



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Evaluación de métodos de recuperación mejorada en
yacimientos carbonatados naturalmente fracturados
pertenecientes a la cuenca del sureste de México.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ANDRA LILITH CRUCES MORGADO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES

2015



Agradecimientos

A lo largo de mi vida ha habido personas que me han guiado y me han ayudado para llegar a ser lo que soy el día de hoy, en este espacio quiero agradecer a todas esas personas que siempre han estado ahí para mí.

A María Guadalupe de Gyves Ambrossi, por haberme dado todo lo que tengo, dedicarme tanto tiempo y esfuerzo, y porque sin ti nada de esto sería una realidad, gracias.

A Mario Alberto Julián Cruces de Gyves, por haberme enseñado todo lo que sé, por haberme educado e inculcado los valores que tengo y sobre todo por haber confiado en mí más que yo misma, te quiero papá.

A Alexela Morgado Landazuri, por haberme dado la vida, por tu amor incondicional y por tratar de ayudarme en lo que has podido.

A Luis Orlando Cruces Morgado, por ser el mejor hermano y estar siempre ahí para mí.

A Gisela Sánchez de Gyves, por todas las madrugadas y trasnochadas que has tenido que pasar por mí, gracias por todo el apoyo que nos has dado a mi familia y a mí.

A Nereida Sánchez de Gyves, por dedicarme tanto tiempo y esfuerzo para que sea lo que hoy soy.

A Adriana Ortiz Villegas, por enseñarme a no complicarme en nada y que todo tiene solución, espero algún día ser tan astuta como tú.

A Daniel Alfredo Pérez Pérez, por ser tan buen amigo, confiar en mí y porque sé que estarás ahí siempre que necesite algo.

A José Edgardo Romero Rodríguez por confiar en mí para este trabajo y ayudarme tanto en todo este proceso tan duro, la mitad de este esfuerzo de tesis fue tuyo.

A todas las personas que me han ayudado en Schlumberger: Claudio de la Cerda quién aprobó mi beca para poder ejecutar este proyecto, a Kelvis Alvarado y Gabriela Morales quienes junto con Jose en tan poco tiempo han sido una excelente guía para entender la simulación numérica, al Doctor Jose Luis Bashbush quien no sólo me ha abierto un nuevo mundo de la ingeniería petrolera con todo lo que me ha enseñado sino también por su apoyo tan grande del cual he sido afortunada de tener en estos últimos meses, a José Luis Ortiz quien también fue un gran apoyo para mí en el RTC.

A todos ustedes gracias.

Contenido

Introducción	1
1	
Análisis de los métodos químicos y gases solventes	3
Estadísticas	6
Procesos químicos	7
Inyección de Polímeros	7
Inyección de Espumas	10
Inyección de Surfactantes	12
Inyección de álcalis	16
Inyección de Álcalis-Surfactante-Polímero	19
Inyección de soluciones micelares	22
Limitaciones de los métodos químicos	24
Procesos miscibles	25
Inyección de baches solventes	26
Inyección de gas enriquecido	27
Inyección de gas de vaporización	28
Inyección de CO ₂	28
Inyección de nitrógeno miscible	32
Inyección alternada de gas y agua (WAG)	33
Limitaciones de la inyección de gases miscibles	36
Recuperación mejorada microbiana (MEOR)	37
Inyección de agua inteligente (Smart Water)	40
Procesos de doble desplazamiento	41
Bibliografía	42
Índice de Tablas	44
Índice de Figuras	44
2	
Física de los yacimientos naturalmente fracturados	45
Mecanismos de Empuje	54
Comportamientos de Producción Típicos en YNF	56
Tipos de yacimientos naturalmente fracturados	57
Visión mundial de los yacimientos naturalmente fracturados	60
Recuperación mejorada en YNF a nivel mundial	61
Visión nacional de los yacimientos naturalmente fracturados	63
Bibliografía	66
Índice de Tablas	67
Índice de Figuras	67
3	
Selección de métodos de recuperación mejorada con potencial de aplicación	77

Escrutinio de propiedades (Screening)	70
Construcción de los modelos de simulación (Modelos Sectoriales)	78
Sector del yacimiento tipo A	79
Características de los sistemas matriz y fractura	80
Características del sistema de fluidos	84
Características del archivo de datos	87
Sector yacimiento tipo B	87
Características de los sistemas matriz y fractura	88
Características del sistema de fluidos	91
Características del archivo de datos	93
Bibliografía	94
Índice de figuras	94
Índice de tablas	95
4	
Identificación de las variables de mayor impacto en los métodos de recuperación mejorada preseleccionados	96
Análisis de resultados de simulación	97
Resultados de simulación yacimiento tipo A	97
Inyección de CO ₂	100
Inyección de gas hidrocarburo	102
Inyección alternada de gas y agua (WAG)	105
Inyección de agua	108
Comparación de métodos	109
Sensibilidades de yacimiento	110
Sensibilidades operacionales	116
Resumen de resultados yacimiento tipo A	123
Resultados de simulación yacimiento tipo B	124
Inyección de gas hidrocarburo	126
Inyección de CO ₂	128
Inyección de gas amargo	130
Inyección de agua	132
Comparación de métodos	133
Sensibilidades de yacimiento	134
Sensibilidades operacionales	139
Resumen de resultados yacimiento tipo B	145
Índice de tablas	147
Índice de figuras	148
Conclusiones y recomendaciones	150

Introducción

Según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en México son 129 los yacimientos principales que se encuentran en una etapa de madurez, de los cuales se reportan 187,000 [MMbbls] de petróleo remanente, 67% de estos en yacimientos tienen como litología rocas carbonatadas. Una característica frecuente de los yacimientos carbonatados de la cuenca del sureste mexicano es un alto nivel de agotamiento en términos de energía con factores de recuperación relativamente bajos lo cual hace necesario implementar métodos que contribuyan a recuperar en alguna medida la presión del yacimiento y/o incrementar por métodos no convencionales las reservas recuperables.

Las mismas estimaciones de la CNH indican que existe un gran potencial en la implementación de métodos de recuperación mejorada (RM) en México; se ha calculado que podría extraerse hasta un 10% del petróleo remanente equivalente a un potencial de más de 1.0 [MMbbls/día] por los próximos 20 años. Sin embargo, a pesar de estas expectativas de producción y de tratarse de una alternativa tecnológicamente probada en otras partes del mundo para incrementar reservas remanentes, la experiencia práctica en el campo de la recuperación mejorada en México es muy limitada.

En 2010 más del 3% de la producción mundial fue aportada por métodos de recuperación mejorada, este porcentaje seguirá creciendo debido al desarrollo de tecnologías que disminuyan el riesgo y aumenten la efectividad así como por la necesidad mundial de aumentar factores de recuperación debido a la escases de nuevos descubrimientos.

Se estima que en todo el mundo el 20% de los recursos petroleros se encuentran en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), esto afecta directamente en la forma en la que fluyen los hidrocarburos y en la manera particular en la que deben explotarse estos yacimientos. Simplemente en México el 54% de los yacimientos se encuentran en rocas carbonatadas cuyos factores de recuperación promedio alcanzan sólo el 5%.

Por esto, a pesar de las dificultades que implican los procesos de recuperación mejorada, es necesario el desarrollo de proyectos de este tipo para su implementación en México pues podría modificar sustancialmente el espectro de las reservas recuperables en el país.

Es necesario que en México se desarrollen proyectos de este estilo si se pretende aumentar las reservas así como los factores de recuperación, pues hasta el momento sólo el 2% de la recuperación acumulada nacional se ha recuperado por medio de métodos de recuperación mejorada.

El proyecto más grande en México de recuperación mejorada es la inyección de nitrógeno no miscible en Cantarell que se extendió hacia el activo Ku-Maloob-Zaap, además de estos el desarrollo hasta ahora llega a pruebas piloto en diferentes partes del país las cuales no se han concretado como proyecto a futuro.

La cuenca del sureste es una de las más importantes en el país pues además de tener un volumen considerable de reservas, los pozos de esta zona tienen altos índices de productividad debido a las altas presiones y la gran conductividad de la roca en la que se encuentra almacenado el petróleo,

esto hace a los yacimientos de esa zona los mejores calificados para la implementación de métodos de RM.

Cabe mencionar que la visión no sólo debe enfocarse en los campos maduros, es importante contemplar desde el inicio de desarrollo de un campo la posibilidad de implementar métodos de recuperación mejorada lo más temprano posible, con el objetivo de aumentar la eficiencia de explotación de los nuevos campos.

Los métodos de recuperación mejorada dependen directamente con el costo del barril de petróleo así como los precios de los fluidos de inyección, por esta razón la rentabilidad de la aplicación de un método es variable a través del tiempo y los estudios económicos deben actualizarse constantemente. Debido a la extensión de este trabajo no se trataron temas económicos sólo la factibilidad técnica para la implementación de métodos.

El propósito de este trabajo, fue identificar y jerarquizar los procesos de recuperación mejorada a partir de la combinación de características de yacimientos y variables críticas que intervienen en dichos procesos, de forma tal de direccionar la selección de los métodos de recuperación mejorada de mayor aplicabilidad en los yacimientos carbonatados del sur-este de México y recomendar las medidas de mitigación sobre las variables críticas.

A partir de un escrutinio de propiedades soportado por herramientas analíticas y numéricas se hizo un tamizado que permitió definir y jerarquizar los procesos de recuperación mejorada de mayor factibilidad en los yacimientos naturalmente fracturados del sur este mexicano utilizando dos juegos de propiedades tipo. Por medio de la simulación numérica se validaron los métodos preseleccionados a partir del escrutinio, y a través de modelos sectoriales se identificaron las variables de yacimientos y operaciones que controlan la eficiencia de los métodos evaluados.

El trabajo permitió demostrar que los paradigmas que existen alrededor de la implementación de métodos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, se pueden superar y que las variables críticas son técnicamente controlables. Los resultados obtenidos en la simulación numérica indican que no sólo es posible obtener buenas aproximaciones al comportamiento real sino que es posible también llevar estos proyectos a niveles más altos para su aplicación en campo.

Los resultados indicaron que la inyección de gases tiene mayor aplicabilidad a los yacimientos naturalmente fracturados pues el gas es el fluido que mejor puede viajar a través de las fracturas generando un barrido más uniforme en ambos sistemas: matriz y fractura.

La extensión de proyectos de recuperación a todo el campo exige de estudios con mayor detalle, sin embargo, la metodología utilizada es fundamental para el proceso de selección de los procesos de RM con potencial de aplicación contribuyendo no sólo a enfocar esfuerzos en los procesos técnicamente más viables sino logrando resultados preliminares con suficiente certidumbre para que desde esta etapa de evaluación de factibilidad poder ir analizando la rentabilidad económica de los procesos.

1. Análisis de los métodos químicos y gases solventes

La recuperación mejorada es la inyección de calor o de distintos fluidos a la formación para movilizar el aceite residual o el aceite cuya movilidad es baja y ya no es económicamente rentable su producción a través de mecanismos primarios y secundarios de producción. Además de generar un incremento de presión, estos fluidos interactúan con el sistema roca-fluidos del yacimiento creando condiciones favorables para la recuperación adicional. Estas interacciones suelen ser: disminución de la tensión interfacial, reducción de la viscosidad, modificación de la mojabilidad, formación de emulsiones o hinchamiento del aceite. Es por esto que en esta definición se excluyen los procesos de mantenimiento de presión.

En el pasado a estos métodos se les llamaba “recuperación terciaria” pero debido a que no se restringe a una fase particular de producción se les cambió el nombre a “recuperación mejorada”, se suele aplicar en la tercera fase pero no es una condición estrictamente necesaria.

Suele inyectarse más de un fluido por medio de la inyección de un bache de solución para desplazar el aceite, seguido de otro bache que suele ser un desplazante, algunas veces se llega a inyectar un tercer bache para reducir costos siempre cuidando que la mezcla no difiera mucho de la primera.

Existe una gran variedad de métodos para la recuperación mejorada, cada uno con características específicas y funcionamiento diferentes. No necesariamente los métodos más usados se adaptarán a las condiciones del yacimiento.

Además de la gran variedad de métodos en el mercado, diariamente crece la investigación sobre estos, creando nuevas combinaciones que se adaptan a condiciones específicas o creados para la solución de problemas no estudiados anteriormente. En la figura 1.1 se muestran los métodos de recuperación mejorada de manera general.

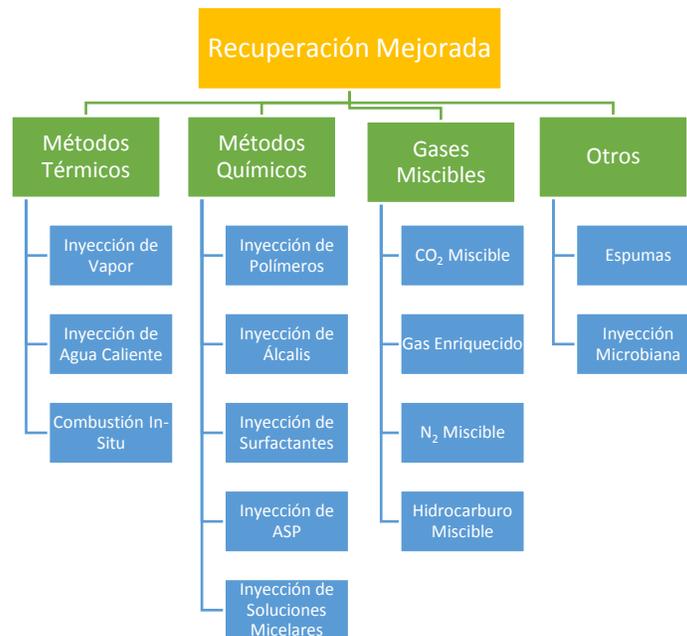


Fig. 1. 1 Tipos de Recuperación Mejorada (L. W. Lake, 1989)^[1].

Este trabajo abordará de manera general los métodos químicos, procesos miscibles y solventes en diferentes modalidades, con el objetivo de identificar los métodos con potencial de aplicación en yacimientos de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas típicos de las cuencas del sureste de México.

El desplazamiento en el yacimiento está dominado por el balance de fuerzas capilares, gravitatorias y viscosas. Dependiendo de las variables que se modifiquen durante el proceso, será el efecto que tendrán en estas fuerzas y por lo tanto en la recuperación. Éstas son:

- Mojabilidad de la roca.
- Reducción de la tensión interfacial por medio del incremento del número capilar.
- Optimización de movilidades por medio de la reducción de viscosidad.

Mojabilidad de la roca

Es la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tiende a dispersarse sobre la fase sólida y en el caso de ser un sólido poroso este suele absorber el líquido mojante, generando así una preferencia de desplazamiento de la fase no mojante.

Normalmente se prefiere que la roca esté mojada por agua para que el aceite pueda fluir con mayor libertad, aumentando el recobro. Adicionalmente pueden darse 2 condiciones:

- Mojabilidad Mixta

Cualquier fluido puede adherirse sin tener un porcentaje definido.

- Mojabilidad Intermedia.

La presión capilar del agua y del aceite son casi iguales.

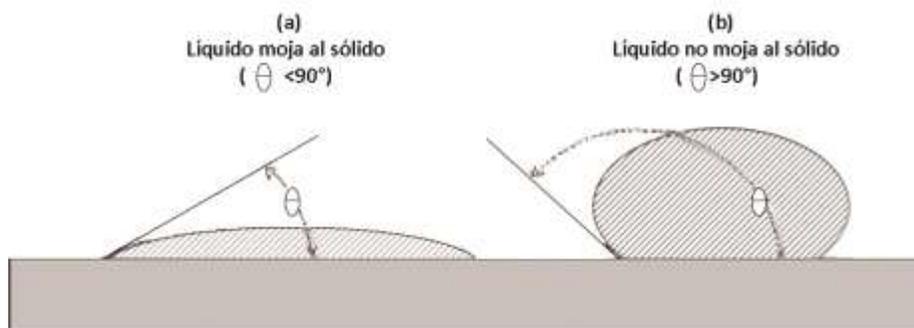


Fig. 1. 2 El ángulo de contacto dependerá de la preferencia de mojabilidad de una superficie.

La preferencia de mojabilidad del yacimiento puede ser determinada mediante la medición del ángulo de contacto de una gota de petróleo crudo o de agua de formación en la superficie contactada. Si el ángulo de contacto es menor a 90° el fluido será mojante, en el caso contrario, si el ángulo de contacto es mayor a 90° el fluido es referido como no mojante (Fig. 1.2).

Movilidad

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase. A mayor permeabilidad efectiva mayor tendencia a la movilidad del fluido (Thomas, 2008)^[2].

$$\lambda = \frac{\kappa}{\mu} \dots\dots\dots \text{(Ec. 1)}$$

κ : Permeabilidad efectiva [m²]

μ : Viscosidad [Pa.s]

Relación de movilidad

Esta relaciona la movilidad de un inyectante con la movilidad del fluido que está siendo desplazado, (Schlumberger, 2015)^[3].

$$M = \frac{\lambda_{iny}}{\lambda_{ed}} \dots\dots\dots \text{(Ec.2)}$$

λ_{ing} = Movilidad del fluido desplazante

λ_{ed} = Movilidad del fluido desplazado

Tensión interfacial

Ésta es una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Al ser fluidos inmiscibles se formará una película que impedirá el contacto entre sus moléculas. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial, cuando una de las fases es gas se denomina tensión superficial. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar (Schlumberger, 2015)^[4].

Número capilar (N_C)

Es la relación de dependencia entre la tensión interfacial, las condiciones de mojabilidad y la geometría del poro (Chuck Norman, agosto 2007)^[5].

Se desea maximizar el número capilar puesto que las fuerzas capilares son las responsables del entrampamiento

$$N_C = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Interfaciales}} = \frac{v\mu}{\sigma} \dots\dots\dots \text{(Ec. 3)}$$

Donde:

μ : Viscosidad, [Pa.S]

v : Velocidad de Darcy, [m/s]

σ : Tensión Interfacial.

Relación de movilidad (M)

Durante una inyección es el factor que relaciona la movilidad del fluido desplazante con la movilidad del fluido desplazado (Schlumberger, 2015)^[6].

$$M = \frac{\lambda_{ing}}{\lambda_{ed}} \dots\dots\dots (Ec. 4)$$

Donde:

λ_{ing} : Movilidad del fluido desplazante

λ_{ed} : Movilidad del fluido desplazado

$$\lambda = \frac{\kappa}{\mu} \dots\dots\dots (Ec. 5)$$

κ : Permeabilidad efectiva de un fluido, [m²]

μ : Viscosidad asociada al fluido al que se refiere la permeabilidad, [Pa.S]

Si $M > 1$ se considera desfavorable porque indica que el fluido desplazante fluye más fácilmente que el fluido a desplazar esto puede causar canalización dejando atrás bancos de aceite (S. Thomas, 2006)^[7].

Estadísticas

La implementación de los proyectos de recuperación mejorada es compleja y muy costosa (especialmente en métodos químicos) y es imposible asegurar una eficiencia de cualquier método al 100%. Se ha estudiado mucho sobre estos pues la producción por métodos convencionales ha ido mermando mientras que la demanda de recuperación mejorada aumenta.

Métodos	1971	1974	1976	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Térmicos										
Vapor	53	64	85	99	133	118	133	181	133	137
Combustión In-Situ	38	19	21	16	17	21	18	17	9	8
Agua Caliente	-	-	-	-	-	-	-	3	10	9
Total térmicos	91	83	106	115	150	139	151	201	152	154
Químicos										
Micelar	5	7	13	22	14	20	21	20	9	6
Polímeros	14	9	14	21	22	47	106	178	111	42
Alcalinos	-	2	1	3	6	18	11	8	4	2
Total químicos	19	18	28	46	42	85	138	206	124	50
Solventes										
Hidrocarburo miscible	21	12	15	15	9	12	30	26	22	23
CO ₂ miscible	1	6	9	14	17	28	40	38	49	52
Nitrógeno	-	-	-	-	-	-	18	28	8	4
Gas de combustión	-	-	-	-	8	10	3	3	2	3
Total Solventes	22	18	24	29	34	50	80	76	82	87

Tabla 1. 1 Número de proyectos de recuperación mejorada por tipo y año, (Lake, 1989)^[1].

En las tablas 1.1 y 1.2, Lake documenta el número de proyectos de recuperación mejorada realizados del año 1970 a 1990, en los números se observa como los métodos térmicos dominan la preferencia, mucho tiene que ver con que los demás métodos apenas estaban en desarrollo y necesitaban de mayor inversión para su implementación. Todos los métodos crecían rápidamente hasta la caída de precios en 1986.

Producción [bls/día]	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Métodos Térmicos						
Vapor	243,477	288,396	358,115	468,692	455,484	444,137
Combustión in Situ	12,133	10,228	6,445	10,272	6,525	6,090
Agua Caliente	-	-	-	705	2,896	3,985
Total Térmicos	255,610	298,624	36,560	479,669	464,905	454,212
Métodos Químicos						
Soluciones micelares	930	902	2,832	1,403	1,509	637
Polímeros	924	2,587	10,232	15,313	20,992	11,219
Alcalinos	550	580	334	185	-	0
Total Químicos	2,404	4,069	13,398	16,901	22,501	11,856
Métodos Miscibles						
Hidrocarburo miscible	-	-	14,439	33,767	25,935	55,386
CO ₂ miscible	-	-	31,300	28,440	64,192	95,591
Nitrógeno	-	-	702	1,349	420	95
Gas miscible	-	-	7,170	18,510	19,050	22,260
Total Miscibles	74,807*	71,915*	83,011	108,216	150,047	190,632
Gran Total	332,821	374,608	460,969	604,786	637,453	656,700

Tabla 1. 2 Producción diaria por recuperación mejorada de los años 1980 a 1990. (L. W. Lake, 1989)^[1].

Como puede apreciarse los procesos térmicos son los que han demostrado mayor eficiencia debido al alto grado de recuperación haciendolos los mas utilizados. Sin embargo aunque haya gran disparidad entre el éxito comercial y el número de proyectos de los diferentes procesos, se necesitan todos los tipos de recuperación mejorada pues cada método requiere de condiciones específicas de aplicación y las características particulares de cada yacimiento controlan la viabilidad técnica y económica de cada método.

Procesos químicos

Este tipo de métodos utilizan formulaciones químicas como fluido desplazante para alterar algunas de las características de la roca, fluido o ambos. La inyección química afecta la eficiencia de desplazamiento, se generan emulsiones y/o burbujas, lo que puede aumentar la recuperación. Las emulsiones modifican significativamente la permeabilidad relativa, cambiará la mojabilidad y la imbibición se presentará, todo esto contribuirá al mejoramiento del factor de recuperación de hidrocarburos.

La producción en China por recuperación mejorada por métodos químicos en 2006 alcanzó los 200,000 [b/d]. El futuro de la recuperación, mejorada depende de la economía y tecnología (Thomas, 2008)^[2].

Inyección de Polímeros

Este método consiste en la inyección de una solución de polímeros solubles en agua (poliacrilamidas y polisacáridos) que aumentará la viscosidad del agua lo que habrá de mejorar la relación de movilidad desplazando así el aceite entrampado. Para hacer esta solución se añaden aditivos poliméricos a concentraciones de 250 a 1500 [ppm] al agua de inyección.

La cantidad de polímero a inyectar dependerá de las características del yacimiento, los fluidos de la formación y la etapa de producción. En promedio en la etapa de producción secundaria se necesita una menor cantidad de polímero que en otras etapas. Suele aplicarse por medio de baches que van disminuyendo la concentración hasta llegar a una salmuera de bajas concentraciones.

En la mayoría de los casos la inyección de polímeros se aplica como un proceso de bacheo con bajas concentraciones de polímero para viscosificar el agua. Es importante mencionar que el polímero no disminuye la saturación residual sino que mejora la eficiencia de barrido. El polímero debe penetrar lo más posible las zonas de baja permeabilidad lo que proveerá la fuerza impulsora para el desplazamiento y producción de aceite que no ha sido desplazado.

Para una buena selección se debe evaluar:

- Temperatura del yacimiento
- Salinidad de la solución
- Saturación móvil de aceite
- Relación de movilidad
- Propiedades del fluido y de la roca

Gravedad API	>15
Saturación de aceite al inicio del proyecto [%]	>50
Viscosidad, [cp]	<150
Permeabilidad, [md]	$k > 20$
Temperatura, [°C]	$T < 110$
Relación de movilidad	$1 < M < 50$
Profundidad, [pies]	150-1,525
Salinidad del agua de formación	Baja

Tabla 1. 3 Parámetros críticos para implementación de polímeros (Chang, 2013)^[8]

La Tabla 1.3 muestra algunos de los parámetros críticos para la implementación de la inyección de polímeros incluyendo un rango esperado para cada parámetro para que la inyección de polímeros sea viable.

El nivel de retención de polímeros en la roca es bajo a menos que el agua congénita tenga una alta salinidad o que exista alto contenido de arcillas. Se recomienda la inyección en rocas consolidadas de manera preferente, sin embargo, rocas no consolidadas continua siendo técnicamente factible en medio de algunas limitaciones.

Existen dos tipos de polímeros: sintéticos y biológicos.

Los polímeros sintéticos suelen ser poliacrilamidas que además de incrementar la viscosidad alteran la permeabilidad de la roca, sin embargo tienden a ser degradados mecánicamente por esfuerzo de cizalla. Es importante evitar esta degradación controlando las condiciones de operaciones en superficie. Todos los procesos exitosos documentados fueron con poliacrilamidas.

Los polímeros biológicos tales como la goma Xanthan se caracterizan por tener mayor tolerancia al esfuerzo de cizalla lo que los hace más fácil de manejar en las bombas de inyección y el equipo de campo, además no son tan susceptibles a la salinidad. La desventaja que presentan es que pueden taponar la formación pues por su origen biológico tienden a sufrir del ataque de bacterias. Esto se

puede controlar por medio de filtraciones y añadiendo bactericidas a la formulación. Esta medida desafortunadamente aumentará los costos del proyecto. Sólo se han hecho dos proyectos a gran escala con goma Xanthan debido a que tienen un alto costo además de no haber sido exitosos aunque el resultado desfavorable no necesariamente es imputable al polímero.

El costo promedio dependerá del tipo de polímero, los polímeros sintéticos son más baratos (~ \$1.34 [dls/lb]) pero su costo depende del precio del crudo pues es un derivado de este, los costos de operación para este tipo de polímeros es de \$0.05 [dls/bl] (Chang, 1978)^[9]. Por otro lado el costo aproximado de las gomas Xanthan es \$2.5 [dls/bl] pero las condiciones de operación son más flexibles por cuanto el uso de agua fresca no es tan estricto.

Se han documentado varios casos de inyección de polímeros, la mayoría en areniscas. La Tabla 1.4 menciona brevemente algunos de ellos (Chang, 1978)^[9]:

Proyecto	Etapas de producción	Tipo de roca	Polímero	Porcentaje de recuperación, [%]
Taber Manville South	Secundaria	Areniscas	Sintético	2
Pembina	Secundaria	Areniscas	Sintético	0
East Collinga	Secundaria	Areniscas	Biopolímero	0
Skull Creek South	Secundaria	Areniscas	Sintético	8
Skull Creek Newcastle	Secundaria	Areniscas	Sintético	10
Oerrel	Secundaria	Areniscas	Sintético	23
Hankensbuettel	Secundaria	Areniscas	Sintético	13
Vernom	Secundaria	Areniscas	Sintético	30
Northeast Hallsville	Secundaria	Carbonatos	Sintético	13
Hamm	Secundaria	Areniscas	Sintético	9
North Stanley	Terciaria	Carbonatos	Sintético	1.1
Eliasville Caddo	Terciaria	Carbonatos	Sintético	1.8
Noth Burbank	Terciaria	Carbonatos	Sintético	2.5

Tabla 1. 4 Casos de campo de proyectos a gran escala de polímeros (Thomas, 2006)^[7].

En un análisis a nivel laboratorio hecho por Han y sus colegas (2014)^[10] en núcleos de rocas carbonatadas al que se les fue inyectado una solución polimérica de concentración de 3000 [ppm] se obtuvo un recobro del 11% del volumen original de aceite. Estos resultados mostraron el potencial de ésta tecnología en términos de recuperación de reservas, sin embargo también pudieron descubrirse algunas limitaciones entre las que destacan:

- Pérdidas del fluido desplazante en la roca por adsorción, lo que produce entrapamiento.
- Pérdida de inyectividad debido a las arcillas.
- Falta de control del avance.
- La alta velocidad de cizalla cerca del pozo genera: degradación del polímero, reticulación, taponamiento por filtración y por generación de nuevas fases.
- Pérdida de polímeros en el medio poroso.

Varios autores mencionan la importancia de la aplicación de polímeros en etapas tempranas de producción, pues a etapas avanzadas de producción la posibilidad de éxito es más baja. Su uso se recomienda primordialmente que sea durante una segunda etapa de recuperación pues en ese momento la saturación móvil de aceite aun es suficientemente alta para asegurar una buena cantidad de aceite a recuperar.

Otros factores adicionales y claves para el éxito son la salinidad y el tipo de roca: A mayor salinidad se necesitará mayor concentración de polímeros. Por otro lado, a pesar de que la mayor cantidad de experiencias están relacionadas a proyectos de areniscas hoy se sabe que este tipo de litología tiende a degradarse taponando así las gargantas de poro, por lo que su aplicación en carbonatos presenta una ventaja.

En la medida de lo posible se deben evitar yacimientos de permeabilidad baja y las profundidades no deben ser ni altas ni bajas (150-1,525 [m]) pues la presión del yacimiento puede generar problemas en la solución si la profundidad es mayor a valores de 1,525 [m].

Para la solución polimérica es recomendable la aplicación de baches de 200 a 1000 [ppm] que vayan disminuyendo su concentración gradualmente.

Existe un amplio rango de condiciones para la selección de este método sin embargo la decisión correcta se basa en el análisis de laboratorio y la simulación de yacimientos donde se debe hacer un análisis de las características y las condiciones de cada yacimiento.

Tradicionalmente, las razones por las que pudieron haber fallado este tipo proyectos, por orden de importancia, son:

- Baja saturación móvil de aceite (Aplicación tardía o inyección muy avanzada de agua)
- Canalización severa
- Alta salinidad de salmuera
- Alta viscosidad
- Insuficiente polímero

Se ha inyectado tanto en carbonatos como areniscas y ha sido exitoso en ambos casos. En promedio la recuperación incremental de aceite por este método ronda entre el 5 y 6% del volumen original como recuperación incremental de hidrocarburos.

Es un procedimiento económicamente atractivo cuando las características son las adecuadas, sin embargo cuando hay parámetros fuera de los rangos mencionados muchas veces pueden ser mitigados haciendo una mayor inversión en los polímeros o en la condición operacional del proceso de inyección. No se espera recuperación hasta después de los primeros dos años.

Hoy en día se puede afirmar que es una tecnología bajo control por cuanto se han comprendido en su mayoría los mecanismos que lo gobiernan y se ha probado en campo exitosamente.

Inyección de Espumas

Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas unas por otras por películas gruesas de líquidos. Es un fluido no newtoniano complejo con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. Esta tecnología ha sido evaluada desde los años sesentas.

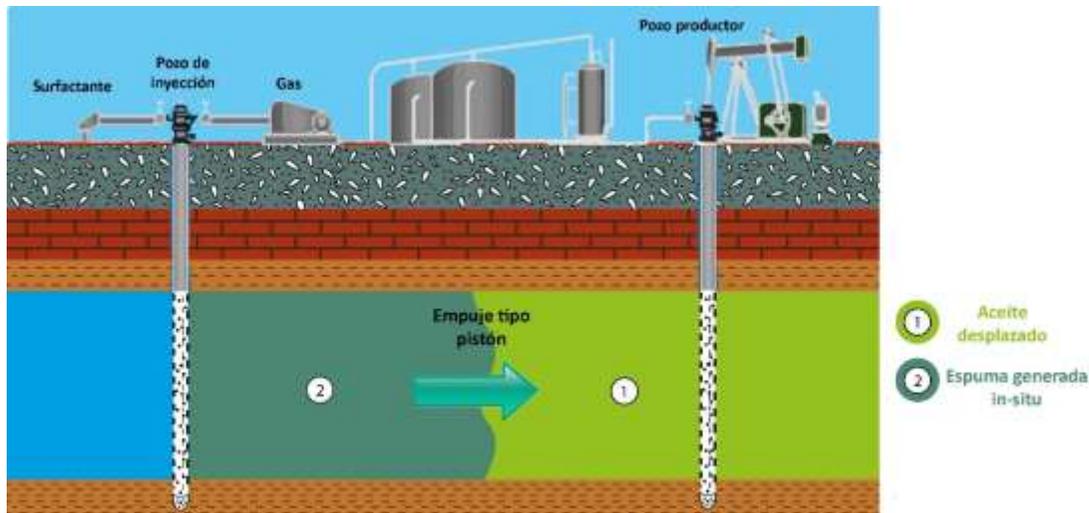


Tabla 1. 5 Inyección de espumas.

La Figura 1.5 muestra un esquema de la implementación operacional de la inyección de espumas. Consiste en inyectar un gas (CO_2 , aire, nitrógeno o gas natural), agua y un agente químico (surfactante) que la estabilizará. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma. Las espumas con calidad mayor a 0.8 se denominan secas, presentan mejor dispersión de las dos fases y son más estables; por esas razones se han utilizado en la mayoría de las investigaciones. Las que presentan una calidad menor de 0.7 se denominan húmedas y se caracterizan por la presencia de largas cadenas de burbujas cilíndricas separadas por tapones de líquido, (Ferrer, 2001)^[11].

La inyección simultánea de gas y surfactante o la inyección de gas con contenido de surfactante genera espuma in situ en el medio poroso. La espuma se forma, se rompe y se regenera en las gargantas de poro conforme los fluidos avanzan por el yacimiento. La presencia de aceite inhibe la formación de espumas, lo que provoca que no haya un desplazamiento efectivo del aceite residual, (Thomas, 2008)^[2].

La inyección de espuma en el medio poroso crea un gran número de interfaces elásticas que ejercen una fuerza tipo pistón sobre el petróleo que es desplazado. El proceso es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo. Esto hace a las espumas un buen candidato para yacimientos altamente fracturados pues el mayor problema de estos es la canalización de los fluidos inyectados por las fracturas dejando muchas zonas sin barrer.

A pesar de ser un proceso complejo tienen grandes ventajas y pocas limitaciones (Sandoval & Franco, 2010)^[12] entre las que se destacan:

Ventajas

- Reducción efectiva de la movilidad del gas y/o vapor en procesos de empuje por gas o vapor.
- Disminución de la permeabilidad relativa al agua en procesos de inyección de agua y por tanto disminución del corte de agua

- Reducción temporal del flujo de gas a través de estratos de alta permeabilidad y zonas fracturadas (agente de bloqueo).
- A diferencia de los polímeros y los geles, las espumas son más resistentes a la degradación biológica, mecánica y química.
- Proceso relativamente económico.
- Las espumas no generan daño permanente al medio poroso debido a que poseen tiempos de vida media relativamente cortos (no superiores a 6 meses).

Desventajas

- Es una tecnología muy compleja a nivel químico y operacional.
- Las espumas convencionales tienden a desestabilizarse y a romperse en presencia del aceite.
- La adsorción y la degradación del surfactante en el medio poroso afecta la estabilidad de las espumas.
- La propagación profunda de las espumas en procesos de control de movilidad y en bloqueo de zonas y fracturas puede verse afectada por los bajos gradientes de presión presentes en estas zonas.

Como la estabilidad de la espuma no necesariamente es la ideal, la mayoría de los métodos requieren inyección continua. Por esta razón lo usual es su uso en conjunto con otros métodos químicos pues son buenos agentes de bloqueo o de control de movilidad.

Inyección de Surfactantes

La inyección de agentes surfactantes consiste en la inyección de una solución química que se encarga de reducir la tensión interfacial (TIF) y/o cambiar la mojabilidad de la roca. La tensión interfacial tiene que ser reducida de 20-30 [mN/m] a valores en el rango de 0.001 a 0.01 [mN/m] para alcanzar valores bajos de saturación residual (<0.05) (George J. Hirasaki, 2011)^[13]. Esta zona de baja TIF es responsable de la reducción de la presión capilar y el incremento del número capilar.

Los surfactantes o tensoactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido permitiendo una fácil dispersión lo que baja la tensión interfacial entre dos líquidos. Su característica más importante es que el surfactante tiende a concentrarse en la interfaz disminuyendo la tensión interfacial o superficial (García, 2008)^[14].

Los más usados son los sulfonatos de petróleo o surfactantes comerciales (S. Thomas 2007)^[7]. Se inyecta un bache acuoso de surfactante seguido de un bache de polímero y estos dos son empujados con salmuera.

El alcanzar la TIF ultra baja provocará un aumento en el número capilar y un aumento en el número de Bond (éste número es usado para caracterizar la forma de una esfera de fluido, es proporcional al cociente entre las fuerzas de flotación y las fuerzas debidas a la tensión superficial) para el desplazamiento por gravedad hacia afuera de la matriz.

En un desplazamiento exitoso el surfactante inyectado como bache primero debe alcanzar la tensión interfacial ultra baja haciendo que las gotas de aceite residual desconectadas puedan ser movilizadas y crear un banco de aceite donde aceite y agua estarán en fases continuas. En segundo lugar debe mantenerse esta TIF ultra baja al frente de desplazamiento para prevenir que el aceite sea atrapado por fuerzas capilares.

Los valores deseados de TIF generalmente sólo existen dentro de un corto rango de salinidad pero puede pre-lavarse la formación para reducir la salinidad de la formación a un valor cercano al óptimo o diseñar la formulación del surfactante de tal manera que la salinidad optima sea igual a la de la formación. Este proceso debe hacerse con cuidado pues hay una corta distancia para que la saturación de aceite pueda ser reducida a un valor bajo antes de que la TIF incremente de nuevo y se atrape todo el aceite que no ha sido movilizado.

Es crítico cambiar la mojabilidad de preferentemente mojada por aceite a mojada por agua o mixta lo cual permitirá que la fase acuosa imbiba la matriz espontáneamente y expulse el aceite que quedó durante la inyección de agua (Y. Wu, 2006)^[15]. El incremento en la recuperación puede ser mayormente debido al cambio en la mojabilidad. Ashayer y colaboradores descubrieron en sus experimentos que existen dos mecanismos responsables de la alteración de la mojabilidad. La primera debido a la adsorción de surfactante en la interface agua-aceite. La segunda debido a la adsorción de moléculas de surfactante en la superficie sólida teniendo mayor influencia la primera.

La recuperación depende significativamente de la velocidad de difusión de las moléculas de surfactante. Una difusión más rápida resultará en una recuperación más rápida y una difusión más fuerte resulta en una penetración más profunda de las moléculas de surfactante en el núcleo del poro y consecuentemente una mayor recuperación acumulada.

El mayor problema del uso de surfactantes es la adsorción del químico en la roca lo que puede provocar precipitaciones (sobre todo en carbonatos) tapando las gargantas de los poros y disminuyendo la recuperación. Si se desea implementar inyección de surfactantes antes debe inyectarse un agente de sacrificio para disminuir la adsorción pues ésta es directamente proporcional a la concentración del surfactante y a la salinidad.

El mecanismo primario de la adsorción de surfactantes aniónicos en areniscas y carbonatos es la atracción iónica entre los minerales cargados positivamente y el anión negativo de la solución (George J. Hirasaki, 2011)^[13].

Algunos factores de consideración para controlar la adsorción son:

- La adsorción incrementa con la dureza de la salmuera.
- La adsorción disminuye con la adición de alcohol.
- La adsorción disminuye en demasía con condiciones alcalinas.

Los parámetros críticos para la selección de surfactantes en un proceso de recuperación mejorada se engloban en varios criterios:

- Tensión interfacial agua-aceite baja
- Baja adsorción

- Compatibilidad con los fluidos del yacimiento

En la tabla 1.6 se muestran los promedios típicos para inyección de surfactantes.

Composición del aceite	Livianos a intermedios deseados
Gravedad API	22-39
Saturación de aceite al inicio del proyecto, [%]	>30
Viscosidad, [cp]	<100
Permeabilidad, [md]	$k > 20$
Temperatura, [°C]	$T < 70$
Profundidad, [m]	190 - 1615
Presión, [psi]	625-5300
Espesor neto, [m]	No crítica
Porcentaje de recuperación %	10-15

Tabla 1. 6 Parámetros de aplicación en la inyección de surfactantes.

No hay restricciones con respecto a la litología pero se prefiere areniscas pues los carbonatos son más susceptibles a la adsorción.

Existe poca documentación con respecto a los criterios de aplicación sin embargo es recomendable que se cubran los aspectos mencionados previamente para poder garantizar la eficiencia del método.

Muchas veces junto con la inyección de surfactantes se inyectan álcalis y el principal objetivo de esto es que el álcali reduzca la adsorción de surfactante durante el desplazamiento a través de la formación por medio de la secuestración de iones divalentes. La adsorción de surfactantes aniónicos en calcita y dolomita puede disminuir en varios órdenes de magnitud con la adición de carbonato de sodio como álcali, haciendo el proceso aplicable para formaciones carbonatadas. Sin embargo presentan una limitación para la aplicación de carbonato de sodio en formaciones carbonatadas pues la anhidrita y/o el yeso están presentes en la formación y generan disolución precipitándose en calcita.

El álcali forma también jabón in situ al reaccionar con el ácido nafténico en el aceite, esto reduce la cantidad de surfactante requerido para alcanzar el desempeño deseado. Un beneficio adicional que viene con la presencia de jabón es que genera una dispersión coloidal rica en aceite que produce ultra baja tensión interfacial en un rango más amplio de salinidad a que si no estuviera presente (George J. Hirasaki, 2011)^[13].

Varios surfactantes aniónicos en presencia de carbonato de sodio (Na_2CO_3) pueden cambiar una superficie de calcita mojado por aceite a intermedia (Y. Wu, 2006)^[15]. En los yacimientos fracturados mojados por aceite el efecto combinado de álcali y surfactantes es esencial para hacer la matriz preferencialmente mojada por agua y mejorar la efectividad del proceso.

El alcohol también puede servir como co-surfactante alterando la salinidad óptima para alcanzar la TIF requerida. Una desventaja del uso de alcoholes es que este disminuye la solubilización de aceite y agua en microemulsiones lo que incrementa el valor mínimo de la TIF.

Los surfactantes tienen la característica de ser anfifílicos pues de un lado de la molécula es hidrófila y el otro lado es hidrofóbico al mismo tiempo. Existe una amplia selección de surfactantes para cumplir los requerimientos de las aplicaciones específicas estos se dividen de la forma como se aprecia en la tabla 1.7

Aniónicos	<ul style="list-style-type: none"> • Basados en aniones sulfato, sulfonato o carboxilato, dodecil sulfato de sodio (SDS), lauril sulfato de amonio y otras sales de alquil sulfato. Lauril éter sulfato de sodio (SLES), Alquil benceno sulfonato, Jabones y sales de ácidos grasos.
Catiónicos	<ul style="list-style-type: none"> • Basados en cationes de amonio cuaternario, Bromuro de cetil trimetil amonio (CTAB), Bromuro de hexadecil trimetil amonio y otras sales de alquil trimetil amonio, Cloruro de cetil piridinio (CPC), Cloruro de benzalconio (BAC), Cloruro de bencetonio (BZT).
No iónicos	<ul style="list-style-type: none"> • Alquil poli oxico de etileno, Copolímeros de poli óxido de etileno y óxido de propileno llamados comercialmente polioxaminas, Alquil poli glucósidos, incluyendo: Octil glucósido, Decil maltosido, Alcoholes grasos, Alcohol cetílico, Alcohol oleico, Cocoamida metil éter, Cocoamida di etil éter, Cocoamida trietil éter.

Tabla 1. 7 Tipos de surfactantes y ejemplos (Chuck Norman, agosto 2007)^[6].

Los más utilizados en este tipo de proyectos son los surfactantes aniónicos pues son estables y no presentan demasiada adsorción además de ser los más económicos. Wu demostró en 2006^[15] que los mejores surfactantes para rocas calizas son catiónicos pues son los mejores para alterar la mojabilidad, los no-iónicos también resultan eficientes pero en menor proporción.

Algunas de las limitaciones y desventajas del proceso de inyección de surfactantes son:

Limitaciones

- Adsorción de la superficie de la roca.
- Disipación del bache por dispersión.
- Disolución del bache por agua.
- Formación de emulsiones (Thomas, 2006)^[7]
- El calcio y magnesio afectan el potencial de surfactante para disminuir la TIF (Shuaib, y otros, 2014)^[16].

Factores favorables

- Formación homogénea
- Barrido de inyección de agua >50%

La tabla 1.8, describe brevemente algunos casos de éxito en proyectos de inyección de surfactantes:

Proyecto, Localización	Recuperación adicional, %	Comentarios
Benton, ILL	10	Problemas de inyección, producción de emulsiones. Eficiencia de recuperación pobre.

Salem Unit, ILL	14	Precipitación de surfactantes, alta pérdida de surfactante.
Bigg Muddy, WY	10	Fallas y freacturas, eficiencia de recuperación pobre, producción de emulsiones y corrosión.
Glenn Pool, OK	32	Falta de control de movilidad, bajos precios del hidrocarburo impidieron la expansión del proyecto.
Total	16.5	

Tabla 1. 8 % de recuperación de algunos proyectos de inyección de surfactantes, (Thomas, 2006)^[7].

La tecnología de surfactantes ha avanzado para superar los casos de fallo en el pasado y para reducir la cantidad de surfactante requerido llegando inclusive a afirmarse que tiene gran potencial de aplicación en yacimientos carbonatados y naturalmente fracturados (Manrique, E. Gurfinkel, & C. Muci, 2004)^[17]. En yacimientos naturalmente fracturados el éxito dependerá de la imbibición espontánea y de la flotabilidad para el desplazamiento del aceite de la matriz (Manrique, y otros, 2010)^[18] lo cual generará un drene de aceite hacia la fractura y hace a los surfactantes atractivos para carbonatos al cambiar la mojabilidad de la roca.

Un proyecto de inyección de surfactantes típico dura al menos 7 años con resultados de aceite incremental apareciendo al tercer año (Arsalana Ansari, 2013)^[19].

Inyección de álcalis

El proceso consiste en inyectar una solución en forma de bache que contiene un alcalino que habrá de reaccionar con los ácidos nafténicos del aceite en sitio formando un surfactante que reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua, el nivel de reducción de la TIF depende de la concentración de álcali. Los agentes alcalinos más comunes suelen ser hidróxido, carbonato u ortosilicato de sodio. Es por esto que este proceso es útil para crudos con pH bajo debido a la presencia de moléculas que contienen radicales ácidos (resinas y asfaltenos).

A este método se le atribuyen también el desarrollo de emulsiones, alteración de la mojabilidad, precipitación química por la mezcla del álcali inyectado y los iones duros del agua de formación. Todos estos mecanismos en interacción hacen al álcali un proceso muy complejo sin embargo también contribuyen a la mejora de desplazamiento del aceite por el agua. (Mayer, Carmichael, Weinbrandt, & Berg, 1983)^[20]. Es por esto que este proceso es útil para crudos con pH bajo debido a la presencia de moléculas que contienen radicales ácidos (resinas y asfaltenos).

Johnson (1976)^[21] describe que la inyección de álcalis se basa en 4 mecanismos de recuperación que se mencionan a continuación:

- 1. Emulsificación y arrastre:** El crudo se emulsifica y es arrastrado por el alcalino acuoso.
- 2. Reversión de la mojabilidad:** Se genera un cambio de mojabilidad de preferentemente mojada por aceite a mojada por agua aumentando la recuperación por cambios favorecedores de la permeabilidad relativa al aceite. El cambio de las permeabilidades relativas, a su vez puede detener el incremento gradual de la RGA incluso después de la inyección de agua.

3. **Segunda reversión de la mojabilidad:** Esta vez la formación pasa de estar mojada por agua a estar mojada por aceite, al cambiar la mojabilidad los valores de la TIF disminuyen a valores aún más bajos. El mecanismo consiste en convertir la fase discontinua del aceite en una fase continua proporcionando un patrón de flujo que de no ser así dejaría el aceite atrapado. Estas gotas emulsificadas tienden a bloquear el flujo induciendo un gradiente de presión alto que habrá de superar las fuerzas de presión capilares reducidas ya por la reducción de la tensión interfacial, esto generará una reducción de la saturación residual. Este drene deja atrás una emulsión de agua en el que la saturación residual de aceite es menor que 5% del volumen poral (VP).
4. **Emulsificación y entrapamiento:** El mecanismo de entrapamiento involucra una reacción de una solución alcalina con el aceite, para producir una emulsión que es temporalmente móvil. Las gotas formadas de la emulsión son reagrupadas en la garganta del poro lo que mejora la recuperación.

Las TIF más bajas se logran con bajas concentraciones de álcali. El exceso de álcali es equivalente al exceso de sal. Este problema se resuelve añadiendo un co-surfactante para aumentar el requerimiento de salinidad en el sistema (Nelson, Lawson, Thigpen, & Stegemeier, 1984)^[22]. También se le suele añadir polímero a la solución para mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite empujado por agua (Surkalo, 1990)^[23].

La reacción primaria del álcali con el agua de formación es reducir la actividad de cationes multivalentes como el calcio y el magnesio lo cual puede evitar precipitaciones en la inyección de surfactantes. La solución alcalina reacciona con la roca reduciendo la adsorción del surfactante y polímero permitiendo que el sistema químico desplace aceite eficientemente (Surkalo, 1990).

En el caso de aceites pesados y viscosos las emulsiones formadas tienen menor viscosidad que el aceite mejorando el flujo a través del yacimiento.

La tabla 1.9 muestra los parámetros de aplicación en la inyección de álcalis:

Composición del aceite	La viscosidad es el parámetro más importante, número ácido* >0.2 [mg KOH/g _{aceite}]
Gravedad API	13-35
Tipo de roca	Areniscas
Viscosidad, [cp]	<200
Permeabilidad, [mD]	k>20
Temperatura, [°C]	T<90
Profundidad, [m]	<2700
Presión, [psi]	625-5300
Espesor neto, [m]	No crítico
Porcentaje de recuperación %	5

Tabla 1. 9 Parámetros críticos para la inyección de álcalis (Ferrer, 2001)^[11].

*El número ácido es la cantidad de base, expresada en miligramos de hidróxido de potasio [mgKOH] que se requiere para neutralizar todos los componentes ácidos presentes en un gramo de aceite [g_{aceite}].

Se trata de un proceso complejo para diseñar pues hay características muy específicas que ponen en riesgo la aplicabilidad del método. Los factores que deben evitarse son:

- Fracturas extensivas
- Capa grande de gas
- Alto contraste de permeabilidad
- Concentración alta del anión SO_4 en el agua lo que indica que el yeso está presente
- Pueden presentarse problemas de corrosión que requieren de la protección de tuberías de inyección, tuberías de producción y tanques.

Mayer y sus colegas hicieron un análisis de 29 proyectos de inyección de álcalis en los años 80's donde determinaron que el promedio de inyección es de 20MMlbm (9×10^6 kg) en una base seca. Del total, 12 proyectos fueron con hidróxido de sodio, 6 con ortosilicato de sodio, 3 en hidróxido de sodio más polímero, 1 proyecto en ortosilicato de sodio más polímero y 5 en sosa más polímero. En promedio se muestra incremento en la recuperación a partir del segundo año.

La selección del álcali depende de las condiciones de yacimiento, pruebas de laboratorio, disponibilidad del químico y el factor económico. En la tabla 1.10 se mencionan algunos proyectos en los que se ha implementado el método, las características del yacimiento y el porcentaje de recuperación después de implementada la inyección.

Campo, Ubicación	Viscosidad del aceite @cy [cp]	Gravedad API	Temperatura de yacimiento [°F]	Saturación de aceite al inicio del proyecto [%]	Tipo de alcalino	Porosidad [%]	Recuperación incremental [%VP]	Barriles de aceite incremental/ Libras de químico
Bradford, PA	-	-	-	60	Carbonato de sodio	16-20	-	-
Southeast Texas, TX	75	baja	112	40	Carbonato de sodio	33-35	-	-
Harrisburg, NE	1.5	alta	200	30-40	Hidróxido de sodio	15	2	0.03
North Ward-Estes, TX	2.28	0.22	115	64	Hidróxido de sodio	20.6	6.0-8.0	0.024-0.031
Singleton, NE	1.5	baja	-	40	Hidróxido de sodio	16	2	0.32-0.43
Whittier, CA	40	-	120	51	Hidróxido de sodio	30	5.0-7.0	bajo
Brea-Olinda, CA	90	-	135	50-60	Ortosilicato de sodio	-	<1	0.025-0.141
Orcut Hill, CA	17 a 60	0.6	140	50	Ortosilicato de sodio	22.5	<1	bajo
Dominguez, CA	-	-	-	30	Carbonato de sodio	-	<1	bajo
Van, TX	-	-	-	25-35	Ortosilicato de sodio	-	<1	0
Kern River, CA	<1,000	1.6-1.8	90	52.4	Hidróxido de sodio	35	0	

Tabla 1. 10 Características de yacimiento de proyectos de inyección de álcalis.

Una ventaja de este proceso es que todas las formas de inyección cáustica usan concentraciones relativamente bajas de químicos baratos por lo que resulta un método de bajo costo además de que la inversión inicial es baja también comparada con otros métodos de inyección química, el control de movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas, además de ser aplicable a un amplio rango de yacimientos de petróleo.

La variedad de formas en las que el álcali puede influir en la recuperación sugiere alto potencial para futuras aplicaciones en campo, sin embargo se necesitan comprender mejor los mecanismos pues hasta este momento según Lake es el método químico con menor número de proyectos implementados y menor producción mostrando una recuperación adicional promedio de 3-5%.

Inyección de Álcalis-Surfactante-Polímero

La inyección de álcali-surfactante-polímero es la combinación de álcalis, polímero y surfactante (ASP), ya mencionados por separado en el cual las características más importantes de cada método por separado actúan en sinergia para maximizar la recuperación.

Es un método relativamente nuevo que se sigue evaluando a nivel laboratorio y a nivel campo. Debido a la combinación de estos químicos, ASP es el método de mayor investigación y pruebas en métodos químicos a nivel mundial

Los mecanismos principales por los cuales actúa este método son reducción de TIF y mejoramiento de la relación de movilidad. Los resultados de campo son buenos variando entre 25-30% de recuperación del aceite original (Thomas, EOR Overview, 2008)^[2]. El método es capaz de generar un banco de aceite para después producirlo. El proceso tiene potencial aunque se necesita mayor análisis para entenderlo por completo.

Para iniciar su comprensión debe entenderse la forma en que actúa y recordar el mecanismo de cada método por separado. El álcali saponifica los ácidos carboxilos del aceite formando surfactantes in situ lo que ayuda a disminuir la TIF moviendo el aceite y evitando entrapamiento esto disminuye también la cantidad de surfactante utilizado. El polímero aumenta la viscosidad del agua mejorando el desplazamiento. Se necesita menor cantidad de agua para este tipo de inyección comparado con la inyección de agua. Los surfactantes bajan la tensión interfacial y cambian la mojabilidad de la roca mejorando la facilidad de desplazamiento del aceite.

Sheng (2013)^[24] explica simplifícadamente cómo estas tres formulaciones trabajan en conjunto:

La inyección de soluciones alcalinas reduce la adsorción del surfactante pues los precipitados que se forman por esta adsorción pueden causar gran daño a la formación. El álcali reacciona con el crudo y genera jabón. Generalmente la salinidad óptima para el álcali es demasiado baja y la salinidad óptima para el surfactante es alta. Cuando funcionan en conjunto se hace más amplio el rango de salinidad en que la TIF alcanza valores bajos.

Las emulsiones mejoran la eficiencia de barrido. El jabón y el surfactante generan emulsiones estables gracias a la reducción de la TIF. El polímero puede ayudar a estabilizar las emulsiones debido a su alta viscosidad para retardar la coalescencia.

Existe competencia de adsorción entre el polímero y surfactante. Por esto la adición de polímero reduce la adsorción de surfactante o viceversa. Por lo tanto, la adición de polímeros mejora la eficiencia de barrido de soluciones alcalinas y surfactantes.

Se ha reportado que la disminución del líquido producido no sólo se atribuye al incremento de la viscosidad del fluido de desplazamiento sino también debido a la emulsificación generada después de la inyección del bache de ASP.

Sheng^[24] plantea que una inyección típica contiene 3 baches: pre-bache, bache principal de ASP y post-bache. Este esquema operacional queda descrito en la Figura 1.4

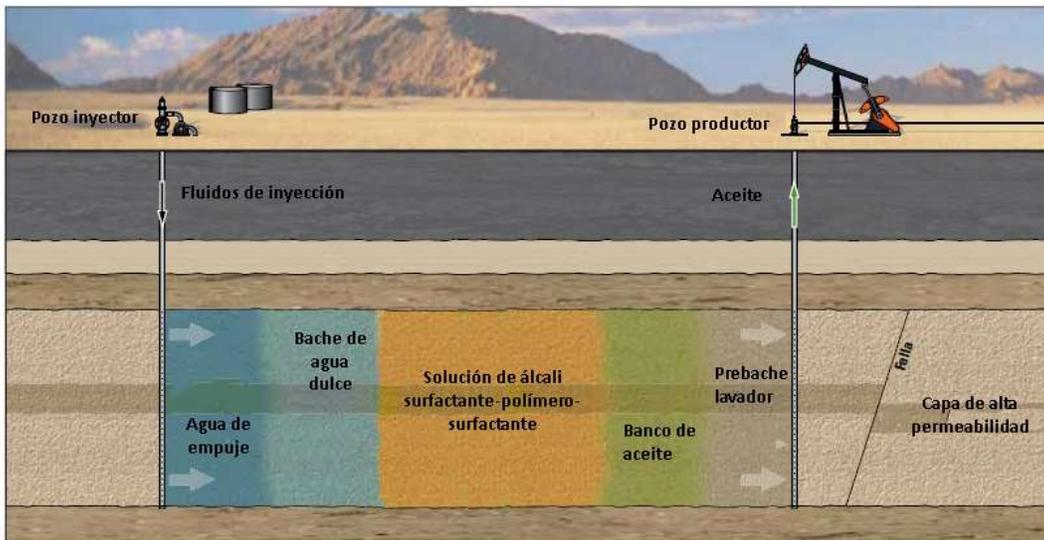


Fig. 1. 3 Proceso típico en la inyección de álcali-polímero-surfactante.

La función del pre-bache es inyectar polímero para mejorar el perfil de inyección. Se suele inyectar álcali para que el pre-bache pueda remover las altas concentraciones divalentes lo que evita asociaciones subsecuentes de este divalente con los surfactantes del siguiente bache.

El bache principal consiste en álcali surfactante y polímero, el promedio de concentración de inyección de cada uno de estos químicos es de 1.25%masa Álcali, 0.27%masa Surfactante y 0.135%masa Polímero; en total 30.8%masa (donde el porcentaje en masa es $\%masa = \frac{masa\ de\ soluto\ [g]}{volumen\ de\ disolución\ [mL]} * 100$) fue inyectado.

Para lograr sinergia todos los componentes deben ir en un sólo bache. Después del bache principal sólo se inyecta agua como empuje, es muy probable que el agua alcance el bache principal pues la movilidad del agua es mejor que la del bache del ASP.

El total de químico inyectado será el VP multiplicado por la concentración de químico. El promedio del factor de recuperación fue de 21.8% del aceite residual (Sheng, 2013)^[24]. Con un costo aproximado de 6 [dls/bl] sin incluir costos operativos.

Debido a que cada proceso implementado por separado tiene alta complejidad, existen parámetros críticos que hay que revisar y asegurar que el yacimiento al que se planea aplicar este tipo de inyección debe tener. Taber y sus colegas^[25] definieron varios parámetros críticos para diferentes métodos de recuperación mejorada. Los parámetros críticos para la inyección de ASP se muestran en la tabla 1.11 son:

Composición del aceite	La viscosidad es el parámetro más importante, número ácido >0.3 [mg KOH/g _{aceite}]
------------------------	---

Gravedad API	20-35
Tipo de roca	Areniscas
Viscosidad, [cp]	10 - 6500
Permeabilidad, [md]	>10
Temperatura, [°F]	<95
Profundidad, [m]	850 - 1200
Presión, [psi]	625-5300
Espesor neto, [m]	No crítico
Saturación de aceite, [%]	68-74
Porosidad, [%]	26-32
Salinidad, [ppm]	<20,000
Porcentaje de recuperación, [%]	25

Tabla 1. 11 Parámetros críticos de yacimiento en la inyección de Álcali-Surfactante-Polímero.

La selección de polímeros y surfactantes para ASP es la misma que para la combinación de surfactante-polímero. Mientras que el álcali se seleccionará según la viabilidad, costo, grado de daño a la formación y características del yacimiento.

Como ya se mencionó anteriormente, el mayor problema de la aplicación de este método en carbonatos es la formación de precipitados, como consecuencia de la interacción de ASP, la roca y las salmueras. La alta adsorción de surfactantes aniónicos provoca que el proceso pierda eficiencia, por otro lado los surfactantes catiónicos son muy caros y su uso se puede limitar por cuestiones económicas del proyecto.

Todos los álcalis en carbonatos forman precipitados, estos pueden causar problemas como taponamiento de las gargantas de poro, aumento del daño alrededor del pozo, presencia de escamas en superficie o en el pozo. Además de eso, los minerales disueltos pueden causar problemas de operación en pozos productores.

El metaborato de sodio es un alcalino adecuado pues es un inhibidor de precipitados ya que tiene gran capacidad para tolerar iones multivalentes, su ion borato reacciona con los minerales catiónicos generando cristales solubles en agua. Con la presencia de salmuera dura (60,00 [ppm]) trabajan efectivamente secuestrando los minerales de cualquier precipitación.

Se han reportado 21 proyectos de ASP (Tabla 1.12), la mayoría de los proyectos eran a pequeña escala con pocos inyectores. El proyecto más grande ha sido el Xingbei Xing-2-Zhun en Daqin, China con 17 inyectores y 27 productores (Sheng, 2013)^[24].

Campo, localización	Año	Área [km2]	Recuperación, [%]
David, Alberta	1986	1.02	21
West Kiehl, Wyoming	1987	0.43	34.4
Gudong, China	1992	3.1	29.4
Cambridge, Wyoming	1993	0.3	26.9
Daqing, China	1994	0.034	23.9
Karramay, China	1996	3.1	24
Viraj, India	2002	0.275	24

Tabla 1. 12 Casos de inyección de ASP en campo (Thomas, 2006).

Además de poner énfasis en los parámetros críticos antes mencionados, para el desarrollo de un proyecto deben hacerse las siguientes pruebas:

- Pruebas de laboratorio
- Compatibilidad de fluidos
- Medición de viscosidad
- Experimentos de imbibición natural.
- Pruebas de tensión interfacial.

Las pruebas en campo son alentadoras, sin embargo los mecanismos no han sido entendidos por completo. Este método es demuestra efectividad en generar bancos de aceite residual y en la producción de éste.

Inyección de soluciones micelares

Consiste en la inyección de baches de microemulsiones. Este proceso ha demostrado éxito técnico mayor a los demás métodos químicos, la ventaja más importante es que son estables con el agua de formación y la roca. Las microemulsiones pueden ser miscibles en aceite y agua.

Son llamadas también microemulsiones, aceites solubles o polímeros micelares. El mecanismo bajo el cual trabajan estas soluciones es por medio de la emulsificación del aceite y agua en un bache micelar mejorando así la movilidad de estos. Tienen también buen control de movilidad.

La solución micelar está hecha a base de agua, surfactante y aceite crudo. El aceite y agua no se mezclan (a menos que se añada un tercer componente), un surfactante o jabón tiene afinidad por los dos y actúa como un puente cuando se mezclan bajo ciertas condiciones. Esta estructura da los requerimientos que se necesitan en un agente de recuperación: control de viscosidad (por lo tanto control de movilidad) para así alcanzar la miscibilidad.

Para la composición del micelar el hidrocarburo puede ser desde gas licuado de petróleo, condensados o hasta aceite crudo. Los sulfonatos alquiy aryl son surfactantes efectivos. Se puede agregar sal como un cuarto componente para alcanzar la viscosidad necesaria para el control de movilidad. La sal sirve también como trazador in-situ.

El proceso consiste en la inyección de un pequeño bache de solución micelar que sirve al aceite como agente desplazante. En seguida un volumen más grande de agua engrosada (solución de agua y polímero o una emulsión de agua) para mejorar la movilidad y lograr minimizar la canalización. Finalmente un bache de agua (salmuera) para mover los químicos y el banco de aceite resultante hacia los pozos productores.

La solución micelar está hecha de gotas muy finas de agua dispersas en aceite o de aceite en agua producidos, usando surfactantes y soluciones de varias sales. Estas soluciones estabilizan los surfactantes reduciendo la adsorción de surfactante en la roca.

Las microemulsiones son miscibles en aceite y agua. Los baches son diseñados con ultra baja tensión interfacial (10^{-2} mN/m) y relación de mojabilidad favorable.

Los agregados micelares son capaces de solubilizar o disolver algunos fluidos a su centro. Para esto el micelar se hincha para acomodar el fluido solubilizado.

Pueden incluir electrolitos y co-surfactantes como alcoholes. Además pueden tener más componentes. La concentración y el tipo de cada componente la dicta el yacimiento al que se le planea aplicar.

Las características de un bache micelar son (Gogarty & Tosch, 1968)^[26]:

1. Alto porcentaje de desplazamiento de aceite.
2. Movilidad controlable.
3. Capacidad de ser empujados a través del yacimiento con agua.
4. Habilidad para permanecer estable en presencia de agua y roca.

La recuperación depende de la etapa de producción en la que se encuentre el yacimiento. Si se encuentra en la etapa de producción secundaria el aceite será producido primero, para la recuperación terciaria el agua es producida primero.

El bache tiene un costo alto y suele ser un limitante de implementación es por esto que se hace un esfuerzo por disminuir el tamaño de bache sin poner el riesgo su integridad. Con un adecuado control de movilidad el volumen poral de la solución se minimiza. En operaciones normales un VP del 3-15% es suficiente (Gogarty & Tosch, 1968)^[26].

En 1997 Taber^[25] hace una revisión sobre los parámetros críticos del hidrocarburo y la formación para todos los métodos de recuperación mejorada, En la tabla 1.13 se describen los parámetros que se deben cuidar para inyección de soluciones micelares, ASP e inyección de soluciones alcalinas:

Composición	Ligeros a intermedios
Gravedad °API	>20
Viscosidad, [cp]	<35
Saturación de aceite, %VP	>35
Tipo de formación	Areniscas preferidas
Permeabilidad promedio, [md]	>10
Profundidad, [m]	< 2700
Temperatura, [°C]	<95
Porcentaje de recuperación, [%]	30-50

Tabla 1. 13 Parámetros críticos para la inyección de polímeros micelares (Taber et al, 1997)^[25].

Se ha probado en 45 proyectos de campo donde demostró que el método es efectivo creando bancos de aceite y en la producción de estos. Los factores de recuperación están entre 30-50% del aceite original (S. Thomas, 2007)^[7]. Aunque es un método bastante prometedor el aspecto económico limita el uso de estos debido al alto costo de los químicos, el requerimiento de poco espaciamiento entre pozos, alta inversión inicial y la lentitud de la respuesta. Las condiciones geológicas (alta salinidad, temperatura y contenido de arcillas) hacen a los yacimientos candidatos para la aplicación.

La tabla 1.14 describe algunos de los campos en los que se ha probado el método y el éxito obtenido:

Campo, Localización	Etapa de producción	Área [km	% de recuperación
Dedrick, IL	Secundaria	0.01	49.7
Robinson 119-R, IL	Terciaria	0.162	39
Benton, IL	Terciaria	0.647	29
Robinson 219-R, IL	Terciaria	0.457	27
North Burbank, OK	Terciaria	0.364	11
Robinson M1, IL	Terciaria	1.647	50
Bradford, PA	Terciaria	0.19	50
Salem Unit, IL	Terciaria	0.809	47
Louden, IL	Terciaria	0.162	27
Louden, IL	Terciaria	0.324	33
Chateaugrenard, Francia	Terciaria	0.01	67
		Total	39%

Tabla 1. 14 Casos de campo y sus porcentajes de recuperación, (S. Thomas, DL, 2007)^[7].

El proceso tiene potencial y merece ser reevaluado económicamente pues es exitoso en generar bancos de aceite y producir el aceite residual.

Limitaciones:

- Alto costo
- Requerimiento de poco espaciamiento de pozos
- Alta inversión inicial
- Demora de respuesta
- Baja salinidad
- Bajo contenido de arcillas

Limitaciones de los métodos químicos

Aun cuando los métodos químicos han demostrado factibilidad técnica en laboratorio presentan varias limitantes que no permiten que su uso se extienda a mayor escala. Algunas de las limitaciones pueden ser:

- Costo de los químicos
- Pérdida excesiva de químicos por adsorción, reacción con las arcillas y la salmuera, disolución.
- Segregación gravitacional.
- Falta de control en amplios espaciamiento de pozos.

Los costos típicos de algunos químicos de inyección:

Polímeros	3 [dls/lb]
Surfactante	1.2 [dls/lb]
Sosa caustica	0.60 [dls/lb]
Isopropanol	20 [dls/galón]
Bache micelar	25[dls/bbl]
Aceite	60 [dls/bbl]

Tabla 1. 15 Precios promedio de aditivos químicos al 2006, (Thomas, 2007)^[7].

Si el aceite sube de precio el químico también pero no en la misma proporción.

Las razones más comunes por las que fallan los métodos químicos son:

- Bajos costos de aceite
- Insuficiente descripción de la geología del yacimiento:
- Heterogeneidades en la permeabilidad (k)
- Contenido excesivo de arcillas
- Alta saturación de agua.
- Casquete de gas o acuífero asociado.
- Fracturas.
- Falta de entendimiento del mecanismo de los procesos.
- Falta de disponibilidad de los químicos en grandes cantidades.
- Alta dependencia de pruebas de laboratorio.

Para poder ser considerados para proyectos a gran escala los métodos químicos requerirán:

- Conocimiento de las variables del proceso y descripción matemática.
- Escalamiento de grupos.
- Modelos experimentales.
- Resultados del modelo a escala pasarlo a campo.
- Más confianza para pasar resultados de laboratorio a campo.

Los más recomendados debido a resultados de campo son la inyección de soluciones micelares, ASP y polímeros por orden de importancia.

Procesos miscibles

El desplazamiento miscible es la inyección de un fluido miscible con el crudo, la miscibilidad se puede lograr mediante el primer contacto o después de varios contactos. Miscibles son aquellos fluidos que se mezclan en completa proporción para formar una sola fase. Todos los solventes usados en aceite serán inmiscibles en las fases acuosas.

Su principio de acción es por medio de disolución, vaporización, solubilización, condensación o cualquier cambio de fase que involucre al hidrocarburo. Para la vaporización y solubilización se requiere transferencia de componentes hidrocarburos entre el fluido inyectado y el fluido de yacimiento.

Como consecuencia del cambio de fase se generan otro tipo de mecanismos que ayudan a la recuperación:

- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Reducción de la densidad del aceite.
- Hinchamiento del aceite.
- Conducción del fluido.
- Reducción de la tensión interfacial.
- Incremento de la permeabilidad relativa al aceite.
- No retención capilar
- Evitan la re-imbibición capilar

Este tipo de inyección puede ser por medio de: alcoholes, cetonas, hidrocarburos refinados, gas licuado de petróleo, gas natural, gas natural licuado, dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gas de combustión entre otros.

Se desarrolla una estrecha zona de mezcla o zona de transición entre el fluido desplazante y el crudo induciendo un desplazamiento tipo pistón. La zona de mezcla y el perfil solvente se propaga con la inyección.

La TIF se reduce a cero en el desplazamiento miscible además la eficiencia de desplazamiento mejora si la relación de movilidad es favorable ($M < 1$).

Suele usarse en aceites ligeros de viscosidad > 3 [cP] en yacimientos con presiones críticas para los componentes de los solventes de: 500-1000 [psi].

Las temperaturas críticas aumentarán conforme al peso molecular del hidrocarburo. La mayoría de aplicaciones se ha hecho en 70-250 °F en presiones mayores a los 1000 [psi], (Lake, 1989)^[1].

Thomas en 2007^[7] explica los tipos de mecanismos que tiene la inyección de gases miscibles entre los que se encuentran:

- Inyección de baches miscibles.
- Empuje por gas enriquecido.
- Empuje por vaporizaciones de gas.
- Gas a alta presión de inyección.

La inyección de solventes comienza generalmente en alguna etapa de agotamiento del yacimiento. Si el solvente es totalmente miscible con el aceite el proceso tiene una alta eficiencia de desplazamiento. La principal ventaja de este tipo de proceso sobre la inyección de gases inmiscibles es que no se presenta la imbibición capilar lo que genera un beneficio a la recuperación haciéndolo un factor determinante entre una y otra.

Inyección de baches solventes

Este proceso consiste en la inyección de baches de solvente como el propano o el pentano a concentraciones de (4-5%). Este es empujado con un gas que puede ser metano, N₂ o agua.

Se puede aplicar en formaciones de areniscas o carbonatos. Sus mayores problemas son la segregación gravitacional y la digitación lo que genera una eficiencia de desplazamiento pobre. La disponibilidad del solvente y la geología del yacimiento son factores decisivos para la implementación del proceso. Se puede presentar formación de hidratos y la precipitación de asfaltenos lo cual puede ser problemático.

Ventajas:

- Todo el petróleo contactado se desplaza.
- Se requieren bajas presiones para alcanzar la miscibilidad.
- El proceso puede aplicarse en un amplio rango de yacimientos.

Limitaciones:

- El proceso ha demostrado poca eficiencia y es mejor si se implementa en formaciones muy inclinadas.
- El tamaño del bache no es constantes debido a la dispersión.
- El bache es costoso.

La tabla 1.16 muestra algunos de los criterios para la aplicación de métodos de este tipo.

Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C2-C7)
Gravedad °API	>23
Viscosidad, [cp]	<5
Saturación de aceite, %VP	>30
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas líneas de flujo.
Permeabilidad promedio, [md]	<100
Porosidad, [%]	5.0-22
Espesor neto, [m]	<8
Profundidad, [m]	750-1,200
Temperatura, [°C]	No crítica para yacimientos de bajas profundidades
Presión, [psi]	4,000- 5,000
Porcentaje de recuperación, [%]	<90

Tabla 1. 16 Propiedades tipo que debe tener un yacimiento para la aplicación de baches solventes.

Inyección de gas enriquecido

Un gas enriquecido es aquel gas hidrocarburo que contiene moléculas más pesadas que el metano, este se inyecta y mientras avanza va cediendo sus componentes más pesado al crudo. Cuando el crudo se ha enriquecido suficiente a presiones relativamente altas (1200-1700 [psi]) se vuelve miscible con el gas de inyección.

Estas fracciones se condensan en el aceite del yacimiento generando zonas de transición. La miscibilidad se logra después de varios contactos entre el gas inyectado y el crudo. Otros mecanismos que también contribuyen a la recuperación por este medio son: incremento en el volumen de la fase y reducción de la viscosidad. Estos procesos se limitan a profundidades arriba de los 6000 [pies] esto debido a la presión mínima requerida para la miscibilidad.

Ventajas:

- El gas enriquecido desplaza prácticamente todo el petróleo residual contactado.
- La miscibilidad se puede volver a alcanzar si se pierde en el yacimiento.
- Es un proceso más económico que los baches de propano.
- La miscibilidad se alcanza a una presión menor.
- Los tapones grandes minimizan los problemas en el diseño.

Limitaciones:

- Es un proceso de baja eficiencia.
- Si los intervalos son gruesos ocurre segregación gravitacional.
- De haber fracturas los baches desaparecerán.
- Es alto el costo del gas.

Inyección de gas de vaporización

Este proceso involucra la inyección continua del gas natural, gas de combustión o nitrógeno a altas presiones (1450 – 2200 [psi]). Bajo estas condiciones el gas de inyección que vaporizará metano a través de componentes de gas licuado del aceite. Cuando el gas ha vaporizado suficientes componentes hidrocarburos se vuelve miscible con el aceite. Una limitación es que el aceite debe tener suficientes fracciones de C2-C6 para desarrollar miscibilidad. La presión de inyección debe ser menor que la presión de saturación para permitir la vaporización de las fracciones. Su aplicación se limita a yacimientos que soporten altas presiones.

Ventajas:

- El proceso es más económico que los baches miscibles o el gas enriquecido.
- No se presentan problemas de dispersión del bache pues la inyección es continua.
- El gas producido puede comprimirse y reinyectarse.

Limitaciones:

- El costo del gas es alto.
- Son necesarias altas presiones.

Además de las limitaciones mencionadas se debe asegurar que los fluidos del yacimiento y el tipo de formación entren en los valores que se muestran en la figura 1.17.

Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C1-C7)
Gravedad °API	>35
Viscosidad, [cp]	<0.4
Saturación de aceite, [%VP]	>40
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas líneas de flujo.
Permeabilidad promedio, [md]	0.2-35
Porosidad, [%]	11.0-28
Espesor neto, [m]	Relativamente delgado
Profundidad, [m]	>1,900
Temperatura, [°C]	No crítica

Tabla 1. 17 Valores promedio para aplicación de gas de vaporización.

Inyección de CO₂

El motivo por el cual se inyecta CO₂ a la formación es porque altamente comprimido extrae hidrocarburos (del rango de las gasolinas) del aceite en sitio, lo que permite que el frente de desplazamiento se vuelva miscible a temperaturas más bajas. Al ser absorbido por el aceite se forma una sola fase, la solución tiene muchos cambios en sus propiedades. Los cambios que se generan y al mismo tiempo hacen efectiva a la inyección de CO₂ son (Izgec, Demiral, & Askin, 2005)^[27]:

- Reducción de viscosidad.
- Hinchamiento de aceite.
- Alta solubilidad en agua.
- Vaporización y extracción de porciones de aceite.
- Reducción de la TIF.

La solución se expande del 10 al 60% y reduce la viscosidad de 5 a más de 10 veces.

Este tipo de recuperación mejorada se comenzó a implementar en los años 50's donde se inyectaban baches para desplazar el aceite. Para la década de 1980 ya se había probado en 30 campos, muchos tuvieron éxito técnico.

La miscibilidad del CO₂ dependerá de la presión mínima de miscibilidad. Debido a que tiene una presión mínima de miscibilidad baja este método funcionará con un amplio rango de crudos lo que lo hace un agente desplazante único (mejor incluso que el gas natural). El CO₂ puede extraer fracciones pesadas y desarrollar miscibilidad después de múltiples contactos. La figura 1.4 muestra un esquema operacional de la inyección de CO₂.

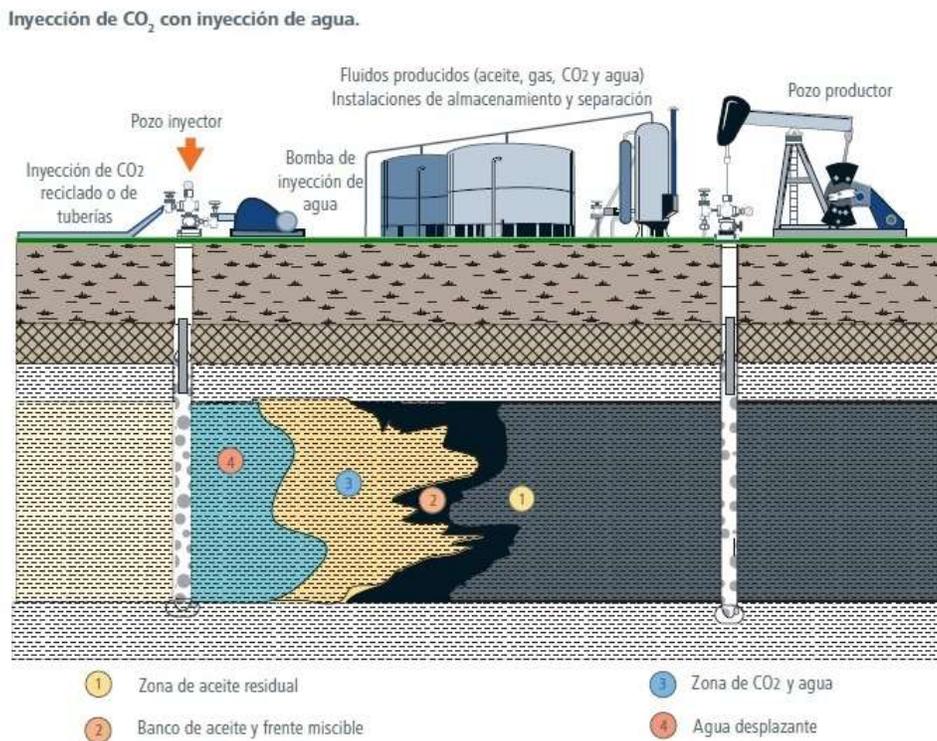


Fig. 1. 4 Proceso de inyección de CO₂, fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)^[28].

Para alcanzar la miscibilidad muchas veces se debe esperar un periodo de tiempo para que el CO₂ pueda mezclarse y así reducir la viscosidad. Algunas veces se inyecta agua para empujar el banco de aceite y la zona de mezcla.

El CO₂ ha demostrado invadir zonas que no pudieron ser alcanzadas durante la inyección de agua. También ha demostrado ser capaz de reducir la saturación residual de aceite a valores cercanos al 5% mientras que por otro lado la inyección de agua sólo llega al 25% (Holm, 1982)^[29].

Se puede aplicar en yacimientos de aceites medios a ligeros (>30° API) pero mientras más pesados sean los aceites (<27 °API) necesitarán presiones y cantidades de CO₂ más altas que son difícilmente sustentables desde el punto de vista económico. Sin embargo estos aceites pueden ser candidatos para la inyección de dióxido de carbono debido a que tiene alta solubilidad. Las variables bajo las que funciona la inyección de CO₂ son:

- Presión.
- Temperatura (esta afecta la densidad y el volumen de CO₂).
- Viscosidad del aceite.

El potencial de un yacimiento para la inyección de dióxido de carbono se determina a partir de pruebas “Slim-tube”, inyección de núcleos y estudios de simulación.

En las pruebas “Slim-tube” se mide:

- Presión mínima de miscibilidad para un aceite dado.
- Temperatura de yacimiento.
- Prueba de CO₂ inyectado.

La inyección de núcleos provee:

- Saturación residual.
- Efectos de permeabilidad a condiciones cercanas a las de yacimiento.

De la simulación de yacimientos se obtienen predicciones del rendimiento necesario para los cálculos económicos. La simulación requiere descripción precisa y datos de propiedades de fluidos.

CO₂ puede ser inyectado en formaciones de permeabilidad alta o baja, en areniscas o carbonatos. EL proceso es más eficiente en yacimientos con baja permeabilidad vertical.

Un proceso notable de la inyección de gases miscibles es la alternación gas-agua (WAG por sus siglas en inglés). Este proceso tiende a reducir las inestabilidades viscosas, costo y disponibilidad de infraestructura pues como su nombre lo dice alterna la inyección de CO₂ con agua.

El agua entrará a las zonas ya contactadas para evitar la canalización del CO₂, este proceso es temporal porque las zonas invadidas se volverán más permeables sobre todo al agua lo que incrementará la producción de agua.

Se debe cuidar de no sobrepasar la cantidad de agua a inyectar pues si su velocidad excede de la del CO₂ la eficiencia de desplazamiento se reduce severamente. Los resultados de añadir surfactante al WAG son prometedores en términos de control de movilidad pues ha sido el método más usado para esto.

A pesar de ser un método con mucho potencial tiene algunas limitaciones. El mayor problema de esta modalidad de inyección es que el CO₂ tiene alta movilidad por lo que muchas veces no contactará al aceite y este no se hinchará.

Si se inyecta en mayor cantidad el CO₂ volverá a pasar por zonas ya barridas no teniendo resultado alguno. Según Holm^[29] esto puede solucionarse por medio de:

1. La instalación de empacadores y por medio de técnicas de perforación para aislar las capas de arena donde se inyectará el CO₂.
2. Cerrando pozos para eliminar las bajas de presión en el yacimiento.
3. Alternar la inyección con agua para que compitan por los canales de flujo.
4. Adición de surfactante o químicos que lo produzcan para alternar con CO₂ y producir espumas o emulsiones.

La mayoría de los proyectos han presentado cortes de dióxido de carbono tempranos entre el 5-15%. La combinación de CO₂ y salmuera causa un ambiente corrosivo en los pozos productores y las instalaciones de superficie.

El suministro de este gas de combustión puede provenir de diversas fuentes como: refinerías, plantas químicas, plantas de combustible sintético y plantas de generación eléctrica. Si la fuente del CO₂ se encuentra cerca del campo el éxito económico está casi asegurado.

Cuando se presentan cortes de dióxido de carbono en la producción este se comprime y se reinyecta. Se necesitan instalaciones adicionales para extraer el CO₂ del gas producido, pero esto hace el CO₂ de reinyección más barato que el comprado.

En 1982 Holm^[29] enuncia varios casos de aplicación a gran escala. La primera prueba de campo exitosa fue en Mead Strawn confirmando que se produce más aceite con la inyección de CO₂ seguido de la inyección de agua para evitar canalización.

El más grande es en SACROC Unit un yacimiento carbonatado en el campo Kelly- SYder en Texas donde se inyectaron más de 30,000 acres de CO₂ este proyecto había alcanzado para ese entonces 90 MM[bls] cerca del 7% del volumen original de aceite.

El campo Two Freds Field se encontraba en la etapa de recuperación terciaria, la RGA al inicio del proyecto era >50 [m³/m³]. La recuperación aumento de 30 a 500 [bls/día] lo que demuestra que es posible la recuperación terciaria.

En promedio se produce 1 barril de aceite por cada 3,000 [pc] de CO₂ inyectado. Para un proyecto exitoso se deben seguir las siguientes recomendaciones:

1. Evitar yacimientos fracturados, intervalos delgados sobre acuíferos muy grandes, evitar casquete de gas.
2. El yacimiento debe ser lo suficientemente profundo para alcanzar la miscibilidad.
3. Es aplicable a cualquier temperatura, tipo de roca y salinidad.

Composición del aceite	Alto porcentaje de hidrocarburos medios (C5 a C12)
Gravedad °API	>25
Viscosidad, [cp]	<10
Saturación de aceite, %VP	>20
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos
Permeabilidad promedio, [md]	Homogénea con pocas fracturas
Porosidad	17-32
Espesor neto	Delgado
Profundidad, [m]	Depende de la temperatura
Temperatura, [°C]	No crítica
Porcentaje de recuperación, [%]	62-25

Tabla 1. 18 Parámetros que gobiernan la inyección de CO₂.

La tabla 1.18 muestra algunas de las condiciones prácticas que hacen a un yacimiento favorable para la aplicación de este método.

La recuperación de crudo en un yacimiento mojado por aceite y fracturado es difícil esto debido a la alta retención capilar. Las propiedades del ritmo de producción lo controlará la matriz de la

roca. Cuando el gas inyectado es miscible con el crudo, ocurrirá una reducción de densidad y viscosidad lo cual mejora la recuperación.

En una geometría con fracturas verticales, el hidrocarburo sólo fluirá hacia abajo hasta encontrarse con una barrera que después lo hará fluir hacia los lados (Verlaan & Boerrigter, 2006)^[30].

En estos yacimientos la física de la miscibilidad se desconoce inclusive es incierto si se puede alcanzar la miscibilidad.

Para entender todo el mecanismo en yacimientos fracturados de inyección de gases miscibles es necesario hacer simulación por medio de modelados por mallado definido. A pesar de la incertidumbre las características de estos métodos hacen a los yacimientos naturalmente fracturados adecuados para la recuperación adicional por medio del desplazamiento miscible.

La figura 1.5 muestra una comparación entre la recuperación teórica alcanzada utilizando procesos miscibles e inmiscibles en yacimientos naturalmente fracturados.

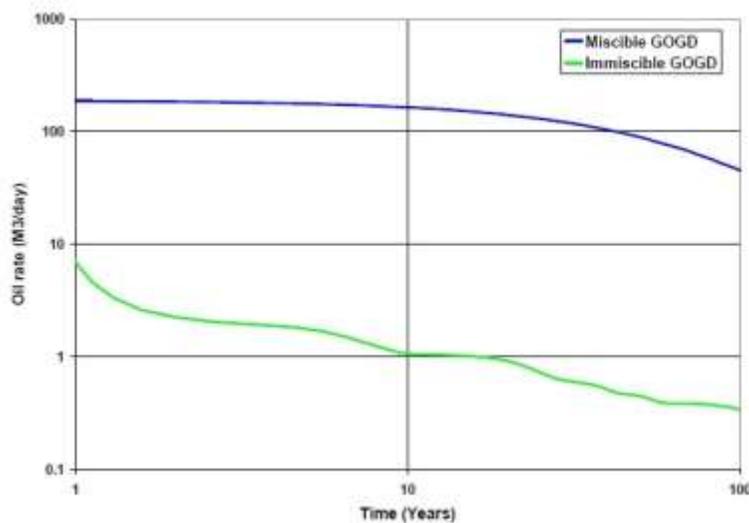


Fig. 1. 5 Inyección miscible vs. Inyección inmiscible (Verlaan & Boerrigter, 2006)^[30].

Inyección de nitrógeno miscible

Este proceso es similar a la inyección de CO₂ en sus procesos miscibles y principios para alcanzar la miscibilidad, sin embargo el nitrógeno tiene una presión mínima de miscibilidad alta con la mayoría de los aceites. Se puede aplicar a aceites ligeros (>30° API) en yacimientos profundos (>1,525 [m]) con temperaturas moderadas. El proyecto de Cantarell es el más grande a nivel mundial y actualmente se encuentra produciendo 500,000 [bls/día] de aceite incremental (Thomas, 2008)^[2] a través de un proceso no miscible de inyección de nitrógeno para efectos de mantenimiento de presión.

Una de las mayores dificultades en este tipo de procesos es la contaminación de gas natural por nitrógeno.

Inyección alternada de gas y agua (WAG)

Este método es la combinación de dos tecnologías que son la inyección de agua y la inyección de gas se le conoce comúnmente como WAG (Water Alternate Gas) por sus siglas en inglés. El proceso consiste en la inyección de un bache de gas seguido de uno de agua, inyectados en el mismo pozo.

Originalmente su objetivo era el de mejorar la eficiencia de barrido usando del agua para control de movilidad por esto se cree que el WAG contacta zonas que no han podido ser barridas.

La clasificación más amplia es la división entre procesos miscibles o inmiscibles. Sin embargo existen diferentes variaciones del método, tales como (Chhristensen, Stenby, & Skauge, 2001)^[31]:

- *Inyección alternada miscible*

En este caso la miscibilidad se alcanza con el multicontacto de los fluidos de inyección con el hidrocarburo in-situ, en los primeros proyectos se usaban solventes de alto costo como propano lo que lo hacía al proyecto no-económico.

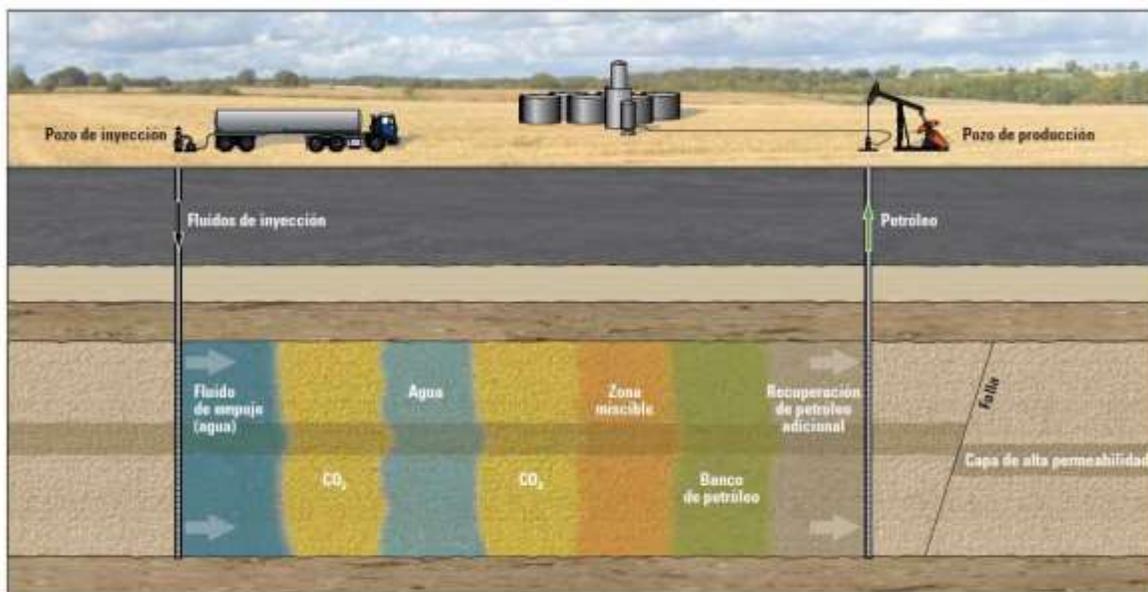


Fig. 1. 6 Proceso de inyección de agua alternada gas

Se inyectan baches de gas y agua de manera alternada que empujan el banco de petróleo generado por la miscibilidad tal como se aprecia en la Figura 1.6.

- *Inyección alternada inmisible*

Este proceso se aplica para tener control de la estabilidad del frente de inyección o para alcanzar zonas no contactadas. Se suele inyectar en yacimientos donde la heterogeneidad es alta y hay peligro de canalización o donde los recursos del gas sean bajos.

Debido a que es difícil mantener la presión mínima de miscibilidad muchos casos oscilan entre inyección miscible e inmisible. La Figura 1.7 muestra el porcentaje de aplicación de esta tecnología por tipo de desplazamiento.

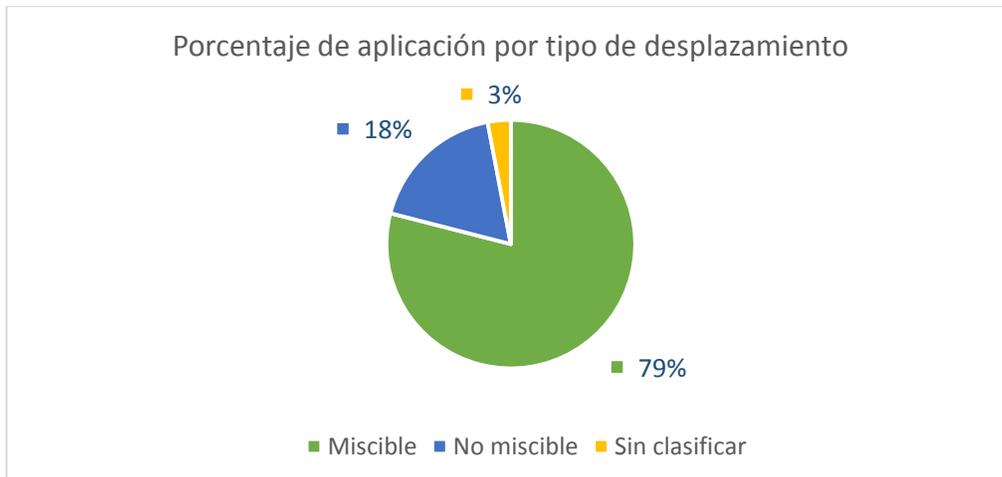


Fig. 1. 7 Aplicaciones miscibles vs. inmiscibles de un total de 59 proyectos (Christensen, 2001)^[31].

La recuperación en la inyección alternada proviene de 3 contribuciones:

$$R_f = E_v * E_h * E_m$$

R_f = recuperación de aceite

E_v = barrido vertical

E_H = eficiencia de barrido horizontal

E_m = eficiencia de desplazamiento microscópica

Al maximizar alguna de 3 la recuperación aumentará.

Si $M < 1$ el proceso se optimiza y esto se puede lograr aumentando la viscosidad del gas o reduciendo la permeabilidad relativa de los fluidos.

Es importante ajustar la cantidad de agua y gas a inyectar pues inyectar demasiada agua puede resultar en un desplazamiento microscópico pobre y demasiado gas en barrido vertical y horizontal pobre. La relación agua/gas generalmente empieza en 1 y varía hasta 3-4 con baches de 0.1-3% de tamaño.

Las características que afectan el desplazamiento son la estratificación y la relación de fuerzas viscosas/fuerzas gravitacionales (Surguchev, Korbol, Haugen, & Krakstad, 1992)^[32]. El porcentaje de recuperación oscila entre 5-20% sin embargo de los casos reportados el promedio es de 9.7%.

Gravedad °API	33-39
Viscosidad, [cp]	0.3-0
Presión [psi]	<3500
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos
Porosidad	11-24
Espesor neto	No crítico
Profundidad, [m]	2,300 – 2,700
Temperatura, [°F]	90 - 160
Porcentaje de recuperación, [%]	5-10

Tabla 1. 19 Parámetros importantes en el diseño de la implementación de WAG.

La tabla 1.19 muestra los parámetros críticos para la inyección alternada de agua y gas

Para alcanzar la miscibilidad el empuje por vaporización debe tener al menos 3500 [psi] y densidad mayor a 38 [°API]. Ha sido aplicado en permeabilidades altas y bajas mostrando efectividad en ambas, en yacimientos de permeabilidad alta la efectividad aumenta. La figura 1.8 discretiza la aplicación del método atendiendo a la litología asociada a los yacimiento.

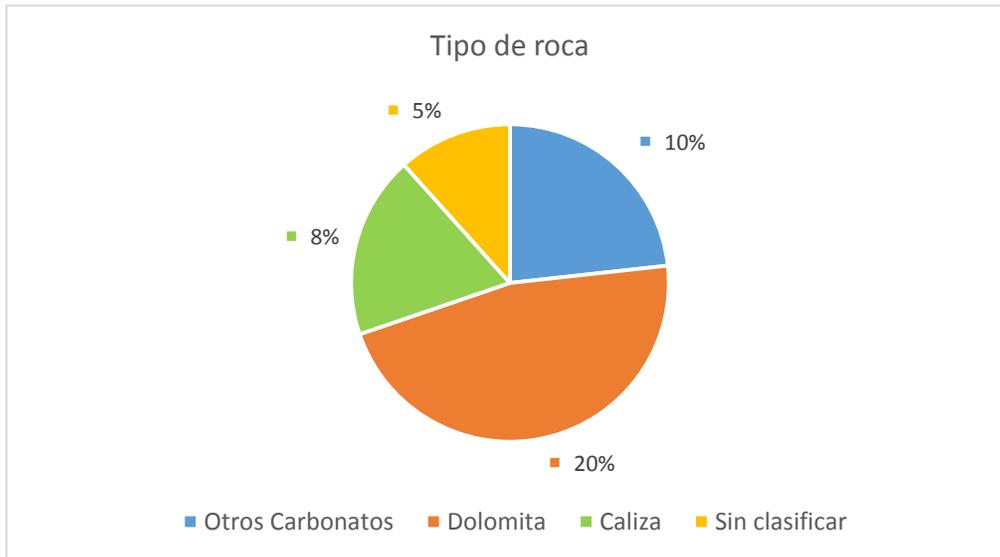


Fig. 1. 8 Tipos de yacimientos de 59 campos en los que se aplicó inyección alternada, (Christensen et al, 2001)^[31].

El gas de inyección puede ser: CO_2 , gas hidrocarburo o gas no-hidrocarburo y la recuperación dependerá de gas usado en la inyección los valores promedio de los gases más usados son:

- CO_2 : 10%
- N_2 : 8%

El CO_2 es caro y se usa cuando se desea alcanzar la miscibilidad su gran problema es que se genera corrosión y es prácticamente imposible evitarlo, 28 campos se reportan con el uso de CO_2 .

De 60 casos revisados la mayoría han sido exitosos (Christensen, Stenby, & Skauge, 2001)^[31]. Se ha demostrado que la saturación de aceite disminuye mucho más con la inyección de gas (incluso de gases inmiscibles) que con inyección de agua.

La mayoría de los proyectos se han llevado a cabo en proyectos de poco espaciamiento de pozos, el patrón de inyección más común es de 5 pozos con poco espaciamiento.

El factor decisivo entre el uso de inyección miscible o inyección inmisible se basa en aspectos económicos.

Algunas de las variaciones de la inyección alternada son:

- *Inyección alternada híbrida*

En este caso se inyecta un bache grande de gas seguido de un número de baches pequeños de agua y gas.

- *Inyección alternada simultánea (SWAG)*

Proceso en el cual se inyectan agua y gas simultáneamente. Esta modalidad puede mejorar la recuperación mediante el aumento de la movilidad de los fluidos y la fuerza de empuje. En pruebas piloto la recuperación aumentó en 0.5% más que en el alternado clásico además de que la RGA se mantuvo más estable.

- *Inyección alternada (WASP- Water alternating steam process)*

Este es otro tipo de inyección alternada que consiste en la inyección cíclica de vapor y la inyección alternada de agua.

- *Inyección asistida por espuma (FWAG- Foam Assisted WAG)*

Este proceso utiliza espumas para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección del gas. Se sabe que la espuma actúa como un agente de bloqueo selectivo muy útil. Por lo general cuando se inyecta gas este tiende a canalizarse hacia la parte superior del yacimiento con rapidez, la espuma tiene como objetivo crear una barrera que impida el paso del gas.

Ventajas de la inyección de agua alternada con gas

- Se aplica en yacimientos donde la fase mojante es el agua.
- La recuperación adicional puede ser de hasta un 15%.
- Usar espumas disminuye los problemas de la canalización del gas

Limitaciones/Problemas de la inyección de agua alternada con gas

- Producción temprana de los fluidos inyectados.
- Pérdida de inyectividad
- Corrosión
- Formación de precipitados.
- Formación de asfaltenos e hidratos de metano

De la revisión de campos que hicieron Christensen y colegas en el 2001^[31] los procesos alternados tienen un rango de recuperación de 5-10% del OOIP.

Limitaciones de la inyección de gases miscibles

A pesar de que los métodos miscibles pueden ser muy efectivos pues se han demostrado altos factores de recuperación adicional, tienen varias limitaciones que pueden ser de impacto para un proyecto de este tipo

- Segregación gravitacional
- Puede generar digitación
- Falta de control de inyección
- Grandes fracturas
- Presencia de un acuífero grande.
- Alta variación de la permeabilidad.
- Alta inversión inicial.

- Permeabilidad vertical alta.
- Se deben aislar las capas con empacadores para que cada capa reciba suficiente solvente.

Recuperación mejorada microbiana (MEOR)

Este método usa microorganismos para mejorar la recuperación de aceite residual. Se inyectan nutrientes y bacterias anaerobias que pueden crecer a condiciones de yacimiento. Los productos derivados de los metabolitos microbianos incluyen: biosurfactantes, biopolímeros, ácidos, solventes, gases y enzimas que modificarán las propiedades del hidrocarburo y sus interacciones con el medio poroso, esto incrementará la movilidad del aceite y consecuentemente la recuperación sobre todo en yacimientos marginales. Los nutrientes son carbohidratos fermentables

Los microorganismos usados en MEOR son en su mayoría extremófilos lo que quiere decir que gustan de las condiciones extremas como altas temperaturas o altas presiones lo que los hace idóneos para la propagación en el yacimiento.

Estos extremófilos deben ser anaeróbicos incluyendo: halófilos (su desarrollo es en ambientes hipersalinos), barófilos (se desarrollan a altas presiones) y termófilos (tienen gran resistencia a las altas temperaturas y su desarrollo sólo es a partir de los 45 [°C], algunos microorganismos pueden crecer a temperaturas de hasta 121 [°C]).

Los mecanismos responsables de liberar el aceite por medio de la disolución de carbonatos inorgánicos son los metabolitos bacterianos, debido a su producción de gases bacterianos lo que reduce la viscosidad del aceite mejorando la producción.

Los mecanismos bajo los cuales trabajan son:

- Reducción de la tensión interfacial y modificación de la mojabilidad por medio de producción de surfactantes y acción bacteriana.
- Taponamiento selectivo de medios porosos por microorganismos y sus metabolitos.
- Reducción de la viscosidad del aceite por solución de gas en el aceite, esto debido a la producción de gas bacteriano o a la degradación de hidrocarburos de cadenas largas.
- Producción de ácidos que disuelven la roca, mejorando la permeabilidad de la zona.

Los dos primeros tienen el mayor impacto en la recuperación. La tabla 1.20 muestra un resumen de los tipos de microbios y sus aplicaciones.

Producto Microbiano	Microbios	Aplicación en MEOR
Biomasa	Bacilo de biomasa, Leuconostoc, Xanthomonas	Taponamiento selectivo y alteración de la mojabilidad
Surfactantes	Acinetobacter, Arthrobacter, Bacilos, Pseudomonas	Emulsificación y des-emulsión a través de la reducción de la TIF
Polímeros	Bacilos, Brevibacterium, Leuconostoc, Xanthomonas	Modificación de la viscosidad, taponamiento selectivo
Solventes	Clostridium, Zymomonas, Klebsiella	Disolución de la roca para mejorar la permeabilidad, reducción de la viscosidad
Ácidos	Clostridium, Enterobacter, acidogenos mezclados	Incremento de la permeabilidad, emulsificación

Gases	Clostridium, Enterobacter, Methanobacterium	Incremento de presión, hinchamiento del aceite, reducción de la TIF y reducción de la viscosidad del aceite
--------------	---	---

Tabla 1. 20 Tipos de microbios y sus aplicaciones (Rashedi, Yazdian, & Naghizade, 2012)^[33].

Existen diferentes tipos de metabolitos producidos por microorganismos, cada uno tendrá un efecto diferente en la recuperación. Estas moléculas y sus propiedades son:

Biosurfactantes

La inyección de biosurfactantes se aplica de la siguiente manera:

1. Inyección del biosurfactante lo que producirá microorganismos en el pozo, para multiplicarse posteriormente en la formación.
2. Selección de nutrientes, para el crecimiento de biosurfactante autóctono por la producción de microorganismos.
3. Producción de biosurfactantes en superficie para posterior inyección al yacimiento.

Este tipo de mecanismos microbianos pueden bajar la TIF a valores tan bajos como (0.01-0.0001 [mN/m]).

Gases y solventes

Algunas cepas pueden producir hidrógeno, CO₂, metano, acetato y butirato como resultado de la fermentación. En el yacimiento todos estos gases metabolitos son producidos in-situ y se disuelven en el hidrocarburo resultando en una reducción de viscosidad y las fuerzas capilares. Los gases aumentan la presión en los poros debido a la producción de gases.

Obstrucción

Un aumento en la masa de las células genera cambios en el patrón de flujo moviendo el aceite a las zonas de alta permeabilidad a las zonas de baja permeabilidad promoviendo que el agua pase por las zonas de baja permeabilidad. El nutriente tiende a fluir por las zonas de alta permeabilidad.

Experimentos con salmuera demostraron obstrucción del 60-80% del espacio poroso lo cual puede ser beneficioso en yacimientos naturalmente fracturados en los cuales muchas zonas quedan sin ser contactadas dejando aceite residual en el yacimiento.

Biopolímeros

La aplicación de biopolímeros insolubles en agua que son producidos por ciertas bacterias, funciona de la misma manera que la obstrucción tapando fracturas o fuertes canales de flujo equilibrando la permeabilidad del yacimiento.

La tabla 1.21 muestra los promedios de valores de las propiedades críticas son:

Composición del aceite	Alto porcentaje de hidrocarburos medios (C5 a C12)
Gravedad °API	12.0-33
Viscosidad, [cp]	8900-1.7
Saturación de aceite al inicio del proyecto, [%]	55-65

Tipo de formación	Carbonatos preferentemente
Permeabilidad, [md]	180-200
Porosidad, [%]	12-26.0
Profundidad, [m]	500 - 1000
Temperatura, [°C]	<120
Porcentaje de recuperación, [%]	7 - 30

Tabla 1. 21 Valores críticos en la inyección bacteriana.

Casos de campo

Las aplicaciones a nivel campo comenzaron en los 90's

- Una inyección de biosurfactante de baja concentración en núcleos de Berea en areniscas reportó ser buena en recuperación de aceite residual.
- En el campo Alton Oil Field en Australia, Queensland se aplicó inyección microbiana y se demostró incremento de producción de aceite.

Ventajas

- Las bacterias inyectadas y sus nutrientes son baratos y fáciles de obtener y manejar en campo.
- Estos procesos son económicamente viables y atractivos para campos marginales que aún se encuentran produciendo y son excelentes alternativas para considerar antes del abandono de pozos marginales.
- La fabricación de células microbianas requiere de poca energía.
- Este tipo de tecnología requiere mínima modificación de las instalaciones existentes.
- Como los fluidos inyectados no son derivados del petróleo no dependerán del precio del crudo.
- Son adecuados para uso en carbonatos donde la mayoría de los métodos de recuperación mejorada no son tan eficientes.
- Los efectos de la actividad bacteriana crecen con el tiempo, mientras que en otros métodos químicos pasa al revés.
- Los productos de MEOR son biodegradables y no dañarán el ambiente.

Limitaciones

- Pérdida de inyectividad debido al taponamiento en las cercanías del pozo, para evitar esto debe hacerse filtración de los biopolímeros y minimizar la adsorción microbiana en la roca usando células inactivas, esporas o micro bacterias.
- La dispersión y transporte metabólico in-situ son problemáticas debido a diferentes variables como pH, temperatura, salinidad y presión para cualquier operación in-situ.
- Problemas de aislamiento de las cepas microbianas adaptables a las condiciones extremas de yacimiento.
- Baja concentración in-situ de metabolitos bacterianos.

(Rashedi, Yazdian, & Naghizade, 2012)^[33].

Inyección de agua inteligente (Smart Water)

Ya se ha mencionado anteriormente como la alta salinidad afecta la recuperación, es por esto que este método se basa en la inyección de agua de baja salinidad con el propósito de cambiar la mojabilidad de la roca para hacerla mojada por agua, mejorando la movilidad del aceite y aumentando así la recuperación.

Se conoce como agua inteligente a la inyección de base de agua de mar con una composición que ayude a alcanzar la máxima recuperación. Suele llamársele también: LoSal, Smart Waterfooding y control avanzado de iones.

Sus mecanismos de acción incluyen: disolución de la roca y como consecuencia a esta la migración de finos, incremento de pH, intercambio iónico, alteración de la mojabilidad y reducción de la tensión interfacial, (Mahmoud & Abdelgaward, 2014)^[34].

El aumento de la concentración de iones de sulfatos conlleva al incremento en la recuperación por esto el agua de mar tiene la habilidad de alterar la mojabilidad en un sistema de núcleos carbonatados del mar del norte, pasándolo a un estado preferencialmente mojado por agua (Al-Shalabi, Sepehmoori, & Delshad, 2013)^[35].

En carbonatos puede afectar a la roca debido a que esta contiene salmuera de altas salinidades (>20,000 ppm) y alta concentración de calcio (Ca^+) lo que causa precipitación de sulfato de calcio a condiciones de yacimiento pues el agua de baja salinidad contiene iones de sulfato. La disolución del carbonato resulta de un exceso de OH^- y el intercambio de cationes.

La alteración de la mojabilidad en carbonatos puede ser de dos formas: disolución por suavización de la salmuera inyectada o cambio de la carga de la superficie, modificando los iones inyectados.

No se han hecho pruebas a gran escala sin embargo se ha estudiado el método a nivel laboratorio y se han encontrado resultados prometedores. Yousef et al (2011)^[36] demostraron un incremento del 18-19% de recuperación usando agua de mar disuelta 20 veces. Experimentos en areniscas alcanzaron del 5-20% de recuperación adicional (Al-Shalabi, Sepehmoori, & Delshad, 2013)^[35].

En estudios hechos en núcleos (Yousef, Al-Saleh, & Al-Jawfi, 2011) se alcanzó una recuperación de 15-20% del aceite original, usando borato (Bo_3^{3-}) y fosfatos (PO_4^{3-}) como iones modificados y los resultados fueron recuperación de 10 a 15% mayor que el agua no ionizada. Con esto se concluyó que el aceite residual disminuye en hasta 7 unidades con la inyección de agua inteligente (Sultani, Horvath-Szabo, Zeng, & Abdallah, 2012)^[37].

Alcanzar un pH por debajo de 9 en el yacimiento equivale a una inyección de soluciones alcalinas, los mecanismos que esto provoca son: 1) reducción de la TIF 2) alteración de la mojabilidad de los granos de la matriz (Lager, Webb, Black, Singleton, & Sorbie, 2008)^[38].

El intercambio de cationes entre la superficie mineral y la salmuera de inyección se ha demostrado ser el mecanismo principal de producción en la inyección de agua inteligente.

La principal preocupación en la implementación de este método es la obtención de agua y el tratamiento del agua producida. Como solución a este problema podría dársele tratamiento al

agua de mar lo que demostraría un gran ahorro de agua y la factibilidad para la implementación del método.

La inyección de agua de baja salinidad tiene controversias entre autores pues es un método relativamente nuevo al cual le falta documentación e investigación, pues no se han entendido por completo los mecanismos que controlan la recuperación por este medio.

Procesos de doble desplazamiento

Este proceso consiste en la inyección de gas en un yacimiento invadido de agua para generar un banco del aceite que el agua ya desplazó. Esta inyección se hace con el propósito de aumentar la recuperación mediante la creación de una capa de aceite que permita el drene gravitacional de los líquidos.

Al entrar en contacto con el gas de inyección los glóbulos de aceite se dispersan y forman una fina película. Seguido de esto el aceite se drene y forma un banco que migra hacia abajo, permitiendo ser producido, (Lepski, Bassiouni, & Wolcott, 1996)^[39].

Este proceso permite al crudo convertirse en una fase continua lo que facilita la recuperación que se creía perdida. Conforme continúe la inyección el aceite disperso fluirá hacia las zonas inmediatas.

Se muestra un esquema conceptual del proceso en la figura 1.9:

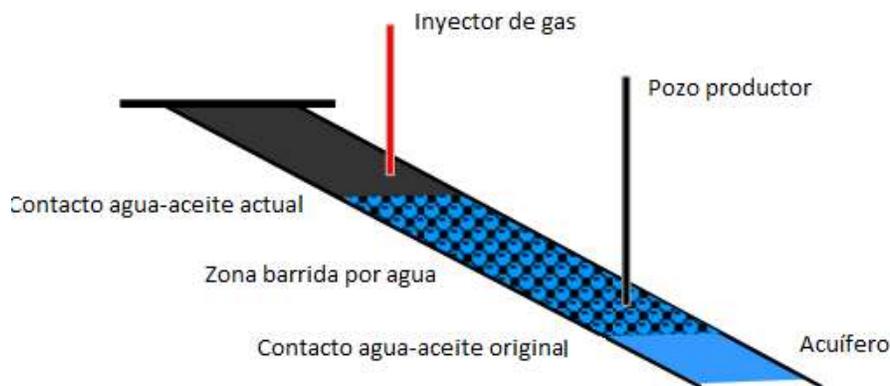


Fig. 1. 9 Mecanismo de acción del proceso de doble desplazamiento.

No existe mucho análisis de este proceso pues es relativamente nuevo, por esto mismo existe poca información sobre aplicaciones en campo y no es que no exista potencial pero falta desarrollo y análisis del método.

Bibliografía

- [1] Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Austin Texas: Prentice Hall.
- [2] Thomas, S. (2008). EOR Overview. *Oil & Gas Science and Technology- IFP International Conference Rencontres Scientifiques de l'IFP*, Vol. 63.
- [3] Schlumberger. (26 de enero de 2015). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=movilidad>
- [4] Schlumberger. (26 de enero de 2015). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/interfacial_tension.aspx
- [5] Chuck Norman, J. C. (agosto 2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. *Tiorco - Notas Técnicas*, 3.
- [6] Schlumberger. (26 de enero de 2015). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=mojabilidad>
- [7] Thomas, S. (2007). Chemical EOR: The Past - Does It Have a Future? Research Laboratories Canada Ltd.
- [8] Chang, H. L. (2013). ASP Process and field results. *Chapter 10 in EOR Field Case Studies*.
- [9] Chang, H. L. (1978). Polymer Flooding Technology - Yesterday, Today, and Tomorrow. *SPE-7043-PA*, Pag. 8.
- [10] Han, M., Fuseni, A., Zahrani, B., & Wang, J. (2014). Laboratory Study on Polymers for Chemical Flooding in Carbonate Reservoirs. *SPE - 169724 - MS*.
- [11] Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- [12] Sandoval, M. Y., & Franco, A. L. (2010). *Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros*. Bucaramanga: Universidad de Santander.
- [13] George J. Hirasaki, C. A. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal - 115386 - PA*.
- [14] García, I. D. (2008). *Estudio experimental para determinar la factibilidad técnica de inyectar surfactantes en yacimientos fracturados para la recuperación del aceite remanente en el casquete de gas*. Ciudad de México: Facultad de ingeniería UNAM.
- [15] Y. Wu, P. J. (2006). A Study of Wetting Behavior and Surfactant EOR in Carbonates With Model Compounds. *SPE - 99612*.
- [16] Shuaib, A., Kalwar, Khaled, A., Elraies, Kumar, S., & Abbas, G. (2014). Wettability Alteration by New Acil-Alkali-Surfactant-Polymer Formulation in High Salinity Carbonate Reservoirs. *OTC - 24738 - MS*.
- [17] Manrique, E. Gurfinkel, & C. Muci. (2004). Enhanced Oil Recovery Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *25th Annual Workshop on Enhanced Oil Recovery International Energy Agency*.
- [18] Manrique, C. Thomas, R. Ravikiran, M. Izadi, M. Lantz, & J. Ro. (2010). EOR: Current Status and Opportunities. *SPE - 130113*.
- [19] Arsalana Ansari, M. H. (2013). Electrokinetics Assisted Surfactant-EOR to Optimize Mature Waterfloods in AbuBhhabi Carbonate Reservoirs. *SPE - 165909*.

- [20] Mayer, E. H., Carmichael, J. D., Weinbrandt, R. M., & Berg, R. L. (1983). Alkaline Injection for Enhanced Oil Recovery - A Status Report. *SPE - 8848*.
- [21] Johnson, C. E. (1976). Status of Caustic and Emulsion Methods. *SPE - 5561 - PA*.
- [22] Nelson, R., Lawson, J., Thigpen, D., & Stegemeier. (1984). Cosurfactant - Enhanced Alkaline Flooding. *SPE/DOE 12672*.
- [23] Surkalo, H. (1990). Enhanced Alkaline Flooding. *SPE - 19896*.
- [24] Sheng, J. J. (2013). A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. *SPE - 165358 - MS*.
- [25] Taber, J., Martin, F., & Seright, R. (1997). EOR Screening Criteria Revisited -Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE - 39234*.
- [26] Gogarty, W., & Tosch, W. (1968). Miscible-Type Waterflooding: Oil Recovery with Micellar Solutions. *SPE - 1847 - PA*.
- [27] Izgec, O., Demiral, B., & Askin, S. (2005). CO₂ Injection in Carbonates. *SPE - 93773*.
- [28] Comisión nacional de hidrocarburos. (2012). El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR. *CNH*.
- [29] Holm, L. W. (1982). CO₂ Flooding: Its Time Has Come. *SPE - 11592 - PA*.
- [30] Verlaan, M., & Boerrigter, P. (2006). Miscible Gas/Oil Gravity Drainage. *SPE - 103990 - MS*.
- [31] Chhristensen, J., Stenby, E., & Skauge, A. (2001). Review of WAG Field Experience. *SPE - 71203 -PA*.
- [32] Surguchev, L., Korbol, R., Haugen, S., & Krakstad, O. (1992). Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. *SPE - 25075*.
- [33] Rashedi, H., Yazdian, F., & Naghizade, S. (2012). Microbial Enhanced Oil Recovery. *Introduction to Enhanced Oil Recovery- Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites*.
- [34] Mahmoud, M., & Abdelgaward, K. (2014). A New Chemical EOR for Sandstone and Carbonate Reservoirs. *SPE - 172183 - MS*.
- [35] Al-Shalabi, E., Sepehmoori, K., & Delshad, M. (2013). Mechanisms Behind Low Salinity Water Flooding in Carbonate Reservoirs. *SPE - 165339*.
- [36] Yousef, A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2011). Smart Waterflooding for Carbonate Reservoirs: Salinity and Role of Ions. *SPE - 141082*.
- [37] Sultani, B., Horvath-Szabo, G., Zeng, H., & Abdallah, W. (2012). Novelty in Smart-Water Screening and Designing. *SPE - 155643*.
- [38] Lager, A., Webb, K., Black, C., Singleton, M., & Sorbie, K. (2008). Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation. *SPWLA - Petrophysics, Vol. 49, No. 1*.

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. 1</i>	<i>Número de proyectos de recuperación mejorada por tipo y año, (Lake, 1989)^[1].</i>	6
<i>Tabla 1. 2</i>	<i>Producción diaria por recuperación mejorada de los años 1980 a 1990. (L. W. Lake, 1989)^[1].</i>	7
<i>Tabla 1. 3</i>	<i>Parámetros críticos para implementación de polímeros (Chang, 2013)^[8]</i>	8
<i>Tabla 1. 4</i>	<i>Casos de campo de proyectos a gran escala de polímeros (Thomas, 2006)^[7].</i>	9
<i>Tabla 1. 5</i>	<i>Inyección de espumas.</i>	11
<i>Tabla 1. 6</i>	<i>Parámetros de aplicación en la inyección de surfactantes.</i>	14
<i>Tabla 1. 7</i>	<i>Tipos de surfactantes y ejemplares (Chuck Norman, agosto 2007)^[6].</i>	15
<i>Tabla 1. 8</i>	<i>% de recuperación de algunos proyectos de inyección de surfactantes, (Thomas, 2006)^[7].</i>	16
<i>Tabla 1. 9</i>	<i>Parámetros críticos para la inyección de álcalis (Ferrer, 2001)^[11].</i>	17
<i>Tabla 1. 10</i>	<i>Características de yacimiento de proyectos de inyección de álcalis.</i>	18
<i>Tabla 1. 11</i>	<i>Parámetros críticos de yacimiento en la inyección de Alkali-Surfactante-Polímero.</i>	21
<i>Tabla 1. 12</i>	<i>Casos de inyección de ASP en campo (Thomas, 2006).</i>	21
<i>Tabla 1. 13</i>	<i>Parámetros críticos para la inyección de polímeros micelares (Taber et al, 1997)^[25].</i>	23
<i>Tabla 1. 14</i>	<i>Casos de campo y sus porcentajes de recuperación, (S. Thomas, DL, 2007)^[7].</i>	24
<i>Tabla 1. 15</i>	<i>Precios promedio de aditivos químicos al 2006, (Thomas, 2007)^[7].</i>	24
<i>Tabla 1. 16</i>	<i>Propiedades tipo que debe tener un yacimiento para la aplicación de baches solventes.</i>	27
<i>Tabla 1. 17</i>	<i>Valores promedio para aplicación de gas de vaporización.</i>	28
<i>Tabla 1. 18</i>	<i>Parámetros que gobiernan la inyección de CO2.</i>	31
<i>Tabla 1. 19</i>	<i>Parámetros importantes en el diseño de la implementación de WAG.</i>	34
<i>Tabla 1. 20</i>	<i>Tipos de microbios y sus aplicaciones (Rashedi, Yazdian, & Naghizade, 2012)^[33].</i>	38
<i>Tabla 1. 21</i>	<i>Valores críticos en la inyección bacteriana.</i>	39

Índice de Figuras

<i>Fig. 1. 1</i>	<i>Tipos de Recuperación Mejorada (L. W. Lake, 1989)^[1].</i>	3
<i>Fig. 1. 2</i>	<i>El ángulo de contacto dependerá de la preferencia de mojabilidad de una superficie.</i>	4
<i>Fig. 1. 3</i>	<i>Proceso típico en la inyección de álcali-polímero-surfactante.</i>	20
<i>Fig. 1. 4</i>	<i>Proceso de inyección de CO2, fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)^[28].</i>	29
<i>Fig. 1. 5</i>	<i>Inyección miscible vs. Inyección inmisible (Verlaan & Boerrigter, 2006)^[30].</i>	32
<i>Fig. 1. 6</i>	<i>Proceso de inyección de agua alternada gas</i>	33
<i>Fig. 1. 7</i>	<i>Aplicaciones miscibles vs. inmiscibles de un total de 59 proyectos (Chhristensen, 2001)^[31].</i>	34
<i>Fig. 1. 8</i>	<i>Tipos de yacimientos de 59 campos en los que se aplicó inyección alternada, (Christensen et al, 2001)^[31].</i>	35
<i>Fig. 1. 9</i>	<i>Mecanismo de acción del proceso de doble desplazamiento.</i>	41

2. Física de los yacimientos naturalmente fracturados

En esta sección del trabajo se tratarán los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) y sus características, tipos de YNF, mecanismos que los gobiernan y por último los ejemplos de los YNF en México y en el mundo, enfocando el esfuerzo en aquellos pertenecientes a las cuencas del sureste mexicano.

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas creadas de forma natural, estos se depositaron como sedimentos convencionales con porosidad intergranular pero su continuidad fue interrumpida por actividad tectónica (Reiss L. , 1980)^[1].

Una fractura es una discontinuidad plana macroscópica de ocurrencia natural en la roca debido a un esfuerzo que excede la fuerza de ruptura de la roca (Aguilera, 1995)^[2]. Las fracturas suelen presentarse cuando los granos de roca son finos y pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo dependiendo de su geometría, tamaño, acomodo y conexión con la matriz de la cual provienen.

Los YNF pueden aportar altos gastos de producción al inicio pero, dependiendo si en el yacimiento predomina el sistema primario (matriz) o el secundario (al que pertenecen las fracturas), la producción puede declinar rápidamente, además otro fenómeno al que usualmente se les asocia es la irrupción temprana de gas y/o agua. También existen casos donde llegan a ser de los yacimientos más grandes y productivos de la tierra. (Tom Bratton, 2006)^[3].

La mayoría de los yacimientos presentan algún grado de fracturamiento sin embargo muchas veces este fracturamiento no es significativo o no tiene efecto sobre el flujo, el tipo de litología que tiende a presentar mayor densidad de fractura y a los que suele llamárseles yacimientos fracturados están compuestos por rocas calcáreas con algún grado de dolomitización. La figura 2.1 muestra un afloramiento de carbonatos fracturados, este tipo de afloramientos puede auxiliar la caracterización de yacimientos dando una idea de las características de la formación en el subsuelo.



Fig. 2. 1 Afloramiento de un carbonato fracturado en Medio Oriente (Schlumberger, 2008)^[4].

El grado de fracturamiento dependerá del tipo de roca carbonatada y de su composición, mientras más dura la roca más frágil y más propensa será a fracturarse. La Fig. 2.2 muestra la intensidad del

fracturamiento dependiendo del tipo de roca con sus respectivos tamaños de grano, mientras haya granos más finos mayor tendencia al fracturamiento habrá.

En yacimientos de baja permeabilidad y baja porosidad de matriz, la producción de hidrocarburos depende de la conexión exitosa entre la red de fracturas abiertas y el pozo.

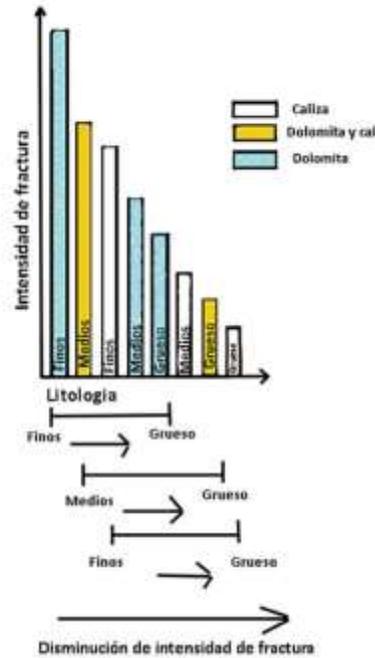


Fig. 2. 2 Grado de fracturamiento dependiendo el tipo de roca.

No todos los yacimientos carbonatados están fracturados pero en su mayoría lo son y a este tipo de litología están asociados, más del 60% de las reservas mundiales de hidrocarburos.

A los YNF, coloquialmente se les llama yacimientos de doble porosidad y las connotaciones de este término se explican a continuación:

Porosidad

La porosidad representa los espacios vacíos en una roca y se calcula por medio de la siguiente relación:

$$Porosidad\ total = \frac{espacio\ vacío}{volumen\ de\ roca}$$

Porosidad primaria

Se forma cuando los sedimentos se depositan y es una característica inherente de la roca. Es de tipo intergranular y controlada por la compactación, puede ser fácilmente correlacionada con la permeabilidad pues depende de la geometría, tamaño y distribución de los granos.

Porosidad secundaria

Es el resultado de los procesos geológicos y/o diagenéticos que sufrió la roca después de la depositación y no tiene relación con la forma de las partículas. Estos procesos pueden ser: disolución, recristalización, dolomitización y fractura. Son orificios y es controlada por fracturas, no está altamente conectada y generalmente no se puede correlacionar con la permeabilidad secundaria.

La mayoría de las rocas que presentan este tipo de porosidad son calcitas o dolomitas pero se llega a encontrar en otras litologías.

Porosidad efectiva

Esta se refiere a la fracción de la porosidad primaria que contiene poros interconectados y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{poros interconectados}}{\text{volumen de roca}}$$

Porosidad Secundaria o Porosidad de fractura

Volumen que representan las fracturas dentro de la roca:

$$\phi_f = \frac{\text{volumen de la fractura}}{\text{volumen de la roca que la contiene}}$$

Es difícil medir esta porosidad puesto que los valores típicos de ésta son alrededor de 0.1% siendo tan pequeña que salen de los rangos mínimos de las herramientas de medición, aunado a esto los núcleos se rompen fácilmente haciendo prácticamente imposible la medición; sin embargo es importante tratar de hacer una caracterización de esta propiedad pues las fracturas pueden representar un espacio importante de almacenamiento. En términos de capacidad de almacenamiento la porosidad de las fracturas son menores a la de la matriz en la cual se encuentran.

Se puede calcular por medio de diferentes métodos ya sea directos o indirectos:

- Fuentes de información directa: núcleos, cámaras de fondo, recortes
- Fuentes indirectas: registros geofísicos, correlaciones empíricas, pruebas de pozos, historial de producción.

Es importante definir el tipo de porosidad que afecta en mayor medida al yacimiento, puesto que asumir que todo el volumen está almacenado en la matriz y que las fracturas sólo actúan como canales de flujo puede llevar a errores importantes.

En los yacimientos naturalmente fracturados, no necesariamente la capacidad de almacenamiento del sistema primario y secundario es equitativa. Muy frecuentemente uno de ellos predomina sobre el otro y rara vez está equilibrada. La figura 2.3 muestra esquemáticamente las tres opciones posibles para la capacidad de almacenamiento en un sistema fracturado:

- Alta capacidad de almacenamiento en la matriz y baja en la fractura
- Capacidad equitativa de almacenamiento en ambos sistemas
- Alta capacidad de almacenamiento en la fractura y baja en la matriz

Para cada una de estas opciones existe un comportamiento de producción característico que contribuye no sólo a identificar la capacidad de almacenamiento que predomina en el yacimiento sino también el potencial de recuperación y la manera correcta de planear y ejecutar su explotación.

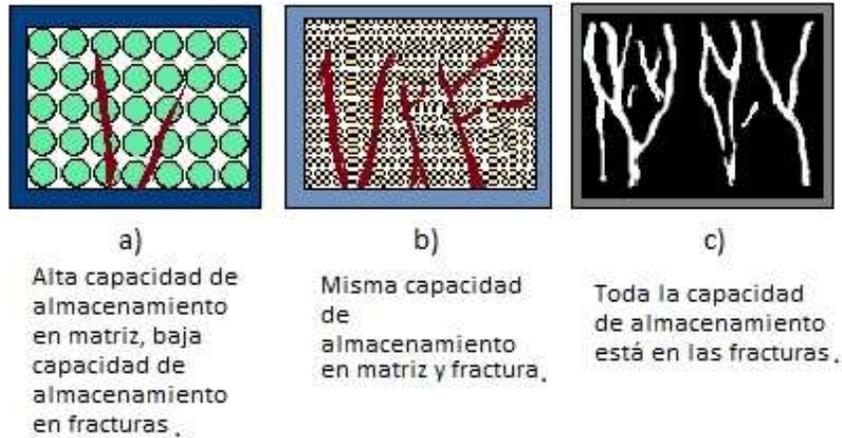


Fig. 2. 3 Tipos de almacenamiento en yacimientos naturalmente fracturados.

Permeabilidad

Permeabilidad es la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de fluidos, se subdivide en varios tipos que se mencionarán a continuación:

Permeabilidad absoluta

Esta permeabilidad corresponde a una saturación del 100% de algún fluido en el medio.

Permeabilidad efectiva

Permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor al 100%.

Permeabilidad de fractura

En un yacimiento de doble porosidad la permeabilidad efectiva se asocia a las fracturas naturales abiertas. En los yacimientos en los que se concentrará este estudio, la permeabilidad de las fracturas puede ser el factor de control más importante en el flujo de fluidos.

El cálculo de este tipo de permeabilidad al igual que en el caso de la porosidad de fractura es casi imposible hacerlo de núcleos, por esto se utilizan métodos indirectos para aproximarla como son: análisis de curvas de declinación, correlaciones empíricas, pruebas de interferencia y pruebas de incremento o decremento de presión.

Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa a un fluido es la facilidad de un fluido a moverse en un medio poroso saturado por dos fluidos. Es función de la saturación, la mojabilidad de la roca, las saturaciones irreductibles y las saturaciones residuales.

Tradicionalmente en un sistema fracturado las curvas de permeabilidad relativa (Fig. 2.4) son rectas a 45° y ambas tocan en 100% a la permeabilidad relativa generando algo parecido a un sistema de tubos donde el agua irreducible y el aceite residual es cero. Esta consideración se hace porque a pesar de existir una capa residual de fluidos adherida a las caras de las fracturas, ésta es menor a las 0.0164 [µm], lo que significa que las capas de las caras opuestas nunca formarán un menisco por esto la capilaridad se considera inexistente en la red de fracturas (Reiss L. H., 1980)^[1].

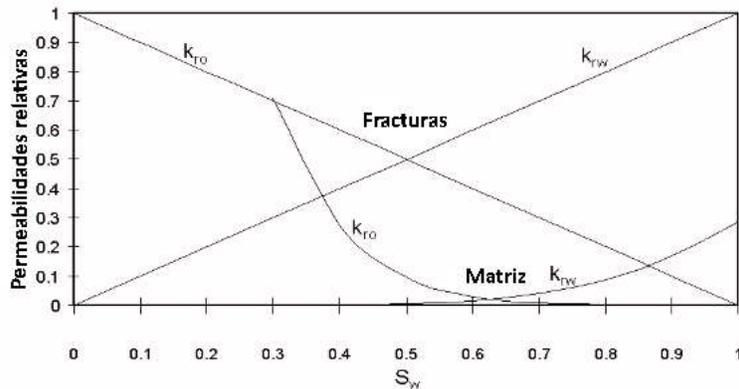


Fig. 2. 4 Curvas de permeabilidad relativa en un sistema fracturado (Aguilera)^[2].

Presión capilar

La presión capilar es un efecto de las tensiones interfaciales entre roca y fluidos, el tamaño y geometría de poro, así como la mojabilidad de la roca. Siempre que dos fluidos inmiscibles se encuentren confinados en un medio esférico existirá una diferencia de presión la cual dependerá de la curvatura de la interface que los separe y de la saturación de fluidos; esta diferencia de presiones se le llama presión capilar y está dada por:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Donde:

P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión de la fase no mojante

P_m : Presión de la fase mojante

La fase no mojante tendrá preferencia de flujo pues la saturación de la fase mojante será mayor en los poros más pequeños lo cual significa mayor dificultad para que fluya. La presión mínima de desplazamiento (P_d) es la presión mínima que debe existir entre las dos fases para que la fase mojante comience a moverse a través de los poros.

De una curva de presión capilar es posible obtener gran cantidad de información (Fig 2.5) como: saturación de agua congénita, presión mínima de desplazamiento e incluso en un análisis más detallado la distribución del tamaño de poros lo cual proporciona una idea cualitativa de la calidad de roca. En este tipo de curvas pueden presentarse en el eje de las ordenadas presión capilar (P_c) o altura (h), entendiendo como h la distancia por encima del contacto agua-aceite o por debajo del contacto gas-aceite dependiendo del sistema que se esté analizando.

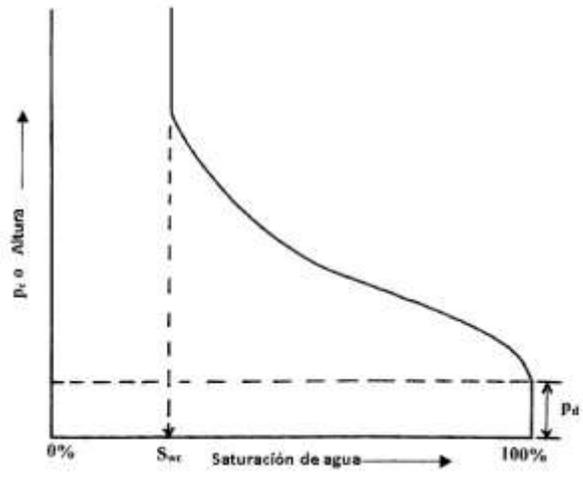


Fig. 2. 5 Curva de presión capilar.

La presión capilar tiene un efecto significativo en todos los yacimientos pues siempre habrá más de dos fases en los poros de la roca.

En el sistema primario la presión capilar es un fenómeno ampliamente estudiado, medido en laboratorio y se han determinado sus efectos sobre la recuperación de hidrocarburos. Por el contrario, en el sistema secundario el sistema es menos conocido, entre otras razones, por las dificultades para medir los fenómenos capilares en las fracturas en cualquiera de sus tipos. Hasta hace algunos años, en aplicaciones prácticas se despreciaban los efectos capilares en las fracturas lo cual llevaba a la conclusión de que el factor de recuperación en el sistema secundario de YNF era 100%. La experiencia ha indicado que esta afirmación es incorrecta y en la actualidad ya se recurre a modelos conceptuales para incorporar este tipo de fenómenos. En la actualidad esta práctica está casi eliminada y la experiencia ha indicado que los procesos capilares si ocurren en los sistemas secundarios, sólo que al no ser una propiedad medible en laboratorio trae problemas a su estudio, por ahora la única manera de considerarlos es a través de modelos conceptuales.

En un YNF la presión capilar tiene tanto impacto, que bajo ciertas condiciones puede convertirse en un mecanismo de producción dependiendo del tipo de yacimiento, de la mojabilidad de la matriz, del tamaño de poros, de la saturación de las fases, etc.

Histéresis capilar

Partiendo de la premisa de que los poros del yacimiento originalmente fueron saturados por agua, que el aceite durante su migración desplazó dejando sólo el agua irreductible (drene) y que de la misma forma ese proceso se revirtió con el agua desplazando al aceite de nuevo (imbibición) durante el proceso de producción, se puede analizar otro efecto resultado de la presión capilar llamado: histéresis.

La histéresis (Fig. 2.6) no es más que la diferencia en el comportamiento de las curvas de presión capilar durante la imbibición y el drene, pues a mismos valores de saturación entre un proceso y otro la presión capilar será diferente; este proceso está relacionado a que el avance y retroceso de los ángulos de contacto de las interfaces de fluido en sólidos será diferente (Tarek, 2006)^[5]. De

esta manera se concluye que los ángulos de contacto cambian con el tiempo modificándose la mojabilidad de la roca.

El impacto más relevante de este tipo de fenómenos está relacionado con la saturación de aceite residual a un desplazamiento por gas o aceite. Modelar el desplazamiento de fluidos considerando sólo imbibición o drenaje puede conducir a resultados más optimistas.

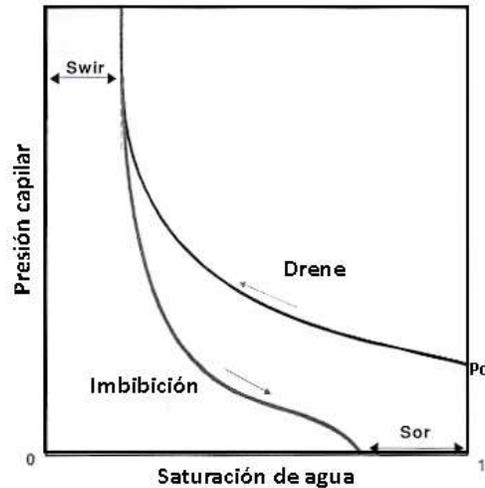


Fig. 2. 6 Histéresis capilar.

Atributos del Sistema Fracturado

El objetivo de hacer un modelo de fractura es generar relaciones que consideren los parámetros de fractura, la manera cómo influyen en la producción de hidrocarburos e identificar los factores que los controlan, (Baker, Roppe, 2000) ^[6].

La caracterización de fractura incluye:

- Intensidad de fracturamiento
- Orientación
- Porosidad
- Conectividad
- Apertura
- Permeabilidad

La generación de fracturas puede ser por diferentes causas entre las cuales destacan:

- Afallamiento y plegamiento.
- Erosión por sobrecarga que hace que la parte superior se expanda, levante y fracture.
- Encogimiento por pérdida de fluidos, enfriamiento de las rocas ígneas o desecación en rocas sedimentarias.
- Paleokarstificación y disolución.
- Despresurización del yacimiento.
- Impactos meteoríticos.

La mayoría de las fracturas se forman durante la ocurrencia de episodios tectónicos significativos. Dependiendo de su generación existen diferentes tipos de fracturas, las cuales se resumen en la Tabla 2.1.

Abiertas	No están cementadas, sin mineralización, tienen espesor de fractura pequeño. La porosidad de este tipo de fracturas es muy pequeña.
Deformadas	Están rellenas con materiales finos y moliendas lo cual reduce la permeabilidad. Estas pueden tener efectos negativos en el agua y el gas por efectos de conificación
Rellenas	Se encuentran cementadas por mineralización secundaria. Generalmente rellenas por calcita y cuarzo. Este tipo de fracturas son barreras lo que puede ayudar pues actúa como un propulsor natural de flujo.
Vúgulos	Pueden proveer altas porosidades y permeabilidades, tienen forma redonda y son resultado del paso de agua ácida o microorganismos a través de las fracturas.

Tabla 2. 1 Tipos de fracturas (Nelson)^[7].

Las fracturas no sólo suelen actuar como canales de alta permeabilidad, también pueden actuar como barreras que impiden el flujo, pues no siempre la interacción matriz/fractura es la necesaria.

La propiedad predominante de las fracturas es la alta permeabilidad lo cual la hace capaz de manejar grandes gastos minimizando la capacidad de producción de la matriz a esta condición de aporte a la fractura. En ocasiones la diferencia puede ser tal que, debido al alto diferencial de presión entre la matriz y la fractura, mucho del volumen de fluidos contenido en la matriz quede atrapado en el sistema primario haciendo necesario recurrir a métodos de recuperación mejorada para promover su movilidad y recuperación.

Las propiedades petrofísicas mínimas necesarias para una correcta caracterización del sistema secundario de este tipo de yacimientos son: permeabilidad de fractura, porosidad de fractura, saturación de fluidos.

Mojabilidad en los yacimientos naturalmente fracturados

Mucha de la recuperación en un yacimiento convencional dependerá del tipo de mojabilidad de la roca; los yacimientos carbonatados tienden a ser mojados por aceite mientras que en areniscas tienen mayor tendencia a ser mojados por agua, siendo la mojabilidad ideal la intermedia o mixta. En los yacimientos naturalmente fracturados la mojabilidad puede jugar un papel crucial para la recuperación si el volumen predominante de aceite se encuentra en la matriz.

Si la fase mojante es agua éste fluido saturará los poros más pequeños mientras que en los más grandes se alojará el aceite, de esta forma el agua en las fracturas tendrá facilidad para entrar en la matriz actuando análogamente, en términos de desplazamiento a una inyección de agua aumentando la recuperación.

Sin embargo si la fase mojante es el petróleo se producirá sólo el aceite ubicado en los poros grandes, dejando atrapado una gran cantidad de aceite en la matriz haciendo necesario la aplicación de métodos de recuperación mejorada que modifiquen en alguna forma la mojabilidad original. Por otro lado, la distribución del tamaño de poros también jugará un papel decisivo pues

dependiendo de ésta distribución, la dificultad para drenar la matriz disminuirá conforme el tamaño de poros aumente.

Compresibilidad de la roca

La compactación de la roca porosa está relacionada inversamente con la rigidez y tendencia al fracturamiento, al ser más dura tendrá menor compresibilidad. La compresibilidad del sistema fracturado generalmente es mayor que la del sistema primario con valores tan altos como 10^{-4} [psi^{-1}] (Golf Racht, 1982)^[8].

En un yacimiento convencional la compresibilidad de la roca refleja la disminución de los poros y no del volumen de la matriz demostrando su ductilidad. En yacimientos fracturados la compresibilidad de la matriz tiende a ser menor pues la presencia de fracturas refleja que la roca se rompió debido a su rigidez en vez de ser deformada elásticamente (Reiss L. , 1980)^[1], o dicho en otras palabras: compactarla.

La figura 2.7 muestra la variación de porosidad con la variación de presión, de lo cual podemos determinar que las compresibilidades en un YNF se comportan de la siguiente forma:

$$C_f \gg C_m$$

Donde:

C_f : Compresibilidad de fractura

C_m : Compresibilidad de matriz

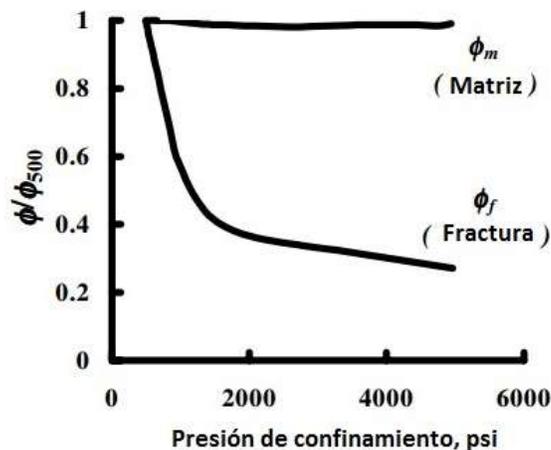


Fig. 2. 7 Diferencia de órdenes de compresibilidades entre matriz y fractura.

La compresibilidad efectiva del sistema está dada por:

$$C_{et} = C_o + \frac{(C_w S_{wm} + C_{pm})\phi_m + C_{pf}\phi_f}{\phi_m(1 - S_{wm}) + \phi_f}$$

C_{et} : Compresibilidad efectiva del sistema

C_o : Compresibilidad del petróleo

C_w : Compresibilidad del agua

C_{pm} : Compresibilidad del volumen de poros en la matriz

C_{pf} : Compresibilidad del volumen de poros en la fractura
 ϕ_m : Porosidad de la matriz
 ϕ_f : Porosidad de la fractura
 S_{wm} : Saturación inicial de agua

En yacimientos naturalmente fracturados las fracturas introducen una elasticidad adicional vista como:

$$C_{ef} = \frac{1}{\text{Volumen de poro}} * \frac{\Delta(\text{Volumen de fractura})}{\Delta(\text{Presión})}$$

Por lo tanto, la caracterización de esta compresibilidad adicional debe tomarse en cuenta pues actuará como mecanismo de producción adicional.

Como se analizó arriba existen muchos factores que influyen en la recuperación de un yacimiento, tanto en convencionales como en fracturados. Todas estas propiedades físicas tendrán distintos efectos dependiendo del tipo de características del yacimiento, las cuales se explicarán más adelante.

El mayor problema de los YNF en la recuperación mejorada son los grandes canales de flujo que impiden la apropiada difusión de los fluidos dentro del yacimiento lo que impide un barrido uniforme por las zonas en las que la conductividad es mucho menor. Esta problemática no es exclusiva de los YNF pero si más acentuada que en los yacimientos de areniscas.

El comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados suele ser el deseable durante la producción primaria pues suelen producir a altas tasas de producción inicialmente pero cuando la presión empieza a decaer y es necesaria la implementación de métodos de recuperación secundaria o mejorada son los yacimientos más difíciles de modelar y explotar.

Los canales preferenciales de flujo impiden que los fluidos de inyección alcancen la matriz haciendo imposible movilizar el aceite de esta y muchas veces empeorando la situación de la producción. En líneas generales y como criterio práctico se sabe que a mayor porosidad primaria de la matriz mayor probabilidad del éxito.

Mecanismos de Empuje

Los factores que gobiernan la velocidad con la que el aceite se mueve fuera de la matriz son: porosidad de matriz, compresibilidad total de la matriz, espaciamiento de fracturas y viscosidad del aceite, a menor viscosidad mayor velocidad.

Los mecanismos de empuje más comunes en los yacimientos naturalmente fracturados son: expansión de fluidos, empuje de acuífero, expansión de la roca (contracción de volumen de poros y fractura), segregación gravitacional o drene gravitacional (desplazamiento del aceite dentro de la matriz), segregación gravitacional, convección y difusión.

En yacimientos fracturados porosos usualmente se asocia el principal mecanismo de empuje a la expansión de gas disuelto, la segregación gravitacional es un mecanismo eficiente pero, además de condiciones estructurales, necesita mucho tiempo para que este pueda tener efecto sustancial

en el yacimiento. Para que el drene gravitacional sea eficiente el espaciamiento debe ser bajo y la permeabilidad de la matriz alta; ambas condiciones no son características comunes en YNF.

En líneas generales no se puede hablar de mecanismo de producción predominante para todos los YNF, pues cada yacimiento es diferente y su comportamiento dependerá de varios factores. En este sentido, la eficiencia de la combinación de mecanismos de producción dependerá de:

1. Heterogeneidad de la permeabilidad de la fractura en cuanto a su distribución en el YNF.
2. Grado de comunicación matriz fractura.

Una buena comunicación matriz fractura es esencial para la productividad a largo plazo y para alcanzar altos factores de recuperación.

Para efectos de este trabajo se limitará la descripción de mecanismos de empuje a aquellos diferentes a los tradicionales y que suelen actuar de manera más determinante en YNF tales como: Convección, Difusión e Imbibición Capilar.

Convección

La convección es el resultado de aceites contrastando en la red de fracturas debido a que el aceite que está en la cima del yacimiento baja a través de las fracturas generando así la convección.

En todo yacimiento existe un gradiente de presión y otro de temperatura, bajo la influencia de estos gradientes el aceite del yacimiento es sometido a la expansión y a la contracción. Para un sistema en el cual la expansión debida al aumento de la temperatura con respecto a la profundidad se contrabalancea (esto debido a las fracturas), se desarrolla un estado de no equilibrio, esto resulta en un proceso de convección al interior del yacimiento.

Difusión

La difusión es el resultado del contraste en las composiciones de los fluidos en la matriz y la fractura lo que generará movimiento entre una región de alta concentración hacia una de baja concentración. Es función de la concentración, temperatura y presión (Reiss L. , 1980)^[1].

Segregación gravitacional

“La segregación gravitacional es la tendencia de los fluidos a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Puede participar activamente en la recuperación de aceite.” (Garaicochea & Bashbush, 1987)^[9].

Para que este fenómeno pueda tener efecto significativo en el yacimiento éste debe tener espesores grandes o alto relieve estructural y alta permeabilidad. Para que en un YNF la segregación gravitacional pueda considerarse como un mecanismo de producción los bloques de matriz, es decir la roca que no se fracturó, deben ser lo suficientemente grandes para que la acumulación de aceite tenga una aportación valiosa a la recuperación

Imbibición Capilar

En un sistema primario mojado por agua el bloque de matriz tendrá una presión capilar positiva, el agua de la fractura fluirá hacia la matriz por fuerzas capilares desplazando así al aceite puesto que es la fase no mojanete, ayudando así a la recuperación.

Comportamientos de Producción Típicos en YNF

Las siguientes características son elementos que ayudan a la identificación de yacimientos naturalmente fracturados además de que indican el tipo de comportamiento a esperar cuando ya haya sido identificado:

- Alta relación porosidad/permeabilidad.
- Tendencia al influjo temprano de agua/gas en los pozos.
- Gastos extremadamente variables a través del campo.
- Comportamiento errático de la irrupción de los fluidos inyectados
- Pérdida de lodo durante la perforación.
- Ritmo de declinación del gasto de aceite, en este sentido, los pozos experimentan rápida declinación de gastos si la capacidad de almacenamiento principal está asociada a la fractura y no hay buena comunicación matriz-fractura.

Si el yacimiento es explotado de manera eficiente alguna de las siguientes características serán representativas del yacimiento (Allan & Sun, 2003)^[10]:

- La declinación de presión por barril producido será mucho menor que en yacimientos convencionales.
- La RGA normalmente se mantendrá baja, puesto que el gas viaja verticalmente través de las fracturas alcanzando a los pozos de manera retardada.
- Los contactos estarán bien definido pues la alta permeabilidad permiten que las fases se equilibren rápidamente.
- Las propiedades PVT se mantienen a través de todo el yacimiento pues existe alta circulación convectiva, a diferencia de un yacimiento convencional donde la presión de saturación puede cambiar con la profundidad.

La aplicación de métodos de recuperación mejorada es compleja en yacimientos convencionales sin embargo la complejidad puede ser aún mayor y requerir un seguimiento más riguroso en un yacimiento naturalmente fracturado, esto debido a varias razones:

- No hay isotropía.
- No es un medio continuo por lo que el comportamiento es más complejo de modelar.
- Su comportamiento depende del tiempo y del ritmo de extracción del yacimiento.
- Los efectos de compresibilidad se acentúan.
- Difícil obtener repetitividad experimental, por lo que resultados obtenidos en laboratorio, (cuando es posible obtenerlos) son más referenciales que de uso cuantitativo.
- La predictibilidad del comportamiento en el yacimiento es menor y considerando los volúmenes de inversión requeridos para implementar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, el riesgo asociado es mayor.

Los autores recomiendan que si bien es complicado modelar el comportamiento de los fluidos inyectados, es rigurosamente necesario comprender en su mayoría los procesos que gobiernan a este tipo de yacimientos para escoger el método que mejor se acomode al tipo de yacimiento a tratar.

Tipos de yacimientos naturalmente fracturados

La clasificación de yacimientos naturalmente fracturados de Nelson (Nelson, 1982)^[7] marca importantes parámetros para la evaluación de este tipo de yacimientos.

- Tipo 1: Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esencial.
- Tipo 2: Las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento, la matriz aportará la porosidad.
- Tipo 3: La permeabilidad es equitativa entre matriz y fractura pero la porosidad de fractura sigue siendo despreciable.
- Tipo 4: Las fracturas no dan porosidad o permeabilidad adicional pero crean anisotropía significativa actuando como barreras.

Una nueva subclasificación se ha agregado a la clasificación original de Nelson^[7], los yacimientos tipo G: estos se refieren a los yacimientos de gas fracturados no convencionales y a los yacimientos fracturados de gas y condensado, debido a que por sus características son los más aproximados al tipo 2 se agregan como una subdivisión de estos.

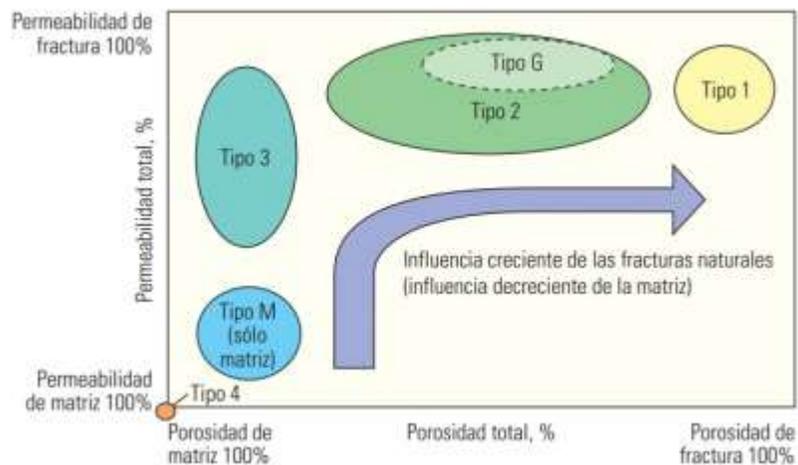


Fig. 2. 8 Representación gráfica de la clasificación de yacimientos según Nelson^[7].

La figura 2.8 es una representación esquemática de la clasificación de tipos de yacimiento de Nelson (1982)^[7] donde en el eje de las ordenadas se grafica porosidad, mientras más cercana sea al origen significará mayor porosidad de matriz; mientras que en el eje de las ordenadas mientras más alejado se encuentre el valor del origen será mayor permeabilidad de fractura.

La figura 2.9 muestra la clasificación de yacimientos naturalmente fracturados desde un punto de vista práctico describiendo la interrelación del comportamiento porosidades y permeabilidades entre matriz y fracturas.

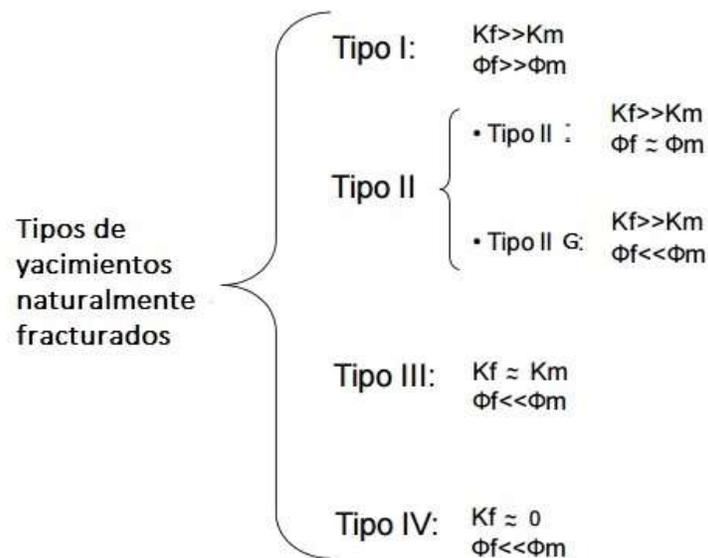


Fig. 2. 9 Relación de porosidades y permeabilidades entre matriz y fractura según el tipo de yacimiento.

En el tipo 1 una buena evaluación de la cantidad de volumen a recuperar hará más fácil la predicción de gastos a lo largo del tiempo, para saber si es que se mantendrán altos gastos o caerán al poco tiempo de iniciada la producción. Para este tipo de yacimientos las estimaciones del espesor de fracturas y el espaciamiento de las mismas serán críticas.

El valor del espesor de fracturas en los tipos 2 y 3 es mucho menos importante pues el sistema fracturado sólo provee permeabilidad, mientras que la matriz guarda un volumen más significativo. En este tipo de YNF la porosidad de fractura es opacada en gran medida por la porosidad de la matriz lo que provoca que no sea crítico hacer el cálculo del volumen de fractura. Pero es muy importante determinar si se puede drenar la matriz por el sistema de fracturas.

En los yacimientos tipo 3 las fracturas proveen la permeabilidad pero la matriz tiene también flujo significativo. Las fracturas generan tan altos gastos que los hacen económicos.

Los yacimientos tipo 4 que suelen tener matriz de permeabilidad baja requieren alguna forma de estimulación.

Para el tipo 1 a mayor densidad de fracturas mayores gastos y por lo tanto mayores reservas. En los tipos 3 y 4 mientras se presentan más fracturas y mayores gastos pero no aumentan el número de reservas pues están almacenadas en los poros de la matriz.

Estos yacimientos son muy complicados (sobre todo los más grandes) por lo cual pocos YNF son agotados eficientemente. Es necesario identificar el fracturamiento, el tipo de yacimiento y que esperar de los sistemas para desarrollar de la manera más eficiente este tipo de campos, no es recomendable utilizar correlaciones con otros campos.

En la Tabla 2.2 se pueden evaluar las ventajas o problemas potenciales de cada tipo de yacimiento.

Yacimiento	Ventajas	Problemas típicos
Tipo 1	1. Áreas de drene por pozo grandes	1. Curva de declinación rápida

	<ul style="list-style-type: none"> 2. Pocos pozos para desarrollo (de relleno sólo para acelerar la producción) 3. Los mejores pozos aparecen pronto 4. Altos potenciales iniciales 5. Estos yacimientos pueden producir en rocas de baja calidad y baja permeabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> 2. Invasión de agua temprana 3. El tamaño y la forma del área de drene es difícil de determinar 4. Difícil de limitar los cálculos de reservas 5. Varios pozos desarrollados añaden gasto más no reservas adicionales
Tipo 2	<ul style="list-style-type: none"> 1. Pueden desarrollar rocas de baja permeabilidad 2. Generalmente gastos más altos de lo esperado 3. Gasto de hidrocarburos proporcionada por la fracturas. 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Comunicación entre la matriz y la fractura pobre lo que conlleva a recuperación pobre de la matriz y recuperación secundaria poco exitosa. 2. Posible invasión de agua temprana (los gastos puede que deban ser controlados) 3. Fracturamiento intenso e inmersión crítica 4. El patrón de flujo debe ser adoptado 5. El factor de recuperación es difícil de determinar y es muy variable 6. Puede cerrarse las fracturas en yacimientos sobrepresurizados.
Tipo 3	<ul style="list-style-type: none"> 1. Yacimientos dominados por las propiedades de matriz 2. Distribución de reservas generalmente homogénea. 3. Altos gastos de pozos 4. Gran continuidad de yacimientos 	<ul style="list-style-type: none"> 1. Alta anisotropía en permeabilidad 2. Generalmente respuesta inusual en recuperación secundaria 3. Áreas de drene son elípticas regularmente 4. Yacimientos interconectados regularmente 5. Pobre correlación entre el análisis de registros y núcleos y comportamiento.
Tipo 4		<ul style="list-style-type: none"> 1. Segmentación del yacimiento en compartimientos. 2. Pozos con mal comportamiento comparado con las capacidades de la matriz. 3. Factor de recuperación muy variable a través del campo. 4. Anisotrópico en permeabilidad a comparación con otros YNF.

Tabla 2. 2 Ventajas y desventajas de los tipos de yacimientos.

La administración óptima de yacimientos se puede lograr haciendo un correcto modelado de pozos, pero para el correcto modelado se debe tener a la mano la información representativa del yacimiento e historial de producción.

Una parte vital en la evaluación de campos es la estimación de reservas del yacimiento, esto generalmente no es tarea fácil pero su dificultad se eleva cuando el yacimiento es naturalmente fracturado. Inicialmente se hace la aproximación de reservas haciendo uso de un modelo en el que se suponen fracturas abiertas interconectadas que intersectan los pozos.

Las fracturas eventualmente se convierten en barreras para el flujo lo que frustra el cálculo de reservas recuperables y predicción de la producción con el tiempo de forma precisa. Es por esto que es tan importante determinar el tipo de yacimiento lo más temprano posible y así averiguar si hay porosidad secundaria, y de haberla estimar el volumen de la matriz y de las fracturas.

Además se deben calcular para cada sistema: saturación de agua, factor de formación y por último factores de recuperación por separado para poder sumarlos después. Entre los métodos para la predicción de reservas están: balance de materia, análisis de curvas de declinación, pruebas de

pozos y simulación de yacimientos, con las limitaciones y fortalezas asociadas a cada alternativa (Briggs, 2001)^[11].

Para poder hacer un buen análisis de balance de materia deben estimarse correctamente las propiedades promedio de la roca, el tamaño del acuífero y sus características, poniendo especial atención en la presión de yacimiento. En este tipo de soluciones lo deseable para minimizar los errores al promediar propiedades es la generación de modelos tipo tanque para cada uno de los medios (matriz y fractura). Generalmente la compresibilidad de las fracturas así como la compresibilidad de la roca suelen considerarse despreciables al hacer este tipo de análisis, esto provoca errores en el cálculo del volumen original de aceite. En caso de desconocerse la compresibilidad de la fractura se puede utilizar una regla empírica la cual consiste en multiplicar la de la roca por diez.

El método más utilizado para el cálculo de reservas es el análisis de curvas de declinación, pues tiene grandes ventajas sobre los demás ya que asume que los pozos producen a su capacidad además de que la curva estabiliza la predicción de producción. Este tipo de análisis es complejo pues el yacimiento debe haber estado en producción por tiempo suficiente para capturar un comportamiento estable de producción.

En las pruebas de incremento o decremento de presión (pruebas de pozos) se puede calcular la presión de yacimiento pero es necesario cerrar el pozo y después esperar cierto periodo de tiempo de cierre de pozo. A partir de esta herramienta es posible determinar longitud, permeabilidad y conectividad de la fractura. Su gran limitación práctica es que, como los YNF normalmente producen a altos gastos, el cierre de pozos puede conducir a valores de producción diferida, lo suficientemente importante, para hacer no económico el procedimiento.

Todos estos métodos son aplicables a la estimación de recursos en YNF pero es recomendable utilizar tantos métodos como sea posible y comparar los resultados de estos.

La simulación numérica de Yacimientos es sin lugar a dudas la herramienta de predicción más poderosa. Su gran limitación continúa siendo el volumen, características y representatividad de la información requerida por los modelos numéricos para obtener resultados diferenciadoramente más confiables que los obtenidos a través métodos analíticos. Cuando esta condición se satisface representa la mejor herramienta de pronósticos disponibles, además de ser sumamente útil para efectos de administración del yacimiento.

Visión mundial de los yacimientos naturalmente fracturados

En el mundo la gran mayoría de los yacimientos son en rocas carbonatadas y gran porcentaje de estos son naturalmente fracturados (Schlumberger, 2008)^[12]. Se documenta que el 60% de las reservas de petróleo mundiales se encuentran en rocas carbonatadas.

Tomando el Oriente Medio, que es la región donde se encuentran el 62% de las reservas mundiales de petróleo, aproximadamente el 70% de ellas también está asociada a carbonatos, y como se menciona anteriormente la mayoría de los yacimientos carbonatados son naturalmente fracturados. De esta manera es muy sencillo deducir la importancia de los YNF en el negocio del petróleo a nivel mundial.

Las Tablas 2.3, 2.4 y 2.5 enuncian algunos de los yacimientos a nivel mundial con sus reservas hasta el año 1982^[8] según su tipo:

Tipo 1

Yacimiento, Localización	Volumen de Aceite [mmbbls]
Amal, Lybia	1799
Ellenburger ields, Texas	107.8
Edison, California	42
Wolf spring, Montana	5.4
PC Fields, Montana	3.8
Big Sandy, Kentucky/West virginia	3 [TPC]

Tabla 2. 3 Yacimientos en el mundo del tipo 1.

Tipo 2

Yacimiento, Localización	Volumen de Aceite [mmbbls]
Agh Jari, Irán	9,500
Haft Kel, Irán	2600
Rangely, Colorado	600
Spraberry, Texas	447
Altamont-Bluebell Utah	250
Sooner Trend, Oklahoma	70
La Paz/ Mara, Venezuela	800

Tabla 2. 4 Yacimientos a nivel mundial del tipo 2.

Tipo 3

Yacimiento, Localización	Volumen de Aceite [mmbbls]
Kirkok, Iraq	15,000mmbbi
Garch Saran, Irán	8,000
Hssi Messaoud, Algeria	6000
Dukhan Qatar	4,570
Conttonwood Creek, Wyoming	182
Lacq, Francia	8.8 TPC

Tabla 2. 5 Ejemplos de yacimientos naturalmente fracturados a nivel mundial del tipo 3.

Recuperación mejorada en YNF a nivel mundial

Allan y Sun (2003)^[10] hicieron un análisis de 100 yacimientos naturalmente fracturados del tipo II y III en el cual analizan factores de recuperación promedio, efectividad de los métodos de recuperación secundaria/mejorada así como los errores cometidos en la explotación de estos.

Ellos reportan que del total de los yacimientos estudiados el factor de recuperación promedio está entre 20 y 30% donde los del tipo II mostraron factores promedio del 26% y los del tipo III un promedio de recuperación de 24%. En la tabla 2.6 y 2.7 se muestran los yacimientos de ambos tipos con el mayor factor de recuperación según este estudio:

Campo	País	Tipo de hidrocarburo	Litología	Mecanismo de empuje	Recuperación secundaria/EOR	Factor de recuperación final (%)
Amposta Marino	España	Aceite pesado	Calizas	Empuje de acuífero	Recuperación primaria inasistida	56
Casablanca	España	Aceite ligero	Calizas/dolomita	Empuje de acuífero	Recuperación primaria inasistida	47.5
Gachasaran	Iran	Aceite ligero	Calizas/dolomita	Empuje de agua y gas en solución	Inyección de gas	26.6
Haft Kel	Iran	Aceite ligero	Calizas/dolomita	Empuje de agua y gas en solución	Inyección de gas	27
Lama	Venezuela	Aceite ligero	Calizas	Empuje de agua/ gas en solución y expansión del casquete de gas	Sin datos	23.5
Maozhou	China	Aceite ligero	Dolomita	Empuje de agua	Inyección de agua (eficiencia pobre)	27.5
Maxi	China	Aceite ligero	Areniscas	Empuje de agua y gas en solución	Inyección de agua/Fracturamiento hidráulico	40
Nido	Philipinas	Aceite medio	Calizas	Empuje de acuífero	Recuperación primaria inasistida	35
Paris	Iran	Aceite ligero	Calizas/Dolomitas	Empuje de agua y expansión de la capa de gas	Inyección de gas	24
Ragusa	Italia	Aceite pesado	Dolomita	Empuje de agua	Sin datos	30
Renqui	China	Aceite medio	Dolomita	Empuje de agua	Inyección de agua	25
Tirrawarra	Australia	Aceite ligero	Areniscas	Gas en solución	Inyección de gas/ Fracturamiento hidráulico	25

Tabla 2. 6 Recuperación en los casos más importantes presentados por Allan y Sun^[10] de los yacimientos naturalmente fracturados tipo 2.

Campo	País	Tipo de hidrocarburo	Litología	Mecanismo de empuje	Recuperación secundaria/EOR	Factor de recuperación final (%)
Ekofisk	Noruega	Aceite ligero	Yeso	Gas en solución	Inyección de agua/Inyección de gas	35
Eldfisk	Noruega	Aceite ligero	Yeso	Gas en solución	Fracturamiento hidráulico	23.5
Fahud	Oman	Aceite ligero	Caliza calcarea	Drene gravitacional	Inyección de agua (/Inyección de gas)	18
Midale	Canada	Aceite ligero	Dolomita	Gas en solución	Perforación horizontal/Inyección de agua (eficiencia pobre)	31
Norman wells	Canada	Aceite ligero	Caliza calcarea	Gas en solución	Perforación horizontal/Inyección de agua	37
Skjold	Dinamarca	Aceite ligero	Yeso	Gas en solución/Empuje de agua (débil)	Inyección de agua	30
Valhall	Noruega	Aceite ligero	Yeso	Gas en solución	Fracturamiento hidráulico/Inyección de agua	29

Weyburn	Canada	Aceite ligero	Dolomita	Gas en solución	Perforación horizontal/Inyección de agua (eficiencia pobre)	30
Yibal-Aa	Oman	Aceite ligero	Yeso	Gas en solución/Empuje de agua	Inyección de agua	44

Tabla 2. 7 recuperación en los casos presentados por Allan y Sun^[10] de los yacimientos naturalmente fracturados tipo 3.

Aunque a la mayoría de los yacimientos se les aplicó algún método para el mantenimiento de presión la aplicación de métodos de recuperación mejorada es poco extendida, esto es debido en gran medida a los altos costos de este tipo de proyectos así como la alta incertidumbre de éxito y la complejidad de los YNF.

En estos casos los mecanismos de empuje más comunes son la liberación de gas en solución así como la entrada del acuífero aunque no necesariamente las más eficientes.

Además de estos Manrique (2004)^[13] menciona varios campos donde se han desarrollado proyectos de recuperación mejorada por métodos químicos pero afirma también que no se ha llevado a cabo ningún proyecto de este tipo en yacimientos naturalmente fracturados.

Visión nacional de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados en México representan el 85% de las reservas y producción de hidrocarburos, aproximadamente más de 80 yacimientos tienen fracturamiento y tienen todavía un buen volumen de reservas. En el caso de que se encuentren con bajos niveles de presión, existen distintos caminos para lograr recuperar un porcentaje adicional de esas reservas.

Algunos de los yacimientos naturalmente fracturados en México se muestran a continuación:

- **Activo Cantarell:** 39,000 [mmbls] de aceite original en sitio, con reservas remanentes de 1950 [mmbls], es un campo súper gigante y se encuentra en el cinturón plegado del Pilar de Akal, aceite pesado 20-24° API.
- **Activo Ku Maloob Zaap:** 39,800 [mmbls] de aceite original, junto con Cantarell suman el 55% de las reservas probadas de la nación, la mayoría de los yacimientos de este activo son fracturados.
- **Litoral de Tabasco:** 7400 [km²], Calizas, fracturadas del cretácico, aceite súper ligero.
- **Xanab:** golfo de México, reservas probadas que alcanzan: 74.9 [mmbls], API 33°.
- **Jujo-Tecominoacán:** 402.3 [mmbls] de reservas probadas, activo Bellota Jujo.
- **Cactus:** las reservas remanentes de este campo ascienden a: 1,075.4 [mmbls].

[1] En la figura 2.10 se muestra una gráfica comparativa en la cual se observa como la mayoría de las reservas remanentes están asociadas a yacimientos carbonatados en su mayoría fracturados

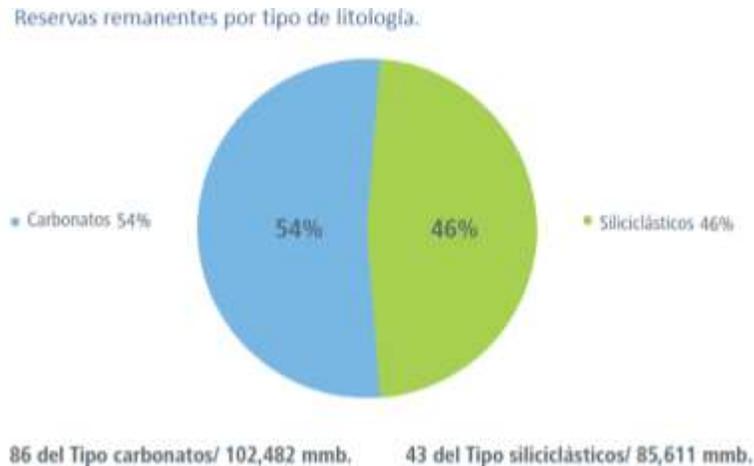


Fig. 2. 10 Reservas remanentes por tipo de litología según CNH (2012)^[14].

El factor de recuperación actual en los yacimientos de México es de alrededor 26% y el final esperado 38% mientras que en YNF el factor de recuperación es de 5% y el final esperado de 11% (CNH, 2010)^[15]. Es por esto que, a pesar de las dificultades que implican los procesos de recuperación mejorada, es necesario el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada para su implementación en México pues podría modificar las reservas recuperables de manera importante.

Experiencia en recuperación secundaria en YNF en México:

- Campo San Andrés: Inyección de agua.
- Campo Tamaulipas Constituciones: Inyección de agua.
- Abkatun Pol Chuc: Inyección de agua.
- Campo El Golpe: Inyección de agua.
- Cantarell: Inyección de nitrógeno.(Mantenimiento de Presión)
- Ku Maloob Zaap: Inyección de nitrógeno. (Mantenimiento de Presión)
- Furbero y Agua Fría: Pruebas de inyección de agua

Planes de pruebas piloto de recuperación mejorada a ejecutar (CNH, 2012)^[14]:

- Akal: Inyección de surfactantes y Doble Desplazamiento
- Jujo: Inyección de espumas.
- Agua Fría: Inyección de espumas.
- Samaria: Inyección de vapor.
- Cinco Presidentes: Inyección de CO₂
- Cárdenas: Combustión in situ.
- San Ramón: Inyección de aire.
- Tamaulipas-Constituciones: Inyección de aire.

Pemex hizo 29 pruebas piloto (Moctezuma Berthier, 2011)^[16] en el año 2007, no se especifican los campos pero sí la región así como el proceso, tabla 2.8:

Región	Fluido	Carbonatos NF	Carbonatos	Arenas	Total
Marina NE	N ₂	2			2
Marina SE	Agua	2			2
Norte	Agua/Gas		7/1		8
Sur	Agua	4		12	16
Total Nacional		9	8	12	29

Tabla 2. 8 Pruebas piloto a nivel nacional realizadas por PEMEX en el año 2007 (Moctezuma Berthier, 2011).

A continuación se mencionarán los yacimientos fracturados que según Pemex (2013)^[17] son prioritarios para la implementación así como el método de recuperación mejorada.

Campo prioritario	Mecanismo de recuperación mejorada
Cantarell	Surfactantes
Complejo Antonio J. Bermúdez	CO ₂
Abkatun Pol Chuc	Surfactantes espumados
Jujo Tecominoacán	Inyección de gas hidrocarburo
Poza Rica	Inyección de surfactantes
Ébano	Inyección de vapor
Pánuco	Inyección de vapor
Cacalilao	Inyección de vapor
ATG Norte	Inyección de aire
ATG Sur	Inyección de CO ₂

Tabla 2. 9 Campos prioritarios para la implementación de RM (Silva López, 2012).

Existe mucha disparidad entre la información de las diferentes instituciones que reportan pruebas piloto o desarrollo de proyectos de recuperación secundaria/mejorada, esto debido a la poca difusión de la información de las actividades que se pretenden realizar. Adicionalmente, muchos de los procesos documentados como recuperación secundaria estuvieron asociados a sólo pruebas de campo no necesariamente con el suficiente control o en el peor de los casos a soluciones para el manejo de procesos de campo asociados a manejo de agua y/o gas. Por estas razones muchos de los resultados no pueden considerarse como concluyentes.

Por estas razones, es importante continuar con los estudios para mejorar el entendimiento de los yacimientos naturalmente fracturados y lograr la aplicación exitosa de este tipo de proyectos, considerando el gran volumen de reservas remanentes que en ellos se encuentran.

Bibliografía

- [1] Reiss, L. (1980). *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Paris Francia: Institut francais du pétrole publications.
- [2] Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs*.
- [3] Tom Bratton, D. V. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fraturados. *Schlumberger Oilfield Overview*.
- [4] Schlumberger. (2008). Yacimientos carbonatados: el futuro de producción mundial de petróleo y gas. *Oilfield Review*.
- [5] Tarek, A. (2006). *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing, Segunda edición.
- [6] Richard O. Baker, F. K. (2000). Reservoir characterization for naturally fractured reservoirs. *SPE-63286*.
- [7] Nelson. (1982). *Geology Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*.
- [8] Golf Racht, T. v. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering (Developments in Petroleum Science)*. Elsevier.
- [9] Garaicochea, F., & Bashbush, J. (1987). *Apuntes de comportamiento de los yacimientos*. Mexico, D.F.: División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM.
- [10] Allan, J., & Sun, S. (2003). Controls on recovery factor in fractured reservoirs: Lessons learned from 100 fracture fields. *SPE- 84590*.
- [11] Briggs, A. R. (2001). Reserve estimates for naturally fractured reservoirs. *SPE-71037*.
- [12] Schlumberger. (2008). Caracterización de los yacimientos fraturados: Modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados. *Schlumberger Carbonates*.
- [13] Manrique, E. Gurfinkel, & C. Muci. (2004). Enhanced Oil Recovery Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *25th Annual Workshop on Enhanced Oil Recovery International Energy Agency*.
- [14] Comisión nacional de hidrocarburos. (2012). El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR. *CNH*.
- [15] Comisión nacional de hidrocarburos. (2010). Factores de recuperación de aceite y gas en México. *Documento técnico 1*.
- [16] Moctezuma Berthier, D. (2011). IMP El reto de la recuperación mejorada de hidrocarburos en México. *IMP*.
- [17] Silva López, D. (2012). Consorcios para el desarrollo tecnológico e innovación de Pemex. *Pemex PEP- Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos*.
- [18] J. E. Warren, P. J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE-426*.

Índice de Tablas

<i>Tabla 2. 1 Tipos de fracturas (Nelson).</i>	52
<i>Tabla 2. 2 Ventajas y desventajas de los tipos de yacimientos.</i>	59
<i>Tabla 2. 3 Yacimientos en el mundo del tipo 1.</i>	61
<i>Tabla 2. 4 Yacimientos a nivel mundial del tipo 2.</i>	61
<i>Tabla 2. 5 Ejemplos de yacimientos naturalmente fracturados a nivel mundial del tipo 3.</i>	61
<i>Tabla 2. 6 Recuperación en los casos más importantes presentados por Allan y Sun de los yacimientos naturalmente fracturados tipo 2.</i>	62
<i>Tabla 2. 7 Recuperación en los casos más importantes presentados por Allan y Sun de los yacimientos naturalmente fracturados tipo 3.</i>	63
<i>Tabla 2. 8 Pruebas piloto a nivel nacional realizadas por PEMEX en el año 2007 (Moctezuma Berthier, 2011).</i>	65
<i>Tabla 2. 9 Campos prioritarios para la implementación de RM (Silva López, 2012).</i>	65

Índice de Figuras

<i>Fig. 2. 1 Afloramiento de un carbonato fracturado en Medio Oriente (Schlumberger, 2008)</i>	45
<i>Fig. 2. 2 Grado de fracturamiento dependiendo el tipo de roca.</i>	46
<i>Fig. 2. 3 Tipos de almacenamiento en yacimientos naturalmente fracturados.</i>	48
<i>Fig. 2. 4 Curvas de permeabilidad relativa en un sistema fracturado (Aguilera).</i>	49
<i>Fig. 2. 5 Curva de presión capilar.</i>	50
<i>Fig. 2. 6 Histéresis capilar.</i>	51
<i>Fig. 2. 7 Diferencia de órdenes de compresibilidades entre matriz y fractura.</i>	53
<i>Fig. 2. 8 Representación gráfica de la clasificación de yacimientos según Nelson.</i>	57
<i>Fig. 2. 9 Relación de porosidades y permeabilidades entre matriz y fractura según el tipo de yacimiento.</i>	58
<i>Fig. 2. 10 Reservas remanentes por tipo de litología según CNH (2012).</i>	64

3. Selección de métodos de recuperación mejorada con potencial de aplicación.

El objetivo de este capítulo es el de hacer una selección de métodos de recuperación mejorada que puedan ser compatibles con los yacimientos naturalmente fracturados de las cuencas del sureste de México de mayor importancia. Una vez que se tenga una preselección de los métodos de mayor factibilidad técnica, el siguiente paso será construir modelos sectoriales usando la plataforma tecnológica Eclipse-300™ y Petrel-RE™ para simular los métodos que serán objeto de discusión en el capítulo 4 de éste documento.

En esta sección del trabajo se describirá la metodología para la elección de los métodos de recuperación mejorada con mayor potencial de aplicación a partir de un escrutinio (“screening”) que utiliza como referencia las propiedades de los campos de las cuencas del sureste y los requerimientos asociados a cada método de recuperación mejorada.

Antes de la implementación de recuperación mejorada existen diferentes pruebas y análisis que contribuyen a la correcta elección del método, en la figura 3.1 se muestra un flujo de trabajo recomendado para la elección del método.

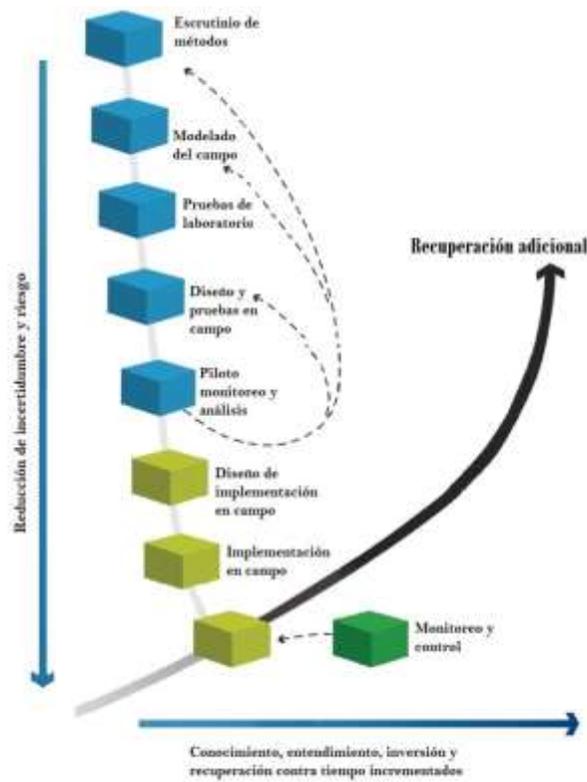


Fig. 3. 1 Proceso para la selección eficiente de métodos de recuperación mejorada (Schlumberger, 2013)^[1].

El objetivo de este trabajo cubre los primeros dos pasos de este proceso con el único objetivo de la identificación de la factibilidad técnica de los métodos que resulten potencialmente aplicables a los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) pertenecientes a la cuenca del Sur-Este mexicano.

Esto se hará a través de modelos sectoriales los cuales son muestras representativas de los campos de esta cuenca.

Un sector o elemento de simetría, como también se le conoce, es un corte de una sección característica de un yacimiento considerado heterogéneo que contiene sus propiedades representativas, esto es clave para que los resultados puedan extrapolarse a todo el campo. Representa una manera práctica de estudiar un proceso de recuperación mejorada, e identificar parámetros claves que controlen la respuesta de un yacimiento a un proceso determinado, estimar incrementos en el factor de recuperación, complementar o identificar necesidades adicionales de caracterización estática y dinámica, y encontrar posibles soluciones a los problemas incluyendo el potencial de nuevas tecnologías. Todo esto en tiempos relativamente cortos que permitan focalizar los esfuerzos en procesos muy específicos, mejorar su entendimiento, reducir el riesgo y acelerar su implementación.

Propiedades tipo

La cuenca del sureste es una de las más importantes en México pues además de tener gran cantidad de reservas, los pozos de esta zona tienen altos índices de productividad debido a las altas presiones y la gran conductividad de la roca en la que se encuentra almacenado el hidrocarburo. En esta provincia las principales rocas generadoras son calizas arcillosas del Tithoniano de distribución regional, localmente existen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno.

Está localizada al sur de la república mexicana y abarca parte del sur de Veracruz, norte de Chiapas, suroccidente de Campeche y gran parte del estado de Tabasco en su parte terrestre; además de una parte marina 500 [m] desde la isobata (fig. 3.2) hasta la línea de la costa en el golfo de México.

Geológicamente limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al oriente con la Plataforma de Yucatán, al occidente con el Complejo Volcánico de los Tuxtlas y la porción sur de la Cuenca de Veracruz y al norte con la extensión en aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo

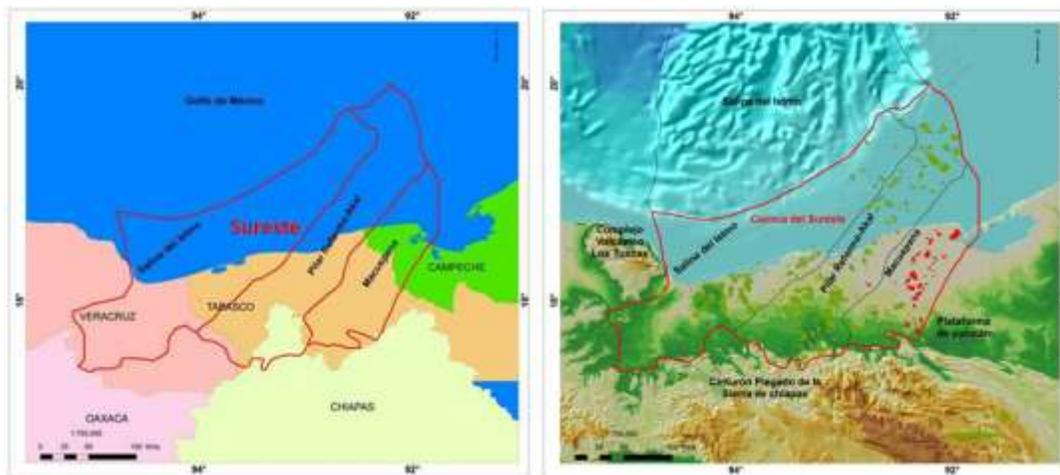


Fig. 3. 2 Límites geográficos y geológicos de la cuenca del sureste.

Los tipos de roca almacén son: carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades. Entre los campos más importantes de esta cuenca se encuentran: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, A.J. Bermúdez, Jujo-Tecominoacán, entre otros.

Esta cuenca se caracteriza por su producción de aceites ligeros y se encuentra entre los más prolíficos del país. Su producción acumulada es de más de 45.4 [MMMbpce] y reservas 3P de 24.4 [MMMbpce], al 1 de enero de 2013. (Pemex Exploración y Producción, 2013)^[2].

Con la información recopilada a partir de diferentes fuentes públicas y académicas, identificadas las características promedio de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) pertenecientes a la cuenta e identificados los métodos de EOR con mayor factibilidad técnica de aplicación, se construirán modelos sectoriales para efectos de simulación numérica, estos sectores contendrán propiedades tipo de los yacimientos naturalmente fracturados de la cuenca en cuestión.

En la cuenca del sureste abundan los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados de aceites ligeros con factores de recuperación altos pero con gran cantidad de aceite remanente lo que los hace candidatos a la implementación de algún método de recuperación mejorada. Más adelante se explicarán con detalle las propiedades petrofísicas y de fluido, a continuación se mencionan brevemente para poder detallar el proceso de escrutinio de métodos:

Propiedades de la roca

Campo	Espesor [m]	Porosidad (matriz) [%]	Porosidad (fractura)	Permeabilidad (matriz) [mD]	Permeabilidad (fractura) [mD]	Temperatura de yacimiento [c]	Presión inicial [psi]	Espesor neto [Fr]	Saturación de aceite (matriz) [%]
Tipo A	78	4.6	0.18	0.28	45	160	15,360	0.4	84
Tipo B	23	1.98	0.19	0.0301	123.98	147.4	8,200	1	65

Tabla 3. 1 Propiedades de roca de los yacimientos para implementación de recuperación mejorada.

Propiedades del fluido

Campo	°API	Boi	Bg@Pact [bls/pc]	Rsi	Presión de saturación [psi]	Viscosidad [cp]	Salinidad del Agua
Tipo A	38	1.889	0.5	258	3200	0.13	155000
Tipo B	39 - 44	2.013	0.5	233	5600	0.045	170000

Tabla 3. 2 Propiedades de fluido de los yacimientos para implementación de recuperación mejorada.

Escrutinio de propiedades (Screening)

Para llevar a cabo la selección del método se hicieron dos tipos de análisis: En el primero, se hizo un primer tamizado de propiedades haciendo uso de los parámetros críticos para cada método recopilados de la literatura y mencionados en la tabla 3.3.

Método	Composición del aceite	Gravedad API	Viscosidad del aceite @cy [cp]	Temperatura de yacimiento [°F]	Tipo de roca	Permeabilidad [md]	Porosidad %	Espesor neto [ft]	Profundidad [ft]
Polímeros	No crítica	>15	<150	<200	Preferente mente areniscas	>20	10.0-33	No crítico	500-5,000
Surfactantes	Livianos a intermedios deseados	22-39	<100	<150	Preferente mente areniscas	>20	16-17	No crítico	625-5300
ASP		20-35	6500-11	118-158	Areniscas	596-1520	26-32	No crítico	2723-3900
Álcalis	La viscosidad es el parámetro más importante	13-35	<200	<200	Areniscas	>20		No crítico	<9000
Micelares	Crudos ligeros a medios	>20	<20	<200	Areniscas preferente mente	>10		No crítico	<9,000
Nitrógeno y Gas hidrocarburo	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C1-C7)	>35	<0.4	No crítica	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas líneas de flujo.	0.2-35	11.0-28	Relativamente delgado	>6,000
Baches Solventes	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C2-C7)	>23	<5	No crítica para yacimientos de bajas profundidades	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas líneas de flujo.	<100	5.0-22	<25	2500-4,000
CO2	Alto porcentaje de hidrocarburos medios (C5 a C12)	>22	<10	No crítica	Areniscas o carbonatos.	Homogénea con pocas fracturas	17-32	Delgado	Depende de la temperatura
WAG		33-39	0.3-0	194-325	Areniscas o carbonatos.	130-1000	11.0-24.0	No crítico	7545-8887

Tabla 3. 3 Parámetros críticos para la elección de métodos de recuperación mejorada.

Las propiedades de roca y de fluido mostradas en la Tabla 3.2 se compararon con las que se muestran en la Tabla 3.3. Los métodos que tuvieran el mayor número de coincidencias fueron los que se seleccionaron como de mejor compatibilidad, tomando esto como parámetro para determinar las menos compatibles, pues a partir del método más concordante se descartan los de menor a mayor número de propiedades coincidentes.

De esta forma fueron identificados los métodos con mayor potencial de aplicación y cuyos resultados por orden de compatibilidad fueron los siguientes:

- Inyección de CO2
- Inyección de Gas hidrocarburo
- Inyección de Surfactantes
- Inyección de agua alternando gas
- Inyección de polímeros

La mayoría de los parámetros aunque compatibles se restringen a bajo o nulo fracturamiento, sin embargo el propósito de este trabajo es evaluar hasta qué punto esa condición es limitante

absoluta para la implementación de recuperación mejorada en los yacimientos naturalmente fracturados con las características específicas antes mencionadas. De los métodos anteriores se seleccionaran los métodos a los cuales el fracturamiento sea lo menos critico posible.

Usando la plataforma tecnológica Petrel™ EORt™, se hizo otro tipo de análisis para determinar el juego de métodos de mayor aplicabilidad, esta revisión es más sólida pues además de propiedades promedio es necesario introducir propiedades específicas de la roca y del fluido así como los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

De esta manera con la ayuda de ambos análisis se decidirán los métodos de mayor compatibilidad con los yacimientos tipo seleccionados que habrán de ser modelados a través de los elementos de simetría que habrán de construirse. A continuación se mencionará una breve descripción de la herramienta.

EORt™

EORt™ es una herramienta que ayuda en la evaluación de métodos de recuperación mejorada diseñada para disminuir el riesgo de desarrollo de implementación, pues combina análisis detallado de características de la roca y el fluido con información de una base de datos de más de 2700 proyectos públicos de recuperación mejorada alrededor del mundo para mejorar la certidumbre en la toma de decisiones.

El escrutinio es una parte fundamental en la selección del método pues de esta se parte para los siguientes pasos como pueden ser: pruebas de laboratorio, modelado de campos e inclusive pruebas pilotos. Con EORt™ se puede hacer esta evaluación de manera rápida y eficiente, además de que sirve como método de comprobación de los resultados obtenidos de un tamizado previo de propiedades con información de literatura, como el que se efectuó en la parte anterior de este capítulo.

EORt™ permite hace una evaluación rápida y escrutinio y para ello hace uso de su propia base de datos, hace una comparación de propiedades como: tipo de formación, tipo de fluido, tasa de éxito y resultados de proyectos públicos. Esta comparación la hace entre métodos como:

- Inyección Álcalis
- Inyección CO₂
- Inyección Espumas
- Inyección de agua alternando gas (WAG)
- Inyección de gas hidrocarburo
- Inyección de nitrógeno
- Inyección de polímero
- Inyección de surfactante
- Inyección de álcali-surfactante-polímero
- Inyección de vapor
- Inyección de vapor asistido por segregación gravitacional

Una ventaja de la comparación con otros campos es la obtención de campos análogos de los cuales pueden obtenerse datos de proyecto para tomar en cuenta durante el análisis de riesgo.

Así como la recuperación mejorada no se limita a campos maduros, la evaluación de EORt™ no se limita a campos nuevos o campos desarrollados. Los resultados dependerán de la cantidad de información disponible para cada yacimiento.

La herramienta consiste en 4 módulos que trabajan de la siguiente forma:

- Carga y validación de información

Validación de la información en calidad y cantidad para asegurarse de la consistencia con los estándares de evaluación en la recuperación mejorada.

- Interpretación de la información

Proyección analítica de la información del introducida.

- Pronóstico de producción

Pronósticos de producción derivados de algunos modelos de sectores (simulación numérica) para calcular el beneficio de los procesos de desplazamiento.

- Tamizado o jerarquización

Identificación y jerarquización de métodos y propiedades compatibles con los resultados de los pasos anteriores para arrojar resultados concisos de opciones consideradas viables de aplicación desde el punto de vista técnico.

El proceso que se siguió para el tamizado por medio de EORt™ fue como se muestra a continuación:

1. Al empezar un nuevo proyecto en EORt™ el software pide información básica para saber con qué tipo de yacimiento se tratará. Esta pantalla pide consideraciones importantes también, como pueden ser: fracturamiento natural, efectos de histéresis e incluir métodos térmicos en el escrutinio.

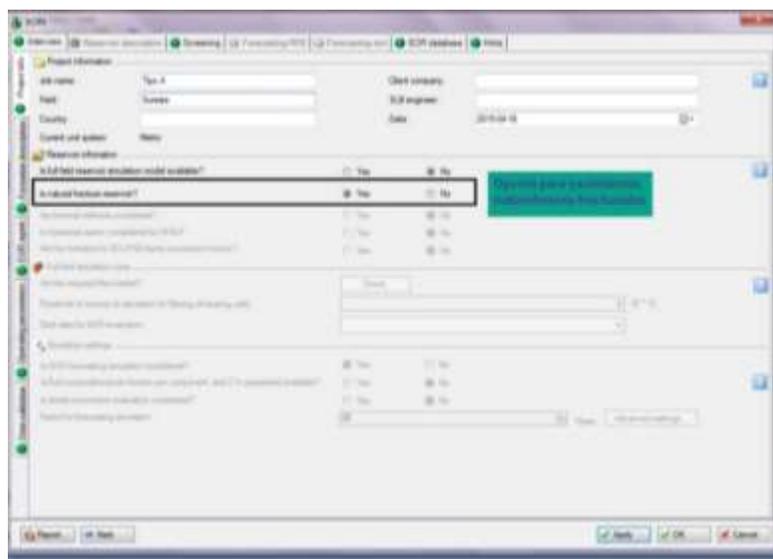


Fig. 3. 3 EORt: información básica

- Como último paso antes de la validación de la información es necesario aclarar algunos parámetros operacionales como pueden ser: uso de sistemas artificiales de producción, tipo de terminación de pozos e incluso si se cuentan con las instalaciones y las fuentes de suministro necesarias para la implementación de algún método.

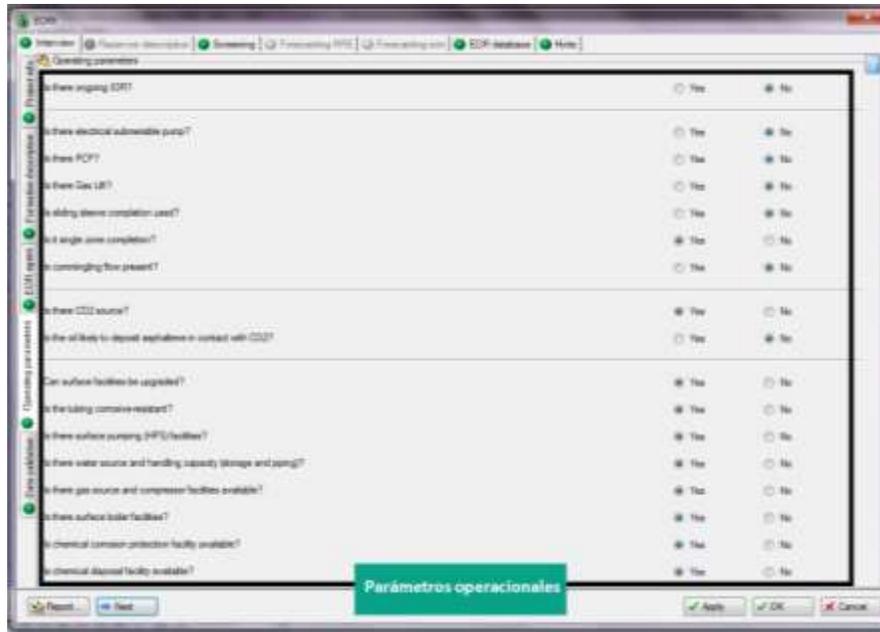


Fig. 3. 6 EORt: Características operacionales.

- Antes de realizar el escrutinio, EORt™ debe validar la consistencia de la información introducida en el software y asegurarse de que sea suficiente para poder hacer un tamizado coherente. De existir algún error el programa no permitirá el avance obligando al usuario a regresar para corregir las advertencias.

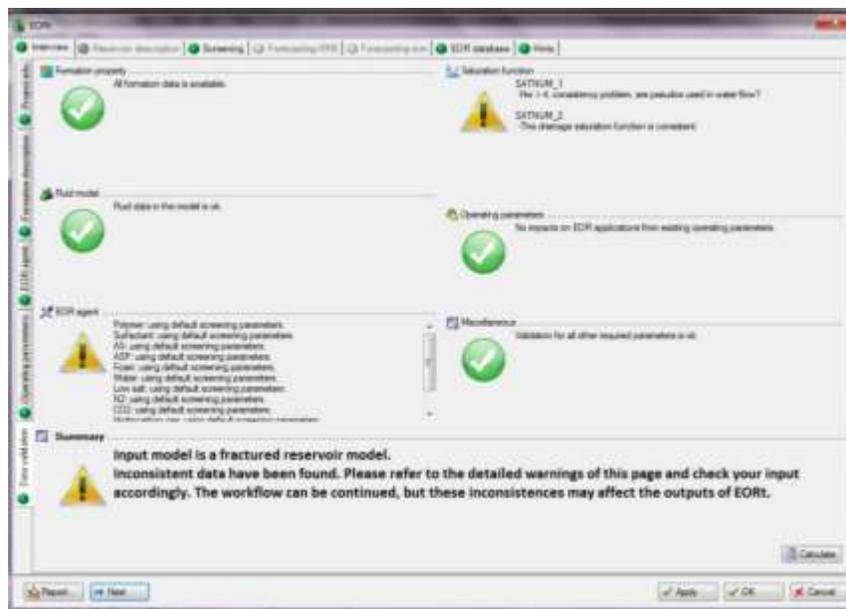


Fig. 3. 7 EORt: Validación de información.

6. En la salida de resultados el software arroja una serie de datos acerca de los métodos que según el tamizado resultaron compatibles, así como una referencia al éxito promedio en la aplicación a nivel mundial de la base de datos pública. Los resultados de los yacimientos A y B se muestran a continuación:

	EOR agent	Pore scale ranking(MF)	Compatibility	Macro scale filtering	Industry guidance
1	N ₂ (immiscible)	0.35	Green	Green	0.954
2	CO ₂ (immiscible)	0.31	Green	Green	0.899
3	Hydrocarbon gas (immiscible)	0.35	Red	Green	0.954
4	VIAG (miscible)	0.32	Red	Green	0.954
5	Foam	0.47	Red	Green	0.000
6	Surfactant	0.48	Red	Green	0.000
7	AS	0.48	Red	Green	0.000
8	Low salt	0.4	Red	Green	NA
9	Water	0.34	Red	Green	NA
10	ASP	0.45	Red	Green	0.000
11	Polymer	0.45	Red	Green	0.000

Fig. 3. 8 EORt: Resultados yacimiento tipo A.

	EOR agent	Pore scale ranking(MF)	Compatibility	Macro scale filtering	Industry guidance
1	Hydrocarbon gas (immiscible)	0.35	Green	Green	0.954
2	CO ₂ (immiscible)	0.35	Green	Green	0.899
3	Surfactant	0.47	Red	Green	0.000
4	AS	0.47	Red	Green	0.000
5	Water	0.34	Red	Green	NA
6	Low salt	0.39	Red	Green	NA
7	Polymer	0.44	Red	Green	0.000
8	ASP	0.45	Red	Green	0.000
9	VIAG (immiscible)	0.32	Red	Green	0.954
10	Foam	0.47	Red	Green	0.000

Fig. 3. 9 EORt: Resultados tamizado yacimiento tipo B.

7. En esta sección EORt™ despliega información de campos que pudieran considerarse análogos y a los que se les fue aplicado algún método de recuperación mejorada. Es

posible elegir las propiedades tanto de roca y fluido que se considere serán más importantes para hacer una comparación con otros yacimientos del mundo.

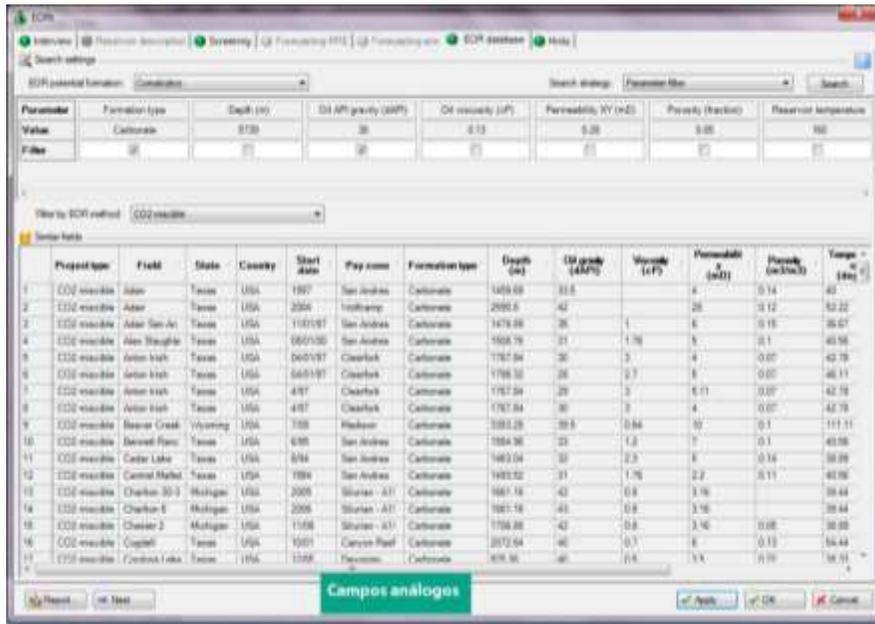


Fig. 3. 10 EORt: Campos de características similares.

Esta información puede ser de gran utilidad sobre todo si se busca información de resultados en campos con características similares al yacimiento que se está estudiando pues podría encontrarse información también acerca de parámetros operacionales que podrían ser utilizados como referencia en el proyecto que se esté trabajando.

EORt™ no debe ser el único análisis en el proceso de evaluación de métodos pero puede tomarse como herramienta de ayuda en la toma de decisiones o como apoyo puesto que significa ahorro en costos de análisis, correlación de la información proporcionada con la mayoría de casos disponibles. Puede ser también usada como punto de partida para profundizar en el análisis de los métodos potencialmente identificados

Resultados de tamizado

Después del análisis realizado con EORt™ la herramienta arrojó como resultado que los métodos aptos para cada yacimiento (no se tomará en cuenta inyección de N2 para este trabajo), estos se muestran a continuación (Tabla 3.4):

Tipo A	Tipo B
CO ₂	Gas hidrocarburo
Gas hidrocarburo	CO ₂
Doble desplazamiento	Surfactante
Espumas	Álcali-Surfactante
Surfactante	Agua de baja salinidad

Tabla 3. 4 Resultados de tamizado por EORt.

Para efectos de este trabajo, se estudiarán los dos primeros métodos por yacimiento, haciendo análisis de sensibilidad para determinar cuáles son las condiciones de implementación y las propiedades de los yacimientos que mayor influencia tienen sobre los resultados potenciales esperados para cada método. De esta manera será posible determinar el mejor método con las mejores condiciones de aplicación e identificar las limitaciones técnicas que pudieran presentarse.

Después de encontrar el método que mejor se adapte al yacimiento tomando como criterio la mayor producción incremental con el menor volumen de fluido inyectado, se sensibilizará la respuesta de cada método a condiciones operacionales y propiedades de yacimiento tales como:

- Aumento en la intensidad de fracturamiento
- Variación de porosidad de matriz
- Variación de la permeabilidad vertical
- Variación del tamaño de bloque de matriz
- Variación del espaciamiento entre pozos
- Variación del arreglo de pozos
- Variación de presión de inyección

Esto con el objetivo de identificar las variables de mayor impacto en la recuperación y así encontrar las condiciones extremas bajo las cuales el método seguirá siendo eficiente. Los yacimientos análogos con métodos de recuperación mejorada similares seguirán siendo una referencia importante para validar los resultados del modelo conceptual.

Los resultados obtenidos de las pruebas podrán ser escalados lo que sería equivalente a implementar el método en todo el campo, esto se hace con el objetivo de evitar la inversión de mucho tiempo con modelos de simulación detallados que podrían necesitar mayores recursos computacionales, mayor tiempo y costos por un lado y por el otro para concentrar los esfuerzos y recursos en el o los métodos con las mejores expectativas técnicas de éxito.

Construcción de los modelos de simulación (Modelos Sectoriales)

Para la creación de modelos de simulación se utilizó el simulador numérico *Eclipse™* para lo cual fue necesario introducir las características geológicas y petrofísicas de la roca y de los fluidos de yacimientos tipo que pertenezcan a las cuencas del sureste que son el objetivo de estudio. De ésta manera se construyeron dos sectores con características y propiedades que representan la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados del sureste mexicano. A continuación se dará una breve introducción al lenguaje del simulador para poder entender la construcción de los modelos.

Celda

Las celdas son bloques a los cuales se les asignan distintas propiedades de roca, tamaño, profundidad, etc. Un conjunto de celdas forman una malla.

Malla

Una malla no es más que una forma en que coordenadas XYZ describen una superficie con la cual se modelan arreglos del subsuelo, para la simulación se utilizó una malla de tres dimensiones de tipo cartesiana y con puntos esquina. La malla de puntos esquina es un tipo arreglo geométrico

cúbico que permite modelar las heterogeneidades del yacimiento minimizando los efectos de ortogonalidad.

Simulador

El simulador Eclipse™ funciona por medio de su propio lenguaje con un flujo de trabajo, de esta forma se cargan las propiedades del yacimiento a modelar. El archivo de datos del programa está conformado de 8 secciones básicas (Fig. 3.11) en las cuales se debe agregar información según la sección correspondiente, a continuación se enuncian tales divisiones:

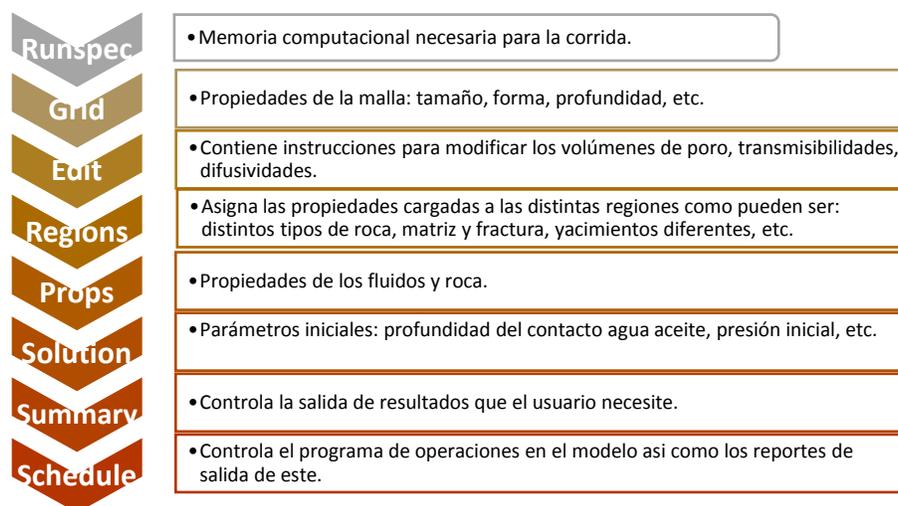


Fig. 3. 11 Secciones de los datos de entrada del simulador.

Se mencionarán únicamente los datos de entrada del software relevantes para el trabajo, estos son los de los sistemas roca y fluido que competen a este tema. A continuación se explica la construcción de los dos modelos distintos y las propiedades que fueron necesarias para su construcción.

Sector del yacimiento tipo A

Este yacimiento es de tipo carbonatado naturalmente fracturado, con estructura de tipo anticlinal, cuya roca generadora es mudstone del jurásico superior titoniano, roca almacén packstone y roca sello margas y lutitas. Su porosidad es de tipo interparticular, intercrystalina, cavidades de disolución y microfracturas.

En este modelo de simulación del bloque de yacimiento tipo A la malla cuenta con puntos de esquina (corner points). Las dimensiones de la malla son las siguientes:

Dimensiones	12*13*20 celdas
Celdas totales	3120 [3002 activas]
Dimensión de la celda en la dirección x DX	≈125 [m]
Dimensión de la celda en la dirección y DY	≈ 100 [m]
Dimensión de la celda en la dirección z DZ	≈ 40 [m]

Tabla 3. 5 Tamaño de malla y Celda.

Debido a que se pretende simular yacimientos naturalmente fracturados el modelo cuenta con la opción de doble porosidad (“dualporo”) la cual permite modelar yacimientos naturalmente

fracturados contemplando sólo comunicación con los pozos a través de la fractura (no incluye doble permeabilidad), Eclipse™ se basa en el modelo fracturado idealizado por Warren y Root^[3] que es la solución matemática más utilizada para el modelado de yacimientos naturalmente fracturados, es por esto que presenta la estructura con cuadrados dentro de las celdas; el cuadrado interior corresponde a la matriz y el exterior a la fractura. La estructura geológica se muestra en la figura 3.12 la cual tiene un acuífero asociado (bloque morado), mientras que el resto (bloque azul) corresponde a la zona de aceite.

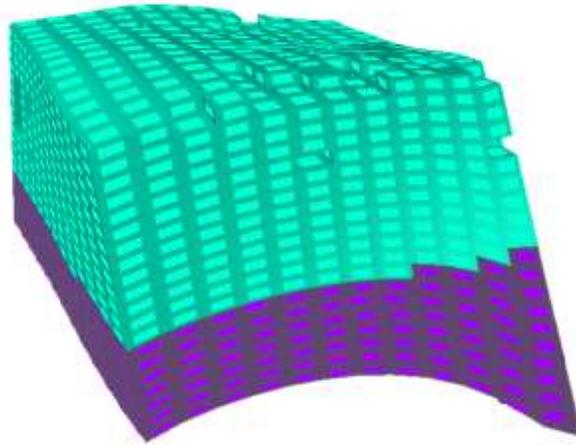


Fig. 3. 12 Bloque resultante del sector tipo A

En cuanto a las dimensiones del modelo sectorial que representa el Yacimiento A son las que se muestran a continuación:

Longitud en el eje x [m]	1500
Longitud en el eje y [m]	1100
Espesor [m]	900
Volumen original de aceite [MMbbls]	61.5
Volumen original de agua [MMbbls]	12.8
Volumen poroso [MMbbls]	74.3
Profundidad total [m]	6650
Profundidad del contacto [m]	6450
Separación entre pozo inyector y pozo productor [m]	1350

Tabla 3. 6 Características del sector del yacimiento tipo A, sección Grid.

Características de los sistemas matriz y fractura

Curvas de permeabilidad relativa

Recordemos que este estudio se centra en los yacimientos de la cuenca del sureste los cuales se caracterizan por ser rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de aceites ligeros a súper ligeros y de formaciones productoras jurásico superior kimmeridgiano y cretácico medio. El tipo de

roca es modelado por medio de la compresibilidad de la roca y sus curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para los sistemas agua-aceite y gas aceite, las cuales se muestran a continuación (figura 3.13):

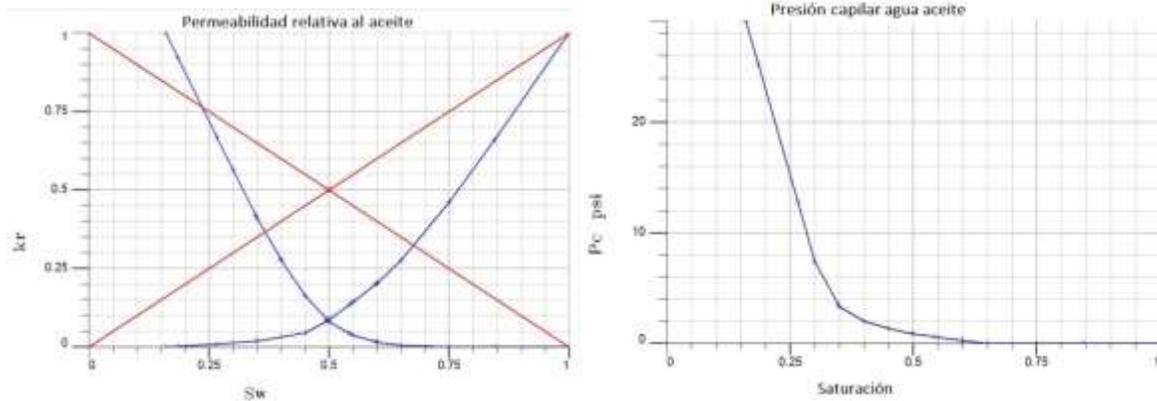


Fig. 3.13 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar agua-aceite

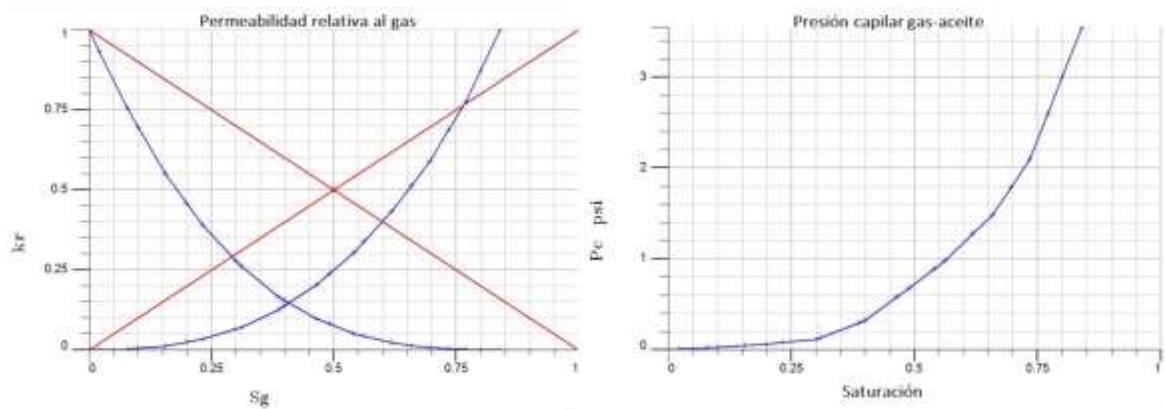


Fig. 3.14 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar gas-aceite

Se puede observar mojabilidad intermedia entre aceite y agua lo que favorecerá la movilidad de ambos, puesto que ningún fluido tiene adherencia preferencial a la roca estos podrán fluir fácilmente por poros tanto grandes como pequeños disminuyendo así la saturación residual. Como se puede observar en las curvas de permeabilidad relativa al agua Fig. 3.14 la saturación de agua congénita (S_{wr}) equivale al 10%, mientras que la saturación residual del aceite (S_{or}) es del 30%

Además de esto cabe mencionar que como se discutió en el capítulo 2, la saturación residual de fluidos en la fractura se considera cero para efectos prácticos, lo que significa que desde el punto de vista conceptual, todos los fluidos almacenados en la fractura son producibles y tienen la misma facilidad de movimiento en la red de fracturas por lo que las curvas de permeabilidad relativa pertenecientes al sistema fracturado se modelan como dos rectas a 45°. Esta asunción es válida en la teoría sin embargo en la realidad existe una saturación residual en las fracturas, que si bien es mínima podría llegar a ser un volumen considerable de tratarse de un yacimiento de gran volumen original de hidrocarburos.

Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser uno de los factores que más impacta en la recuperación, puesto que de esta dependerá la cantidad de aceite a recuperar y cómo será el movimiento de los fluidos a través de la roca.

Características de roca y fractura

La roca y fractura tienen las siguientes características petrofísicas promedio (Tabla 3.7):

Propiedad	Mínimo	Máximo	Promedio
Porosidad de matriz[%]	0.7	8.7	2.1
Porosidad de fractura [%]	0.02	2.1	0.18
Permeabilidad de matriz [mD]	0.017	0.223	0.0281
Permeabilidad de fractura [mD]	1	400	74
Compresibilidad de la roca [1/psi]	6×10^{-6}	6×10^{-6}	6×10^{-6}
Compresibilidad de la fractura [1/psi]	4×10^{-5}	4×10^{-5}	4×10^{-5}
Longitud vertical del bloque de matriz	9.64	9.64	9.64
Factor de forma [1/m ²]	0.012	0.012	0.012
Espesor neto-bruto [%]	14.7	99.6	41.7

Tabla 3. 7 Características de matriz y fractura, sección Props.

Distribución de porosidad

La distribución de porosidad tanto en matriz como en fractura no tiene mucha variación, en líneas generales es de bajo orden de magnitud en la matriz (típico de una roca carbonatada), pero es aún menor en la fractura.

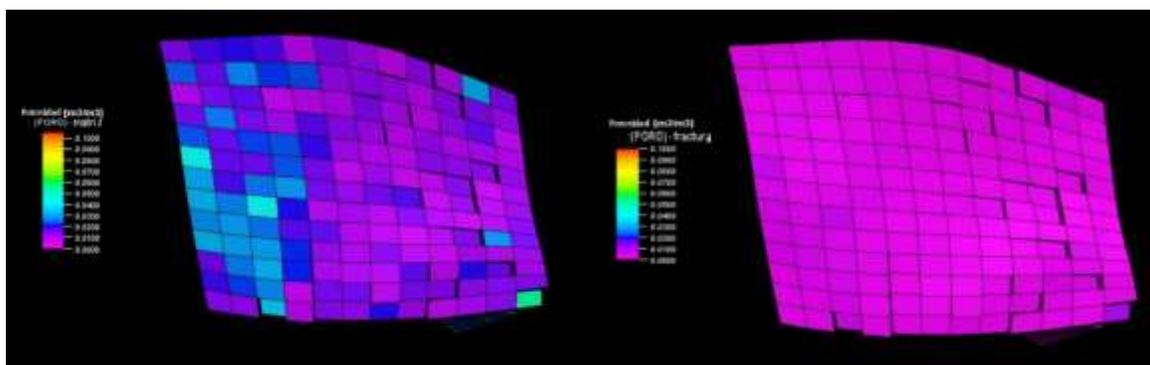


Fig. 3. 15 Vista aérea de la distribución de porosidad del modelo, arriba matriz y abajo fractura; sección props.

Distribución de permeabilidad

Por otra parte la permeabilidad tiene un comportamiento diferente pues en este caso a diferencia de la porosidad, la fractura dispara los valores de permeabilidad de la formación aumentándola de tal manera que genera conductos donde no existirá saturación residual y una alta capacidad de flujo. En la Fig. 3.15 se muestra la distribución de permeabilidad tanto en matriz como en fractura

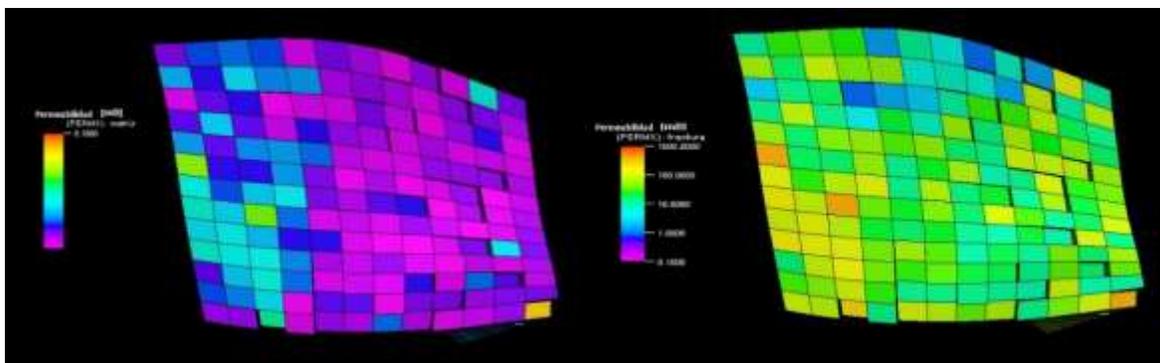


Fig. 3. 16 Vista aérea de la distribución de permeabilidades en matriz arriba, fractura abajo; sección props.

La relación $\frac{k_v}{k_h}$ se considera próxima a 1 en este modelo como condición de arranque que posteriormente será sensibilizada para evaluar su impacto sobre los procesos de desplazamiento. Es una manera de modelar la buena permeabilidad vertical que se genera a través de los corredores de fractura que se sabe existen en estos yacimientos. Esta no es una condición común en los yacimientos tradicionales pues usualmente pues durante la depositación de la roca, los granos se acomodarán de manera horizontal y su tamaño irá variando con el tiempo, provocando que los granos en la base sean de diferente tamaño que los que se depositen en la cima.

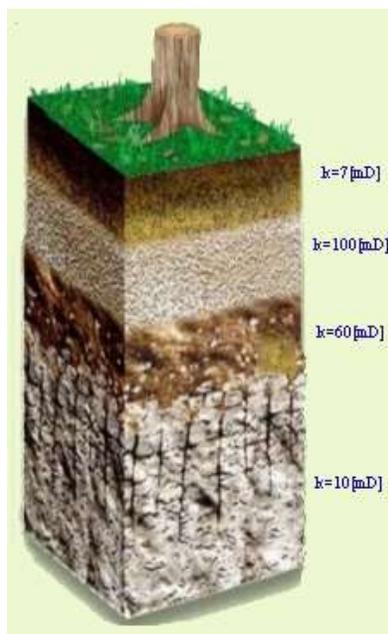


Fig. 3. 17 Ejemplo de la depositación de granos a través del tiempo.

Distribución del tamaño de bloques de matriz

El tamaño de bloques de matriz controla el grado de fracturamiento del yacimiento, recordemos que mientras mayor sea éste, la conductividad será mucho mayor lo que aumenta el riesgo de canalización de fluidos afectando tanto a la recuperación como la inyección de fluidos. El tamaño

de bloques de matriz se consideró constante en este modelo, haciendo la distribución de fracturas y el grado de fracturamiento homogéneo.

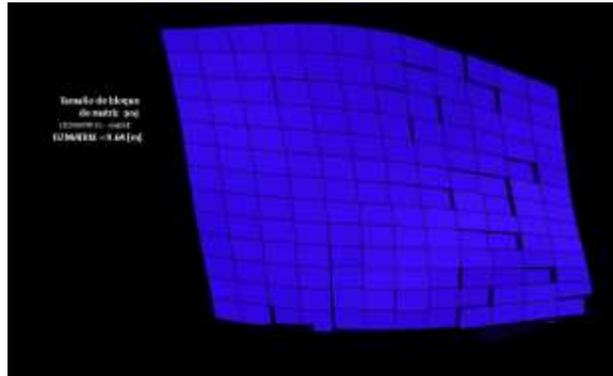


Fig. 3. 18 Vista aérea de la distribución del tamaño de bloques de matriz, sección Grid.

Debido a que los bloques de matriz no son paralelepípedos para poder hacer una mejor descripción de la realidad, el simulador necesita de un valor que relacione el área expuesta al flujo entre los bloques de matriz y las fracturas que los rodean (Arana, Trujillo, & Sanchez)^[4], a este valor se le llama factor de forma o geométrico y está definido por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma = 4\left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2}\right)$$

Con esto se mejora el modelaje del flujo de fluidos en el yacimiento a través del sistema fracturado, en este caso el valor del factor de forma se mantiene constante en todo el sector con un valor de $\sigma = 0.1292$ y al igual que el tamaño de bloque se consideró un parámetro de sensibilidad sobre los resultados base o de referencia.

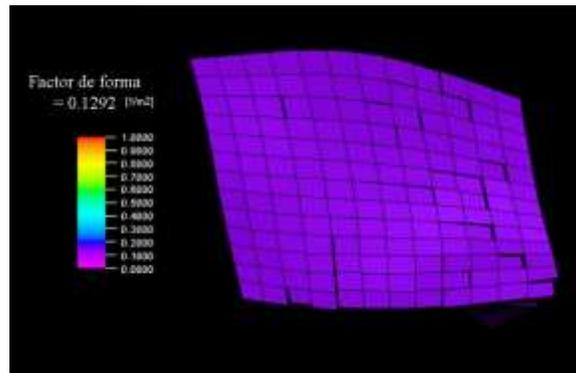


Fig. 3. 19 Vista aérea del factor de forma en el sector tipo A.

Características del sistema de fluidos

Para la caracterización del fluido se utilizó el software *PVTi* que es una herramienta para la generación de ecuaciones de estado a partir de datos de análisis de laboratorio de muestras de petróleo y gas. Este software asiste en la creación de modelos físicos realísticos del fluido del yacimiento, esto para mejorar la precisión de la simulación.

PVTi genera ecuaciones de estado que modelan el comportamiento del fluido, cuenta con 4 ecuaciones de estado disponibles: Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevitch-Joffe; ecuación modificada de Peng Robinson de dos o tres parámetros y Soave-Redlich-Kwong modificada de tres parámetros. Esta aplicación cuenta con una librería de hidrocarburos precargados con los que se puede crear la ecuación de estado del fluido con el que se está trabajando.

Para poder modelar las reacciones de los fluidos del yacimiento con los de inyección es necesario que el modelo sea composicional, lo que implica que será necesario generar una ecuación de estado para ajustar la interacción entre los componentes del petróleo. Este tipo de modelo asume que el hidrocarburo es una mezcla de varios componentes cuya composición habrá de variar con los cambios de presión y temperatura en el sistema, este tipo de modelos se utiliza para simular aceite ligero, volátil o gas y condensado o cualquier proceso en el que la interacción de componentes sea relevante para su descripción.

De esta forma introduciendo en el software las propiedades de un PVT se generó la ecuación de estado, el cual previamente había sido validado a través de las siguientes pruebas: Prueba de densidad, prueba de la linealidad de la función “Y”, prueba de balance de materiales, prueba de desigualdad. Los datos PVT utilizados se muestran en las siguientes gráficas (Figs. 3.20, 3.21).

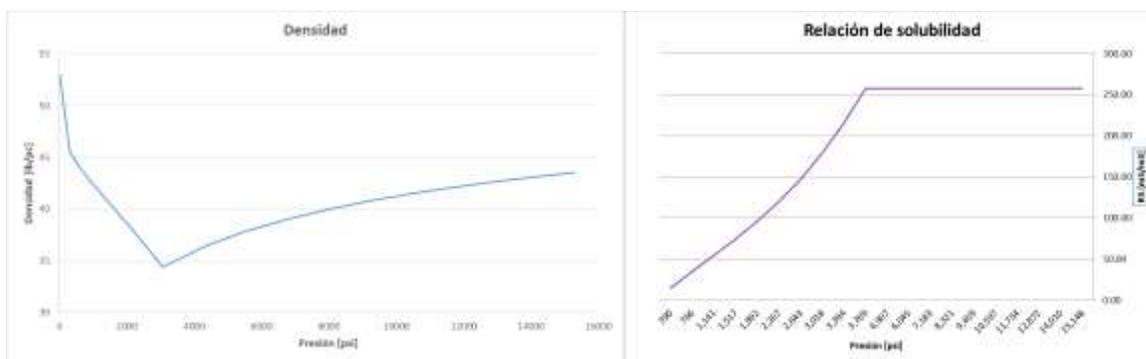


Fig. 3. 20 Gráficas de densidad y Rs del petróleo.

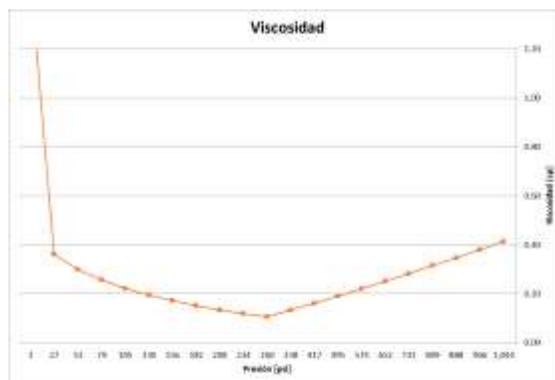


Fig. 3. 21 Gráfica de viscosidad del fluido

La ecuación de estado seleccionada fue Peng Robinson modificada de 7 componentes, entre los que se incluyen también gases no hidrocarburos como el CO₂ y el N₂ de forma libre, los componentes hidrocarburos se muestran agrupados con el objetivo de optimizar el tiempo de cómputo sin perder representatividad del fluido. Los componentes resultantes se muestran a continuación:

'N₂', 'CO₂', 'H₂S', 'C₁', 'C₂C₃', 'C₄', 'C₅C₆', 'C₇+'.
'

El ajuste de la ecuación de estado se muestra en la figura 3.22 y el diagrama de fases que se genera en la figura 3.23. Como puede observarse hay un ajuste satisfactorio entre los valores observados (rojo) y los valores calculados (azul), la única propiedad que presenta un desajuste es la viscosidad, que al disminuir la presión por debajo de la presión de burbuja demuestran un comportamiento distinto, sin embargo al ser un petróleo volátil las viscosidades siempre serán suficientemente bajas para fluir a condiciones de fondo y por tanto no representa un valor crítico y en peor de los casos el modelo manejará relaciones de movilidad adversas que generara resultados mas conservadores asi que para efectos prácticos de estudio puede resultar una condición favorable.

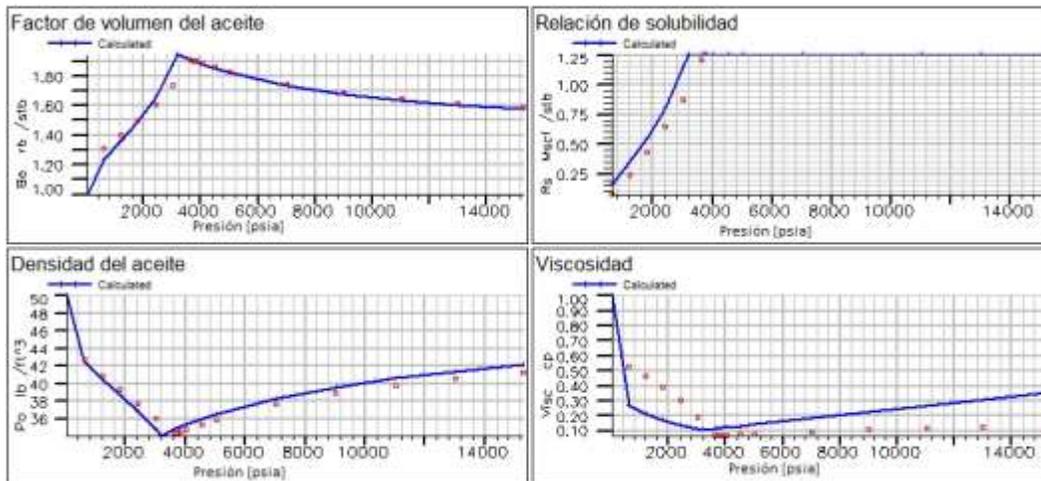


Fig. 3. 22 Ajuste de la ecuación de estado para el sector tipo A.

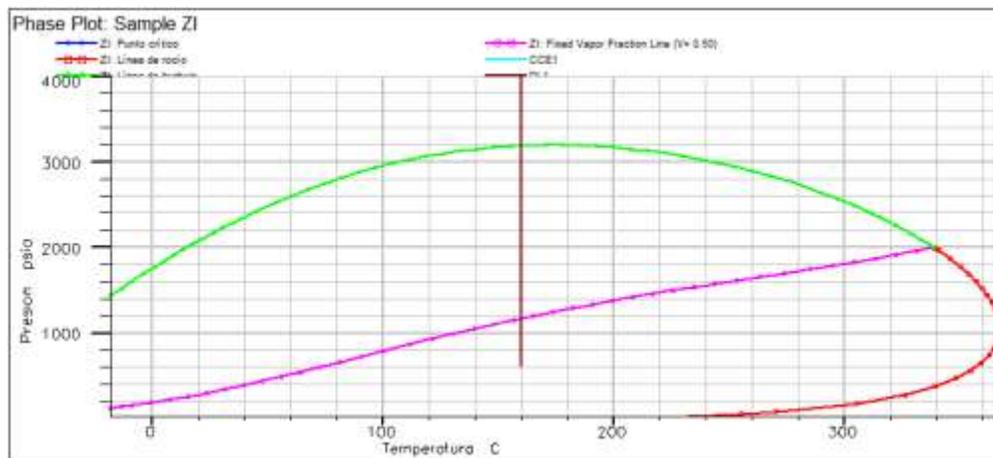


Fig. 3. 23 Envoltente de fases del fluido del yacimiento tipo A.

Características del archivo de datos

Para poder resolver los cálculos, el simulador requiere de ciertas instrucciones generadas por el usuario que servirán para especificar tanto los recursos de memoria necesaria para correr el modelo, los métodos de solución seleccionados y algunas de las consideraciones de física de yacimiento que se deben respetar. Las características del archivo de datos más resaltantes son::

- Método de solución: totalmente implícito
- Modelo composicional de fluidos
- Dos regiones de equilibrio correspondientes a la matriz y a la fractura respectivamente
- Utiliza unidades de campo
- Doble porosidad (para contemplar fracturamiento natural)
- Drene gravitacional como mecanismo adicional de empuje
- Miscibilidad entre el fluido inyectado y el fluido del yacimiento (de darse las condiciones)
- Compresibilidad de roca constante
- Efectos de histéresis despreciables
- Modelo conceptual sin ajuste de historia
- Uso de tablas hidráulicas para el efectos de pronóstico de productividad
- Procesamiento en paralelo

Las regiones de equilibrio en estos modelos sirven para diferenciar las características de la matriz con las de fractura, en algunos casos compartirán propiedades por ejemplo la composición del fluido y su ecuación de estado; pero en otros será necesario hacer la diferenciación para un correcto modelado tal es el caso de las curvas de permeabilidad relativa o propiedades como: porosidad, permeabilidad, etcétera.

Sector yacimiento tipo B

El yacimiento tipo *B* es de aceite volátil, se ubica en el cretácico medio en rocas calizas y dolomías fracturadas. A pesar de ser también naturalmente fracturado y del mismo tipo de hidrocarburo presenta varias diferencias con el Yacimiento A especialmente en las características tanto de roca como del fluido. El modelo de simulación del bloque de yacimiento tipo *B* tiene características de formación que hacen necesario que la malla cuente con puntos de esquina (corner points). El tamaño de la malla es el siguiente:

Dimensiones	9*9*19 celdas
Celdas totales	1539 [todas activas]
Dimensión de la celda en la dirección x [DX]	≈ 130 [m]
Dimensión de la celda en la dirección y [DY]	≈ 115 [m]
Dimensión de la celda en la dirección z [DZ]	≈ 15 [m]

Tabla 3. 8 Tamaño de malla, sección runspec.

La estructura geológica se muestra en la figura 3.24, ésta a diferencia del yacimiento tipo A no cuenta con acuífero asociado por lo que el contacto está tan sólo unos metros por encima de la profundidad total del bloque.

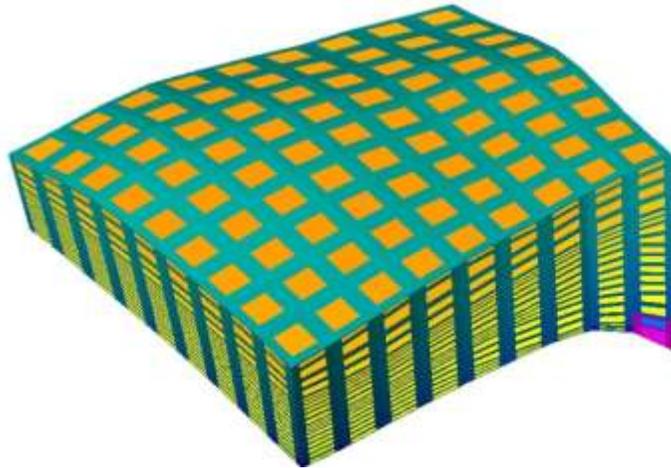


Fig. 3. 24 Bloque de yacimiento tipo B.

El sector del yacimiento *tipo B* tiene las siguientes características:

Longitud en el eje x [m]	1300
Longitud en el eje y [m]	1100
Espesor [m]	100
Volumen original de aceite [MMm ³]	7.34
Volumen original de agua [MMm ³]	2.2
Volumen poroso [MMm ³]	74.3
Profundidad total [m]	5500
Profundidad del contacto [m]	5460
Separación entre pozo inyector y pozo productor [m]	755

Tabla 3. 9 Características de las dimensiones del yacimiento.

Características de los sistemas matriz y fractura

Curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa de la figura 3.25 nos demuestran que la roca es fuertemente mojada por agua lo cual resulta en mayor movilidad para el aceite, haciendo a este yacimiento no compatible con la inyección de surfactantes pues podría generar un cambio en la mojabilidad de la roca aumentando la saturación residual de aceite y desfavoreciendo la recuperación de éste.

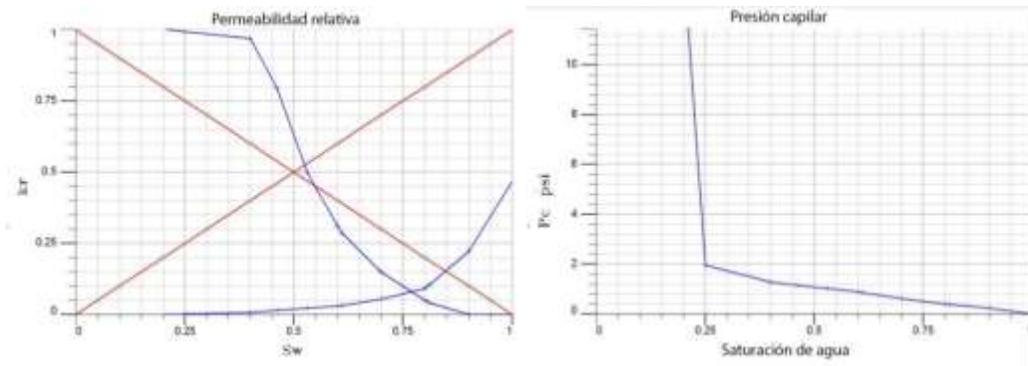


Fig. 3. 25 Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y presión capilar, sección props.

En la figura 3.26 se muestra la presión capilar generada entre las fases agua y aceite, la presión capilar entre gas y aceite generalmente es tan baja que tiende a ser muy cercana a cero.

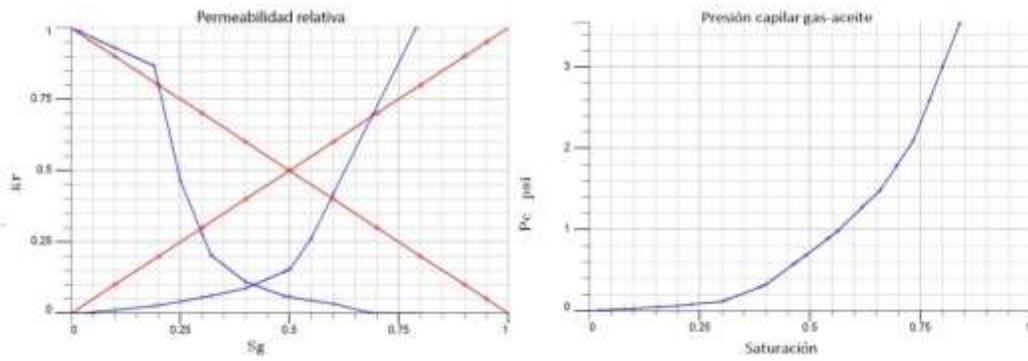


Fig. 3. 26 Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite y presión capilar, sección props.

Propiedades de roca y fractura

Las características de la roca y fractura se mencionan en la tabla siguiente (Tabla 3.10):

Propiedad	Mínimo	Máximo	Promedio
Porosidad de matriz[%]	0.66	7.1	2.8
Porosidad de fractura [%]	0.10	0.67	0.46
Permeabilidad de matriz [mD]	0.019	0.1240	0.0381
Permeabilidad de fractura [mD]	8.68	613	261
Compresibilidad de la matriz [1/barsa]	1×10^{-5}	1×10^{-5}	1×10^{-5}
Compresibilidad de la fractura [1/barsa]	5.25×10^{-5}	5.25×10^{-5}	5.25×10^{-5}
Longitud vertical del bloque de matriz [m]	0	22	7.6
Factor de forma [1/m2]	0.61	9.44	5.44
Espesor neto-bruto [%]	100	100	100

Tabla 3. 10 Características de matriz y fractura, sección props.

Distribución de la porosidad

El comportamiento de la porosidad es típico de un yacimiento naturalmente fracturado, con baja porosidad en la matriz e insignificante en la fractura. Como se ve en la figura 3.27 el contraste entre porosidades entre los sistemas es de 3-5% de diferencia.

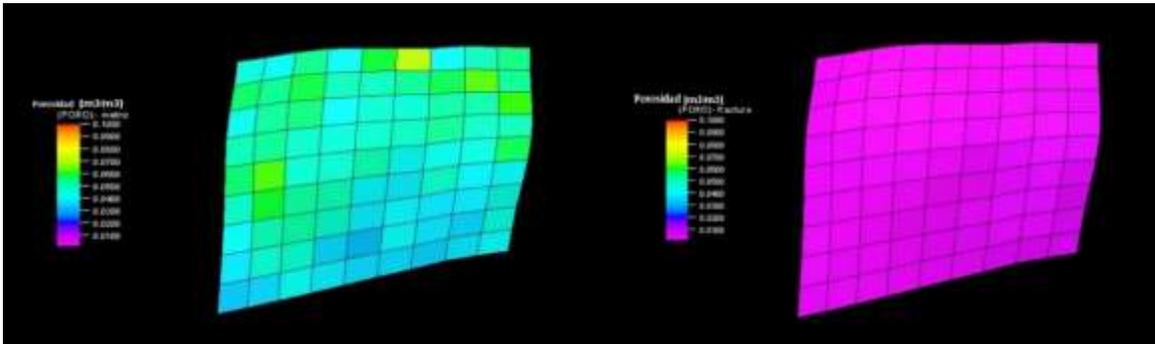


Fig. 3. 27 Vista aérea del comportamiento de porosidades de matriz arriba, fractura abajo; sección props.

Distribución de la permeabilidad

La permeabilidad demuestra una diferencia entre el sistema de matriz y el de fractura en la figura 3.28 se observa claramente que la matriz a diferencia de la fractura tiene poca o nada de influencia con lo que podemos concluir que este caso de estudio corresponde a un yacimiento tipo II de la clasificación de Nelson.

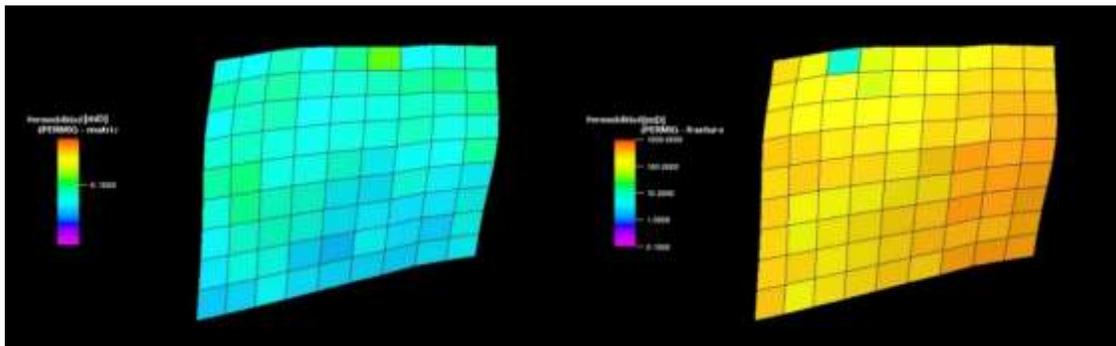


Fig. 3. 28 Vista aérea del contraste de permeabilidades entre matriz y fractura.

Distribución del tamaño de bloques de matriz

En este caso el tamaño de los bloques de matriz son variables lo cual puede demostrar no sólo mayor grado de fracturamiento sino también que la distribución de fracturas no es homogénea afectando así el flujo de fluidos. En la figura 3.29 se puede observar que existe variación entre los bloques del modelo.

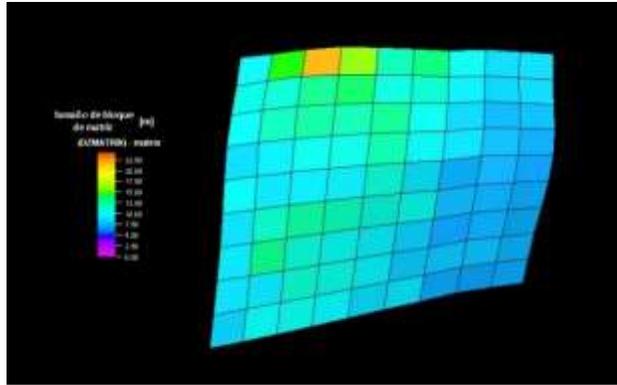


Fig. 3. 29 Vista aérea de la distribución del tamaño de bloques de matriz.

El factor de forma (fig. 3.29) en este sector varía a través de todo el yacimiento, lo que significa una mayor heterogeneidad haciendo menos predecible el resultado de la recuperación. A pesar de ser variable en todo el yacimiento no tiene valores altos lo que hace que haya suficiente continuidad capilar lo cual crea condiciones para la segregación gravitacional.

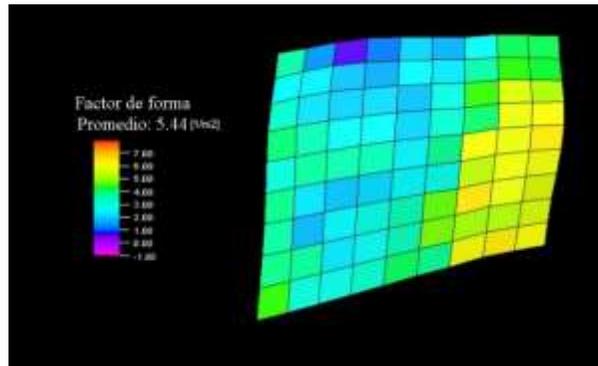


Fig. 3. 30 Distribución aérea del factor de forma para el sector tipo B.

Características del sistema de fluidos

Este modelo es también composicional, la ecuación de estado está gobernada por Peng-Robinson modificada de 12 componentes y fue modelada también con PVTi, con el uso de un análisis PVT validado con las mismas pruebas que para el yacimiento tipo A. Las gráficas de densidad, relación de solubilidad y viscosidad son las que se muestran a continuación.

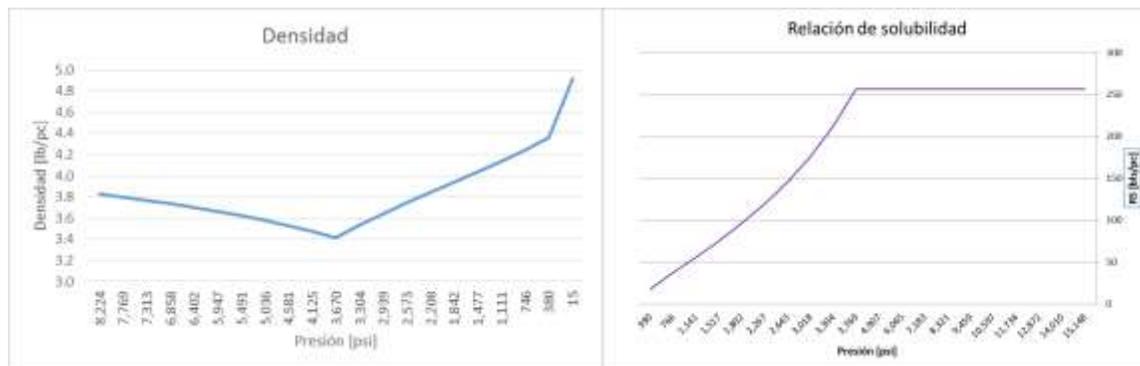


Fig. 3. 31 Gráficas de densidad y relación de solubilidad del sector tipo B.

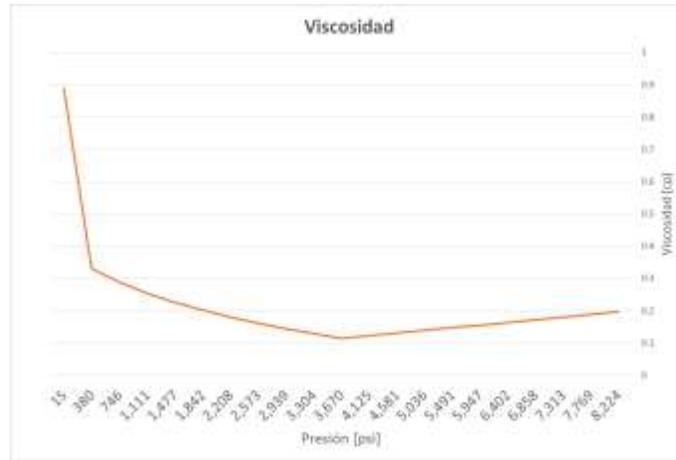


Fig. 3. 32 Gráfica de viscosidad del sector tipo B.

La ecuación consta de 12 componentes entre los que se incluyen también gases no hidrocarburos como el bióxido de carbono, el ácido sulfhídrico y el nitrógeno de forma libre, por otra parte los componentes del hidrocarburo no están agrupados y se muestran a continuación:

'N2', 'CO2', 'H2S', 'C1', 'C2', 'C3', 'C4', 'NC4', 'C5', 'NC5', 'C6', 'C7+'.

El ajuste de la ecuación de estado de este fluido (fig. 3.33) es muy bueno lo que ayudará a modelar el comportamiento del fluido de manera más cercana a como se comportaría en la realidad, los datos observados se presentan en rojo mientras que los valores calculados se muestran en azul.

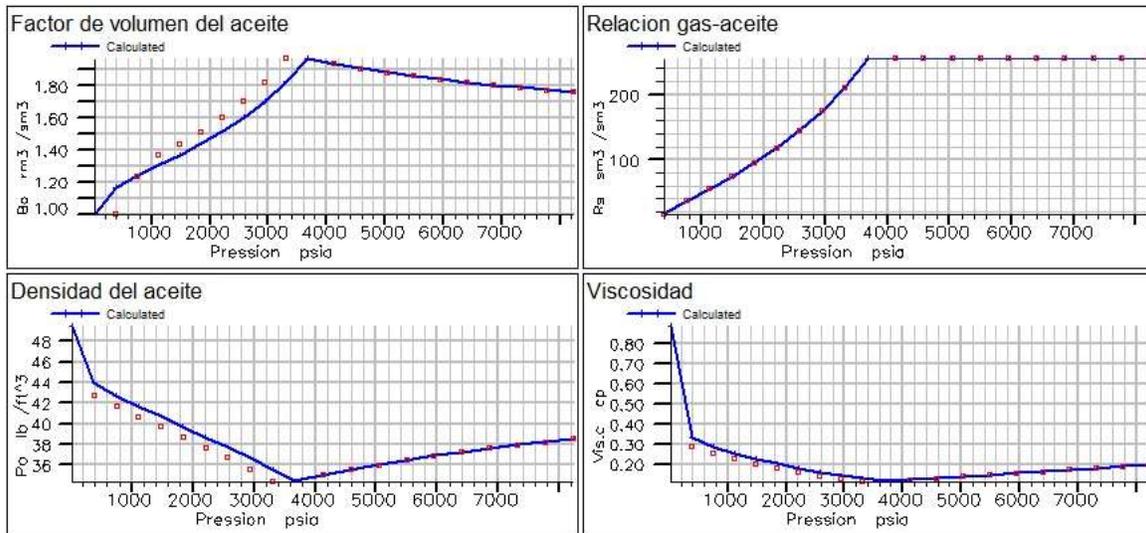


Fig. 3. 33 Ajuste de la ecuación de estado para el yacimiento tipo B.

La envolvente de fases para este tipo crudo se muestra en la figura 3.34

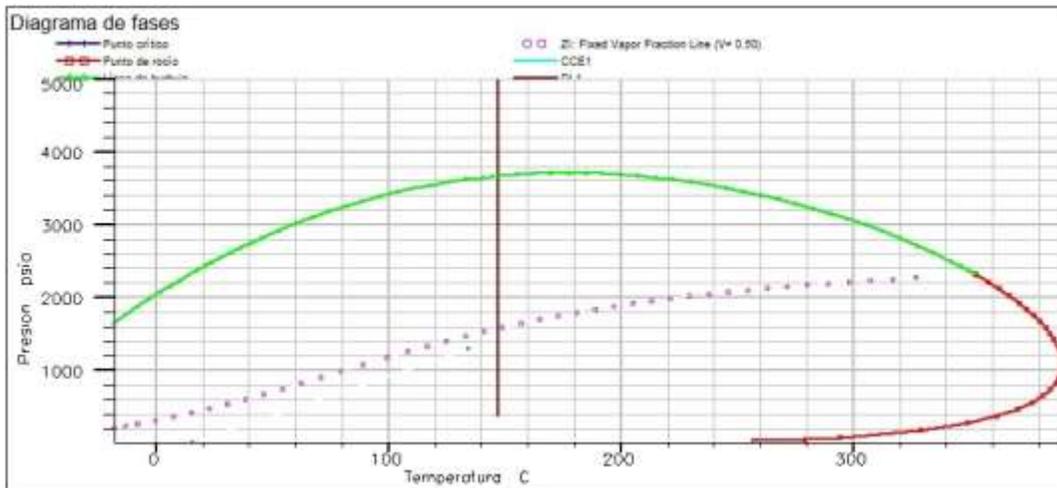


Fig. 3. 34 Diagrama de fases del yacimiento tipo B.

Características del archivo de datos

El simulador resuelve los cálculos tomando en cuenta lo siguiente:

- Modelo totalmente implícito.
- Uso de unidades métricas.
- Dos regiones de equilibrio correspondientes a la matriz y a la fractura respectivamente.
- Modelo composicional.
- Doble porosidad (fracturamiento natural).
- Considera efectos de drenaje gravitacional.
- Miscibilidad entre el fluido inyectado y el fluido del yacimiento de existir las condiciones.
- Compresibilidad de roca constante.
- No se consideran los efectos de histéresis.
- Uso de tablas hidráulicas para el cálculo del comportamiento de presión en la cabeza de pozo.
- Uso de tablas hidráulicas para efectos de pronóstico de productividad.
- Procesamiento computacional en paralelo.

A pesar de ser similares por pertenecer a la misma cuenca estos dos yacimientos tienen variaciones importantes que harán que el comportamiento entre uno y otro así como los factores de recuperación sean distintos.

En el capítulo siguiente se harán distintos tipos de sensibilidades tanto de propiedades de yacimiento como operacionales, así como con los distintos métodos de recuperación mejorada propuestos para cada sector de manera tal que sea posible hacer comparaciones entre casos base y sus diferentes sensibilidades. El objetivo es identificar las variables que afectan en mayor manera la recuperación de aceite asociada a los métodos de EOR seleccionados para los yacimientos tipo A y tipo B.

Bibliografía

- [1] Schlumberger. (2013). Petrotechnical Services for EOR. From candidate screening to full-field implementation.
- [2] Pemex Exploración y Producción. (2013). Provincias petroleras de México.
- [3] J. E. Warren, P. J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE-426*.
- [4] Arana, O. V., Trujillo, E. D., & Sanchez, V. J. (s.f.). Apuntes de simulación numérica de yacimientos. Facultad de ingeniería.

Índice de figuras

<i>Fig. 3. 1 Proceso para la selección eficiente de métodos de recuperación mejorada (Schlumberger, 2013)^[1].</i>	68
<i>Fig. 3. 2 Límites geográficos y geológicos de la cuenca del sureste.</i>	69
<i>Fig. 3. 3 EORT: información básica</i>	73
<i>Fig. 3. 4 EORT: Características de roca y fluidos yacimiento tipo A.</i>	74
<i>Fig. 3. 5 EORT: Características de los fluidos de inyección.</i>	74
<i>Fig. 3. 6 EORT: Características operacionales.</i>	75
<i>Fig. 3. 7 EORT: Validación de información.</i>	75
<i>Fig. 3. 8 EORT: Resultados yacimiento tipo A.</i>	76
<i>Fig. 3. 9 EORT: Resultados tamizado yacimiento tipo B.</i>	76
<i>Fig. 3. 10 EORT: Campos de características similares.</i>	77
<i>Fig. 3. 11 Secciones de los datos de entrada del simulador.</i>	79
<i>Fig. 3. 12 Bloque resultante del sector tipo A</i>	80
<i>Fig. 3. 13 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar agua-aceite</i>	81
<i>Fig. 3. 14 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar gas-aceite</i>	81
<i>Fig. 3. 15 Vista aérea de la distribución de porosidad del modelo, arriba matriz y abajo fractura; sección props.</i>	82
<i>Fig. 3. 16 Vista aérea de la distribución de permeabilidades en matriz arriba, fractura abajo; sección props.</i>	83
<i>Fig. 3. 17 Ejemplo de la depositación de granos a través del tiempo.</i>	83
<i>Fig. 3. 18 Vista aérea de la distribución del tamaño de bloques de matriz, sección Grid.</i>	84
<i>Fig. 3. 19 Vista aérea del factor de forma en el sector tipo A.</i>	84
<i>Fig. 3. 20 Gráficas de densidad y R_s del petróleo.</i>	85
<i>Fig. 3. 21 Gráfica de viscosidad del fluido</i>	85
<i>Fig. 3. 22 Ajuste de la ecuación de estado para el sector tipo A.</i>	86
<i>Fig. 3. 23 Envoltorio de fases del fluido del yacimiento tipo A.</i>	86
<i>Fig. 3. 24 Bloque de yacimiento tipo B.</i>	88
<i>Fig. 3. 25 Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y presión capilar, sección props.</i>	89
<i>Fig. 3. 26 Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite y presión capilar, sección props.</i>	89
<i>Fig. 3. 27 Vista aérea del comportamiento de porosidades de matriz arriba, fractura abajo; sección props.</i>	90
<i>Fig. 3. 28 Vista aérea del contraste de permeabilidades entre matriz y fractura.</i>	90
<i>Fig. 3. 29 Vista aérea de la distribución del tamaño de bloques de matriz.</i>	91
<i>Fig. 3. 30 Distribución aérea del factor de forma para el sector tipo B.</i>	91
<i>Fig. 3. 31 Gráficas de densidad y relación de solubilidad del sector tipo B.</i>	91
<i>Fig. 3. 32 Gráfica de viscosidad del sector tipo B.</i>	92
<i>Fig. 3. 33 Ajuste de la ecuación de estado para el yacimiento tipo B.</i>	92
<i>Fig. 3. 34 Diagrama de fases del yacimiento tipo B.</i>	93

Índice de tablas

<i>Tabla 3. 1 Propiedades de roca de los yacimientos para implementación de recuperación mejorada.</i>	70
<i>Tabla 3. 2 Propiedades de fluido de los yacimientos para implementación de recuperación mejorada.</i>	70
<i>Tabla 3. 3 Parámetros críticos para la elección de métodos de recuperación mejorada.</i>	71
<i>Tabla 3. 4 Resultados de tamizado por EORt.</i>	77
<i>Tabla 3. 5 Tamaño de malla, sección runspec.</i>	79
<i>Tabla 3. 6 Características del sector del yacimiento tipo A, sección Grid.</i>	80
<i>Tabla 3. 7 Características de matriz y fractura, sección Props.</i>	82
<i>Tabla 3. 8 Tamaño de malla, sección runspec.</i>	87
<i>Tabla 3. 9 Características de las dimensiones del yacimiento.</i>	88
<i>Tabla 3. 10 Características de matriz y fractura, sección props.</i>	89

4. Identificación de las variables de mayor impacto en los métodos de recuperación mejorada preseleccionados.

En este capítulo se analizarán los resultados de las simulaciones efectuadas de los distintos métodos de recuperación mejorada definidos como potencialmente aplicables en los campos de estudio por medio de procedimientos de escrutinio en función de sus propiedades.

Con los sectores creados y representativos de los yacimientos tipo, se simularon diferentes casos de inyección utilizando un patrón de inyección de cinco pozos en el cual se habrá 4 inyectores por cada productor, este patrón será utilizado como elemento de simetría, es decir, el resultado se multiplica por el número de veces que el patrón se repite (Figura 4.1). Entre el inyector y el productor existe una distancia de aproximadamente 1000 [mts].

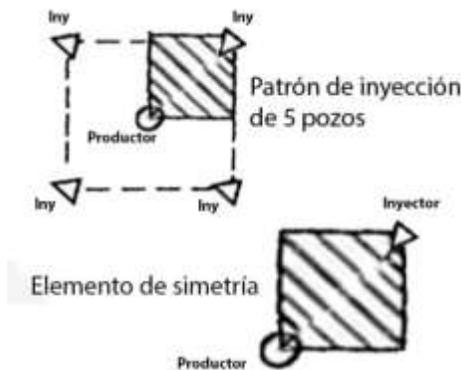


Fig. 4. 1 Elemento de simetría en un patrón de inyección de 5 pozos.

En las figuras 4.2 y 4.3 se observa la distancia entre pozos y la distribución que se asumirá como una cuarta parte de un patrón de inyección de cinco pozos para los sectores tipo A y B respectivamente. Esta distancia se mantendrá fija para los casos de sensibilidades con el propósito de evaluar resultados de los casos que estuvieran bajo condiciones comunes.

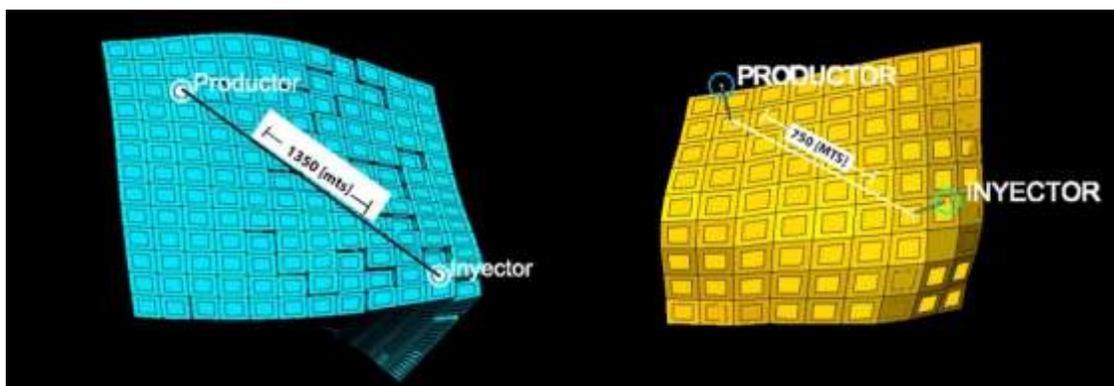


Fig. 4. 2 Distancia entre pozos en el sector tipo A (izq.), B (der.).

La localización de los pozos por sector está distribuida como se muestra a continuación:

Pozo	Coordenada en X	Coordenada en Y	Celdas disparadas	Profundidad total desarrollada [m]	Intervalo disparado [m]
------	-----------------	-----------------	-------------------	------------------------------------	-------------------------

Productor tipo A	3	3	29-34	6340	6120 - 6200
Inyector tipo A	11	9	27-30	6270	6150 - 6230
Productor tipo B	2	2	35-38	5500	5340 - 5400
Inyector tipo B	7	6	37-38	6300	5300 - 5320

Tabla 4. 1 Localización de pozos dentro de las mallas.

Las características operacionales o límites de los pozos productores se mantendrán fijas para todas las simulaciones para que sean un parámetro común a todas las respuestas:

Pozo	Gato diario máximo [bls/día]	Mínima presión de fondo fluyendo [psi]	Mínima presión en cabeza [psi]	Máximo corte de agua [%]	Máxima RGA [pc/bl]
Tipo A	8000	700	85	Sin límite	Sin límite
Tipo B	8000	150	15	Sin límite	Sin límite

Tabla 4. 2 Características operacionales de los pozos productores.

Análisis de resultados de simulación

Del escrutinio hecho en el capítulo anterior se simularán sólo los tres primeros métodos tal como se muestra en la tabla 4.4, se simularán también en ambos sectores, corridas sin inyección de fluidos cuyos resultados serán referencia del comportamiento del sector sin la implementación de algún método de recuperación mejorada.

Tipo A	Tipo B
CO ₂	Gas hidrocarburo
Gas hidrocarburo	CO ₂
Inyección alternada de gas y agua	Gas amargo

Tabla 4. 11 Resultados de tamizado por EORT™.

Por cada sector se analizarán los resultados de simulación numérica de la implementación de los métodos anteriores, después de esto se elegirá el método más compatible con cada sector y en base a ese se harán sensibilidades de parámetros tanto de yacimiento como operacionales para analizar la efectividad del método bajo diferentes circunstancias.

Resultados de simulación yacimiento tipo A

Antes de la implementación de métodos fue necesario crear un caso base cuyas características se mantendrán fijas en todas las simulaciones, esto con el objetivo de tener una referencia de cuál es el comportamiento del yacimiento sin inyección y así determinar el incremental con el uso de estas tecnologías.

Para modelar el comportamiento de flujo vertical de los pozos se construyeron tablas hidráulicas usando como plataforma tecnológica el software: *VFPi™*, que es parte de la suite de preprocesadores del simulador *Eclipse™* y ayuda al modelado del comportamiento de los fluidos en la tubería de producción. En caso de considerarse necesario, también es posible generar y examinar tablas para pozos de inyección.

Por medio de estas tablas se determinó que el momento de cierre del pozo productor del sector A sería al alcanzar una presión en cabeza (THP) de 85 [lb/pg²]. Este tipo de método de control no considera límites económicos.

Para determinar el gasto máximo de producción se hicieron pruebas de simulación sin inyección hasta encontrar el gasto más alto mediante el cual el pozo productor fluiría por mayor tiempo:

Caso	Descripción
Sin inyección 4000 [bls]	Corrida sin inyección con gasto de 4000 [bls/día].
Sin inyección 6000 [bls]	Corrida sin inyección con gasto de 6000 [bls/día].
Sin inyección 8000 [bls]	Corrida sin inyección con gasto de 8000 [bls/día].
Sin inyección 10000 [bls]	Corrida sin inyección con gasto de 10,000 [bls/día].

Tabla 4. 3 Descripción de casos de simulación de flujo natural.

A continuación en la fig. 4.3 y tabla 4.4 se muestran los resultados comparando los diferentes casos:

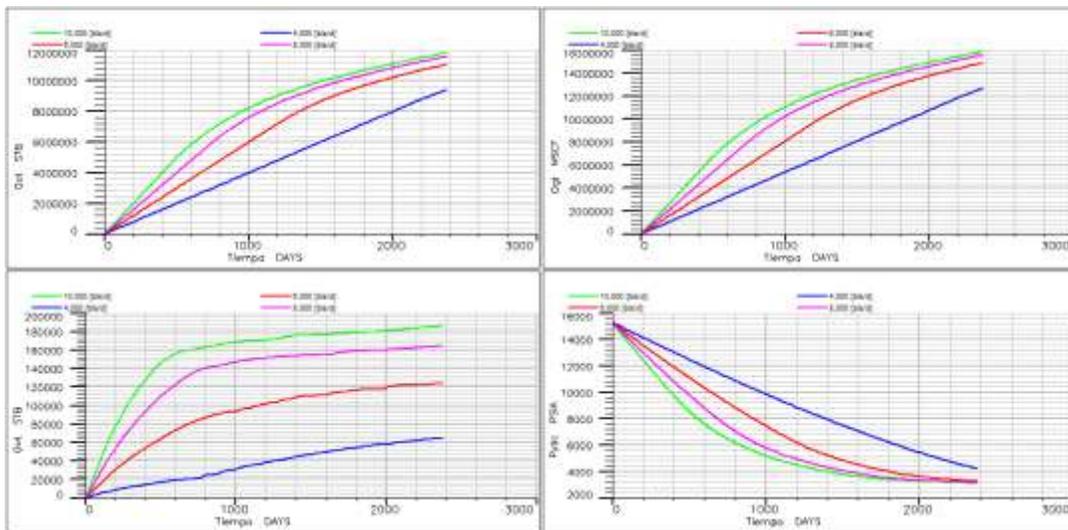


Fig. 4. 3 Resultados de corridas de agotamiento natural.

Se puede observar que para el caso de producción de 10,000 [bls/d] la recuperación de aceite (primer cuadrante) es más alta, sin embargo la caída de presión (recuadro 4) es la más pronunciada también; así como la producción de gas y agua (recuadros 2 y 3). El caso con la segunda mayor recuperación es de 8,000 [bls/d] el cual refleja altos volúmenes de producción de agua y gas sin llegar a ser tan altos como en el caso de producción de 10,000 [bls/d]. Los casos restantes se descartaron debido a que la recuperación es mucho menor lo que representaría mayor pérdida de ganancias.

Caso	Prod. Acumulada [MMbls]	Factor de recuperación [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Gasto de producción máximo [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]
------	-------------------------	----------------------------	--------------------------------	-------------------------------------	----------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	---------------------------------------

4000 [bls]	9.41	15.3	4200	3960	4000	2190	12	5050
6000 [bls]	11	17.9	3285	4630	6000	1200	14.8	6230
8000 [bls]	11.5	18.7	3160	4850	8000	700	15.5	6530
10,000 [bls]	11.8	19.2	3110	4970	8000	487	15	6320

Tabla 4. 4 Resultados de corridas de depleción natural.

Con esta información se determinó que el pozo productor A tiene un gasto óptimo de 8000 [bls/día] manteniendo este gasto por 690 días para después declinar de forma natural, los resultados se muestran en la figura 4.3. Este caso se utilizó como base para las siguientes corridas de simulación en las cuales se agregarán diferentes fluidos de inyección.

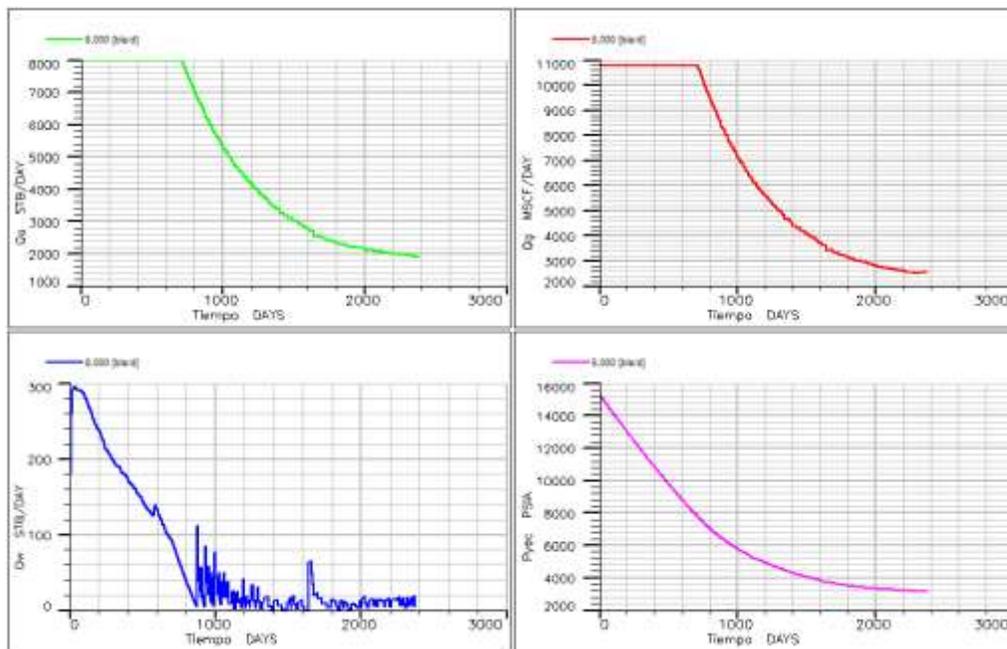


Fig. 4. 4 Resultados corrida sin inyección 8000 [bls/día].

La figura 4.4 demuestra alta producción de agua y aunque el grafico muestra inestabilidad numérica generada por la presencia de gas, se muestra una tendencia lo que permite utilizar e interpretar los resultados obtenidos de la simulación.

En la figura 4.5 se observa el cambio en la saturación después de la explotación del yacimiento sin inyección, se puede apreciar que no existe mucho cambio en la saturación de aceite en la matriz con respecto a la saturación original, el valor promedio en el yacimiento de esta después de la explotación es de $S_o = 51\%$ contra el 84% original.

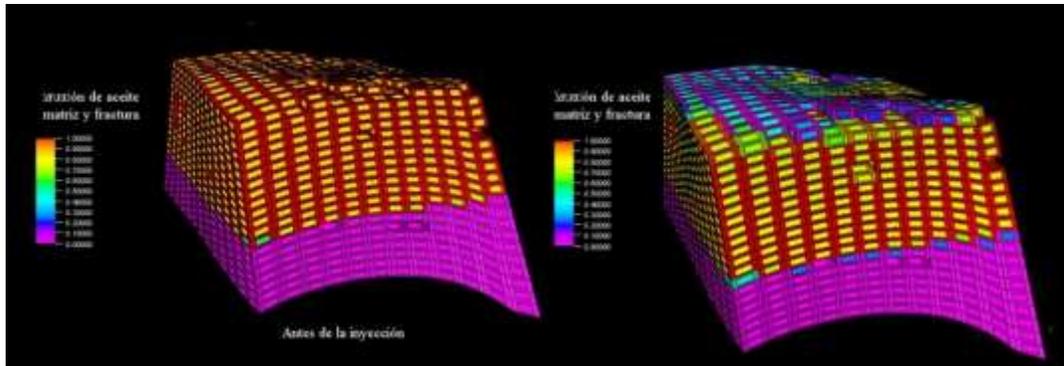


Fig. 4. 5 Comparación de saturaciones antes y después de la producción.

Volúmenes de reemplazo

La inyección de gas por sector se diseñó tomando en cuenta el volumen poroso original (74.3 [MMbbls]) y haciendo un reemplazo de éste en diferentes porcentajes:

Porcentaje de reemplazo	Volumen de gas de inyección [Mpc/día]
300%	12,200
500%	30,000
800%	50,000
1000%	140,000
1500%	286,000
2000%	428,000

Tabla 4. 5 Porcentajes de reemplazo para sector tipo A.

Con base en estos volúmenes se harán las siguientes pruebas de inyección por método:

Caso	Volumen de Inyección de CO ₂ [Mpc/día]	Volumen de inyección de gas hidrocarburo [Mpc/día]	Volumen de inyección en doble desplazamiento [Mpc/día]	Volumen de inyección de agua [bls/día]
300%	12200	12200	12200	6000
500%	30000	30000	30000	10,000
800%	50000	50000	50000	26,000
1000%	140000	140000	140000	
1500%	286000	286000	286000	
2000%	428000	428000	428000	

Tabla 4. 6 Casos de simulación por método.

Inyección de CO₂

La inyección de CO₂, siguiendo el orden jerárquico del escrutinio de métodos del capítulo anterior fue el primer método evaluado y sus resultados se muestran en la figura 4.6 y tabla 4.7:

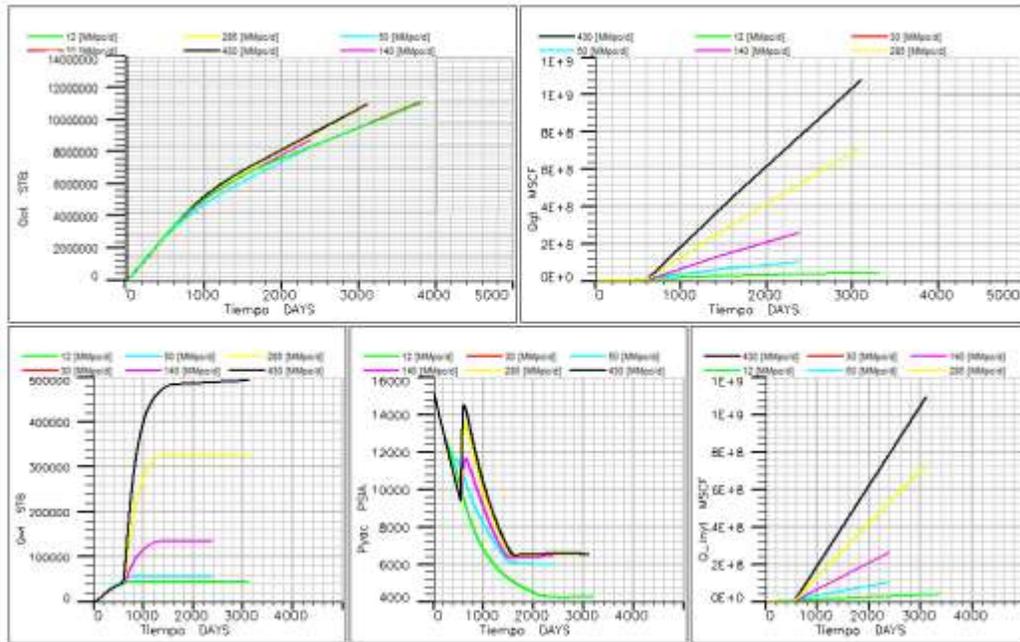


Fig. 4. 6 Resultados de los casos de inyección de CO2.

Las gráficas presentadas en la figura 4.6 demuestran que los casos de inyección: “140, 285 y 435 [MMpc]” tienen un factor de recuperación muy cercano a los valores de los casos con menor inyección, estos además reportan alto gasto de agua y gas, lo que no justificaría la inyección de volúmenes de dicha magnitud para una recuperación adicional que contra los demás casos sólo representa 1 punto porcentual.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Prod. de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Prod. acumulada de gas [MMpc]	Prod. promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 12 [MMpc/día]	11.85	19.4	0.7	4230	5000	580	3520	15.0	31000
Inyección 30 [MMpc/día]	11.85	19.4	0.7	5300	5000	3080	8000	64.5	247000
Inyección 50 [MMpc/día]	11.94	19.4	0.7	6000	5030	460	1000	42.4	100000
Inyección 140 [MMpc/día]	12.62	20.5	1.8	6388	5315	590	30000	109	261000
Inyección 285 [MMpc/día]	12.95	21.1	2.4	6500	5500	3700	80000	576	218000
Inyección 430 [MMpc/día]	15.77	25.7	7.0	6530	6645	615	108000	450	1090000

Tabla 4. 7 Resultados de los casos de inyección de CO2

La simulación de “Inyección de 12 [MMpc/día]” se consideró el mejor de los casos, pues en los primeros tres casos se obtiene la misma recuperación a diferentes volúmenes de inyección, mientras que los últimos tres tienen volúmenes imprácticos de inyección pues en campo no podrían inyectarse tales volúmenes de gas, sin embargo se muestran los resultados de simulación para demostrar que no necesariamente se recuperará más petróleo con volúmenes más altos de inyección.

El caso “Inyección 12 [MMpc/día]” se tomará como caso base para CO₂ y por esto se alargó la simulación hasta un periodo de 10 años arrojando los resultados siguientes:

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 12MM	15.9	25.9	7.2	4200	4100	600	47985	12.5	44230

Tabla 4. 8 Resultados de la simulación a 10 años del caso de inyección de 12 [MMpc/día] de CO₂

En la figura 4.7 se muestran los resultados de este caso extendido.

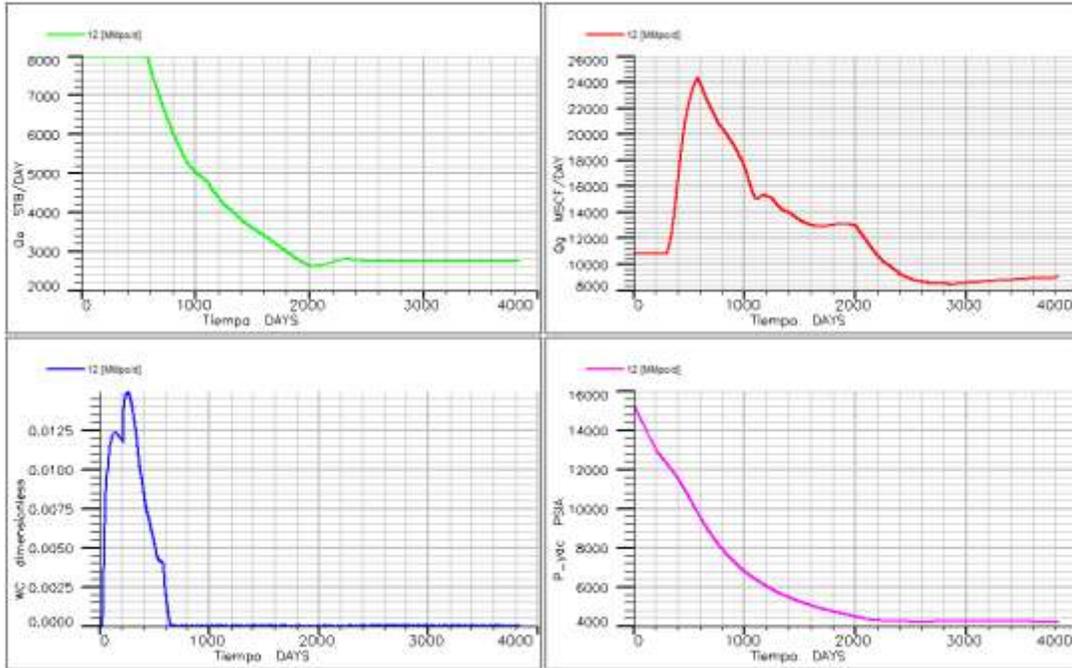


Fig. 4. 7 Resultados de inyección de 12 [MMpc/día]

Puede observarse en el segundo recuadro de la figura 4.7 que la producción de gas se dispara casi inmediatamente iniciada la inyección de CO₂, sin embargo esto genera que el corte de agua sea muy bajo durante todo el período de producción (tercer cuadrante). Con lo cual se determina que éste gasto de inyección es el óptimo para la inyección de CO₂, éste se comparará más adelante con los resultados de los demás métodos simulados.

Inyección de gas hidrocarburo

El método en segundo lugar según el escrutinio, es inyección de gas hidrocarburo, para hacer una comparación válida se utilizaron los mismos volúmenes de reemplazo que en la inyección de CO₂ durante el mismo periodo de tiempo (7 años).

Se determinó que la composición del fluido de inyección será de 70% metano, 20% etano y 10% propano basándose en concentraciones recomendadas por la literatura, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

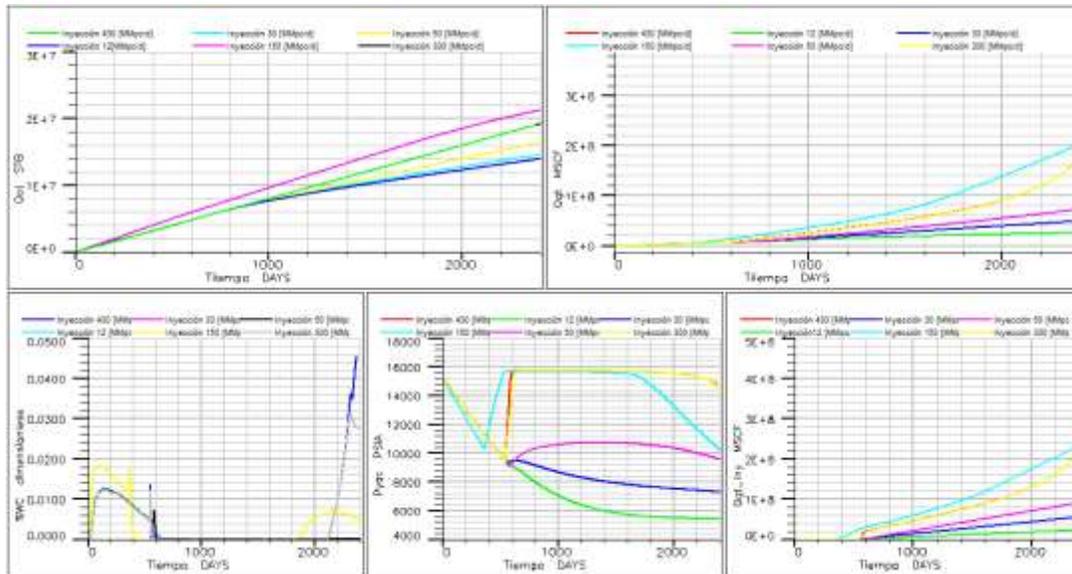


Fig. 4. 8 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.

En los casos de inyección de “150, 300 y 430 [MMpc/d]” se observa un mantenimiento de presión (cuarto cuadrante) debido a los altos volúmenes de inyección (figura 4.8), sin embargo con los tres casos de menor inyección se obtiene buen mantenimiento de presión lo que permite al yacimiento mantenerse muy por encima de la presión de burbuja haciendo el desplazamiento más eficiente. Además de esto el corte de agua (tercer recuadro) se mantiene menor al 5% durante todo el período de explotación.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Prod. de aceite promedio [bls]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Prod. promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 12 [MMpc/d]	13.83	22.5	3.8	5410	5825	260	110	22.31
Inyección 30 [MMpc/d]	14.2	23.1	4.4	7200	6000	49000	20.6	53.8
Inyección 50 [MMpc/día]	16.2	26.4	7.7	9640	6800	71600	300	89.7
Inyección 150 [MMpc/día]	18.98	30.9	12.2	13260	7700	14100	572	179
Inyección 150 [MMpc/día], gasto de aceite de: 10000 [bls/d]	13.83	22.5	3.8	5410	5800	261	110	234
Inyección 300 [MMpc/día]	19.77	32.2	13.5	13775	8000	165	660	234
Inyección 430 [MMpc/día]	18.99	30.9	12.2	14815	8000	165	690	270

Tabla 4. 9 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.

El mejor caso resultó ser la inyección de 30 [MMpc/día] por lo cual se extendió el tiempo de producción a 10 [años] con lo cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación	Factor de recuperación adicional	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] 10 años	20.82	33.9	15.2	5669	5427.5	757	912370	238

Tabla 4. 10 Resultados de inyección óptima extendida a 10 años.

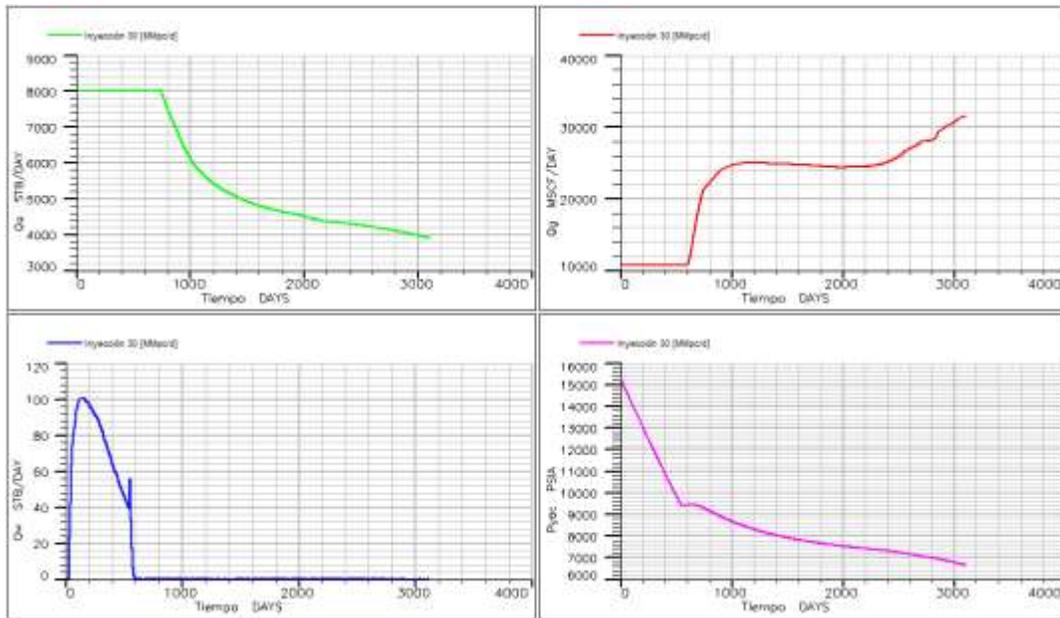


Fig. 4. 9 Resultados inyección de gas hidrocarburo 30 [MMpc/día].

Para el caso extendido de “30 [MMpc/día]” el gasto de petróleo se mantiene estable gracias al desplazamiento del gas de inyección, la presión (cuarto cuadrante) declina de una manera más suave lo que permite alargar el tiempo de la producción.

En la figura 4.10 se puede observar que después de la inyección en las zonas barridas por el gas la saturación residual de aceite tanto en matriz como en fractura es menor mientras que en la figura 4.11 se aprecia que todo el sistema queda saturado por gas y agua congénita. La saturación de aceite tanto en matriz como fractura de las zonas barridas por gas es de $S_o = 0$ y saturación promedio de yacimiento de $S_o = 0.09$, con esto es posible afirmar que se trata de un proceso en el cual el gas desplazó todo el aceite atacando incluso la saturación residual en el frente de desplazamiento.

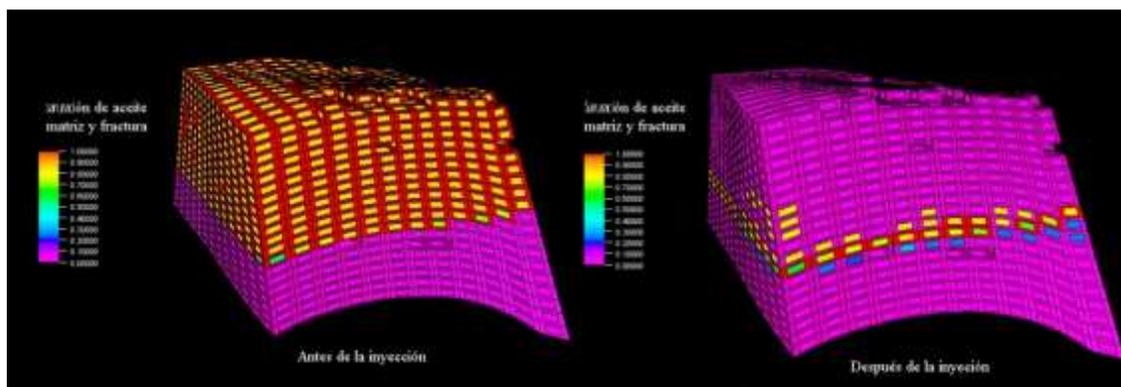


Fig. 4. 10 Comparación de saturación de aceite antes y después de la inyección.

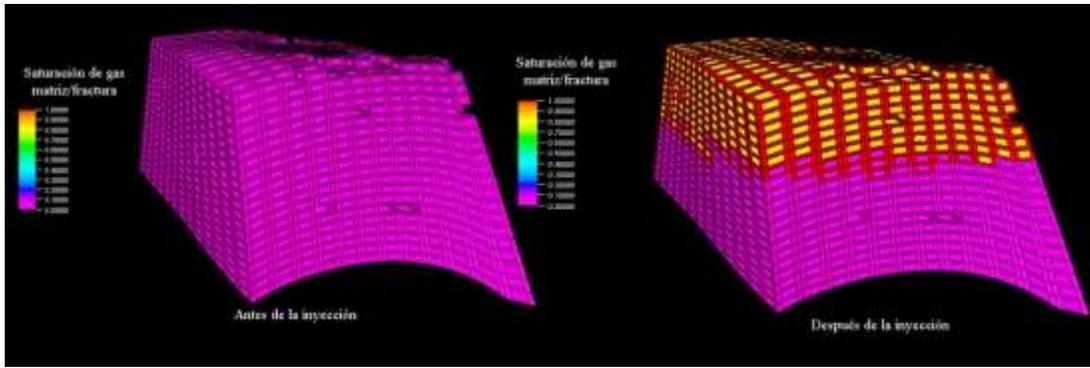


Fig. 4. 11 Comparación de saturación de gas antes y después de la inyección.

Inyección alternada de gas y agua (WAG)

Utilizando el volumen de gas del caso de inyección óptimo (30 [MMpc/día]) se crearon casos de inyección de gas alternando agua intermitente en períodos de 6 meses. Todo esto en un período de tiempo de 7 años.

Caso	Descripción
Inyección alternada, agua: 2500 [bls/día]	Inyección de 30[MMpc/día] de gas hidrocarburo alternando cada 6 meses con 2500 [bls/día] de agua.
Inyección alternada, agua: 5000 [bls/día]	Inyección de 30[MMpc/día] de gas hidrocarburo alternando cada 6 meses con 5000 [bls/día] de agua.
Inyección alternada con CO₂, agua: 2500 [bls/día]	Inyección de 30[MMpc/día] de CO ₂ alternando cada 6 meses con 2500 [bls/día] de agua.

Tabla 4. 11 Descripción de los casos de simulación de doble desplazamiento.

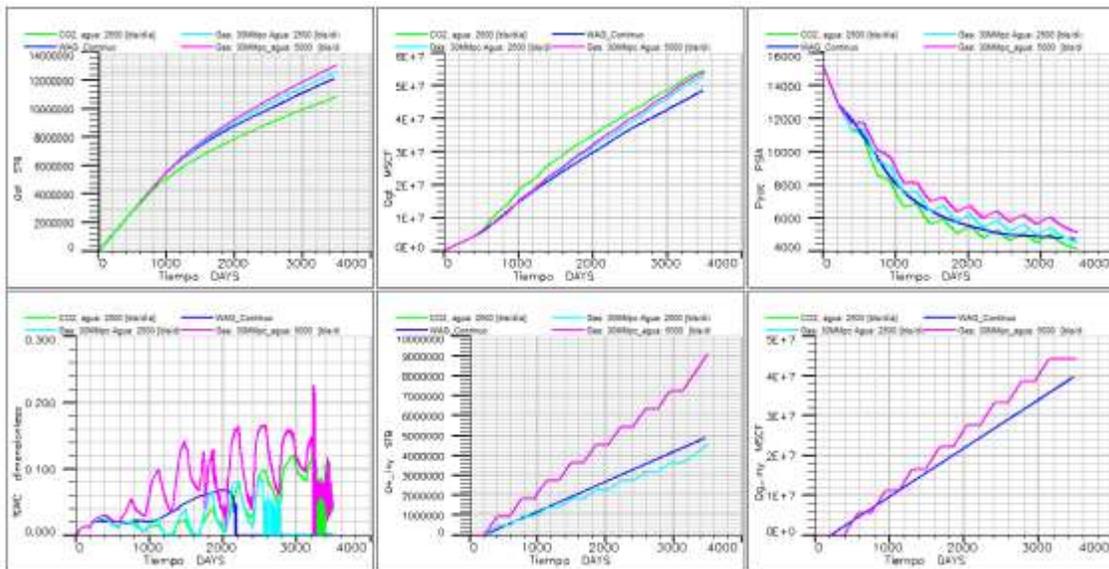


Fig. 4. 12 Resultados de simulación doble desplazamiento.

Si bien los casos de WAG se muestran eficientes para la recuperación (primer cuadrante), estos traen consigo altos cortes de agua (tercer recuadro) que en los métodos anteriores no se presentaban y para estos casos llegan a ser mayores al 20% lo cual implica que se deben tomar previsiones para su manejo.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección continua	13.8	22.5	3.8	5090	5815	850	35083	14.8	26384
Inyección alternada, agua: 2500 [bbls/día]	14.3	23.3	4.6	5825	6025	850	36776	15.5	32220
Inyección alternada, agua: 5000 [bbls/día]	14.8	24.0	5.3	6355	6217	900	37872	16	32202
Inyección alternada, con CO ₂ , agua: 2500 [bbls/día]	12.4	20.2	1.5	5200	5225	540	40172	16	32211

Tabla 4. 12 Resultados de simulación doble desplazamiento.

Los casos con mayor factor de recuperación fueron: inyección alternada de 30 [MMpc/día] de gas alternando con 2500 [bbls/día] de agua, e inyección alternada de 30 [MMpc/día] de gas alternando con 5000 [bbls/día], con factores de recuperación de 14.3% y 14.8% respectivamente al hacer una comparación el primer caso resulta más efectivo pues a pesar de tener menor factor de recuperación el volumen que se utiliza de agua es mucho menor y la diferencia entre uno y el otro es de 0.5% de recuperación adicional lo cual no lo hace suficientemente atractivo y se puede sacrificar ese pequeño porcentaje. Por esto el mejor caso se considera el de inyección de 30 [MMpc/día] de gas alternando con 2500 [bbls/día] de agua, extendiéndolo a 10 años los resultados son los siguientes:

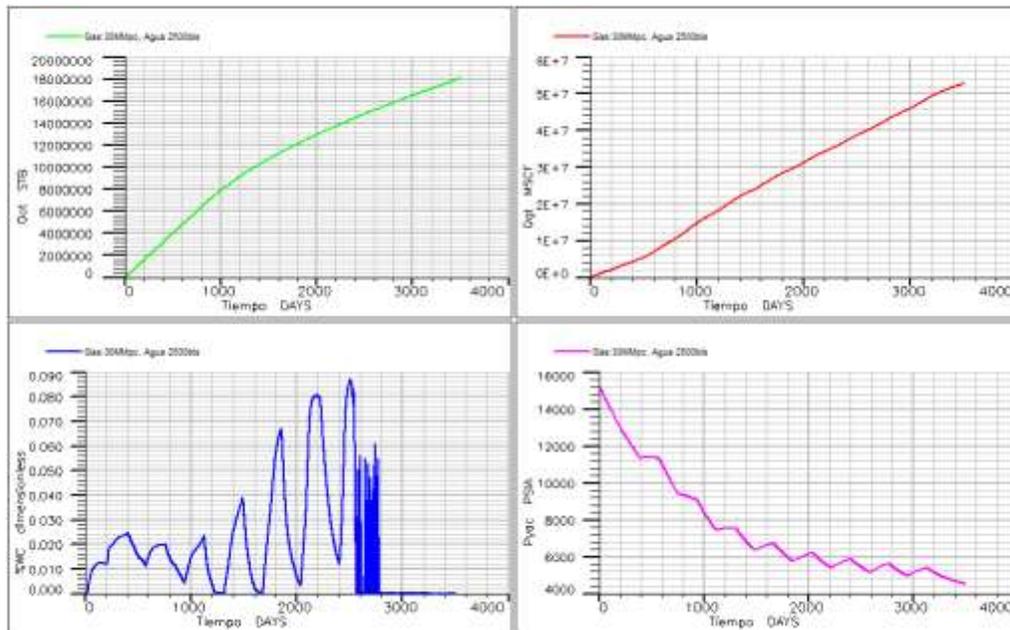


Fig. 4. 13 Resultados de simulación de caso óptimo por 10 años.

Este caso es el más efectivo según los resultados, sin embargo en la figura 4.13 se puede apreciar un corte de agua más alto que llega a afectar la producción de aceite en un 90% haciéndolo ineficiente para los objetivos de la recuperación mejorada. El comportamiento tan irregular de la curva de corte de agua (tercer cuadrante) se debe a problemas de convergencia del modelo de

simulación debidos a los abruptos cambios entre inyección de gas y agua, y viceversa pues al ser de un día a otro el simulador comienza a generar inestabilidad en los cálculos.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpie]
Doble desplazamiento 2500 bbls de agua	18.1	29.5	10.8	4500	5170	850	52700	15.1	44160

Tabla 4. 1 Resultados de simulación de caso óptimo por 10 años.

En las figuras 4.14, 4.15 y 4.16 se muestra buen desplazamiento de aceite, sin embargo existe alta saturación remanente de aceite

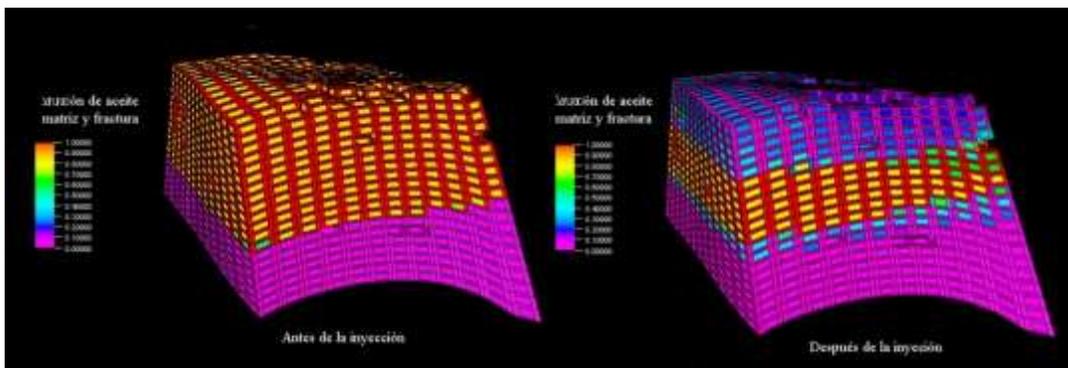


Fig. 4. 14 Comparación de saturación de aceite antes y después de la inyección.

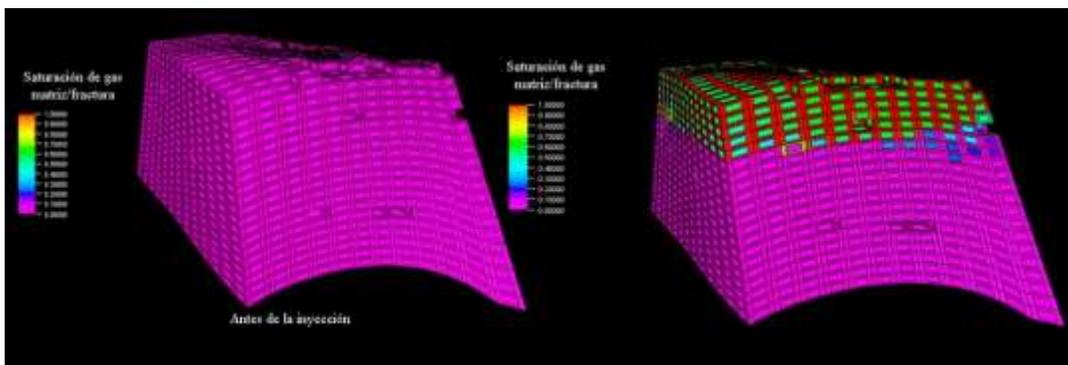


Fig. 4. 15 Comparación de saturación de gas antes y después de la inyección.

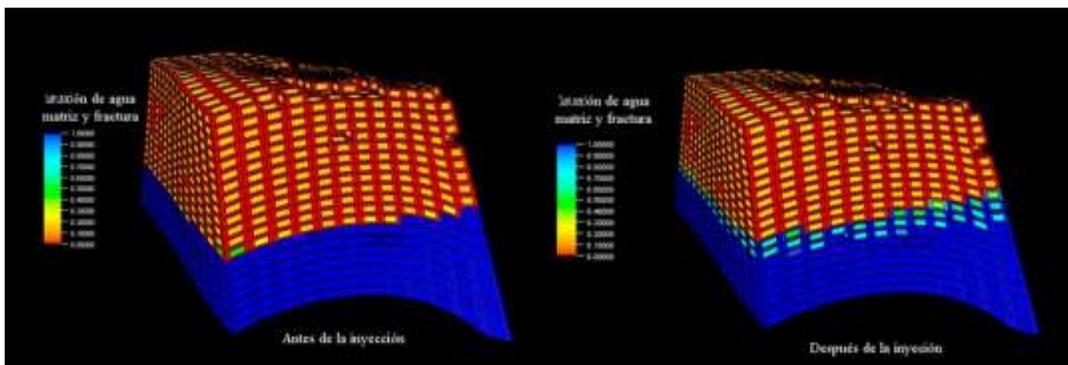


Fig. 4. 16 Comparación de saturación de agua antes y después de la inyección.

Inyección de agua

Adicionalmente y con el único propósito de comparación se hicieron casos de inyección de agua, esto para analizar la diferencia entre un proceso de mantenimiento de presión y un proceso de desplazamiento. Los volúmenes de inyección de agua se determinaron aumentando y disminuyendo en 20% la producción deseada (8000 [bls/día]), además se multiplicó la producción deseada por 3 para tener un valor lo suficientemente alto para observar si existen cambios abruptos en la recuperación.

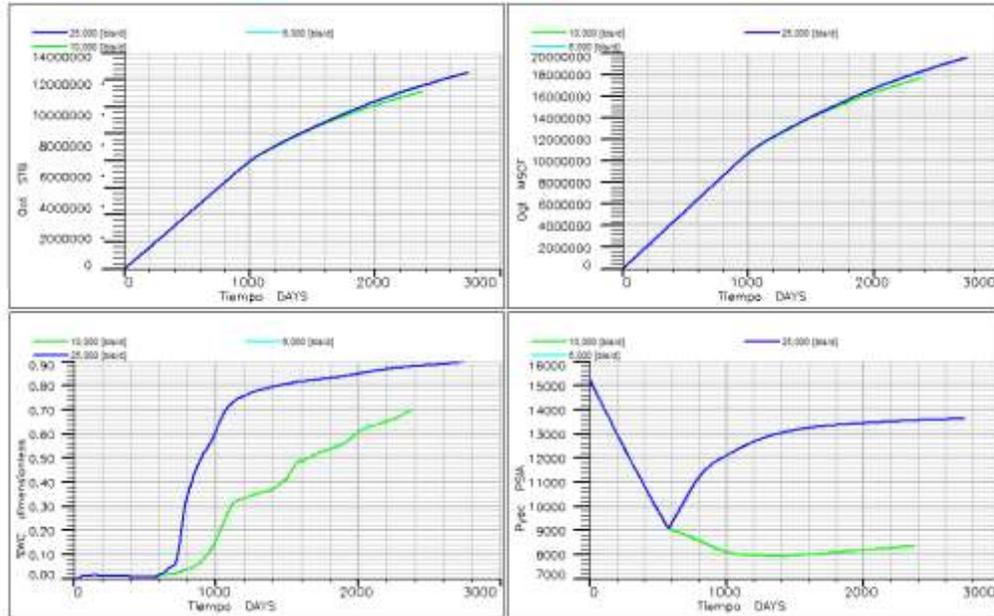


Fig. 4.17 Resultados de simulación de casos de inyección de agua.

Los tres casos de inyección de agua (figura 4.17) se muestran eficientes para la recuperación de petróleo (primer recuadro) y el mantenimiento de presión (cuarto cuadrante), sin embargo no importa cuán grande sea la inyección de agua el factor de recuperación adicional no será mayor al 3.5% y lo único que un volumen de inyección mayor genera es la recirculación del agua de inyección dejando zonas no barridas dentro del yacimiento aumentando la saturación de aceite residual.

Caso	Prod. Acumulada [MMbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Inyección diaria [bls/día]	Inyección acumulada [MMbls]
Sin inyección 8000 bls	11.5	18.7	-	3160	4844	700	15500	-	-
Inyección 6000bls/d	12.9	21.0	2.3	6300	5435	790	17395	5570	11
Inyección 10,000bls/d	13.5	22.0	3.3	13560	5690	945	18270	22700	45
Inyección 25,000bls/d	13.56	22.1	3.4	13560	5710	945	18270	22700	45

Tabla 4.13 Resultados de simulación de casos de inyección de agua.

Aunque se muestren resultados de volúmenes de inyección difíciles de ejecutar en términos prácticos como la de 25,000 [bls/día] para un volumen de roca tan pequeño, lo relevante es que se puede apreciar que no importa cuán grande sea el volumen de inyección de agua, el resultado no será muy diferente con respecto a los casos de inyección de volúmenes más realistas (6000 y

10,000 [bls/día]), esto da a notar que la inyección de agua sería simplemente un método de recuperación secundaria lo que genera sólo contribuiría al mantenimiento de presión.

Comparación de métodos

En la inyección de fluidos existen muchos factores que pueden afectar la recuperación, estos pueden ser: volumen de inyección, tipo de fluido, tiempo de inyección, gasto máximo de producción, mantenimiento de presión del yacimiento, anisotropía en el yacimiento, entre otras. Es por esto que no siempre la mayor recuperación será la óptima. Tomando en cuenta los casos más eficientes de las simulaciones reportadas por método, se elegirá el caso más efectivo de todos los métodos analizados, a continuación se muestran una tabla y una figura comparativa (tabla 4.14, figura 4.18) de estos resultados:

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Sin inyección 8000 bls/día	11.5	18.7	-	3160	4844	700	15.5	6530	-
Inyección de gas hidrocarburo									
Inyección 50 [MMpc/día] 10 años	22.9	37.3	18.6	6100	5971	787	149000	39.0	163000
Inyección de CO2									
Inyección 12MM 10.5 años	15.9	25.9	7.2	4205	4146	579	47985	12.5	44232
Inyección de agua									
Inyección 10,000bls/d	13.5	22.0	3.3	13557	5686	944	18267	7.69	45681500
Doble desplazamiento									
Inyección alternada 2500 [bls] de agua 9.5 años	18.1	29.5	10.8	4526	5170	850	52742	15.1	44160

Tabla 4. 14 Resultados de los mejores casos por método de recuperación mejorada.

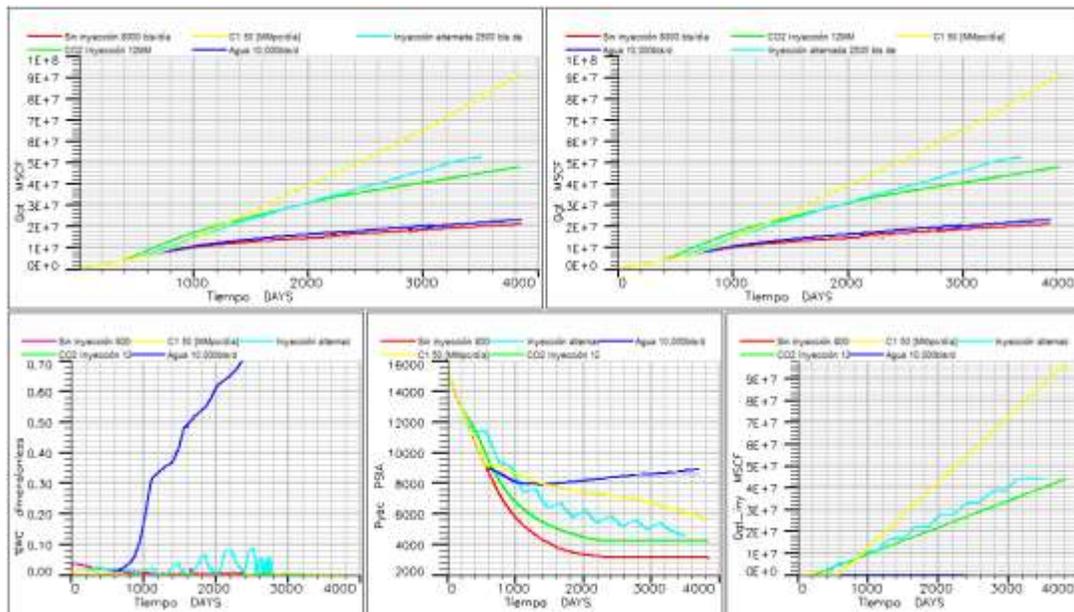


Fig. 4. 18 Resultados de los mejores casos por método de recuperación mejorada.

Entre los mejores casos por método existe gran diferencia en la recuperación sin inyección y con la inyección de algún fluido, la figura 4.18 demuestra que el método de menor eficiencia es la inyección de agua pues se obtiene la más baja recuperación.

El método con el que se obtiene la mayor recuperación es la inyección de gas hidrocarburo, además de lograr un buen mantenimiento de presión (cuarto cuadrante). Sin embargo la producción acumulada de gas (segundo recuadro) es muy alta lo que implica costos adicionales para el manejo de éste fluido.

Con base en los casos anteriores se determinó que el método más efectivo para este tipo de yacimiento es la inyección de gas hidrocarburo, con la cual se obtiene la mayor recuperación con la menor inyección. El caso “Inyección 30 [MMpc/d] 10 años” será utilizado para las próximas simulaciones de sensibilidades.

Sensibilidades de yacimiento

Como se explicó en el capítulo 3, los sectores fueron construidos considerando propiedades promedio para cada yacimiento tipo, sin embargo puede existir una variabilidad en las propiedades que puede afectar o favorecer los resultados. Tomando en cuenta que esta variabilidad es altamente probable se hicieron simulaciones del caso de inyección seleccionado variando algunas propiedades y características propias de este tipo de yacimientos, el objetivo es determinar en qué medida se afectan los resultados obtenidos para el caso identificado como de mayor rendimiento:

- Relación de permeabilidad vertical a horizontal ($\frac{kv}{kh}$)
- Tamaño de bloques de matriz
- Factor de forma (intensidad de fracturamiento)
- Porosidad de matriz

Relación de permeabilidades

Esta propiedad es una de las más importantes dentro de las sensibilidades de yacimiento, en yacimientos no fracturados es común que la relación de permeabilidades $\frac{kv}{kh}$ sea menor a 1, es decir la permeabilidad vertical es una proporción bastante reducida de la permeabilidad horizontal. En el caso de los YNF la frecuente existencia de corredores de fractura pueden generar permeabilidades verticales (kv) tan grandes como la permeabilidad horizontal (kh). Tomando como referencia información de núcleos y estudios previos se hicieron simulaciones variando la permeabilidad vertical (PERMZ) tanto de matriz como de fractura en diferentes porcentajes, intentando capturar una potencial variabilidad de esta propiedad, los casos simulados fueron los siguientes:

Caso	Descripción
PERMZ 10M	Reducción de la permeabilidad vertical (Kv) de matriz a 10% de la permeabilidad horizontal (Kh).
PERMZ 10M 10F	Reducción de la Kv de matriz a 10% de la Kh y reducción de la Kv de fractura a 10% de la Kh.
PERMZ 10M 30F	Reducción de la Kv de matriz a 10% de la Kh y reducción de la Kv de fractura a 30% de la Kh.
PERMZ 10M 50F	Reducción de la Kv de matriz a 10% de la Kh y reducción de la Kv de fractura a 50% de la Kh.

Tabla 4. 15 Descripción de los casos de simulación variando relación de permeabilidades.

A continuación se muestran los resultados de la simulación comparados con el caso base de inyección de 30 [MMpc/d]:

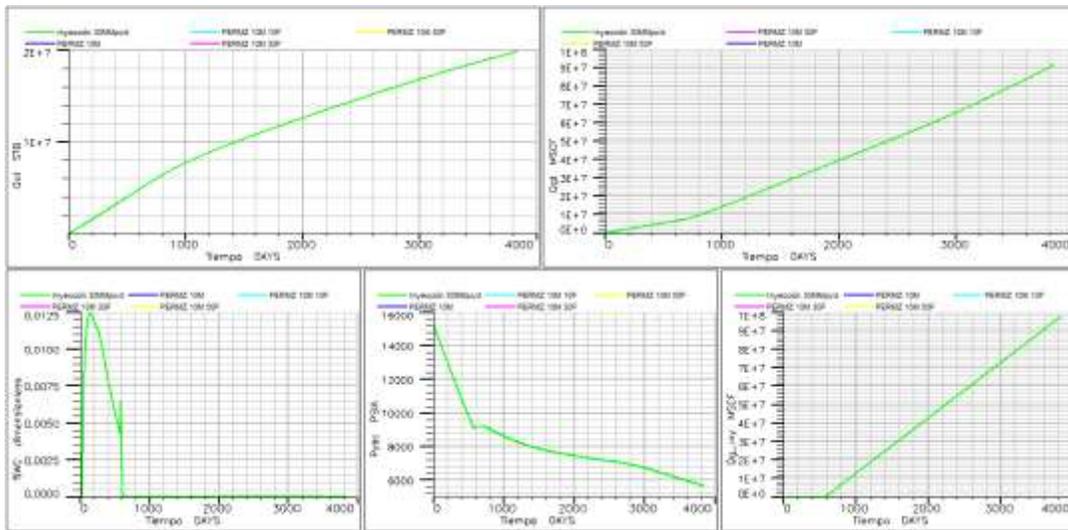


Fig. 4. 19 Resultados de simulación de variación de relación de permeabilidades.

En la figura 4.19 se observa un empalme de todas las curvas, esto debido a que los resultados de simulación varían muy poco con respecto al caso base.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Prod. de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Prod. acumulada de gas [MMpc]	Prod. promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] 10 años	20.82	33.9	18.6	5669	5500	760	91200	25	97680
PERMZ 10M	19.8	32.2	16.9	5660	5100	760	91370	23	97680
PERMZ 10M 10F	19.8	32.2	16.9	5660	5100	760	91370	23	97680
PERMZ 10M 30F	19.8	32.2	16.9	5660	5100	760	91370	23	97680
PERMZ 10M 50F	19.8	32.2	16.9	5657	5100	760	91370	23	97680

Tabla 4. 16 Resultados de simulación de variación de relación de permeabilidades.

En los resultados anteriores se puede apreciar una variación muy baja en el factor de recuperación entre todos los casos, es por esto que en la figura 4.16 se sobreponen las curvas lo que demuestra que las variaciones propuestas tienen poco impacto sobre el resultado final. Una interpretación del resultado obtenido puede ser que el yacimiento al ser naturalmente fracturado y estar altamente interconectado por las fracturas no se ve afectado aun con la variación en la relación de permeabilidades, por lo cual para un yacimiento como el tipo A, la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal no representa una variable crítica para el modelo.

Longitud vertical de bloques de matriz (continuidad capilar)

Como se describió anteriormente el tamaño promedio de los bloques de matriz en el modelo sectorial tipo para el yacimiento A es de 30 [m], se hizo sensibilidad sobre éste, variándolo entre

los valores que se indican en la tabla 4.xx y evaluando su impacto en términos de recuperación de aceite.

Caso	Descripción
DZMATRIX 0.5 [m]	Promedio de tamaño de bloques de matriz de 0.5 [m].
DZMATRIX 5 [m]	Promedio de tamaño de bloques de matriz de 5 [m].
DZMATRIX 15 [m]	Promedio de tamaño de bloques de matriz de 15 [m].
DZMATRIX 60[m]	Promedio de tamaño de bloques de matriz de 60 [m].

Tabla 4. 17 Descripción de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.

Mientras más pequeño sea el valor significa que la continuidad capilar entre los bloques de matriz es más reducida y los bloques de matriz tienden a comportarse como unidades aisladas. Por otro lado, valores grandes indican que hay mayor interrelación entre los bloques de matriz propiciando un intercambio de fluido y energía si las condiciones hidráulicas lo permiten

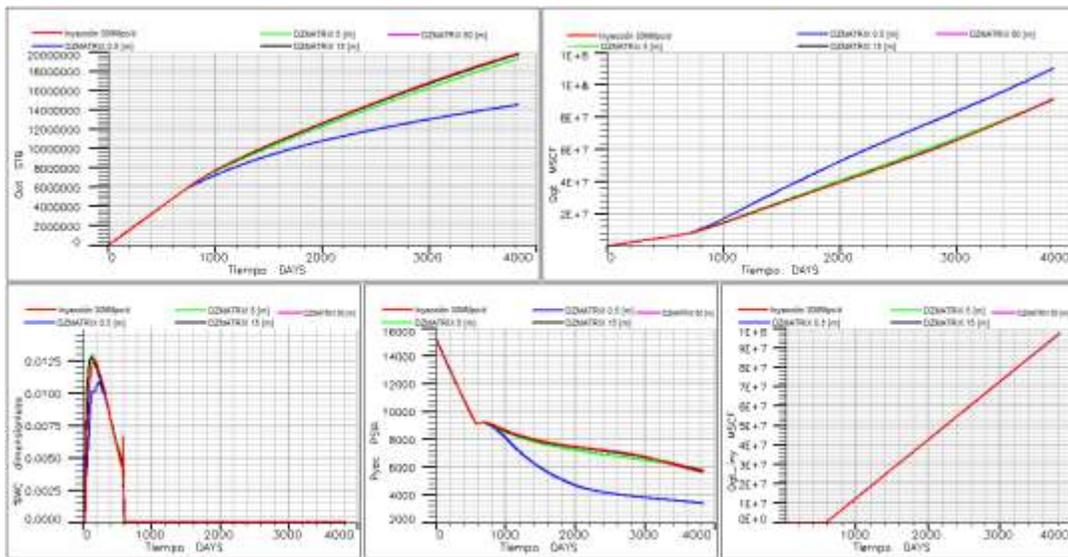


Fig. 4. 20 Resultados de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.

El caso “DZMATRIX 0.5 [m]” es el que demuestra mayor variación pues no sólo merma en la recuperación de aceite, sino también aumenta la producción acumulada de gas (figura 4.20 segundo cuadrante) puesto que se el yacimiento se encuentra más comunicado a diferencia del caso base, lo que genera alta canalización de gas y altos valores de aceite residual.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbl]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Prod. de aceite promedio [bl/d]	Días antes de la declinación [días]	Prod. acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] 10 años	20.82	33.9	18.6	5700	5500	757	91240	23.8	98680
DZMATRIX 0.5 [m]	14.5	23.6	8.3	3400	3780	697	11000	23.8	97680
DZMATRIX 5 [m]	19.3	31.4	16.1	5760	5000	725	91200	23.8	97680
DZMATRIX 15 [m]	19.7	32.1	16.7	5700	5200	750	91106	23.8	97680
DZMATRIX 60 [m]	19.8	32.2	16.9	5615	5160	765	91538	23.9	97680

Tabla 4. 18 Resultados de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.

Existe mayor impacto con la variación de esta propiedad, pues para una continuidad capilar restringida, es decir en longitudes verticales relativamente pequeñas de bloques de matriz promedio de 0.5 [m], la recuperación cae 10 puntos porcentuales resultando en sólo un 8.3% de recuperación adicional en comparación con el caso de referencia. Para valores por encima de 5 [m], aunque hay variación matemática en términos prácticos los resultados son similares.

Bloques de matriz con menor continuidad capilar generan que la presión capilar sea mayor, los efectos de mojabilidad también son importantes y si se considera que los YNF tienden a ser preferiblemente mojados por aceite, los efectos negativos sobre la recuperación de aceite son mayores. Esta es la razón por la que, como se aprecia en la figura 4.21 para una continuidad capilar baja y longitud vertical de bloque pequeña, (0.5 [m]) la saturación de aceite remanente es más alta pues mucho del petróleo queda “entrapado” en los poros de la matriz; cualquier tamaño de bloque por encima de 5 [m] podría utilizarse como análogo pues sólo existe variación del 2% en el factor de recuperación.

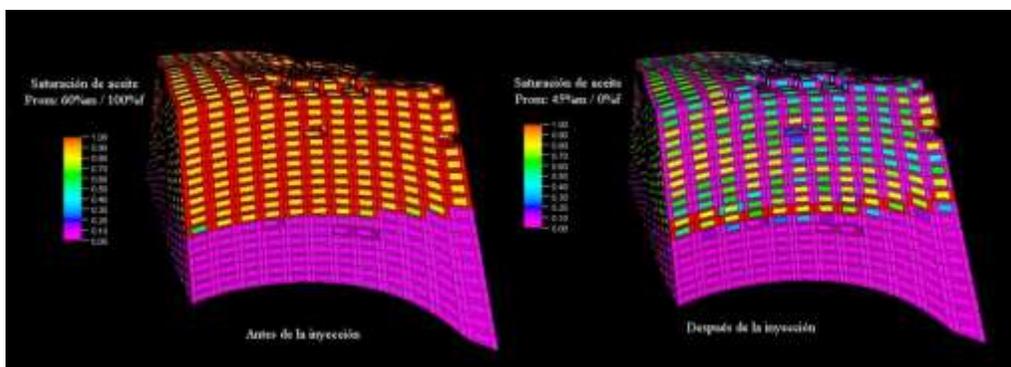


Fig. 4. 21 Saturación remanente de aceite para el caso de sensibilidad de 0.5

Factor de forma

El factor de forma va de la mano con la longitud del bloque de matriz sin embargo no modelan el mismo efecto, mientras que con la anterior se pretende hacer un acercamiento del efecto que tiene la continuidad capilar en la segregación gravitacional o en la imbibición capilar según sea el método que predomine, el factor de forma sirve para modelar el efecto de la forma del bloque entero y su relación con el sistema fracturado generando una cuantificación de la intensidad de fracturamiento del bloque de matriz.

El grado de fracturamiento o factor de forma se modeló en *Eclipse™* con la propiedad *SIGMA* que se explicó en el capítulo anterior, esta depende del tamaño de bloque de matriz pues mientras más pequeño sea éste, el fracturamiento será mayor. El valor promedio de sigma en la malla es de: 0.012 [1/m²], a continuación se explican los casos variados:

Caso	Descripción
SIGMA 1	Valor promedio de sigma de 1 [1/m ²]
SIGMA 2	Valor promedio de sigma de 2 [1/m ²]
SIGMA 0.1	Valor promedio de sigma de 0.1 [1/m ²],
Sigma 0.5	Valor promedio de sigma de 0.5 [1/m ²],

Tabla 4. 19 Descripción de los casos de variación de sigma.

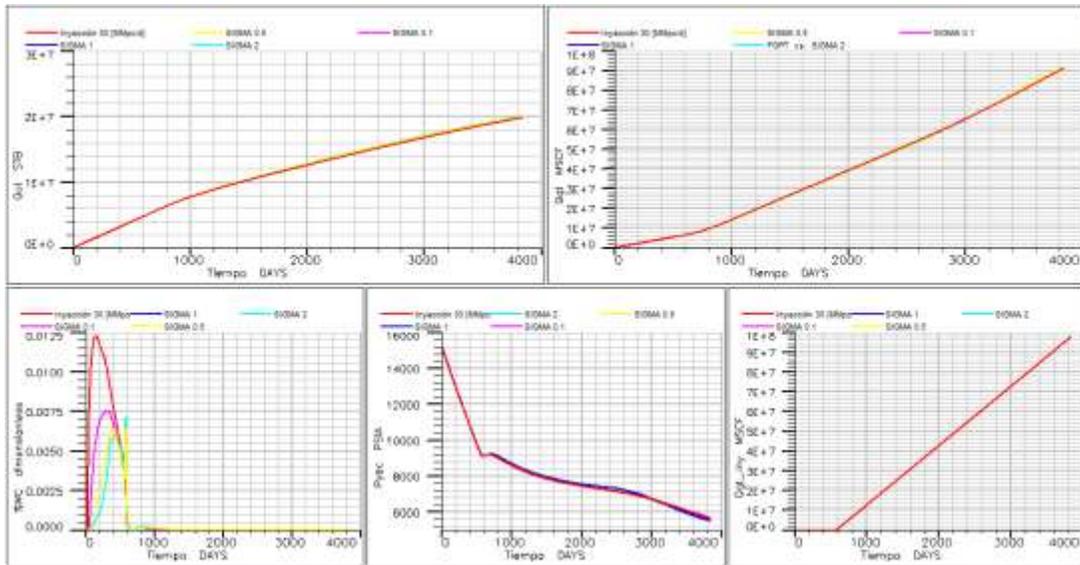


Fig. 4. 22 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma

Tanto en las gráficas mostradas (figura 4.22) como en la tabla 4.20 no se aprecian variaciones en los valores analizados, lo cual significa que esta variable no impacta en gran medida al yacimiento.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Prod. de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Prod. promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] 10 años	20.82	33.9	18.6	5669	5500	757	91237	24	98600
SIGMA 1	20	32.5	17.2	5525	5200	780	91990	24	97680
SIGMA 2	20	32.5	17.2	5500	5200	780	92160	24	97680
SIGMA 0.1	19.8	32.2	16.9	5550	5200	770	91900	24	97680
SIGMA 0.5	19.8	32.2	17.1	5515	5200	780	92050	24	97680

Tabla 4. 20 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma.

Según su fórmula, a menores tamaños de bloque mayor será el factor de forma y por lo tanto mayor el fracturamiento, esto significa también que el volumen de hidrocarburo almacenado en la fractura será mayor, además de esto la disponibilidad de canales flujo también será mayor, es decir bloques de matriz intensamente fracturados están relacionados con valores más altos de sigma.

Mayor volumen almacenado en la fractura combinado con una alta facilidad de flujo en el sistema fracturado podría resultar en mayor gasto de aceite, sin embargo un alto fracturamiento puede provocar también canalización del gas lo cual afectaría el flujo de aceite y su recuperación. En el caso de referencia el valor de sigma se encontraba equilibrado lo cual evitaba canalización y permitía que la fractura aportara lo suficiente para alcanzar una recuperación eficiente.

En este caso el factor de forma no es una variable de impacto lo que indicaría que el proceso de producción es controlado por la matriz pero podría ser una de las variables de mayor impacto cuando la producción del YNF es gobernado por la fractura.

Porosidad

Variar la porosidad (sistema de matriz) afecta directamente el volumen poroso del yacimiento, por lo cual el volumen original de hidrocarburos disminuirá también y con él vendrán todas las implicaciones energéticas y de recuperación, estas sensibilidades se muestran para demostrar el efecto que tendría en la recuperación si un yacimiento tuviera una porosidad aún menor a este. En la figura 4.23 y la tabla 4.21 se muestran los resultados de casos de simulación en los que se disminuyó la porosidad a un 10%, 30% y 50% de la porosidad original de la matriz.

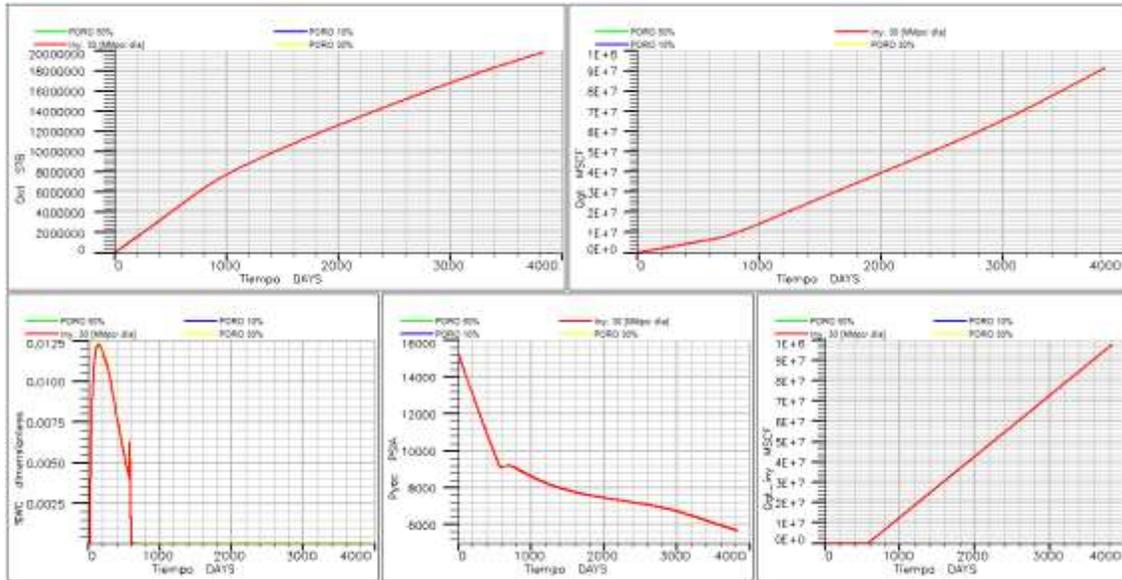


Fig. 4.23 Resultados de la variación de la porosidad.

Una vez más las curvas de las sensibilidades de esta variable se empalman demostrando poca variación en los resultados.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Iny. 30 [MMpc/día]	20.82	33.9	18.6	5669	5500	760	91240	23.8	98600
PORO 10%	19.8	32.2	16.9	5660	5200	760	91370	23.8	97680
PORO 30%	19.8	32.2	16.9	5660	5200	760	91370	23.8	97680
PORO 50%	19.8	32.2	16.9	5660	5200	760	91370	23.8	97680

Tabla 4.21 Resultados de la variación de la porosidad.

Nótese como en los resultados, el factor de recuperación en términos prácticos es el mismo por lo que en este caso en particular la porosidad no parece ser una variable crítica.

Sensibilidades combinadas

Bajo la premisa de hacer comparaciones lo más cercanas a la realidad se hicieron dos casos más utilizando el caso base en los cuales se combinaron varias propiedades de las mencionadas arriba para determinar la flexibilidad de los rangos de propiedades del sector creado. Los casos tienen las siguientes características:

Caso	Descripción
Caso optimista	Tamaño promedio de bloque de matriz: 60 [m], Relación $\frac{kv}{kh}$: 10% de matriz y 50% de fractura, Factor de forma: 0.5
Caso pesimista	Tamaño de bloque: 0.5 [m] Relación $\frac{kv}{kh}$: 10% de matriz y 50% de fractura Factor de forma: 10

Tabla 4. 22 Simulación de combinación de sensibilidades para yacimientos análogos.

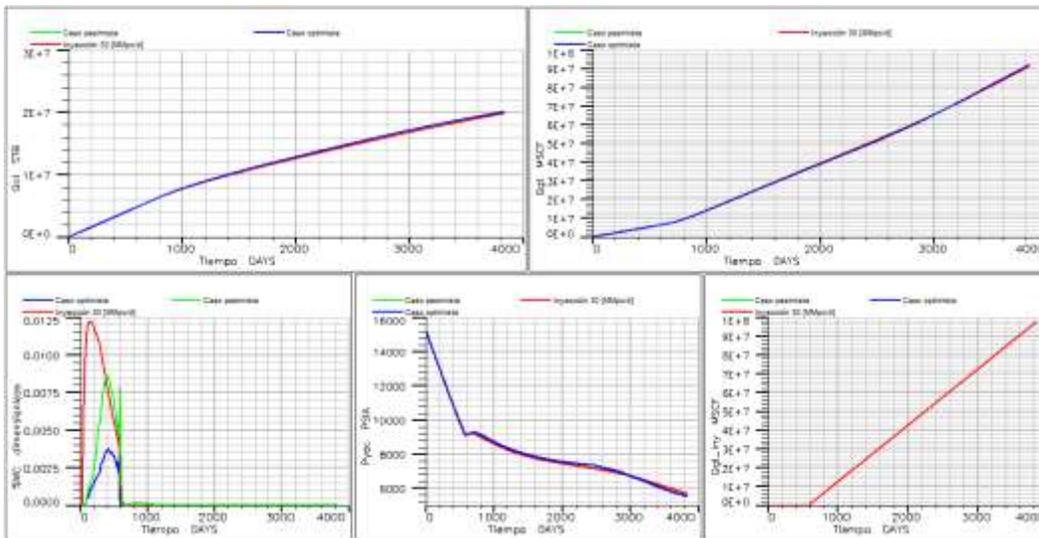


Fig. 4. 24 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.

Tanto en los resultados de la tabla 4.23 como en las gráficas mostradas en la figura 4.24 no existe empalme entre las curvas sin embargo se aprecia poca variación en los resultados para las sensibilidades de yacimiento combinadas, lo cual demuestra alta eficiencia del método en este tipo de yacimiento.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpie3]	Producción promedio de gas [MMpie3 /día]	Inyección acumulada [MMpie3]
Inyección 30 [MMpc/d]	20.82	33.9	18.6	5669	5430	757	91237	24	97600
Caso optimista	20	32.5	17.2	5520	5215	780	92099	24	97680
Caso pesimista	19.7	32.1	16.7	5685	5135	755	91268	24	97680

Tabla 4. 23 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.

Después de analizar las sensibilidades de yacimiento que pueden impactar a la recuperación se determinó que para este tipo de yacimiento la propiedad inherente al sistema fracturado de mayor impacto es la longitud vertical del bloque de matriz o continuidad capilar. El resto de las propiedades involucradas en el análisis de sensibilidad no generan diferencias prácticas en los resultados por lo que pudiera afirmarse que para este caso en particular no controla la eficiencia del proceso.

Sensibilidades operacionales

Para complementar las sensibilidades efectuadas utilizando propiedades relacionadas con las características del subsuelo, se hicieron otras sensibilidades de características operacionales

asociadas a la inyección de gas hidrocarburo que fue el método con mejores resultados para este yacimiento tipo A.

Para las simulación de los casos de variables operacionales se tomó como caso base la simulación hecha en el caso “PERMZ 10M 50F” por lo cual los resultados se compararán con los de este caso mostrado anteriormente.

Las variables simuladas fueron:

- Espaciamiento entre pozos.
- Ubicación de los disparos del pozo inyector.
- Presión de inyección.
- Concentración de fluidos de inyección.
- Condición de saturación (inyección antes o después de alcanzar la presión de burbuja).

Espaciamiento entre pozos

Uno de los factores más importantes en el desarrollo de un campo es el correcto espaciamiento de pozos pues la recuperación puede ser muy variable si no se maximiza el aprovechamiento del radio de drenaje de cada yacimiento. La distancia entre el pozo inyector y el pozo productor del sector es, como se mencionó previamente de 1350 [m], con base en esto se redujo a 700 [m] esta distancia y se aumentó hasta 1500 [m] para conocer la variación de los resultados en la recuperación manteniendo el resto de los parámetros iguales a los utilizados en el caso de referencia:

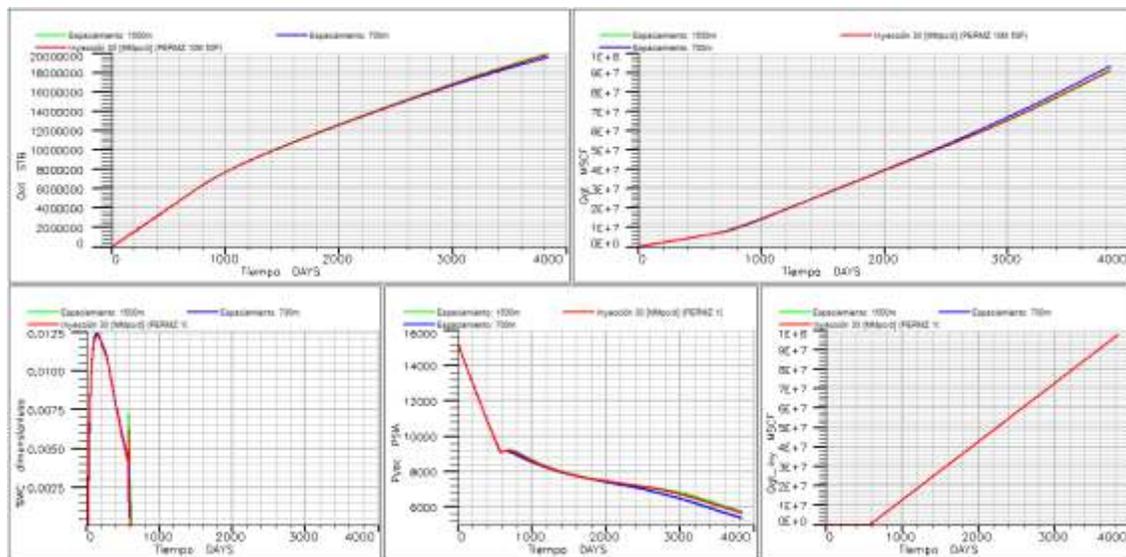


Fig. 4. 25 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamiento de pozos.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] (PERMZ 10M 50F)	20.82	33.9	18.6	5700	5400	757	91200	23.8	98700
Espaciamiento: 700m	19.5	31.7	16.4	5400	5100	725	93300	24.3	97700
Espaciamiento: 1500 m	19.9	32.4	17.1	5700	5180	770	90800	23.7	97700

Tabla 4. 24 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamento de pozos.

Los resultados de las gráficas mostradas en la figura 4.24 no demuestran diferencia sustancial pues casi existe sobre posición entre las curvas, por esto se puede concluir que el espaciamento de 1300 [m] es el recomendado para este tipo de yacimientos, sin embargo el espaciamento de pozos no representa una variable critica en términos de recuperación lo cual es debido a la comunicación que se espera exista a través del sistema fracturado.

Ubicación de los disparos del pozo inyector

La sensibilidad sobre la ubicación de los disparos tiene por objetivo evaluar en qué medida la segregación de fases puede afectar la recuperación del yacimiento, el gas tiende a acumularse en la parte estructuralmente más alta del yacimiento por lo cual la ubicación de los disparos debería tener alguna influencia en el comportamiento del yacimiento en términos de recuperación. En los casos de simulación analizados anteriormente la ubicación de los disparos de los pozos de inyección se encontraban en la parte media de la formación productora yacimiento (Tabla 4.1). En la tabla 4.25 se detallan dos casos de intervalos disparados contemplando de manera independiente disparos en la parte estructuralmente más alta y profunda del yacimiento respectivamente:

Pozo	Celdas disparadas	Profundidad [m]
Disparado arriba	22 - 25	5950 - 6030
Disparado abajo	30 - 34	6300 - 6380

Tabla 4. 25 Sensibilidades variando intervalos disparados.

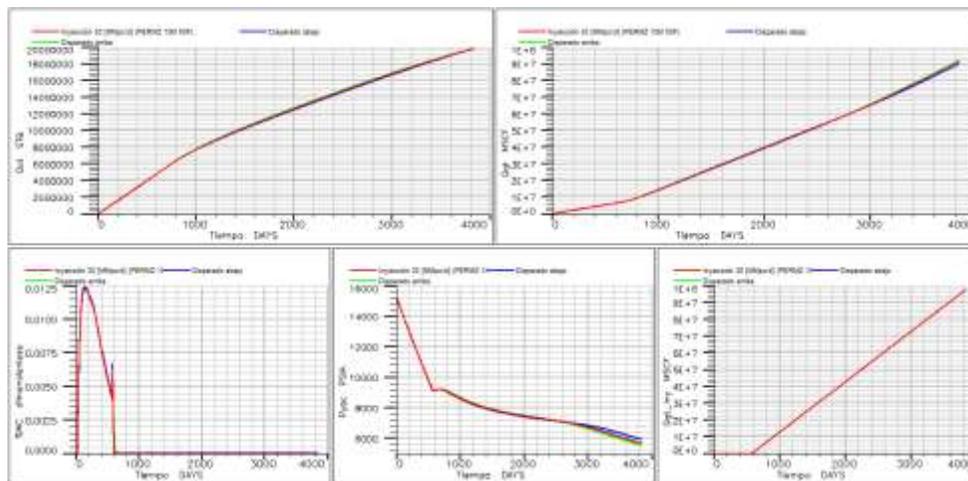


Fig. 4. 26 Resultados de simulación variando intervalos disparados.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] (PERMZ 10M 50F)	20.82	33.9	18.6	5669	5427.5	760	91237	23.8	98600
Disparado abajo	19.8	32.2	16.9	5920	5156.3	750	90000	23.4	97680
Disparado arriba	19.8	32.2	16.9	5520	5156.3	770	92100	24.0	97680

Tabla 4. 26 Resultados de simulación variando intervalos disparados.

Tanto en la figura 4.26 como en la tabla 4.24 se puede observar que en términos prácticos no hay variación importante en los resultados, esto probablemente sea debido a que el volumen del sector es suficientemente pequeño para que con la extracción e inyección de fluidos propuesta y con la excelente comunicación vertical del yacimiento, los fluidos se distribuyan de manera tal que no importa en dónde se haga la inyección el resultado no será muy diferente al del caso base

Presión de inyección

La presión de inyección es uno de los valores más difíciles de variar pues el costo de la compresión de gas para alcanzar presiones altas suele ser elevado así como un alto riesgo de fracturar la formación que pueda afectar el ya comprometido perfil de inyección por la naturaleza fracturada del yacimiento. Para poder vencer la presión de yacimiento la presión de inyección debe ser alta, en los casos de referencia se ha utilizado una presión de inyección de 16,000 [psi], para efectos de sensibilidad se generaron corridas con presiones de inyección de 17,600 [psi], 19,200 [psi] y 24,000[psi] psi respectivamente.

La figura 4.27 y la tabla 4.27 muestran los resultados de las simulaciones con las presiones de inyección ensayadas:

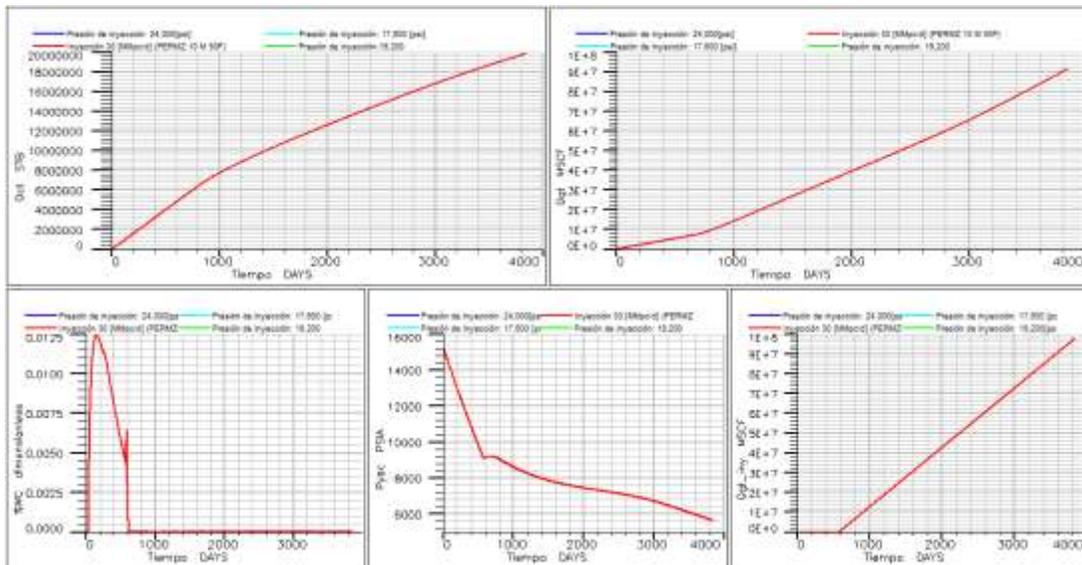


Fig. 4. 27 Resultados de simulación de presión de inyección aumentada.

Según los valores reportados en la tabla 4.27 y los resultados mostrados gráficamente (figura 4.27) la variación de los casos de presión de inyección simulados comparados con el caso base significan diferencias no mayores al 3% en el factor de recuperación, esta variación es tan baja que los resultados mostrados en la figura anterior parecieran ser los mismos para cualquier valor en la presión de inyección.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] (PERMZ 10 M 50F)	20.82	33.9	18.6	5669	5430	757	91237	23.8	98600
Presión de inyección: 17,600 [psi]	19.8	32.2	16.9	5660	5160	757	91370	23.8	97700
Presión de inyección: 19,200 [psi]	19.8	32.2	16.9	5660	5160	757	91370	25.5	97680
Presión de inyección: 24,000[psi]	18.9	30.8	15.5	13265	4930	23120	141000	46.8	179340

Tabla 4. 27 Resultados de simulación de presión de inyección aumentada.

Las presiones de inyección son difíciles de alcanzar en campo y para lograrlo se necesitan recursos tecnológicos de alto costo que pueden afectar la economía del proyecto, sin embargo la sensibilidad se efectuó para validar su valor tecnológico. Atendiendo a los resultados, se observa que no necesariamente mayor presión de inyección puede traducirse en beneficios para la recuperación, de hecho puede afirmarse que para este yacimiento incrementos en la presión de inyección implican menor recuperación y la razón que pudiera explicar este comportamiento es el incremento de la producción de gas lo que indica un efecto de recirculación, pues no se refleja un efecto significativo sobre la presión de yacimiento; adicionalmente en la competencia del gas y el aceite por el mismo espacio y el gas al tener una relación de movilidad más favorable limita la producción de aceite.

Concentración de fluidos de inyección

El proceso para la aplicación de un método de recuperación tiene gran complejidad, no sólo importa la factibilidad técnica, muchas veces se elige el método que sea más rentable aunque implique una menor recuperación; por esto uno de los aspectos que más influyen en la selección de un método de recuperación mejorada es el costo del fluido de inyección. Mientras menores sean las concentraciones en el gas hidrocarburo el costo por unidad de gas disminuirá, para estas sensibilidades el porcentaje de concentración de 'C1'+ 'C2'+ 'C3' fue variado con el objetivo de determinar si era posible una aplicación con menor concentraciones de los alcanos mencionados.

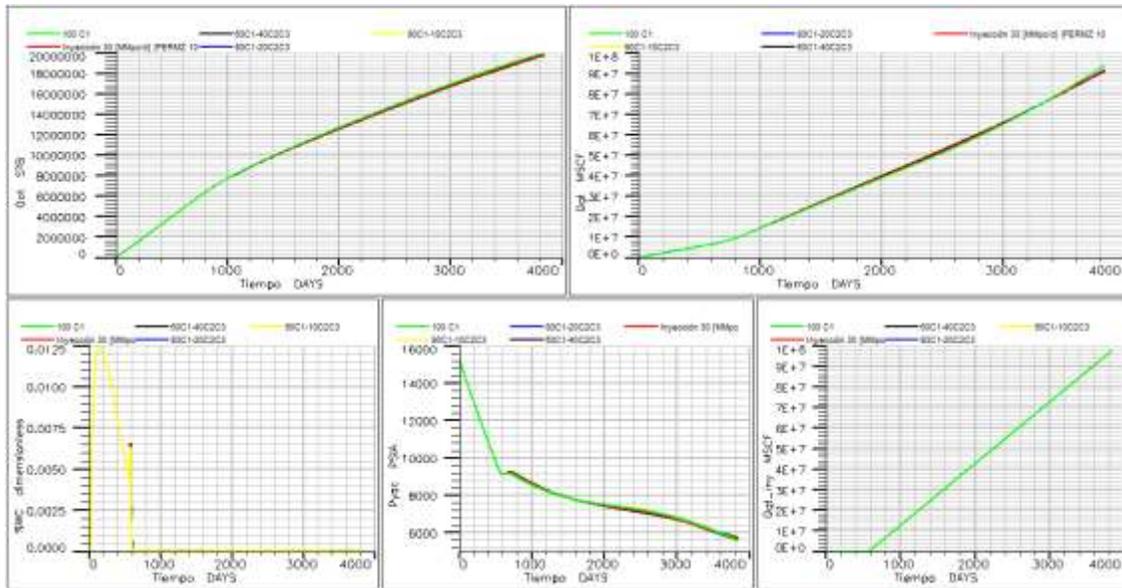


Fig. 4.28 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] (PERMZ 10 M 50F)	20.82	33.9	18.6	5669	5427.5	757	91237	23.8	98.6
Concentración 60C1-40C2C3	19.7	32.1	16.8	5720	5140	760	91036	23.7	97.7
Concentración 80C1-20C2C3	19.8	32.2	16.9	5612	5170	755	91722	24	97.7
Concentración 90C1-10C2C3	19.9	32.4	17.1	5755	5200	750	91779	24	97.7
Concentración 100 C1	19.9	32.4	17.1	5580	5200	745	93862	24.5	97.6

Tabla 4.28 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.

Si bien la variación observada en los resultados mostrados en la figura 4.28 es casi nula, la tabla 4.28 demuestra que la concentración de los fluidos de inyección pueden ser una variable de impacto pues puede apreciarse que la mayor recuperación se obtiene utilizando gas natural, tal y como se esperaba debido a la afinidad entre ambos fluidos, sin embargo la diferencia porcentual entre el caso referencia y los casos evaluados no supera el 2%, por lo tanto económicamente debe evaluarse si el costo de oportunidad en el que se incurriría al inyectar gas natural es compensado con la recuperación de aceite. De cualquier manera, los factores de recuperación con los tres fluidos evaluados fueron del mismo orden de magnitud por lo que no necesariamente se trata de una variable crítica.

Condición de saturación

Un factor que suele ser decisivo para el éxito de los proyectos de recuperación mejorada es el valor de la presión del yacimiento al momento de comenzar la inyección. Lo deseable es que comience por encima de la presión de burbujeo para reducir el tiempo de llene y generar condiciones favorables para el desplazamiento, sin embargo es una condición que en la mayoría

de las ocasiones no se satisface por una combinación de elementos técnicos y sobre todo económicos. En los casos simulados anteriormente la inyección comienza un año después de iniciada la producción con 6000 [psi] por encima de la presión de burbuja.

La tablas 4.29 y figuras 4.29 muestran resultados del caso donde la inyección se inicia tres y cinco años después de alcanzada la presión de burbuja cuando la presión de yacimiento era 3200 [psi] y 2800 [psi] respectivamente.

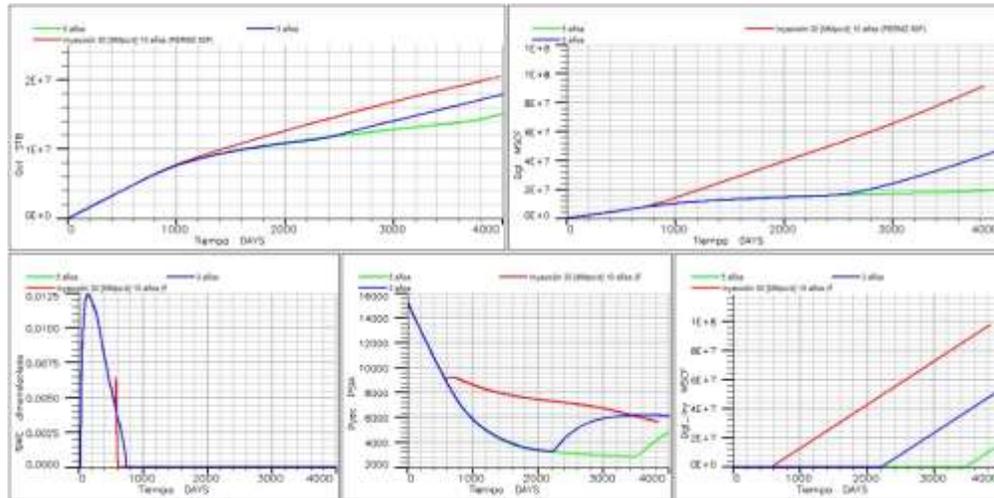


Fig. 4. 29 Resultados de sensibilidades de presión de yacimiento.

En la figura mostrada arriba puede observarse que el factor de recuperación de aceite variará según el momento en el que la inyección comience, se aprecia que la presión del yacimiento (tercer recuadro) tiene una caída de presión más suave con respecto a los otros dos casos.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 30 [MMpc/d] 10 años (PERMZ 50F)	20.82	33.9	18.6	5669	5430	757	91237	23.8	98600
Inyección por debajo de la Pb 3 años	17.3	28.2	12.8	6485	4500	700	56185	14.6	63030
Inyección por debajo de la pb 5 años	18.3	29.8	14.5	6485	4770	700	56185	14.6	63030

Tabla 4. 29 Resultados de sensibilidades de presión de yacimiento.

La presión de burbuja de este yacimiento es de 3,200 [psi], aproximadamente 10,000 [psi] por debajo de la presión inicial. El factor de recuperación en el caso más favorable es de 5.7 puntos porcentuales menos que el obtenido para el caso de referencia y en el caso más desfavorable puede llegar hasta 4.1% por debajo del factor de recuperación para el caso referencia. Estos resultados muestran claramente lo importante que es el momento en que se implemente el proceso de recuperación mejorada.

Es importante destacar como el caso de la inyección 5 años después de caer por debajo de la presión de burbujeo genera una condición de recuperación mejor, la razón de este

comportamiento está asociada a que la cantidad de gas libre en el yacimiento puede estar generando una capa de gas secundaria que genera un mecanismo de empuje adicional que es potenciado por la inyección de gas, sin embargo los efectos de este mecanismo de empuje no son suficientes para compensar los efectos adversos que genera una presión de yacimiento inferior a la de saturación sobre el proceso de recuperación avanzada.

Resumen de resultados yacimiento tipo A

- El sector tipo A tuvo buena respuesta a los métodos de recuperación mejorada, en especial a la inyección de gas hidrocarburo o gas metano, siendo el método que jerarquizó como el de mejor aplicabilidad con base en los resultados de simulación considerando las características del yacimiento.
- De la sensibilidad sobre las propiedades de yacimiento las de mayor impacto son: la continuidad capilar y la intensidad de fracturamiento.
- En cuanto a las características operacionales las variables de mayor impacto son: las condiciones de saturación, la concentración de fluidos y la presión del yacimiento al momento del inicio de la inyección.
- La alta presión del yacimiento es el factor que más influye en la recuperación, puesto que el período de tiempo antes de llegar a la presión de burbuja es amplio.
- Las curvas de permeabilidad relativa de la roca muestran mojabilidad intermedia lo que impide que el aceite se entrampe en los poros pequeños y tenga buena movilidad.
- El tamaño del sector es un factor que asiste al método pues por ser relativamente pequeño a comparación con campos reales es más fácil que una inyección tenga efecto en todo el yacimiento mostrando efectividad.

Resultados de simulación yacimiento tipo B

De la misma forma que para el sector tipo A, para este sector se hicieron pruebas de producción por medio de flujo natural para tener un caso base al cual referenciar los resultados de la inyección de fluidos más adelante.

El comportamiento de los fluidos en el pozo productor tipo B está controlado por medio de tablas hidráulicas creadas también con el software VFPi, con esto se determinó que la presión mínima para que el pozo fluya es de 1000 [lb/pg²]

Para obtener el caso base se hicieron distintas pruebas a diferentes gastos para encontrar la producción máxima mediante el cual el pozo producirá el mayor tiempo antes del agotamiento de la presión, esto dentro de un período de 8 años. A continuación se muestran los resultados de estas pruebas (Figura 4.30, tabla 4.30):

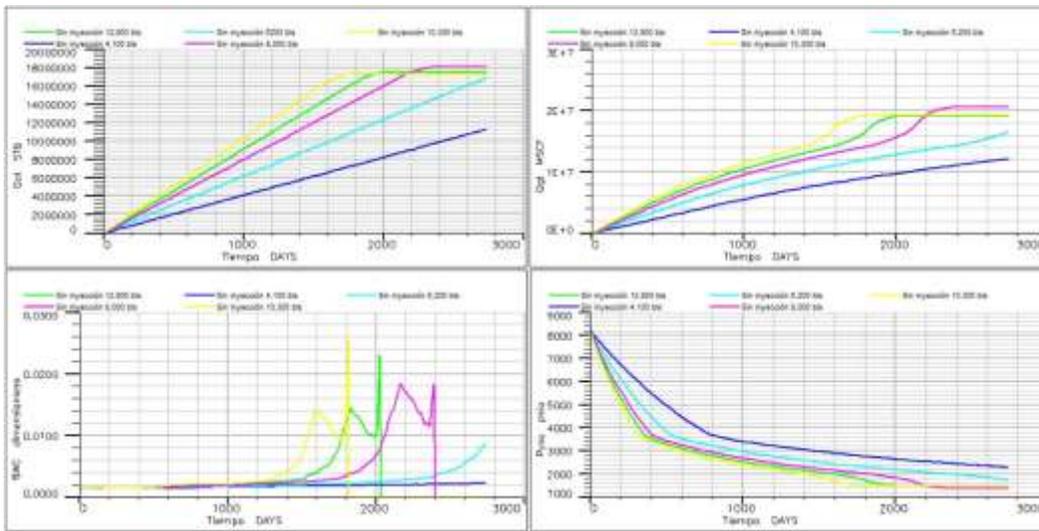


Fig. 4. 30 Resultados de corridas de depleción natural yacimiento tipo B.

En la figura 4.30 se puede apreciar que el caso de producción de 8,000 [bbl/d] es el óptimo puesto que muestra la mayor recuperación de aceite (primer cuadrante), además de un mantenimiento de presión (cuarto cuadrante) por mayor tiempo que para los casos de “10,300 y 12,800 [bbl/d]” donde el depresionamiento fue más rápido lo que mermo la recuperación.

Caso	Prod. Acumulada (MMbbls)	Factor de recuperación [%]	Presión final del campo (psi)	Producción de aceite promedio (bbls)	Gasto de producción máximo	Días antes de la declinación (días)	Producción acumulada de gas (MMpc)	Producción promedio de gas (MMpc)
Sin inyección 4100 bbls	11.26	24.4	2240	4112	4100	0	12000	4.40
Sin inyección 6200 bbls	16.86	36.5	1705	6160	6200	0	16500	6.02
Sin inyección 8000 bbls	17.74	38.4	1495	6480	8000	2113	19100	6.97
Sin inyección 10300 bbls	17.30	37	1495	6300	10300	1584	19100	7
Sin inyección 12800 bbls	17.49	37.8	1200	7355	12800	1815	54000	8.02

Tabla 4. 30 Resultados de corridas de depleción natural yacimiento tipo B.

El caso 8000 [bbl/día], se utilizará como base para las pruebas de distintos métodos de recuperación mejorada, los resultados se muestran a continuación en la fig. 4.31.

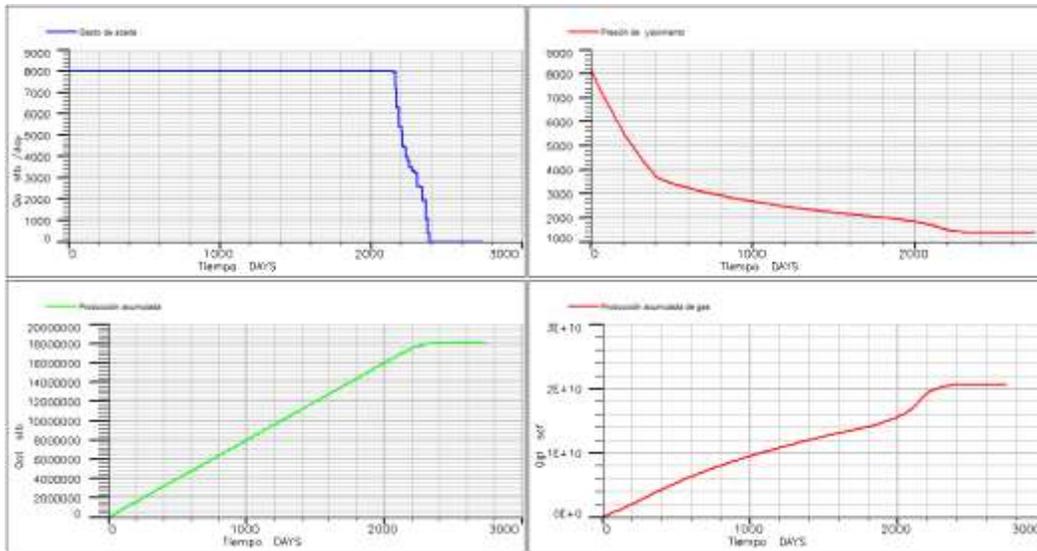


Fig. 4. 31 Resultados corrida sin inyección 11000 [bbl/día].

En la figura se observa una caída abrupta en la presión (segundo cuadrante) durante los primeros 400 días, esto debido a que no existe una capa de gas que actúe como mecanismo de empuje por lo cual toda la producción será resultado de la expansión de la roca y el fluido, pasada la presión de saturación (5630 [psi]) y cuando el casquete de gas sea lo suficientemente grande éste modificará la pendiente en la caída de presión alargando la energía natural del yacimiento.

La saturación de aceite remanente es alta pues se observa en la figura 4.32 que no es drenado todo el sector, por ello en algunas zonas la saturación de aceite es igual a la inicial (98%).

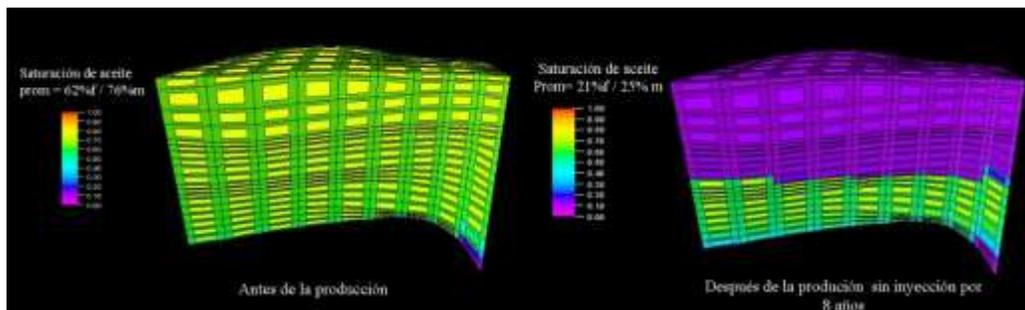


Fig. 4. 32 Saturación de aceite antes y después de la producción sin inyección del caso base.

Volúmenes de reemplazo

Para determinar la cantidad de gas de inyección se hizo un reemplazo del volumen poroso (56,600 [bbl]) en diferentes cantidades dentro de un período de 9 años, los volúmenes de reemplazo utilizados son los que se muestran a continuación:

Inyección de C1+C2+C3	Volumen de inyección de gas [MMpc/día]
Inyección 100%	4.5
Inyección 250%	8.5
Inyección 1000%	30

Inyección 1500%	55
Inyección 4000%	175

Tabla 4. 31 Volúmenes de reemplazo de inyección.

A partir de estos volúmenes se harán las siguientes pruebas de inyección por método:

Caso	Volumen de inyección de gas hidrocarburo [Mpc/día]	Volumen de inyección de CO ₂ [Mpc/día]	Volumen de inyección de gas amargo [Mpc/día]	Volumen de inyección de agua [bls/día]
100%	4.5	4.5	4.5	10,500
250%	8.5	8.5	8.5	12,000
1000%	30	30	30	16,000
1500%	55	55	55	
4000%	175	175	175	

Tabla 4. 32 Volúmenes de inyección para los métodos de recuperación mejorada.

Inyección de gas hidrocarburo

Siguiendo el orden de los resultados de escrutinio donde la inyección de gas hidrocarburo tiene mayor posibilidad de ser compatible con el campo, será evaluado en primer lugar. De la misma forma que en el sector tipo A, la inyección de gas hidrocarburo se hizo con una concentración de 70% de metano, 20% etano y 10% propano, a continuación se muestran los resultados de los distintos casos base (figura 4.33).

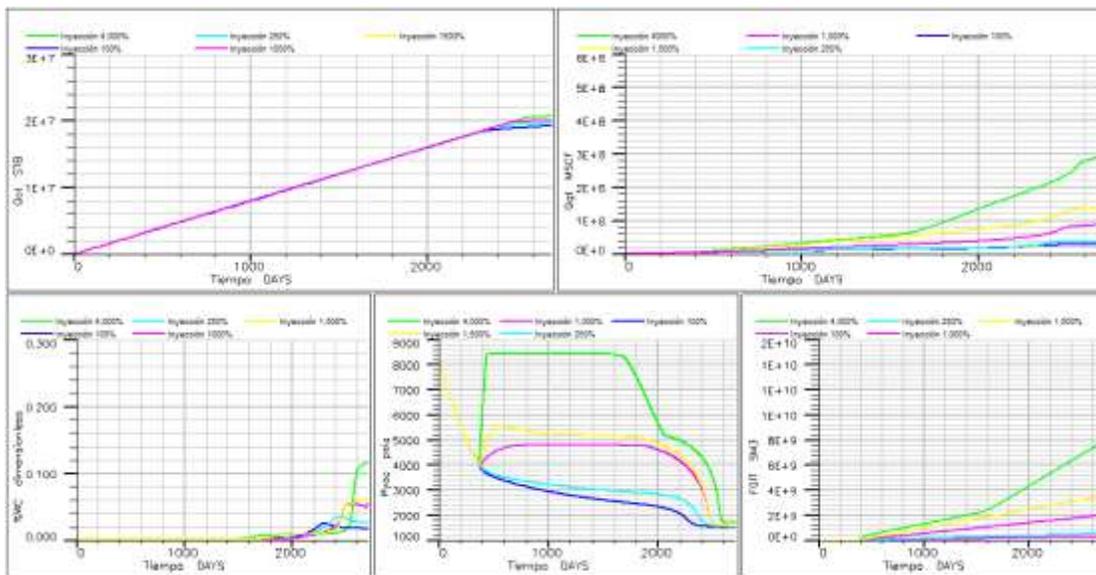


Fig. 4. 33 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.

El caso con mayor recuperación y eficiencia es el caso de inyección de 4000% veces el volumen poroso, esta inyección puede mantener la presión del yacimiento muy cercana a la presión original del yacimiento. Aun cuando el caso de 4000% recupera un mayor volumen, los demás casos muestran buen mantenimiento de presión (cuarto recuadro) y cortes de agua muy bajos (tercer cuadrante) lo que hace atractivo al método para este sector.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental [%]	Presión final del campo [psi]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc]	Inyección acumulada [MMpc]
Sin inyección 8000 bbls	17.74	38.42	-	1493	6478	2113	19100	6.97	-
Inyección 100%	19.75	42.8	4.4	1503	6070	2270	31000	9.43	12250
Inyección 250%	20.13	43.6	5.2	1515	6180	2375	43000	13.2	24500
Inyección 1000%	20.42	44.2	5.8	1520	5210	2470	130000	31.9	108695
Inyección 1500%	20.44	44.3	5.9	1500	6270	2465	110000	32.4	109380
Inyección 4000%	21.26	46	7.6	1600	5400	2500	524000	130	503945

Tabla 4. 33 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.

El caso a utilizar como base para este método será el de “Inyección 1000%” puesto que con él se obtiene mayor recuperación con el menor volumen de inyección, el caso de “Inyección 4000%” tiene un volumen extraordinario que no es posible de implementación en campo sin embargo es utilizado para analizar el nivel de respuesta del sector a volúmenes más altos de inyección, es por ello que este caso es descartado a pesar de tener un mayor factor de recuperación.

Entre los casos de “inyección 1000% y 1500%” existe una gran diferencia de volumen inyectado diariamente de casi 40 [MMpc/día] contra una diferencia en el factor de recuperación menor al 1%, es por esto que se considera más óptimo el de “1000%”, con esta inyección el sector es capaz de producir un año más antes del cierre del pozo, los resultados de esta corrida se muestran a continuación:

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental [%]	Presión final del campo [psi]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000%	20.8	45.0	6.5	1520	5200	2470	13000	31.9	108665

Tabla 4. 34 Resultados de inyección de 48 [MMpc] por 9 años.

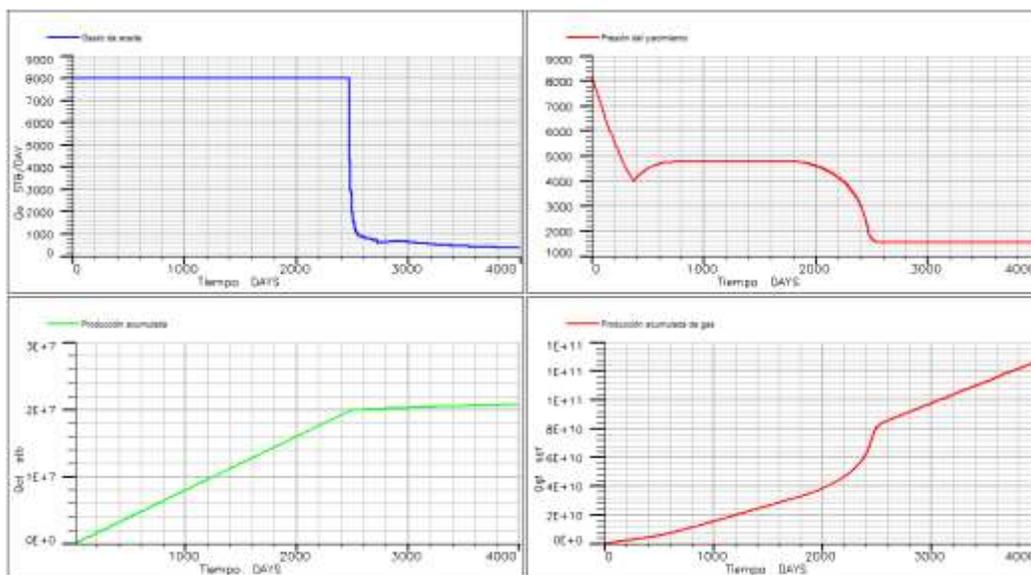


Fig. 4. 34 Resultados de inyección de gas hidrocarburo, mejor caso.

Como se puede observar en la figura 4.34 la inyección esta mantiene la presión (segundo cuadrante) por aproximadamente 1400 días después del primer año para caer después de manera abrupta haciendo imposible mantener la producción en un nivel aceptable.

Por otro lado, la saturación de aceite después de la inyección disminuye con respecto al caso de flujo natural (sin inyección) sin embargo no se ve afectada la saturación residual de la matriz, en este caso el volumen de inyección no es suficiente para aumentar la presión por encima de la presión de saturación lo que impide que sea un proceso miscible, por esto la saturación de aceite remanente en la matriz es del 10%.

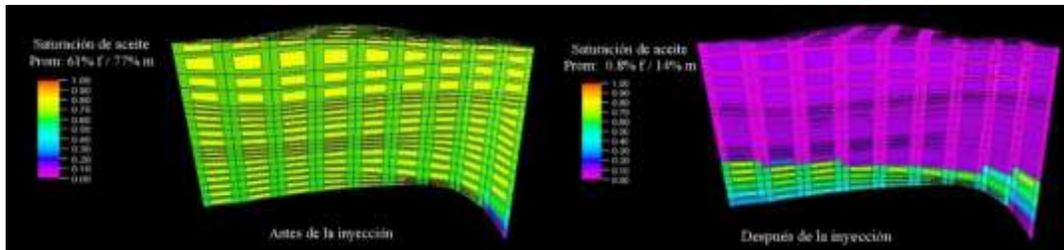


Fig. 4. 35 Saturación de aceite antes y después de la inyección de gas hidrocarburo.

Inyección de CO₂

De acuerdo al orden jerárquico del escrutinio de métodos, para poder hacer una comparación válida se simularon casos de inyección de CO₂ con los volúmenes de reemplazo mencionados arriba (Tabla 4.32) y que son los mismos utilizados para la inyección de gas hidrocarburo, los resultados se muestran a continuación en la figura 4.36 y tabla 4.35.

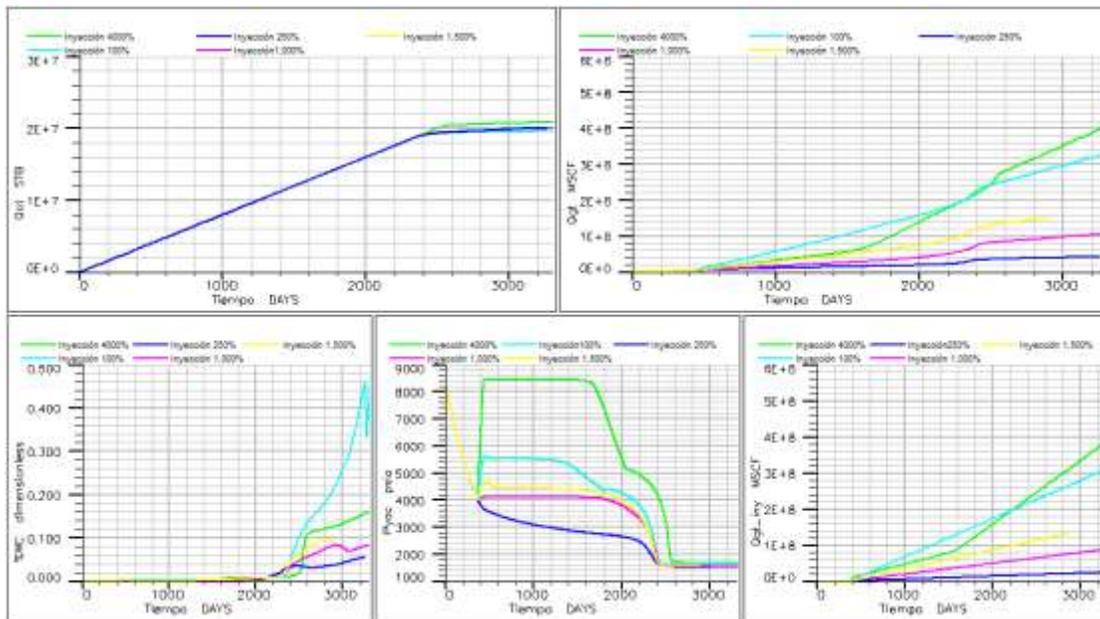


Fig. 4. 36 Resultados de los casos de inyección de CO₂.

De la misma forma que en la inyección de gas hidrocarburo, el caso de “4000% [bls/d]” tiene la mayor recuperación sin embargo es un volumen impráctico, la inyección de 1500% será la más óptima puesto que mantiene la presión estable por un buen período de tiempo (cuarto cuadrante), y el gasto de gas no es tan alto como en los casos de inyección mayores.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental [%]	Presión final del campo [psi]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc]	Inyección acumulada [MMpc]
Sin inyección 8000 bbls	17.74	38.42	-	1493	6478	2113	19100	6.97	-
Inyección 100%	19.56	42	3.9	1600	6000	2369	324000	99.5	306300
Inyección 250%	19.6	42	3.9	1495	6163	2342	427000	13.1	24473.295
Inyección 1000%	19.94	43	4.8	1500	6130	2400	105000	32.4	86800
Inyección 1500%	20.1	43.6	5.2	1550	6745	2370	152000	52.5	133800
Inyección 4000%	21.07	46	7.2	1630	5285	2540	527000	132	507935

Tabla 4. 35 Resultados de los casos de inyección de CO₂.

Con base en los resultados se puede concluir que este yacimiento no tiene tan buena respuesta a la inyección de CO₂ en comparación con la inyección de gas hidrocarburo, además de esto la mayoría de los casos tienen factores de recuperación incremental menores al 5.5% el cual de implementarse en campo sería aún menor, lo que probablemente provocaría que el proyecto no fuera rentable.

El caso más óptimo de los probados para este método es: “inyección 1500%”, el cual alcanzó un factor de recuperación adicional de 5.2%, los resultados de éste se muestran en la figura 4.37.

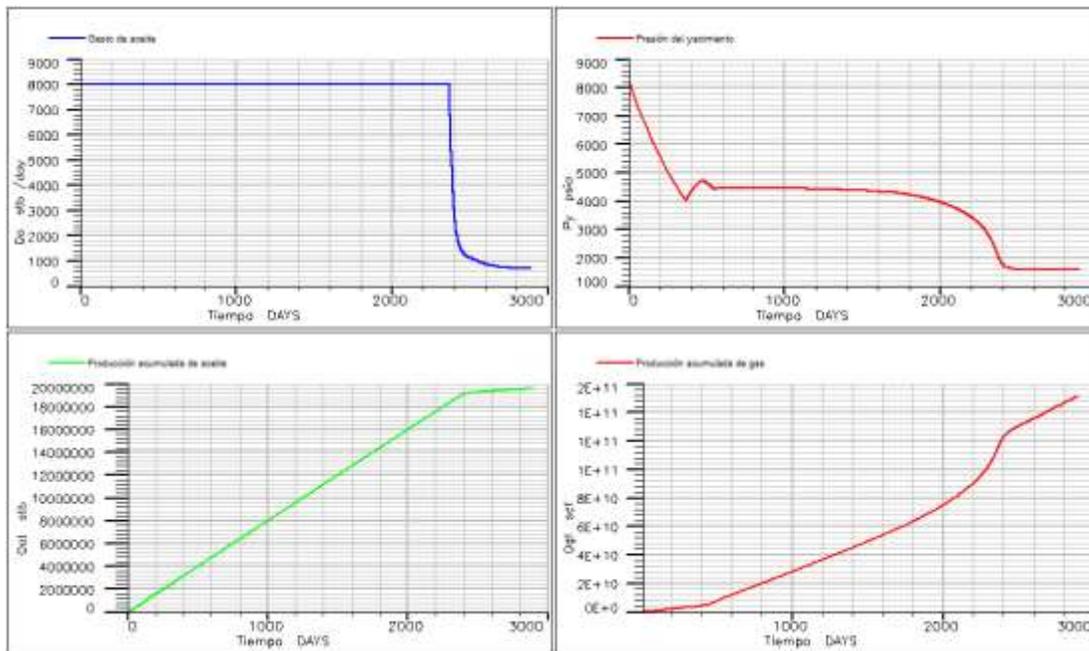


Fig. 4. 37 Resultados del mejor caso de inyección de CO₂.

Este caso muestra buen mantenimiento de presión figura 4.37 (cuarto cuadrante) sin embargo no es suficiente para alargar el tiempo de producción (primer recuadro). En la saturación (figura 4.38) se observa un buen barrido de aceite sin embargo de la misma forma que con el gas hidrocarburo, la inyección no tuvo efecto en la saturación residual de aceite lo que indica que no existe miscibilidad en el sistema, provocando una saturación residual de 16% en la matriz.

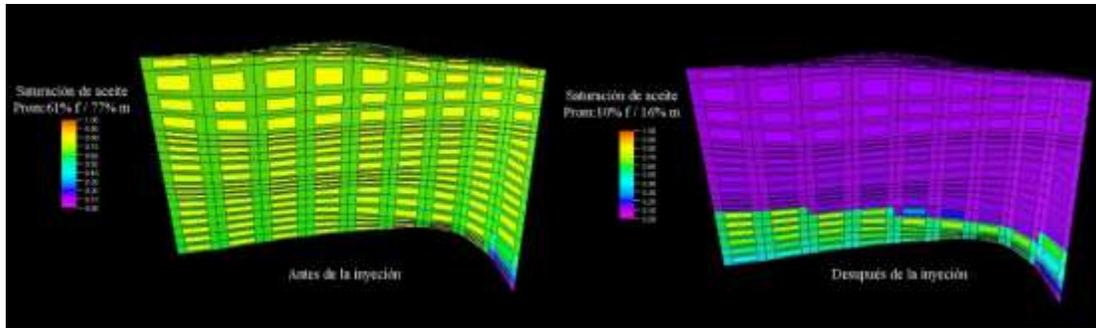


Fig. 4. 38 Saturación remanente del mejor caso de inyección de CO2.

Inyección de gas amargo

De los resultados preliminares de escrutinio (screening) se sustituyó la inyección de surfactantes por inyección de gas amargo, puesto que generalmente la inyección de gas suele ser costosa debido al endulzamiento previo y de reevaluarse este tipo de inyección y de resultar exitosa podría significar un ahorro sustancioso para un proyecto de inyección de gas. A continuación se muestran los resultados de las pruebas hechas con este método.

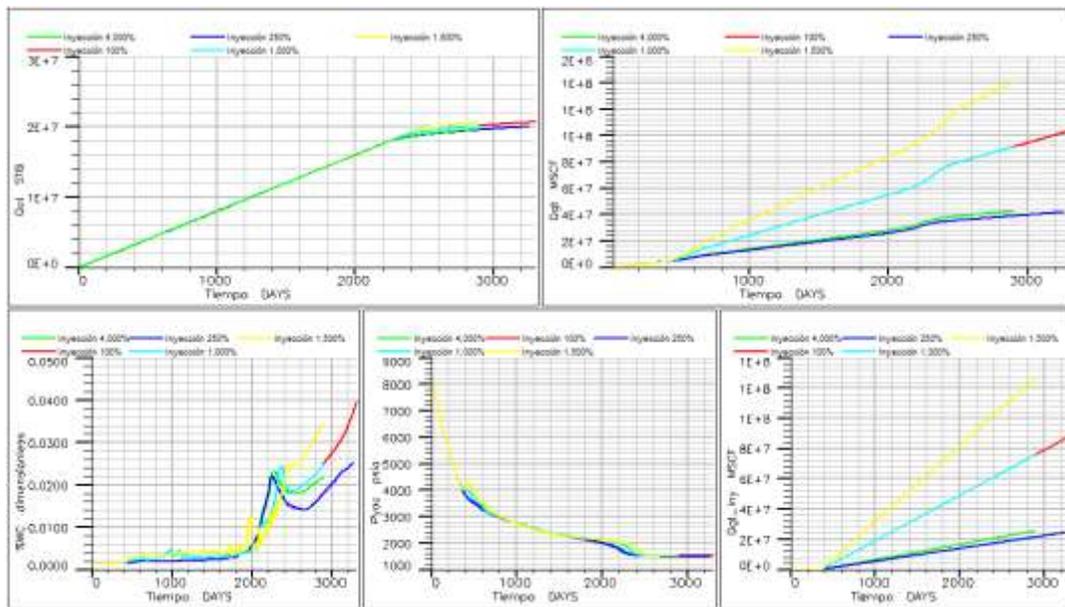


Fig. 4. 39 Resultados de los casos de inyección de gas amargo.

Se puede observar en la figura 4.39 que la recuperación de petróleo (primer cuadrante) entre estos casos no varía mucho, sin embargo la producción de gas dependerá totalmente del volumen de inyección, por esto es recomendable elegir el caso con el cual se obtenga mayor recuperación con la menor inyección.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental [%]	Presión final del campo [psi]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc]	Inyección acumulada [MMpc]
Sin inyección 8000 bbls	17.74	38.42	-	1493	6478	2113	19100	6.97	-
Inyección 100%	20.00	43	4.8	1490	6336	2600	10200	31.4	86768
Inyección 250%	20.00	43	4.9	1480	6143	2232	41800	12.8	24475

Inyección 1000%	20.13	44	5.2	1490	6962	2340	91300	31.6	75820
Inyección 1500%	20.76	45	6.5	1425	7180	2420	147000	50.9	133808
Inyección 4000%	21.39	46	7.9	1490	5544	2160	20200	6.19	1400

Tabla 4. 36 Resultados de los casos de inyección de gas amargo.

Por lo que muestran los resultados este sector tiene buena respuesta a la inyección de gas amargo, pues el factor de recuperación adicional es mayor al 4% en todos los casos, el mejor de estos casos es “Inyección 1500%” el cual tiene la mayor recuperación con un volumen de inyección diaria aceptable. Los resultados graficados se muestran en la figura 4.40:

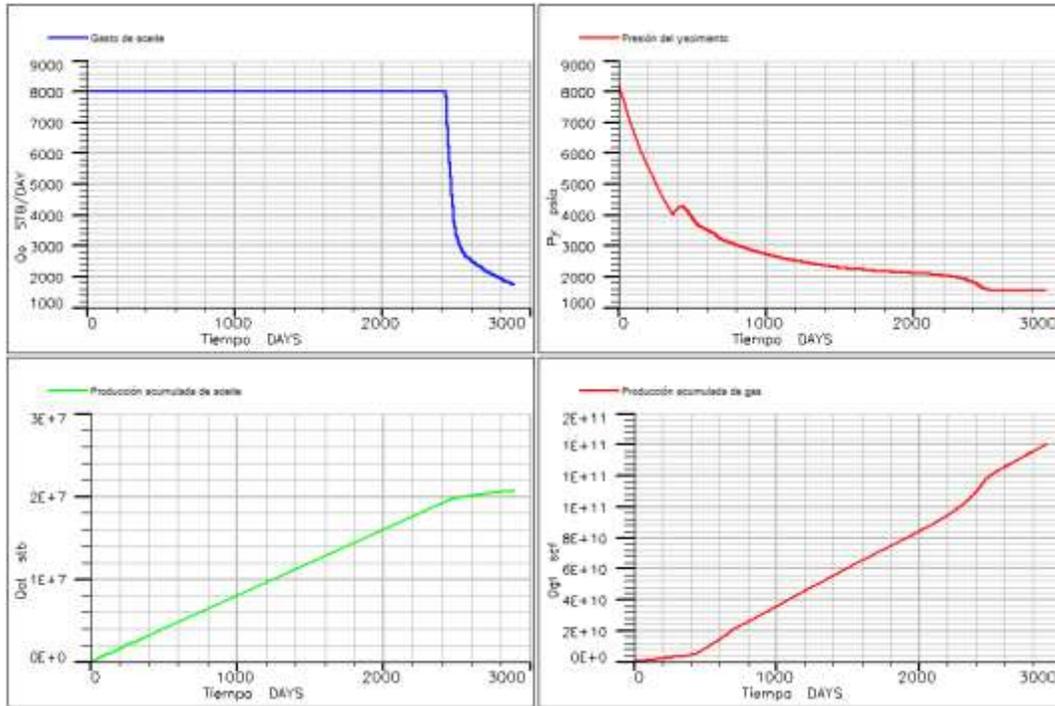


Fig. 4. 40 Resultados del mejor caso de inyección de H2S.

Después de esta inyección se observa que si bien la saturación de aceite remanente es baja (10% matriz) (Figura 4.41) sigue existiendo petróleo no recuperado por lo cual podemos concluir que este proceso no es miscible sin embargo es eficiente.

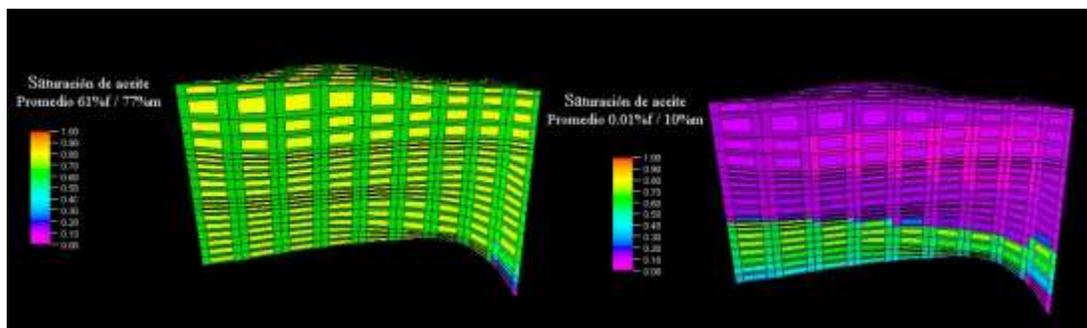


Fig. 4. 41 Saturación de aceite remanente en el mejor caso de inyección de H2S.

Inyección de agua

Los casos de inyección de agua se utilizan como comparativos para analizar si un método de recuperación mejorada es más eficiente que esta, a continuación se muestran los resultados de los casos propuestos:

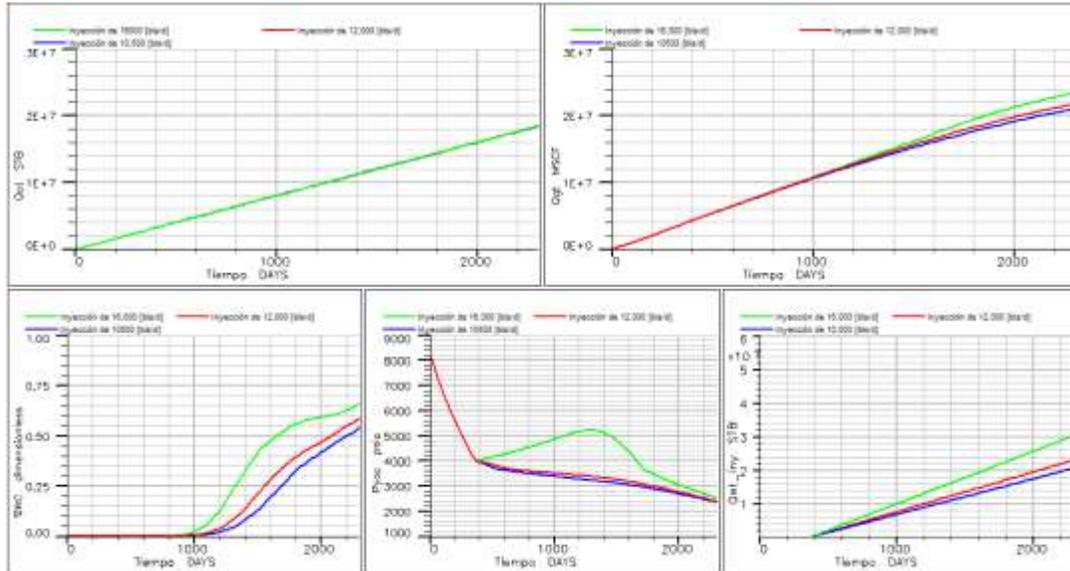


Fig. 4. 42 Resultados de simulación de inyección de agua.

La inyección de agua logra un buen mantenimiento de presión como se muestra en la figura 4.42 (cuarto cuadrante) lo que impacta positivamente en la recuperación de aceite (primer recuadro), sin embargo la producción de agua se vuelve muy alta después de un período de tiempo lo que podría comprometer el éxito de un proyecto de este tipo.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental [%]	Presión final del campo [psi]	Producción de aceite promedio [bbl]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMscf]	Producción promedio de gas [MMscf]	Inyección acumulada [MMbbls]
Sin inyección 8000 bbl	17.74	38.42	-	1495	6478	2113	19100	6.97	-
Inyección de 10500 [bbl/d]	19.81	43	4.5	2035	8051	2227	22240	1.63	31.6
Inyección de 12,000 [bbl/d]	19.81	43	4.5	2028	7922	2227	22900	9.15	25.5
Inyección de 15800 [bbl/d]	19.90	43	4.7	2064	7952	2227	24500	9.81	33.7

Tabla 4. 37 Resultados de simulación de inyección de agua.

Con base en los resultados, el sector tiene buena respuesta a la inyección de agua pues se obtienen factores de recuperación adicional mayores al 4%, sin embargo con esto se puede demostrar que para este tipo de yacimiento, tendrá mayor eficiencia un método de recuperación mejorada. Además de esto la alta afectación de los pozos por agua resulta contraproducente para la recuperación.

El mejor caso en la inyección de agua es el de inyección de 15,800 [bbl/día], que si bien es un volumen alto tampoco es imposible de implementar si se tienen las instalaciones necesarias para manejar ese volumen de agua.

Comparación de métodos

Con base en los resultados más eficientes de las simulaciones anteriores se elegirá el mejor método a aplicarse en el sector tipo B para continuar con las sensibilidades tanto de yacimiento como operacionales, en la tabla 4.38 se muestran los resultados de los mejores casos:

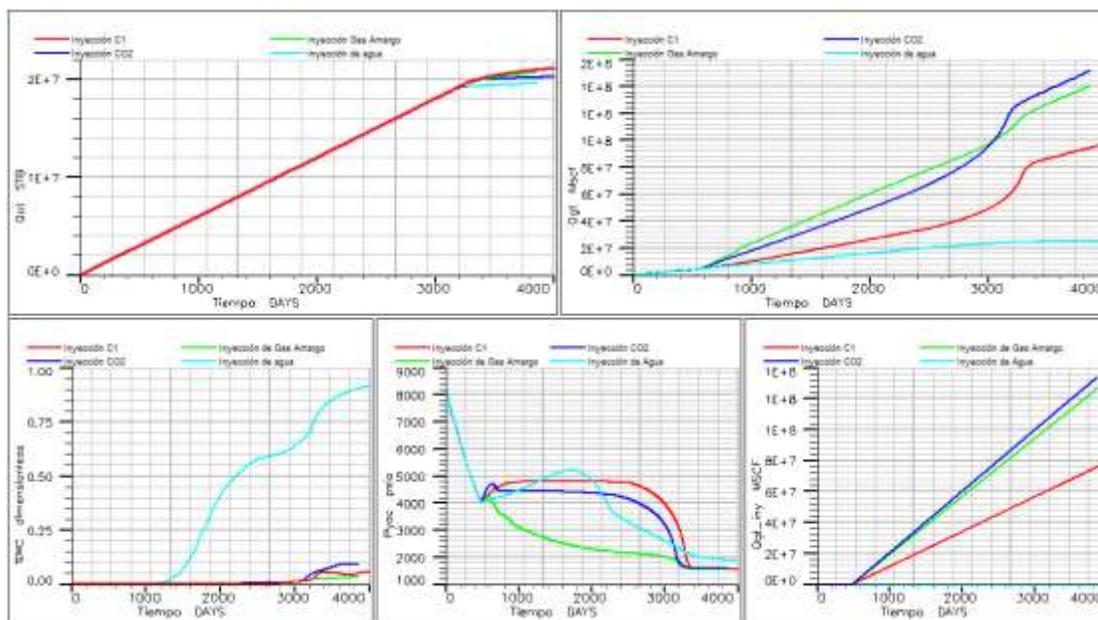


Fig. 4.43 Resultados de los mejores casos de los diferentes métodos.

En la figura 4.43 se observa que los volúmenes de inyección (quinto recuadro) de gas amargo y CO₂ son mucho mayores en comparación con el caso de inyección de gas hidrocarburo, sin embargo la variación en el factor de recuperación es mínima entre estos casos. Todos demuestran buen mantenimiento de presión (cuarto cuadrante) a excepción de la inyección de gas amargo el cual por ser un volumen de inyección menor no tiene tanto efecto en los resultados de presión.

Caso	Prod. Acumulada (MMbbls)	Factor de recuperación [%]	Recuperación incremental	Presión final del campo (psi)	Producción de aceite promedio (bbls)	Días antes de la declinación (días)	Producción acumulada de gas (MMpc)	Producción promedio de gas (MMpc)	Inyección acumulada (MMbbls)
Sin inyección 8000 bbls	17.74	38.42	-	1500	6478	2113	19100	6.97	-
Inyección de C1+C2+C3	20.76	45.0	6.5	1520	5200	2470	13000	31.9	10900
Inyección de CO2	19.50	42	3.8	1560	6745	2369	152000	52.5	133805
Inyección de gas amargo	20.76	45	6.5	1425	7180	2420	147000	50.9	133800
Inyección de Agua	19.90	43	4.7	2065	7950	2227	24500	9.80	35

Tabla 4.38 Resultados de los mejores casos de los diferentes métodos.

Por medio de estos resultados se determina que el método más compatible con este tipo de yacimiento es la inyección de gas hidrocarburo, pues con éste se obtiene la mayor recuperación

inyectando el menor volumen, el mejor caso de este método se utilizará para las siguientes sensibilidades.

Sensibilidades de yacimiento

Para poder determinar la efectividad de los métodos así como la sensibilidad del yacimiento fue necesario variar propiedades de yacimiento que pudieran afectar la recuperación de manera considerable, esto con el objetivo de identificar variables de impacto en el método y dentro de que rangos sigue existiendo factibilidad técnica. Para hacer estas sensibilidades se utilizó como base el mejor caso de los comparados anteriormente, las propiedades que fueron variadas son:

- Relación de permeabilidad vertical a horizontal ($\frac{kv}{kh}$)
- Tamaño de bloques de matriz
- Factor de forma (intensidad de fracturamiento)
- Porosidad de matriz

Los casos de sensibilidad fueron simulados en base al mejor caso de los métodos comparados anteriormente, además de esto todos los casos se extendieron a un período de 11 años.

Relación de permeabilidades

De la misma forma que para sector tipo A, las predicciones que se han hecho hasta este momento han sido con una relación de permeabilidades $\frac{kv}{kh}$ igual a 1, para esto haremos casos variando esta propiedad del yacimiento y así analizar el impacto en la recuperación. A continuación se muestran los resultados de estas simulaciones comparando con el caso base de “inyección 1500%”:

Caso	Descripción
PERMZ 10M	Reducción de la permeabilidad vertical (Kv) de matriz a 10% de la permeabilidad horizontal (Kh).
PERMZ 10M 30F	Reducción de la Kv de matriz a 10% de la Kh y reducción de la Kv de fractura a 30% de la Kh.
PERMZ 10M 50F	Reducción de la Kv de matriz a 10% de la Kh y reducción de la Kv de fractura a 50% de la Kh.

Tabla 4. 39 Descripción de los casos de simulación variando relación de permeabilidades.

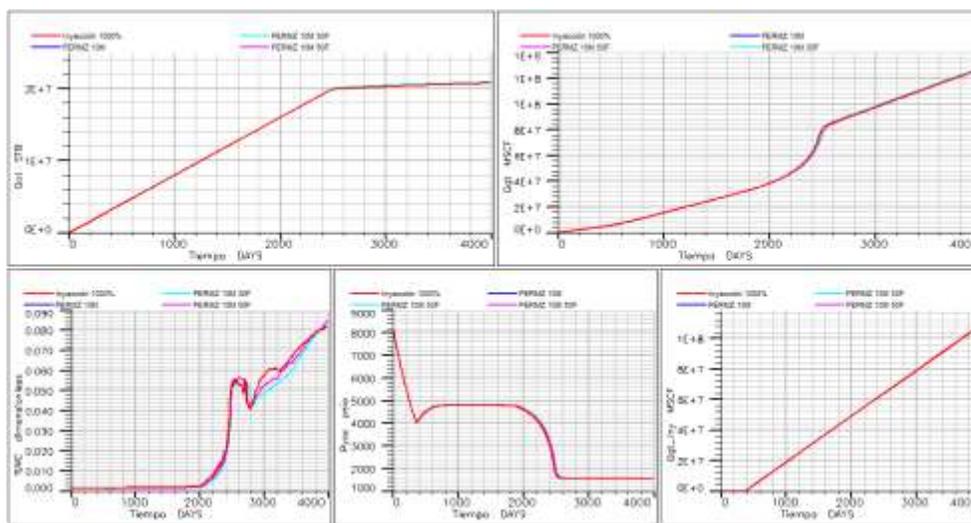


Fig. 4. 44 Resultados de casos de sensibilidad de relación de permeabilidades.

Las curvas casi empalmadas mostradas en la figura 4.44 demuestran poca o nula variación en la respuesta a esta sensibilidad.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000%	20.7	45.0	6.5	1520	5200	2470	12700	31.9	10900
PERMIZ 10M	20.69	45.0	6.5	1525	5200	2470	12700	31.9	10900
PERMIZ 10M 30F	20.7	45.0	6.5	1525	5200	2490	12700	31.9	10900
PERMIZ 10M 50F	20.7	45.0	6.5	1525	5200	2490	12800	32.1	10900

Tabla 4. 40 Resultados de casos de sensibilidad de relación de permeabilidades.

Se puede apreciar arriba que no hay variación en los resultados de sensibilidades con respecto al caso base, esto se debe a la alta conductividad del yacimiento, pues el flujo está gobernado por el sistema fracturado y la matriz rellena las fracturas. La variación de este parámetro en este sector no es de impacto para la recuperación.

Longitud vertical del bloque de matriz (continuidad capilar)

Como se explicó anteriormente el tamaño de bloques de matriz es variable en todo el yacimiento, éste varía entre 0 – 22 [m] y el promedio es de 7 [m], para hacer las sensibilidades se multiplicaron todos los valores del tamaño de bloque para disminuirlo o aumentarlo en distintas proporciones según el caso. Los resultados de las simulaciones de esta característica son los siguientes:

Caso	Descripción
DZMATRIX 0.05	Disminución de tamaño de bloques de matriz 0.05 veces.
DZMATRIX 3	Aumento de tamaño de bloques de matriz 3 veces.
DZMATRIX 6	Aumento de tamaño de bloques de matriz 6 veces.

Tabla 4. 41 Descripción de las sensibilidades de tamaño de matriz.

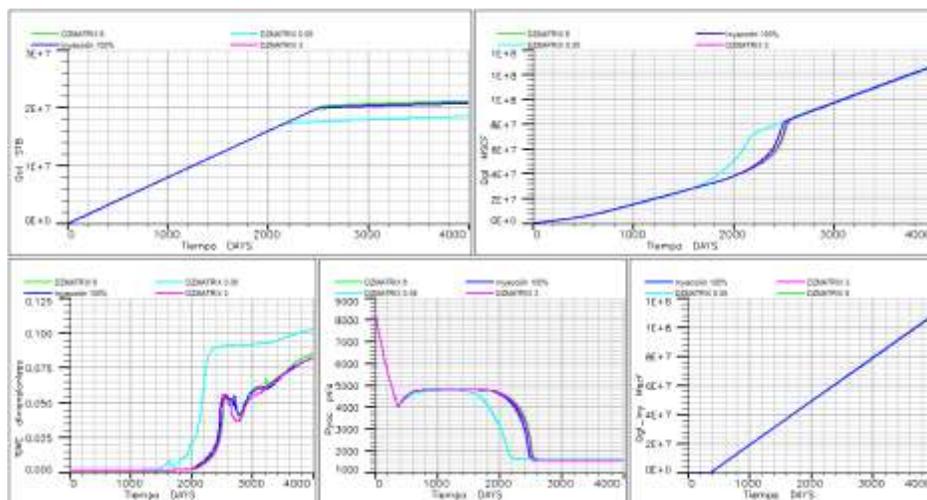


Fig. 4. 45 Resultados de los casos de las sensibilidades de tamaño de matriz.

En la figura 4.45 se observa como el caso cuya respuesta fue mayor es con la disminución del tamaño de bloques de matriz 0.05 veces, lo que genera canalizaciones de agua las cuales reflejan un corte de agua mayor en comparación con otros casos (tercer recuadro) así como mayor producción de gas (segundo cuadrante).

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 100%	20.7	45.0	6.5	1519	5207	2470	12700	31.9	10900
DZMATRIX 0.05	18.2	39.5	1.1	1564	4576	2130	12700	31.8	10900
DZMATRIX 3	20.7	45.0	6.5	1519	5207	2505	12700	31.9	10900
DZMATRIX 6	20.7	45.0	6.5	1519	5207	2520	12700	31.9	10900

Tabla 4. 42 Resultados de los casos de las sensibilidades de tamaño de matriz.

En los resultados se observa que el alto fracturamiento afecta la recuperación, pues con un tamaño de bloque de matriz más pequeño la recuperación del caso base disminuye más del 5%. Esto debido a que los tamaños de bloque de matriz no son lo suficientemente grandes para que la segregación gravitacional tenga lugar y por el contrario el sistema se inunde de gas rápidamente impidiendo un avance sustantivo del aceite.

Factor de forma

Para evaluar esta propiedad se aumentaron y disminuyeron los valores de sigma, lo cual varía el tamaño de los bloques de matriz aumentando o disminuyendo el fracturamiento. El promedio original de este valor es de 5.44 [1/m²], a continuación se muestran los casos de sensibilidades simulados:

Caso	Descripción
SIGMA 0.10	Disminución al 10% del valor de sigma original
SIGMA 15	Aumento del valor de sigma: 3 veces
SIGMA 30	Aumento del valor de sigma: 6 veces.

Tabla 4. 43 Descripción de las sensibilidades de sigma.

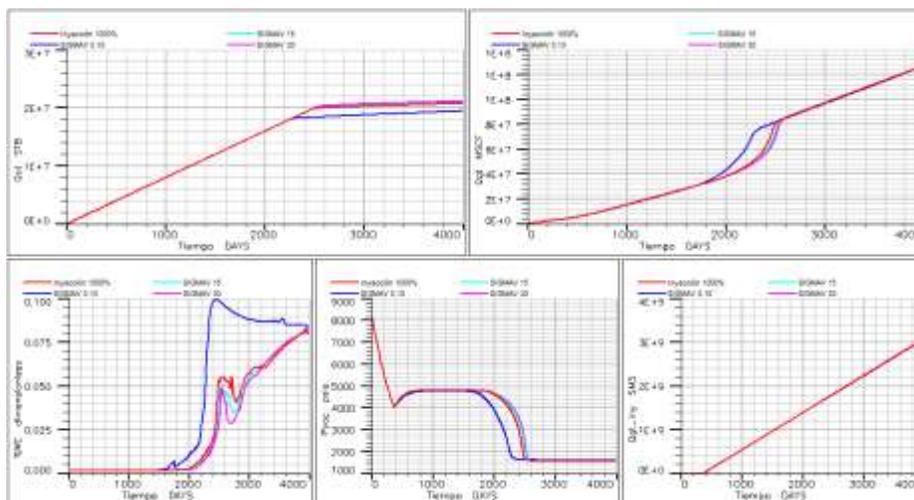


Fig. 4. 46 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma.

La variación en las curvas para esta sensibilidad es mayor en los diferentes casos (figura 4.46), sin embargo en los resultados se muestra que esta variación es mínima, el mayor impacto puede verse en el corte de agua (tercer cuadrante) que alcanza el 10% para el caso de disminución al 10% del valor de sigma original.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000%	20.7	45.0	6.5	1519	5207	2470	12700	31.9	10900
SIGMAV 0.10	19.5	42.2	3.8	1565	4890	2250	12700	31.9	10900
SIGMAV 15	20.7	45.0	6.5	1522	5207	2510	12700	31.9	10900
SIGMAV 30	20.7	45.0	6.5	1522	5207	2520	12700	31.9	10900

Tabla 4. 44 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma.

No se observa gran pérdida en la variación de esta propiedad, al disminuirla se cierran canales de flujo lo que provoca que el gas inyectado no pueda contactar todas las zonas y esto genere un entrapamiento. Además de esto al disminuir el volumen de fractura el volumen de petróleo almacenado en la matriz disminuye también, siendo que son las fracturas las que más aportan al flujo es lógico que la recuperación disminuya al disminuir el valor de sigma.

Al aumentar esta propiedad no existe impacto, esto significa que existe un rango amplio de valores del factor de forma para la consideración de un análogo.

Porosidad de matriz

Esta propiedad se disminuyó para hacer posible comparaciones con análogos que tengan porosidades menores a las de este sector, igual que en el sector anterior estos valores se disminuyeron a un 10%, 30% y 50% de la porosidad original, a continuación se muestran los resultados de casos de simulación de estos:

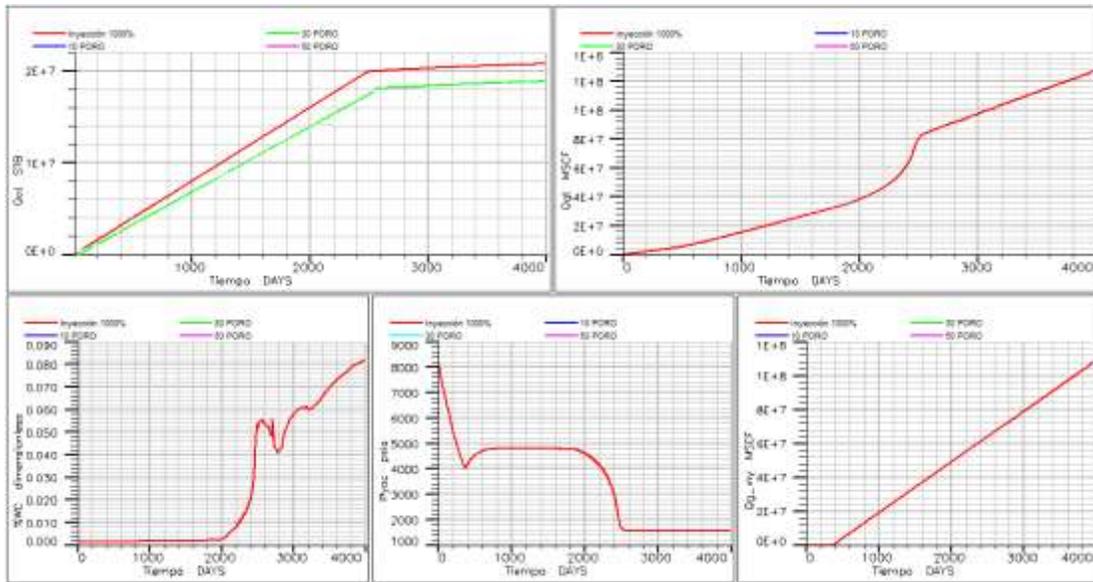


Fig. 4.47 Resultados de la variación de la porosidad.

En la figura 4.47 se observa empalme de las curvas de producción acumulada de aceite (primer cuadrante) pues la recuperación se ve afectada para todas las sensibilidades de esta propiedad, los demás parámetros como la recuperación de gas, el corte de agua y la presión de yacimiento se mantienen constantes con el caso base.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000%	20.75	45.0	6.5	1519	5207	2470	12700	31.9	10900
PORO 10	18.24	39.5	1.1	1519	4576	2470	12700	31.9	10900
PORO 30	18.24	39.5	1.1	1519	4576	2470	12700	31.9	10900
PORO 50	18.24	39.5	1.1	1519	4576	2470	12700	31.9	10900

Tabla 4.45 Resultados de la variación de la porosidad.

Valores menores de porosidad en un yacimiento parecido pueden ser valores de impacto para la recuperación e incluso para el éxito del método, es importante poner especial atención en esta propiedad.

Sensibilidades combinadas

Igual que para el sector tipo A se hicieron comparaciones de sensibilidades combinadas para un par de casos donde varias propiedades de yacimiento son tanto mejoradas como menguadas, esto con el objetivo de determinar el margen de variabilidad permitido en las sensibilidades de yacimiento para poder considerar como análogo a otro campo de características similares. Los casos simulados se explican a continuación:

Caso	Descripción
Caso optimista	Tamaño promedio de bloque de matriz: 45 [m], Relación $\frac{k_v}{k_h}$: 10% de matriz y 50% de fractura, Factor de forma: 30.
Caso pesimista	Tamaño de bloque: 0.5 [m] Relación $\frac{k_v}{k_h}$: 10% de matriz y 30% de fractura Factor de forma: 30

Tabla 4. 46 Simulación de sensibilidades combinadas para yacimientos análogos.

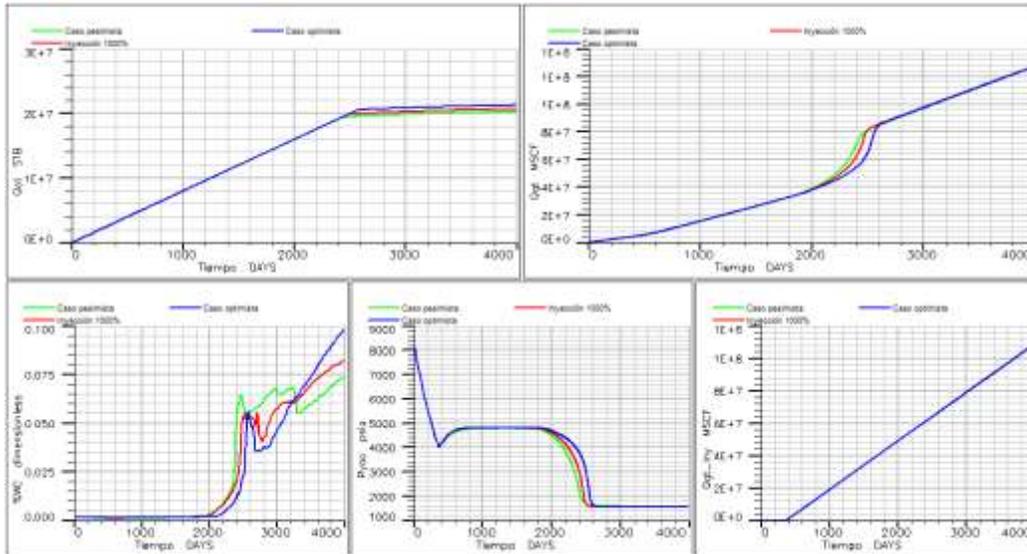


Fig. 4. 48 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.

En la figura 4.48 demuestra variaciones ligeras en las curvas de recuperación (primer recuadro), producción acumulada de gas (segundo cuadrante) y corte de agua (tercer cuadrante); sin embargo éstas se mantienen dentro de la misma tendencia.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000%	20.75	45.0	6.5	1520	5205	2470	12700	31.9	10900
Caso optimista	21.32	46.2	7.8	1522	5350	2555	12700	31.9	10900
Caso pesimista	20.31	44.0	5.6	1522	5100	2410	12700	31.9	10900

Tabla 4. 47 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.

Con base en los resultados podemos concluir que aunque existe variación en la recuperación, según las simulaciones ésta no es mayor al 1% en el factor de recuperación, lo que demuestra amplia flexibilidad en los rangos de propiedades para campos análogos.

Sensibilidades operacionales

Las mismas variables probadas anteriormente como operacionales serán analizadas para este sector también, pues no sólo es posible variar estos parámetros, sino que muchas veces es necesario para asegurar la rentabilidad del proyecto, con esto podemos analizar la efectividad del método y su caso respectivo elegido anteriormente como caso base:

Las variables simuladas fueron:

- Espaciamiento entre pozos.

- Ubicación de los disparos del pozo inyector.
- Presión de inyección.
- Concentración de fluidos de inyección.
- Condición de saturación (inyección antes o después de alcanzar la presión de burbuja).

Los casos mostrados a continuación fueron simulados tomando como caso base el caso de “inyección 1000%” con la variación de relación de permeabilidades presentada en las sensibilidades de yacimiento correspondiente al caso: “PERMZ 10M 50F”, puesto que este acerca al yacimiento de mejor manera a la realidad.

Espaciamiento de pozos

La distancia entre los pozos en el desarrollo de un campo depende de muchas variables, para este caso se tomaron valores arbitrarios promedio para la simulación de los métodos, en este caso variaremos esa distancia disminuyéndola y aumentándola analizando la respuesta del yacimiento a la inyección con estas variables.

Los casos anteriores se simularon con una distancia fija entre productor e inyector de 750 [m], para estas sensibilidades se hicieron dos casos, en el primero se disminuyó esta distancia a 450 [m] y en el segundo se aumentó a 950 [m], a continuación se presentan los resultados:

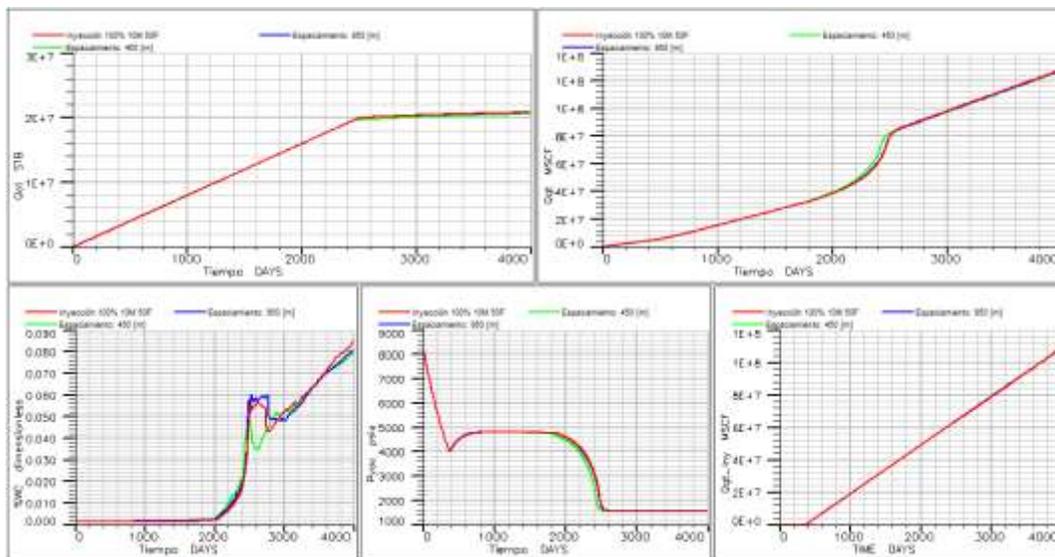


Fig. 4.49 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamiento de pozos.

En los resultados mostrados en la figura 4.49 se observa que el caso con mayor variación es el de espaciamiento de 450 [m], esta variación es mínima y no demuestra impacto para la recuperación o el éxito del proyecto.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 100% 10M 50F	20.75	45	6.5	1520	5207	2490	12800	32.0	10900
Espaciamiento: 450 [m]	20.57	45	6.1	1520	5156	2435	12700	31.9	10900
Espaciamiento: 950 [m]	20.75	45	6.5	1520	5204	2475	12700	32.0	10900

Tabla 4.48 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamiento de pozos.

Según los resultados de estos casos se observa que no siempre un menor espaciamiento resultará en una mayor recuperación, en este caso al disminuir el espaciamiento se disminuye el área barrida por el gas lo que disminuye la recuperación y que podría provocar recirculación del gas arruinando el propósito de la inyección.

Ubicación de los disparos del pozo inyector

La modificación de esta variable se hizo con el propósito de analizar el efecto del gas de inyección como mecanismo de empuje variando la ubicación de los disparos. Los casos de este sector fueron simulados con los disparos ubicados en la base del sector, por lo tanto las sensibilidades se referirán a la parte alta y media del yacimiento para así poder analizar el impacto de esta variación.

Pozo	Celdas disparadas	Profundidad [m]
Disparado arriba	22 - 25	5950 - 6030
Disparado medio	30 - 34	5200 - 5250

Tabla 4. 49 Sensibilidades variando intervalos disparados.

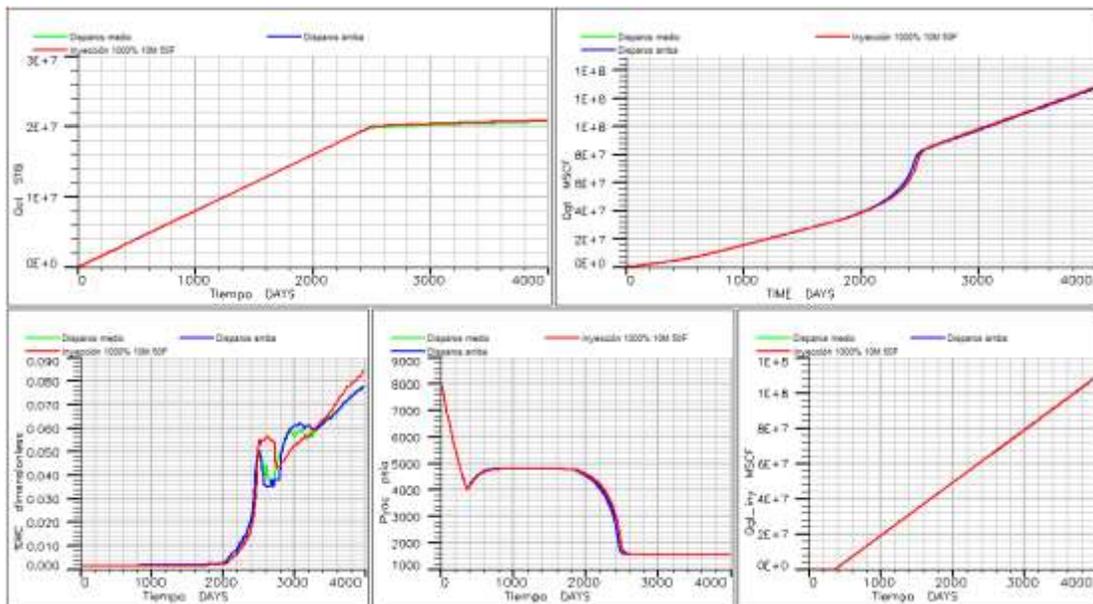


Fig. 4. 50 Resultados de simulación variando intervalos disparados.

La figura 4.50 demuestra ligera variación pero mayormente empalme entre las curvas de producción acumulada de gas (segundo recuadro) y presión (cuarto cuadrante) el mayor impacto se refleja en la recuperación sin embargo esta variación en el factor de recuperación no es mayor al 1%.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000% 10M 50F	20.75	45	6.5	1522	5207	2490	12800	32.1	10900

Disparos arriba	20.69	45	6.4	1519	5190	2455	12700	31.9	10900
Disparos medio	20.69	45	6.4	1519	5190	2455	12700	31.9	10900

Tabla 4. 50 Resultados de simulación variando intervalos disparados.

Los resultados anteriores no muestran variación grande en estas sensibilidades, por lo cual se determina que esta variable no impactó en el sector, pues el tamaño del éste es muy pequeño para que la diferencia sea sustancial e impacte a la recuperación.

Presión de inyección

Únicamente para efectos de análisis técnico se evaluarán los resultados cuando la presión de inyección es aumentada o disminuida, la presión mínima de inyección para vencer la presión del yacimiento después del primer año es de 8400 [psi], a partir de ésta se varió de la siguiente forma:

Caso	Descripción
BHP Menor	Presión de inyección inicial 8400, esta se disminuye 1000 [psi] cada 2 años en un período de 6 años.
BHP 10% Mayor	Presión de inyección de 9245 [psi] durante todo el período de inyección.
BHP 20% Mayor	Presión de inyección de 10100 [psi] durante todo el período de inyección.
BHP 50% Mayor	Presión de inyección de 12590 [psi] durante todo el período de inyección.

Tabla 4. 51 Descripción de casos variando la presión de inyección.

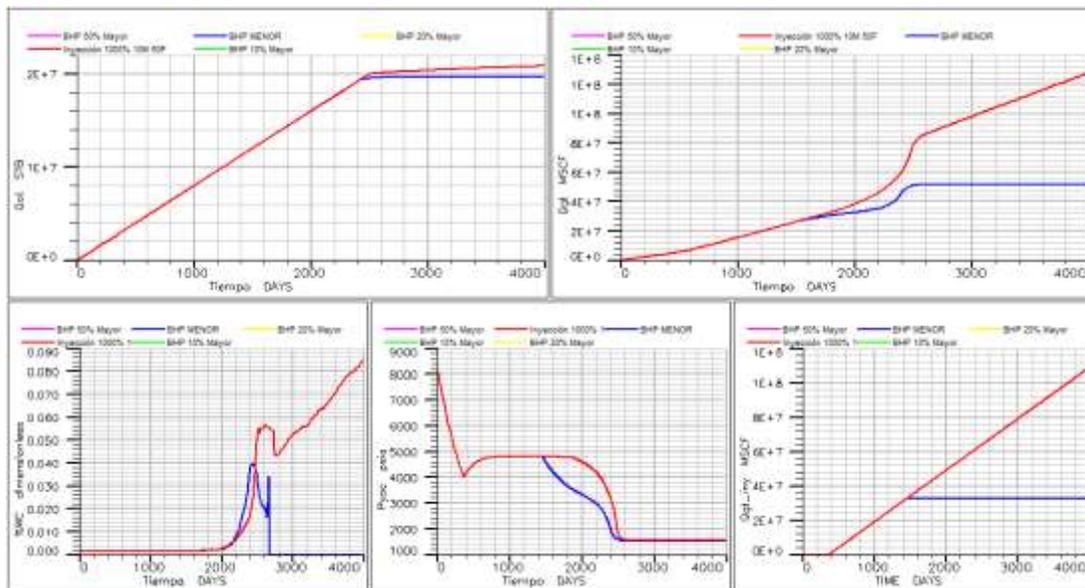


Fig. 4. 51 Resultados de simulación de casos variando la presión de inyección.

Como se muestra en la figura 4.51 una presión de inyección mayor no impacta en la recuperación lo cual demuestra que la presión de inyección utilizada es eficiente para la recuperación, sin embargo disminuir la presión de inyección con el tiempo puede impactar de forma importante a la eficiencia del método.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000% 10M 50F	20.75	45	6.5	1522	5207	2490	128000	32100	109000
BHP MENOR	19.49	42	3.8	1480	4900	2400	5180000	13000	329000
BHP 10% Mayor	20.75	45	6.5	1522	5207	2486	1280000	32100	109000
BHP 20% Mayor	20.75	45	6.5	1522	5207	2485	1280000	32100	109000
BHP 50% Mayor	20.82	45	6.7	1522	5225	2485	1280000	32100	109000

Tabla 4. 52 Resultados de simulación de casos variando la presión de inyección.

En este sector en el que la presión inicial del yacimiento (8200 [psi]) está más cerca de la presión de saturación (5600 [psi]) una disminución en la presión de inyección afecta bastante al yacimiento pues el barrido no será tan eficiente a que si existiera un mantenimiento de presión.

Con respecto al aumento en esta presión, el yacimiento muestra mayor respuesta a una presión 50% mayor a la presión de inyección original. Sin embargo la compresión para alcanzar presiones tan altas es muy costosa, si este caso obtuviera una mayor recuperación sería necesario hacer una evaluación costo/beneficio para determinar si es viable aumentar la presión de inyección.

Concentración de fluidos de inyección

Los casos simulados anteriormente fueron hechos con las concentraciones correspondientes de C1: 70% y C2C3: 30%, con el objetivo de analizar una reducción de costos en el fluido de inyección se evaluó el impacto de reducir la concentración de cada componente en el gas hidrocarburo, a continuación se muestran los resultados de los casos de simulación en los que fueron variadas estas concentraciones:

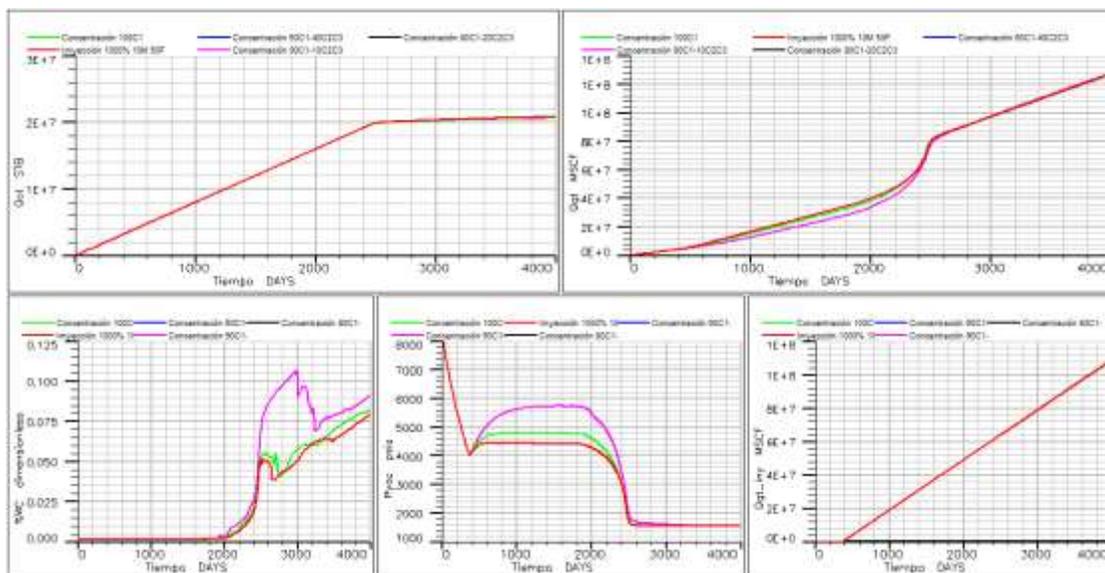


Fig. 4. 52 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.

Los resultados mostrados en la recuperación no varían según la concentración de fluidos sin embargo se puede observar que la presión del yacimiento (cuarto recuadro) se mantendrá en niveles más altos en los casos donde las concentraciones de C1 son mayores. El corte de agua variará también pero no lo suficiente para crear un impacto en el método.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000% 10M 50F	20.75	45	6.5	1522	5207	2490	128000	32100	109000
Concentración 60C1-40C2C3	20.88	45	6.8	1518	5240	2476	127000	31900	109000
Concentración 80C1-20C2C3	20.69	45	6.4	1522	5192	2485	128000	32000	109000
Concentración 90C1-10C2C3	20.63	45	6.3	1522	5175	2470	128000	32100	109000
Concentración 100C1	20.63	45	6.3	1522	5173	2475	128000	32100	109000

Tabla 4. 53 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.

A diferencia del sector anterior, este yacimiento no tuvo mejor respuesta al aumentar la concentración de C1, esto debido a que la inyección se hizo cuando la presión del yacimiento estaba cercana a la presión de saturación lo cual ocasiona que exista menor disolución entre el gas metano y el petróleo. Al existir una mezcla de varios componentes livianos el desplazamiento de este gas es más efectivo por lo cual se puede alcanzar una mayor recuperación.

Presión de yacimiento

Para esta sensibilidad se hicieron dos casos donde la inyección comienza tiempo después de pasada la presión de burbuja, con el objetivo de determinar que tanto impacto puede tener este parámetro en la recuperación, los casos simulados son los siguientes:

Caso	Descripción
Inyección 2700 [psi] por debajo de Pb	Comienzo de la inyección 2700 [psi] por debajo de la presión de saturación.
Inyección 3800 [psi] por debajo de Pb	Comienzo de la inyección 3800 [psi] por debajo de la presión de saturación.

Tabla 4. 54 Descripción de los casos de sensibilidad de presión de yacimiento.

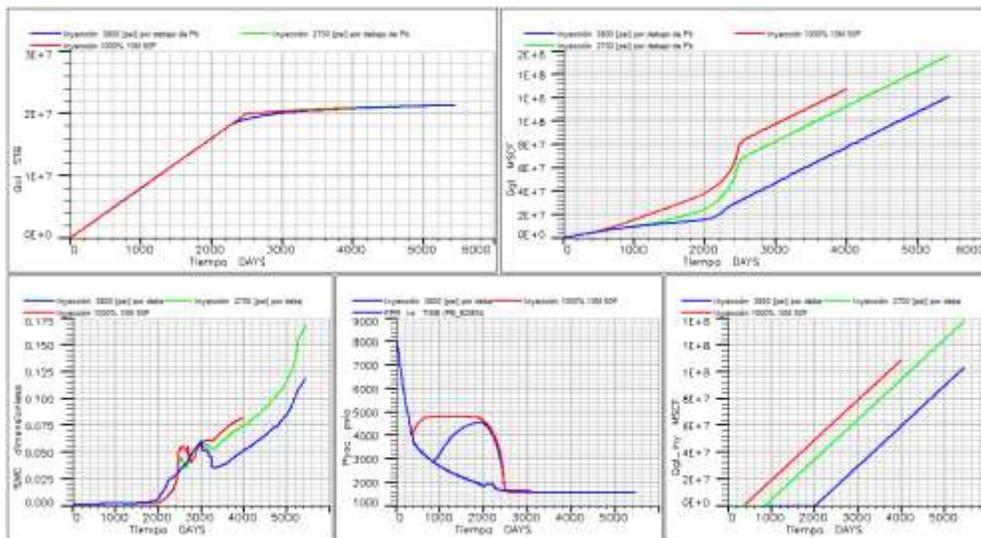


Fig. 4. 53 Resultados de simulación de sensibilidades de presión de yacimiento.

Se puede apreciar en la figura 4.53 que el desfase en el momento de inyección impactará el comportamiento de la presión (cuarto cuadrante) así como el corte de agua que casi llegará al doble del caso base en algunos casos. Como se mencionó, arriba la inyección de gas hidrocarburo en este sector no será miscible debido a que la presión del yacimiento durante la inyección es menor a la presión de burbuja, por lo cual la recuperación adicional es obtenida por un proceso de mantenimiento de presión y desplazamiento inmisible lo cual demuestra que es indistinto el momento de la aplicación del método cuando la presión aún se encuentra en un nivel aceptable pero por debajo de la presión de burbuja.

Caso	Prod. Acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación [%]	Factor de recuperación adicional [%]	Presión final del campo [psia]	Producción de aceite promedio [bbls]	Días antes de la declinación [días]	Producción acumulada de gas [MMpc]	Producción promedio de gas [MMpc/día]	Inyección acumulada [MMpc]
Inyección 1000% 10M 50F	20.75	45	6.5	1522	5207	2490	128000	32100	109000
Inyección 2700 [psi] por debajo de Pb	21.0	46	7.1	1518	4637	2465.3982	112000	24800	941000
Inyección 3800 [psi] por debajo de Pb	21.2	46	7.6	1520	4592	2465	969000	20900	941000

Tabla 4. 55 Resultados de simulación de sensibilidades de presión de yacimiento.

Como se determinó anteriormente en los casos de inyección de gas hidrocarburo, debido a la alta presión de saturación del yacimiento y que la presión inicial es muy cercana a esta los métodos probados anteriormente no son miscibles con el yacimiento. El período de inyección es el mismo que en los casos anteriores sin embargo el tiempo de producción se alarga para poder depresionar el yacimiento y alcanzar una presión menor a la presión de saturación, aunque no haya inyección en ese período la producción adicional provoca un incremento en el factor de recuperación.

Por lo anterior la inyección después de alcanzada la presión de saturación no tiene mucho impacto pues no se pierde mayor volumen de aceite que con el caso base, haciendo que el método sea eficiente de cualquier manera.

Resumen de resultados yacimiento tipo B

- Este sector responde positivamente a la inyección de fluidos aun cuando los métodos no alcanzan la miscibilidad pero el barrido es bueno y se alcanzan valores altos de recuperación adicional.
- El método más compatible con el yacimiento es la inyección de gas hidrocarburo con la cual se alcanzó una recuperación adicional del 6.5% en los resultados de simulación reportados anteriormente.
- De la sensibilidad sobre las propiedades de yacimiento las de mayor impacto son: la continuidad capilar y la intensidad de fracturamiento.
- En cuanto a las características operacionales, las variables que impactan de manera sustancial son: la presión de inyección y la concentración de fluidos.

Como se pudo observar en los resultados, este yacimiento no tiene factores de recuperación tan altos como el sector tipo A, pero hay que recordar que no todos los yacimientos son iguales y a pesar de estar en la misma cuenca y tener características similares responden de diferente manera a la inyección de fluidos. Esto no sólo demuestra la necesidad de estudios más profundos para la

implementación de algún método de recuperación mejorada, sino que también nos dice que la incertidumbre puede ser muy alta y que la simulación es parte esencial en el proceso de escrutinio de los distintos métodos.

A pesar de que los métodos probados no son procesos miscibles, el yacimiento tiene mejor respuesta a la inyección de gas hidrocarburo pues es un fluido afín al yacimiento el cual no contaminará al casquete o la zona de aceite, a diferencia de un proceso de inyección otro tipo de fluido en el cual el yacimiento podría resultar bastante afectado por una inundación de este fluido.

El bajo fracturamiento del sector ayuda a una buena conductividad de los fluidos sin que exista canalización alta y por lo tanto genere grandes cantidades de aceite remanente atrapado en la matriz.

El tipo de fluido combinado con la mojabilidad preferentemente al agua de la roca, generan una fácil movilidad del petróleo en el sistema lo que ayuda a la segregación gravitacional aumentando el factor de recuperación final.



Índice de tablas

<i>Tabla 4. 1 Localización de pozos dentro de las mallas.</i>	97
<i>Tabla 4. 2 Características operacionales de los pozos productores.</i>	97
<i>Tabla 4. 3 Descripción de casos de simulación de flujo natural.</i>	98
<i>Tabla 4. 4 Resultados de corridas de depleción natural.</i>	99
<i>Tabla 4. 5 Porcentajes de reemplazo para sector tipo A.</i>	100
<i>Tabla 4. 6 Casos de simulación por método.</i>	100
<i>Tabla 4. 7 Resultados de los casos de inyección de CO₂</i>	101
<i>Tabla 4. 8 Resultados de la simulación a 10 años del caso de inyección de 12 [MMpc/día] de CO₂</i>	102
<i>Tabla 4. 9 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.</i>	103
<i>Tabla 4. 10 Resultados de inyección óptima extendida a 10 años.</i>	103
<i>Tabla 4. 11 Descripción de los casos de simulación de doble desplazamiento.</i>	105
<i>Tabla 4. 12 Resultados de simulación doble desplazamiento.</i>	106
<i>Tabla 4. 13 Resultados de simulación de casos de inyección de agua.</i>	108
<i>Tabla 4. 14 Resultados de los mejores casos por método de recuperación mejorada.</i>	109
<i>Tabla 4. 15 Descripción de los casos de simulación variando relación de permeabilidades.</i>	111
<i>Tabla 4. 16 Resultados de simulación de variación de relación de permeabilidades.</i>	111
<i>Tabla 4. 17 Descripción de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.</i>	112
<i>Tabla 4. 18 Resultados de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.</i>	112
<i>Tabla 4. 19 Descripción de los casos de variación de sigma.</i>	113
<i>Tabla 4. 20 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma.</i>	114
<i>Tabla 4. 21 Resultados de la variación de la porosidad.</i>	115
<i>Tabla 4. 22 Simulación de combinación de sensibilidades para yacimientos análogos.</i>	116
<i>Tabla 4. 23 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.</i>	116
<i>Tabla 4. 24 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamento de pozos.</i>	118
<i>Tabla 4. 25 Sensibilidades variando intervalos disparados.</i>	118
<i>Tabla 4. 26 Resultados de simulación variando intervalos disparados.</i>	119
<i>Tabla 4. 27 Resultados de simulación de presión de inyección aumentada.</i>	120
<i>Tabla 4. 28 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.</i>	121
<i>Tabla 4. 29 Resultados de sensibilidades de presión de yacimiento.</i>	122
<i>Tabla 4. 30 Resultados de corridas de depleción natural yacimiento tipo B.</i>	124
<i>Tabla 4. 31 Volúmenes de reemplazo de inyección.</i>	126
<i>Tabla 4. 32 Volúmenes de inyección para los métodos de recuperación mejorada.</i>	126
<i>Tabla 4. 33 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.</i>	127
<i>Tabla 4. 34 Resultados de inyección de 48 [MMpc] por 9 años.</i>	127
<i>Tabla 4. 35 Resultados de los casos de inyección de CO₂.</i>	129
<i>Tabla 4. 36 Resultados de los casos de inyección de gas amargo.</i>	131
<i>Tabla 4. 37 Resultados de simulación de inyección de agua.</i>	132
<i>Tabla 4. 38 Resultados de los mejores casos de los diferentes métodos.</i>	133
<i>Tabla 4. 39 Descripción de los casos de simulación variando relación de permeabilidades.</i>	134
<i>Tabla 4. 40 Resultados de casos de sensibilidad de relación de permeabilidades.</i>	135
<i>Tabla 4. 41 Descripción de las sensibilidades de tamaño de matriz.</i>	135
<i>Tabla 4. 42 Resultados de los casos de las sensibilidades de tamaño de matriz.</i>	136
<i>Tabla 4. 43 Descripción de las sensibilidades de sigma.</i>	136
<i>Tabla 4. 44 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma.</i>	137
<i>Tabla 4. 45 Resultados de la variación de la porosidad.</i>	138
<i>Tabla 4. 46 Simulación de sensibilidades combinadas para yacimientos análogos.</i>	139
<i>Tabla 4. 47 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.</i>	139
<i>Tabla 4. 48 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamento de pozos.</i>	140

Tabla 4. 49 Sensibilidades variando intervalos disparados.	141
Tabla 4. 50 Resultados de simulación variando intervalos disparados.	142
Tabla 4. 51 Descripción de casos variando la presión de inyección.	142
Tabla 4. 52 Resultados de simulación de casos variando la presión de inyección.	143
Tabla 4. 53 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.	144
Tabla 4. 54 Descripción de los casos de sensibilidad de presión de yacimiento.	144
Tabla 4. 55 Resultados de simulación de sensibilidades de presión de yacimiento.	145

Índice de figuras

Fig. 4. 1 Elemento de simetría en un patrón de inyección de 5 pozos.	96
Fig. 4. 2 Distancia entre pozos en el sector tipo A (izq.), B (der.)	96
Fig. 4. 3 Resultados de corridas de agotamiento natural.	98
Fig. 4. 4 Resultados corrida sin inyección 8000 [bls/día].	99
Fig. 4. 5 Comparación de saturaciones antes y después de la producción.	100
Fig. 4. 6 Resultados de los casos de inyección de CO ₂ .	101
Fig. 4. 7 Resultados de inyección de 12 [MMpc/día].	102
Fig. 4. 8 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.	103
Fig. 4. 9 Resultados inyección de gas hidrocarburo 30 [MMpc/día].	104
Fig. 4. 10 Comparación de saturación de aceite antes y después de la inyección.	104
Fig. 4. 11 Comparación de saturación de gas antes y después de la inyección.	105
Fig. 4. 12 Resultados de simulación doble desplazamiento.	105
Fig. 4. 13 Resultados de simulación de caso óptimo por 10 años.	106
Fig. 4. 14 Comparación de saturación de aceite antes y después de la inyección.	107
Fig. 4. 15 Comparación de saturación de gas antes y después de la inyección.	107
Fig. 4. 16 Comparación de saturación de agua antes y después de la inyección.	107
Fig. 4. 17 Resultados de simulación de casos de inyección de agua.	108
Fig. 4. 18 Resultados de los mejores casos por método de recuperación mejorada.	109
Fig. 4. 19 Resultados de simulación de variación de relación de permeabilidades.	111
Fig. 4. 20 Resultados de los casos de variación del tamaño de bloque de matriz.	112
Fig. 4. 21 Saturación remanente de aceite para el caso de sensibilidad de 0.5	113
Fig. 4. 22 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma	114
Fig. 4. 23 Resultados de la variación de la porosidad.	115
Fig. 4. 24 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas.	116
Fig. 4. 25 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamento de pozos.	117
Fig. 4. 26 Resultados de simulación variando intervalos disparados.	118
Fig. 4. 27 Resultados de simulación de presión de inyección aumentada.	119
Fig. 4. 28 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo.	121
Fig. 4. 29 Resultados de sensibilidades de presión de yacimiento.	122
Fig. 4. 30 Resultados de corridas de depleción natural yacimiento tipo B.	124
Fig. 4. 31 Resultados corrida sin inyección 11000 [bls/día].	125
Fig. 4. 32 Saturación de aceite antes y después de la producción sin inyección del caso base.	125
Fig. 4. 33 Resultados de los casos de inyección de gas hidrocarburo.	126
Fig. 4. 34 Resultados de inyección de gas hidrocarburo, mejor caso.	127
Fig. 4. 35 Saturación de aceite antes y después de la inyección de gas hidrocarburo.	128
Fig. 4. 36 Resultados de los casos de inyección de CO ₂ .	128
Fig. 4. 37 Resultados del mejor caso de inyección de CO ₂ .	129
Fig. 4. 38 Saturación remanente del mejor caso de inyección de CO ₂ .	130
Fig. 4. 39 Resultados de los casos de inyección de gas amargo.	130

<i>Fig. 4. 40 Resultados del mejor caso de inyección de H2S</i>	131
<i>Fig. 4. 41 Saturación de aceite remanente en el mejor caso de inyección de H2S</i>	131
<i>Fig. 4. 42 Resultados de simulación de inyección de agua</i>	132
<i>Fig. 4. 43 Resultados de los mejores casos de los diferentes métodos</i>	133
<i>Fig. 4. 44 Resultados de casos de sensibilidad de relación de permeabilidades</i>	134
<i>Fig. 4. 45 Resultados de los casos de las sensibilidades de tamaño de matriz</i>	135
<i>Fig. 4. 46 Resultados de simulación de sensibilidades de factor de forma</i>	136
<i>Fig. 4. 47 Resultados de la variación de la porosidad</i>	138
<i>Fig. 4. 48 Resultados de sensibilidades de yacimiento combinadas</i>	139
<i>Fig. 4. 49 Resultado de simulaciones de sensibilidades de espaciamiento de pozos</i>	140
<i>Fig. 4. 50 Resultados de simulación variando intervalos disparados</i>	141
<i>Fig. 4. 51 Resultados de simulación de casos variando la presión de inyección</i>	142
<i>Fig. 4. 52 Resultados de sensibilidades de concentración en el gas hidrocarburo</i>	143
<i>Fig. 4. 53 Resultados de simulación de sensibilidades de presión de yacimiento</i>	144

Conclusiones y recomendaciones

Existen muchos factores que pueden alterar el resultado en un proyecto de inyección, lo más importante es analizar las variables de impacto. Un yacimiento sólo puede producirse una vez mientras que con simulación pueden hacerse infinidad de casos de prueba distintos, los resultados de estos no serán decisivos pero disminuirán el riesgo de explotación.

- Los métodos de recuperación mejorada de mayor compatibilidad en los yacimientos típicos de la cuenca del sureste son: inyección de gas hidrocarburo, inyección de CO₂, e inyección alternada de gas y agua.
- El método de recuperación adicional más compatible con los yacimientos naturalmente fracturados del sureste mexicano es la inyección de gas hidrocarburo generando recuperaciones incrementales de hasta 18%, el volumen original dependiendo de las condiciones de inyección y el momento en el que se inicie la inyección.
- Las propiedades a nivel de yacimiento de mayor influencia en la eficiencia de inyección de gas hidrocarburo, según los yacimientos tipo de la cuenca del sureste estudiados son: continuidad capilar e intensidad de fracturamiento.
- Las características operacionales son las que juegan el papel más importante pues son las variables que impactan de manera sustancial, estas son: condición de saturación al inicio de la inyección y las concentraciones disponibles de los componentes del gas hidrocarburo así como una presión de inyección suficientemente alta.
- A medida que el inicio de la inyección este más distante de la presión de saturación del yacimiento disminuyen las posibilidades de alcanzar recuperación de aceite residual.
- Es muy recomendable la inyección de algún método en épocas tempranas de producción por cuanto al no haber gas libre en el yacimiento se minimizan los tiempos de llene y se maximiza la posibilidad de barrido uniforme.
- El bajo fracturamiento genera buena conductividad de los fluidos sin que exista canalización alta y por lo tanto genere grandes cantidades de aceite remanente atrapado en la matriz.
- El tipo de fluido combinado con la mojabilidad preferentemente al agua de la roca, generan una fácil movilidad del petróleo lo que ayuda a la recuperación de petróleo.
- Dadas las condiciones avanzadas de explotación en la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados de la región sur-este es poco probable se encuentren condiciones suficientes para generar miscibilidad, sin embargo los resultados son suficientemente atractivos desde el punto de vista técnico para considerar los métodos evaluados como una opción tecnológica viable.

Las sensibilidades llegan a tener un doble propósito pues además de ayudar a encontrar las variables de impacto, en el caso de existir incertidumbre de que las propiedades PVT o de la roca a introducir son precisas y representativas del campo, con estos casos de sensibilidades es posible analizar un mejor panorama de resultados en el caso de que los rangos conocidos sean otros.

Por medio de la simulación se pueden encontrar áreas de oportunidad para una explotación de estos yacimientos más óptima pues la incertidumbre puede ser muy alta y la simulación debe ser parte esencial en todo este proceso.

Contrario a lo que se piensa, es posible implementar procesos de recuperación mejorada de manera eficiente en yacimientos naturalmente fracturados, es necesario un mayor análisis y pruebas para reducir el riesgo. Aunque son difíciles de modelar, los simuladores cada vez cuentan con mejores algoritmos prácticos con los que se pueden obtener resultados más confiables.

La cuenca del sureste de México muestra un potencial suficiente para la implementación de métodos de recuperación mejorada, puesto que además de tener un volumen alto de recursos que podrían convertirse en reserva tienen un buen espectro de compatibilidad con distintos métodos.