperación para los procesos miscibles, esto debido a la reducción de la viscosidad por medio de la inyección del solvente.

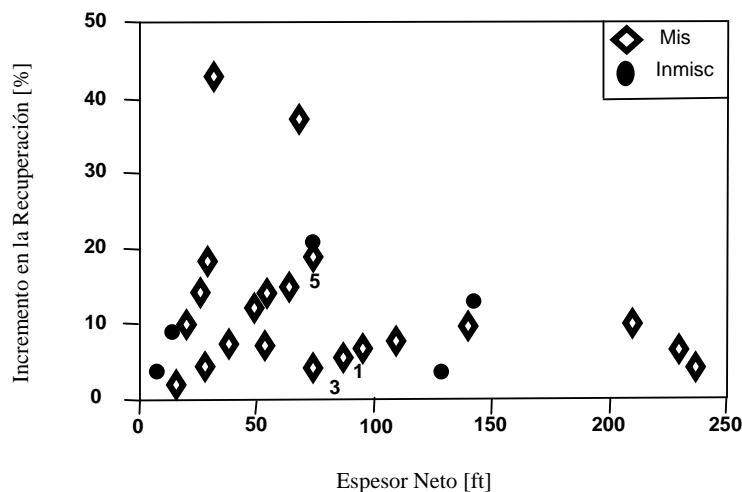


Figura 2.8. Incremento en la reparación vs. Espesor neto.

2.6. Profundidad y Temperatura

En lo que se refiere a la profundidad y temperatura en las experiencias de campo en inyección WAG, estos no son parámetros críticos para propósitos de selección.

De cualquier forma es importante mencionar que la presión mínima de miscibilidad incrementa con la temperatura para inyección miscible de gas o WAG. El rango de temperatura de los proyectos WAG evaluados esta entre 100 y 200 °F (38 y 93 °C) las profundidades del yacimiento son mayores a 1,200 m (4000 ft). Figura 2.9.

Se ha encontrado que los proyectos WAG deben de iniciarse con presiones de inyección 24% mayores que las presiones del yacimiento a menos de que la formación se encuentre a una profundidad mayor a los 2,400 m (8000 ft).⁷

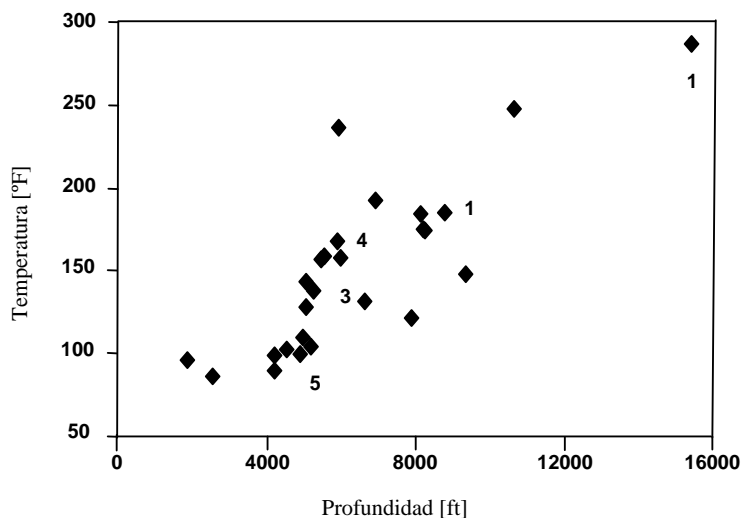


Figura 2.9. Temperatura vs. Profundidad.

2.7 Método de Recuperación Previo.

En lo que respecta a los casos que han utilizado un método previo de recuperación, se ha observado que la mayoría de los campos han sido producidos por inyección de agua, figura 2.10. Esta tendencia nos permite decir que los yacimientos que han sido producidos por este método son recomendados o buenos candidatos para la inyección WAG. De cualquier forma, los proyectos WAG pueden ser iniciados también en yacimientos que han producido con inyección de gas y con la recuperación primaria.⁷

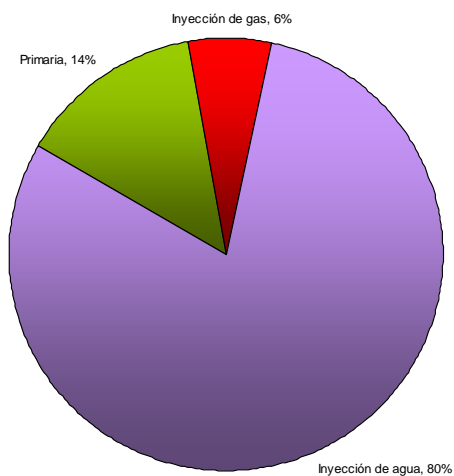


Figura 2.10. Método de recuperación anterior.

2.8 Presión de Inyección

Un desplazamiento miscible mantiene la presión del yacimiento y mejora el desplazamiento porque la tensión interfacial entre el aceite y el agua es disminuida.

En la figura 2.11 se muestra la gráfica de presión del yacimiento contra la presión de inyección. Se obtuvo una correlación lineal para desplazamiento miscible e inmisible. De esta grafica, se puede decir que los proyectos miscibles necesitan al menos una presión de inyección sobre el 40 por ciento de la presión del yacimiento y la presión de inyección para desplazamientos miscibles debería de ser mayo en un 20%.⁷

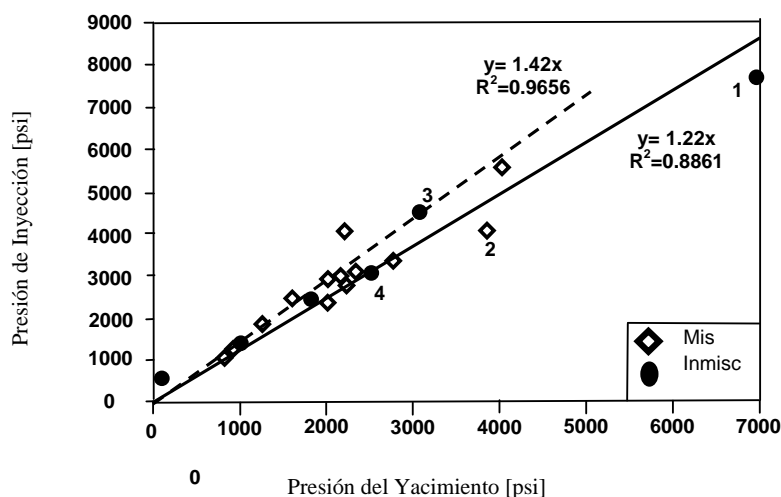


Figura 2.11. Presión de Inyección vs Presión del Yacimiento.

2.9 Parámetros de Inyección

Los parámetros que controlan el desplazamiento dinámico en una inyección cíclica se determinaron por medio de un modelo analítico y de experiencias en aplicaciones de campo. Estas se describen en la parte inferior.

Cambio en la frecuencia de los ciclos. El valor de la frecuencia del ciclo debería ser mayor en yacimientos con compresibilidad baja. Con el movimiento en el frente del desplazamiento en el yacimiento hacia los pozos productores, el periodo de los ciclos debería de ser mas largo.

Amplitud de los gastos de inyección/fluctuaciones en la presión. La presión de inyección en los ciclos puede oscilar por encima y por debajo (de la presión de burbuja) alrededor de la presión inicial del yacimiento. El total del gasto de inyección se mantendrá en un nivel cercano a ese gasto constante de inyección.

El tiempo en los ciclos de inyección. La implementación de un ciclo de inyección en una etapa temprana de inyección de agua es favorable para mejorar la eficiencia. El efecto del proceso cíclico desaparece en el tiempo cuando la irrupción del agua en la capa de menor permeabilidad ocurre.

Parámetro de heterogeneidad del yacimiento. La inyección cíclica es efectiva en yacimientos estratificados con estratos comunicados y propiedades del yacimiento contrastantes (permeabilidad, porosidad, etc.). Las experiencias en las aplicaciones de campo y el modelado del ciclo de inyección de agua mostraron que la eficiencia del proceso es mejorada con el incremento de los parámetros de heterogeneidad. Entre mas alto es el contraste de permeabilidades entre los estratos, mas alto será el parámetro de heterogeneidad.

2.10 Criterios de Selección

La tabla 2.1 contiene algunos criterios sugeridos compilados de 56 proyectos de campo reportados en la literatura, desafortunadamente, no todos los proyectos fueron descritos completamente. En ese sentido, el número de proyectos podría limitar el propósito de criterio de selección para desplazamientos WAG reportados en cada variable.

Tabla 1. Criterios Sugeridos para Proyectos de Inyección Alternada de Agua y Gas**Propiedades de los Fluidos:**

Viscosidad del Aceite (cp)	<2 (31/56)*
Densidad (°API)	30-45 (31/56)*
Rango de Viscosidad	10-30 (19/56)*

Propiedades/Características del Yacimiento

Método de producción anterior	Preferentemente inyección de agua (32/56)*
Temperatura (°C)	No es crítica
Profundidad (m)	No es crítica
Espesor Neto (m)	<30 menores de buzamiento (30/56)*
Permeabilidad promedio (mD)	<100 (30/56)*
Tipo de formación	No es crítico

*Numero de proyectos WAG evaluados/Total de proyectos WAG

La tabla 2.2 muestra las principales características de tres proyectos que se tienen planeados en Venezuela para que se implemente la inyección WAG. Actualmente estos proyectos esta en etapa experimental, caracterización del yacimiento y simulación numérica preliminar.

Tabla 2.2. Principales Características y Condiciones de Operación de Proyectos Planeados de WAG en Venezuela.

	B-6-X.10	VLE-305	El Furrial
Propiedades de los Fluidos:			
Viscosidad del Aceite (cp)	2.4	0.605	0.415
Densidad (°API)	24	35	26
Rango de Viscosidad	70 (gas HC)	30	17
Propiedades/Características del Yacimiento			
Método de producción anterior	Inyección de Agua	Inyección de Agua	Inyección de Agua
Temperatura (°C)	82	113	143
Profundidad (m)	1680	3800	4400
Espesor Neto (m)	45	30	90
Angulo de echado	3°	----	13°
Permeabilidad promedio (mD)	200	490	100
Tipo de formación	Arenas	Arenas	Arenas

La tabla 2.3 muestra las principales características y condiciones de operación de proyectos de inyección WAG alrededor del mundo, estos fueron compilados de 56 proyectos campo que fueron reportados en la literatura.

Tabla 2.3 Principales Características y Condiciones de Operación de Proyectos de Inyección WAG Internacionales

Características del proyecto:

Total de solvente inyectado (%HCPV)	30-40 (20/56)*
Total de solvente inyectado (%HCPV)	Proceso miscible: <10 (20/56)* Proceso inmisible: <5 (3/56)*
Relación WAG	Variable (Mas Común 1:1)
Recuperación Incremental (%OOIP)	Proceso miscible: <20 (23/56)* Proceso inmisible: <10 (4/56)*

Condiciones de operación:

Presión de Inyección/Presión del Yacimiento (%)	Proceso miscible: <22 (17/56)* Proceso inmisible: <42 (4/56)*
Material de TP	J-55 / N-80 (14/56)*
Material de TR	N-80 (14/56)*
Tratamiento anticorrosión	Inhibidores Comerciales (14/56)*

*Numero de proyectos WAG evaluados/Total de proyectos WAG

3. Aplicaciones a Nivel Mundial

Introducción

En años recientes ha incrementado el interés acerca del proceso de inyección WAG, miscible e inmisible. Como se ha mencionado, la inyección WAG tiene como objetivo mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En algunos casos en los últimos años, el gas producido ha sido reinyectado en pozos inyectoros de agua con el objetivo de mejorar la recuperación y mantener la presión.¹³

En este capítulo se revisarán tres campos: 1) el campo Gullfaks ubicado en el Mar del Norte, 2) el campo Siri en el Mar del Norte y 3) el Campo Jay/LEC ubicado en Florida y Alabama. La revisión de estos campos trata de dar una visión de que la aplicación del proceso WAG ha sido desarrollado en diferentes ambientes de depósito, en diferentes tipos de fluidos, en diferentes condiciones de explotación, entre otros factores que podrían limitar su uso. Se pretende dar sus características generales, la evolución de la explotación, así como la puesta en funcionamiento del proceso junto con sus resultados y sobretodo conocer las desventajas de su uso.

3.1 Campo Gullfaks

El campo localizado a 180 km NE de Bergen, Noruega, figura 3.1 cercano a la línea media entre la Gran Bretaña y Noruega del Mar del Norte. Gullfaks se encuentra en una provincia madura de aceite rodeado de grandes yacimientos. La producción proviene de arenas del grupo Brent y de las formaciones subyacentes Statfjord, Cook y Lunde.

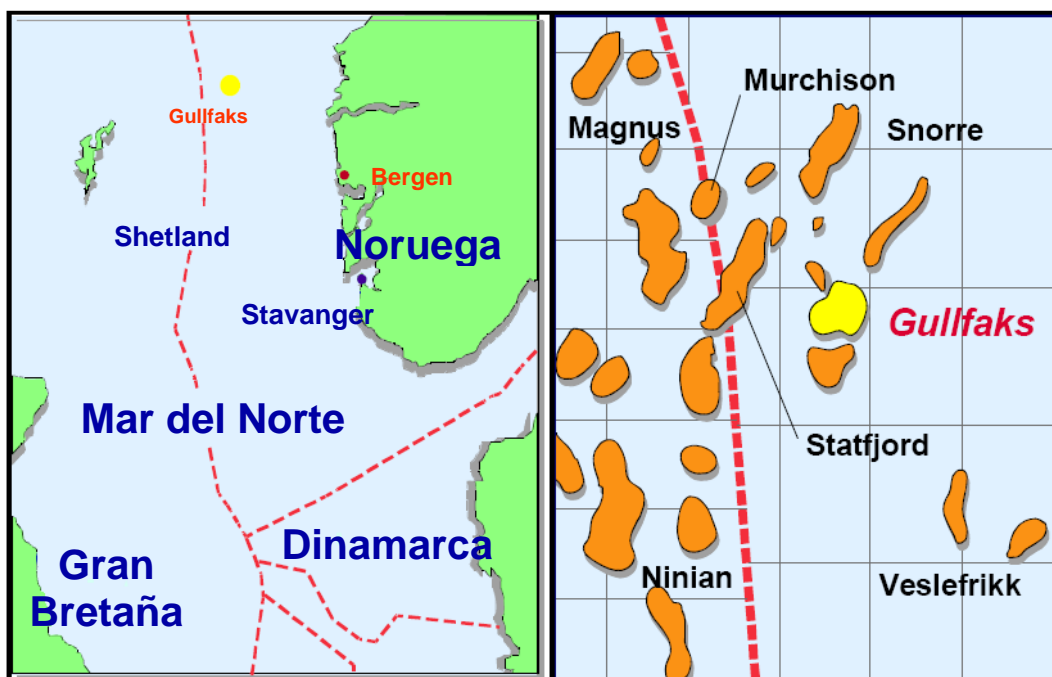


Figura 3.1. Localización del Campo Gullfaks.

El grupo Brent representa la mayor parte de las formaciones productoras en Gullfaks. Estas consisten de arenas del Jurásico con depósitos fluviales marinos de baja profundidad, alrededor de 1800 metros (5905 ft) bajo el nivel del mar.¹¹

Descripción del yacimiento

La calidad del yacimiento es generalmente de alta a muy alta, con porosidades de alrededor de 30 a 35 % y una permeabilidad horizontal promedio de 800 mD. La presión del yacimiento se encuentra alrededor de 316 kg/cm² (4500 psi) y 74°C (165°F) respectivamente a un nivel de referencia de 1850 m TVDSS (profundidad vertical real bajo el nivel del mar) la densidad del aceite se encuentra entre 32 y 36° API y la relación gas aceite es de 100 m³/m³. El campo se encuentra altamente estratificado y severamente fracturado como se puede observar en la figura 3.2 con numerosos compartimentos intercomunicados.

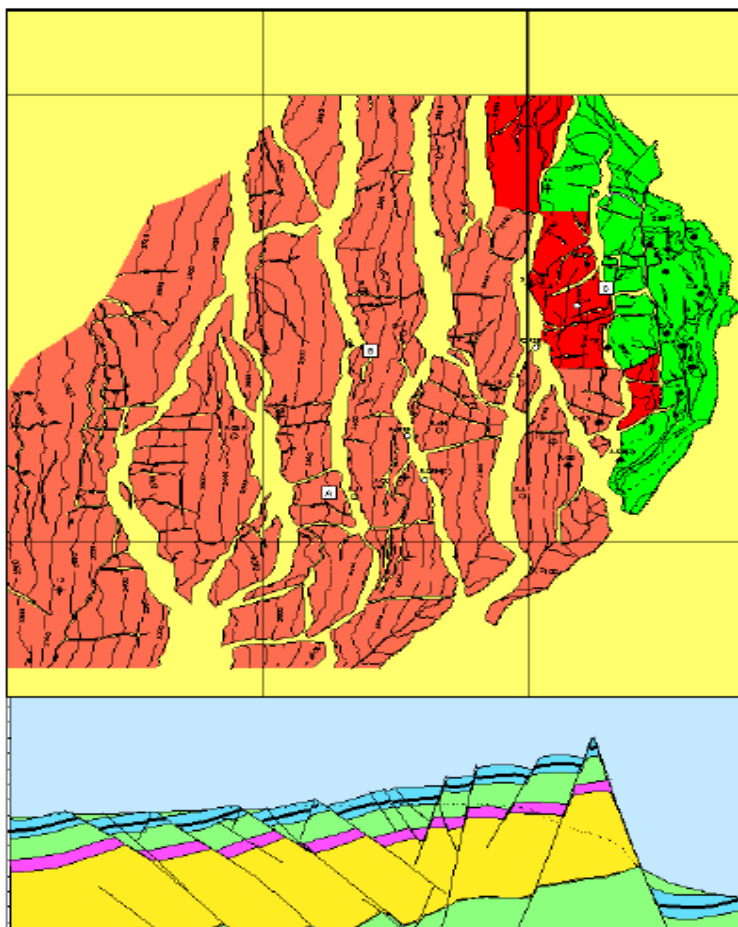


Figura 3.2. Estructura del yacimiento Gullfaks.

Además de la segmentación lateral; con la mayor parte de las fracturas N-S y la mayoría sellantes; la formación Brent pueden ser dividida en tres principales unidades hidráulicas verticales, nombradas Brent Superior, Brent Medio y Brent Inferior, no obstante con un grado de comunicación vertical.

Las unidades se conectan también cuando la yuxtaposición cruza muchas de las fracturas en el campo. Estos aspectos proporcionan un gran reto para el modelado y el manejo del yacimiento.

La producción comenzó en 1986 y hasta julio del 2003 produjo aproximadamente 300 mil metros cúbicos (1.88 MMB) de 342 mil metros cúbicos (2.15 MMB) actualmente estimados. Las reservas originales del yacimiento se encuentran alrededor de 582 mil metros cúbicos (3.66 MMB). La estrategia de producción actual es a través del mantenimiento de presión por encima de la presión de saturación, 234 kg/cm^2 (3335

psi), mediante la inyección de agua, incremento por la inyección de gas y un empuje moderado del acuífero. Los planes prevén la producción hasta el 2020, con un factor de recuperación total de 58%.

El campo Gullfaks se encuentra actualmente en declinación y puede ser descrito como un campo maduro. A pesar de un excelente proyecto de recuperación de alrededor de 58% al final de la vida del campo alrededor de el año 2020, un importante volumen de aceite quedará remanente.

Las actividades de IOR se han concentrado en el campo Gullfaks casi desde el comienzo de su producción. La inyección inmiscible con gas hidrocarburo WAG, la cual fue implementada desde principios de los años 90's, es un ejemplo de una aplicación exitosa de un mecanismo adicional de recuperación para el yacimiento. Otros usos para el gas asociado incluyen la inyección cíclica en los pozos productores. En conjunto, estos mecanismos han recuperado una cantidad importante de aceite entrampado. Durante la alza de los precios del petróleo a inicio de los años 90's se estudiaron diferentes métodos de recuperación mejorada, tales como la inyección de surfactantes y polímeros, estos fueron estudiados pero se determinaron económicamente no viables.¹¹

Objetivo de la inyección WAG en el campo Gullfaks

El principal objetivo con la inyección alternada de agua y gas en el campo Gullfaks son:

- Evitar la reducción en la producción de aceite durante los periodos de exportación de gas.
- Reducir los costos de almacenamiento y los impuestos por liberación de CO₂.
- Drenar los entrampamientos de aceite.
- Reducir la saturación residual de aceite.
- Alcanzar áreas que la inyección de agua no desplazaría.¹²

Desarrollo de la inyección miscible WAG

Para un exitoso proyecto de inyección miscible es esencial emplear un fluido de inyección termodinámicamente eficiente, es probable, incluso más importante tener

una estrategia de inyección que ubique el fluido inyectado óptimamente en el yacimiento, a lo largo del tiempo. Este es un hecho real en cualquier mecanismo de recuperación: la buena ubicación de los pozos inyectores es muy importante para un barrido eficiente. Con un fluido de inyección caro se tiene un parámetro para obtener un máximo de reservas por cada tonelada o metro cúbico del fluido de inyección.

Tradicionalmente Gullfaks ha tenido un desarrollo con inyección de agua como fuente primaria de energía para el yacimiento. El agua ha sido inyectada durante un largo tiempo, con la estrategia de “súper inyectores” en el acuífero, por debajo del contacto agua aceite (CAA). De esta forma, la presión del yacimiento se mantuvo de manera exitosa através de un factor de remplazo exitoso. También se tuvo sobre-inyección que resultó en un mantenimiento parcial de la presión a los campos cercanos mediante el acuífero regional. El actual conjunto de pozos en el campo fue para grandes distancias y reemplazando el volumen con agua por medio del acuífero, pero con algunos pozos inyectores cercanos a los productores y con el tiempo se ha convertido en la zona principal. Esta estrategia no es sustentable para un proyecto miscible WAG por una variedad de razones, algunas de las más importantes son:

- La gran distancia que se tiene entre los pozos inyectores periféricos y la zona de pozos productores podría resultar en una irrupción tardía del solvente. Una corta distancia es deseable, ya que se puede tener un mejor barrido vertical y una rápido reuso del costoso fluido de inyección.
- Volúmenes importantes del solvente serían entrampados y perdidos en el acuífero sin desplazar aceite.
- El control sobre el tamaño de los baches aplicados a cada patrón de flujo se convierte imposible con el gran tiempo de rendimiento y los patrones de flujo inciertos en la ausencia de la irrupción en los pozos.

La figura 3.3 y 3.4 muestran la diferencia en los patrones de flujo en el yacimiento, donde, por una parte la energía se expande y se disipa sobre distancias largas por la inyección periférica en el acuífero, y por otra parte la inyección en espaciamientos cortos dentro de la zona de aceite, resulta en un mayor cobertura areal y conecta mayor parte del aceite original.

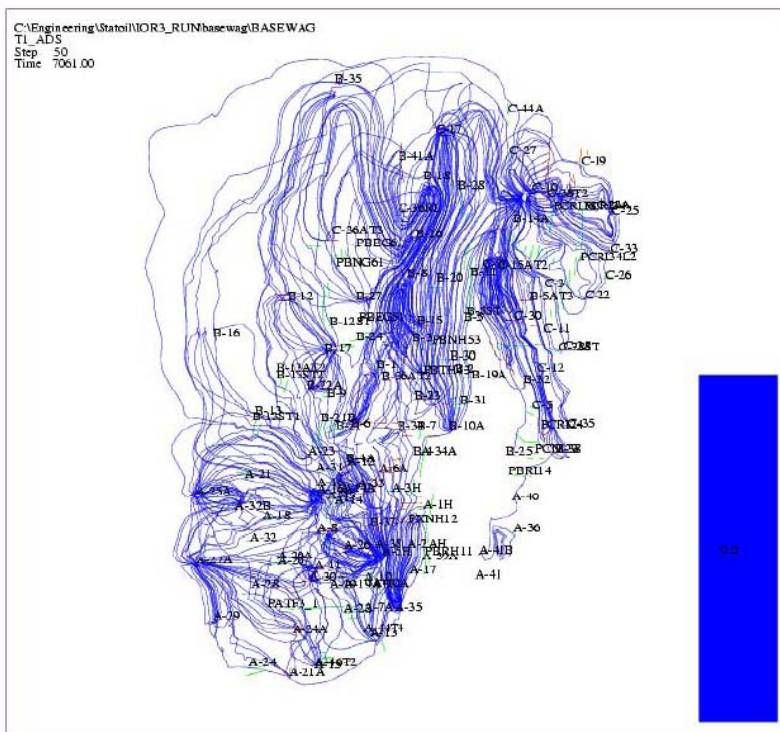


Figura 3.3. Patrón de inyección de agua.

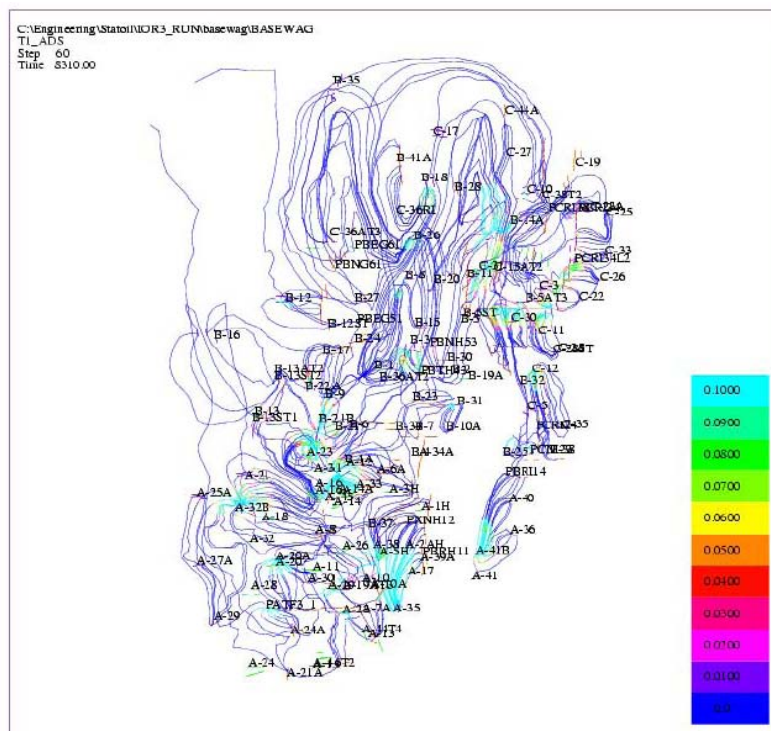


Figura 3.4. Patrón de inyección WAG miscible.

Con el objetivo de alcanzar las metas en cuanto a tiempo y eficiencia de barrido, muchos pozos invadidos por agua fueron reasignados a inyección miscible WAG. De todos los pozos, 33 están asignados a la inyección miscible WAG a partir del 2008. La mayoría de los pozos requiere un grado de reparación tal y como: conexiones, aislar zonas, disparos adicionales o redisparos y cambio de tuberías. De los 33 pozos, 14 actualmente son inyectores de agua (incluyendo 1 inyector WAG) y el resto son productores, incluyendo 5 futuros pozos objetivos que serán convertidos a inyectores miscibles WAG ya sea inmediatamente o en el transcurso del proyecto.

La estrategia de desarrollo para el campo Gullfaks es inyectar agua y cantidades modestas de gas asociado hasta el 2006, continuando solo con agua después de esta fecha. Esfuerzos considerables se han dado para optimizar este escenario, principalmente en la optimización de la inyección, producción y el uso de los pozos (estrategias de terminación, trabajos, etc.) dentro de los contratos existentes de inyección y de los pozos de relleno a perforar. Las herramientas de simulación del campo completo son de gran ayuda para poder explorar las diferentes alternativas de explotación.

El escenario de inyección miscible WAG representa un considerable cambio en la administración del yacimiento. La inyección tomaría lugar por encima del CAA, utilizando muchos pozos invadidos. Esto dará como resultado una rápida circulación de los fluidos inyectados debido al espaciamiento corto de los pozos. El simulador pronostica una acelerada producción de aceite, así como también un barrido más rápido a saturaciones de aceite bajas en el espacio entre pozos. El efecto de la inyección de agua por si solo es mejorado mediante la nueva estrategia, con beneficios adicionales debido al desplazamiento miscible por el CO₂.¹¹

Pozo A-11

Se pueden hacer las siguientes observaciones de la inyección WAG del pozo A-11 en el campo Gullfaks:

- Tuvo una mayor área de lo barrido y más aceite atrapado de lo esperado.
- Disminuyó o estabilizó el corte de agua en los pozos A-10, A-13 y A-14. el corte de agua desarrollado en el pozo A-13 fue reducido y regresado por varios años, incrementando significativamente la vida productiva del pozo. De esto se

obtuvo un perfil económico con menor costo comparado con el de un pozo de relleno.

- El registro de saturación muestra una capa de gas en Etive en el pozo A-10 y A-14.
- Volumen inyectado: 1472 millones de metros cúbicos (8975 MMB).
- Volumen de fluido inyectado recuperado en los pozos productores: 900 millones de metros cúbicos (5660 MMB), lo que representa el 60% del fluido inyectado.
- Alta flexibilidad operacional en la plataforma GFA.
- La recuperación estimada de la inyección WAG en el pozo A-11 es aproximadamente de 2 millones de metros cúbicos (12.57 MMB) lo que representa el 20% de la producción de los pozos A-10, A-13 y A-14.
- Incremento en la recuperación del 8 al 10% con la suposición de que el mayor incremento en la recuperación es de la formación Brent Inferior.

Conclusiones

- La inyección WAG ha tenido éxito y una contribución significativa en la mejora de la recuperación dentro del campo Gullfaks.
- Se tiene buenas utilidades con bajos costos.
- La principal contribución para incrementar la recuperación de aceite es recuperar el aceite entrampado.
- Se barrió mayor aceite entrampado de lo que se esperaba.
- El gas barrió otras áreas de las que se esperaba y por lo tanto mayores volúmenes. El patrón de inyección cambia a lo largo del tiempo.
- La inyección del gas es importante también después de la irrupción en los pozos productores.
- Proporcionó mayor flexibilidad en el campo.
- Podría proporcionar bombeo neumático a pozos con alto corte de agua.¹²

3.2 Campo Siri

El campo Siri, descubierto a finales de 1995, está localizado en el sector Danés del Mar del Norte (figura 3.5). El campo comenzó a producir en Marzo de 1999 y la inyección comenzó en Junio del mismo año. La plataforma de producción es de 50,000 BPD (8,000 m³/d).

El campo se ha desarrollado con cinco pozos productores y dos inyectores SWAG (uno Horizontal) los inyectores se colocaron en la periferia del yacimiento con el objetivo de desplazar el aceite a la parte central del yacimiento. Dentro de los primeros planes se tenía pensado utilizar tres pozos inyectores pero esto fue reducido a 2 conforme el campo fue declinando, haciendo la inyección SWAG regular y exitosa aún más crítica.¹³

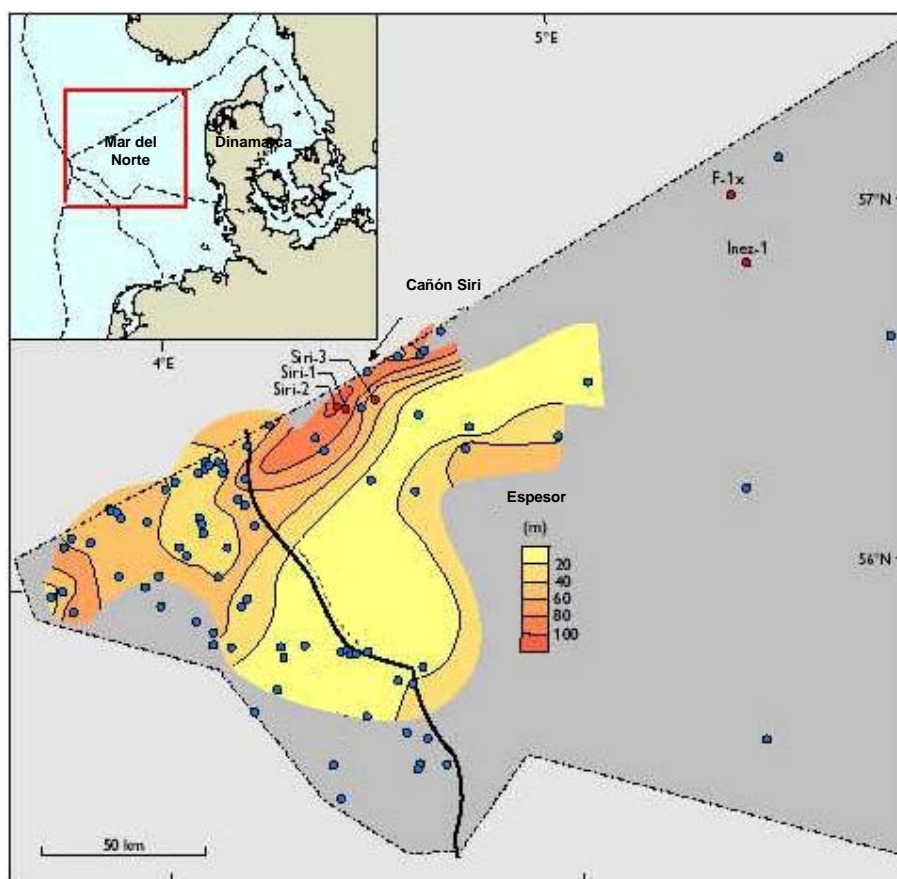


Figura 3.5. Localización del Campo Siri.

Descripción del Yacimiento.

El yacimiento se caracteriza por un bajo relieve estructural con espesor en la zona de aceite no mayor a 25 m (82 ft). La relación gas aceite (RGA) es moderada, alrededor de $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ($562 \text{ ft}^3/\text{bbl}$) y no existe un casquete de gas original. Un acuífero de entre 80 y 100 metros (260-330 ft) de espesor proporciona un mantenimiento a la presión.

Las reservas recuperables se estiman en 8.1 millones de metros cúbicos (51 MMB), lo cual representa un factor de recuperación superior al 35%.

El yacimiento Siri esta compuesto de depósitos por flujos sedimentarios en un ambiente marino profundo. Los hidrocarburos se encuentran en la arena Heimdal del Paleoceno Tardío a 2070 m (6,790 ft). La formación es compacta, con granos de finos a muy finos con un alto contenido de glauconita, reflejo del ambiente de depósito turbidítico.

La arena del yacimiento Siri tiene una relación alta Neto/Bruto, buena porosidad y bastante buena permeabilidad. El yacimiento esta compartimentalizado por varias calcitas cementadas, las cuales pueden correlacionarse con la sísmica y se cree que segmenta el campo en varias unidades de flujo. La colocación de los pozos inyectoras refleja esta segmentación asegurando el mantenimiento de la presión.¹³

Sistema de Inyección

Para el campo Siri, el agua y el gas fueron reinyectados dentro del yacimiento por debajo del contacto agua aceite como se muestra en la figura 3.6. El agua y el gas son mezclados en el cabezal del pozo lo que resulta en una corriente de dos fases desde el cabezal del pozo hasta los intervalos disparados. De esta manera la segregación en el sistema superficial se evita, lo cual ha sido un problema en el campo Kuparuk. El sistema esta diseñado para permitir la regulación y medición de los volúmenes de agua y gas inyectados en cada pozo.

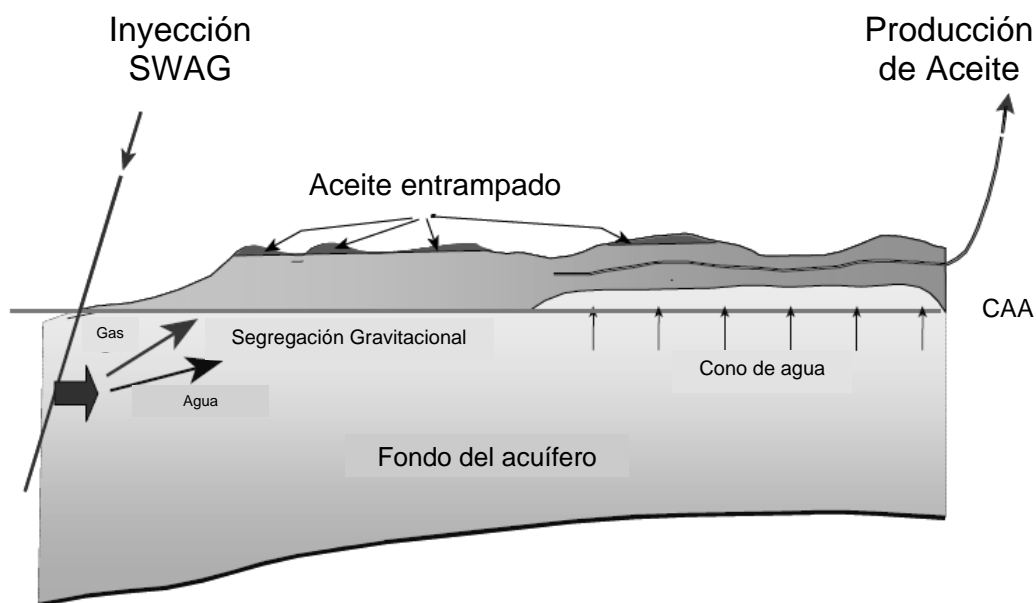


Figura 3.6. Ilustración Esquemática de Inyección y Producción en el Campo Siri.

Una gran diferencia en la inyección SWAG comparada con la inyección convencional de agua es que al introducir gas dentro de la mezcla, aligera la columna hidrostática, por lo que se requiere una mayor presión en la cabeza del pozo. Por otra parte, la misma introducción de gas en la corriente puede provocar la formación de hidratos.

La posibilidad de formación de hidratos en situaciones de temperaturas bajas y el potencial de reflujos del gas al sistema de agua, o viceversa, son temas importantes de seguridad los cuales deben de ser abordados.

El sistema está equipado con válvulas tipo Check (o de contrapresión) y trampas de agua/gas para asegurar el aislamiento de los sistemas de agua y gas, uno del otro, por seguridad dentro de la operación. Bajo condiciones normales de operación la presión en el múltiple de inyección de agua es de alrededor de 229 kg/cm^2 (3260 psi) y en el múltiple de inyección del gas es de 196 kg/cm^2 (2843 psi). La presión en el cabezal del pozo es de alrededor de 195 kg/cm^2 (2830 psi).

Para evitar la formación de hidratos cuando se mezcla el gas y el agua, se utiliza agua caliente proveniente del sistema de refrigeración junto con agua de mar. Conforme el volumen de agua de inyección producida se incrementa, la proporción de agua de mar disminuye.¹⁴

Aplicación SWAG en el Campo Siri

Los problemas para iniciar la inyección están asociados con los sistemas de inyección, principalmente relacionados al equipo, especialmente a los compresores de gas y las bombas de agua, más que al propio proceso SWAG. En el momento en que estos problemas fueron resueltos, la inyección se llevo a cabo como se esperaba. La inyección combinada fue alcanzada rutinariamente, sin problemas de formación de hidratos o problemas de inyectividad. La presión de inyección fue un poco mayor que la planeada, probablemente debido a la menor permeabilidad de la formación, derivada de los núcleos y registros.

Los pozos inyectoros tienen desviaciones de 72° y 90° dentro del yacimiento, con intervalos perforados de 70 y 230 metros (230-750 ft) respectivamente. Las mediciones en el fondo del pozo de presión/temperatura fueron monitoreadas, así como también la inyección SWAG, esto fue una parte importante en el monitoreo y análisis del comportamiento del pozo y del yacimiento.

La inyección diaria por pozo fue de 320,000 m³/d (11.3 MMPCD) con 6,000 m³/d (37.7 MBPD) de agua. La máxima inyección en el pozo fue como máximo 600,000 m³/d (21.1 MMPCD) de gas y 8,000 m³/d (50.3 MBPD) de agua.

El comportamiento hidráulico de los pozos, a diferentes fracciones de gas, no ha sido estudiado debido al énfasis de mantener un máximo de inyección con el objetivo de alcanzar el factor de remplazo y detener el decremento en la presión del campo.

Además como el régimen de flujo en el pozo inyector horizontal y en el pozo inyector desviado se espera que se comporten de diferente manera, la comparación entre los dos pozos puede ser más atribuible a la desviación que a la inyección SWAG en si.

Los pozos SWAG hasta el momento se han regulado principalmente por el estrangulador. Las válvulas reguladoras de gas no se han utilizado, el gas se distribuye de acuerdo a la presión relativa del cabezal entre los dos pozos.

Análisis y Resultados

El siguiente análisis y modelado de los datos de campo presentados en los siguientes párrafos, son los resultados preliminares de la información de los primeros cinco meses de inyección SWAG en el campo. La figura 3.7 muestra el índice de inyectividad como función de la presión medida en el fondo del pozo para el inyector I-4. La curva sólida representa un modelo de inyectividad utilizado para cuantificar el índice de inyectividad dependiendo de la presión de fondo. Un incremento drástico en el índice de inyectividad alrededor de la presión de fractura es evidente. El inyector I-1 muestra un comportamiento similar, pero el índice de inyectividad incrementa de un manera menos brusca por encima de la presión de fractura.

Para el inyector I-4, la operación por encima de la presión de fractura ha mejorado el índice de inyectividad hasta en un factor de 4. Además de depender de la presión de fondo, la inyectividad también puede mostrar una dependencia significativa en la fracción de gas. Esto es ilustrado en la figura 3.8, la cual muestra el índice de inyectividad como una función de la fracción de gas por encima de la presión de fractura. Se seleccionó un rango de presiones de fondo de 346 a 349 kg/cm² (4931-4974 psi) para enfatizar la dependencia de la fracción de gas. La figura esta basada en promedio de datos de la figura 3.7. La línea sólida es una curva calculada la cual ilustra que el modelo de inyectividad es capaz de reproducir las tendencias observadas. Los datos de fracciones de gas mayores a 0.4 a presiones por encima de la presión de fractura no se encuentran disponibles hasta ahora.

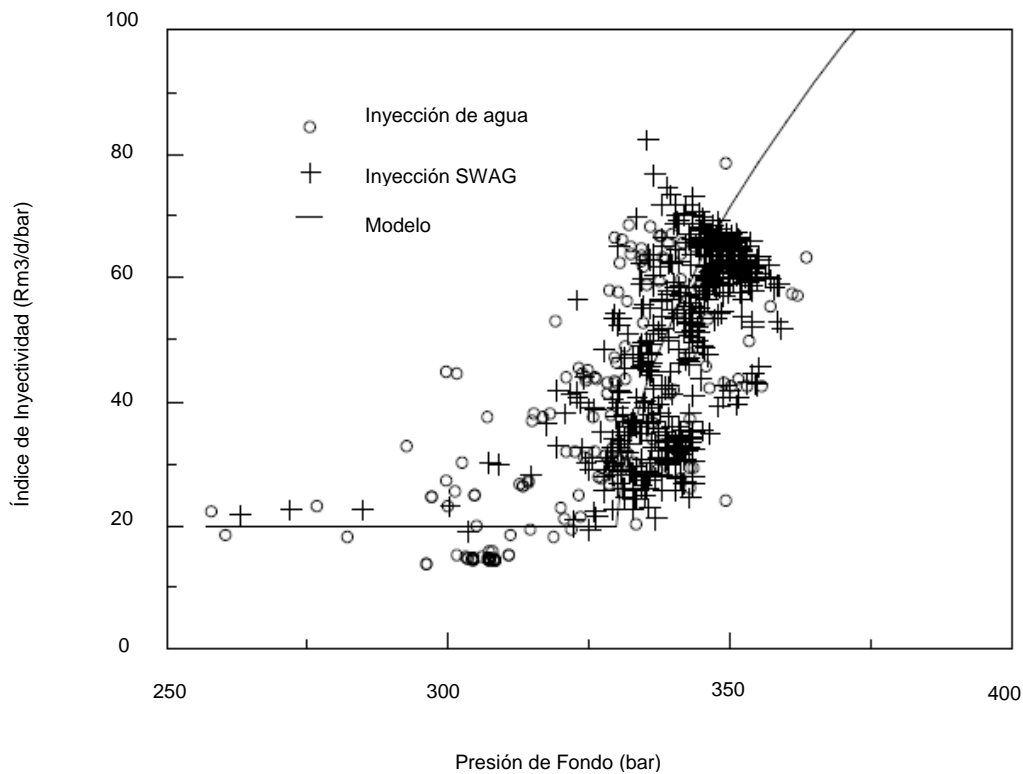


Figura 3.7. Índice de inyectividad como función de la presión de fondo para el inyector I-4

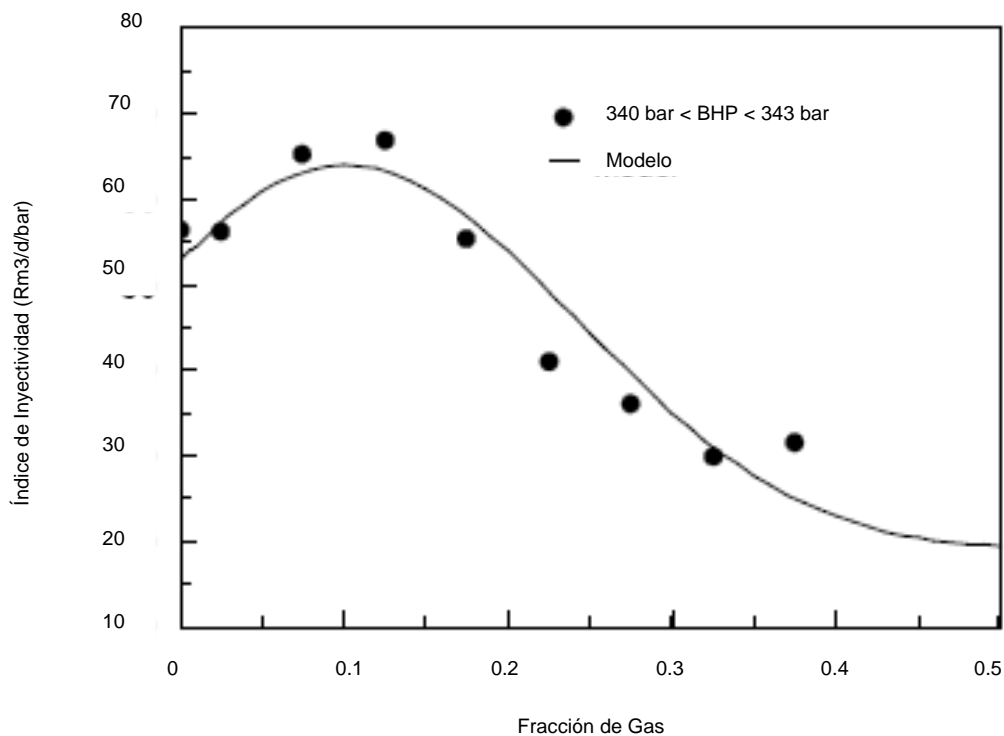


Figura 3.8. Índice de inyectividad como función de la fracción de gas para el inyector I-4

Para el juego de datos mostrados en la figura 3.8, el índice de inyectividad incrementó por pequeñas fracciones de gas (la magnitud de estos incrementos parece ser menor para presiones cercanas a la presión de fractura). El índice de inyectividad alcanza un máximo y declina rápidamente hacia un nivel no fracturado aun con más incrementos en la fracción de gas. Para este inyector, el incremento en índice de inyectividad obtenido por el fracturamiento de la formación es completamente perdido si la fracción de gas se vuelve muy grande. El rango de las fracciones de gas para los cuales el fracturamiento resulta en un incremento en el índice de inyectividad comparado con el nivel no fracturado es limitado.

Conclusiones

El concepto SWAG ha llenado las expectativas, a pesar de la reducción en el número de pozos inyectores en el campo de 3 a 2. El factor de reemplazo a la plataforma de producción puede ser alcanzado y algunas veces puede ser excedido.

Una completa y estable reinyección del gas y el agua producida representan un aspecto ambiental importante en el desarrollo del campo Siri. Las descargas al mar y a la atmósfera son mínimas y la producción no es detenida por problemas de reinyección.

Se tiene flexibilidad en lo que respecta a la distribución de las fases siempre que lo permita el patrón de barrido para ser optimizado. Día a día se ha probado que la operación del sistema es más sencilla de lo previsto. Las instalaciones superficiales trabajan de manera correcta y no se han observado regímenes de presión inestables en los pozos. No se ha requerido supervisión especial de los pozos a parte de los periodos de inicio y termino de inyección.¹⁴

3.3 Campo Jay

El campo Jay fue descubierto en Junio de 1970 ubicado en la parte sureste de Estados Unidos sobre la línea que divide Florida y Alabama (figura 3.9). La mayoría de los campos se encuentran en los poblados de Escambia y Santa Rosa en el estado de Florida. La porción del campo que pertenece a Alabama es nombrada como campo Little Escambia Creek (LEC).

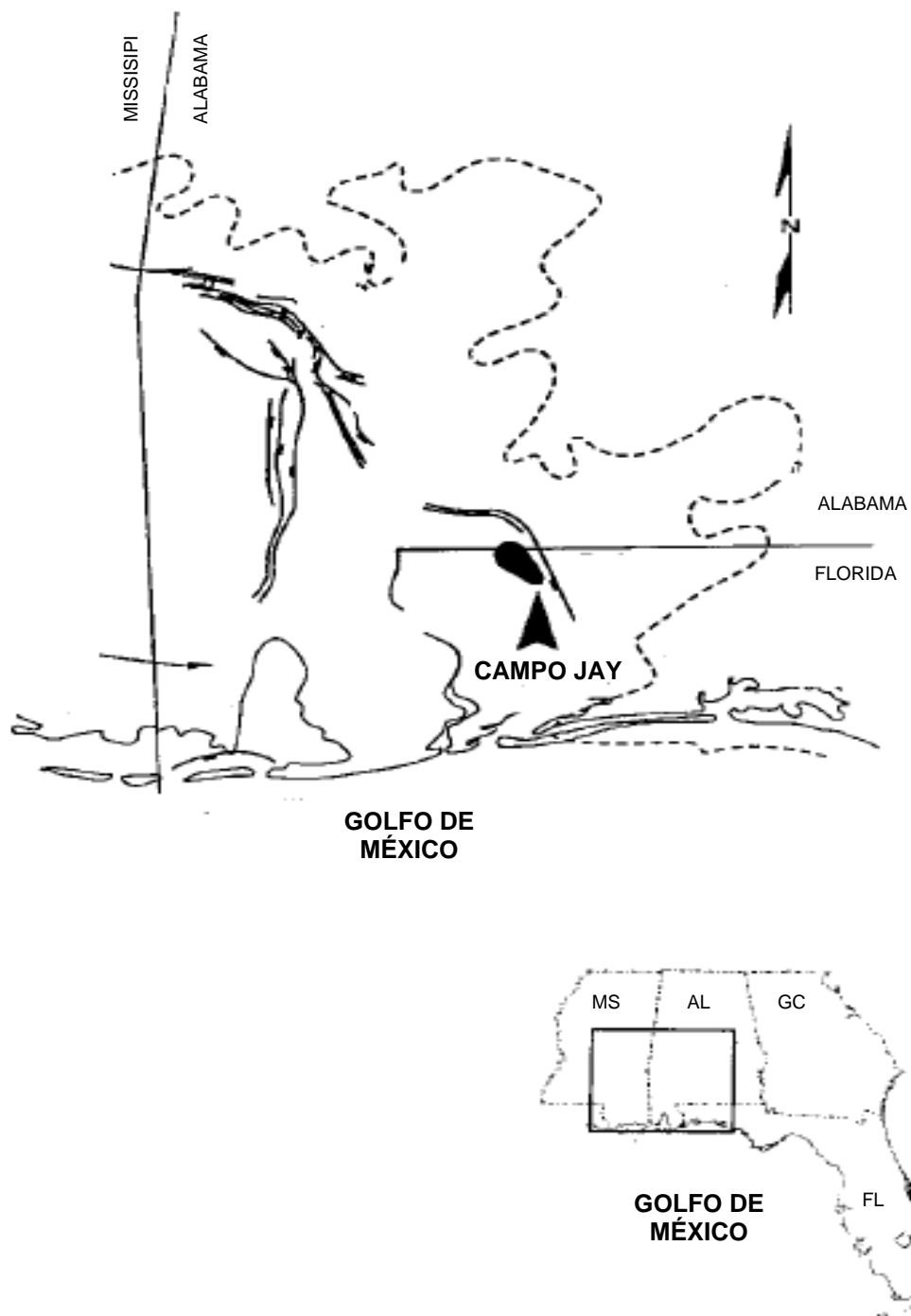


Figura 3.9. Ubicación del campo Jay/LEC.

El campo Jay tiene aproximadamente 7 millas (11.2 km) de largo por 3 millas (4.8 km) de ancho y produce de la formación Smackover a una profundidad de 15,000 ft (4600 m) a 16,000 (4800 m). El yacimiento se encuentra en la formación carbonatada del

jurásico superior, con la mayoría de la permeabilidad proveniente de facies dolomitizadas. Los espesores promedio del yacimiento son de 350 ft (107 m). El campo Jay es relativamente profundo, con elevada temperatura y con una presión del yacimiento alta (presión inicial de 7,850 psia (551 kg/cm²) y una temperatura de 141 °C). El campo tiene una porosidad promedio de 14% y una permeabilidad promedio de 20 milidarcies. El yacimiento Jay contiene crudo ligero y amargo con una gravedad API de 51° y un contenido promedio de H₂S de 8.8 %mol. El aceite es bajosaturado con una presión de saturación aproximadamente de 5,000 psi (351 kg/cm²) y un volumen de aceite original de 830 millones de barriles a condiciones estándar (132 millones de metros cúbicos).

El campo tuvo una producción pico cercana a los 110,000 BPD (18 mil metros cúbicos por día) a finales de los años 70's como se puede observar en la figura 3.10, después de este punto, el gasto declinó rápidamente. El yacimiento ha sido desarrollado con 137 pozos con un espaciamiento de 160 acres (65 Hectáreas). Después de tener una inyección de agua convencional en 1974, se inició un proyecto de inyección alternada de agua gas utilizando nitrógeno de forma miscible en 1981. La última producción acumulada de aceite es de aproximadamente 4040 millones de barriles lo que significa el 53% del volumen de aceite original. La última recuperación esperada es aproximadamente 60% del volumen de aceite original o 500 millones de barriles a condiciones estándar. Antes de que el nitrógeno fuera inyectado y se tenía solo la inyección de agua, el volumen esperado a recuperar era de 50% del volumen de aceite original o 420 millones de barriles. El proceso de recuperación mejorada incrementó el factor de volumen de recuperación en 10%.¹⁵

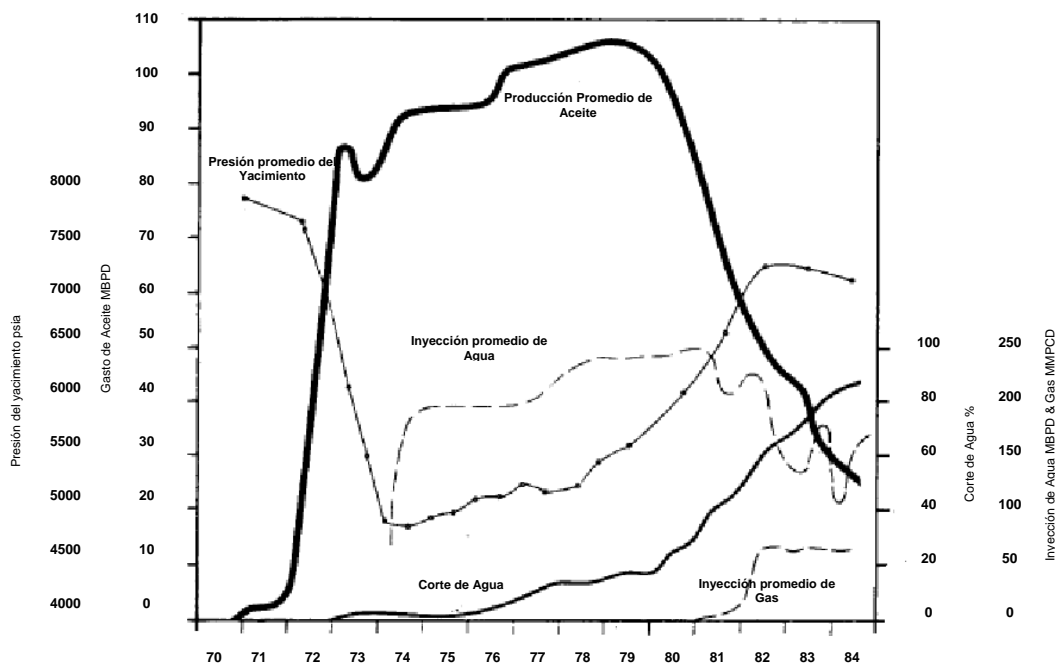


Figura 3.10. Comportamiento de producción del Campo Jay/LEC.

Propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos.

La acumulación de aceite se encuentra en dos formaciones, en la formación Smackover compuesta por carbonatos y en la formación Norphlet compuesta por arenas. La mayor parte del aceite se encuentra en porciones dolomitizadas de los carbonatos Samckover. Las formaciones permeables e impermeables tiene una buena continuidad areal. La formación se encuentra por debajo de los 4600 m (15,000 ft). En la tabla 3.1 se presenta un resumen de las propiedades de la roca, fluidos y del yacimiento.

La presión inicial del yacimiento fue de 550 kg/cm^2 (7850 psi) cerca de 340 kg/cm^2 (5000 psi) por encima de la presión de saturación de 190 kg/cm^2 (2830 psi).¹⁶

Tabla 3.1 Propiedades de los Fluidos y de la Roca, Propiedades del Yacimiento y Datos de Producción/Inyección

Propiedades de la Roca y de los Fluidos	
Porosidad [%]	14
Permeabilidad [md]	35.4
Saturación de agua [5]	12.7
Bo [bbl @.yc/ bbl @ c.s.]	1.76
Viscosidad del Aceite [cp]	0.18
Densidad del aceite [API]	51
Relación de solubilidad [ft ³ /bbl]	1,806
Contenido de H ₂ S [%mol]	8.8
Relación de movilidades [agua/aceite]	0.3
Propiedades del Yacimiento	
Nivel de referencia [mbnm]*	4,694
Presión inicial [kg/cm ²]	552
Presión Oct-1980 [kg/cm ²]	428
Presión de saturación [kg/cm ²]	199
Temperatura [°C]	140
Espesor neto [m]	29
Volumen de aceite original [MMB]	728
Producción/inyección (Ene-1981)	
Gasto de aceite [MBPD]	90
Producción acumulada de aceite [MMB]	296
Gasto de inyección de agua [MBPD]	240
Producción acumulada de agua [MMB]	520

*metros bajo el nivel del mar

Aplicación del proceso WAG.

En 1978 se lleva a cabo una prueba de inyectividad WAG a un pozo para determinar si se reduciría la inyectividad del agua después de una inyección de nitrógeno. Se observó una reducción del 40% en el índice de inyectividad del agua. La caída se atribuye a la reducción en la permeabilidad relativa al agua debido a un rápido entrapamiento del nitrógeno. Estudios posteriores concluyeron con el tiempo que el porcentaje perdido en la inyectividad total del yacimiento podría ser substancialmente menor que la pérdida en los índices de inyectividad porque algunos pozos tienen una capacidad de inyección que sobrepasa los gastos de inyección deseados.

En los procesos establecidos se tomaron decisiones importantes como inyectar el nitrógeno en pozos a gastos máximos o cercanos a estos y mantener ciclos cortos de

inyección de nitrógeno (1-2 semanas) para cada pozo. Estas decisiones fueron necesarias para mejorar el comportamiento vertical.

El procedimiento de inyección se componía del siguiente patrón. Un volumen de N_2 objetivo, proporcional al volumen poroso a barrer, se asigna a cada pozo inyector activo en la línea de inyección. Posterior a la inyección de este volumen de gas ha sido inyectado a un gasto máximo (se requiere de 1 a 2 semanas), se controla el pozo por medio de la inyección de agua a 6,500 psi (45 kg/cm^2) y se cambia al sistema de inyección de agua. La inyección de agua se mantiene hasta que se alcanzan los objetivos de nitrógeno en los otros pozos inyectores activos y el primer pozo es nuevamente puesto a inyección de nitrógeno. La inyección de agua se ajusta para mantener la presión del yacimiento deseada en un área. Por otra parte la capacidad de inyección de nitrógeno supera el suministro del mismo por lo que solo cuatro o cinco pozos se encontrarán en inyección de nitrógeno mientras que los otros se encontrarán con inyección de agua o cerrados. El patrón completo del campo contiene 37 pozos inyectores y se ha inyectado gas en todos menos un pozo. Debido a las altas presiones en el yacimiento en los flancos oeste y sur y problemas mecánicos con seis pozos, la inyección se ha concentrado en 21 pozos inyectores en el área central, la cual es el área de producción principal del campo.¹⁷

Conclusiones

La información adquirida en una etapa temprana de la vida del yacimiento proporcionó la base sólida para un futuro desarrollo y administración del yacimiento. La gran cantidad de núcleos tomados en este yacimiento dieron como resultado una buena caracterización geológica del mismo y con esto una buena predicción en el comportamiento del mismo.

La optimización de esta información prevé que en los próximos años el factor de recuperación de este yacimiento se incremente en un 10 %, tal y como puede ser observado en la figura 3.11, comparado con la inyección de agua.¹⁵

La recuperación por medio de la explotación primaria del yacimiento y la inyección de agua sería de 373 MMB ($59 \times 10^6 \text{ m}^3$), lo cual proporcionaría 27 MMB ($4.3 \times 10^6 \text{ m}^3$) mas del esperado original. El factor principal de contribución para este incremento es el

programa de administración del yacimiento, el cual se originó de los resultados de la descripción del yacimiento y los programas de vigilancia.

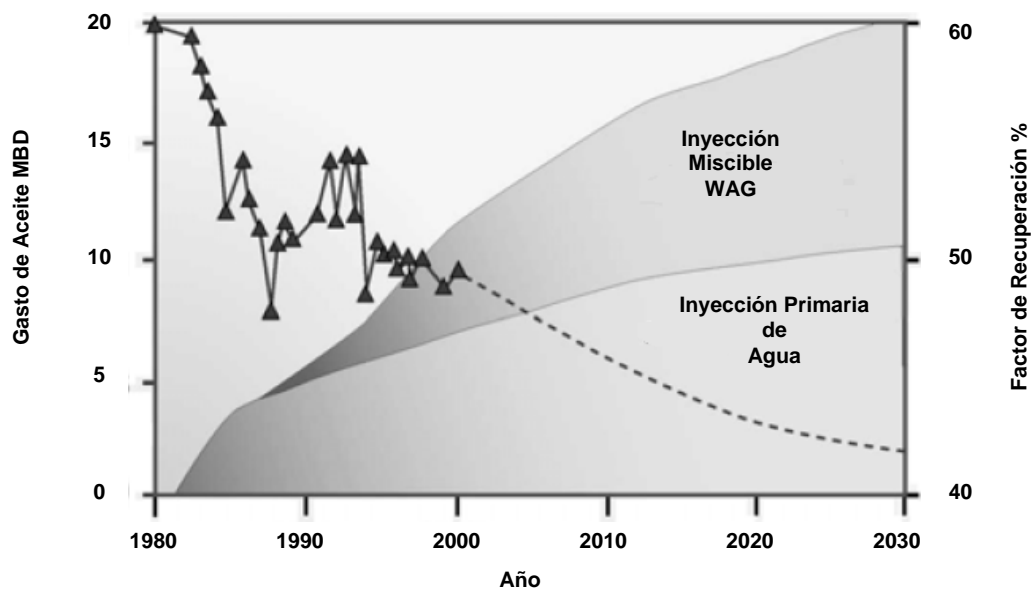


Figura 3.11. Predicción del incremento en el factor de recuperación por la inyección WAG Jay/LEC.

Los pozos de relleno han proporcionado una acumulada de 76 MMB ($12 \times 10^6 \text{ m}^3$) de la producción de aceite.¹⁷

4. Descripción de un Modelo Práctico para el Uso del WAG

El modelo de predicción para una inyección miscible de CO₂ fue desarrollado por Scientific Software-Intercomp para el departamento de energía de los Estados Unidos y fue utilizado en el Consejo Nacional del Petróleo en 1984 para contemplar el potencial de recuperación mejorada de los Estados Unidos.

El CO₂PM puede ser utilizado tanto en recuperación secundaria como en recuperación mejorada y para una inyección continua de CO₂ o un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG). En el CO₂PM se procesa un gasto de aceite en función del tiempo para un solo patrón y estos resultados se procesan para realizar cálculos económicos. Para calcular el comportamiento de un proyecto multi-patrón se requiere desarrollar un calendario. Después de capturar el flujo de dinero por la combinación de ingresos con costos, depreciación, regalías, indemnizaciones, impuestos federales e estatales, tasas de inflación y tasas de descuento. En el modelo se utiliza un parámetro grupal incierto para calcular el riesgo, seguido por una variación en el comportamiento del proyecto capturado dentro de un intervalo con 80% de confiabilidad.

El CO₂PM es un modelo tridimensional (estratificado, patrón de 5 pozos), dos fases (agua y aceite), tres componentes (aceite, agua y CO₂). Se procesa el aceite, la irrupción de gas y la recuperación de una teoría fraccional modificada por los efectos de la viscosidad, el área de barrido, la heterogeneidad vertical y la segregación gravitacional. Se aplica una teoría de flujo fraccional en una sola dimensión para el primer contacto del desplazamiento miscible en presencia de una segunda fase inmisible. La teoría se basa en una versión especializada del método de características conocido como coherencia o teoría simple de onda. La teoría incorpora el método Koval (1963) para explicar el desplazamiento miscible inestable (canalización). Se utiliza una extensión de la aproximación de Koval para modelar la influencia en la segregación gravitacional.

El CO₂ Prophet fue desarrollado como un modelo alternativo para el CO₂PM. Los dos modelos son herramientas de selección las cuales recaen entre correlaciones empíricas y simuladores numéricos sofisticados.

El CO2PM tiene limitaciones que interfieren con la exactitud en la predicción del desplazamiento con CO₂, esto debido a que la realidad del yacimiento no concuerda con las suposiciones hechas en el CO2PM. La limitante mas grande es el patrón de cinco pozos que maneja el simulador y no poder manejar los esquemas de alternación para la inyección WAG tal como el WAG hibrido. También se reconoce que las predicciones hechas con el CO2PM son optimistas en cuanto a gastos de aceite y factor de recuperación.

El CO2 Prophet fue descrito como una herramienta flexible que no tiene las limitaciones del CO2PM y, al mismo tiempo, es fácil de usar. El simulador ha sido probado y se ha utilizado ampliamente para la predicción de desplazamientos de agua y CO₂ y para propósitos de selección. También se ha utilizado para pronósticos de gastos de producción para análisis económicos de la inyección de CO₂. El simulador también es una buena herramienta para pronósticos y análisis de inyección de agua. CO2 Prophet proporciona resultados muy cercanos a simuladores cuando el yacimiento es bastante sencillo.

Este simulador puede ser utilizado con cualquier patrón de inyección. El simulador viene con patrones de inyección precargados listados en la tabla 4.1 y esquematizados en el apéndice A. También es posible generar los archivos de direcciones de flujo para cualquier patrón de inyección deseado. Los patrones son introducidos por definición de la frontera del patrón y la ubicación de los pozos inyectoros y productores con coordenadas “X” “Y” y gastos de producción específicos. Se pueden introducir hasta 10 pozos inyectoros y 10 pozos productores.

Tabla 4.1 Patrones de Inyección para el CO2 Prophet

Patrón de inyección	Pozos Inyectoros
5 pozos	1
7 pozos	2
9 pozos invertido	3
Líneas de inyección	1
3 pozos (7 pozos invertido)	2
2 pozos aislados	1

CO2 Prophet puede simular diferentes esquemas de inyección incluyendo la inyección de agua, inyección de CO₂, inyección WAG (con diferentes gastos) o cualquier

combinación de estos. Se pueden especificar gastos de cada pozo inyector para cada uno de los cuatro periodos.

Los datos de salida se obtienen en tres formatos: dimensionales (Volúmenes porosos de hidrocarburos), unidades en condiciones estándar que puedan ser leídas por el usuario y unidades en condiciones estándar que puedan ser importadas por un procesador de datos. Las unidades en tiempo pueden ser anuales, bianuales, trimestralmente o mensuales. No se incorporaron gráficas con el fin de reducir las necesidades de hardware.

La mayoría de las operaciones son sencillas en el CO2 Prophet. Se maneja una pantalla y menús en la parte superior para poder ingresar los datos y controlar el programa. Se incluyen valores predeterminados para introducir a los nuevos usuarios. Los errores y la consistencia de los datos se verifican cuando los datos son introducidos. El archivo de datos de entrada puede ser manipulado por la experiencia del usuario para obtener mayor flexibilidad de la operación

4.1 Descripción del Modelo.

El simulador crea un modelo de direcciones de flujo de un yacimiento. Las líneas de flujo son creadas utilizando el potencial basado en los gastos de inyección y producción especificados por el usuario y la localización de los pozos en un yacimiento arealmente homogéneo. Los tubos de flujo se forman a partir de las líneas de flujo y los tubos se dividen en secciones por cálculos de diferencias finitas. La longitud y las áreas de esta sección se guardan en archivos para ser utilizados en futuras corridas. El área del yacimiento se mapea dentro de estas direcciones de flujo para hacer todo el volumen poroso del patrón accesible al flujo. La heterogeneidad areal se modela por diferencia en longitud y área de las direcciones de flujo como se muestra en la Figura 4.1

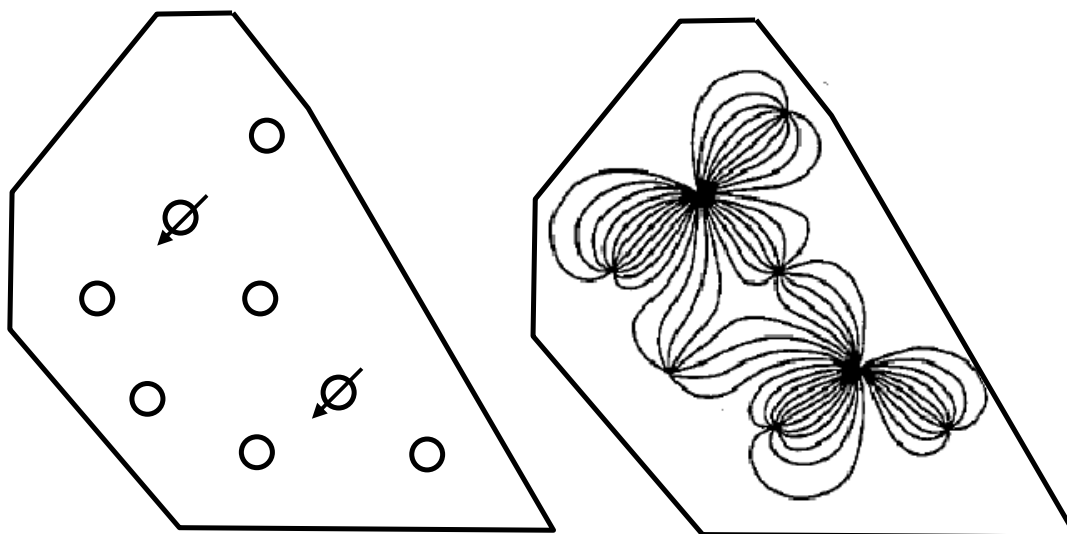


Figura 4.1. Líneas de Flujo.

Luego el yacimiento es dividido nuevamente en un número especificado por el usuario de estratos de espesores iguales para modelar el flujo en tres dimensiones. Se utiliza el coeficiente de Dykstra-Parsons para calcular las permeabilidades comparativas de los estratos. Todas las características de heterogeneidad del yacimiento se introducen al CO2 Prophet por medio del coeficiente de Dykstra-Parsons. Con el espesor total de estos estratos puede ser calculado de volumen de aceite original (OOIP) o impuesto por el usuario, en tal caso el simulador calculará el OOIP. Pueden ser especificados de una a diez capas, parece ser que cinco capas funcionan bien para la mayoría de las situaciones. El flujo cruzado entre las capas no se permite y no se incluyen los efectos de segregación por gravedad.

Se utilizan los esfuerzos totales de las capas para determinar la fracción del fluido inyectado que va a ser dirigido en cada capa. La figura 4.2 muestra la inyectividad inicial relativa para el CO2 Prophet resultado de un coeficiente de Dykstra-Parsons de 0.7.

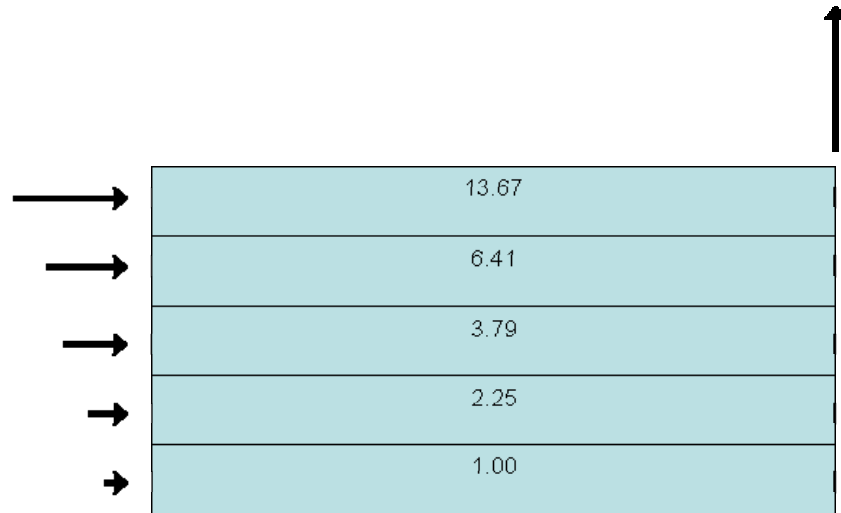


Figura 4.2. Inyectividad inicial relativa para el CO2 Prophet resultado de un coeficiente de Dysktra-Parsons de 0.7.

La inyección en cada capa se determina por el producto del esfuerzo de la formación y el esfuerzo por movilidad determinada por las permeabilidades relativas y las viscosidades de los fluidos. La inyección en cada capa cambia conforme cambian las saturaciones durante la inyección. Los fluidos miscibles se manejan por la variación de las viscosidades utilizando el parámetro de mezcla propuesto por Todd y Longstaff. No se utilizan correlaciones empíricas para la eficiencia areal o vertical de barrido.

En los modelos con parámetros de mezcla más comunes, la permeabilidad de la fase miscible se iguala a la permeabilidad relativa al aceite. El simulador no tiene esa desventaja. La permeabilidad relativa de la fase miscible puede ser manejada de tres diferentes maneras.

La primera opción es hacer la permeabilidad relativa de la fase miscible, k_{rm} , una saturación media ponderada de las permeabilidades del solvente y del aceite. Ecuación 4.1.

$$k_{rm} = \frac{S_o - S_{orm}}{1 - S_w - S_{orm}} k_{row} + \frac{S_g}{1 - S_w - S_{orm}} k_{rs} \dots\dots\dots 4.1$$

donde,

k_{rm} = Permeabilidad relativa de la fase miscible.

S_o = Saturación de aceite
 S_{orm} =Saturación residual del aceite miscible.
 S_w = Saturación de agua
 k_{row} =Permeabilidad relativa agua-aceite.
 S_g = Saturación de gas.
 k_{rs} = Permeabilidad relativa del solvente.

Este método incorpora directamente la permeabilidad relativa del solvente y es similar a la permeabilidad relativa del solvente presentado por Chopra, Stein y Dismuke. La permeabilidad relativa del solvente se puede definir como la permeabilidad relativa del gas, pero no tiene que ser así.

La segunda opción hace la permeabilidad relativa de la fase miscible el promedio de las permeabilidades relativas del gas y del aceite.

$$k_{rm} = \frac{k_{row} + k_{rg}}{2} \dots\dots\dots 4.2$$

Donde,

k_{rm} = Permeabilidad relativa de la fase miscible
 k_{row} = Permeabilidad relativa agua-aceite.
 k_{rg} = Permeabilidad relativa del solvente.

La tercera opción es aquella en donde la cual, la permeabilidad relativa es igualada a la permeabilidad relativa del aceite, esta es la formula estándar que se utiliza en los parámetros de mezcla de los modelos.

$$k_{rm} = k_{row} \dots\dots\dots 4.3$$

Donde,

k_{rm} = Permeabilidad relativa de la fase miscible
 k_{row} = Permeabilidad relativa agua-aceite.

El solvente y el aceite son tratados por separados a pesar de que son miscibles. Esto se lleva a cabo dividiendo la permeabilidad relativa de la fase miscible y asignando las fracciones correctas de aceite y solvente. Las fracciones correctas están basadas en la saturación.

Bajo condiciones miscibles, la permeabilidad relativa del gas es:

$$k_{rg} = \frac{S_g}{1 - S_w - S_{orm}} k_{rm} \dots\dots\dots 4.4$$

y la permeabilidad relativa del aceite es:

$$k_{ro} = \frac{S_o - S_{orm}}{1 - S_w - S_{orm}} k_{rm} \dots\dots\dots 4.5$$

Donde,

- k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas.
- k_{rm} = Permeabilidad relativa de la fase miscible.
- k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite.
- S_o = Saturación de aceite
- S_{orm} =Saturación residual del aceite miscible.
- S_w = Saturación de agua
- S_g = Saturación de gas.

En algunas formulaciones, la parte miscible residual es dejada fuera del denominador. Sin embargo, cuando se hace esto, la permeabilidad de la fase no acuosa no es distribuida completamente entre el CO₂ y el aceite.

El balance de materia se utiliza en todo. No existen términos en las ecuaciones de flujo para la compresibilidad, por lo tanto el volumen inyectado es el volumen producido. Por otra parte, la permeabilidad tampoco es introducida en el modelo. La permeabilidad promedio de la formación se expresa en el gasto de inyección. Se realizan conversiones entre unidades a condiciones de superficie y unidades a condiciones de yacimiento para la inyección y la producción.

4.2 Comparativo con Otros Simuladores

Los resultados del CO2 Prophet han sido comparados con el modelo de inyección de agua Higgins-Leighton presentado por Willhite y con dos simuladores composicionales comerciales, el COMP III de Scientific Software-Intercomp y VIP-EXEC(COMP) de Western Atlas Software.

Los datos del desplazamiento hecho con Higgins-Leighton fueron convertidos a las mismas bases dimensionales del CO2 Prophet y comparado directamente. Los direcciones de flujo en Higgins-Leighton fueron diseñados para modelar el flujo de un fluido consistente con el desplazamiento de Buckley-Leverett. La figura 4.3 muestra una concordancia muy buena entre los modelos. El resultado es de un patrón de inyección de cinco pozos así como el resto de las comparaciones.

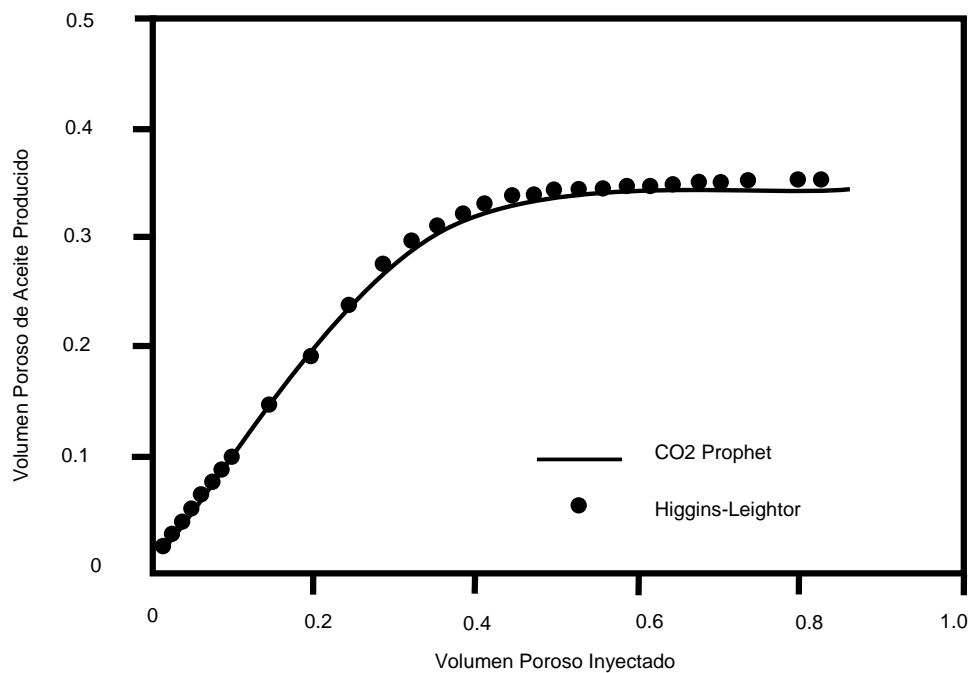


Figura 4.3. Comparación del CO2 Prophet con el modelo de Higgins-Leighton.

Las comparaciones fueron hechas utilizando datos de un prospecto de inyección de CO₂ de una cuenca Pérmica. Se modeló un patrón de inyección de cinco puntos utilizando cinco capas sin transmisibilidad vertical. Cada una de las capas fue homogénea. Se utilizaron tres diferentes escenarios:

- + Inyección Terciaria WAG 1:1.
- + Inyección Terciaria continua de CO₂.
- + Inyección Secundaria continua de CO₂.

El método de saturación ponderada fue utilizado para calcular la permeabilidad relativa de la fase miscible en el CO₂ Prophet. La relación final de las permeabilidades relativas del aceite y el gas fue de 0.34. Una relación diferente a 1.0 hace que la prueba sea difícil para un modelo con parámetro de mezcla. La saturación de aceite residual de la fase miscible fue fijada a cero. No se hicieron intentos para hacer ajustes de resultados con los simuladores composicionales por ajuste de parámetros de entrada. Se utilizaron los datos de entrada para los tres simuladores y los resultados fueron comparados. Se utilizó una formulación de diferencias finitas de nueve puntos para reducir los efectos de orientación de la maya en los simuladores composicionales.

La figura 4.4 muestra los resultados de la comparación de un desplazamiento con agua entre el CO₂ Prophet, COMP III y VIP-EXEC(COMP), los resultados son muy cercanos, casi idénticos.

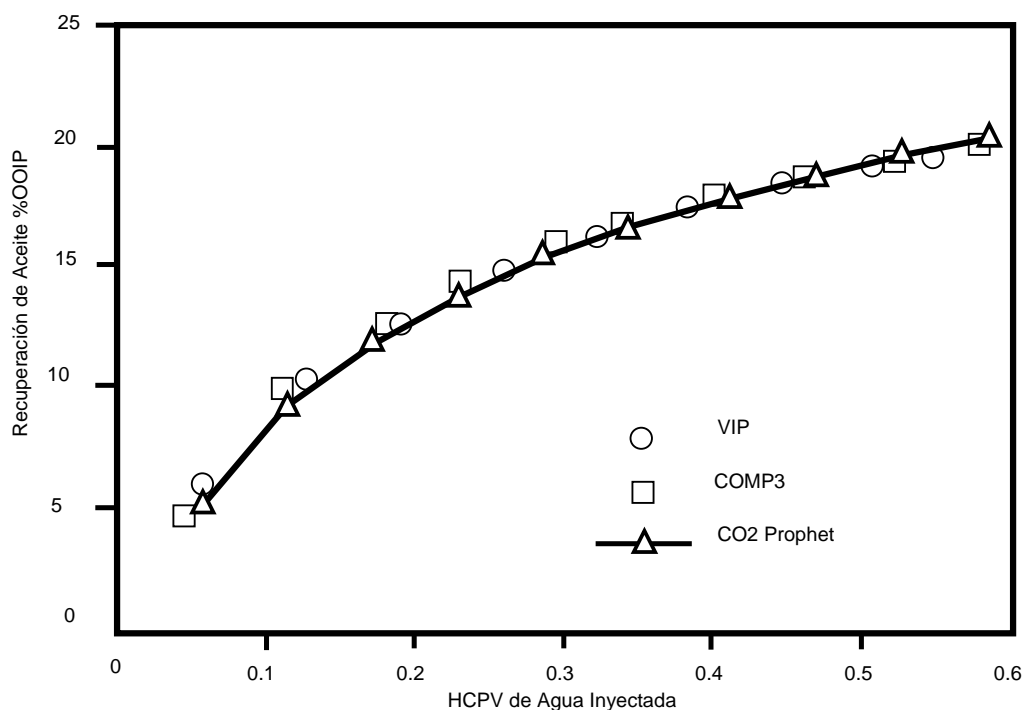


Figura 4.4. Comparación entre CO₂ Prophet, VIP y COMP3.

Se simuló una inyección WAG 1:1 después de una inyección con agua. La inyección WAG fue simulada como inyección simultánea mas que como una inyección alternada de baches. El ajuste es especialmente bueno a lo largo del periodo de inyección WAG, el cual dura hasta que se inyecta el 0.67 del HCPV. La recuperación de aceite se mantiene mas estable en los simuladores composicionales que en el CO2 Prophet durante el caso de inyección de agua el cual es seguido por la inyección WAG. El gasto máximo de aceite es un tanto menor en el CO2 Prophet y la producción declina más lentamente para un total de recuperación de 3% del OOIP mas que el de los simuladores composicionales. Incluso con un factor de recuperación mayor, el CO2 Prophet es probablemente mas conservador que los otros dos simuladores cuando se toma en cuenta los aspectos económicos, ya que el gasto de aceite es menor hasta aproximadamente el 0.5 HCPV inyectado.

La figura 4.5 muestra el comparativo del CO2 Prophet con COMP3 en una inyección continua de CO₂ después de una inyección de agua. El gasto de aceite y la recuperación es ligeramente menor para el CO2 Prophet aunque la diferencia final es solo de 2% HCPV.

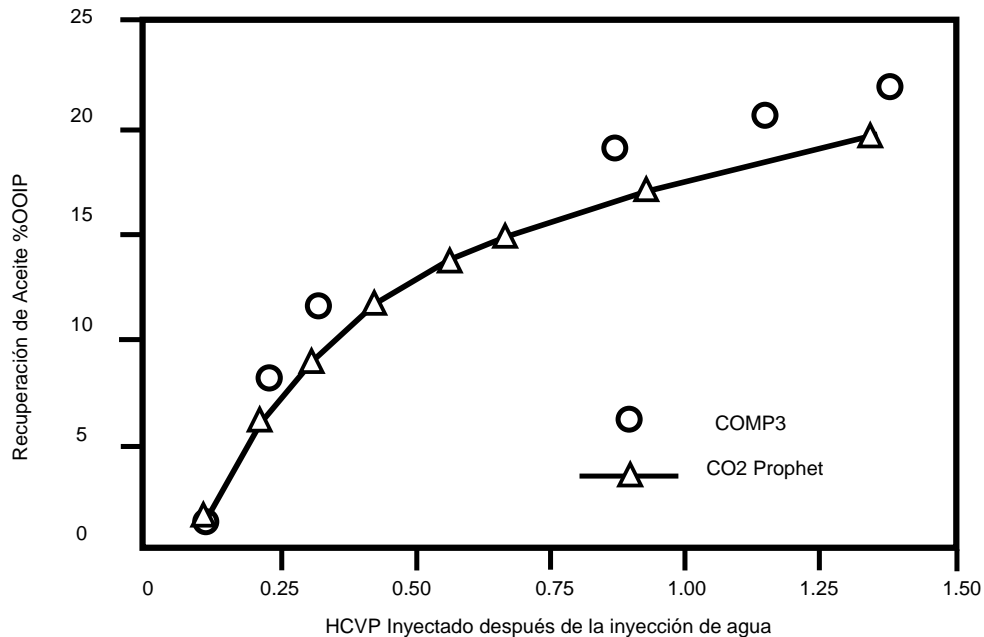


Figura 4.5. Comparación entre CO2 Prophet y COMP3.

La figura 4.6 muestra la ultima comparación del CO2 Prophet y COMP3 en una inyección secundaria continua de CO₂. La saturación inicial de agua es el agua

congénita y el resto del espacio poroso contiene aceite. El CO2 Prophet proyecta una recuperación ligeramente menor pero la diferencia no es muy grande.

Las predicciones hechas con el CO2 Prophet son muy similares a estos simuladores composicionales para descripciones del yacimiento razonablemente sencillas. Dentro de estas descripciones se encuentran que no existe heterogeneidad areal ni transmisibilidad vertical. Los resultados son especialmente buenos para el proceso WAG. Por consecuencia, el CO2 Prophet es una buena herramienta de selección e incluso para realizar pronósticos cuando no existen grandes descripciones del yacimiento.

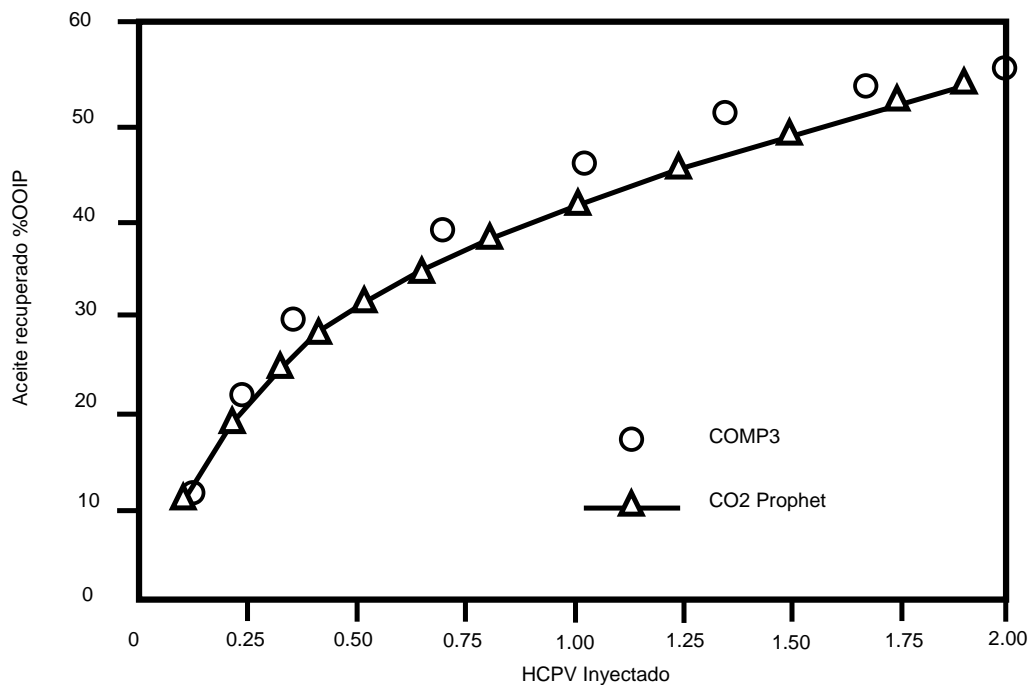


Figura 4.6. Comparación entre CO2 Prophet y COMP3.

Permeabilidad Relativa del Gas

El CO2 Prophet tiene una característica que lo hace más versátil que los modelos que utilizan un parámetro de mezcla. La formulación de la saturación ponderada de la permeabilidad relativa de la fase miscible hace posible que el simulador se ajuste mejor a los resultados de los simuladores composicionales cuando las curvas de permeabilidades relativas del gas y del aceite son muy diferentes.

Los simuladores composicionales pronostican diferentes recuperaciones para diferentes curvas de permeabilidad relativa al gas. Sin embargo, los modelos tradicionales que utilizan parámetros de mezcla no hacen esto ya que no utilizan la curva de permeabilidad relativa al gas en la formulación de la permeabilidad relativa de la fase miscible.

La tabla 4.2 muestra el pronóstico de recuperación de aceite cambia cuando la curva de permeabilidad relativa del gas es cambiada. En el CO2 Prophet se utiliza la formulación de saturación ponderada para la permeabilidad relativa de la fase miscible. El incremento en la recuperación al final del periodo WAG en la tabla para tres magnitudes de relación de permeabilidades relativas del gas y del aceite en el punto final. El pronóstico de la recuperación se incrementa conforme la relación de las permeabilidades relativas decrece tanto en el CO2 Prophet como en los simuladores composicionales. La diferencia en el factor de recuperación es menor entre el CO2 Prophet y los dos simuladores composicionales que entre si mismos.

Tabla 4.2 Incremento en la recuperación al final del periodo de inyección WAG

Modelo	Relación de permeabilidades relativas Gas/Aceite en el punto final			
	3.4	1	0.34	0.034
CO2 Prophet	15.7	16.9	17.1	17.8
VIP-EXEC(COMP)	15.3		17.4	18.8
COMP 3	15.4		16.5	16.9

También se muestra el pronóstico de recuperación para la formulación con el parámetro estándar de mezcla (en el cual la permeabilidad relativa de la fase miscible es fijada igual a la del aceite). Bajo condiciones miscibles, esta recuperación no cambia si la curva de permeabilidad relativa al gas cambia. La formulación estándar produce buenos resultados si la permeabilidad relativa al gas es similar a la del aceite. Las situaciones en las que la formulación estándar produce inexactitudes fueron descritas por Prieditis and Brugman.

5. Ejemplo, Caso Tamaulipas-Constituciones

El Campo Tamaulipas – Constituciones pertenece al Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA) de la Región Norte. Se localiza a 20 Km. Al norte de la Cd. de Tampico Tamaulipas, figura 5.1. El campo fue descubierto en 1951, aunque su producción comenzó en 1956. El campo Tamaulipas- Constituciones cubre un área aproximada de 60 km² y produce aceite pesado de 18 °API de cinco formaciones en un rango de profundidad de 1,250 a 2,100 m.

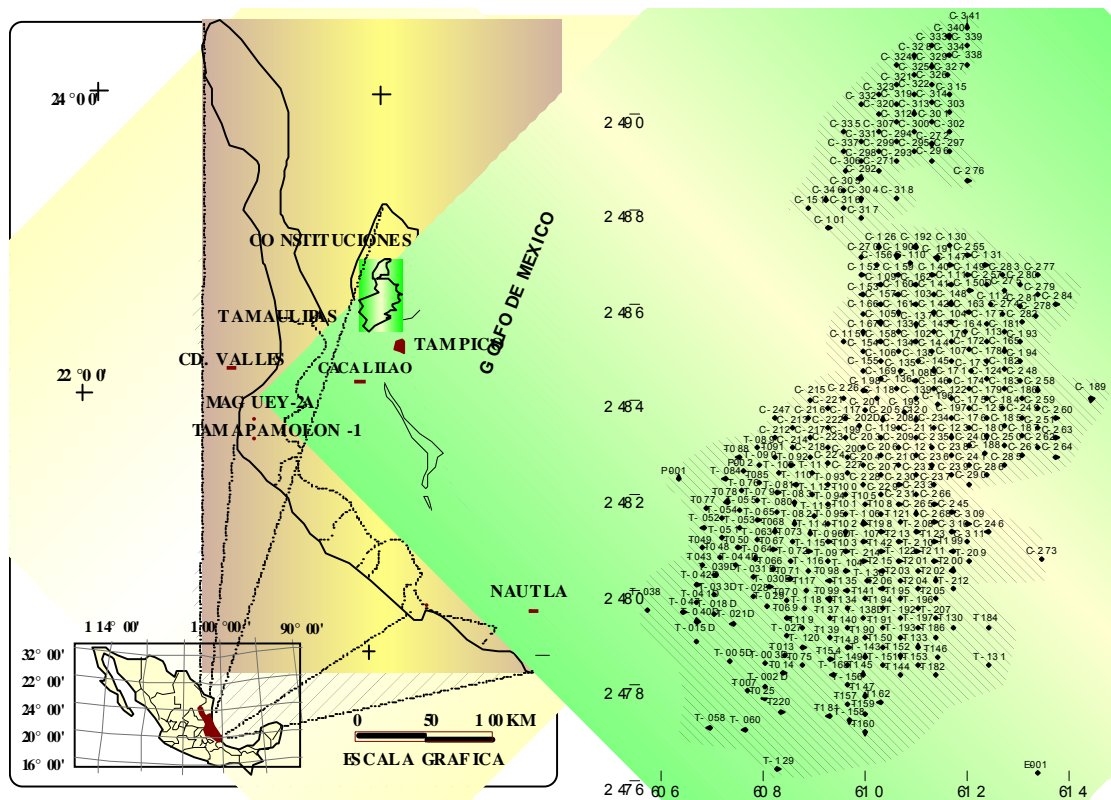


Figura 5.1. Ubicación del campo Tamaulipas-Constituciones.

El campo inició su producción en 1956 y el espaciamiento entre pozos originalmente fue de 800 m, posteriormente se fueron rellenando con espaciamientos de 400 m. La presión y temperatura original en el principal yacimiento; Jurásico San Andrés (JSA); fue de 215 kg/cm² (3,058 psi) y 90 °C (194 °F), respectivamente, con una presión de saturación de 156.2 kg/cm² (2,221 psi). Se terminaron 517 pozos hasta 1968. La producción máxima (19,115 bpd) fue alcanzada en 1961, después de esto, la producción comenzó a declinar, figura 5.2.

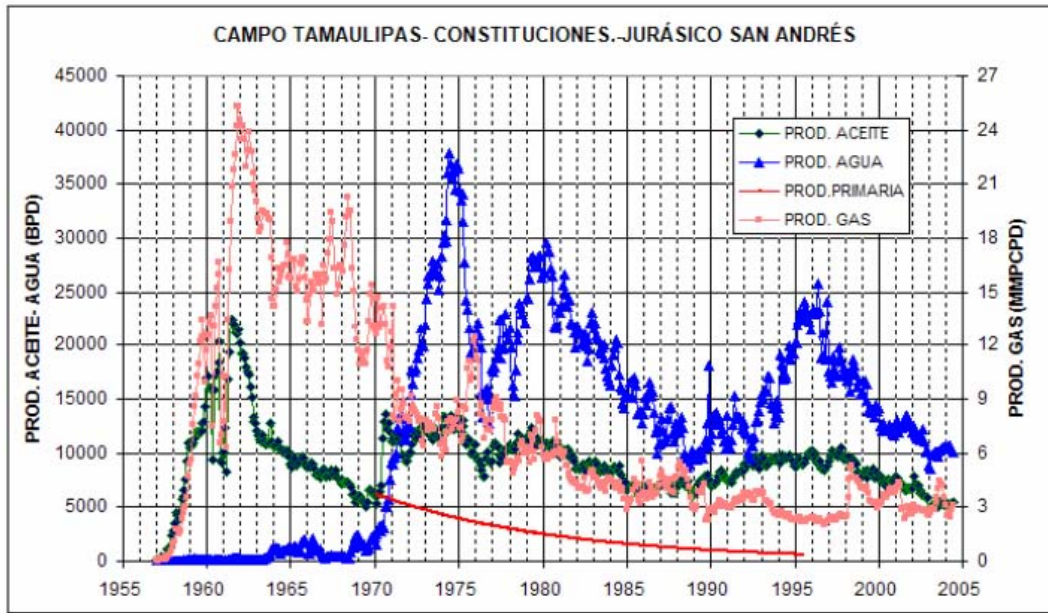


Figura 5.2. Historia de producción del campo Tamaulipas-Constituciones.

En 1968, y con el objetivo de optimizar la administración del yacimiento, se implementa un programa de inyección de agua. La inyección de agua fue iniciada con un patrón de inyección de 7 pozos. La presión del yacimiento se mantuvo y eventualmente se incrementó. Durante los años ochentas y noventas se inició un programa de perforación de pozos de relleno para mejorar la eficiencia de barrido, se adicionaron 124 pozos de los cuales, 119 resultaron productores. El volumen original del campo Tamaulipas-Constituciones es de 2608 MMB y la producción acumulada al primero de enero de 2008 es de 253 MMB lo que da un factor de recuperación de 9.7% del volumen original.

Actualmente el campo Tamaulipas-Constituciones produce con 283 pozos activos un total de 5,621 BPD y un promedio por pozo de 19.9 BPD; de los 283 pozos activos, 17 pozos son fluyentes, 137 pozos producen con bombeo neumático y 129 producen con bombeo mecánico.

Área seleccionada

El área seleccionada tiene como pozo central inyector al CNSTS-205 y productores a los CNSTS-555, 556, 563, 564 incluyendo también las localizaciones C y D. El área seleccionada tiene la ventaja de no contar con pozos inyectores de agua del sistema

actual de recuperación secundaria, aunque como parte del mismo presentan producción de agua al 30.5%.

Otra ventaja de esa área es que la mayoría de los pozos están a 200 m de espaciamiento; el patrón se completará con las localizaciones C y D, por perforar. En la tabla 5.1 se presentan las coordenadas y las producciones en porcentaje de agua de los pozos en el área seleccionada.

Tabla 5.1. Ubicación de los pozos en el área seleccionada			
Pozo	X [m]	Y [m]	Agua [%]
C 205	610352	2483596	13
C 555	610352	2483396	35
C 556	610178	2483496	64
C 563	610525	2483496	0.3
C 564	610178	2483696	40
C 1001(LOC C)	610352	2483796	
C 1002(LOC C)	610525	2483696	

En la figura 5.3 se presenta un plano donde se localizan los pozos dentro del área seleccionada.

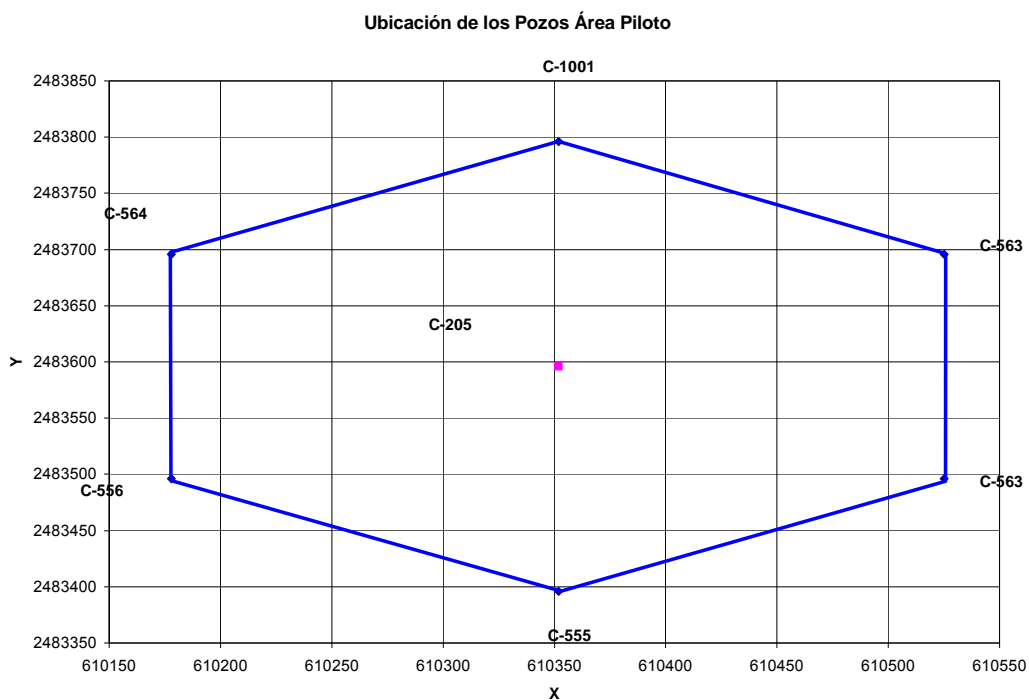


Figura 5.3. Ubicación de pozos en el área seleccionada.

Volumen de aceite

Con el área calculada, el espesor neto, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del aceite se obtiene un volumen de aceite original de 7.5 MMB mediante la ecuación 5.1.

$$N = \frac{A \cdot E_n \cdot \phi \cdot S_o}{B_o} \dots\dots\dots 5.1$$

donde,

N= volumen de aceite a condiciones estándar (MMB)

A= Área piloto total (m²)

E_n= Espesor Neto (m)

S_o= Saturación de aceite (fracc.)

B_o= Factor de volumen de aceite (bls @ c.y. /bls @ c.s.)

Se seleccionó un patrón de 7 pozos invertido con el que esta desarrollado el sistema de recuperación secundaria en operación.

Coeficiente de Dykstra-Parsons

La variación de la permeabilidad vertical generalmente se describe por el coeficiente de Dykstra-Parsons. Se basa en el logaritmo normal de la distribución de la permeabilidad y estadísticamente se define como¹:

$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}} \dots\dots\dots 5.2$$

donde,

k_{50%} = permeabilidad al 50% del espesor acumulativo.

k_{84.1%} = permeabilidad al 84.1% del espesor acumulativo.

Se dispuso del análisis de núcleos de cuatro pozos: TMLPS- 91, 96D, 117 y CNSTS-117, con los que se calculó el coeficiente de Dykstra- Parsons: V; en la figura 5.4 se presenta la gráfica de permeabilidad contra espesor acumulativo correspondiente al pozo TMLP 96D, nucleado en un espesor de 93.7 m.

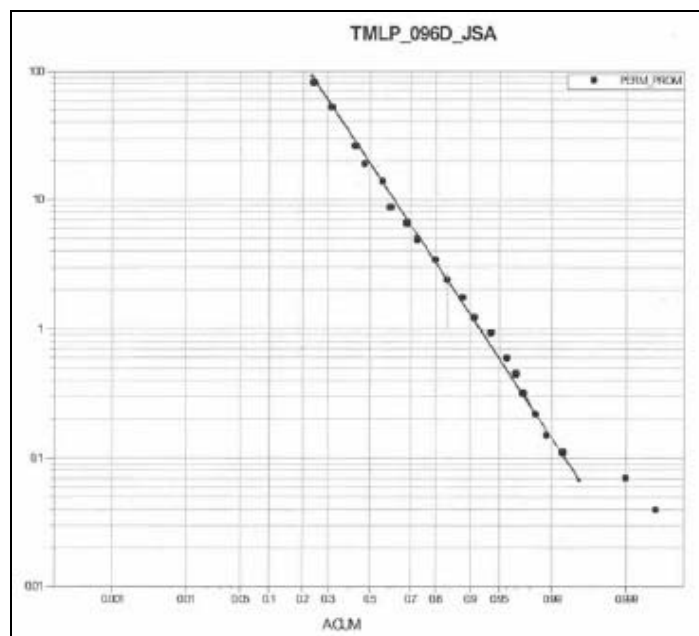


Figura 5.4. Permeabilidad (md) vs. Espesor acumulado (frac.). Pozo TMLP-96D.

Los datos que se obtienen de la figura 4.2 son los siguientes:

$$k_{50\%} = 18.5 \text{ md}$$

$$k_{84.1\%} = 2.38 \text{ md}$$

de donde:

$$V = 0.871$$

Para los otros pozos, con información similar, se obtuvieron los datos siguientes:

$$\text{TMLP 91: } V = 0.813$$

$$\text{TMLP 105: } V = 0.967$$

$$\text{CNST 117: } V = 0.232$$

En promedio se obtiene: $V = 0.721$

En la tabla 5.2 se enlistan los datos básicos de entrada para el simulador, característicos del área seleccionada.

Se considera que el coeficiente de Dykstra-Parsons con valor de 0.721 es el valor más representativo para el yacimiento, ya que considera el mismo más heterogéneo y fue calculado con datos físicos.

Tabla 5.2. Datos básicos del área seleccionada	
Temperatura del yac. (°C)	88
Presión del yac. (Kg/cm ²)	215
Presión Mínima de Miscibilidad (Kg/cm ²)	222
Factor de volumen del aceite (bls @c.y/bls @c.s.)	1.2281
Rsi (PC/B)	362.9
Densidad del aceite (°API)	18
Salinidad del agua de la formación (ppm)	100000
Densidad relativa del gas (Aire=1)	0.831
Viscosidad del aceite (cp)	8.05
Viscosidad del agua (cp)	0.404
Coeficiente de Dykstra-Parsons	0.721
Numero de capas	7
Permeabilidad (md)	11
Espesor neto de la formación (m)	112
Porosidad (frac.)	0.131
Saturación congénita de agua (frac.)	0.121
Saturación inicial de gas (frac.)	0
Área (m ²)	113856

Se consideran 7 capas debido a que al área seleccionada se le puede dividir verticalmente en 7 unidades de flujo principales. La presión mínima de miscibilidad fue calculada en trabajos anteriores.

Las permeabilidades para el Área piloto CNST 205, se calcularon con las ecuaciones que maneja el programa de recuperación mejorada con CO₂, según se detalla en el manual de usuario del Prophet¹⁹.

Los parámetros que maneja el programa, y los valores para el JSA son los siguientes:

S_{wc} ≡ Saturación de agua congénita: 0.121

S_{orw} ≡ Saturación residual de aceite barrido por agua: 0.332

S_{orm} ≡ Saturación residual de aceite barrido por CO₂: 0.101

K_{rocw} ≡ Máxima permeabilidad relativa al aceite a Swc: 1.0

K_{rgcw} ≡ Máxima permeabilidad relativa al gas a Swc: 1.0

Expow ≡ Exponente de la ecuación para el aceite en el sistema aceite-agua: 2.8

Expw ≡ Exponente de la ecuación para el agua en el sistema aceite-agua: 2.8

Exps ≡ Exponente de la ecuación para el CO₂ en el sistema aceite-agua: 2.0

Expow y Expw se ajustaron a 2.8 de acuerdo con las curvas de permeabilidades relativas utilizadas en otros trabajos acerca del JSA del campo Tamaulipas-Constituciones.

Criterios de Selección para el Campo Tamaulipas Constituciones

En el capítulo 2 se realizó un estudio para crear un criterio de selección, el cual fue comparado con las características del campo Tamaulipas-Constituciones. Se puede observar que la viscosidad del aceite es mayor a la recomendada, la densidad API es menor y los espesores son mas grandes, sin embargo, hay que recordar que esta es una prueba piloto que podría ampliar estos rangos. Por otra parte, se tiene poca experiencia en yacimientos con estas características, por lo que la prueba piloto podría aportar información importante para el desarrollo en proyectos de inyección alternada de agua y gas.

5.1 Inyección de CO₂

Se corrió el programa para la recuperación mejorada con CO₂ en el campo Tamaulipas-Constituciones. Se consideró el mismo gasto de aceite para los pozos productores en un patrón invertido de inyección de 7 pozos. De igual forma, se tomó en cuenta la inyección con gastos de 3.5, 5 y 7.5 MMPCD en un tiempo de 2 años, el cual será el tiempo de duración para nuestra prueba piloto.

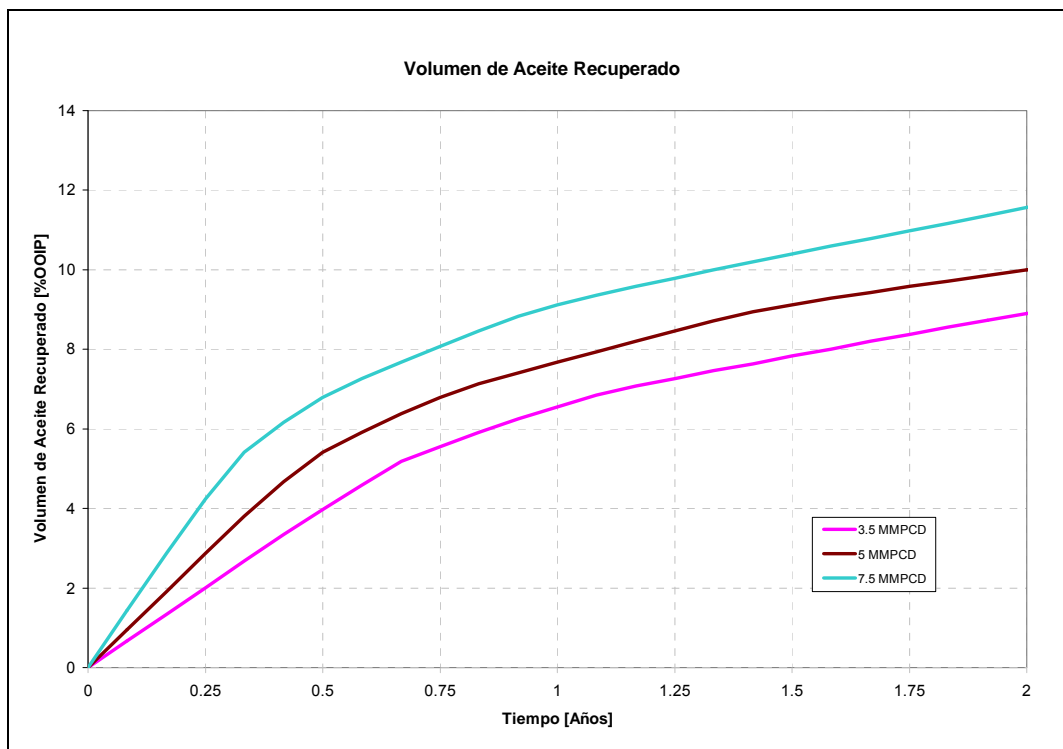


Figura 5.5. Volumen de aceite original (%) vs. Tiempo en (años).

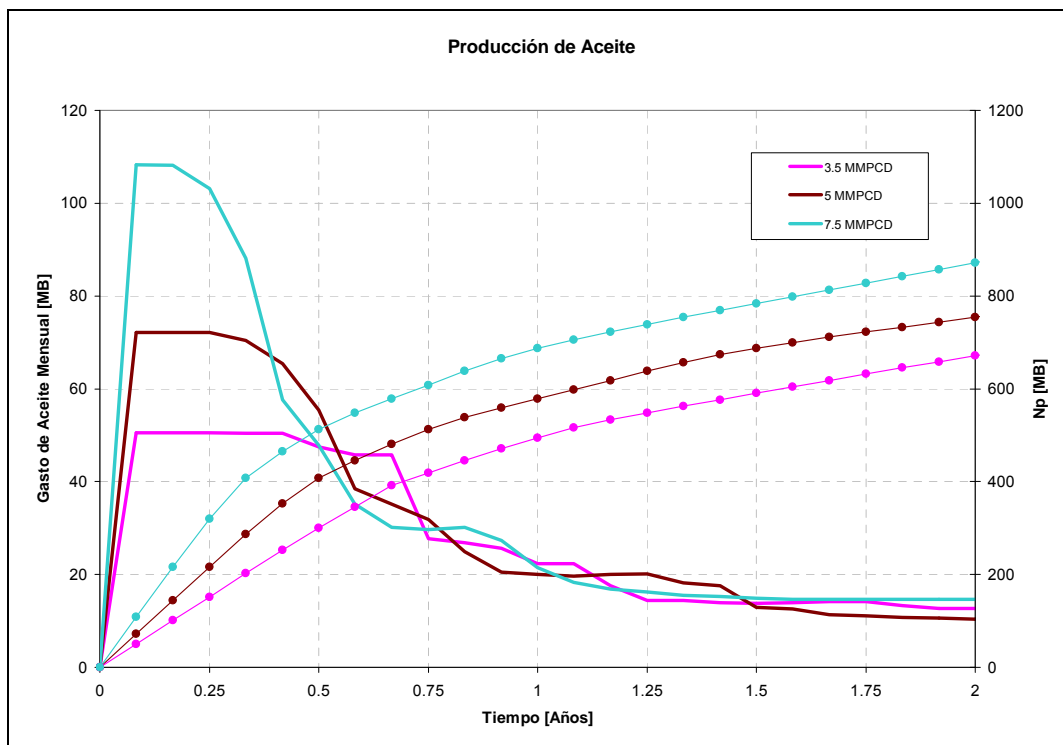


Figura 5.6. Comportamiento de la prueba piloto con respecto a la inyección de gas.

Como se puede observar en la figura 5.5, la mejor recuperación se obtiene con una inyección de 7.5 MMPCD en el mismo periodo de tiempo, sin embargo, la irrupción del gas ocurre a los tres meses de inyección. En la figura 5.6 se observan las producciones de aceite, donde en los tres casos se alcanza un máximo de producción en el primer mes, con gastos de 590, 395 y 277 BPD por pozo para una inyección de 7.5, 5 y 3.5 MMPCD respectivamente. A pesar de que la mayor producción se alcanza con la inyección de 7.5 MMPCD esta cae rápidamente en dos meses, por otra parte la producción con la inyección de 3.5 MMPCD se sostiene durante 7 meses. La respuesta en el yacimiento con estos gastos de inyección es casi inmediata por lo que las producciones máximas se alcanzan en un tiempo muy corto de tiempo. En el eje secundario se muestran las acumuladas de aceite con respecto al tiempo para cada uno de los casos de inyección.

Los resultados de estas pruebas son resumidos en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Resumen de resultados para la prueba de inyección de CO₂.			
Inyección de CO ₂ (MMPCD)	3.5	5	7.5
Irrupción (meses)	6	4	3
Recuperación a la irrupción (MB)	300	287	319
CO ₂ inyectado a la irrupción(MMPC)	639	609	685
Recuperación final (MB)	671	754	872
CO ₂ recuperado a 2 años (MMPC)	79.7	130.4	197.5
Recuperación final a los 2 años (%OOIP)	8.9	10	11.56

En las figuras 5.7 se puede observar el comportamiento de producción para la inyección de CO₂ con gastos de 3.5, 5 y 7.5, donde la producción de aceite se encuentra en BPD para cada pozo productor.

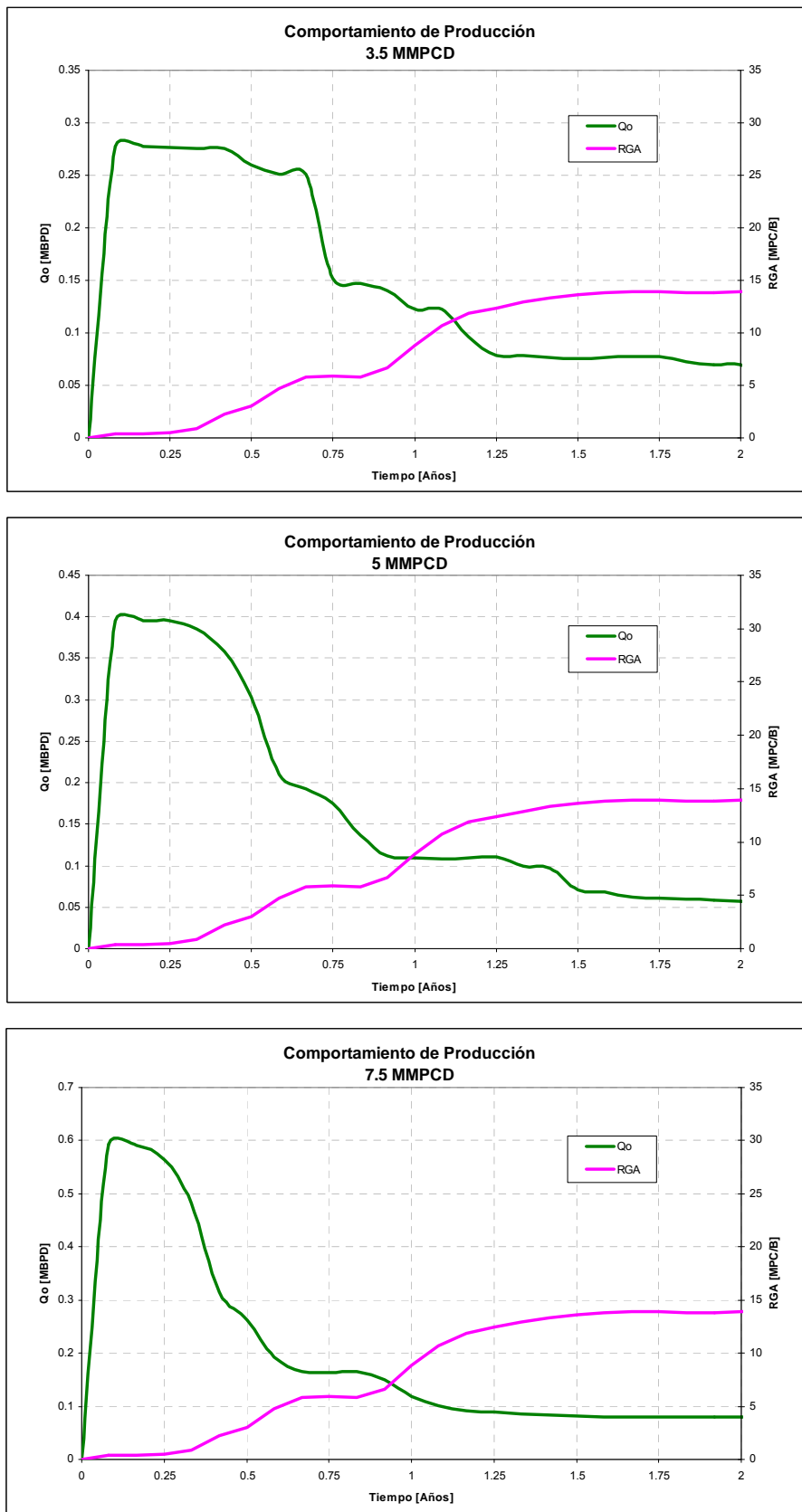


Figura 5.7. Comportamiento de la producción con inyección de CO_2 , gastos de 3.5, 5 y 7.5 MMPCD.

5.2 Inyección de Agua

Se corrió el programa para la inyección de agua en el campo Tamaulipas-Constituciones, considerando el mismo gasto de aceite para los pozos productores en el mismo patrón de inyección. Las corridas se efectuaron a gastos de inyección de 500, 1000 y 1500 BPD en un tiempo de 2 años, el cual será el tiempo de duración para la prueba piloto.

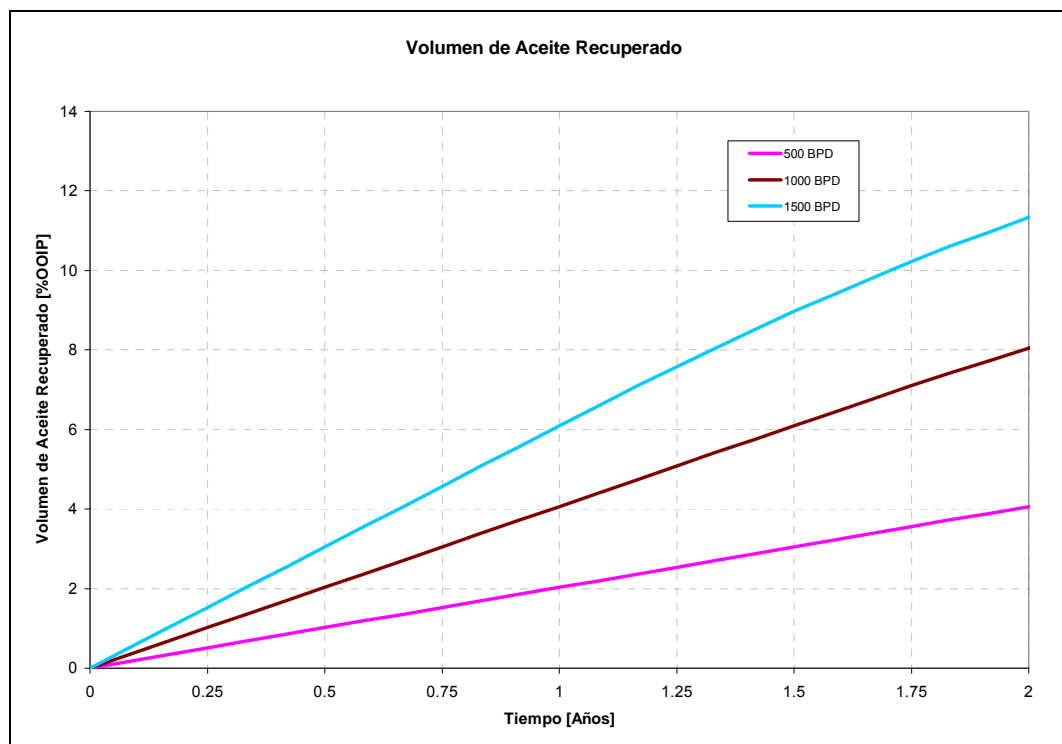


Figura 5.8. Volumen de Aceite Original Recuperado (%) vs. Tiempo (años).

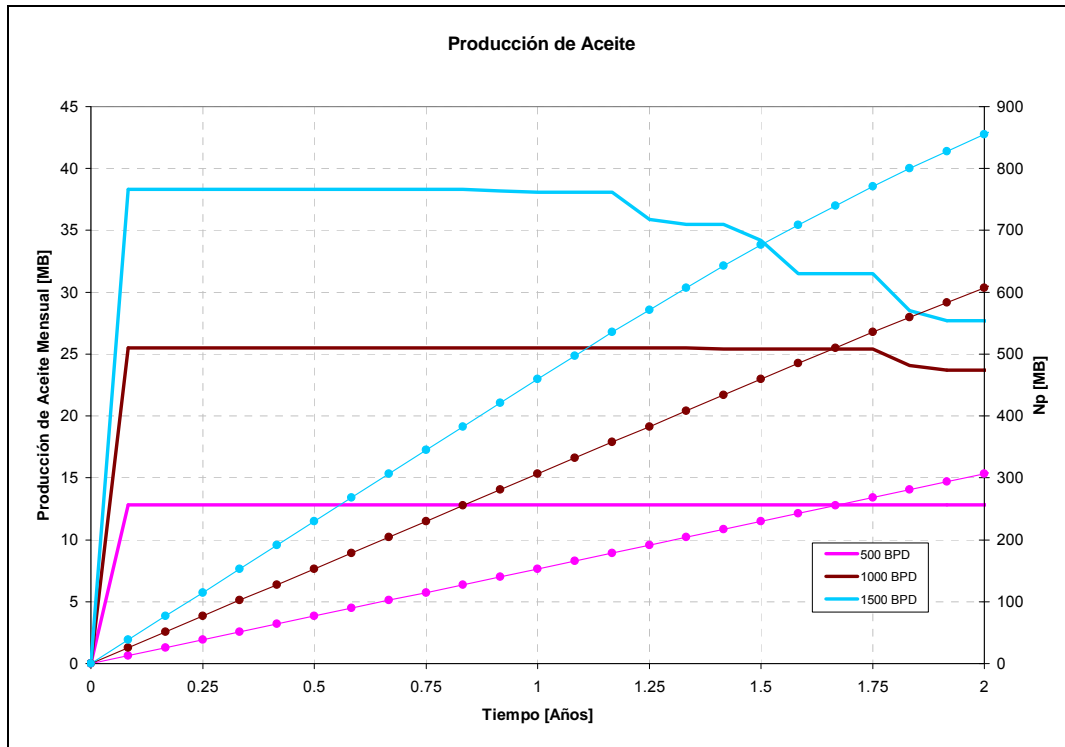


Figura 5.9. Comportamiento de la prueba piloto con respecto a la inyección de agua.

Como se puede observar en la figura 5.8, la mejor recuperación se obtiene con una inyección de 1500 BPD en el mismo periodo de tiempo. El avance del agua no es tan rápido como el del gas y la irrupción del agua de inyección se ve reflejada hasta el décimo mes, que en comparación con la inyección de 500 BPD, en el periodo de la prueba, no se tiene una irrupción del agua de inyección, sin embargo, la recuperación es muy baja, cerca de 306 MB (4.06 % OOIP). En la figura 5.9 se observan la producciones de aceite, en los tres casos, se alcanza un máximo de producción en el primer mes, con gastos de producción de 200, 140 y 70 BPD por pozo para una inyección de 1500, 1000 y 500 BPD respectivamente. Los gastos alcanzados en el primer mes se mantienen constantes durante un largo periodo de tiempo y proporcionan una producción muy atractiva, considerando la producción actual del campo.

Los resultados de estas pruebas son resumidos en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Resumen de resultados para la prueba de inyección de Agua.

Inyección de Agua (MBPD)	500	1000	1500
Irrupción (meses)	--	20	10
Recuperación de Aceite a la Irrupción (MB)	--	510	383
Agua inyectada a la irrupción (MBPD)	--	609	457
Recuperación de Aceite a los 2 años (MB)	307	607	855
Agua Inyectada a los 2 años (MBPD)	365	730	1096
Recuperación Final a los dos años (%OOIP)	4.06	8.05	11.34

En la figura 5.10 se puede observar el comportamiento de producción para la inyección de agua con gastos de 500, 1000 y 1500 BPD respectivamente, donde la producción de aceite se encuentra en BPD para cada pozo productor.

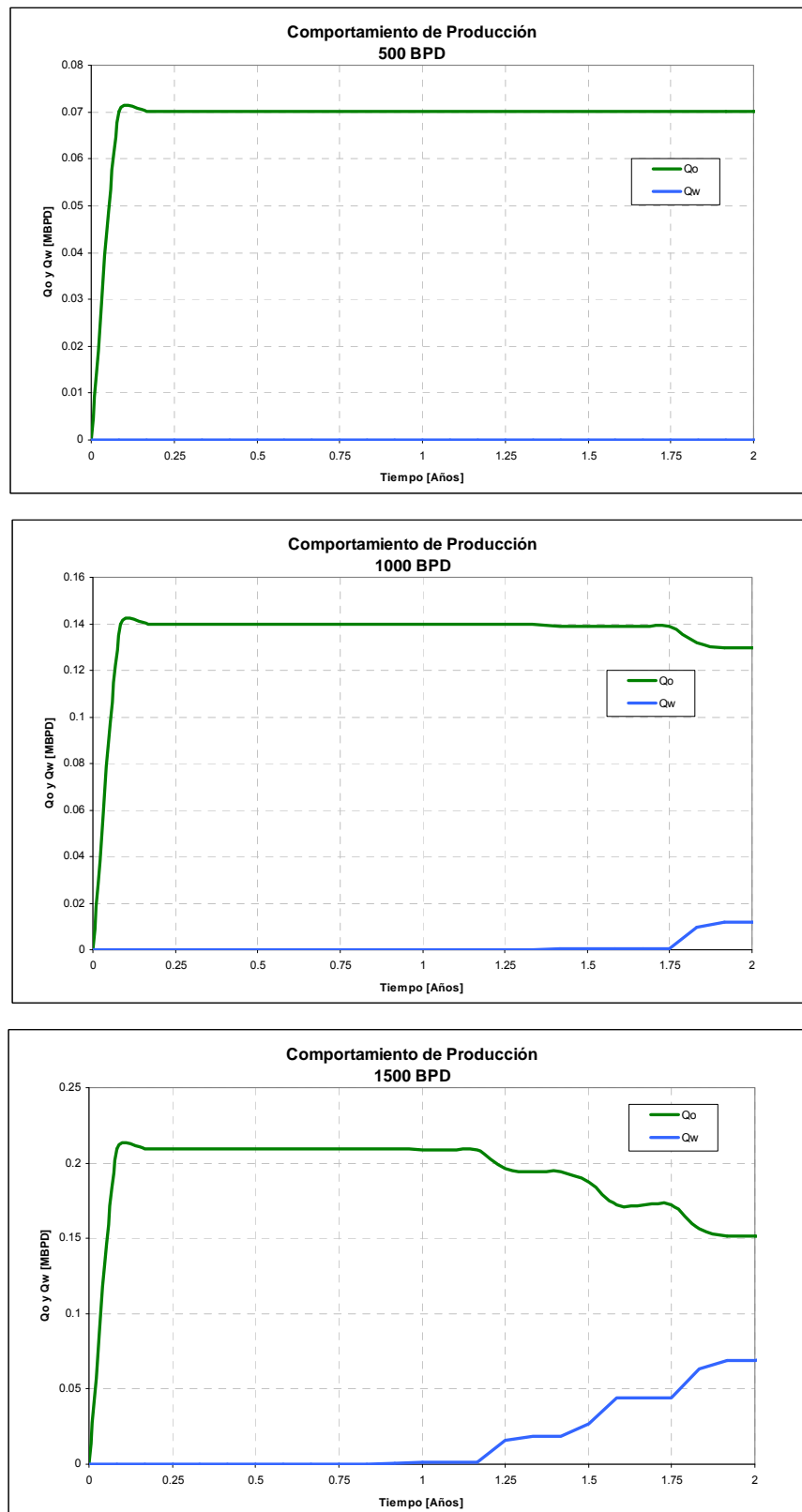


Figura 5.10. Comportamiento de la producción con inyección de Agua.

5.3 Inyección Alternada de Agua y Gas

Se corrió el programa para la inyección alternada de agua y gas, con gastos de inyección de 500, 1000 y 1500 BPD de agua y 3.5, 5 y 7.5 MMPCD de CO₂. Se consideró la inyección de un bache de agua seguido por un bache de CO₂ repitiendo el ciclo de ser necesario. Al igual que las inyecciones de CO₂ y agua, se tiene analizada una duración para la prueba de dos años y los mismos gastos de producción en cada pozo. Además, se tomó un volumen de inyección de 0.05 y 0.1 del HCPV para realizar los cambios en los ciclos de inyección, ya que para volúmenes de inyección menores no se obtiene respuesta del yacimiento y por encima de estos volúmenes el tiempo no es suficiente para alcanzar los volúmenes deseados en el tiempo de la prueba piloto, por lo que la inyección se convierte en inyección de agua.

Inyección con ciclos de 0.05 HCPV

La inyección se llevó a cabo con un volumen de inyección del 0.05 del volumen poroso para los gastos de inyección antes mencionados. De la figura 5.11 a la figura 5.13 se observan las graficas recuperación total en %OOIP, donde se puede concluir que la recuperación mayor se obtiene con un gasto de inyección de 7.5 MMPCD y 1500 BPD, la cual es de 959 MB. Por otra parte, la inyección de 500 BPD para ninguno de los casos cumple el volumen propuesto a inyectar por lo que la inyección nunca es alternada y la recuperación es la misma para todos los casos. En las figuras 5.14, 5.15 y 5.16 se observan los comportamientos de producción para los gastos de inyección propuestos, en las tres graficas se ve una producción sostenida hasta que se realiza el cambio a inyección de gas, la cual provoca una caída seguida del punto máximo en la producción, estos gastos se mantienen por pocos meses y la producción comienza a declinar. En la figura 5.14 se puede observar que la producción máxima se mantiene por mas tiempo, esto debido al bajo gasto de inyección.

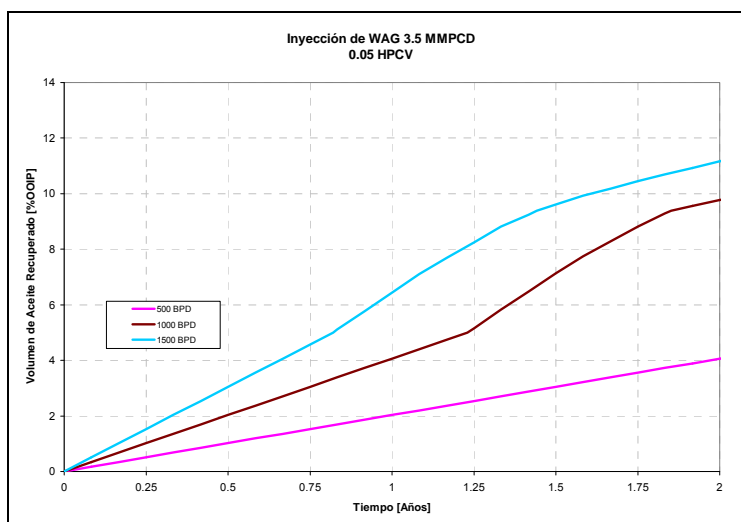


Figura 5.11. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.05 HCPV y 3.5 MMPCD.

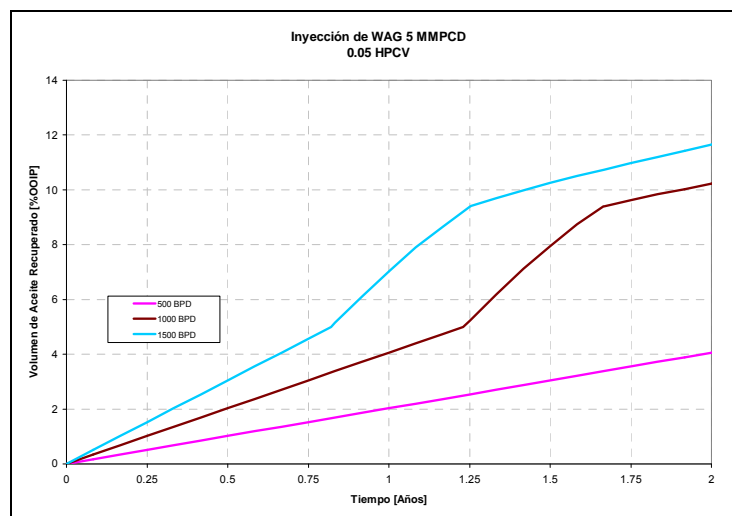


Figura 5.12. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.05 HCPV y 5 MMPCD.

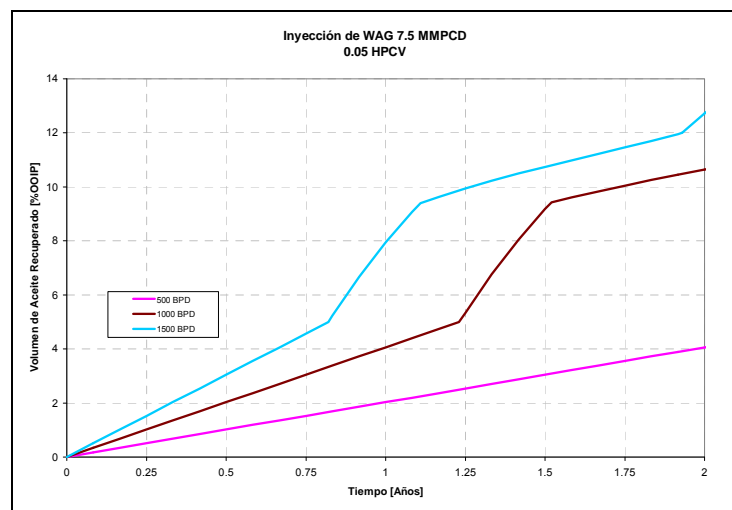


Figura 5.13. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.05 HCPV y 7.5 MMPCD.

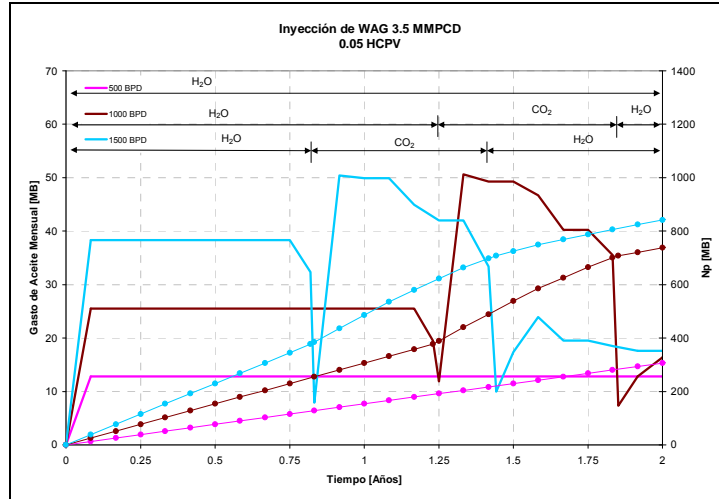


Figura 5.14. Producción de aceite y producción acumulada, caso 3.5 MMPCD.

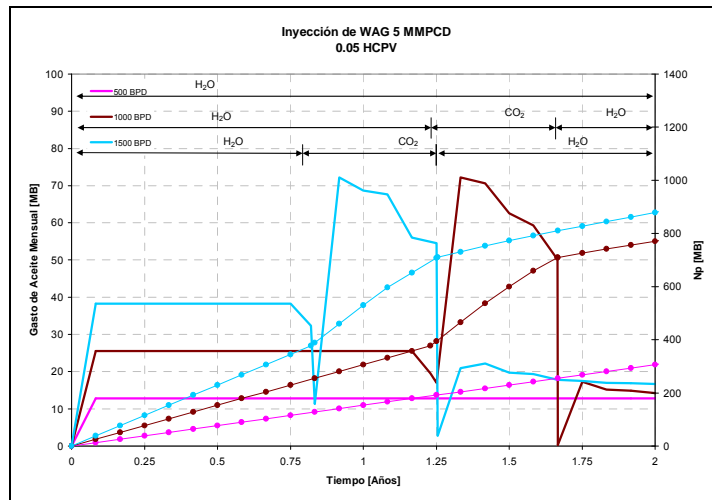


Figura 5.15. Producción de aceite y producción acumulada, caso 5 MMPCD.

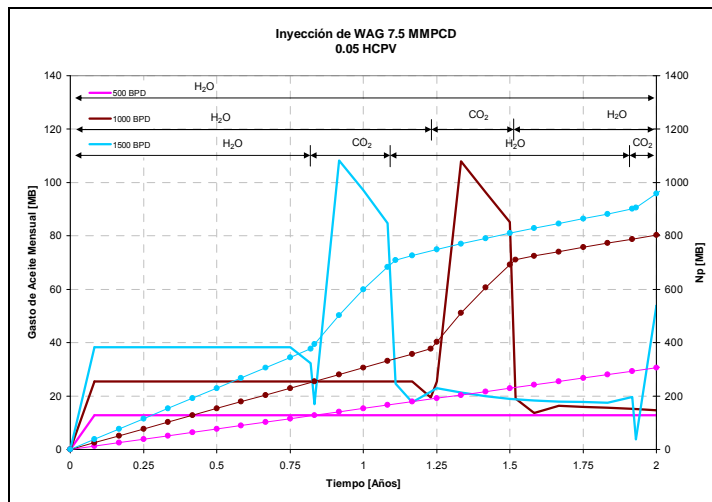


Figura 5.16. Producción de aceite y producción acumulada, caso 7.5 MMPCD..

Inyección con ciclos de 0.1 HCPV

La inyección se llevo a cabo con un volumen de inyección del 0.1 del volumen poroso para los gastos de inyección antes mencionados. De la figura 5.17 a la figura 5.19 se observan las gráficas de recuperación total en %OOIP, donde se puede concluir que la recuperación mayor se obtiene con un gasto de inyección de 7.5 MMPCD y 1500 BPD, la cual es de 985 MB. Por otra parte, la inyección de 500 y 1000 BPD no cumplen con el volumen propuesto a inyectar por lo que la inyección nunca es alternada y la recuperación es la misma para los casos de inyección de agua. En las figuras 5.20, 5.21 y 5.22 se observan los comportamientos de producción para los gastos de inyección propuestos. En los tres casos se observa que la producción se mantiene constante hasta que se cambia a la inyección de gas en donde se alcanza la máxima producción.

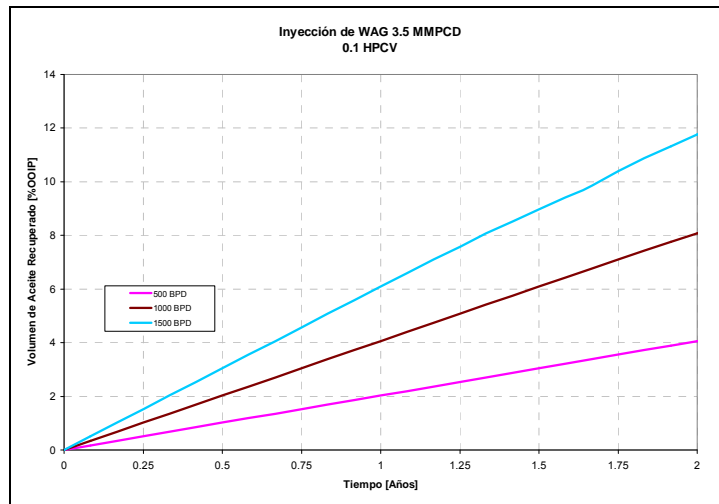


Figura 5.17. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.1 HCPV y 3.5 MMPCD.

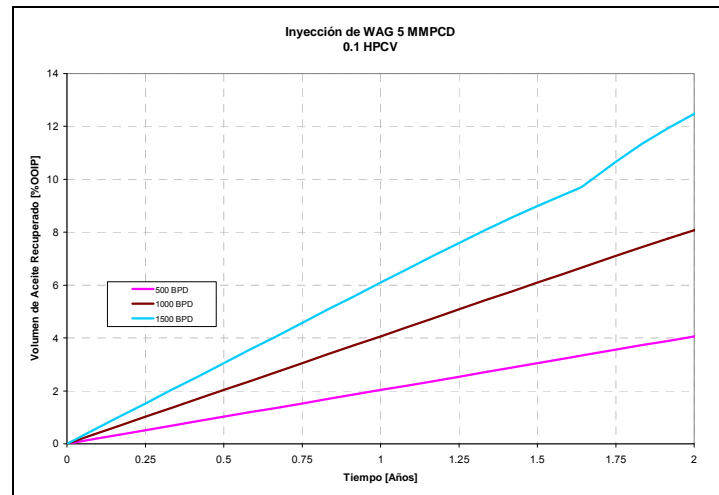


Figura 5.18. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.1 HCPV y 5 MMPCD.

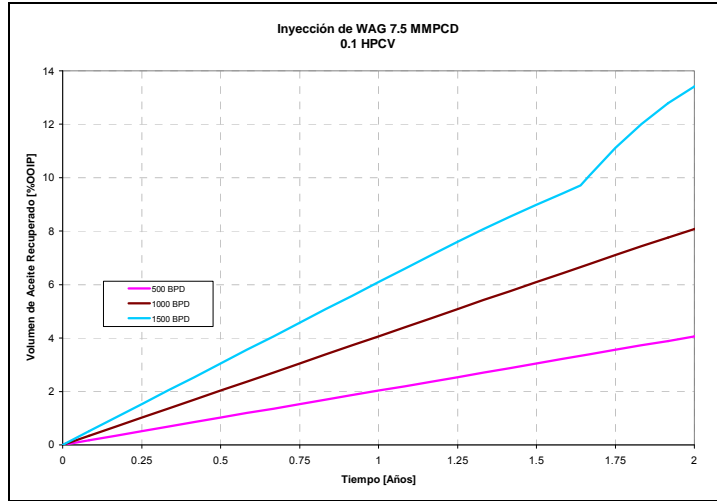


Figura 5.19. Volumen de Aceite Recuperado WAG a 0.1 HCPV y 7.5 MMPCD.

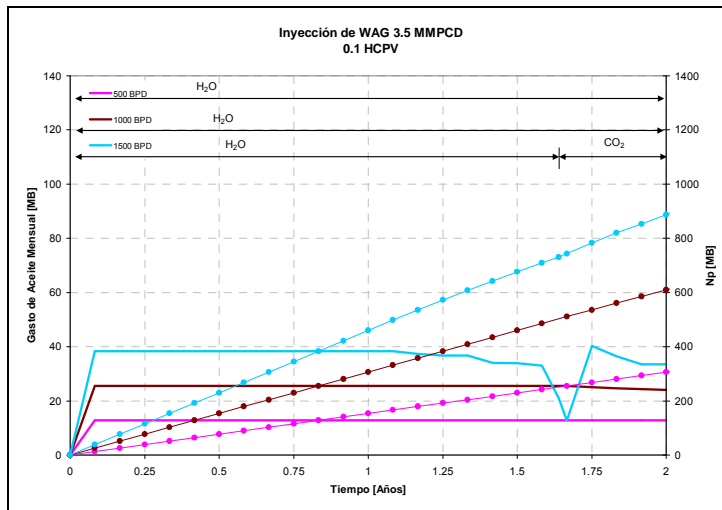


Figura 5.20. Producción de aceite y producción acumulada, caso 3.5 MMPCD.

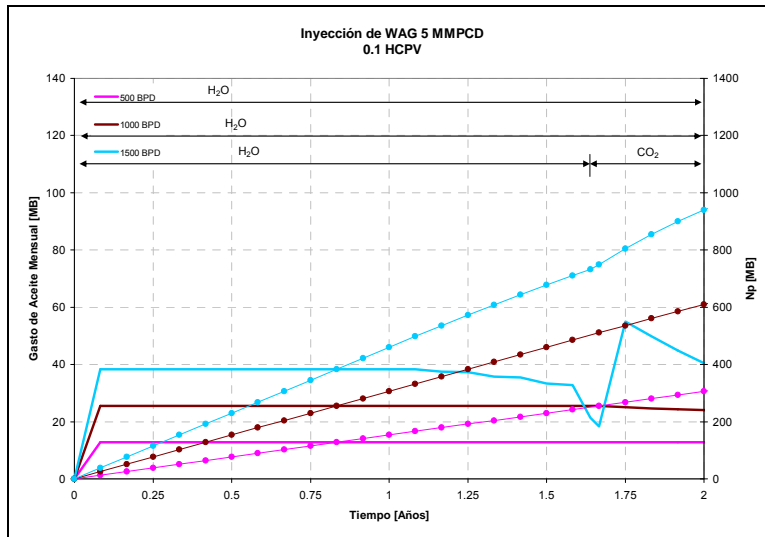


Figura 5.21. Producción de aceite y producción acumulada, caso 5 MMPCD.

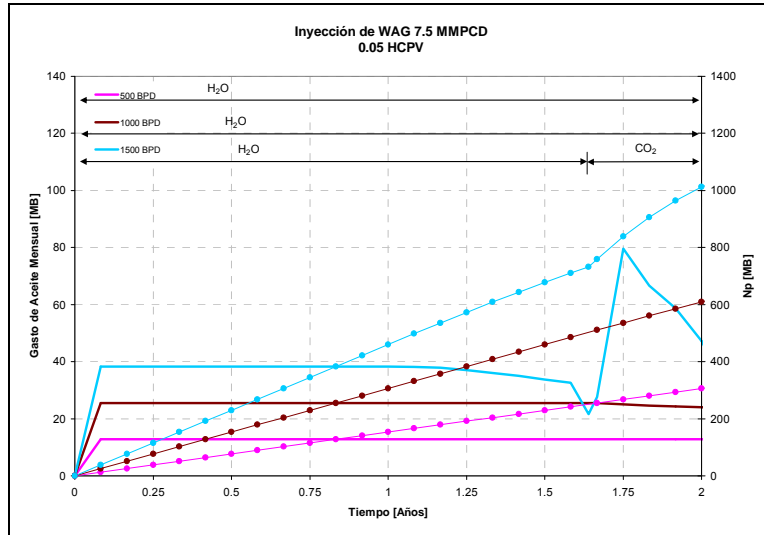


Figura 5.22. Producción de aceite y producción acumulada, caso 7.5 MMPCD.

En la tabla 5.5 se muestra un resumen con los volúmenes de recuperación total para las pruebas realizadas, donde se puede observar el incremento en el factor de recuperación con respecto a la inyección de agua y a la inyección de CO₂.

Tabla 5.5. Volúmenes de Recuperación Total para las Pruebas WAG (2 años)						
Gastos de inyección	0.05 HCPV			0.1 HCPV		
Agua BPD/ CO2 MMPCD	3.5	5	7.5	3.5	5	7.5
500	307	307	307	307	307	307
1000	737	771	803	609	609	609
1500	842	895	959	887	940	1012

Como se puede observar en la tabla 5.5 los gastos de inyección de agua de 1000 y 1500 bpd para el caso de 0.05 HCPV y 1000 bpd para el caso de 0.1 HPCV, en todos los casos de inyección de CO₂, presentan recuperaciones favorables para los propósitos. Por este motivo se analizó el corte de agua y la relación gas-aceite para estos casos. En la figura 5.23 se presenta el caso para la inyección de agua de 1000 BPD e inyección de gas de 3.5, 5 y 7.5 MMPCD para un HCPV de 0.05.

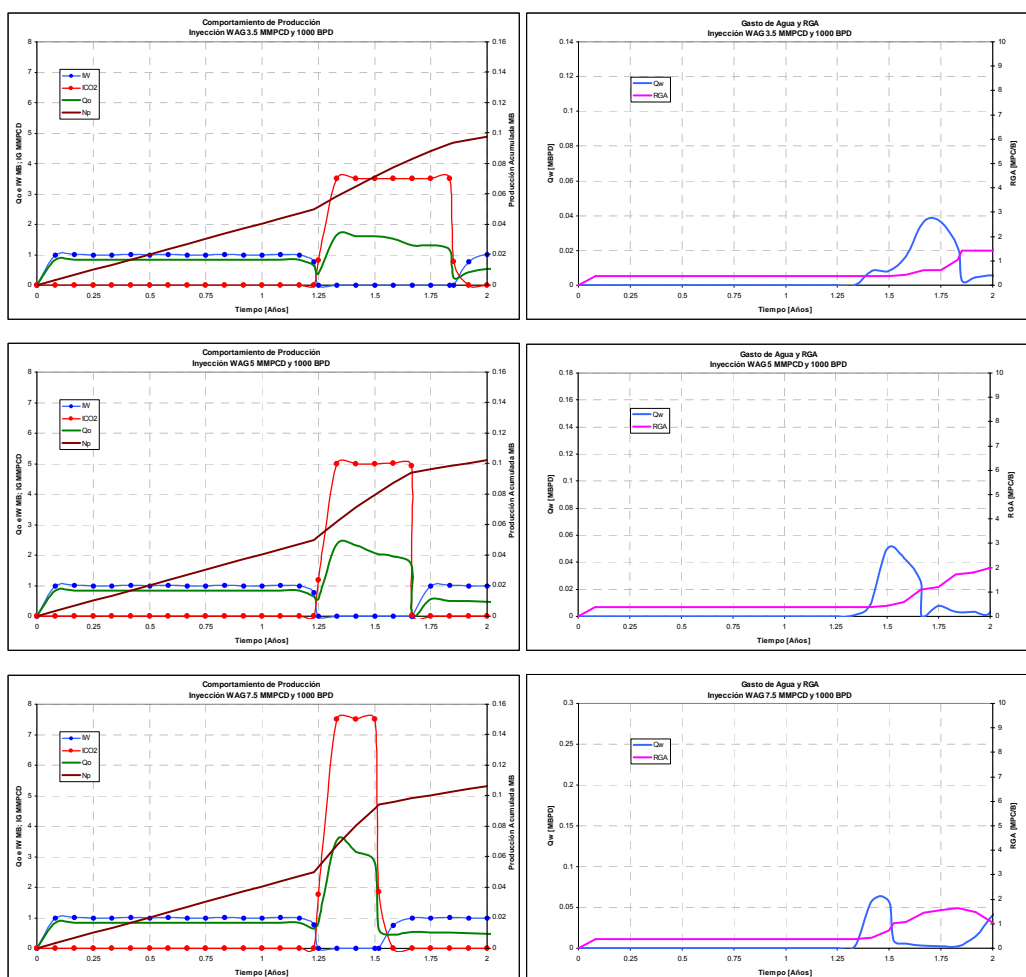


Figura 5.23. Comportamiento de inyección y producción, 0.05 HPCV y 1000 BPD.

En la Figura 5.23 se puede observar los ciclos de inyección y el comportamiento del corte de agua y la relación gas-aceite, las cuales se mantienen bajas para estos gastos de inyección durante el periodo de la prueba, por lo que no sería necesario realizar un cambio ó adecuación a las instalaciones superficiales actuales.

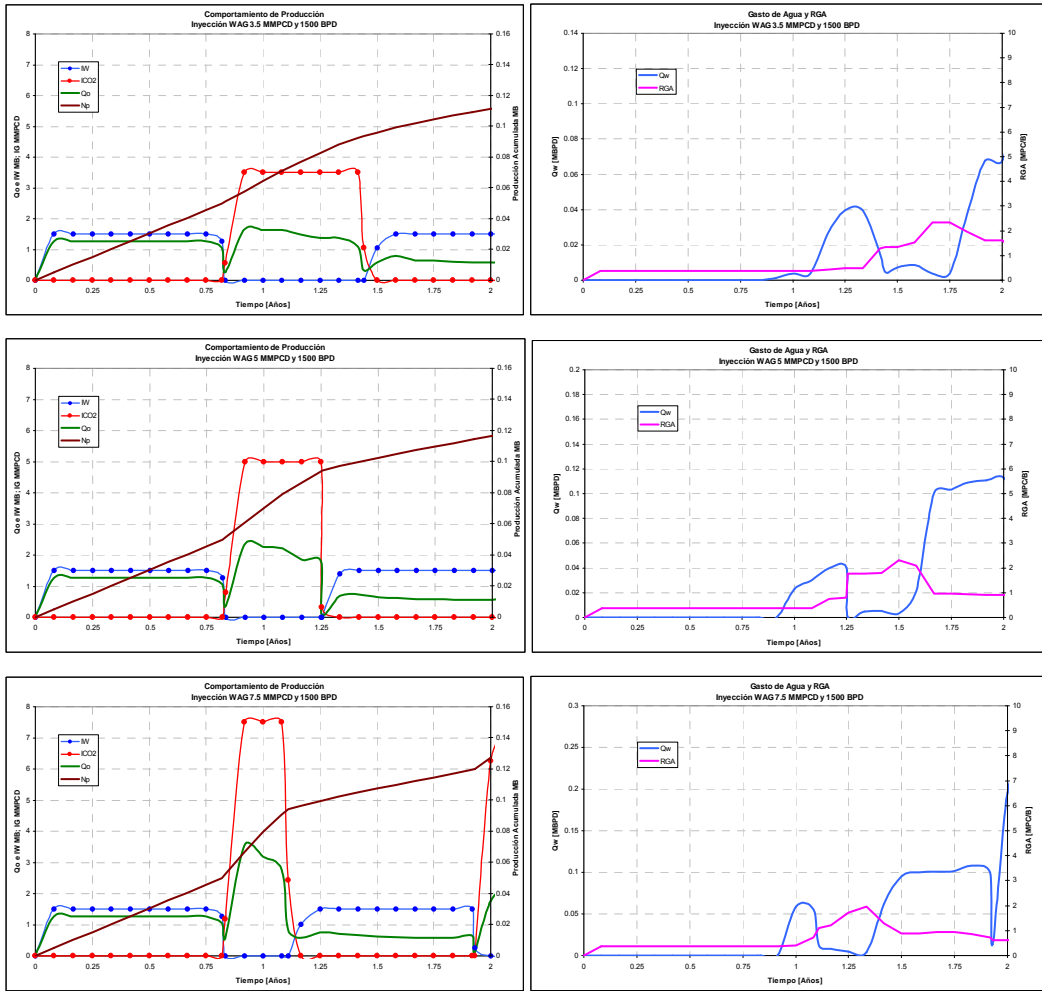


Figura 5.24. Comportamiento de inyección y producción, 0.05 HPCV y 1500 BPD.

En la Figura 5.24 se puede observar los ciclos de inyección y el comportamiento del corte de agua y la relación gas-aceite. La relación gas-aceite se mantiene baja, sin embargo, el corte de agua se incrementa considerablemente, puede alcanzar cortes de agua de casi 60%, por lo cual tendrían que ser modificadas las instalaciones superficiales, en caso de escalar la prueba a todo el campo.

Para el volumen poroso de 0.1 HPCV las graficas de producción-inyección se muestran en la Figura 5.25.

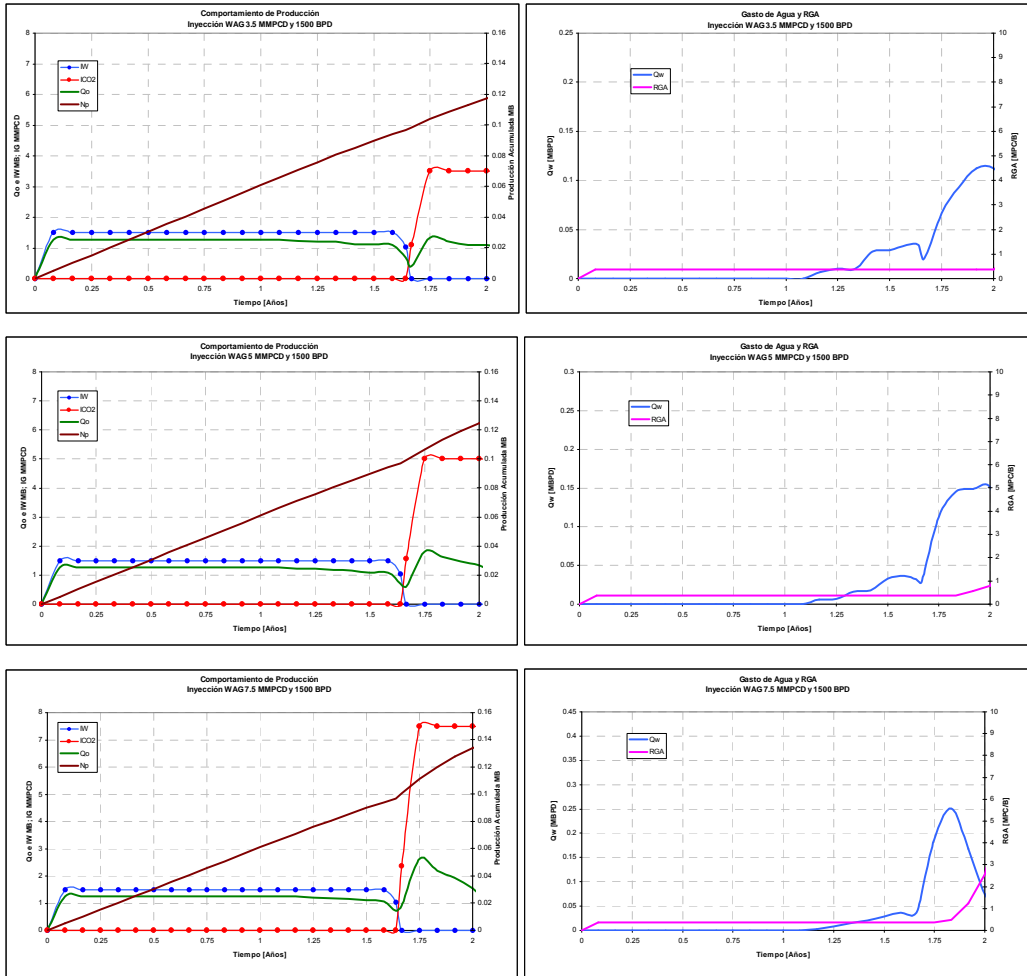


Figura 5.25. Comportamiento de inyección y producción, 0.1 HPCV y 1500 BPD.

En la Figura 5.25 se puede observar los ciclos de inyección y el comportamiento del corte de agua y la relación gas-aceite, las relaciones gas-aceite se mantienen prácticamente constantes durante todo el periodo, para la inyección de 7.5 MMPCD, el flujo fraccional se reduce en cuanto se comienza a inyectar CO₂, lo cual puede ser benéfico. Por otra parte, las instalaciones podrían ser modificadas con mayor facilidad para producir agua (en el caso de gas existirían modificaciones).

De las Figuras 5.23, 5.24 y 5.25 se puede observar que con el volumen de inyección de 0.05 HPCV y gastos de inyección de 5 MMPCD y 1000 BPD, se pueden tener el escenario necesario para realizar la prueba y obtener la información requerida.

6. Conclusiones y Recomendaciones

Debido a la demanda de aceite que se tiene actualmente alrededor del mundo, esta surgiendo mayor interés por los procesos de recuperación mejorada. La inyección alternada de agua y gas combina la eficiencia de barrido microscópico proporcionado por el gas, con la eficiencia de barrido macroscópico proporcionado por el agua, lo cual puede ayudar a optimizar el factor de recuperación total del campo.

Este trabajo proporciona un criterio de selección, con base en datos recuperados de experiencias en campo realizadas alrededor del mundo, que puede ser utilizado como guía más no como un factor determinante, ya que la inyección alternada de agua y gas no abarca rangos de gran magnitud y los proyectos que no han sido exitosos, han sido principalmente por problemas operacionales y/o falta de recursos, como el gas de inyección.

Se da la experiencia de tres campos, dos ubicados en el Mar del Norte y un tercero ubicado en el estado de Florida, Estados Unidos, donde se abarcaron diferentes esquemas de inyección, en arenas (Campo Gullfaks) y carbonatos (Campo Siri), axial como la inyección de CO₂ y la inyección de nitrógeno (campo Jay), entre otras características. Estos casos se consideraron de los más importantes a nivel mundial y proporciona información relevante para el trabajo escrito.

Se describe el modelo numérico utilizado, del cual se puede hacer uso libre y proporciona resultados confiables, comparados con los resultados proporcionados por simuladores sofisticados y de altos costos.

Finalmente se llevo a cabo la simulación de tres tipos de inyección para el Campo Tamaulipas-Constituciones, inyección de agua, inyección de CO₂ e inyección WAG, donde se pudo comparar los tres tipos de recuperación para este campo maduro y con posibilidades de incrementar su factor de recuperación

La simulación realizada indica que la inyección alternada de agua y gas proporciona recuperaciones mayores comparada con la inyección de agua y la inyección de CO₂. Se pueden reducir costos de CO₂ inyectando agua y además se puede mantener un buen barrido de tal suerte que no exista una pronta irrupción.

El escenario para obtener el mayor factor de recuperación se obtiene con la inyección de 1500 BPD y 7.5 MMPCD el cual alcanza un factor de recuperación del 13.42 % como se puede observar en la Tabla 6.1, donde se presentan los factores de recuperación para todas las pruebas realizadas.

Tabla 6.1. Factores de Recuperación Total para las Pruebas Realizadas (2 años)

Inyección Agua						
Gasto de Inyección (BPD)	500	1000	1500			
	4.06	8.05	11.46			
Inyección CO₂						
Gasto de Inyección (MMPCD)	3.5	5	7.5			
	8.9	10	11.56			
Inyección WAG						
Gastos de inyección		0.05 HCPV			0.1 HCPV	
Agua BPD/ CO ₂ MMPCD	3.5	5	7.5	3.5	5	7.5
500	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06
1000	9.77	10.22	10.65	8.05	8.05	8.05
1500	11.16	11.87	12.71	11.76	12.46	13.42

En la Tabla 6.1 se puede observar que los factores de recuperación para la inyección WAG con 500 BPD, y los volúmenes porosos de 0.05 y 0.1 son las mismas que para la inyección de agua con 500 BPD. Así mismo, la inyección con 1000 BPD y un volumen poroso de 0.1 es la misma que la inyección de 1000 BPD de agua, ya que con estos gastos de inyección no se pueden alcanzar los volúmenes deseados y por lo tanto, en el periodo de dos años solamente se inyecta agua.

Se recomienda utilizar un esquema de inyección de 1500 BPD y 5 MMPCD con un volumen de inyección por ciclo de 0.05 HCPV, esto debido a que se puede obtener la información necesaria para poder implementar el proceso en el campo.

En base a los diferentes análisis consideramos que el esquema seleccionado de 1500 BPD y 5 MMPCD (01. HCPV) puede dar lugar a un mejor planteamiento ya que durante el periodo de 2 años los ciclos de inyección fueron más consistentes.

Las fuentes necesarias para realizar la inyección alternada de agua y gas se encuentran disponibles y cercanas al campo en cuestión, campo Quebranche, por lo que se recomienda realizar estudios a mayor detalle para implementar el proceso de recuperación mejorada en el campo.

En caso de no contar con el gas, se puede seleccionar aquel esquema que sea más económico para llevar a cabo el proyecto.

Los análisis de sensibilidad de gastos de inyección y variaciones en el volumen poroso permitieron observar que solo hay pequeñas diferencias en las recuperaciones totales.

Cabe señalar que el estudio realizado en esta tesis fue completamente técnico, por lo que se recomienda realizar un estudio económico para conocer las ventajas de la inyección alternada de agua y gas.

Bibliografía

1. Christensen J. R. y Stenby E. H. "Review of WAG Field Experience", artículo SPE 39883 presentado en "1998 SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico" llevado a cabo en Villahermosa, México, 3-5 Marzo de 1998.
2. Kulkarni M. M. y Rao D. N. "Experimental Investigation of Various Methods of Tertiary Gas Injection", artículo SPE 90589 presentado en "SPE Annual Technical Conference and Exhibition" llevado a cabo en Houston, Texas, U.S.A., 26-29 Septiembre de 2004.
3. Awan A.R., Teigland R. y Kleppe J. "EOR Survey in the North Sea", artículo SPE 99546, presentado en "2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
4. Rogers J. y Grigg R. "A Literature Analysis of the WAG Injectivity Abnormalities in the CO₂ Process", artículo SPE 73830, Agosto de 2001.
5. Sanchez N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects", artículo SPE 53714 presentado en "1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference" llevado a cabo en Caracas, Venezuela, 21-23 Abril de 1999.
6. Henson R., Todd A. y Cobertt P. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery" artículo SPE 75148 presentado en "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 13-17 Abril de 2002.
7. Manrique E., Calderon G., Mayo L. y Stirpe M. "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences" artículo SPE 50645 presentado en "1998 SPE European Petroleum Conference" llevado a cabo en Hage, Holanda, 20-22 Octubre de 1998.

-
8. Surguchev L.M., Korbol R. y Krakstad O.S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes", artículo SPE 24646 presentado en "67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers" llevado a cabo en Washington, DC, 4-7 Octubre de 1992
 9. www.slb.com. Oilfield Glossary, Desplazamiento Miscible.
 10. L.M. Surguchev, Ragnhild Korbol, Sigurd Haugen y O.S. Krakstad "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". Artículo SPE 25075. Rogaland Research, Statoil A/S. Noviembre 1992.
 11. Agustsson H. y Grinestaff G.H. "A Study of IOR by CO₂ Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway", artículo SPE 89338 presentado en "2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, USA, 17-21 Abril de 2004.
 12. Injstefjord R. y Chazy Annick "10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field", artículo SPE 78344 presentado en "SPE 13th European Petroleum Conference" llevado a cabo en Aberddden, Escocia, 29-31 Octubre de 2002.
 13. Quale E., Crapez B., Stensen J. y Berge L. "SWAG Injection on the Siri Field – An Optimized Injection System for Less Cost", artículo SPE 65165 presentado en "SPE European Petroleum Conference" llevado a cabo en Paris, Francia, 24-25 Octubre de 2000.
 14. Berge I., Stensen J., Crapez B. y Quale E. "SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data" artículo SPE 75126 presentado en "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 13-17 Abril de 2002.
 15. Lawrence J.J., Stern D. y Maer N.K. "Jay Nitrogen Recovery Study: Managing a Mature Field", artículo SPE 78527 presentado en "10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference", 13-16 Octubre de 2002.
-

-
16. Christian L.D., Shirer J.A., Kimbel E.L. y Blackwell R.J. "Planning a Tertiary Oil-Recovery Project for Jay/LEC Fields Unit", artículo SPE 9805 presentado en "SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, 5-8 Abril de 1981.
 17. Langston E.P. y Shirer J.A. "Performance of Jay/LEC Fields Unit Under Mature Waterflood and Early Tertiary Operations", artículo SPE 11986 presentado en "1983 SPE Annual Technical Conference and Exhibition" llevado a cabo en San Francisco, 5-8 Octubre de 1983.
 18. Dobitz J.K. y Prieditis J. "A Stream Tube Model for the PC" artículo SPE 27750 presentado en SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma 17-20 abril de 1994.
 19. Manual de usuario CO2 Prophet. Derechos de Reservados por Texaco 1992-1994.
 20. Manual de usuario CO2 PM. Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, 1986.
 21. "Reingeniería de los Proyectos de Inyección de Agua y diseño de Nuevos Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en la Región Norte", COMESA/PEP, Reporte Interno, 2004.
 22. Gachuz H., Berumen S. y Alcazar L. "Quebrache- A Natural CO2 Reservoir: A New source of EOR Projects in Mexico", artículo SPE 107445 presentado en 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference llevada a cabo en Buenos Aires, Argentina, 15-18 de Abril de 2007.

Glosario

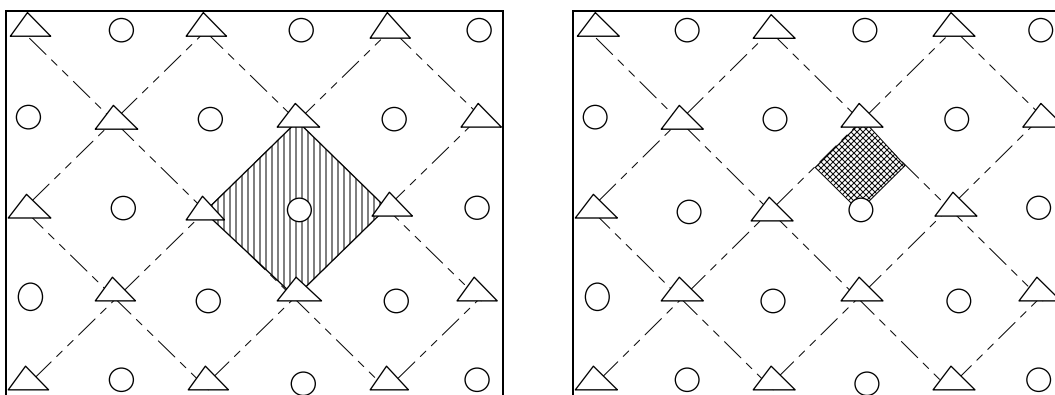
A	Área (km ²)
B _o	Factor de volumen de aceite (bbls @ c.y./bbls @ c.e.).
CAA	Contacto agua-aceite (m).
CO ₂	Dióxido de carbono.
cp	Centipoise
E _h	Eficiencia horizontal.
E _m	Eficiencia en el desplazamiento microscópico.
E _n	Espesor neto (m).
EOR	Proceso de recuperación mejorada.
E _v	Eficiencia vertical.
FAWAG	Inyección alternada de agua y gas asistida por espuma.
ft	Pies.
g	Gravedad (m/s ²).
h	Espesor de la zona de desplazamiento.
HCPV	Volumen poroso de hidrocarburos.
IOR	Proceso de recuperación secundaria.
k _{rg}	Permeabilidad relativa del gas.
k _{rm}	Permeabilidad relativa de la fase miscible.
k _{ro}	Permeabilidad relativa del aceite.
k _{row}	Permeabilidad relativa agua-aceite.
k _{rs}	Permeabilidad relativa del solvente.
M	Relación de movilidades.
m	Metros.
MB	Miles de barriles
mD	miliDarcies.
μ _g	Viscosidad del gas (cp).
MMPC	Millones de pies cúbicos.
μ _o	Viscosidad del aceite (cp).
μ _w	Viscosidad del agua (cp).

N	Volumen de aceite original de un yacimiento a condiciones estándar (MMB).
OOIP	Volumen de aceite original.
REC	Recuperación de aceite.
RGA	Relación gas-aceite (m^3/m^3).
Rsi	Relación de solubilidad inicial (ft^3/bbl).
$R_{v/g}$	Relación de viscosidades.
S_g	Saturación de gas.
S_o	Saturación de aceite.
S_{orm}	Saturación residual del aceite miscible.
S_w	Saturación de agua.
SWAG	Inyección simultanea de agua y gas.
S_{wc}	Saturación de agua congénita.
TP	Tubería de producción.
TR	Tubería de revestimiento.
v	Velocidad de Darcy (m/s).
V	Coefficiente de Dykstra-Parsons.
WAG	Inyección alternada de agua y gas.

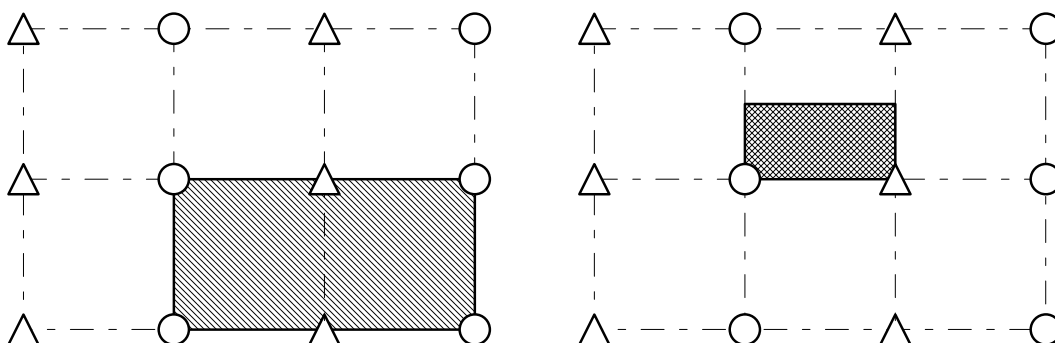
Apéndice A. Patrones de Inyección

El área que debe de ser introducida en los datos de entrada debe de corresponder al área rayada mostrada en la figura del lado izquierdo. El gasto actual de inyección debería de ser utilizado. Por otra parte el área parcial que esta cuadriculada en la figura del lado derecho será simulada en el modelo.

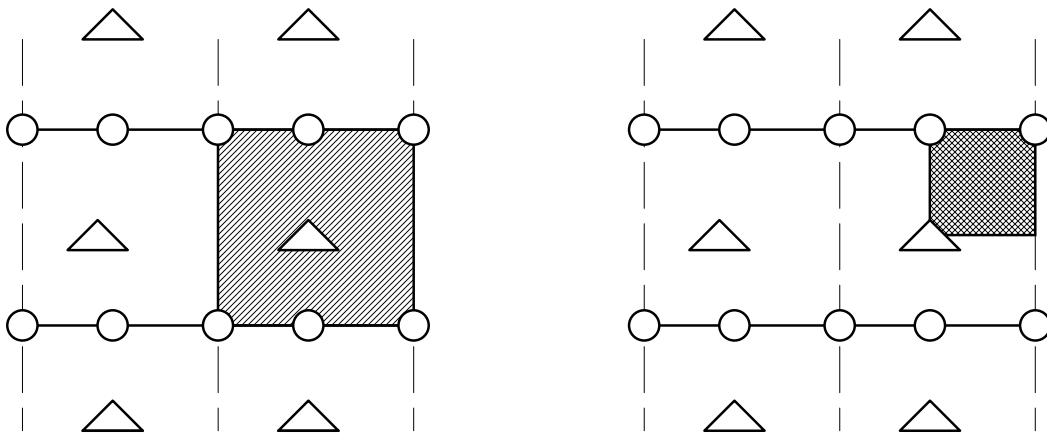
5 pozos



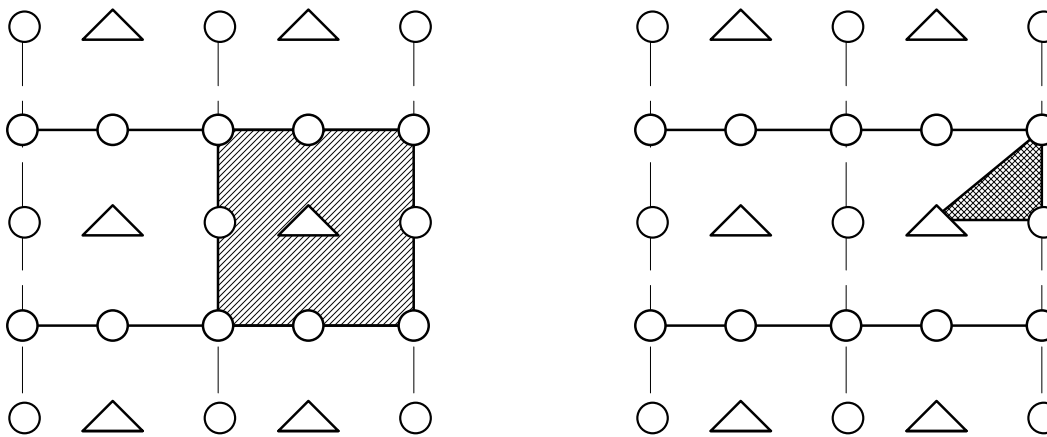
Líneas de Inyección



7 Pozos Modificado



9 Pozos Invertido



3 Pozos

