

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN  
MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS  
PETROLEROS”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

**ERICK ALEJANDRO BALDERAS SÁNCHEZ**

**DIRECTOR DE LA TESIS: ING. OSCAR OSORIO PERALTA**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.**

**NOVIEMBRE 2013.**

## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS**

*A mi mamá Lucía Sánchez Pérez gracias por haberme brindado la oportunidad de concluir mi carrera, de confiar en mí, gracias por el esfuerzo enorme que hiciste en apoyarme en todos los sentidos, este trabajo es tuyo al igual que los éxitos futuros te amo mami y que Dios te bendiga grandemente.*

*A mi Papá Ramón Balderas Valdez gracias por esas palabras de ánimo y por estar en los momentos cruciales en los cuales necesite un amigo y un consejo, gracias por tu amor y cariño papá, también dedico este trabajo y los éxitos futuros te amo y que Dios te bendiga grandemente.*

*A mi Hermano Juan Ramón Balderas Sánchez por ser un ejemplo a seguir te quiero mucho fantasmón gracias por confiar y creer en mí siempre, por apoyarme y ser más que un hermano me siento muy orgulloso de ti y espero poder corresponder ese sacrificio que has hecho por mí que Dios te cuide y bendiga enormemente y que te conceda todos los deseos de tu corazón porque te lo mereces.*

*A mi Hermana Anahy Balderas Sánchez gracias por ese inmenso amor que siempre has tenido para mí por mis sobrinitos hermosos Asaf Israel y Elisabeth que Dios los bendiga y cuide porque con su existencia bendicen nuestras vidas.*

*A mi novia Mitzimy Torres Galván gracias mi princesa, mi chaparrita, mi bonita, mi chinita, mi boquita de algodón; por estar en mi vida por darme tantos momentos increíbles y por creer en mí, te amo y este logro y los siguientes son para ti también mi vida.*

*A mis Amigos que me brindaron su cariño, vivencias y muchas alegrías: David (tiburón), Farfán, Chucho, Noé, Diego, Bris, Morby, Alex, Quique, George, Pedrito, Chabelo, Hugo, Monsalvo, a la Doña, Lalo Crash, Jaime Blas, Jaibo, Erika, Mariana, Erwin, Cerero, Raul, Vergara, Sommer, Eder, Katia, Ximena, gracias a los compañeros de la SAIP que Dios les conceda muchos éxitos a todos.*

*A mis Hermanos en la fe de la Iglesia Bautista Cristo Vive por sus oraciones y su apoyo que Dios los colme de Bendiciones.*

*A mi director de tesis Ing. Oscar Osorio Peralta por haberme guiado durante la elaboración de esta tesis con sus consejos y recomendaciones, por el tiempo y esfuerzo que dedicó a este trabajo, por compartir su conocimiento y por su valiosa colaboración sin la cual no hubiera podido llevar a buen término ésta tesis le extiendo mi más sincero agradecimiento y bendiciones para usted y su Familia.*

*A mis Sinodales:*

*Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, M.I. Alfredo León García, Ing. Jorge Huescani Jiménez Bernal y M.C. Ulises Neri Flores: gracias por su tiempo y sus conocimientos y tiempo para la revisión de este trabajo.*

*Un agradecimiento especial a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México institución a la cual pertenecer no sólo es un privilegio sino también una responsabilidad y un compromiso con el sentido del deber. Ésta, nuestra máxima casa de estudios, que nos otorga la oportunidad de prepararnos académicamente para ejercer nuestra carrera de manera ética, responsable y profesional.*

## ***DEDICATORIA***

*A mi Padre celestial Jehová por su infinito Amor y misericordia, por todas las bendiciones de las cuales no soy merecedor le doy gracias, por la sabiduría, por las pruebas que puso en el trayecto de esta meta, porque sé que Él estuvo conmigo en todo tiempo y porque tú eres mi fortaleza y esperanza la Gloria y honra para ti señor todo poderoso SALMO 91:1-4*

*“El que habita al abrigo del Altísimo morará bajo la sombra del Omnipotente. Diré yo a Jehová: Esperanza mía, y castillo mío; Mi Dios, en quien confiaré. Él te librará del lazo del cazador, de la peste destructora. Con sus plumas te cubrirá y debajo de sus alas estarás seguro; Escudo y adarga es su verdad.”*

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

## CONTENIDO

	PÁGINA
CONTENIDO .....	1
INTRODUCCIÓN .....	6
CAPÍTULO 1 Introducción: Importancia de la recuperación mejorada de hidrocarburos ....	7
1.1 Definición de procesos de recuperación mejorada .....	7
1.2 Características de un proceso de recuperación mejorada.....	9
1.2.1 Eficiencias de desplazamiento .....	9
1.2.2 Consideraciones prácticas.....	11
1.3 Clasificación de los procesos de recuperación mejorada .....	12
1.3.1 Procesos de control de movilidad .....	12
1.3.2 Procesos Miscibles .....	13
1.3.3 Procesos Químicos .....	14
1.3.4 Procesos Térmicos .....	16
1.4 Etapas de un proceso de recuperación.....	16
1.5 Importancia de la implementación de un proceso de recuperación mejorada en un yacimiento.....	20
1.5.1 Ejemplos de recuperación en el Mar del Norte .....	20
1.5.2 Ejemplos de recuperación en Estados Unidos.....	23
1.5.3 Ejemplos de recuperación en el Medio Oriente (MO).....	31
1.5.3.1 Estado actual de proyectos EOR en Medio Oriente .....	32
1.5.3.2 Omán .....	33
1.5.3.3 Kuwait .....	34
1.5.3.4 La Zona Neutral con particiones .....	34
1.5.3.5 Emiratos Árabes Unidos .....	35
1.5.3.6 Egipto .....	35
1.5.3.7 Siria .....	35
1.5.3.8 Turquía .....	36
1.5.4 Ejemplos de recuperación en México .....	37
1.5.4.1 Inyección de agua.....	37
1.5.4.2 Inyección de gas .....	39
1.5.4.3 Recuperación Mejorada por región.....	39

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

CAPÍTULO 2	Descripción de procesos de recuperación mejorada .....	42
2.1	Inyección de Nitrógeno .....	42
2.1.1	Mecanismos .....	42
2.1.2	Limitaciones.....	43
2.1.3	Problemas .....	43
2.2	Inyección de gas amargo .....	43
2.2.1	Mecanismos .....	44
2.2.2	Limitaciones.....	44
2.2.3	Problemas .....	45
2.3	Inyección de CO <sub>2</sub> .....	45
2.3.1	Mecanismos.....	45
2.3.2	Limitaciones.....	46
2.3.3	Problemas .....	46
2.4	Inyección de Asfaltenos-Sulfatos-Polímeros (ASP) .....	47
2.4.1	Mecanismos.....	47
2.4.2	Limitaciones .....	48
2.4.3	Problemas .....	48
2.5	Inyección de polímeros .....	48
2.5.1	Mecanismos .....	49
2.5.2	Limitaciones.....	49
2.5.3	Problemas.....	50
2.6	Inyección de alcalinos .....	50
2.6.1	Mecanismos .....	51
2.6.2	Limitaciones.....	51
2.6.3	Problemas.....	52
2.7	Inyección de surfactantes.....	52
2.7.1	Mecanismos .....	52
2.7.2	Problemas .....	53
2.8	Combustión In-situ .....	53
2.8.1	Mecanismos .....	55
2.8.2	Limitaciones.....	55
2.8.3	Problemas.....	56
2.9	Inyección de vapor .....	56

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

2.9.1	Mecanismos .....	57
2.9.2	Limitaciones.....	57
2.9.3	Problemas.....	58
2.10	Recuperación mejorada de aceite por bacterias (RMAB) <sup>13</sup> .....	58
2.10.1	Mecanismos .....	59
2.10.2	Limitaciones.....	59
2.10.3	Problemas.....	59
CAPÍTULO 3 Criterios de preselección. ....		60
3.1	Preselección de Taber (desarrollo de un programa para la selección).....	61
3.2	Preselección con datos limitados. ....	62
3.2.1	Análisis.....	62
3.2.1.1	Análisis convencional. ....	62
3.2.1.2	Análisis geológico. ....	63
3.2.1.3	Análisis avanzado. ....	64
3.2.1.4	Evaluación de variables flexibles. ....	64
3.2.1.5	Predicciones.....	65
3.2.1.6	Análisis económico. ....	65
3.2.2	Yacimientos Tipo 1 – Falta de datos y limitaciones de tiempo. ....	66
3.2.2.1	Estudio del Caso A.....	67
3.2.2.2	Estudio del Caso B.....	68
3.2.2.3	Estudio del Caso C.....	69
3.2.3	Yacimientos Tipo 2 – Sin tiempo suficiente para uso de todos los datos.....	75
3.2.3.1	Estudio del Caso D .....	76
CAPÍTULO 4 Pruebas Piloto.....		79
4.1	Etapas del proceso de evaluación y desarrollo de proyectos. ....	79
4.2	Objetivos de una prueba piloto. ....	80
4.3	Consideraciones del diseño de la prueba piloto. ....	81
4.4	Tipos de pruebas piloto. ....	83
4.4.1	Pruebas improductivas. ....	85
4.4.2	Pruebas productivas.....	87
4.5	Evaluación de los mecanismos claves en el yacimiento .....	91
4.6	Evaluación de las pruebas piloto.....	95
CAPÍTULO 5 Simulación de los procesos de recuperación mejorada. ....		97

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

5.1	Del laboratorio a las pruebas de campo .....	97
5.1.1	Papel de los datos roca y fluido.....	98
5.1.1.1	Recolección de datos.....	100
5.1.1.2	Datos críticos de roca y fluido .....	101
5.1.1.3	Administración de datos.....	102
5.1.2	Análisis de datos PVT.....	103
5.1.2.1	Métodos de muestreo y métodos recomendados. ....	104
5.1.2.2	Selección del método de muestreo. ....	104
5.1.2.3	Datos PVT - Requerimiento y control de calidad .....	105
5.1.2.4	Calidad de los Datos .....	105
5.1.3	Análisis de núcleos.....	106
5.1.3.1	Fluidos en la toma de núcleos. ....	106
5.1.3.2	Herramientas para la toma de núcleos.....	107
5.1.3.3	Preservación del núcleo.....	109
5.1.4	Propiedades petrofísicas básicas.....	109
5.1.4.1	Saturaciones de fluidos .....	109
5.1.4.2	Porosidad.....	110
5.1.4.3	Permeabilidad.....	110
5.1.5	Propiedades especiales de núcleos.....	111
5.1.5.1	Mojabilidad .....	112
5.1.5.2	Presión capilar y tamaño del poro.....	113
5.1.5.3	Resonancia magnética (NMR) .....	113
5.1.5.4	Permeabilidad relativa.....	114
5.1.5.5	Propiedades eléctricas .....	115
5.1.5.6	Propiedades mecánicas .....	116
5.1.5.7	Imágenes de núcleo .....	117
5.2	Ajuste de un modelo de simulación antes de iniciar un proceso de recuperación mejorada. ...	119
5.2.1	Del modelo estático al modelo dinámico.....	124
5.2.1.1	Proceso y ajuste de los parámetros .....	126
5.2.1.2	Acciones para mejorar la $S_{wi}$ entre el modelo geológico y el dinámico .....	127
5.2.1.3	Pruebas de seguridad e impacto de coincidencia en la $S_{wi}$ .....	127
5.2.2	Ajuste histórico del modelo dinámico .....	129
5.2.2.1	Pozos productores de aceite .....	129

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

5.2.2.2	Pozos inyectores de agua y gas .....	129
5.2.2.3	Ajuste histórico para asegurar un modo predictivo razonable.....	130
5.2.2.4	Acciones para mejorar el ajuste de historia a través de un proceso iterativo .....	130
5.2.2.5	Control y aseguramiento de la calidad de los datos dinámicos.....	131
5.2.3	Modo de predicción modelo de simulación .....	132
5.2.4	Elementos claves de investigación asociados al plan de desarrollo .....	133
5.2.5	Unidad de negocios, incertidumbres y evaluación de Riesgos .....	134
5.3	Ajuste de la malla para procesos de EOR.....	135
5.3.1	Métodos de ajuste de la malla.....	135
5.3.2	Aplicación: Avance frontal en 1D.....	140
5.3.3	Aplicación: Avance frontal en 1D con Inyección de polímero .....	142
5.3.4	Aplicación: Combustión in situ.....	143
5.3.5	Aplicación: Inyección inmiscible alternada agua – aceite.....	144
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		146
REFERENCIAS.....		148
LISTA DE FIGURAS.....		152
LISTA DE TABLAS .....		155



# **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

## **INTRODUCCIÓN**

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, los cuales son difíciles y costosos de producir. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo, menor es su valor económico.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos petroleros convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está dirigiendo hacia la explotación de petróleo pesado.

Es por ello que recientemente han sido estudiados los métodos de recuperación mejorada y se está invirtiendo en proyectos para implementarlos en campos maduros donde las cantidades de reservas de aceite pesado son razonables. Debido a la necesidad de disminuir los costos y maximizar la producción, se han desarrollado e investigado nuevos métodos para la recuperación óptima de hidrocarburos.

Los métodos conocidos de recuperación mejorada; térmicos, químicos, miscibles o bacteriológicos. Todos con el fin de aumentar la energía natural del yacimiento para desplazar el aceite a zonas de producción. Adicionalmente, los fluidos interactúan con el sistema roca/aceite para crear condiciones favorables para la recuperación de aceite: reducción en la tensión interfacial, hinchamiento del aceite, disminución en la viscosidad, etc.

## CAPÍTULO 1 Introducción: Importancia de la recuperación mejorada de hidrocarburos

### 1.1 Definición de procesos de recuperación mejorada<sup>1</sup>

Las operaciones de recuperación de aceite, se han subdividido en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento en un sentido cronológico. La producción primaria, la etapa inicial de producción, es el resultado de la energía de desplazamiento natural existente en un yacimiento. Recuperación secundaria es la segunda etapa de las operaciones, por lo general se lleva a cabo después de que la producción primaria disminuyó. Los procesos tradicionales de recuperación secundaria para el mantenimiento de la presión son inyección de agua y la inyección de gas, aunque es casi sinónimo de la recuperación secundaria, la inyección de agua.

Recuperación mejorada de Aceite EOR (por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery), es la tercera fase en la producción, obtenida después de inyección de agua (o cualquier proceso secundario que se utilizó). En estos procesos terciarios se utilizan los gases miscibles, productos químicos, y / o energía térmica para desplazar el aceite adicional después de que el proceso de recuperación secundaria se hace no rentable.

El inconveniente de la consideración de las tres etapas como una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción del yacimiento no se llevan a cabo en el orden especificado. Un ejemplo bien conocido es la producción de los aceites pesados que se producen a lo largo de gran parte del mundo. Si el crudo es suficientemente viscoso, no puede fluir a gastos económicos de acuerdo con las unidades de energía naturales, por lo que la producción primaria sería insignificante. Para dichos yacimientos, la inyección de agua no sería posible, por lo tanto, el uso de energía térmica podría ser la única manera de recuperar una cantidad significativa de aceite. En este caso, un método considerado como un proceso terciario en una secuencia normal, el agotamiento cronológico sería utilizado como el primer método de recuperación y quizá definitivo.

En otras situaciones, el llamado proceso terciario podría ser aplicado como una operación secundaria en lugar de inyección de agua. Esta acción podría ser dictada por factores tales como la naturaleza del proceso terciario, la disponibilidad de inyectantes, y la economía. Por ejemplo, si una inyección de agua antes de la aplicación del proceso terciario disminuye la eficacia general, a continuación, la etapa de inyección de agua razonablemente podría ser anulada.

Debido a este tipo de situaciones, el término "recuperación terciaria" cayó en desgracia en la literatura relacionada en la ingeniería petrolera y la designación de "recuperación mejorada de aceite" (EOR) se hizo más aceptada. Otra denominación descriptiva comúnmente utilizada es "la recuperación optimizada de aceite" (Improved Oil Recovery por sus siglas en ingles IOR).

---

<sup>1</sup> Referencias al final.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

La tabla 1 enumera más de 20 métodos de recuperación que se han experimentado intensivamente en el laboratorio, en la mayoría de los casos, pruebas de campo significativo. El uso de métodos sobre 15 sustancias diferentes (o mezclas específicas) que debe comprarse y se inyectan en el yacimiento, siempre a costos algo mayores que para la inyección de agua. Esto limita los métodos principales para cualquier agua (incluyendo en caliente, vapor, o como una solución química diluida) o uno de los gases de bajo costo. Para algunos métodos (por ejemplo, micelar/polímero) ha habido algunos éxitos técnicos pero relativamente pocos económicos. Si los precios del aceite aumentan significativamente, hay esperanza de que estos métodos puedan ser más rentables<sup>2</sup>.

---

Método
<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Métodos con Gas y disolvente de Hidrocarburo</b><ul style="list-style-type: none"><li>Inyección de gas inerte</li><li>Inyección de Nitrógeno</li><li>Inyección de gases de combustión</li><li>Inyección de gases y líquidos de Hidrocarburos</li><li>Inyección de Gas a alta presión</li><li>Inyección de Gas Enriquecido</li><li>Inyección de Disolvente Miscible (LPG o propano)</li><li>Inyección de CO<sub>2</sub></li></ul></li><li>• <b>Mejores métodos químicos</b><ul style="list-style-type: none"><li>Inyección de Disolvente Miscible-Alcohol</li><li>Inyección Micelar/polímero (surfactante)</li><li>Inyección de Agua baja tensión interfacial</li><li>Inyección Alcalina</li><li>Inyección ASP</li><li>Inyección Polímero</li><li>Geles para bloqueo</li><li>Inyección Microbiana</li></ul></li><li>• <b>Métodos Térmicos</b><ul style="list-style-type: none"><li>Combustión In-situ</li><li>Combustión Estándar directa</li><li>Combustión húmeda</li><li>Combustión enriquecida con O<sub>2</sub></li><li>Combustión inversa</li><li>Inyección de Vapor y Agua Caliente</li><li>Inyección de Agua caliente</li><li>Estimulación con Vapor</li><li>Inyección de Vapor</li><li>Extracción y explotación minera</li></ul></li></ul>

---

**TABLA 1—Métodos actuales y pasados de EOR**

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

## 1.2 Características de un proceso de recuperación mejorada.

### 1.2.1 Eficiencias de desplazamiento<sup>3</sup>

La eficiencia de desplazamiento general de cualquier proceso de recuperación de aceite puede considerarse convenientemente como el producto de la eficiencia de desplazamiento macroscópico y microscópico. En forma de ecuación,

$$E = E_D E_V \quad (1)$$

Donde E=eficiencia de desplazamiento total (aceite recuperado por proceso / aceite en su lugar al inicio del proceso),  $E_D$ =eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como una fracción, y  $E_V$ = eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) se expresa como una fracción.

El desplazamiento microscópico se refiere al desplazamiento o movilización de aceite en la escala de poro. Es decir, la  $E_D$  es una medida de la eficacia del fluido desplazante en el movimiento (movilización) del aceite en aquellos lugares de la roca donde el fluido desplazante toca el aceite. La eficiencia de desplazamiento microscópico se refleja en la magnitud de la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).

La eficiencia de desplazamiento macroscópico se refiere a la eficacia del fluido desplazante en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. Los términos alternativos de transporte son la eficiencia de barrido y el factor de la conformidad. La eficiencia de desplazamiento macroscópico ( $E_V$ ) es una medida de la efectividad con el que el fluido desplazante barre el volumen de un yacimiento, tanto superficial como vertical, así como la eficacia con la que desplazan el líquido hacia los pozos de producción. Los barridos tanto de superficie como vertical deben ser considerados, y a menudo es útil para la  $E_V$  subdividir en el producto de la eficiencia de desplazamiento la superficie y la altura. La eficiencia de desplazamiento macroscópico se refleja en la magnitud de saturación de aceite residual promedio o global,  $S_{or}$ , debido a que el promedio se basa en el aceite residual en las dos partes de barrido.

Se tiene en cuenta la magnitud de estas eficiencias en una típica inyección de agua. Para obtener un ejemplo en el que la saturación de aceite inicial ( $S_{oi}$ ), es de 0.60 y la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) en la región de barrido es de 0.30 :

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0.60 - 0.30}{0.60} = 0.50$$

Una eficiencia de inyección de agua de barrido típico, la eficiencia de desplazamiento macroscópico, en el límite económico es 0.7 por lo tanto,

$$E = E_D E_V = 0.50 \times 0.70 = 0.35$$

Así, para una inyección de agua típica, la eficiencia de desplazamiento global es del orden de un tercio, que también representa la eficiencia de recuperación de aceite (despreciando los cambios

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

de volumen asociados con los cambios de presión). Esta cifra de un tercio de ninguna manera es un resultado universal aplicable a todos los yacimientos. Yacimientos individuales producen altas o más bajas eficiencias de recuperación, dependiendo de las características del aceite y el yacimiento. El resultado, sin embargo, no indica qué cantidades significativas de aceite permanecen después de la terminación de una inyección de agua. Y se ve que este aceite se mantiene como resultado de dos factores:

- En primer lugar, una saturación de aceite residual permanece en esos lugares barridos por el agua.
- En segundo lugar, una gran parte del yacimiento no está en contacto con el agua inyectada y por lo tanto, el aceite no ha sido desplazado de estas regiones y no se ha desplazado a los pozos de producción.

Además, un poco de aceite de la región de barrido se puede desplazar en regiones sin barrer y aumentar la saturación de aceite en esas regiones sobre las que había antes de que comenzara la inyección.

Es deseable en un proceso de recuperación que los valores de eficiencia de desplazamiento microscópico ( $E_D$ ), la eficiencia de desplazamiento macroscópico ( $E_V$ ) y en consecuencia la eficiencia de desplazamiento total ( $E$ ), se acerquen a 1. Un proceso de recuperación ideal sería uno en el que el fluido desplazante primario remueva todo el aceite de los poros contactados por el fluido ( $S_{or} \rightarrow 0$ ) y en el que el fluido desplazante en contacto con el volumen del yacimiento total desplace el aceite colocado a los pozos de producción. Un fluido secundario utilizado para mover el fluido primario se comporta de una manera similar, que sería desplazar un fluido primario eficientemente tanto microscópicamente como macroscópicamente.

Estos incluyen la miscibilidad entre los fluidos, la expansión de volumen de aceite y la reducción de la viscosidad del aceite. El mantenimiento de una relación de movilidad favorable entre los fluidos desplazados y el fluido desplazante, también contribuye a mejorar la eficiencia de desplazamiento microscópico. Los procesos de recuperación se desarrollan con las consideraciones de estos factores. El objetivo con un fluido de recuperación mejorada aceptable es el de mantener la interacción favorable tanto como sea posible durante el proceso de inyección.

La eficiencia de desplazamiento macroscópico se mejora manteniendo las relaciones de movilidad favorable entre todos los fluidos de desplazamiento a lo largo de un proceso. Un fluido de recuperación ideal, es uno que mantiene una relación de movilidad favorable con el fluido que está siendo desplazado. Otro factor importante a la buena eficiencia macroscópica es la diferencia de densidad entre el fluido desplazante y los fluidos desplazados. La geología del yacimiento y la heterogeneidad geológica en particular, es un factor importante en la consideración de la eficiencia del desplazamiento macroscópico. Los efectos de las diferencias de movilidad y la densidad pueden ser amplificadas o disminuidos por la naturaleza de la geología. Un fluido de recuperación ideal es, uno que tiene una relación de movilidad favorable con el fluido siendo desplazado y, además, mantiene esta condición favorable durante todo el proceso. Además, la densidad ideal de un fluido de recuperación debe ser comparable con la del fluido desplazado a menos que las inyecciones se puedan hacer en una dirección echado arriba o echado abajo<sup>4</sup>.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 1.2.2 Consideraciones prácticas

Los fluidos que poseen las propiedades necesarias para mejorar la eficiencia de desplazamiento microscópico y macroscópico son ciertamente conocidos o se pueden desarrollar. Una preocupación práctica, sin embargo, es que los fluidos son caros, o para el caso de los procesos térmicos, el costo de desarrollo de la energía térmica para los fluidos es alto.

La naturaleza del flujo en medios porosos e interacciones de la roca/fluido es manejar la disminución de la eficacia del fluido inyectado. Por ejemplo, la interacción fluido/fluido causa la mezcla del fluido inyectado altera las concentraciones y la adsorción física provoca la pérdida de ciertos componentes químicos. Para los procesos térmicos, la conducción de calor suele producir bajo las rocas de carga una pérdida de energía térmica desde el proceso. Tales pérdidas químicas, cambios en la composición, o las pérdidas de energía térmica significan que el fluido inyectado debe ser lo suficientemente grande como para sostener las pérdidas o cambios y seguir funcionando eficazmente. Por lo tanto, el tamaño de fluidos que son inyectados y sus costos unitarios son consideraciones importantes en el diseño de un proceso de recuperación mejorada. De hecho, el precio de fluido inyectado y precio del aceite (y la inestabilidad en el precio) son los dos factores más importantes que controlan la aplicación económica de los procesos de recuperación mejorada.

Otra consideración es la facilidad de manejo de un fluido de recuperación y su compatibilidad general con la inyección física/producción del sistema. Fluidos altamente tóxicos o corrosivos, o fluidos que no son fácilmente inyectables, no son muy susceptibles de ser utilizados en procesos de recuperación. Si bien, dichos fluidos pueden ser utilizados en la instalación de equipo especial, el costo suele ser caro.

La disponibilidad de un fluido de recuperación es también una consideración. Si un proceso de recuperación mejorada se aplica en un yacimiento principal, los requisitos de fluido para un solo yacimiento pueden ser bastante grandes. Y si ese proceso es ampliamente aceptado para su aplicación en todo el país o el mundo, los requisitos de volumen pueden llegar a ser un importante factor limitante para su aplicación.

La implementación y el éxito o el fracaso de un proceso EOR siempre se ve afectada por la geología del yacimiento y las heterogeneidades del yacimiento. Los procesos que son bien entendidos en un entorno de laboratorio y diseñados adecuadamente para los fluidos del yacimiento pueden fallar cuando se implementa en el yacimiento debido a factores geológicos. Factores geológicos pueden dar lugar a pérdidas inesperadas de productos químicos debido a las canalizaciones en zonas de alta permeabilidad o fracturas. De manera similar, el movimiento del fluido puede ser muy uniforme debido a las variaciones en propiedades de las rocas. Una inesperada adsorción química puede ocurrir algunas veces, provocando un deterioro de los fluidos. Factores de este tipo, si no se identifican debidamente antes del inicio de un proceso, probablemente causará un fallo del proyecto. Un número de procedimientos existen que pueden ser utilizados antes de la implementación de un proceso de recuperación en un intento para describir la geología del yacimiento. Estos procedimientos incluyen evaluaciones geológicas de núcleos de pozos y registros, pruebas de trazadores en un solo pozo y el análisis de presiones temporales, y las pruebas sísmicas<sup>5</sup>.

## 1.3 Clasificación de los procesos de recuperación mejorada

### 1.3.1 Procesos de control de movilidad

Como el nombre lo indica, son aquellas que se basan principalmente en mantener favorables las relaciones de movilidad para mejorar la magnitud de Eficiencia de desplazamiento Macroscópico. Algunos ejemplos son el aumento de la densidad de agua con polímeros y reducir la movilidad del gas con espumas. Los procesos químicos son aquellos en los que ciertos productos químicos, tales como surfactantes o agentes alcalinos, se inyectan para usar una combinación de comportamiento de fase y la reducción de la Tensión Interfacial TIF (por sus siglas en inglés Interfacial tensión IFT) para desplazar el aceite, mejorando así la eficiencia de desplazamiento microscópico ( $E_D$ ). En algunos casos, el control de la movilidad también es una parte del proceso químico, proporcionando el potencial de mejorar tanto la Eficiencia de desplazamiento macroscópico ( $E_v$ ) y la Eficiencia de desplazamiento microscópico ( $E_D$ ). En los procesos miscibles, el objetivo es inyectar fluidos que son directamente miscibles con el aceite o generar miscibilidad en el yacimiento a través de la alteración de la composición. Algunos ejemplos son la inyección de disolventes de hidrocarburos o de  $CO_2$ .

En una aplicación típica, una solución parcialmente hidrolizada de polímero en salmuera, en una concentración de unos pocos cientos a varios cientos de ppm de polímero, se inyecta para desplazar el aceite (y agua asociada) hacia pozos de producción. El tamaño del bache de polímero podría ser hasta un 50 % a 100 % del volumen de poro y podría modificarse en la composición. Es decir, la mayor concentración de polímeros utilizados, se inyectan durante un período de tiempo seguido de baches en concentraciones sucesivamente más bajas. El último bache inyectado es agua o una salmuera. Las soluciones de polímeros están diseñadas para desarrollar una favorable relación entre la movilidad de la solución polimérica inyectada y el banco de aceite/agua que están siendo desplazadas por delante del polímero. El propósito es desarrollar un aforado más uniforme de barrido del yacimiento, tanto en sentido vertical y areal. En una inyección de agua convencional, si la relación de movilidad es desfavorable, el agua tiende a digitar por el aceite y para moverse por el camino más corto hacia el pozo de producción. Este efecto se amplifica por heterogeneidades geológicas del yacimiento. Una solución polimérica se mueve de una manera más uniforme tal como se indica en la Figura 1. Mientras todavía el flujo tiende a ser mayor en las zonas de alta permeabilidad y a lo largo de la ruta más corta entre la inyección y pozos de producción, El efecto es amortiguado porque la solución polimérica tiene menor movilidad que el agua. Así, en el límite de la eficiencia de desplazamiento, es mayor la eficiencia de desplazamiento macroscópico en el caso de una inyección de polímero.

- En primer lugar, las soluciones de polímeros tienen mayor viscosidad que el agua. Las soluciones de polímero son no-Newtonianos, sin embargo, pueden mostrar sensibilidad significativa para atravesar; es decir, la viscosidad aparente puede ser una función de la velocidad de corte a la que una solución se somete. Las soluciones son igualmente sensibles al tipo de salmuera y a la concentración, pueden afectar la viscosidad aparente.
- En segundo lugar, los polímeros absorben en medios porosos y/o son mecánicamente atrapados como resultado de su gran tamaño físico.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Las alternativas más comunes son llamadas biopolímeros y son producidos por la fermentación de los procesos de fabricación. Estos polímeros afectan la viscosidad pero tienen poco efecto en la permeabilidad de la roca porque la retención es mucho menor. La limitación más grave del polímero aumenta por las inyecciones de agua, las últimas recuperaciones son pequeñas en comparación con los de otros procesos EOR. Las Inyecciones de Polímero trabajan principalmente a nivel macroscópico mejoran la eficiencia de barrido.



Figura 1 - Inyección de solución Polimérica

### 1.3.2 Procesos Miscibles

El objetivo principal de un proceso miscible es para desplazar el aceite con un líquido que es miscible con el aceite (es decir, forma una sola fase cuando es mezclado en todas las proporciones con el aceite) en las condiciones existentes en la interfaz entre la inyección del fluido y el banco de aceite para ser desplazado. Existen dos variaciones importantes en este proceso. En uno, llamado proceso de primer contacto con miscibles FCM (por sus siglas en inglés First Contact Miscible), el fluido inyectado es directamente miscible con el del yacimiento de aceite en las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento véase Figura 2.

Un bache relativamente pequeño de un hidrocarburo líquido, como gas licuado de petróleo GLP (por sus siglas en inglés liquefied petroleum gas), se inyecta para desplazar el aceite. El bache primario sería de un tamaño aproximadamente de 10 a 15 %, del volumen poroso. El bache de GLP, a su vez, es desplazado por un volumen mayor de un gas menos costoso que tiene mayor concentración de metano (gas seco). En algunos casos, se puede usar agua como líquido para



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

desplazar el bache secundario. El proceso es eficaz sobre todo debido a la mezcla entre el primer bache y la fase del aceite<sup>6</sup>.

En un proceso miscible alternando agua-gas (por sus siglas en inglés Water Alternating Gas) WAG, un gas inyectado—en este caso  $\text{CO}_2$ — se mezcla con el aceite del yacimiento y forma un banco de aceite por delante de la zona miscible. El gas es seguido por un bache de agua, lo que mejora la relación de movilidad de los fluidos desplazantes para evitar la interdigitación. El ciclo de inyección de gas y agua puede reiterarse muchas veces, hasta que el desplazamiento final por empuje de agua barre fuera del yacimiento el hidrocarburo remanente, ahora mezclado con  $\text{CO}_2$ . Las heterogeneidades de la formación, tales como la presencia de un estrato de permeabilidad más alta (capa más oscura), afectan las formas de los frentes de inyección.

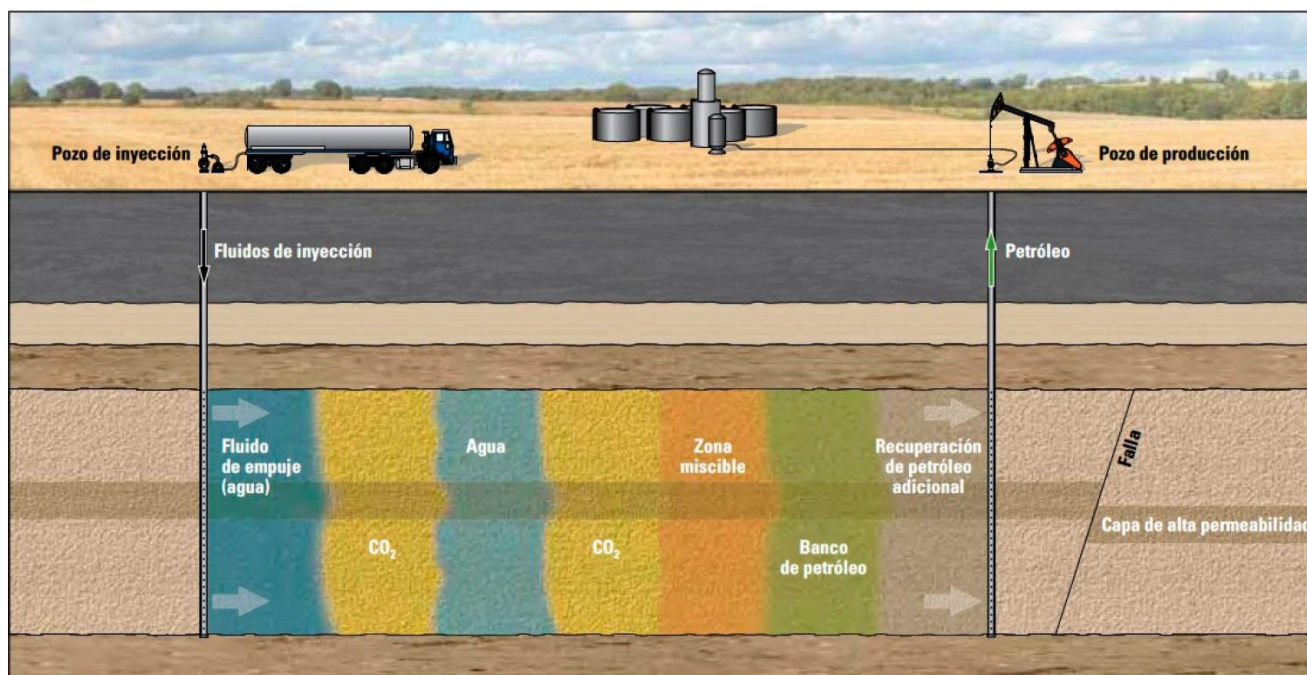


Figura 2 - Proceso de inyección miscible de agua alternado con gas (WAG).

### 1.3.3 Procesos Químicos

Los procesos químicos implican la inyección de productos químicos líquidos específicos que desplazan de una manera efectiva el aceite debido a su comportamiento de eliminación de propiedades, que resultan en la disminución de la tensión interfacial entre el líquido desplazante y el aceite. El proceso de surfactante/polímero se ilustra en la Figura 3. Se ha demostrado que tienen el mayor potencial en términos de recuperación de aceite en esta categoría de métodos de recuperación. En este proceso, el fluido desplazante es un líquido primario con una solución de un sistema químico complejo llamado solución micelar. Esta solución contiene un surfactante (por lo general un sulfonato de aceite), cosurfactante (un alcohol), aceite, electrolitos y agua. El fluido surfactante es relativamente pequeño, normalmente el 10 % del VP. El fluido surfactante es seguido por un bache de movilidad, una solución que contiene polímero a una concentración de unos pocos cientos de

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

ppm. Esta solución de polímeros se clasifica a menudo en la concentración, cada vez más diluida en polímero como más de la solución se inyecta. El volumen total de la solución de polímero es de aproximadamente de 1 VP.

La solución micelar tiene una solubilidad limitada con el aceite y está diseñado para tener una tensión interfacial ultra baja con la fase de aceite. El fluido micelar también está diseñado para tener una relación de movilidad favorable con el banco de aceite y el agua que fluye delante del fluido para prevenir digitación viscosa del fluido en el banco de aceite y para aumentar la eficiencia de desplazamiento macroscópico.

La solución de polímero se inyecta como bache de movilidad para desplazar la solución micelar de manera eficiente. La tensión interfacial entre las soluciones de polímero y micelar es bastante baja, y sólo una pequeña saturación residual de fluido micelar es atrapado. La existencia de una relación de movilidad favorable entre las soluciones de polímero y micelar también contribuye a un desplazamiento eficiente.

Un proceso de inyección asfalteno-sulfato-polímero ASP (por sus siglas en inglés Alkaline Surfactant Polymer) consta de varias etapas de inyección véase Figura 3. A veces se utiliza un bache de prelavado de salmuera para cambiar la salinidad u otras propiedades de las rocas y de los fluidos. El primer bache químico inyectado es una combinación de alcalino y surfactante. Ese bache se mezcla con el aceite y modifica sus propiedades, reduciendo la TIF y alterando la mojabilidad de la roca. Estos efectos producen la movilización de más aceite. Luego sigue un bache de polímero para mejorar la diferencia de movilidad entre el aceite y los fluidos inyectados. A su vez, este bache es seguido habitualmente por un bache de agua dulce para optimizar la recuperación de los químicos, y luego por un proceso de inyección de empuje con agua. El efecto de la segregación gravitacional en el barrido y las heterogeneidades de la formación, tales como la presencia de un estrato de permeabilidad más alta (capa más oscura), afectan las formas de los frentes de Inyección.

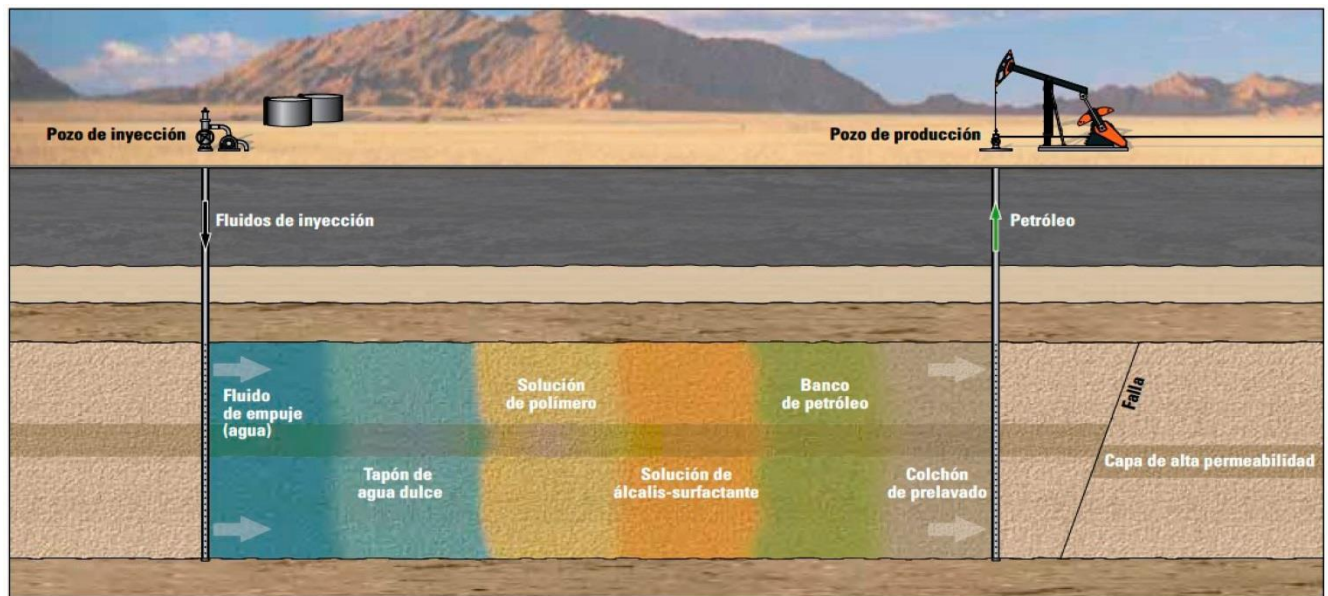


Figura 3 - Proceso de inyección de mezcla álcali-surfactante-polímero

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

## 1.3.4 Procesos Térmicos

Los procesos térmicos se pueden subdividir en inyección de agua caliente, procesos de vapor, y la combustión in situ. La inyección de agua caliente sólo se ha utilizado con moderación y con un éxito limitado. El vapor se utiliza de dos maneras diferentes: estimulación cíclica de vapor y la unidad de vapor (inyección continua de vapor). La Figura 4, muestra estimulación de vapor, en este proceso de un solo pozo, se inyecta vapor en la región vecina al pozo durante días o semanas (*izquierda*). El período de remojo dura algunos días (*centro*), durante los cuales el calor reduce la viscosidad del aceite. A continuación, tiene lugar la etapa de producción que se mantiene durante un período considerable (*derecha*). El ciclo se puede repetir o bien se puede convertir el pozo en un pozo de inyección<sup>7</sup>.

La producción se incrementa a través de una combinación de mecanismos, incluyendo la reducción de la viscosidad, la intermitencia de vapor y extracción de vapor. El efecto acumulativo de estos mecanismos es mayor en aceites más pesados (gravedad API menor) con viscosidades altas. La inyección de vapor por lo tanto tiende a ser utilizado en aceites viscosos, de baja gravedad API.

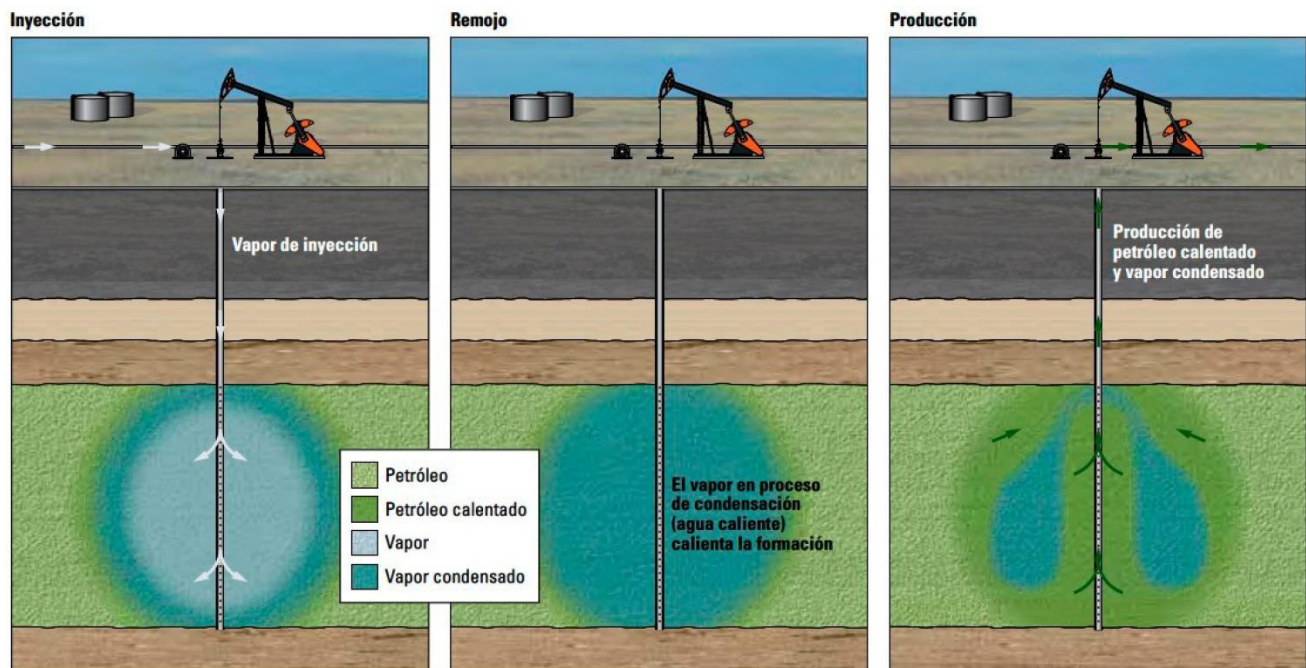


Figura 4 - Inyección cíclica de vapor.

## 1.4 Etapas de un proceso de recuperación

Selección de un método de recuperación y la elección de un método o combinación de métodos que han de ser utilizados con fines de recuperación asistida es mejor si se basa en un estudio detallado de cada campo en específico. Dado que la mayoría de las técnicas de recuperación



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

involucran componentes físicos complejos, el yacimiento debe ser caracterizado en muchos niveles. La forma de los poros afecta la eficiencia de desplazamiento microscópica. Las propiedades y heterogeneidades de las formaciones inciden en el barrido macroscópico, ya sea a escala de registro, entre pozos, o en todo el campo. Por consiguiente, la evaluación procede en etapas a fin de reducir la incertidumbre asociada con el hecho de que la aplicación de una técnica de recuperación logre éxito técnico y económico.

La metodología comienza con actividades relativamente baratas, que se desarrollan en la oficina o en el laboratorio; estas actividades avanzan luego a los ensayos de campo y la implementación, con un costo más elevado y un requerimiento de tiempo más prolongado. No obstante, en cualquier etapa, si el proyecto no satisface los criterios técnicos y financieros de la compañía para esa etapa, no se accede a la etapa siguiente. El equipo a cargo del proyecto puede efectuar iteraciones de los pasos previos para hallar una mejor solución con menos incertidumbre o bien abandonar el proyecto.

El primer paso consiste en recolectar tantos datos sobre el yacimiento como sea posible y desarrollar un paquete de información coherente. Esto puede compararse con los criterios de selección de los diversos métodos de recuperación. Estos criterios, basados en éxitos y fracasos previos, pueden constituir un cotejo positivo para algunas de las tecnologías de recuperación. Dado que los químicos necesarios están expandiendo los rangos de aplicabilidad de los métodos químicos, el equipo a cargo de los activos de la compañía que se ocupa de la evaluación de los métodos debería analizar la literatura vigente y efectuar consultas con investigadores y fabricantes de químicos. Por otro lado, los límites existentes con respecto a la densidad y la viscosidad del aceite, y la salinidad de la salmuera, están siendo superados por los surfactantes sintéticos, que a menudo se consiguen a un menor costo que el que era posible previamente.

Una vez reducido el número de tecnologías EOR factibles, la etapa de evaluación pasa habitualmente a la de laboratorio. Las propiedades físicas de los fluidos y de las combinaciones de fluidos, incluyendo el aceite y el agua de formación, deben ser confirmadas para la técnica seleccionada. Es importante examinar no sólo los aspectos positivos, tales como la miscibilidad y la alteración de la mojabilidad, que son necesarios, sino también los aspectos negativos, tales como las incrustaciones y la condensación de parafinas, que deben evitarse. Después, para investigar las propiedades de los sólidos/fluidos, tales como la adsorción, los químicos se mezclan con granos que son representativos de la formación. Luego, se llevan a cabo estudios de flujo, utilizando paquetes de arena en tubos delgados o núcleos, o ambos elementos. En cada una de estas etapas de laboratorio, los métodos EOR potenciales pueden ser eliminados o ajustados a la aplicación de campo específica.

Después de que los ingenieros y geocientíficos evalúan la historia del campo, pueden desarrollar modelos de yacimientos estáticos y dinámicos actualizados. Proistos de los resultados de las pruebas de flujo y de otras pruebas de laboratorio, los especialistas en modelado pueden simular el efecto del método EOR en el modelo dinámico para predecir la recuperación prevista. Por ejemplo, el simulador de yacimientos ECLIPSE maneja la mayoría de las combinaciones de los procesos de inyección de químicos, tales como el método ASP. El proceso de simulación consiste en descubrir una combinación adecuada de la configuración, el espaciamiento y esquema de implantación de pozos, además de los pozos inyectantes y la estrategia de inyección correcta.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Las incógnitas más importantes, tales como la heterogeneidad de la formación, se evalúan mediante iteraciones múltiples del simulador con diferentes parámetros del modelo. Los operadores comparan los costos de suministros previstos y los aspectos económicos del proyecto con el caso base de mantenimiento de la producción sin técnicas de recuperación. Si la simulación indica que el proyecto satisface los requisitos técnicos y financieros de la compañía, puede ser utilizada para diseñar la etapa siguiente: las pruebas de campo.

Las pruebas piloto de campo deben diseñarse para responder preguntas específicas. Los objetivos de las pruebas piloto pueden incluir la siguiente evaluación del proceso de recuperación para el desarrollo de todo el campo:

- Evaluación de la eficiencia de la recuperación.
- Evaluación de los efectos de la geología del yacimiento sobre el desempeño.
- Reducción del riesgo técnico y económico en los pronósticos de producción.
- Obtención de datos para calibrar los modelos de simulación de yacimientos.
- Identificación de problemas e inquietudes operacionales.
- Evaluación del efecto de las opciones de desarrollo sobre la recuperación.
- Evaluación del impacto ambiental.
- Evaluación de la estrategia operativa para mejorar los aspectos económicos y la recuperación.

Las pruebas piloto de recuperación abarcan desde pruebas de un solo pozo, con inyección solamente o incluida la fase de producción, hasta pilotos con patrones simples o múltiples; el costo y la complejidad se incrementan en general en ese orden.

Una prueba piloto de inyección de un solo pozo puede ser diseñada sencillamente para evaluar la inyektividad del fluido. En las pruebas piloto más complejas se pueden verificar los aspectos relacionados con el barrido superficial y vertical, el barrido con efecto gravitacional, la formación de canales y la interdigitación viscosa.

La planeación de las pruebas piloto debe centrarse en la recolección rápida y eficiente de los datos para responder a las preguntas analizadas previamente. Estos datos provienen de las operaciones de monitoreo del subsuelo y de la superficie, y el plan puede incorporar además pozos de monitoreo perforados para obtener datos adicionales en puntos específicos del campo. El tiempo también es un elemento a considerar: se debe conceder tiempo suficiente para que el frente de inyección avance a través de la prueba piloto.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

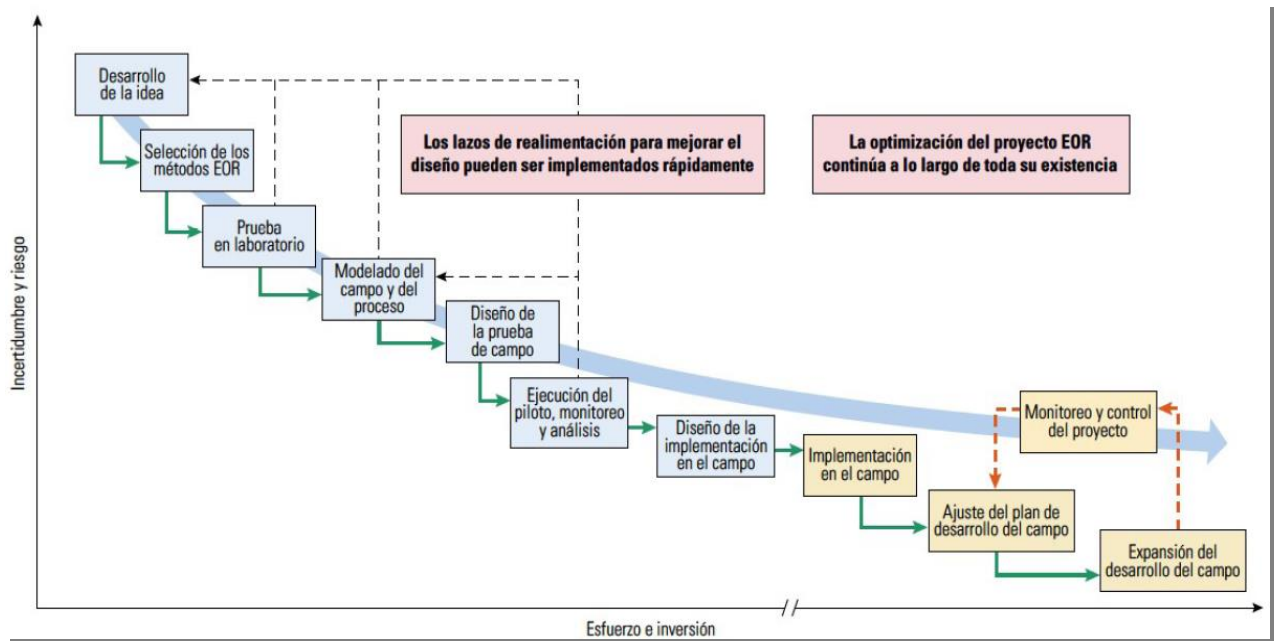


Figura 5 – Hoja de ruta de los métodos EOR

El objetivo de una evaluación de los métodos EOR es reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico. La evaluación comienza mediante un proceso de selección basado principalmente en la información existente; se compara el campo en cuestión con los éxitos conocidos de diversos métodos EOR en otros campos. Si el proyecto aprueba un paso, accede al siguiente, que puede consistir en pruebas de laboratorio, y se pasa al modelado de campo. Si el proyecto encara un obstáculo técnico o económico, puede ser abandonado o bien el proceso puede retornar a un paso previo para re-evaluarse u otro método EOR. Una vez lograda una contabilidad suficiente, el operador designa e implementa un proyecto piloto de campo, con la posible expansión a la fase de implementación en todo el campo o en una parte de éste. El eje horizontal indica un proceso en secuencia, pero además indica la inversión, en general cada vez mayor, requerida para concretar cada paso, desde el desarrollo de las ideas a la izquierda hasta la implementación en el campo a la derecha. Figura 5.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 1.5 Importancia de la implementación de un proceso de recuperación mejorada en un yacimiento.

#### 1.5.1 Ejemplos de recuperación en el Mar del Norte<sup>8</sup>

Las cinco tecnologías EOR que se han realizado en el Mar del Norte son las siguientes:

- Inyección de gas miscible de Hidrocarburo (HC)
- Inyección alternada de Agua y Gas WAG (por sus siglas en Inglés Water Alternating Gas)
- Inyección Simultánea de Agua y Gas SWAG (por sus siglas en inglés, simultaneous water-and-gas)
- Inyección de Espuma Asistida con Agua y Gas FAWAG (por sus siglas en inglés Foam-Assisted Water Alternating Gas)
- Inyección Microbiana MEOR (por sus siglas en inglés Microbial Enhanced Oil Recovery)

Entre estas tecnologías, las nuevas tecnologías que se han iniciado en el Mar del Norte son SWAG, FAWAG y MEOR.

WAG parece ser la tecnología EOR más exitosa en el Mar del Norte, en comparación con las otras tecnologías (inyección de gas miscible, SWAG, FAWAG, y MEOR). Los yacimientos del Mar del Norte a menudo pueden dar la recuperación de aceite efectiva por la inyección de agua y WAG puede ser utilizada efectivamente para desplazar el aceite restante y reducir la saturación de aceite residual, véase la siguiente Tabla 2.

Inyección de gas miscible en Ekofisk y Statfjord, WAG en Snorre y SWAG al campo Siri se iniciaron a causa de manejo limitado del gas, el almacenamiento y la capacidad de exportación, pero también tienen el potencial de incrementar la recuperación de aceite.

Tanto WAG y SWAG involucra los mismos mecanismos con el fin de lograr la recuperación mejorada. Sin embargo, WAG es una tecnología madura, y los ingenieros de yacimientos se sienten cómodos con su aplicación, debido a su diseño simple y fácil implementación. La diferencia principal entre WAG y SWAG es en las estrategias de operación de campo, que están determinadas por las características del yacimiento. Si el gas de hidrocarburo se encuentra en cantidades limitadas, entonces, SWAG es la mejor opción. Por otro lado, WAG es la opción preferida si el gas de hidrocarburo está presente en cantidades suficientes.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Los principales problemas asociados con las aplicaciones de WAG, SWAG y FAWAG son la inyectividad, la supervisión del sistema de inyección y heterogeneidades del yacimiento.

En el Mar del Norte se han observado yacimientos con hidrocarburos amargos y con inyectividad reducida. La aplicación de procesos MEOR puede ser útil en la reducción de estos problemas.

SWAG, FAWAG y MEOR siguen siendo tecnologías inmaduras en el Mar del Norte y requieren más investigaciones de laboratorio y a escala de campo.

Aproximadamente el 63 % de todas las aplicaciones de recuperación mejorada de aceite reportadas en el Mar del Norte a partir de 1975 hasta principios de 2005 se han iniciado en la NCS (Norwegian continental shelf). Statoil fue el líder en la realización de aplicaciones de EOR de campo en el Mar del Norte.

En el futuro, la mayoría de las investigaciones se llevarán a cabo en los procesos microbianos, inyección de CO<sub>2</sub> y sistemas de inyección WAG (incluyendo SWAG).



**TABLA 2— Estudio EOR en el Mar del Norte**

Tipo /Oper.	Campo/ Prod. INICIO	Loc.	Grupo* Formación	Propiedades de la Formación										Propiedades de los Fluidos del Yacimiento						Yacimiento				Especificos Relacionados con EOR																	
				Edad	Litología	D	WOC	GOC	R <sub>k</sub>	h <sub>k</sub>	-	k	Fractil	μ <sub>o</sub>	P <sub>b</sub>	R <sub>s</sub>	B <sub>o</sub>	API	c <sub>s</sub>	T	P <sub>i</sub>	N	R <sub>c</sub>	R <sub>m</sub>	Prev.	Datos de Inicio	PS	Pozos Prod Inyec	Inyec.	Fluido Inyectado	TP IR	TP	EP	Eficiencias			TREP	CIR	Resultados		
						m ss	m ss	m ss	m	m	%	md	cp	bars	R <sub>s</sub>	B <sub>o</sub>	API	g/l	°C	bars	Msm <sup>2</sup>	Msm <sup>2</sup>	Msm <sup>2</sup>	Prod.	de Inicio	Prod Inyec	Tipo	MMP, bars	%	sm <sup>3</sup> /d	sm <sup>3</sup> /d	sm <sup>3</sup> /d	GIE	WIE	Msm <sup>2</sup>	%					
<b>Inyección de Gas Miscible</b>																																									
CoP	Ekofisk (1971)	Nor.	Ekofisk Tor	Da	LS	2900	3200		170	120	25-45	0,1-100	Si	0,17	382	263	1,76	36	50	131	491	1070	527	178	P	1975	FS	8	U-D	HC-I		2-3	45263						Exitoso		
Exxon Mobil	Beryl (1976)	U.K	Upper Beryl	LJ	SS	3200			138	124	17	400	No		290			37			337	413	227		P	1977		2	U-D	HC-Ir			3939					Exitoso			
Statol	Statfjord (1979)	Nor.	Statfj	EJ	SS	2575	2806		125	63	21	750	No	0,29	196	155	1,54	39	14	99	404	1000	566	24	P	1979	FS	18	13	U-D	HC-I	317-352		19096					Exitoso		
Shel	Brent (1976)	U.K	Statfj Unt 1	LJ	SS	2744	2954	2774	28	27	25	2000	No	0,25	303-390	387	2,0	34	24	103	423	604	302		WF	1981	P	4	5	U-D	HC-I	407	1,4	2657					Exitoso		
Total	Alwyn North (1987)	U.K	Brent	MJ	SS	3110	3231		109	95	15-20	5-2000	No	0,3	>270	>170	>1,6	41	30	113	450	95	51		WF	1999	FS	6	3	D-D	HC-r	375	3,3	1539	261	143		0,24 (2002)	0,3	Exitoso	
Statol	Smorbukk South (1999)	Nor.	Gam	MJ	SS	3900	3981	3864		117	14	1-600	No	0,16	400	350	2,2	40	50	140	405	129	47		P	1999	FS	8	3	U-D	HC-I	-400		15501					Exitoso		
<b>Inyección Miscible WAG</b>																																									
Statol	Shorre (SnA) (1992)	Nor.	Statf.	EJ	SS	2300	2595		90	40	24	200-2000	No	0,4-0,9	90-130	60-100	1,3-1,4	35	34	90	383	532	242	113	WF	1994	P	4	4	D-D	HC-Ir		283	10-12	31614	411	514		1,5 (1994)	0,3	Exitoso
Marathon	South Etee (1983)	U.K	Upper Brae	J	SS		4111		509		11	130	No	0,3	255	239	1,7	33-37		123	492	132	44		WF	1994	P	4	1	D-D	HC-r	272	3	614	235	642		0,4 (1999)	0,3	Exitoso	
BP	Magnus (1983)	U.K	M3VI LKCF	J	SS	2709	3190		200	185	20	10-1000	No		179	129		39		116	459	245	137		WF	2002	FS	3	?	HC-I		2-6	5693						Exitoso		
<b>Inyección Immiscible WAG</b>																																									
Lundin Oil	Thistle (1978)	U.K	Brent - Tartart	MJ	SS	2804			168	117	18-23	80-1220	No	1,1	66,2	52		38		102	418	131	64		WF	1980	P	2	1	D-D				537	59	708	0,08	0,1 (1984)	0,1	Exitoso	
Statol	Gufaks (1986)	Nor.	L-Brent	MJ	SS	1740	1947		250-300	190	31	80-4500	No	1,12	230	100	1,25	32-36	41,3	74	310	582	352	38	WF	1991	P	12	2	D-D	HC-I	<230	8-10	26608	672	1359	0,27	2 (2000)	0,34	Exitoso	
Noisk Hydro	Brae (1993)	Nor.	Fensf.	LJ	SS	2080	2149		50	40	25	1-200	No	0,56	168	93	1,29	36	41,7	87,5	215	121	49	4	WF	1994	FS	10	6	?	HC-I	329	5	4332	274	228	0,03	0,4 (1998)	0,33	Exitoso	
CoP	Ekofisk (1971)	Nor.	Ekofisk Tor	Da	LS	2900	3200		170	120	25-45	0,1-100	Si	0,17	382	263	1,76	36	50	131	491	1070	527	178	WGF	1996	P	1	1	?	HC-I	-310	3,3	45263	0					Sin exito	
Statol	Statfjord (1979)	Nor.	Brent	MJ	SS	2360	2560		155	115	28	2300	No	0,31	277	190	1,58	41	14,8	92	385	1000	566	24	WF	1997	FS	22	9	D-D	HC-I	>414	7	19096	1918	685		3,5 (2002)	0,35	Exitoso	
Norsk Hydro	Seberg Ost (1999)	Nor.	Brent	MJ	SS	2770			74		19	1-1000	No		100				38	113	319	97	30	16	WF	1999	P			D-D	HC-I		4925						Exitoso		
<b>Inyección SWAG</b>																																									
Statol	Sri (1999)	Dan.			SS	2070			25	25-35	1-1000				100						232			3	P	1999		5	2	D-D			6	2059					Exitoso		
<b>Inyección FAWAG</b>																																									
Statol	SnA(CFB) (1992)	Nor.	U-Statf.	EJ	SS	2300	2595		90	12	24	400-3500	No	0,40,9	90-130	60-150	1,3-1,4	35	34	90	380	532	242	113	WAG	1997	P	1	1	D-D	HC-I	>280		31614						?	
Statol	SnA(WFB) (1992)	Nor.	U-Statf.	EJ	SS	2300	2595		90	10,4	24	400-3500	No	0,40,9	90-130	60-150	1,3-1,4	35	34	90	380	532	242	113	WAG	1999	P	1	1	D-D	HC-I	>280	0,9	31614	342	1070		0,25 (2001)	0,05	Exitoso	

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 1.5.2 Ejemplos de recuperación en Estados Unidos<sup>9</sup>

En la última década, los EOR por medio de la inyección de gas han sido el método dominante para la recuperación de yacimientos de aceite, especialmente en yacimientos carbonatados con permeabilidad e inyectividad baja (ver Tabla 3).

TABLA 3—EJEMPLOS DE INYECCION (CONTUNUA O WAG) DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE ESTADOS UNIDOS										
Localización	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad (°API)	$\mu$ (cp)	Temp. (°F)	Referencia
Alabama	Chatom	Smackover Lime	Dolomita	22.0	12.0	15,900	54	–	293	Nuckols 1992; Tompkins et al. 1993
Dakota del Norte	Carlson	Madison	Roca Caliza	11.0	0.1	8,500	42	11.0	135	Noran 1976; Leonard 1982
Dakota del Norte	Red Wing Creek	Mission Canyon	Roca Caliza	10.0	0.1	9,000	40		241	Nuckols 1992; Moritis 1998; Pickard 1994
Texas	Levelland	San Andres	Dolomita	10.2	2.0	4,900	30	2.3	105	Nuckols 1992; US DOE 2003; Moritis 1994; Brannan and Whittington 1976
Texas	Slaughter	San Andres	Dolomita	10.5	4.3	5,000	28	1.9	105	US DOE 2003; Leonard 1984; Rowe et al. 1982
Texas	McElroy	San Andres	Dolomita	11.6	1.5	3,856	31	2.3	86	US DOE 2003; Leonard 1982
Texas	Fairway	James	Roca Caliza	12.6	11.0	9,900	48		260	Nuckols 1992; US DOE 2003; Noran 1976; Moritis 1998; Christensen et al. 1998
Texas	Wolfcamp Univ. Block 9	Wolfcamp	Roca Caliza	10.2	14.0	8,400	38	0.3	140	US DOE 2003; Christensen et al. 1998; Holloway and Fitch 1964; Cone 1970

Debido a la baja permeabilidad de la matriz, los yacimientos de carbonato parecen representar un caso en donde los EOR continuarán siendo dominados por la inyección de CO<sub>2</sub>, a menos que sean desarrolladas mejores estrategias de recuperación mejorada de aceite en un futuro.

La aplicación de los distintos procesos de recuperación mejorada de aceite: inyección de CO<sub>2</sub> (ver Tabla 4) y el polímero (ver Tabla 5) ha sido muy limitado en yacimientos carbonatados. Sin embargo en la inyección de aire a alta presión HPAI (por sus siglas en inglés High Pressure Air Injection) de yacimientos carbonatados en Dakota del Sur y Dakota del Norte, muestran una inyección de aire que representa una oportunidad viable para revitalizar los campos maduros (ver Tabla 6), así también la inyección de Vapor y de Nitrógeno (ver Tabla 7 y 8).

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

**TABLA 4 – EJEMPLOS DE INYECCION DE CO<sub>2</sub> EN YACIMIENTOS  
CARBONATADOS DE ESTADOS UNIDOS**

Localización	Campo	Yacimiento	Formación	Φ (%)	K (md)	Prof. (ft)	Gravedad (°API)	μ (cp)	Temp. (°F)	Referencia
Kansas	Hall-Gurney	LKCC	Roca Caliza	25.0	85.0	2,900	40	3.0	99	Moritis 2004; OG&J 1999; Dubois et al. 2001
Michigan	Dover 36	Silurian-Niagaran	Roca Caliza / Dolomita	7.0	5.0	5,500	41	0.8	108	Moritis 2004
Michigan	Dover 33	Silurian-Niagaran	Roca Caliza / Dolomita	7.1	10.0	5,400	43	0.8	108	Moritis 2004
Nuevo Mexico	Maljamar	Grayburg/San Andres	Dolomita / Arenisca	10.2	18.0	4,000	36	1.0	90	Leonard 1982; Moritis 1994; Lingane et al. 1984; Pittaway et al. 1987; Moore and Clark 1988; Christensen et al. 1998; Newmark et al. 2001
Nuevo Mexico	East Vacuum	San Andres	Dolomita	11.7	11.0	4,400	38	1.0	101	Moritis 2000; Christensen et al. 1998, 2001; Brownlee and Sugg 1987
Nuevo Mexico	Vacuum	San Andres	Dolomita	12.0	22.0	4,550	38	1.0	101	Moritis 2000, 2004; Wehner et al. 2000; Duranti and Davis 2002
Nuevo Mexico	North Hobbs	San Andres	Dolomita	15.0	13.0	4,200	35	0.9	102	Moritis 2004
Dakota del Norte	Little Knife	Mission Canyon	Dolomite	18.0	22.0	9,800	43	0.2	240	Leonard 1982; Christensen et al. 1998; 2001; Desch et al. 1982; Thakur et al. 1984
Texas	Anton Irish	Clearfork	Dolomita	7.0	5.0	5,900	28	3.0	115	Moritis 2000, 2004; McNeely et al. 2001
Texas	Bennet Ranch Unit	San Andres	Dolomita	10.0	7.0	5,200	33	1.0	105	Moritis 2000, 2004
Texas	Cedar Lake	San Andres	Dolomita	14.0	5.0	4,700	32	2.0	103	Moritis 2000, 2004
Texas	Adair San Andres Unit	San Andres	Dolomita	15.0	8.0	4,852	35	1.0	98	US DOE 2003; Moritis 2000, 2004; Cobb 1981
Texas	Seminole San Andres Unit	San Andres	Dolomita	13.0	20.0	5,100	34	1.2	101	US DOE 2003; Moritis 1994, 2004; Sonnenfeld et al. 2003; Wood et al. 1986
Texas	Seminole Unit-ROZ Phase	San Andres	Dolomita	12.0	62.0	5,500	35	1.0	104	Moritis 2004
Texas	Levelland	San Andres	Dolomita	12.0	3.8	4,900	30	2.3	105	US DOE 2003; Noran 1978; Moritis 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Pitts 1977; Brannan and Whittington 1977; Graham et al. 1980
Texas	North Cowden	Grayburg/San Andres	Dolomita	12.0	5.0	4,300	34	1.6	94	US DOE 2003; Moritis 1996, 2004; Byars 1972; Lines et al. 1994; Chambers et al. 1994

**PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE  
HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

Tabla 4. Continuación

Texas	Wasson (ODC Unit)	San Andres	Roca Caliza	9.0	5.0	5,100	32	1.3	110	US DOE 2003; Moritis 1996, 2004; Linn 1987; Konecki et al. 1988
Texas	Slaughter (HT Boyd Lease)	San Andres	Dolomita	10.0	4.0	5,000	31		108	Moritis 2004
Texas	Slaughter Frazier	San Andres	Roca Caliza / Dolomita	10.0	4.0	4,950	31	1.4	105	Moritis 1996, 2004; Linn 1987
Texas	Wasson-Willard	San Andres	Dolomita	10.0	1.5	5,100	32	2.0	105	Moritis 1996, 2004; Brock and Trice 1993
Texas	University Waddell	Devonian	Dolomita	12.0	14.4	8,500	43	0.5	140	US DOE 2003; Leonard 1984; Aalund 1988; Smith 1986
Texas	McElroy	San Andres	Dolomita	11.6	1.5	3,850	31	2.3	86	US DOE 2003; Leonard 1984; Hwang and Ortiz 1998
Texas	Goldsmith	San Andres	Dolomita	10.0	10.0	4,200	32	1.2	94	US DOE 2003; Moritis 2000; Leonard 1984; Jasek et al. 1998
Texas	Kelly Snyder (SACROC Unit)	Canyon Reef	Roca Caliza	9.4	19.4	6,700	41	0.4	130	US DOE 2003; Christensen et al. 1998, 2001; Langston et al. 1988; Hawkins et al. 1996; Kane 1979
Texas	South Welch	San Andres	Roca Caliza	9.3	9.0	4,890	34	2.2	96	Leonard 1984; Moritis 2004; Keeling 1984; Hill et al. 1994
Texas	Huntley	San Andres	Dolomita	16.0	5.0	3,180	33	2.5	104	US DOE 2003; Moritis 1994, 1998; McNutt et al. 1994
Texas	South Cowden	San Andres	Carbonatos	13.0	3.0	4,100	35	1.0	100	US DOE 2003; Moritis 2004; Dollens et al. 1997; Green et al. 2003; Owen et al. 1999
Texas	Wasson (Cornell Unit)	San Andres	Dolomita	8.6	2.0	4,500	33	1.0	106	US DOE 2003; Moritis 2000, 2004; Todd et al. 1982
Texas	Wasson	San Andres	Dolomita	13.0	6.0	5,100	33	1.0	110	Moritis 2004.
Texas	GMK South	San Andres	Dolomita	10.0	3.0	5,400	30	3.0	101	Moritis 2004.
Texas	Slaughter	San Andres	Dolomita	10.0	3.0	5,000	32	2.0	107	Moritis 2004.
Texas	Slaughter (East Mallet)	San Andres	Dolomita	12.5	6.0	4,900	32	1.0	110	Moritis 2000; 2004; Gould et al. 1991; Drozd and Gould 1991
Texas	Sharon Ridge	Canyon Reef	Roca Caliza	10.0	150.0	6,600	40	1.0	125	Moritis 2000, 2004; Brinkman et al. 1998; Yuan et al. 2001

**PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE  
HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

Tabla 4. Continuación

Texas	Means (San Andres)	San Andres	Dolomita	9.0	20.0	4,300	29	6.0	97	Moritis 1996, 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Stiles et al. 1983; Moore 1985
Texas	Salt Creek	Canyon	Roca Caliza	20.0	12.0	6,300	39	1.0	125	US DOE 2003; Moritis 2000, 2004; Moshell 1995
Texas	Hanford	San Andres	Dolomita	10.5	4.0	5,500	32	1.4	104	Moritis 1996, 2000, 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Merritt and Grace 1990
Texas	Hanford East	San Andres	Dolomita	10.0	4.0	5,500	32	1.0	106	Moritis 2004
Texas	West Brahaney Unit	San Andres	Dolomita	10.0	2.0	5,300	33	2.0	108	Moritis 1998
Texas	East Penwell (SA) Unit	San Andres	Dolomita	10.0	4.0	4,000	34	2.0	86	US DOE 2003; Moritis 2000, 2004
Texas	Garza	San Andres	Carbonatos	18.0	5.0	3,000	36	3.0	80	US DOE 2003; Leonard 1984; Wash 1981
Texas	Welch (North & South)	San Andres	Dolomita	11.0	4.0	4,900	34	2.0	98	US DOE 2003; Moritis 2000, 2004; Taylor et al. 1998; Justice et al. 2000
Texas	Crossett	Devonian	Roca Caliza	22.0	5.0	5,300	44	0.4	106	US DOE 2003; Leonard 1982; Aalund 1988
Texas	Wasson (Bennett Ranch)	San Andres	Carbonatos	13.0	10.0	4,900	32	1.4	107	US DOE 2003; Matheny 1980; Moritis 2004; Hsu et al. 1996
Texas	Wasson (Denver Unit)	San Andres	Dolomita	12.0	5.0	5,200	33	1.3	105	US DOE 2003; Aalund 1988; Moritis 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Tanner et al. 1992; Wash 1984
Texas	Wasson South	Clearfork	Carbonatos	6.0	2.0	6,700	33	1.2	105	US DOE 2003; Aalund 1988; Christensen et al. 1998, 2001; Burbank 1992
Texas	Reinecke	Cisco Canyon Reef	Roca Caliza / Dolomita	10.4	170.0	6,700	44	0.4	139	Moritis 2000; Leonard 1984; Sailer 1999; Odom et al. 2000
Texas	Slaughter Sundown (SSU)	San Andres	Dolomita	11.0	6.0	4,950	33	1.0	105	Moritis 2000, 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Folger and Guillot 1996; Folger 1996
Texas	Mabee	San Andres	Dolomita	9.0	4.0	4,700	32	2.3	104	Moritis 1994, 2004; Roper et al. 1992; Dull 1995

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Estado	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad ( $^{\circ}$ API)	$\mu$ (cp)	Temp. ( $^{\circ}$ F)	Referencia
Texas	Wellman	Wolfcamp	Roca Caliza	9.2	100.0	9,800	44	0.5	151	US DOE 2003; Moritis 1990; Bangia et al. 1992; Barile 2002
Texas	Dollarhide (Clearfork Unit)	Clearfork	Dolomita	11.5	4.0	6,500	40	-	113	Moritis 2004
Texas	Dollarhide (Devonian Unit)	Devonian	Dolomita	13.5	17.0	8,000	40	0.4	125	Moritis 2004; Christensen et al. 1998, 2001; Poole 1988; Bellavance 1996
Texas	Sable	San Andres	Dolomita	8.4	2.0	5,200	32	1.0	107	US DOE 2003; Moritis 1994, 1998; Westerman 1985
Texas	Cogdell	Canyon Reef	Roca Caliza	13.0	6.0	6,800	40	0.7	130	Moritis 2004; Pennell and Melzer 2003
Texas	T-Star (Slaughter Consolidated)	Abo	Dolomita	7.0	2.0	7,850	28	1.9	134	Moritis 2004
Utah	Aneth	Ismay	Roca Caliza	14.0	5.0	5,600	41	1.0	125	Moritis 2000, 2004; Hoefner et al. 1995
		Desert Creek								
Utah	Greater Aneth	Desert	Roca Caliza	12.0	18.3	5,700	42	1.5	129	Moritis 2000, 2004;
	Area	Creek								Dollens et al. 2000; Hindi and Christianson 2001
West	Hilly Upland	Greenbrier	Roca Caliza /	14.0	3.0	1,950	42	1.7	77	Watts et al. 1982;
Virginia			Dolomita							Brock and Bryan 1989

Localización	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad ( $^{\circ}$ API)	$\mu$ (cp)	Temp. ( $^{\circ}$ F)	Referencia
Arkansas	Wesgum	Smacover	Roca Caliza	26.7	36.0		21.0	11.0	185	Leonard 1986
Illinois	Tonti	Renoist Auxvases McClusky	Roca Caliza	47.3	358.0	2,050	39.5	4.0	83	Leonard 1986;
										Aalund 1988
Kansas	Trapp	Lansing /	Roca Caliza	18.4	150.1	3,215	38.0	1.4	97	US DOE 2003;
		Kansas City								Moritis 1990
Kansas	Bates Unit	Mississippi	Roca Caliza	15.5	19.7	3,700	42.0	0.6	117	Leonard 1986;
Kansas	Harmony	Lansing /	Roca Caliza	12.5		3,130	38.6	3.7	105	Moritis 1994
Louisiana	Old Lisbon	Pettit	Carbonatos	16.0	45.0	5,300	34.9	2.5	178	US DOE 2003;
Nebraska	Dry Creek	Lansing /	Roca Caliza	13.0		4,100	31.0	9.0	120	Aalund 1988
Nuevo Mexico	Vacuum	San Andres	Dolomita	10.6	21.0	4,700	37.0	1.5	100	Bleakley 1974; Manning et al. 1983
Nuevo Mexico	Vacuum	Grayburg/ San Andres	Dolomita	11.5	17.3	4,500	37.0	1.2	101	Leonard 1984; Manning et al. 1983;
New Mexico	Vacuum	San Andres	Dolomita	11.6	8.5	4,720	38.0	1.5	105	Leonard 1986; Moritis 1990
Dakota del Norte	Blue Buttes	Madison	Roca Caliza	9.6	22.0	9,400	42.0	0.3	240	Leonard 1986; Aalund 1988

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Oklahoma	Fitts	Viola	Roca Caliza	13.6	18.5	3,900	39.0	3.2	119	US DOE 2003; Leonard 1986; Manning et al. 1983
Oklahoma	Fitts (E. Fitts Unit)	Cromwell 60,	Roca Caliza / Arenisca	17.5	6.6	3,250	40.0	4.0	115	Leonard 1984; Aalund 1988; Manning et al. 1983
		Hunton, Viola								
Oklahoma	Balko South	Kansas City	Roca Caliza	21.0	535.0	6,100	40.0	1.8	125	Leonard 1984; Aalund 1988
Oklahoma	Fitts	Cromwell, Viola, Hunton	Carbonatos	17.5	750.5	3,250	40.0	4.0	115	Leonard 1986; Moritis 1990; Manning et al. 1983
Oklahoma	Stanley	Burbank	Carbonatos	18.0	300.0	3,000	39.0		105	US DOE 2003; Noran 1978; Manning et al. 1983
Texas	C-Bar	San Andres	Dolomita	10.0	6.0	3,350	36.0	5.0	107	Leonard 1984; Leonard 1986
Texas	Dune	San Andres	Dolomita	14.0	28.0	3,350	32.0	3.5	95	US DOE 2003; Moritis 1990; Manning et al. 1983; Giese 1982
Texas	Goldsmith 5600	Clearfork	Dolomita	15.0	28.0	5,600	32.0	3.5	100	US DOE 2003; Leonard 1986; Heck 1968
Texas	McElroy	Grayburg	Dolomita	13.0	37.0	2,800	32.0	2.7	88	US DOE 2003; Leonard 1986; Lemen et al. 1990
Texas	Garza	San Andres	Roca Caliza	19.8	4.1	2,900	36.0	2.5	90	US DOE 2003; Leonard 1984;
Texas	Westbrook	Clearfork	Dolomita	7.4	6.3	3,000	26.0	9.1	90	Leonard 1984; Moritis 1990; Manning et al. 1983
Texas	Lucy N.	Pennsylvania	Roca Caliza	9.7	30.0	7,640	40.0	0.4	140	Leonard 1986; Moritis 1990
Texas	Salt Creek	Canyon Reef	Roca Caliza	12.0	13.2	6,300	39.2	0.9	129	US DOE 2003; Moritis 1990; Brady 1991
Texas	Stephens County Regular	Caddo (ECU)	Roca Caliza	13.2	9.0	3,200	39.0	2.7	113	Leonard 1984; Moritis 1990; Wen Gao 1987; Weiss 1992; Manning et al. 1983; Weiss and Baldwin 1985
Texas	Slaughter	San Andres	Dolomita	11.2	6.0	5,000	31.0	1.5	110	US DOE 2003; Leonard 1986; Manning et al. 1983
Texas	S. Robertson	3lorieta/Cle arfork	Dolomita	7.9	38.6	5,800	34.0	1.0	107	Leonard 1982, 1986; Aalund 1988
Texas	Cogdell	Canyon Reef	Roca Caliza	9.6	5.0	6,800	41.7	0.6	128	Leonard 1984; Aalund 1988
Texas	Levelland	San Andres	Dolomita	10.0	0.6	4,720	30.5	1.5	107	US DOE 2003; Leonard 1984
Texas	Cowden North	Grayburg/S an Andres	Roca Caliza / Dolomita	10.1	3.8	4,450	34.0	1.6	94	US DOE 2003; Leonard 1986
Texas	Mabee	San Andres	Dolomita	10.5	1.5	4,700	32.0	2.4	106	Leonard 1984; Aalund 1988; Manning et al. 1983

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

**Tabla 5. Continuación**

Texas	Jordan	San Andres	Dolomita	10.5	6.0	3,600	34.0	2.8	95	Leonard 1986; Aalund 1988; Tyler et al. 1991
Texas	McElroy	Grayburg/San Andres	Dolomita	11.0	5.0	3,000	32.0	2.6	95	US DOE 2003; Leonard 1984
Texas	Penwell	San Andres	Dolomita	11.0	2.2	3,800	32.0	4.5	108	US DOE 2003; Leonard 1986
Texas	Harris	Glorieta	Dolomita	8.6	3.0	5,818	30.8	3.1	115	US DOE 2003; Leonard 1984
Texas	Dollarhide (Clearfork)	Clearfork	Dolomita	11.6	8.5	6,500	37.0	0.6	110	US DOE 2003; Leonard 1986
Texas	South Cowden	Grayburg	Dolomita	13.0	3.1	4,500	34.0	3.5	103	US DOE 2003; Leonard 1986
Texas	Smyer	Clearfork	Carbonatos	8.3	10.5	5,900	27.0	5.0	112	Leonard 1986; Aalund 1988
Texas	North Riley	Clearfork	Carbonatos	7.7	12.0	6,300	32.0	2.6	104	US DOE 2003; Leonard 1986
Texas	Salt Creek	Canyon Reef	Roca Caliza	12.0	20.0	6,500	39.0	6.0	130	US DOE 2003; Leonard 1984
Texas	Headlee North	Headlee North	Roca Caliza	4.1	0.3	12,000	47.0	0.7	190	Leonard 1984
Texas	Foster	San Andres	Dolomita	12.0	5.8	4,200	34.0	1.2	101	US DOE 2003; Leonard 1984
Texas	Wichita County Reg. (a)	Gunsight	Carbonatos	22.0	53.0	1,750	42.0	2.2	89	US DOE 2003; Leonard 1984

**TABLA 6—EJEMPLOS DE PROYECTOS DE INYECCION IN-SITU EN YACIMIENTOS  
CARBONATADOS DE ESTADOS UNIDOS**

Localización	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad ( $^{\circ}$ API)	$\mu$ (cp)	Temp. ( $^{\circ}$ F)	Referencia
Dakota del Norte	Horse Creek	Red River	Dolomita	16.0	20	9,500	32	1.4	198	Clara et al. 1998; Germain and Geyelin 1997
Dakota del Norte	Medicine Pole Hills	Red River B & C	Dolomita	18.9	15	9,500	38	1.0	230	Moritis 2000, 2004; Miller 1995; Kumar and Fassihi 1995; Whiteman et al. 1998
Dakota del Norte	West Medicine Pole Unit	Red River B & C	Dolomita	17.0	10	9,500	33	2.0	215	Moritis 2004; Whiteman et al. 1998
Dakota del Norte	Cedar Hills North Unit	Red River	Dolomita	16.0	6	8,300	30	2.9	200	US DOE 2003; Moritis 2004; Miller 1995; Sippel and Hendricks 1997
Dakota del Sur	Buffalo	Red River B	Dolomita	20.0	10	8,450	31	2.0	215	Moritis 2000, 2004; Miller 1995; Whiteman et al. 1998



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Tabla 6. Continuación

Dakota del Sur	West Buffalo	Red River B	Dolomita	20.0	10	8,450	32	2.0	215	Moritis 2000, 2004; Miller 1995; Whiteman et al. 1998
Dakota del Sur	South Buffalo	Red River B	Dolomita	20.0	10	8,450	31	2.0	215	Moritis 2000, 2004; Miller 1995; Whiteman et al. 1998

**TABLA 7—EJEMPLOS DE INYECCIONES DE VAPOR EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE ESTADOS UNIDOS**

Localización	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad ( $^{\circ}$ API)	$\mu$ (cp)	Temp. ( $^{\circ}$ F)	Referencia
Texas	Yates	Grayburg/San Andres	Dolomita	17.0	175	1,400	30	6.0	82	Moritis 2004; Levine et al. 2002; Perez-Perez et al. 2001; Dehghani and Ehrlich 1998; Snell and Close 1999
Wyoming	Garland	Madison	Roca Caliza / Dolomita	15.5	10	4,250	22	29.0	140	Perez-Perez et al. 2001; Wheaton 1991; Demiralin et al. 1993

**TABLA 8 – EJEMPLOS DE INYECCIÓN (CONTINUA O WAG) DE NITROGENO MISCIBLE EN YACIMIENTOS CARBONATADOS DE ESTADOS UNIDOS**

Localización	Campo	Yacimiento	Formación	$\Phi$ (%)	$K$ (md)	Prof. (ft)	Gravedad ( $^{\circ}$ API)	$\mu$ (cp)	Temp. ( $^{\circ}$ F)	Referencia
Texas	Block 31	Devonian	Roca Caliza	12.0	5	8,600	46	0.3	130	US DOE 2003; Moritis 1998; Bleakley 1982; Looney et al. 1984
Alabama	Chunchula Fieldwide Unit	Smackover	Dolomita	12.4	10	18,500	54	0.0	325	Moritis 1998; Huang et al. 1986
Florida	Blackjack Creek	Smackover	Carbonatos	17.0	105	16,150	50	0.3	290	Leonard 1984, 1986; Clancy et al. 1985a; Burwell and Hadlow 1977
Texas	Andector	Ellenburger	Dolomita	3.8	2000	8,835	44	0.6	132	Moritis 1990, 1992; Wash 1982
Florida /Alabama Jay-Little	Escambia	Smackover	Roca Caliza	14.0	35	15,400	51	0.2	285	Moritis 1990, 1992, 1994, 1996,
Texas	Yates	Grayburg/San Andres	Dolomita	17.0	175	1,400	30	6.0	82	Moritis 1992, 1994, 1996, 1998, 2000, 2002.

La investigación muestra que los métodos de recuperación químicos en yacimientos carbonatados han hecho una contribución relativamente marginal en términos del total de aceite recuperado.

Se requieren estudios adicionales para mejorar la viabilidad económica de los EOR químicos técnicamente probada, como ASP, para su aplicación en otros campos (incluidos campos remotos y pequeños que no tienen acceso a corto plazo a CO<sub>2</sub>).

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Las reservas estadounidenses de aceite en yacimientos carbonatados se pueden aumentar mediante la aplicación de métodos EOR acreditados que se muestran cada vez más viable en términos de costo y efectividad.

Los métodos químicos, sin duda, se beneficiarán de las nuevas estrategias que requieren una reducción de los requisitos de las especificaciones de inyección de agua y el uso de la infraestructura existente sin los costos adicionales.

Por último, la demanda energética actual y el consenso sobre los precios de la energía probablemente conducirá a un aumento de los proyectos de recuperación en comparación con las últimas 2 décadas. Por lo tanto, la evaluación del potencial de recuperación también jugará un papel clave en las futuras reevaluaciones de propiedad y adquisiciones.

### 1.5.3 Ejemplos de recuperación en el Medio Oriente (MO)<sup>10</sup>

En la región de Medio Oriente están recibiendo atención proyectos EOR. Hay 11 proyectos que arrancaron ya sea a escala comercial o piloto como se muestra en la Figura 6. Omán está tomando la delantera, entre los países del MO, en la ejecución de proyectos EOR debido a los bajos gastos de producción de aceite y el inminente impulso a hacer algo sobre el CO<sub>2</sub> y otras razones geopolíticas.

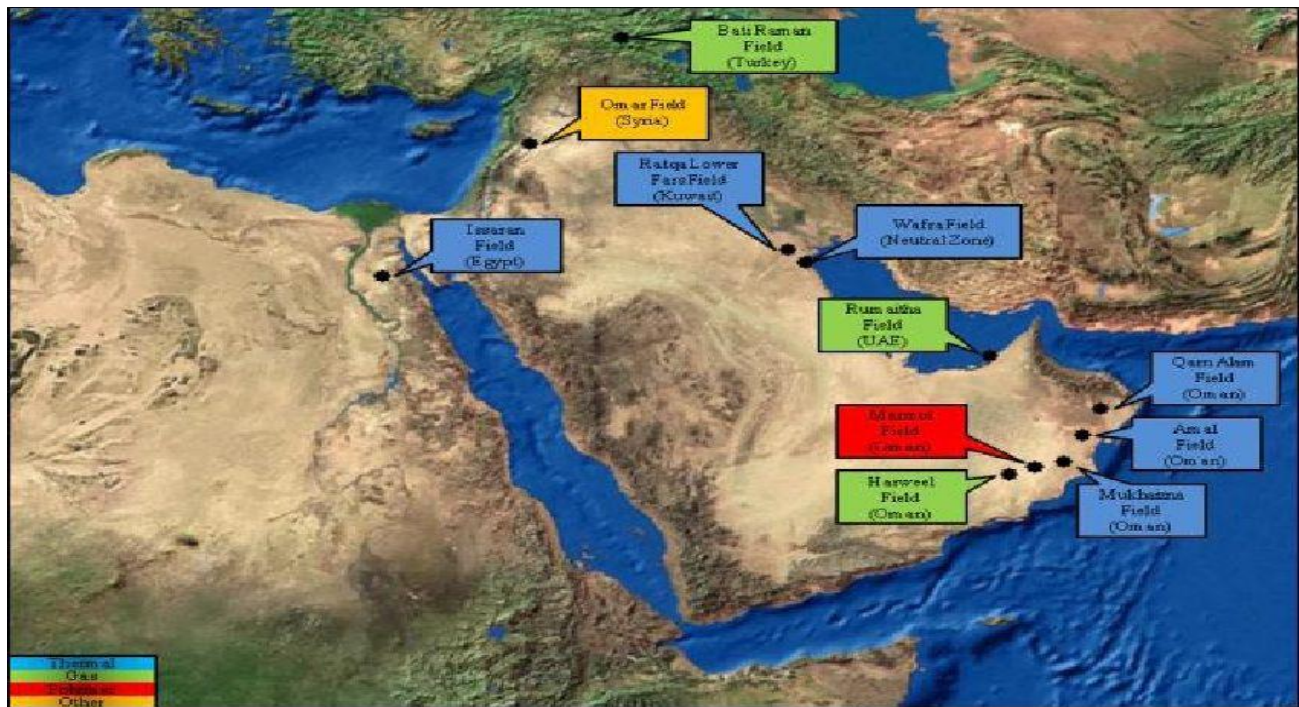
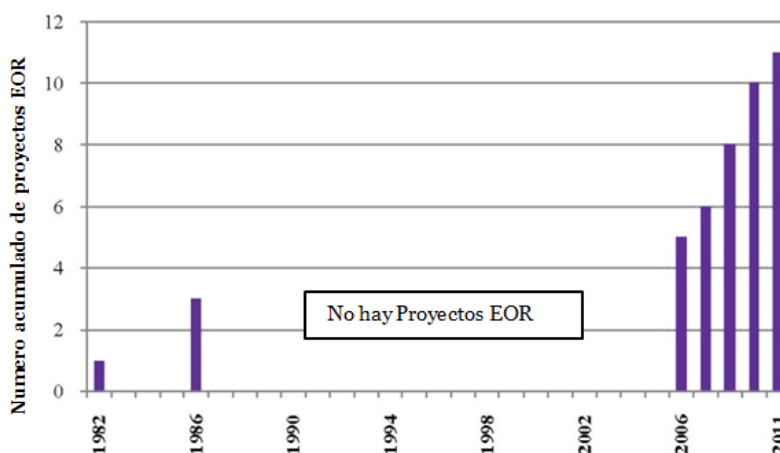


Figura 6 - Localización y tipo de proyectos de EOR actuales en el Medio Oriente.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 1.5.3.1 Estado actual de proyectos EOR en Medio Oriente

El Medio Oriente es una de las regiones petroleras más grandes en el mundo. La International Energy Agency (IEA) estima que el MO proporcione más 20 MMBD en 2009 que representa aproximadamente una cuarta parte de la producción total del mundo. La recuperación mejorada de aceite, no es una prioridad en esta región históricamente hablando, ha ido ganando algo de fuerza últimamente. Poco a poco se está convirtiendo en un objetivo estratégico para los planes de producción de corto y largo plazo. Desde 2005 al 2011 el número de proyectos EOR ha pasado de 0 a 11 (Figura 7).



**Figura 7 – La tendencia histórica de proyectos EOR en el Medio Oriente**

A continuación, se analiza en profundidad el estado de los proyectos EOR actuales en el MO.

País	Campo	Tipo de EOR	Estado de EOR	Tipo de Roca	Profundidad (ft)	Gravedad °API	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)
Oman	Harweel	Gas Miscible	Comercial	Carbonato	14700	38	1-10	12
	Qarn Alam	Termal	Piloto	Carbonato	1300	16	5-14	29
	Mukhaiznah	Termal	Comercial	Arenisca	2800	16	10-10000	15-35
	Marmul	Polímero	Comercial	Arenisca	2950	21	1-20	26-34
Kuwait	Ratqa-Lower Fars	Termal	Piloto	Arenisca	600	15	3	33
Parte Neutral	Wafra	Termal	Piloto	Carbonato	1000-2000	16	250	37
Egipto	Issran	Termal	Comercial	Carbonato	1000	11	20	
Turquia	Bati	Gas Inmiscible	Piloto	Carbonato	4300	12	10-100	14-20

**Tabla 9- Propiedades de la roca y fluidos seleccionados en campos del Medio Oriente donde se aplica EOR.**

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 1.5.3.2 Omán

Omán ha tomado la delantera entre los países del Medio Oriente en la ejecución de proyectos EOR ya que su producción de aceite está en declive. Según lo indicado por funcionarios de Petroleum Development Oman (PDO), un tercio de la producción total de aceite se obtiene por medio de los métodos EOR.

*Campo Harweel* (Inyección de Gas Miscible): Es un Grupo que consta de 8 Campos y 11 yacimientos que se caracterizan por la alta presión y alta temperatura. El grupo se encuentra en el sur de Omán. El campo tiene aceite ligero con una gravedad de 38 °API. El espesor de la formación es de aproximadamente 330 m, y la profundidad del yacimiento varía desde 2,500 hasta 5,000 m. La permeabilidad varía de 1-10 md y el promedio de porosidad es del 12 %. Debido a la presión del yacimiento y las condiciones de aceite ligero, la inyección de gas miscible fue seleccionada como una opción viable que tiene el potencial de aumentar el factor de recuperación del 10 % al 50 %.

*Campo Qarn Alam* (Inyección de vapor): es un yacimiento de aceite pesado de carbonatos intensamente fracturado situado en el centro de Omán al sur de las Montañas Occidentales de Hajar. La permeabilidad es de 5-14 md y la porosidad es de 29 %. La viscosidad del aceite es de 220 cp con 16 ° API. Varios factores, tales como alta viscosidad, la presencia de un sistema amplio de fracturamiento y un acuífero grande resultaron en una baja recuperación de aceite del 2 % con una inyección primaria. Se probó drene gravitacional asistido por vapor de gas-aceite, para aumentar el factor de recuperación de 2 a 20 %. La inyección de vapor se utiliza para aprovechar el sistema de segregación gravitacional existente. El vapor calienta el aceite y reduce su viscosidad, lo que ayuda en el desplazamiento de aceite de la matriz por las fracturas fácilmente.

*Campo Mukhaizna* (Inyección de vapor): es un yacimiento de aceite pesado de roca arenisca situado en el sur de Omán. Con aproximadamente 16 ° API, la permeabilidad entre 10-10000 md y la porosidad varían entre y 15-35 % respectivamente. El yacimiento está en producción primaria desde el año 2000 con 75 pozos productores horizontales. Debido a la baja viscosidad del aceite, el factor de recuperación es bajo y la recuperación primaria ha sido muy pobre. Como resultado, fue seleccionado un plan de desarrollo estratégico para aumentar el factor de recuperación, la inyección de vapor. La inyección de vapor comenzó inicialmente en julio de 2007 con la perforación de pozos productores horizontales de 500-1000 m de longitud.

*Campo Marmul* (Inyección de polímero): es un yacimiento de aceite pesado de roca arenisca situado en la parte sur de Omán. El aceite es 21° API. Las gamas de porosidad 26-34 % y permeabilidad son 1-20 md respectivamente. La alta viscosidad del aceite produce un bajo factor de recuperación de aceite. Se tomó la decisión de inyectar un polímero y aumentar la viscosidad del fluido desplazante. Inicialmente en la década de 1980 se puso a prueba un polímero de inyección demostrando el concepto 5 spot. Se espera que la recuperación aumente en un 20 %, resultando en la extensión de la plataforma de producción por 20 años. Este campo tiene una de las plantas más grandes en el mundo, incluidas las instalaciones de tratamiento para procesar 80,000 metros cúbicos (equivalentes a unos 500,000 barriles) por día de agua así como la estación de inyección de polímeros.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

*Campo Amal* (Inyección de vapor): es un yacimiento de aceite pesado de roca arenisca y baja presión situado al sur de Omán. Para mejorar la recuperación y reducir la viscosidad del aceite, el proyecto piloto de inyección de vapor se inició en 2007 con una inyección continua de vapor en el Oeste de Amal y la inyección cíclica de vapor en el Este de Amal. El plan de desarrollo requiere perforar 300 pozos nuevos en un período de 14 años. Una instalación de generación de vapor se construirá en ambos campos. La instalación está prevista para estar en el lugar antes de finales de 2012. El proyecto de inyección de vapor aumentará la producción de los dos campos de Amal, en el Este y el Oeste, tres veces la producción actual de aceite de 20 MBD.

### **1.5.3.3 Kuwait**

Kuwait ha llevado a cabo varios estudios para investigar las maneras de recuperar el aceite pesado de sus yacimientos superficiales. Los estudios han demostrado que los métodos térmicos (principalmente inyección de vapor) tiene el potencial de incrementar la recuperación de aceite a partir de estos yacimientos. Dos proyectos de inyección de vapor se pusieron a prueba para evaluar la factibilidad de aplicación de la inyección de vapor en el campo Ratqa y en el inferior Fars, una en 1982 y otra en 1986. La gravedad del aceite es de 15 °API. La permeabilidad de 3 md y porosidad de y 33 % respectivamente. Los resultados de ambos pilotos indican la idoneidad del yacimiento para el proceso de recuperación térmica.

Kuwait también ha estado llevando a cabo estudios de factibilidad para el uso de CO<sub>2</sub>. La recuperación mejorada con CO<sub>2</sub> y otros procesos miscibles se evaluaron para yacimientos maduros de aceite en Kuwait se detectó una viabilidad en la recuperación mejorada al utilizar gas miscible y se llevó a cabo un examen en los campos petroleros del Norte de Kuwait Sabiriyah y Raudhatain (yacimientos de carbonato) anteriormente. Los resultados del estudio inicial sugieren que el uso de CO<sub>2</sub> es factible para aumentar la recuperación en un 10 %.

### **1.5.3.4 La Zona Neutral con particiones**

El campo de Wafra es uno de los cuatro principales campos ubicados en la zona Neutral de particionado entre Kuwait y Arabia Saudita. Dispone de aceite pesado con una gravedad de 16 °API. El campo tiene dos yacimientos distintos: el primero es poco profundo, a una profundidad de 1000-1400 pies mientras que el segundo está a una profundidad de 1900-2200 pies. El promedio de porosidad es de 37 % y la permeabilidad es de 250 md, respectivamente. Una prueba de Inyección de vapor se aplicó en el campo Wafra para evaluar los principales retos técnicos asociados con las inyecciones de vapor en un yacimiento de carbonato. La inyección de vapor comenzó en febrero de 2006, a razón de 500 BPD. La prueba piloto se compone de un patrón de cinco puntos (cuatro pozos de producción, un solo inyector y un único pozo observador). En el momento inicial de inyección de



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

vapor, la producción de aceite experimentó un aumento antes de que el vapor se abriera paso. El piloto tuvo éxito en demostrar los conceptos de Inyectividad de vapor en un yacimiento dolomítico.

### **1.5.3.5 Emiratos Árabes Unidos**

Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) recientemente puso a prueba la inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Rumaitha. Este campo es un yacimiento de carbonato con un espesor promedio de 130-150 pies. Los valores promedio de porosidad 14-17% y permeabilidad de 1-3 md respectivamente. El proyecto tenía sólo tres pozos, un inyector y un productor, que fueron separados a unos 70 metros, un pozo de observación en el medio. El objetivo del proyecto no era para evaluar la recuperación, sin embargo, se tuvo como objetivo comprender los desafíos operativos asociados con la inyección de CO<sub>2</sub> en el sector del aceite. La inyección de CO<sub>2</sub> era de 1 MMSCFD y el objetivo de producción de aceite fue de 400 BPD. La perforación del campo se inició en marzo de 2009 en este experimento la inyección de CO<sub>2</sub> se inició en noviembre de 2009. Vale la pena mencionar que este proyecto piloto se ejecutó en una zona virgen del yacimiento. ADCO ha hecho alusión a la expansión de la inyección de CO<sub>2</sub> a unos 80-100 MMSCFD en un área piloto más grande.

### **1.5.3.6 Egipto**

Proyecto de inyección de vapor se aplicó en el campo Issaran en 2006 para incrementar el factor de recuperación de aceite. El campo Issaran es un yacimiento de aceite pesado de carbonatos fracturado que consta de tres formaciones. Cada formación es distinta. En primer lugar, la formación de Zeit contiene arena masiva limitada con las secciones superior e inferior de dolomita. En segundo lugar, la formación Gahrandal tiene tres cuerpos de roca caliza con una permeabilidad de 20 md. En tercer lugar, la formación Nukhul es una zona naturalmente fracturada. La gravedad promedio del aceite es de aproximadamente 11 °API. Las reservas totales son aproximadamente 5 MMBBLs que representan un factor de recuperación de menos de 1 %. Un total de 287 pozos fueron perforados en el campo Issaran durante la ejecución del proyecto de inyección de vapor. Los resultados iniciales de la inyección de vapor mostraron que el factor de recuperación puede alcanzar el 45 % de rendimiento en las reservas totales de 300 MMBBLs.

### **1.5.3.7 Siria**

Inyección de agua de baja salinidad se perfila como una de las tecnologías prometedoras de EOR. El campo de Omar es un yacimiento de arenisca que contiene aceite con viscosidad de 0.3 CP. La inyección de agua de baja salinidad fue probada en el campo y demostró que puede cambiarse la mojabilidad del aceite mojado a un sistema húmedo de agua. El agua de formación en el campo tiene una salinidad de 90.000 mg/L. El factor de recuperación promedio actual es de alrededor de 47 %.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Basado en los resultados experimentales, se encontró que el cambio de mojabilidad, debido a la inyección de agua de baja salinidad, llevado a una recuperación incremental asociada de 10-15 %.

### **1.5.3.8 Turquía**

Se ha realizado una amplia labor para evaluar la viabilidad de las técnicas de recuperación mejorada de aceite en Turquía. Una aplicación (1980) fue probar la inyección de CO<sub>2</sub> inmisible en dos zonas de demostración del campo Bati Raman, el campo petrolero más grande de Turquía. Este campo está formado por un yacimiento de roca caliza y es un anticlinal alargado de Este a Oeste, tiene unos 17 km de largo y 4 km de ancho. La roca de yacimiento es una caliza vulgar fracturada en las partes occidental y centrales del campo, pero es calcáreo más al este. Los valores de porosidad son 14-20 % y permeabilidad de 10-100 md respectivamente. El yacimiento contiene aceite pesado con una gravedad de 12 °API a una profundidad promedio de 4300 ft. La temperatura del yacimiento es de 150 °F y la presión del yacimiento original fue 1800 psi.

El gas de CO<sub>2</sub> se obtuvo a partir del campo de gas Dodan y enviado, como un fluido supercrítico, a 85 km al campo Bati Raman. El total de pozos perforados fue 33 en un patrón de cinco puntos. El modelo de “huff and puff” se considera que aumenta la presión de fondo del pozo en los pozos, antes de volver a ponerlos en producción. Este proyecto se inició en 1986 mediante la inyección de un 50 MMSCFD de gas CO<sub>2</sub>. La aplicación de la inyección de CO<sub>2</sub> se amplió para todo el campo en 1988.

Los resultados positivos de la aplicación del proyecto piloto se observaron en 1988. La presión del yacimiento se incrementó significativamente a partir de 400 psi a un nivel de 1300-1800 psi. La producción total de petróleo aumentó de 300 BPD a 4 MBD. El gasto de producción de petróleo por pozo también aumentó de 25 Bls para alcanzar los 100 BLS a mediados de 1991 como resultado se incrementó el factor de recuperación en un 5 %. El proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> inmisible en Bati Raman ha sido considerado como una de las aplicaciones EOR más exitosas en la historia de grandes yacimientos de aceite de roca caliza.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 1.5.4 Ejemplos de recuperación en México<sup>11</sup>

A la Fecha el agua ha sido el fluido más utilizado en México en proyectos de recuperación adicional; como se muestra en la (Figura 8), 25 de los proyectos implementados han utilizado este fluido, representando el 86.2 % del total. En el resto, se ha utilizado un gas como fluido de inyección, entre los cuales se encuentran gas hidrocarburo, N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>.

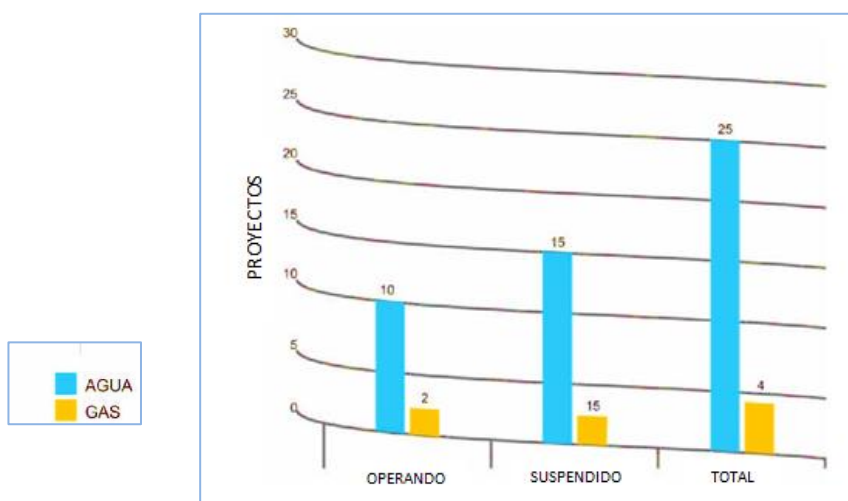


Figura 8 - Distribución y condición que guardan los proyectos de recuperación adicional implementados en México, de acuerdo al tipo de fluido de inyección.

#### 1.5.4.1 Inyección de agua

El primer proyecto de inyección de agua en México, inicia en 1951 con la inyección de agua dulce en el campo Poza Rica. Dicho proyecto consistió en la inyección periférica de agua, con el objetivo de mantenimiento de presión en el yacimiento. Como se muestra en la Figura 8, se han implementado 25 proyectos de recuperación, que han utilizado este fluido.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

PROYECTO	N (mmb)	Np total <sup>1</sup> (mmb)	Fr. Total (%)	Np <sup>2</sup> (Atribuible a Iny. agua) (mmb)	Fra (Atribuible Iny. Agua) (%)	Wi <sup>3</sup> (mmb)	Relación (Wi/Npa)
<b>EN EJECUCION</b>							
1 Antonio J. Bermúdez	10,513.6	2,676.7	25.46	174.8	1.66	1155.1	6.61
2 Abkatun-Pol-Chuc	9,759.4	3,908.9	40.05	404.2	4.14	1405.7	3.48
3 Poza Rica	4,809.7	1,396.4	29.03	381.5	7.93	2937.6	7.70
4 Tamaulipas Constituciones	2,553.5	256.4	10.04	141.3	5.53	996.4	7.05
5 Ek - Balam	1,574.2	133.0	8.45				
6 Sánchez Magallanes	1,030.6	179.1	17.38	24.2	2.35	202.0	8.34
7 Ogarrio	1,006.2	184.2	18.31	6.7	0.66	100.8	15.08
8 Cinco Presidentes	971.6	302.3	31.11	23.3	2.40	166.9	7.17
9 Bacal	230.2	104.8	45.53	28.2	12.26	78.9	2.79
10 Otates	213.8	33.5	15.67	6.4	2.99	33.4	5.23
<b>10 Subtotal en ejecución</b>	<b>32662.8</b>	<b>9175.3</b>	<b>28.09%</b>	<b>1190.5</b>	<b>3.64</b>	<b>7076.7</b>	<b>5.94</b>
<b>SUSPENDIDOS</b>							
1 Cactus dolomía	2,068.6	321.5	15.54	110.6	5.35	236.3	2.1
2 San Andrés	1,404.5	458.1	32.62	218.4	15.55	709.5	3.2
3 Arenque	1,169.3	127.9	10.94	0.2	0.01	15.4	90.4
4 Sitio Grande	1,152.6	361.4	31.36	112.3	9.74	390.3	3.5
5 San Ramón	457.0	82.5	18.05	7.0	1.53	9.0	1.3
6 Cuichapa	452.6	158.6	35.04	37.4	8.26	288.3	7.7
7 El Golpe	315.5	93.6	29.67	24.3	7.70	36.4	1.5
8 Hallazgo	258.5	91.0	35.20	15.9	6.14	72.4	4.6
9 Artesa	228.1	39.3	17.23	ND	0.00	5.5	ND
10 Remolino	223.9	27.6	12.33	ND	0.00	4.1	ND
11 Moloacán	221.7	36.9	16.64	1.9	0.87	16.4	8.5
12 La Venta	206.0	62.4	30.29	7.7	3.72	97.8	12.8
13 Barcodon	165.5	13.7	8.28		0.00	5.6	ND
14 Rodador	163.1	29.5	18.09	2.1	1.26	5.6	2.7
15 Puente	6.1	1.1	18.03	0.0	0.59	0.9	24.2
<b>15 Subtotal Suspendidos</b>	<b>8493.0</b>	<b>1905.1</b>	<b>22.43</b>	<b>537.6</b>	<b>6.33</b>	<b>1893.4</b>	<b>3.52</b>
<b>25 TOTAL</b>	<b>41155.8</b>	<b>11080.4</b>	<b>26.92</b>	<b>1728.1</b>	<b>4.20</b>	<b>8970.2</b>	<b>5.19</b>

1) Los datos de N y Np total son tomados de Las Reservas de Hidrocarburos de México, al 1 de enero de 2007.

2) Los datos de Npa, son estimados a partir de los datos históricos disponibles de la Base de Datos Institucional (BDI) de PEMEX.

3) Los datos de Wi son tomados de la BDI de PEMEX, al 1 de enero de 2007.

ND: Información no disponible.

**Tabla 10.- Muestra los volúmenes de producción e inyección, así como los factores de recuperación, total y atribuible, de los 25 proyectos de inyección de agua implementados.**

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 1.5.4.2 Inyección de gas

La Tabla 11 muestra los proyectos de inyección de gas en términos de volumen original probado de los campos sujetos a este proceso y la recuperación a la fecha al 1 de enero del 2007. En esa fecha, solamente se implementaron 4 proyectos donde se utilizó algún tipo de gas como fluido de inyección. Se observa que se utilizó: N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y gas hidrocarburo.

	Proyecto	Tipo De Gas	N (mmb)	Np <sup>1</sup> .Total (mmb)	Fr Total (%)	Gi (mmpc)
<b>En ejecución</b>						
1	Akal	N <sub>2</sub>	32,208.7	12,549.6	38.96	2,505.15
2	Sitio Grande	CO <sub>2</sub>	1,152.6	361.4	31.36	111.65
<b>2</b>	<b>Subtotal en ejecución</b>		<b>33,361.3</b>	<b>12,911</b>	<b>38.70</b>	<b>2,616.8</b>
<b>Suspendidos</b>						
1	Poza Rica	Gas hidrocarburo	4,809.7	1,396.4	29.03	93.35
2	Artesa	CO <sub>2</sub>	228.1	39.3	17.23	19.08
<b>2</b>	<b>Subtotal Suspendidos</b>		<b>5,037.8</b>	<b>1,435.7</b>	<b>28.49</b>	<b>112.43</b>
4	TOTAL		38,399.1	14,346.7	37.36	2,729.23

1) Los datos de N, Np son tomados de Las Reservas de Hidrocarburos de México, al 1 de enero de 2007.

**Tabla 11. -Proyectos de Inyección de Gas**

### 1.5.4.3 Recuperación Mejorada por región

De acuerdo a los volúmenes originales de aceite administrado por cada Región, se realizó un análisis del volumen sometido a algún proceso de recuperación adicional, para determinar el potencial existente de recuperación por la implementación de nuevos proyectos. La Tabla 12 muestra los porcentajes en el 2007 del volumen original de cada Región que fue sometido a algún proceso de recuperación.

Se observa que la Región Marina Noreste fue sometido a un proceso de recuperación adicional el 63 % del volumen original de aceite que administra, el cual corresponde al yacimiento Akal del complejo Cantarell y a los campos Ek - Balam.

La Región con mayor oportunidad de implementar nuevos proyectos de recuperación adicional es la Región Norte, ya que solo se ha aplicado algún proceso de recuperación al 26 % de su volumen original de aceite y aunado a que su factor de recuperación total es el más bajo, al igual que sus reservas remanentes.

La Región Marina Suroeste administra el menor volumen original de aceite de las cuatro Regiones, sin embargo, presenta el mayor factor de recuperación. Esta región fue sometida al 60 %

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

de su volumen original a procesos de recuperación adicional, ocupando el primer lugar en este aspecto.

La Región Sur ha sido la Región que ha implementado el mayor número de proyectos, 18 en total, sin embargo continua presentando buenas oportunidades de aplicación, ya que el 47 % de su volumen original no ha sido sometido a recuperación adicional.

Región	N <sup>2</sup> (mmb)	% Nacional	Np <sup>2</sup> (mmb)	Fr total (%)	N Sometido a Recuperación Adicional (mmb)	% regional sometido a recuperación adicional	Proyectos implementados	Reserva remanente 1P <sup>1</sup> (mmb)
Marina NE	53,417.60	37	14,540.00	27	33,783.00	63	2	6,532.00
Marina SO	16,275.30	11	5,285.30	32	9,759.40	60	1	1,038.00
Norte	40,180.50	27	5,605.10	14	10,584.90	26	8	888.9
Sur	36,358.30	25	9,319.00	26	19,237.20	53	18	2,588.70
<b>Nacional</b>	<b>146,231.7</b>		<b>34,749.4</b>	<b>24</b>	<b>73,364.50</b>	<b>50</b>	<b>29</b>	<b>11,047.60</b>

**Tabla 12. Volúmenes de aceite y porcentajes sometidos a procesos de recuperación adicional por Región.**

En la siguiente Tabla 13 muestra un resumen de la experiencia por Región, a partir del número de proyectos de recuperación implementados, tipo de fluido utilizado y tipo de roca.

Región	Fluido	Carbonatos NF	Carbonatos	Arenas	Total
Marina NE	N <sub>2</sub>	2			<b>2</b>
Marina SO	Agua	1			<b>1</b>
Norte	Agua		7		<b>8</b>
	Gas Hidrocarburo		1		<b>7</b>
Sur	Agua	4		12	<b>18</b>
	CO <sub>2</sub>	2			<b>16</b>
Total Nacional		9	8	12	<b>29</b>

**Tabla 13. Resumen de los procesos de recuperación implementados por región**

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

En la Tabla 14 se muestran los proyectos por campos y regiones a los cuales se les implemento una inyección para aumentar su factor de recuperación

<b>Región</b>	<b>Campo</b>	<b>N (mmb)</b>	<b>Tipo de fluido inyectado</b>	<b>Tipo de roca</b>
<b>MARINA NORESTE</b>	Akal	32208.7	N <sub>2</sub>	Carbonato NF
	Ek – Balam	1573.2	Agua	Arena
<b>NORTE</b>	Poza Rica	4809.7	Agua	Carbonatos
	San Andrés	1404.5	Agua	Carbonatos
	Tamaulipas Constituciones	2553.5	Agua	Carbonatos
<b>SUR</b>	Antonio J. Bermúdez	10513.60	Agua	Carbonato NF
	Sitio Grande	1152.6	CO <sub>2</sub> Miscible	Carbonato NF
	Sánchez Magallanes	1030.6	Agua	Arena
	Ogarrio	1006.3	Agua	Arena
	Cinco Presidentes	971.5	Agua	Arena
	San Ramón	457.0	Agua	Arena
	Cuichapa	452.6	Agua	Arena
	Bacal	230.2	Agua	Arena
	Otates	213.8	Agua	Arena

**Tabla 14 - Proyectos de recuperación adicional en las regiones**

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

## CAPÍTULO 2 Descripción de procesos de recuperación mejorada<sup>12</sup>

### 2.1 Inyección de Nitrógeno

La inyección de nitrógeno es un método de recuperación de aceite para desplazar los hidrocarburos en los sistemas que pueden ser ya sea miscible o inmisible en función de la presión y la composición de aceite. Debido a su bajo costo, puede ser inyectado a grandes volúmenes.

#### 2.1.1 Mecanismos

La inyección de nitrógeno recupera el aceite por

- La vaporización de los componentes más ligeros del aceite y de la generación de miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta.
- Mejorar el drene gravitacional en el yacimiento con la saturación (miscible o inmisible).

Guías Técnicas de Análisis		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
Aceite		
Densidad (API°)	>35	38 a 54 (miscible)
Viscosidad (cp)	<0.4	0.07 a 0.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	
Yacimiento		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % VP	>40	59 a 80
Tipo de Formación	Arenisca o carbonato con algunas fracturas y alta permeabilidad.	
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación este saturada	
Permeabilidad media	No es crucial	
Profundidad (ft)	>6000	10000 a 18500
Temperatura (°F)	No es crítica para fines de detección, a pesar de que los yacimientos profundos cuentan con alta presión por lo tanto tendrán altas temperaturas.	

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.1.2 Limitaciones**

Para obtener la Miscibilidad requerida sólo puede lograrse con aceites ligeros y a muy altas presiones; por lo tanto, se necesitan yacimientos profundos. Para mejorar el drene por gravedad de los fluidos miscibles o inmiscibles, un yacimiento saturado puede ser crucial para el éxito del proyecto.

### **2.1.3 Problemas**

- En la digitación viscosa se obtiene una baja eficiencia de barrido vertical y horizontal.
- Los gases no-hidrocarburo deben ser separados del gas obtenido que es comercializable.
- En la actualidad, el nitrógeno se inyecta en grandes proyectos de éxito que anteriormente usaban gases de combustión.

## **2.2 Inyección de gas amargo**

El flujo de gas miscible consiste en inyectar hidrocarburos ligeros a través del yacimiento para formar un flujo miscible. Han sido usados tres métodos diferentes. El primer método de contacto utiliza un bache miscible de alrededor del 5 % VP de gas licuado de aceite, como propano, seguido de gas natural o de gas y agua. Un segundo método, llamado unidad de gas enriquecido (condensación), consiste en inyectar un bache de 10 a 20% PV de gas natural que está enriquecido con etano a través de hexano ( $C_2$  a  $C_6$ ), seguido por el gas puro (seco, principalmente metano) y posiblemente agua. Los componentes enriquecedores se transfieren desde el gas al aceite. El tercer método y más común, llamado accionamiento de gas a alta presión (vaporización), consiste en inyectar gas ligero  $C_2$  a  $C_6$  a alta presión para vaporizar componentes del aceite que es desplazado.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 2.2.1 Mecanismos

El aceite se recupera

- Generando miscibilidad por el accionamiento de gas (en la condensación y vaporización de gas)
- Aumento del volumen de aceite (abultamiento)
- Disminución de la Viscosidad
- Desplazamiento de gas inmisible y mejora el drene gravitacional debido al cambio de condiciones del yacimiento.

Guías Técnicas de Análisis		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
Aceite		
Densidad (API°)	>23	24 a 54 (miscible)
Viscosidad (cp)	<3	0.04 a 2.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	
Yacimiento		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>30	30 a 98
Tipo de Formación	Arenisca o carbonato con algunas fracturas y alta permeabilidad.	
Espesor Neto	Relativamente delgada a menos que la formación este saturada	
Permeabilidad media	No es esencial si constante	
Profundidad (ft)	>6000	4040 a 15900
Temperatura (°F)	La temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP normalmente provoca la presión requerida. Sin embargo, esto se tiene en cuenta en los yacimientos más profundos que son necesarios para contener las altas presiones de las unidades de gas pobre.	

### 2.2.2 Limitaciones

La profundidad mínima de miscibilidad se establece por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. Los rangos de presión requerida de unos 1200 (psi) para el proceso de GLP a 4000 a 5000 psi para la unidad de gas de alta presión, según el

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

aceite. Una formación con saturación marcada es muy conveniente permite alguna estabilización de gravedad del desplazamiento, que normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.

### **2.2.3 Problemas**

- En la digitación viscosa se obtiene una baja eficiencia de barrido vertical y horizontal.
- Grandes cantidades de hidrocarburos valiosos son necesarios.
- El solvente puede ser atrapado y no recuperado con el método de GLP.

## **2.3 Inyección de CO<sub>2</sub>**

Inyección de CO<sub>2</sub> se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> (30 % de VP o más que con hidrocarburo) en el yacimiento. Aunque el CO<sub>2</sub> no es miscible en el primer contacto con el aceite, el CO<sub>2</sub> extrae el aceite ligero de los componentes intermedios, si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla miscibilidad mínima (MMP) para desplazar el aceite desde el yacimiento. Desplazamientos inmiscibles son menos eficaces, pero se recupera el aceite mejor que con inyección de agua

### **2.3.1 Mecanismos**

Recuperación de aceite por CO<sub>2</sub>

- Se dilata el aceite (CO<sub>2</sub> es muy soluble en aceites de alta gravedad)
- Disminución de la viscosidad del aceite ( más eficaz que N<sub>2</sub> o CH<sub>4</sub>)
- Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y la fase CO<sub>2</sub>/ aceite en las regiones miscibles
- Generación de miscibilidad cuando la presión es lo suficientemente alta.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Guías Técnicas de Análisis		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
<b>Aceite</b>		
Densidad (API°)	>22	27 a 44
Viscosidad (cp)	<10	0.3 a 6
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (específicamente C <sub>5</sub> a C <sub>12</sub> )	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>20	15 a 70
Tipo de Formación	Arenisca o carbonato realmente delgada y poca saturación	
Permeabilidad media	No es Critico se puede mantener tasa de inyección suficientes	
Profundidad y Temperatura	Para desplazamiento miscible, la profundidad debe ser lo suficientemente grande como para permitir que las presiones de inyección sean superiores a la MMP.	
	<u>Densidad °API</u>	<u>Profundidad mayor a (ft)</u>
	>40	2500
Inyecciones de Co <sub>2</sub> Miscible	32 a 39.9	2800
	28 a 31.9	3300
	22 a 27.9	4000
	<u>Densidad °API</u>	Falla miscible, Proyección para inmiscibles
Inyecciones de Co <sub>2</sub> Inmiscible(menor recuperación de Aceite)	<22	1800
	13 a 21.9 <13	Todos los yacimientos de aceite fallan a cualquier profundidad
En <1800 pies, la selección de criterios para los yacimientos, ya sea para las inyecciones miscible o inmiscible con CO <sub>2</sub> es supercrítico.		

### 2.3.2 Limitaciones

Una buena fuente de CO<sub>2</sub> de bajo costo es necesaria.

### 2.3.3 Problemas

La corrosión puede causar problemas, sobre todo si hay avance temprano de CO<sub>2</sub> en la producción de los pozos.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.4 Inyección de Asfaltenos-Sulfatos-Polímeros (ASP)**

El objetivo de los métodos químicos es reducir la TIF entre aceite y agua, generalmente para desplazar aceite atrapado discontinuo (saturación de aceite restante,  $S_{or}$ ) que queda después de una inyección de agua. Porque es aproximadamente 10 veces más difícil sustituir aceite atrapado que el aceite continuo, los fluidos de surfactante para estos procesos terciarios deben ser muy eficientes. La mecánica de desplazamiento del aceite en el pozo es entendida, y muchas fórmulas se han concebido para proporcionar recuperaciones muy altas en experimentos de laboratorio con rocas de yacimiento real y fluidos.

Ha habido algunos éxitos técnicos en el campo; Sin embargo, ha habido menos éxitos económicos porque el costo del fluido es demasiado alto. Por lo tanto, ha habido un esfuerzo por reducir el costo del fluido añadiendo más alcalinos y menos surfactante o codisolventes en las formulaciones durante los últimos años. Estas mezclas se denominan procesos ASP y son grandes "baches", pueden ser inyectados porque el costo es bajo en comparación con las formulaciones clásicas micelar/polímero. El alcalino cuesta mucho menos que el surfactante o codisolventes y ayuda a reducir la TIF y adsorción del surfactante sobre la roca.

#### **2.4.1 Mecanismos**

Inyecciones ASP para recuperar el aceite por

- Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- La solubilización de aceite en algunos sistemas micelares
- Alteración de la mojabilidad
- Mejora la movilidad.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Guías Técnicas de Análisis	
Recomendado	
Aceite	
Densidad (API°)	>20
Viscosidad (cp)	<35
Composición	Se desean ligeros intermedios para micelar / polímero. Los ácidos orgánicos necesarios para lograr reducir las tensiones interfaciales con métodos alcalinos.
Yacimiento	
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>35
Tipo de Formación	Preferentemente Arenisca
Espesor Neto	No es relevante
Permeabilidad media (md)	>10
Profundidad (ft)	< de 9000 ft ver temperatura
Temperatura (°F)	<200

### 2.4.2 Limitaciones

Un barrido de área deseado de más de 50 % en inyección de agua. Se prefiere una formación relativamente homogénea. Altas cantidades de anhídrita, yeso, arcillas no son deseables. Con surfactantes comercialmente disponibles, agua de formación-cloruros debe ser <20.000 ppm de iones y divalente (Ca + + y Mg + +) <500 ppm.

### 2.4.3 Problemas

- Los sistemas son complejos y costosos.
- Posibilidad de separación cromatográfica de los productos químicos en el yacimiento.
- Alta adsorción del surfactante.
- La degradación de los productos químicos por la alta temperatura.

### 2.5 Inyección de polímeros

Consiste en inyectar un bache que contiene agua, polímero, electrolito (sal), a veces un co-disolvente (alcohol), y, posiblemente, un hidrocarburo (aceite). El objetivo de las

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

inyecciones de polímero es proporcionar un mejor desplazamiento y subir la eficiencia de barrido volumétrico durante la inyección de agua. En las inyecciones de polímero, ciertos polímeros de alto peso molecular (típicamente de poliacrilamida) se disuelven en el agua de inyección para disminuir la movilidad del agua. Se utilizan concentraciones de polímero de 250 a 2000 mg / L; y el volumen de inyección de solución de polímero puede ser de 25 a 60 % de VP en el yacimiento.

### **2.5.1 Mecanismos**

Recuperación de aceite por Polímeros

- Aumento de la viscosidad del agua.
- La disminución de la movilidad del agua
- Poner en contacto un volumen mayor del yacimiento.

Guías Técnicas de detección		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
Aceite		
Densidad (API°)	>15	14 a 43
Viscosidad (cp)	<150(preferiblemente<100 y >10	1 a 80
Composición	No es critico	
Yacimiento		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>50	50 a 92
Tipo de Formación	Arenisca o puede ser utilizado en carbonatos	
Permeabilidad media	>10 md	10 a 15000
Profundidad y Temperatura	<9000 <200 para minimizar la degradación	13000 a 9600(ft) 801 a 185

### **2.5.2 Limitaciones**

Las características del polímero tienen que ser semejantes con las características del fluido en el yacimiento donde la permeabilidad de la roca es inferior a 50 md, el polímero puede barrer sólo las fracturas eficazmente a menos que el peso molecular del polímero sea suficientemente bajo.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.5.3 Problemas**

- Los sistemas son complejos y costosos.
- Posibilidad de separación cromatográfica de los productos químicos en el yacimiento.
- Las interacciones entre surfactante y el polímero.
- La degradación de los productos químicos por la alta temperatura.

### **2.6 Inyección de alcalinos**

En la inyección alcalina, un sistema químico de alto pH se inyecta. Si el yacimiento de aceite tiene suficientes "componentes saponificables", una reacción se producirá en la que los tensoactivos se forman in situ. En la mayor parte de la literatura, estos componentes saponificables se describen como ácidos derivados del aceite, aunque su estructura no se conoce. Adoptamos esta práctica en esta sección, se reconoce que no todos los componentes insaponificables que pueden formar tensoactivos son ácidos derivados del aceite. Varios mecanismos, incluyendo la reducción de la TIF, contribuyen a una mayor eficiencia de desplazamiento del aceite como resultado de la formación del tensoactivo. El proceso generalmente se ha aplicado a aceites de gravedad API relativamente bajos.

El control de la movilidad puede mejorar la eficiencia de desplazamiento en las inyecciones alcalinas. En la mayoría de los casos, el polímero se utiliza como un bache de movilidad para desplazar el bache primario. Sin embargo, el polímero ha sido inyectado con el líquido alcalino en dos pruebas de campo. Comúnmente se hace una pre-limpieza de 130 m para acondicionar el yacimiento antes de la primera inyección.

En esta sección se presenta la formación de los agentes tensoactivos in situ, la reducción de la TIF, los mecanismos que afectan a la recuperación, y las interacciones de roca y fluidos. El proceso alcalino del cosurfactante mejorado se describe, y se dan las referencias a las aplicaciones de campo.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 2.6.1 Mecanismos

Recuperar el aceite por inyección de alcalinos

- Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- La solubilización de aceite en algunos sistemas micelares
- Alteración de la mojabilidad
- Mejora la movilidad.

Guías Técnicas de detección	
Recomendado	
Aceite	
Densidad (API°)	>20
Viscosidad (cp)	<35
Composición	Se desean ligeros intermedios para micelar / polímero. Los ácidos orgánicos necesarios para lograr reducir las tensiones interfaciales con métodos alcalinos.
Yacimiento	
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>35
Tipo de Formación	Preferentemente Arenisca
Espesor Neto	No es relevante
Permeabilidad media (md)	>10
Profundidad (ft)	< de 9000 ft ver temperatura
Temperatura (°F)	<200

### 2.6.2 Limitaciones

Se Prefiere formación relativamente homogénea. Altas cantidades de anhidrita, yeso, arcillas no son deseables.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.6.3 Problemas**

- Los sistemas son complejos y costosos.
- Posibilidad de separación cromatográfica de los productos químicos en el yacimiento.
- Alta adsorción del surfactante.
- Las interacciones entre surfactante y el polímero.
- La degradación de los productos químicos por la alta temperatura.

### **2.7 Inyección de surfactantes**

Consiste en inyectar un bache que contiene agua, surfactante, polímero, electrolito (sal), a veces un co-disolvente (alcohol), y, posiblemente, un hidrocarburo (aceite). El tamaño del bache es a menudo 5 a 15% PV para un sistema de alta concentración de surfactante y de 15 a 50% de PV para bajas concentraciones. El bache surfactante es seguido por polímero más denso. La concentración de polímero a menudo varía de 500 a 2000 mg / L, y el volumen de inyección de solución de polímero puede ser 50% o más PV.

#### **2.7.1 Mecanismos**

Recuperación de aceite por surfactantes

- Aumento de la viscosidad del agua.
- La disminución de la movilidad del agua
- Poner en contacto un volumen mayor del yacimiento

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Guías Técnicas de detección		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
Aceite		
Densidad (API°)	>15	14 a 43
Viscosidad (cp)	<150(preferiblemente<100 y >10	1 a 80
Composición	No es critico	
Yacimiento		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>50	50 a 92
Tipo de Formación	Arenisca o puede ser utilizado en carbonatos	
Permeabilidad media	>10 md	10 a 15000
Profundidad y Temperatura	<9000 <200 para minimizar la degradación	13000 a 9600(ft) 801 a 185

### 2.7.2 Problemas

- Los sistemas son complejos y costosos.
- Posibilidad de separación cromatográfica de los productos químicos en el yacimiento.
- Alta adsorción del surfactante.
- Las interacciones entre surfactante y el polímero.

### 2.8 Combustión In-situ

Combustión in-situ parece un método ideal de recuperación mejorada de aceite por los motivos siguientes.

1. Utiliza los dos más baratos y más abundantes de todos los inyectantes EOR: aire y agua.
2. Para el combustible, se quema el 10% de la fracción menos deseable de aceite, y puede mejorar el resto.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

3. Se trabaja sobre una amplia gama de condiciones de campo de las Inyecciones de vapor, especialmente en yacimientos profundos.

Este complicado proceso ha sido estudiado extensamente y probado en muchos tipos de yacimientos. Sin embargo, en un reciente simposio sobre combustión in-situ, Farouq Ali afirmó "combustión in-situ sigue siendo el método más tentador de EOR". En el mismo Simposio, Olsen y Sarathi mostraron que sólo uno de ocho proyectos de costo compartido fue un éxito económico, pero ese proyecto proporcionó información valiosa sobre cómo diseñar un proyecto exitoso. Según Turta, la inyección de aire debe comenzar en la parte superior del yacimiento, de modo que el frente de combustión se puede propagar por el echado abajo, preferiblemente con una configuración bien de unidad de la línea. Turta había descrito también beneficios de pozos horizontales que han mostrado resultados prometedores en dos proyectos de combustión canadiense.

Se continúan los esfuerzos para mejorar el proceso de combustión y para aplicarlo a distintos tipos de campos. Por ejemplo, inyección de aire enriquecido de oxígeno continúa siendo prometedora para yacimientos que requieren grandes volúmenes de gas a velocidades de flujo alto donde el oxígeno puede ser más barato que el aire. Nuevos materiales y tecnología deben ayudar a resolver algunos de los problemas del campo. Otra aplicación, se está planeando para mejorar el desplazamiento de aceite ligero en los pozos horizontales, los proyectos de combustión in-situ (31 a 42 ° API) en el Norte y Sur de Dakota. La inyección de aire está en marcha desde 1981. El operador espera que pozos horizontales aumenten la recuperación del 20 al 30 % del volumen original de hidrocarburos al 50 % del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

Yacimientos profundos de aceite ligero con saturación significativa son también objetivos para un nuevo método de combustión in-situ que pueda considerar otra variación de drene por gravedad mejorada por gas de nitrógeno o gases de combustión. En este proceso, se inyecta el aire en la formación, y el frente de combustión resultante se mueve hacia abajo para desplazar el aceite producido por la combustión sea miscible o inmisible por el gas de combustión. La combustión In-situ continúa siendo una gran promesa para una gama mucho más amplia de campos de aceite pesado, sobre todo en los yacimientos más profundos. Sin embargo, es un método complicado y con problemas de corrosión que siempre necesitan atención.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 2.8.1 Mecanismos

Recuperación de aceite por combustión In-situ

- La aplicación de calor que se transfiere corriente abajo por conducción y convección, reduciendo así la viscosidad del aceite.
- Los productos de destilación de vapor y craqueo térmico que se llevan hacia adelante para mezclar con y actualizar el aceite.
- La quema de coque que se produce a partir de las fracciones pesadas del aceite.
- La presión suministrada al yacimiento por aire inyectado

Guías Técnicas de detección		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
<b>Aceite</b>		
Densidad (API°)	10 a 27	10 a 40
Viscosidad (cp)	<5.0	6 a 5.0
Composición	Algunos componentes asfálticos para facilitar el yacimiento de coque	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>50	62 a 94
Tipo de Formación	Arena o arenisca con alta porosidad	
Espesor Neto	>10	
Permeabilidad media (md)	>50	85 a 4000
Profundidad (ft)	<11500	400 a 11300
Temperatura (°F)	>100	100 a 22

### 2.8.2 Limitaciones

Si no es depositado suficiente coque para quemar el aceite, no se sostendrán el proceso de combustión; Esto previene la aplicación para aceites parafínicos de alta densidad. Si se deposita coque en exceso, la tasa de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire requerida para mantener la combustión será alta. La porosidad y saturación de aceite deben ser altas para minimizar la pérdida de calor en la roca. El proceso tiende a barrer la parte superior del yacimiento de modo que la eficiencia de barrido es pobre en formaciones de grandes espesores.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.8.3 Problemas**

- Relación de movilidad adversa.
- Avance anticipado del frente de combustión
- Proceso complejo que requiere gran inversión de capital y es difícil de controlar.
- Los gases de combustión producidos pueden presentar problemas ambientales.
- Los problemas operativos, tales como severa corrosión causadas por el bajo pH del agua caliente, emulsiones de aceite/agua, aumento de la producción de arena, la deposición de carbono o cera, y fallas de la tubería en los pozos de producción como resultado de las temperaturas muy altas.

### **2.9 Inyección de vapor**

Inyección de vapor es el método EOR comercial más antiguo, los mecanismos de desplazamiento del aceite se conocen bien. Gran parte del énfasis actual es sobre la mejora de la economía mediante una mejor gestión del yacimiento. En cuanto a los criterios de selección, es decir, buenos proyectos requieren buen espesor, yacimientos poco profundos con saturaciones de aceite y buenas permeabilidades. En épocas de bajos precios del petróleo, la economía era muy ajustada, especialmente debido a que el aceite pesado tiene menor valor que los aceites de densidad más alta. La inyección de vapor es uno método de recuperación mejorada para aprovechar los beneficios de pozos horizontales. Las referencias indican que su uso y otros métodos avanzados de ingeniería deben hacer posible extender las inyecciones de vapor a los aceites ligeros y pesados. Pruebas de laboratorio muestran que inyecciones de vapor son un mecanismo eficiente para desplazar aceites ligeros. Varias pruebas de campo también se han llevado a cabo en los yacimientos de aceite ligero, y unos pocos han tenido éxito. La inyección de vapor debe producir más aceite, pero una inyección de agua efectiva será más barata.

El proceso de inyección de vapor o la inyección de vapor consiste en la inyección continua de vapor alrededor del 80% de calidad para desplazar el aceite hacia los pozos productores.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 2.9.1 Mecanismos

Recuperación de aceite por inyección de vapor

- El calentamiento del aceite y la reducción de su viscosidad.
- El suministro de la presión de aceite para conducir a la producción de pozo.
- Destilación de vapor, especialmente a aceites ligeros

Guías Técnicas de detección		
	Recomendado	Rango de Proyectos Actuales
<b>Aceite</b>		
Densidad (API°)	8 a 25	8 a 27
Viscosidad (cp)	<100.00	10 a 137
Composición	No es crítico, pero algunos restos ligeros ayudarán a la destilación del vapor	
<b>Yacimiento</b>		
Saturación de Aceite (S <sub>o</sub> ) % PV	>40	35 a 90
Tipo de Formación	Arena o arenisca con alta porosidad y permeabilidad favorecida.	
Espesor Neto	>20	
Permeabilidad media Transmisibilidad (md-ft/cp)	>200 (ver Transmisibilidad) >50	63 a 10.000
Profundidad (ft)	<5000	150 a 4500
Temperatura (°F)	No es Crítica	60 a 280

### 2.9.2 Limitaciones

Las saturaciones de aceite deben ser bastante altas, y la zona productiva debe ser más de 20 pies de espesor para reducir al mínimo las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. Las inyecciones de vapor son principalmente aplicables a los aceites viscosos en areniscas, de alta permeabilidad o arenas no consolidadas. Un bajo porcentaje de arcillas sensibles al agua es deseado para buena Inyectividad.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.9.3 Problemas**

- Debido al exceso en las pérdidas de calor en el pozo, aproximadamente un tercio del aceite recuperado se consume para generar el vapor requerido.

### **2.10 Recuperación mejorada de aceite por bacterias (RMAB)<sup>13</sup>**

Inyección de bacterias es un método reciente, las primeras pruebas se realizaron en los años 90's, en cuanto a los criterios de selección están enfocados a Campos Maduros. Las referencias indican que su uso y otros métodos avanzados de ingeniería deben hacer posible represarizar el yacimiento, mejorar la porosidad, aumentar la recuperación de aceite, disminución de la viscosidad, pero es la economía lo que hace favorable para ser utilizado en las reservas marginales y campos maduros.

Se trata de un método de recuperación mejorada de aceite en el que diferentes microorganismos y sus productos se utilizan para mejorar la producción y / o recuperación de un yacimiento. Por lo tanto, los procesos de Recuperación Mejorada de Aceite por bacterias (RMAB) han sido esperados durante mucho tiempo para ofrecer un método de bajo costo para mejorar la recuperación de aceite y convertirse en el área de interés para la industria petrolera.

Los microbios ofrecen una serie de posibles soluciones para la recuperación de Aceite<sup>14,15</sup>

- Estimulación de pozos y liberación de aceite atrapado por los capilares y salmuera
- Limpieza del pozo en el que se mejora el drene de aceite en el pozo mediante la eliminación de los parafínicos y escala en el yacimiento.
- Las inyecciones de agua mejorada en la que se reducen las variaciones de permeabilidad
- Los microbios no consumen grandes cantidades de energía
- Su uso no es dependiente en el precio del aceite, en comparación con los procesos EOR
- Mecanismos múltiples trabajando simultáneamente durante el proceso microbiano por tanto, mejoran la efectividad

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **2.10.1 Mecanismos**

Recuperación de aceite por RMAB:

- La producción de CO<sub>2</sub> gaseoso
- La producción de ácidos orgánicos y detergentes
- Disolución de carbonatos en la roca
- Desprendimiento Físico del Aceite

### **2.10.2 Limitaciones**

Sin embargo, para recuperar el aceite usando bacterias, algunos nutrientes deben ser inyectados en el yacimiento de modo que las bacterias pueden crecer en alguna base de nutrientes y estimular el crecimiento de microbios y ayudar a su rendimiento. El crecimiento microbiano puede ser bien in situ o en la superficie donde los subproductos de microbios cultivados en tinas se retiran selectivamente de los medios nutrientes y luego se inyectan en el yacimiento. Para obtener in situ los procesos, los microorganismos deben sobrevivir en el ambiente yacimiento y producir productos químicos necesarios para la movilización de aceite

### **2.10.3 Problemas**

También se debe tener cuidado para evitar que las impurezas como H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> puede causar corrosión de los equipos, especialmente en presencia de agua.

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

## CAPÍTULO 3 Criterios de preselección.

Las evaluaciones de recuperación mejorada de aceite se centraron en adquisición o renovación de activo, implican una combinación de decisiones complejas que utilicen fuentes de datos diferentes. Tradicionalmente proyectos EOR se han asociado con alto capital y los costos de operación, así como el alto riesgo financiero, que tienden a limitar el número de proyectos de recuperación en marcha. Se propone un flujo de trabajo para las evaluaciones de EOR que da cuenta de diferentes volúmenes y la calidad de la información. Este flujo de trabajo flexible ha sido aplicado con éxito para evaluaciones de las propiedades de aceite y la viabilidad de estudios de recuperación en muchos yacimientos de aceite. El método asociado con el flujo de trabajo se basa en los tradicionales (por ejemplo, tablas de consulta, correlaciones x-y) y los métodos de detección más avanzados (minería de datos para la búsqueda de yacimiento analógico e indicadores geológicos), haciendo hincapié en la identificación de análogos para apoyar la toma de decisiones. La fase de selección se combina con simulaciones numéricas de análisis o simplificados para estimar el rendimiento de campo completo con los procedimientos de segmentación de yacimientos controlados por datos.

Este capítulo ilustra la toma de decisiones de flujo de trabajo mediante el uso de ejemplos de recuperación mejorada en casos de campos de Asia, Canadá, México, América del Sur y Estados Unidos. Los activos evaluados incluyen tipos de yacimientos que van desde las arenas bituminosas de yacimientos de condensado. Se discuten las diferentes etapas de desarrollo y disponibilidad de la información. Los resultados muestran la ventaja de un sistema flexible de toma de decisiones de flujo de trabajo que puede ser adaptada al volumen y la calidad de la información mediante la formulación del problema de decisión correcta y la concentración en proyectos y / o propiedades con el más alto mérito económico esperado. Un aspecto interesante de este enfoque es la combinación de los datos geológicos y de ingeniería, reduciendo al mínimo el sesgo de los expertos y la combinación de valores técnicos y financieros. El método propuesto se ha mostrado útil para detectar y evaluar los proyectos / propiedades muy rápidamente, identificando cuando existe potencial de crecimiento.

Las técnicas de detección de recuperación de aceite optimizadas han sido ampliamente documentadas en la literatura. La mayoría de las técnicas de evaluación se basan en enfoques convencionales y avanzadas o una combinación de ambos<sup>16, 17</sup>. Pocos estudios se centran en el proceso de toma de decisiones de los ejercicios de selección documentados, sin embargo. En esta tesis se describen brevemente los pasos del método de detección propuesto que proporciona más detalles de los diversos análisis –simulación numérica y de enfoques utilizados por diferentes estudios de campo como parte del



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

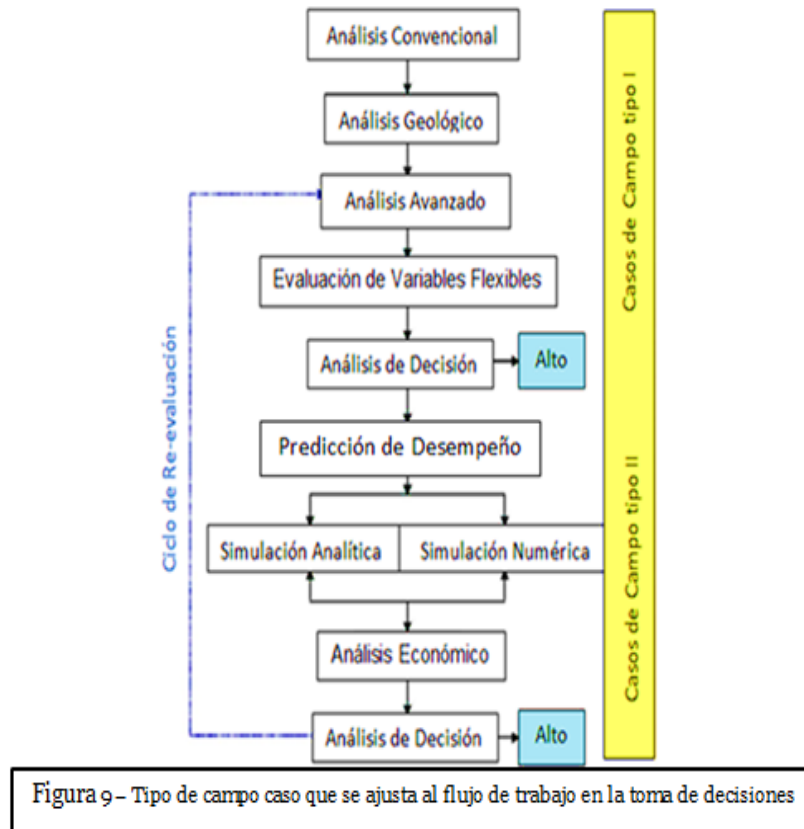
---

desarrollo continuo del método de selección propuesto para la recuperación de aceite optimizada. Estimación del rendimiento mediante modelos simplificados permite explorar una gama más amplia de oportunidades de toma de decisiones, como se destacó en Bos (2005)<sup>18</sup>. Seis estudios de caso que se resume en este artículo presentamos los niveles de información disponibles y las decisiones hechas por los operadores sobre la base de los resultados de la evaluación. Los nombres de campo y los nombres de los operadores no se dan a conocer por razones de confidencialidad.

### **3.1 Preselección de Taber (desarrollo de un programa para la selección)**

Resultados publicados muestran que la combinación de la proyección de la recuperación de aceite optimizada convencional y avanzado con rápidas simulaciones numéricas y analíticas o en pequeña escala representa un enfoque valioso para la adquisición de la propiedad y evaluación para apoyar los planes de desarrollo del yacimiento y más recientemente, para identificar oportunidades de recuperación mejorada de aceite. Para ilustrar los diferentes tipos de decisiones, contextos y restricciones de los problemas de toma de decisiones, los casos se dividen según la disponibilidad de las limitaciones de tiempo y datos. El caso de campo tipo I se caracteriza por un limitado volumen de datos y relativamente períodos cortos de tiempo. Este tipo de problema de toma de decisiones hace hincapié en las medidas de detección, como se muestra en la Figura 9, porque las decisiones se enmarcan a menudo en términos de iniciativas de recopilación de datos o estudios de viabilidad. Por el contrario, los casos de campo Tipo II no están limitados por los datos sino por el tiempo. Esta condición permite centrarse en la predicción del rendimiento, pero el uso efectivo de herramientas de simulación se convierte en una necesidad. Los casos de campo en la sección casos de campo ilustran los dos tipos de problemas de toma de decisiones.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS



Los pasos se explican a continuación.

### 3.2 Preselección con datos limitados.

#### 3.2.1 Análisis

##### 3.2.1.1 Análisis convencional.

Comparación exhaustiva de los yacimientos / campos en evaluación con una extensa base de datos internacional de la recuperación de aceite optimizada de aproximadamente 2000 proyectos, así como de acceso público y comercial se lleva a cabo. Para este propósito, gráficos x-y de yacimiento y las variables de fluidos se generan para

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

permitir a los ingenieros (analistas) identificar preliminarmente campos con propiedades similares. En esta fase, los ingenieros pueden determinar la falta de experiencia de campo publicado en dichos métodos, en los campos con las propiedades del yacimiento similares a los que están bajo evaluación. La elección de las variables se guía tanto por la disponibilidad de los datos y por la intuición (experiencia) del analista. Graficas de radar de hasta seis variables se utilizan también para identificar las tendencias y los rangos de las preferencias y la aplicabilidad de un método EOR particular en múltiples yacimientos antes de iniciar el uso de métodos de detección avanzados<sup>19</sup>.

En el caso de procesos EOR comercialmente no demostrados, esta fase de proyección ayuda a analizar y estimar la viabilidad técnica de estos métodos de recuperación a partir de una base más teórica y un juicio basado en ingeniería. Las nociones que se transmitieron en comparación con los casos de campo son el nivel de riesgo por lo que se hace un excesivo sesgo cognitivo. La proyección convencional se complementa con la selección de opciones en herramientas analíticas comerciales para ampliar la evaluación y por lo tanto validar más la aplicabilidad (viabilidad) del proceso de recuperación más factible en el campo bajo evaluación. Este examen analítico también se basa en la comparación de propiedades del yacimiento del campo en estudio con intervalos de propiedad de proyectos conocidos de recuperación de aceite optimizada existente en las bases de datos. Dos procedimientos de selección conocidos son usados para expandir la detección. El primer procedimiento se basa en continuar o no criterios<sup>20</sup>, mientras que el segundo utiliza lógica difusa para generar resultados de ranking, sobre la base de una distribución triangular de intervalos de confort<sup>21</sup>. Estos enfoques de proyección adicional proporcionan una evaluación completa de la propiedad de interés.

### **3.2.1.2 Análisis geológico.**

Características geológicas tales como tipo de trampa, ambiente de depósito, litología, tipo de estructura y características de la diagénesis se utilizan para comparar proyectos de recuperación de aceite optimizada en una base de datos con el campo bajo evaluación. Para yacimientos de roca arenisca, este análisis se complementa con la matriz del ambiente sedimentario vs heterogeneidades laterales y verticales<sup>22</sup>. Esta clasificación puede ser algo subjetiva debido a la falta de información geológica y diferencias en la interpretación geológica, pero todavía puede guiar el proceso de toma de decisiones de recuperación por uso de experiencia de campo. Si se conocen las dimensiones de los cuerpos de arenas o unidades genéticas (longitud, grosor y ancho) y profundidad del pozo

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

actual o propuesta y espaciado, se pueden estimar índices de heterogeneidad horizontal y vertical a través de ecuaciones simples. Además, análisis del índice de heterogeneidad 2D y 3D han demostrado ser más sólidas cuando se combina con coeficientes de Dykstra-Parsons (DP) calculadas a partir de registros de pozo (análisis de petrofísica) y datos de permeabilidad del núcleo. Coeficientes de DP también han sido utilizados ampliamente para generar mapas de campo completo como un procedimiento de control de calidad rápido durante estudios de petrofísica de campo completo como parte de estudios de ingeniería detallada del yacimiento (integrado). Mapas de DP combinadas con otras propiedades del yacimiento (es decir, gasto neto y saturación de fluidos) también se han utilizado en simulaciones analíticas de campo para evaluar planes de desarrollo de recuperación.

### **3.2.1.3 Análisis avanzado.**

Estas técnicas se basan en la inteligencia artificial, minería de datos y técnicas de reducción de espacio que están bien documentados en la literatura<sup>23</sup>. Para realizar este análisis avanzado, los datos de aproximadamente 450 proyectos exitosos de recuperación de aceite optimizada se comparan con los Yacimientos bajo evaluación. La proyección simultánea de un conjunto reducido de variables del yacimiento (es decir, temperatura, profundidad del yacimiento, presión actual del yacimiento, porosidad, permeabilidad, gravedad API y viscosidad) está representada en los mapas 2D (mapas de expertos). El conjunto en estas proyecciones 2D representan diferentes tipos de yacimiento (tipología de yacimiento). La experiencia demuestra que las representaciones 2D de conjunto de yacimiento tienen en común los tipos de proyectos EOR ejecutados. Proyecciones multidimensionales en el gráfico 2D la comparación simultánea de múltiples variables y, más importante aún, una agrupación conveniente de tipos de yacimiento. Estadísticas sobre factores de recuperación pueden obtenerse de esta manera, añadiendo robustez a y reduciendo prejuicios de los expertos en la evaluación de la proyección. Esta técnica de proyección también se ha desarrollado específicamente para la inyección de CO<sub>2</sub> para evaluaciones de CO<sub>2</sub>-EOR <sup>24</sup>.

### **3.2.1.4 Evaluación de variables flexibles.**

La evaluación temprana de variables flexibles permite evitar considerar procesos de recuperación de aceite optimizada no factibles, por ejemplo, debido a la falta de fluidos de

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

inyección o las restricciones en alta mar. Algunas de estas decisiones implican avances en la tecnología actual que no están totalmente comprobadas. Estos casos no son susceptibles al mismo tipo de análisis "duro" que se basan en indicadores económicos.

### **3.2.1.5 Predicciones.**

Sobre la base de marco de decisión, la predicción de rendimiento mediante el uso de simulaciones analíticas y numéricas o ambas se define en las primeras etapas de la evaluación. La simulación numérica consiste en estudios lentos y costosos, además de que requieren profesionales altamente capacitados. Hay casos en los que los estudios de la simulación numérica de yacimientos no están justificados con los datos disponibles y / o limitaciones de tiempo. Es un hecho que los pronósticos obtenidos de la producción de aceite a partir de simulaciones analíticas tienden a ser excesivamente optimistas, dadas las limitaciones de estos enfoques. Sin embargo, para fines de detección rápida, simulaciones analíticas proporcionan información fundamental, parámetros sensibles y ayudan a identificar las incertidumbres asociadas con los diferentes procesos de recuperación. Si los proyectos no ofrecen ventajas económicas por el uso de los perfiles de producción optimistas en las simulaciones analíticas, la economía del proyecto seguramente será menos atractiva cuando se hayan completado estudios más detallados de la simulación. En el caso de simulaciones numéricas de yacimiento, modelos conceptuales o de sector pueden utilizarse para completar este paso, en lugar del modelo de campo completo.

### **3.2.1.6 Análisis económico.**

Los indicadores económicos simples se utilizan para clasificar las opciones de la recuperación de aceite optimizada como parte del proceso de selección y análisis de decisión. Los operadores e inversionistas en general se hacen cargo de este paso, a menos que el equipo de apoyo y los gerentes son parte de la misma organización. Los cálculos económicos pueden vincularse a simulaciones y análisis de riesgos de la decisión mediante la exportación de todos los perfiles de producción posible para software comercial o mediante el desarrollo de las interfaces requeridas en Microsoft Excel o Visual Basic. En estos casos, las evaluaciones económicas se realizan teniendo en cuenta los criterios de entrada de la alimentación y las limitaciones previstas por el operador o inversionista. La evaluación económica también se puede ejecutar mediante el uso de perfiles de producción optimistas y los diferentes costos de los pozos y de los precios del petróleo para los fines de

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

detección. Si los proyectos no son rentables o son demasiado sensibles en las condiciones evaluadas, pueden ser descartados y examinarse de nuevo durante el próximo período de planeación. Pero más tarde en la examinación dependerá de la tolerancia al riesgo del operador o de un inversionista en particular para una tecnología EOR específica. Es importante señalar que un yacimiento de aceite tiene que ser re-evaluado periódicamente para determinar cómo los planes actuales de desarrollo pueden impactar en los procesos EOR en etapas posteriores de la producción debido a cambios en las condiciones del yacimiento. Potencial de recuperación de aceite es dinámico y cambia a medida que el yacimiento madura y la energía del yacimiento evoluciona.

### **3.2.2 Yacimientos Tipo 1 – Falta de datos y limitaciones de tiempo.**

La falta de datos para estudios de detección de recuperación de aceite optimizada y con las limitaciones de tiempo estrictas, para el proceso de toma de decisiones (normalmente, desde unas semanas hasta 3 meses) son los casos más comunes de soporte de decisiones desarrollados en los últimos años, siguiendo el flujo de trabajo presentada en este documento. En cuanto a los pasos de nuestro método, estudios de casos cubiertos en su mayoría los pasos 1 a 5. Los detalles de cada estudio de proyección, sin embargo, varían en función de la información disponible y las decisiones sobre la base de los resultados obtenidos en este tipo de análisis. Preguntas que deben responderse de estudios de recuperación de aceite la detección o decisiones comunes incluyen los siguientes:

- Determinar los procesos más factibles de recuperación optimizada incluyendo simulaciones analíticas preliminares para estimar el potencial de recuperación de aceite.
- Justificar programas de recopilación de datos (es decir, perforación y toma de registro de pozos, núcleo y muestras de líquidos).
- Justificar estudios de laboratorio detallados (es decir, Inyección de Agua química, pruebas de miscibilidad mínima, análisis especial de núcleo).
- Justificar estudios más detallados de ingeniería.
- Algunos ejemplos que describen los procedimientos de toma de decisiones de EOR siguen en las subsecciones.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 3.2.2.1 Estudio del Caso A

Estudio del caso del campo A se planteaba como un problema de detección, incluyendo simulaciones analíticas preliminares, de una formación dolomítica de aceite ligero en los Estados Unidos. El objetivo principal de este estudio de detección desarrollado a principios de 2007 fue identificar los procesos de recuperación más viables e identificar posibles análogos más cercanos para definir un estudio de simulación más detallado y potencialmente una prueba piloto. Los resultados del estudio de proyección mostraron inyección de gas (WAG) e inyección de agua a ser las opciones de recuperación de aceite optimizada más viables para este campo. Varios yacimientos análogos de N<sub>2</sub> (por ejemplo, Campo Binger, Oklahoma, EE.UU.) o CO<sub>2</sub>) que habían sido inyectados se encuentran en la literatura (Figura 10).

Además, las inyecciones de agua en proyectos de baja permeabilidad (<1.5 md) algunos yacimientos de dolomita se han detectado en Texas, los campos (por ejemplo, Levelland, Mabee y North Robertson) después de completar varias consultas a la base de datos. Los campos análogos de potencial (más cerca) identificados ayudó a aumentar el nivel de confianza del operador asociado con el desarrollo del campo. Aunque la predicción de rendimiento analítico preliminar mostró que la inyección de gas superó la inyección de agua, se recomiendan pruebas de inyectividad de agua para validar una estrategia de inyección WAG debido a la baja permeabilidad promedio del campo. Dada la aplicabilidad de N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> (gases de combustión) la inyección del campo A, de inyección de aire a alta presión (por sus siglas en inglés high-pressure air injection (HPAI)) no se descartó en este nivel de evaluación.

La inyección de aire a alta presión se considera una opción después de analizar la disponibilidad de CO<sub>2</sub> (antropogénicas y naturales) cerca de las fuentes del campo y el mínimo estimado N<sub>2</sub> la presión mínima de miscibilidad (a partir de correlaciones empíricas), así como los costos asociados con las unidades de separación de aire y de reinyección de N<sub>2</sub>. Los resultados del estudio justifican un programa de recolección de datos para obtener los datos necesarios de laboratorio y de campo para identificar las posibles áreas piloto en el campo para la siguiente fase de la evaluación.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

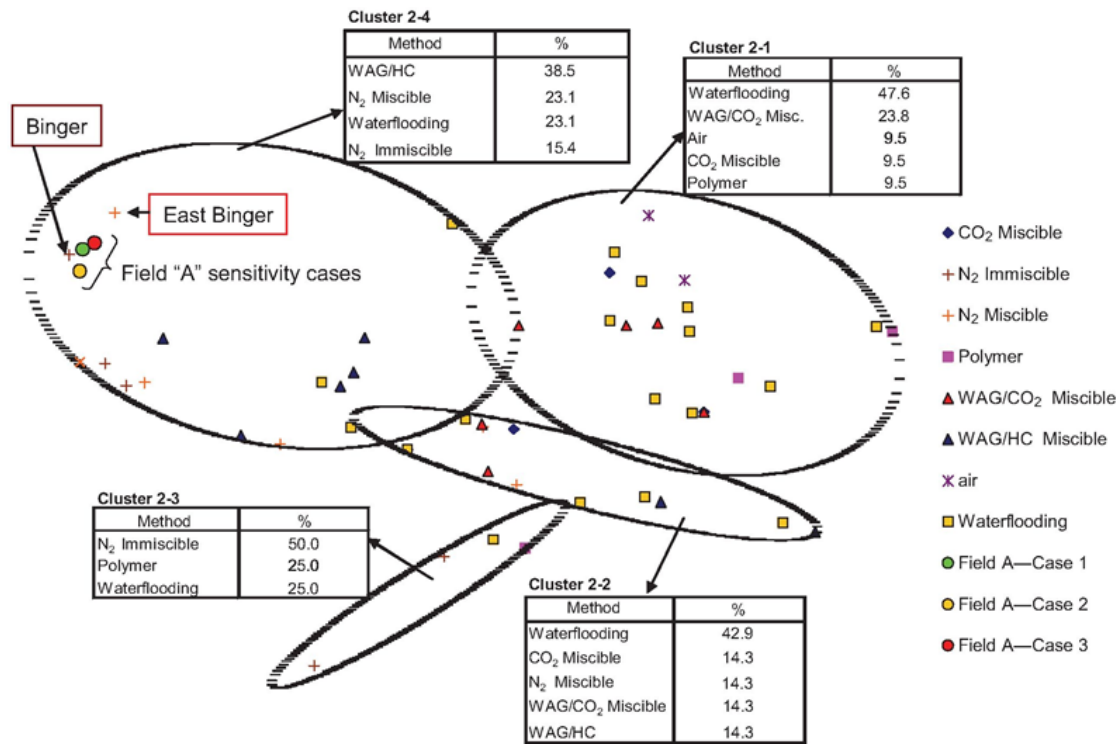


Figura 10 – Mapa de experto para el caso “A” análisis avanzado

### 3.2.2.2 Estudio del Caso B

El campo caso B incluye la detección y evaluación de una propiedad de la formación de arena canadiense (formaciones Lloydminster y Rex). La cuestión principal en este estudio de proyección fue determinar si la propiedad podría ser desarrollada por drenaje gravitacional asistido por vapor (por sus siglas en inglés steam-assisted gravity drainage (SAGD)) después de infructuosas pruebas piloto de inyección cíclica de vapor en la década de 1980: el estudio se dividió en dos fases (1) el estudio de proyección que incluyó simulaciones analíticas preliminares y (2) una segunda fase que incluye una simulación 2D de estudio con una interpretación geológica existente de la propiedad bajo evaluación.<sup>19</sup>

Resultados de este estudio de investigación demostró que la inyección SAGD y vapor (vapor cíclico o continuo) eran aplicables a campos análogos de campo B, se identificaron análogos potenciales para SAGD (es decir, Burnt Lake) y la inyección cíclica de vapor (es decir, Cold Lake and Peace River). Sin embargo, simulaciones analíticas mostraron consistentemente que SAGD superó a inyección cíclica de vapor en una amplia

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

gama de condiciones de yacimiento y la inyección de vapor. Una vez que se dispuso la interpretación geológica, notamos que el campo B mostró la falta de áreas continuas de espesor neto de 20 m o más grueso, limitantes de la aplicabilidad del SAGD en la propiedad sobre la base de criterios de selección convencionales que están bien documentados en la literatura<sup>25,26</sup>.

Además, las áreas de interpretación geológica también mostraron ser más gruesas (> 20 m) no eran siempre continuas debido a la presencia de interestratificados, finas capas de baja permeabilidad que puede afectar el desarrollo de la cámara de vapor negativamente y, en consecuencia, las proporciones de aceite o vapor acumulado y factores de recuperación de aceite. Para validar los resultados, se llevó a cabo un estudio de simulación numérica 2D paramétrico para estimar el potencial de SAGD en el campo B. A falta de datos suficientes de yacimiento para ejecutar un estudio numérico adecuado, volumen/presión/temperatura y datos de permeabilidad relativa se estimaron a partir de documentos públicos. También se realizaron sensibilidades en gasto neto, presencia de gas y agua para estimar el impacto de estas variables críticas en la producción de aceite acumulado y las proporciones de aceite o vapor acumulado.

El estudio de simulación numérica 2D paramétrico ayudó a identificar las áreas donde era aplicable SAGD. Además, la revisión detallada de proyectos exitosos de inyección cíclica de vapor en Cold Lake, Peace River, y Primrose justifica un examen detallado de la experiencia de este método de recuperación en el campo. Por último, el estudio documentado de proyección identifica posibles esquemas de plan de desarrollo bajo SAGD e inyección de vapor cíclico que actualmente es objeto de examen por el propietario del campo.

### **3.2.2.3 Estudio del Caso C**

El problema de decisión asociado con el campo del caso C fue el espaciado de los pozos para un proyecto de inyección continua de vapor con un corto período de tiempo para tomar la decisión. El campo C consta de un campo gigante (dos mil millones de barriles) de aceite pesado (19 ° API) en Asia. El análisis se enmarca como un problema de decisión con recuperación/producción eficiente como la función objetivo. Porque construir un modelo petrofísico representativo para simulación numérica no era factible dada la limitación de tiempo y datos disponibles, la pregunta era: ¿Cómo se podría utilizar mejor

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

los datos disponibles para proporcionar una recomendación significativa en el período de tiempo determinado?

En estas situaciones cuando hay grandes volúmenes de datos obviamente disponibles, puede ser tentador argumentar que un modelo detallado proporcionaría la solución. Sin embargo, en este caso, el tiempo asignado era insuficiente para una simulación numérica detallada y no disponía de datos claves para completar un modelo detallado del yacimiento. Nuestro enfoque fue integrar los datos disponibles y utilizar herramientas analíticas y algunos pequeños modelos conceptuales. Esto no es a diferencia de cambio de las técnicas utilizadas para el relleno de mosaico de perforación<sup>27, 28</sup> o el método de la hoja de la calidad<sup>29</sup>.

Un enfoque frecuente de simulación analítica consiste en modelar un patrón de pozos (generalmente un patrón five-spot), con el supuesto de que los resultados obtenidos representan el promedio de rendimiento de un determinado sector del yacimiento. Dada esta fuerte hipótesis, como las propiedades en un yacimiento deben ser estadísticamente equivalente para ser válidas, se debe tener cuidado para interpretar este tipo de evaluación.

Para este propósito, los conceptuales o los modelados analíticos cuentan la variabilidad en el yacimiento mediante la evaluación del rendimiento de cada patrón con distribución espacial en el mapa del yacimiento sobre una base estadísticamente equivalente y la distribución de los parámetros críticos para los procesos de recuperación de hidrocarburos, tales como el coeficiente DP o algunos índices de heterogeneidad. El coeficiente de DP se utilizó en el caso C como un índice de heterogeneidad para generar el mapa de calidad para cada yacimiento, como se muestra en la Figura 11. Los datos de 384 pozos se utilizan para generar el coeficiente DP de mapas.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

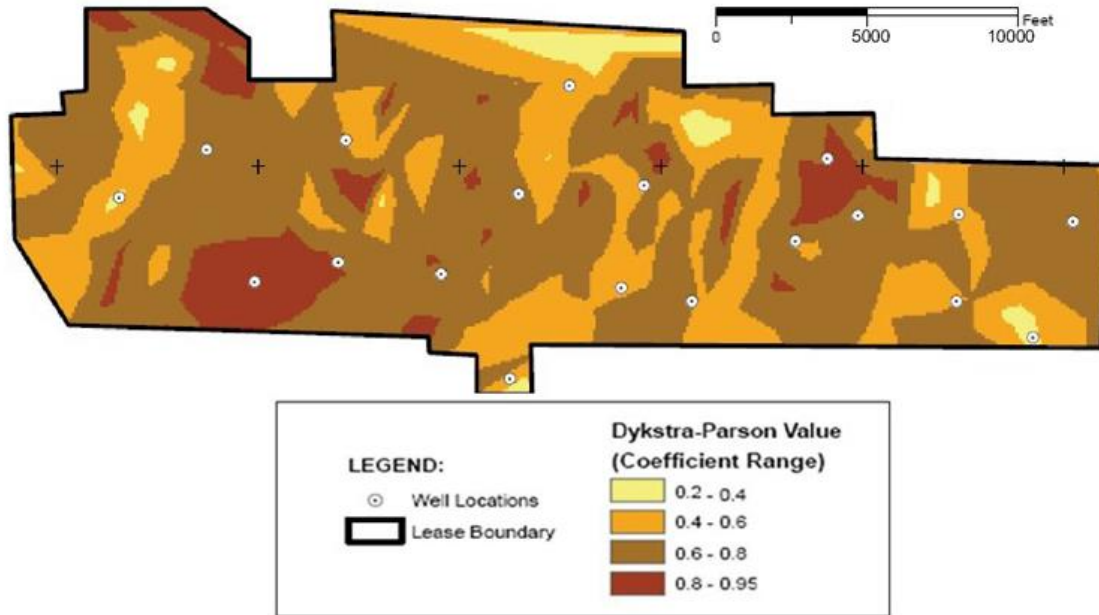


Figura 11 – Coeficiente DP Mapa para un yacimiento en campo

Varios mapas de calidad han sido obtenidos por yacimiento (por ejemplo, el coeficiente de DP o mapas de espesor neto o una combinación de ambos indicadores). Aunque algunos otros parámetros se han utilizado para construir un mapa de calidad, mapas DP y de espesor neto fueron los únicos que se usa aquí. Se realizaron cientos de simulaciones analíticas para cada mapa de calidad. Por ejemplo, el mapa de calidad que se muestra en la Figura 11 se divide en regiones diferentes de heterogeneidad (sobre la base de las diferencias del coeficiente-DP), y para cada región de heterogeneidad, se completaron varios recorridos de simulación analítica para espaciado de pozos y muestras de los datos disponibles. Se calculó el factor de recuperación para cada patrón para diferentes espacios de pozos, y, a continuación, los valores del factor de recuperación se ponderan por el valor del aceite original en sitio. El factor de recuperación se muestra en la Figura 12 para valores de espaciado de pozos diferentes. Se estudiaron otros parámetros de sensibilidad, como la calidad del vapor, las distintas cuestiones de espaciamiento de pozos. En la Figura 13 se compara el factor de recuperación en los diferentes espaciados de pozos y la calidad de vapor después de 0.7 volúmenes de poro de vapor inyectado.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

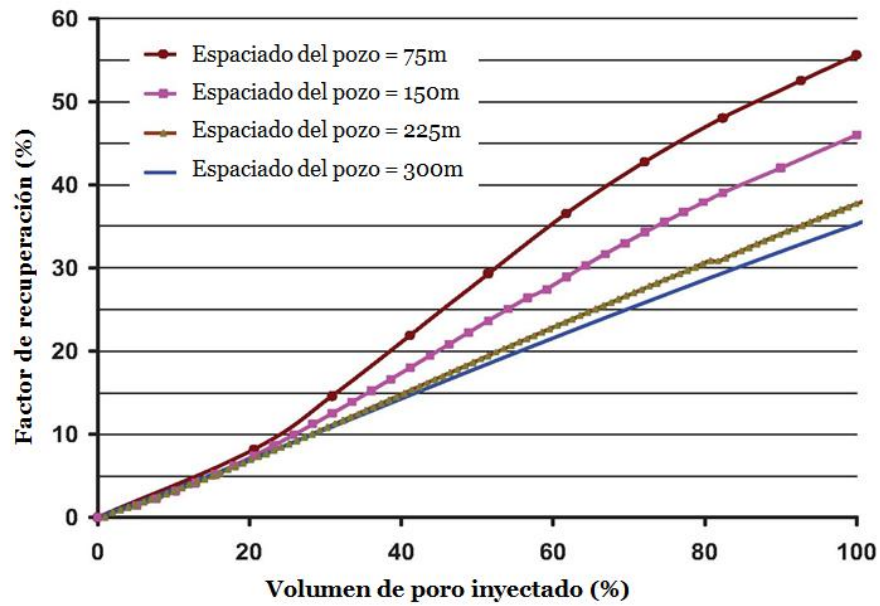


Figura 12 – El factor de recuperación para patrones diferentes de espaciado entre pozos

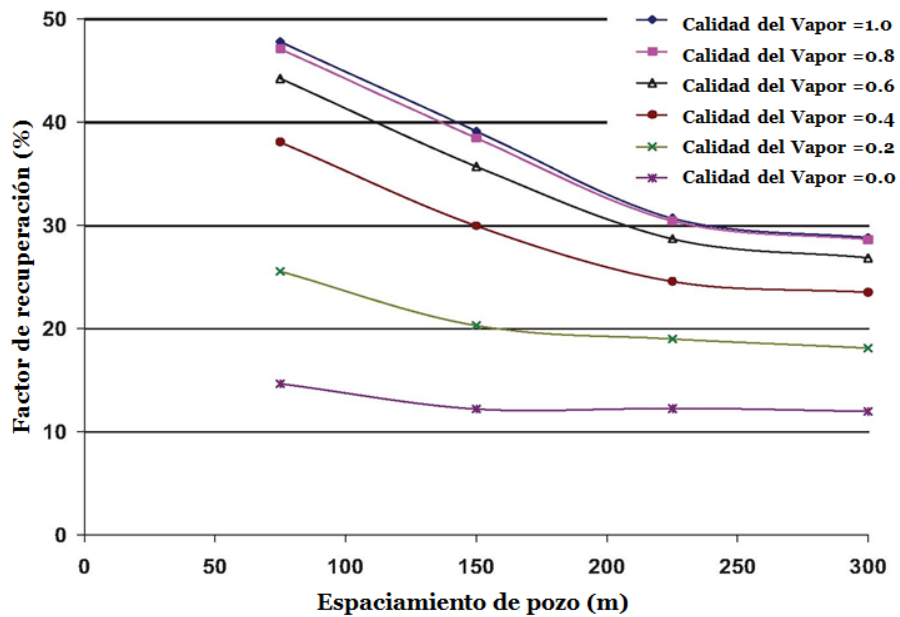


Figura 13 – Sensibilidad de la Calidad de vapor entre el espaciamiento de pozos

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Las previsiones de producción e inyección fueron transferidas a un simple modelo económico para calcular el valor actual neto para cada escenario. El modelo económico fue muy simple, así que en lugar de centrarse en la exactitud del VPN, se colocó la atención en el rendimiento económico relativo de los diferentes escenarios. Se realizaron dos casos de precio del petróleo (USD 60/bbl y USD 90/bbl). En cualquier caso de perforación de pozos de relleno, un número de pozos a perforarse. Los costos de perforación y terminación se estimaron en US\$ 1.000.000 por pozo para inyectores y productores. Este costo incluye instalaciones de superficie, y el costo de vapor fue asumido como USD 1/todo se calculó el flujo neto de efectivo y los resultados se muestran en la Figura 14. Estos resultados muestran que el espaciado óptimo bien está a 150 metros.

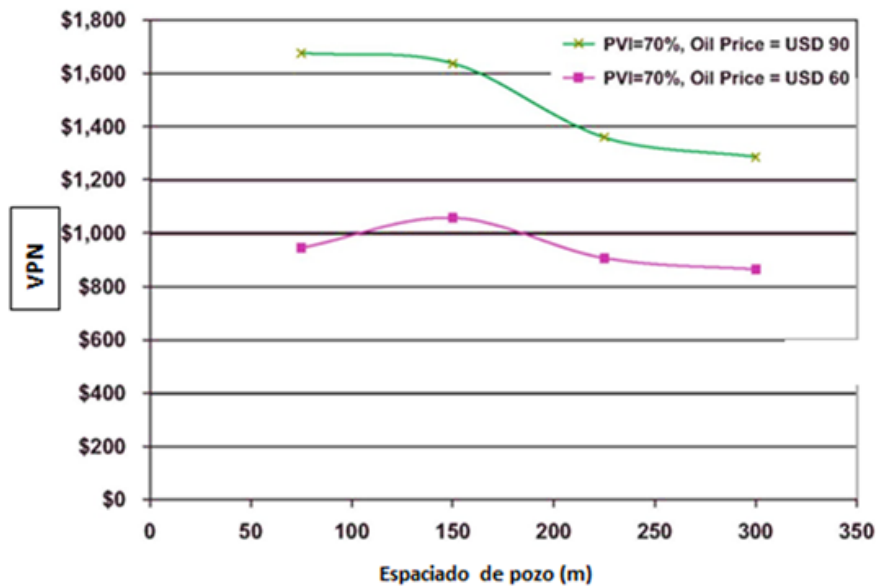


Figura 14 – VPN en 70% volumen de poros inyectados con dos diferentes precios

Una cuestión interesante es el grado en que la precisión de un modelo afecta el resultado de la toma de decisiones. La respuesta depende del contexto del proyecto, pero algunos gerentes a menudo desconfían de las estrategias de modelado, debido a la falta de precisión. Este es el caso de análisis de simulación y modelos conceptuales para el sector de recuperación de aceite optimizada. Teniendo en cuenta las limitaciones y las incertidumbres en las fuentes de datos (modelos) y las limitaciones de tiempo, los análisis simplificados suelen ser una mejor solución a ciertos problemas de toma de decisiones. Embarcarse en proyectos de recuperación de aceite optimizada con una jerarquía de



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

sucesivas decisiones interdependientes puede facilitar la tarea de promover un mayor desarrollo en el campo.

Un análisis de Simulación se basó en los modelos de capas de pastel con datos petrofísicos de registros de pozos se utilizaron para asignar los coeficientes de DP. Esta representación de la heterogeneidad puede añadir a las limitaciones de simulación analítica, en principio, se considera inútil desde el punto de vista de la toma de decisiones. Se hizo una comparación de los modelos numéricos de simulación. La distribución de la permeabilidad del modelo numérico reproduce el valor del coeficiente de DP, pero en oposición a los modelos analíticos, la permeabilidad fue distribuida isotrópicamente en 3D (Figura 15). Aparte de la diferencia en el procedimiento de solución, el modelo en este caso ofrece más grados de libertad que los casos analíticos.

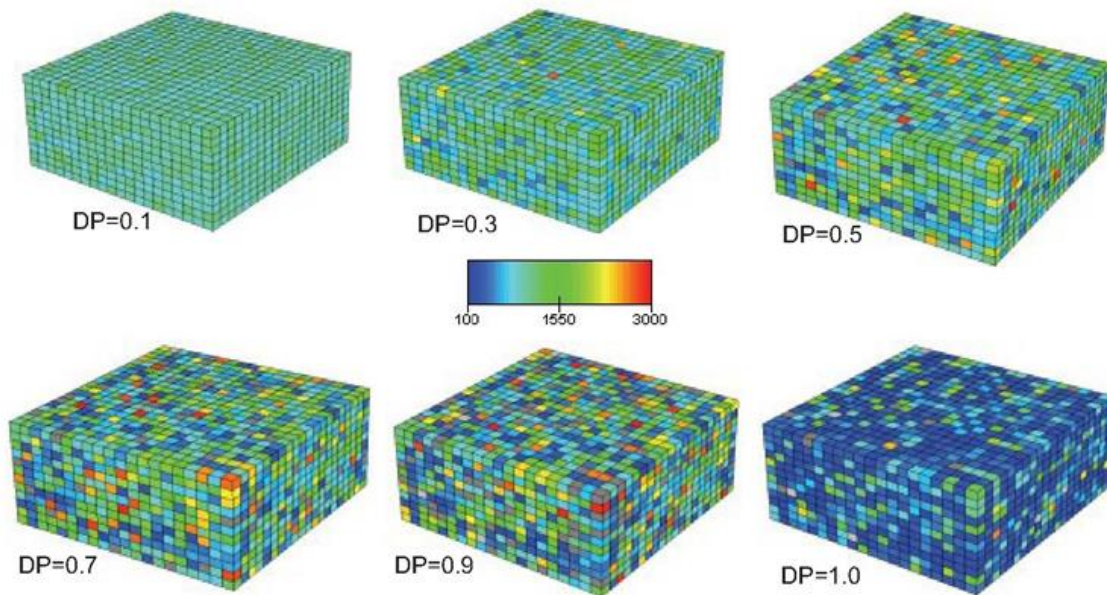


Figura 15 – Distribución de la permeabilidad para modelos numéricos para el caso del campo C

Las comparaciones entre modelos numéricos y modelos analíticos se presentan en términos de factor de recuperación vs volumen de poro inyectado. Los resultados de las inyecciones de vapor se presentan en la Figura 16, para dos de los valores considerados de espaciamiento de pozos. Las inyecciones de vapor y mayor espaciamiento de pozos, resulta en mayores pérdidas de calor; por lo tanto, para el mismo volumen de poro inyectado, el factor de recuperación disminuye con en el espaciamiento de pozos. Modelos numéricos



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

muestran que los resultados de los modelos analíticos son optimistas para diferentes espaciamientos de pozos.

A pesar de las diferencias significativas en los perfiles de producción (representado aquí por el valor del factor de recuperación), un análisis post mortem por el uso de los resultados numéricos de simulación mostró que la recomendación final no se vio afectada por el procedimiento de simulación. Aunque esto no siempre será correcto o verdadero, lo que resulta ser cierto es que, incluso si un modelo completo y sofisticado está disponible, la realidad de la producción puede estar mal predicha. Por otra parte, si la falta de tiempo es rigurosa, modelos más complejos tienden a producir decisiones sub-óptimas.

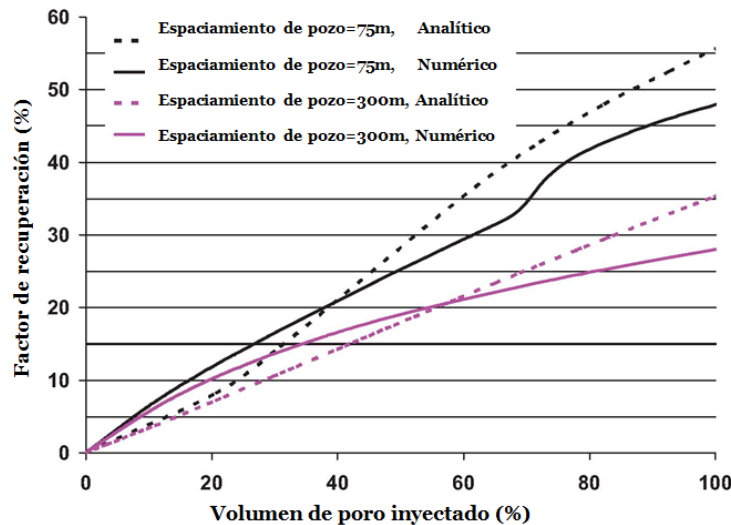


Figura 16 – Comparación entre modelos Analíticos y Numéricos para dos diferentes espaciamientos de pozos

### 3.2.3 Yacimientos Tipo 2 – Sin tiempo suficiente para uso de todos los datos.

En este tipo de casos de estudio de campo, los volúmenes de datos pueden ser suficientes para construir modelos detallados para que todos los niveles de detección se puedan completar, pero las limitaciones estrictas de tiempo (de 2 a 4 meses) hacen más difícil la toma de decisiones y es más compleja. En estos estudios, todos los pasos del método propuesto pueden ser cubiertos. La mayoría de las veces, sin embargo, los cambios y los retos están relacionados con el enfoque de simulación utilizado para ayudar al inversionista / operador a tomar una decisión. Como se mencionó anteriormente, cada

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

estudio de detección es específico en función de la información disponible, la ubicación geográfica y el acceso a mercados de petróleo y gas y la decisión marco inversor / operador, entre otros factores. Decisiones comunes o preguntas contestadas por los recientes estudios de recuperación de aceite optimizada son:

- Iniciar estudios de visualización para estimar los procesos de recuperación más factibles.
- Evaluar las tecnologías EOR y las posibles estrategias de implementación de un yacimiento o de una cartera de yacimientos.
- Analizar las carteras de yacimiento para evaluar CO<sub>2</sub>-EOR.
- Justificar las decisiones de las grandes inversiones para desarrollar pruebas piloto o de recopilación de datos completos para programas asociados con los proyectos EOR.
- Justificar estudios más detallados de ingeniería (es decir, estudios de campo simulaciones, diseño y seguimiento de proyectos EOR, las inversiones en instalaciones de superficie).
- Completar la evaluación de propiedades y adquisiciones.

### **3.2.3.1 Estudio del Caso D**

Caso D es parte de un estudio de visualización para identificar posibles tecnologías EOR y RDP en una cartera de yacimientos de gas / condensado y aceite ligero (11 campos multiyacimiento) en América del Sur. La identificación de las tecnologías, los procesos de recuperación y las estrategias de producción para maximizar la producción de gas y condensado representa un objetivo fundamental del análisis. La clasificación de las opciones más viables para maximizar la recuperación de gas y condensado también era un objetivo clave de esta fase del análisis.

Después de la evaluación en el lugar de gas de hidrocarburo, los volúmenes estocásticos (P10, P50, y P90) se utilizaron para generar los perfiles de producción y recuperaciones acumulados considerando diferentes escenarios de producción. Predicciones de gas y condensado de producción se basa en el enfoque analítico (desarrollo de planificación de la hoja de cálculo Excel). El modelo asume que el campo de gas obedece a un factor de presión sobre la compresibilidad del gas ( $P / Z$ ) vs relación de gas acumulada producido. A pesar de la simplicidad del modelo, es un programa bastante riguroso para funcionar, que incluye un programa de perforación, la información de entrada de

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

rendimiento, la inyección de gas y / o reinyección, y la compresión de la superficie, entre otras actividades. Perfiles de producción típicos calculados a partir de esta evaluación y se utiliza en los cálculos económicos se muestra en la Figura 17. La Figura 18 muestra el gas acumulado y condensado para todos los campos para tres diferentes escenarios de desarrollo: Inyección N<sub>2</sub>, reinyección de gas en los campos seleccionados (reinyección de gas selectivo) añadir compresión y reinyección de gas selectivo añadiendo compresión y coproducción.

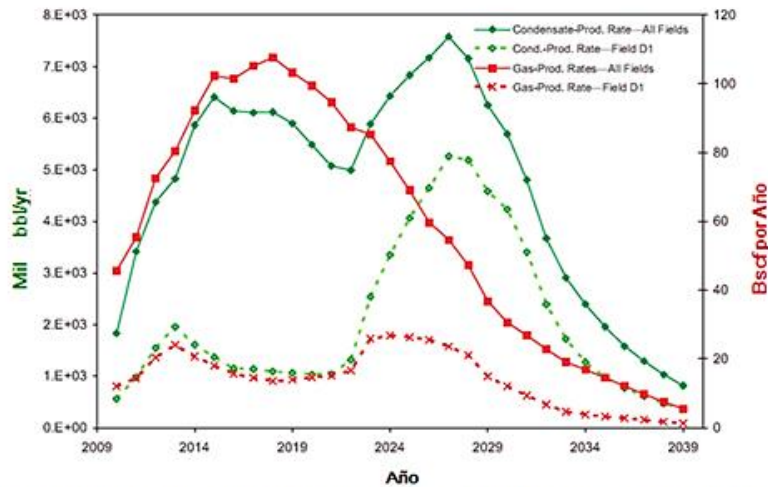


Figura 17 – Condensado Anual y Producción de gas por campo D1 y el total de Inyección de N<sub>2</sub> para todos los campos

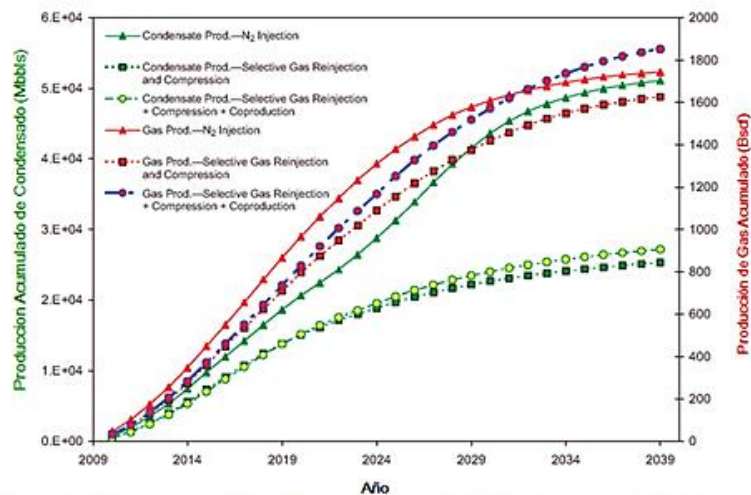


Figura 18 – Acumulado de condensado y Producción de gas para diferentes escenarios de producción del caso D

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Acercas de las oportunidades EOR, la inyección de  $N_2$  resultó para ser la estrategia de recuperación óptima para aumentar gas y especialmente la recuperación de condensado. Además, la inyección de  $N_2$  contribuiría a maximizar las ventas de gas reduciendo la reinyección de gas seco. Pero no es tan eficiente la recuperación de gas debido al mayor capital y gastos para separar  $N_2$  de operación, la producción de gas, los fluidos producidos (las unidades de rechazo  $N_2$ ). También las Ventas de gas pueden ser afectadas negativamente si se experimenta avance temprano de  $N_2$ , especialmente en algunas de las formaciones eólicas existentes en el área de evaluación.

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

## CAPÍTULO 4 Pruebas Piloto.

### 4.1 Etapas del proceso de evaluación y desarrollo de proyectos.

La complejidad y el costo de los métodos de recuperación mejorada de aceite requieren de un proceso de trabajo disciplinado para el proyecto de evaluación, diseño e implementación. Para poner las mejores prácticas de pruebas piloto en perspectiva, la Figura 19 describe una escena de flujos de trabajo que Exxon Mobil ha utilizado para la evaluación y diseño de proyectos de recuperación. El papel de las pruebas piloto (PP) y de campo en este proceso se pone de relieve en el cuadro rosa.



Figura 19 – Etapas del proceso para la evaluación y desarrollo de un proceso EOR

La evaluación de un EOR se inicia con la recolección de datos y el análisis de ellos, el proceso de selección de los candidatos, identificación de fuentes de inyectantes y el escenario económico. Si éstas son favorables, el diseño y la implementación de un proyecto de EOR requieren entonces análisis a fondo de los procesos más prometedores. Además de las pruebas estándar de laboratorio, la caracterización de fluidos especializados y condiciones de yacimiento, pruebas de núcleos que utilizan líquidos in situ y una gama de

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

inyectantes, se realizan para personalizar un proceso para cada yacimiento. Los estudios de caracterización de yacimientos se llevan a cabo al mismo tiempo para identificar los controles geológicos clave sobre la eficiencia de barrido de campo a gran escala. Los experimentos de laboratorio y estudios de caracterización del yacimiento se utilizan como entrada para los modelos geológicos y dinámicos de yacimientos del proceso, a diversas escalas para evaluar las opciones, este define un proceso de diseño preferido y aportaciones al desarrollo de detección de nivel y planificación de instalaciones. Si las razones de cambio son las esperadas, las recuperaciones y la economía son favorables, las pruebas piloto en el campo seleccionado se suele realizar para resolver las incertidumbres, así como detalles de ejecución y operacionales. El trabajo de laboratorio adicional, la caracterización de yacimientos y la simulación, puede llevarse a cabo después de la prueba piloto, para resolver las incertidumbres, como se indica en la Figura 19. Si el punto de vista técnico y comercial sigue siendo positivo, este entonces es seguido por la aplicación a escala comercial. Las opiniones de las partes interesadas (indicadas por estrellas), se llevan a cabo después de cada etapa de este proceso <sup>30</sup>.

### **4.2 Objetivos de una prueba piloto.**

Definir objetivos claros de las PP es el primer paso en el diseño y ejecución de una exitosa PP. Las PP se llevan a cabo para hacer frente a importantes incertidumbres técnicas, de negocio y los riesgos asociados con la utilización de una tecnología EOR en un campo específico. Los beneficios de las PP, deben sopesarse contra el tiempo y los gastos de las PP y en contra de otras alternativas disponibles. La realización de una PP es una de varias opciones para reducir el riesgo que podría incluir la recolección adicional de datos/evaluación o desarrollo por etapas. Si hay mejores alternativas para hacer frente a la incertidumbre y el riesgo, entonces la PP podrá ser no requerida. Indicando claramente las incertidumbres y objetivos clave de las PP iniciales en el proceso de evaluación ayuda a determinar si una PP es el mejor enfoque para hacer frente a estos riesgos y colabora en el diseño y ejecución de una PP guía.

Se debe tener cuidado al elaborar objetivos de las PP para asegurar que éste sea usado adecuadamente. Las PP no deberían ser una prueba de "ensayo y error" de varios procesos de recuperación de campo, sino que se aplican selectivamente a los procesos de recuperación de prueba de campo que han sido evaluados técnica y económicamente de antemano. Además, el proceso de recuperación para ser probado en el campo debe ser optimizado a través de estudios de laboratorio y simulación de yacimientos con el fin de maximizar la recuperación de aceite al menor costo posible. Antes de las pruebas de campo, el espaciamiento entre pozos, el patrón de configuración, la longitud y orientación de los pozos, los pozos inyectoras, y la estrategia de inyección [por ejemplo, (WAG), (SWAG)] deben ser adecuados y deben definirse. Las PP no se ejecutan simplemente para

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

ganar experiencia en la aplicación de la tecnología, aunque el entrenamiento de los operadores puede ser un componente importante del programa de pruebas piloto.

Con estas observaciones en mente, los objetivos específicos de las PP pueden ser los siguientes:

- Evaluar la eficiencia de recuperación del proceso EOR en el campo de interés.
- Evaluar los efectos de la geología del yacimiento en el rendimiento del proceso, en particular la eficiencia de barrido.
- Mejorar la predicción de producción del campo para reducir los riesgos técnicos y económicos.
- Obtener datos para calibrar los modelos de simulación de yacimientos de campo completo.
- Identificar los problemas operacionales y las preocupaciones de desarrollo de campo completo.
- Evaluar el efecto de las opciones de desarrollo en la recuperación (por ejemplo, la estrategia y espaciamento, velocidad de procesamiento y terminación).
- Mejorar las guías en la estrategia de operación actual para mejorar la economía/recuperación.

### **4.3 Consideraciones del diseño de la prueba piloto.**

Una vez que los objetivos del piloto se han definido claramente, el tiempo y esfuerzo necesario en el diseño de un piloto, para garantizar que los objetivos piloto se puede lograr. El tiempo empleado en la fuente del diseño experimental y la optimización conduce generalmente a la implementación completa del campo. Pilotos mal diseñados podrían llevar a la conclusión equivocada o incluso a ninguna conclusión en absoluto. Un piloto mal diseñado y ejecutado pueden llevar a condenar a un proceso EOR apropiado incorrectamente o promover un proceso EOR inapropiado, incorrecto, tanto de lo que se traducirá en el desarrollo subóptimo del campo.

Simulación de yacimientos y modelación geológica, incorporan la mejor descripción de historia de yacimientos disponibles que corresponden al desempeño de los pilotos, son las herramientas más efectivas para el diseño y de interpretar el rendimiento experimental de los pilotos y traducir el rendimiento de las predicciones a escala de campo. Una PP diseñada adecuadamente debe asegurarse, de que el área piloto está suficientemente caracterizada y que se recogen suficientes datos experimentales para apoyar el modelado de yacimientos. Sin un adecuado diseño experimental, los datos de campo fiables y el ajuste histórico de desempeño no serán reunidos y, por lo tanto, el desempeño de la evaluación de la escala de campo estará en riesgo.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Típicamente los pilotos EOR deben ser diseñados para proporcionar una visión tanto en la eficiencia de desplazamiento local del inyectante en la escala de poro y la eficiencia de barrido volumétrico en la escala de yacimiento. Un reto frecuente es el de obtener una eficiencia de barrido volumétrico que capta adecuadamente la mejora de la eficiencia local de desplazamiento observado en el laboratorio.

Con estas observaciones en mente, los siguientes son los requisitos para una prueba piloto exitosa:

- Los objetivos de piloto deben estar claramente definidas de antemano. Las preguntas claves que deben ser respondidas antes de realizar un piloto son:
  1. ¿Qué resultados son necesarios para facilitar las decisiones de inversión y de operación en pleno campo?
  2. ¿Cuándo se necesitan resultados?
- El piloto debe ser diseñado y operado para cumplir con los objetivos, con la ayuda de un modelo de simulación de yacimientos predictivo. El piloto debe ser capaz de distinguir entre el yacimiento local/efectos y mecanismos generales de proceso.
- La información disponible de la caracterización de yacimientos debe ser revisada para definir los principales factores geológicos clave que puedan afectar a la inyectividad y la eficiencia de barrido y para identificar un piloto que tenga un sitio con geología representativa. Estudios geológicos adicionales pueden ser necesarios antes del piloto para definir la descripción del yacimiento a un nivel de precisión suficiente.
- La vigilancia y el plan de monitoreo debe ser desarrollado para asegurar que los datos sean de alta calidad y que todos los datos necesarios se obtienen en un tiempo oportuno. Los datos deben ser recogidos de factores operativos tales como el tiempo de inactividad y contrapresión.
- El piloto debe ser diseñado y operado para asegurar que sea interpretable. Es importante que las operaciones de los alrededores no afectan los resultados experimentales. Además, las terminaciones de alta integridad son esenciales para comprender y controlar la eficiencia de barrido en el yacimiento. Finalmente, se requiere de un suministro fiable de inyectante.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 4.4 Tipos de pruebas piloto.

Antes de discutir los tipos de pilotos, es importante aclarar la distinción entre la recolección de datos, el piloto y la implementación gradual. A continuación se ofrece una simple distinción:

- La recolección de datos: El propósito principal de la recopilación de datos es recoger datos de campo específicos para abordar las principales incertidumbres que podrían tener un impacto significativo en una decisión de negocios. Ejemplo: Si inyección-actividad es una incertidumbre clave en la evaluación de la viabilidad de una inyección de agua, a continuación, se lleva a cabo una prueba de campo (s) para medir la inyectividad bajo un conjunto de condiciones definidas.
- Piloto: El propósito principal es validar el rendimiento de un proceso EOR particular en el campo. Ejemplo: Las pruebas de laboratorio y estudios de simulación indican que un proyecto de inyección de agua alternada con gas CO<sub>2</sub> puede producir la más alta recuperación y el mayor valor económico general entre los procesos de recuperación. Antes de hacer una gran inversión que requiera una aplicación a gran escala, un piloto se lleva a cabo a una distancia bien escalable a la aplicación esperada a gran escala.
- Aplicación gradual: El objetivo principal es la gestión de la incertidumbre mediante la implementación de un proyecto en fases, con los ajustes pertinentes en el alcance y la optimización del diseño entre las fases. Ejemplo: El desarrollo de un nuevo yacimiento con suministro limitado de inyectante previsto como desarrollo en etapas, con el alcance de la segunda fase (es decir, los pozos, las instalaciones, el proceso de recuperación) ajuste para incorporar aprendizajes de la primera fase.

Con estas definiciones en mente, los tipos de PP se pueden agrupar en cuatro configuraciones:

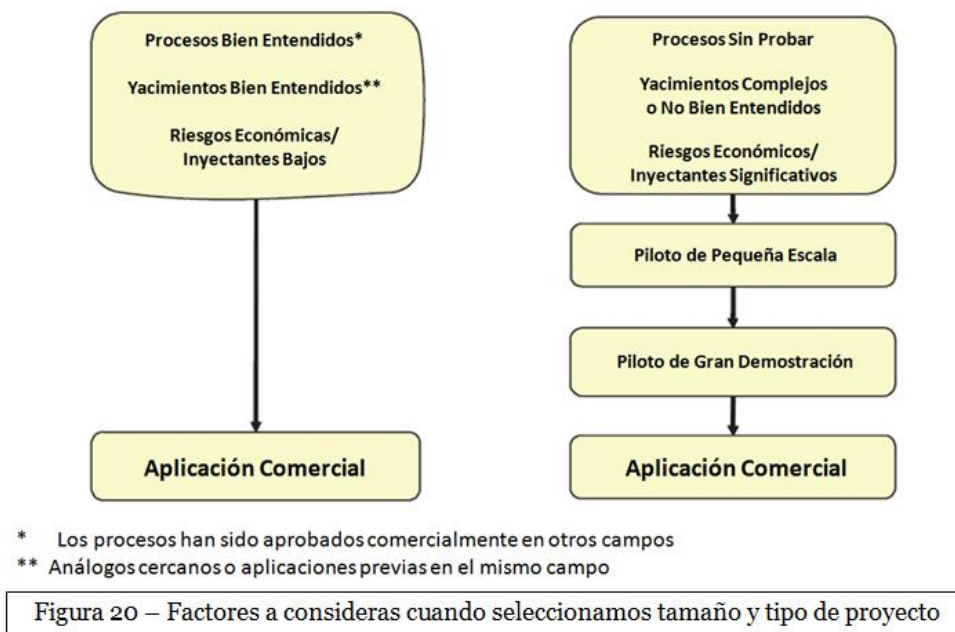
1. Piloto no productores.
2. Piloto no confinado pequeña escala.
3. Piloto confinado pequeña escala.
4. Piloto Multimodo de producción.

Mientras que cada PP tiene su configuración, lugar y propósito, generalmente es cierto que una configuración más compleja, y por lo tanto, más costosa, dará más datos y es más fácil de ampliar a condiciones comerciales. Por lo tanto, un equilibrio debe

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

alcanzarse entre los riesgos de un proyecto comercial y el costo de seguro, proporcionada por los datos de un piloto.

**El Tamaño del Piloto Debe ser Consistente con  
El Conocimiento del Proceso/Yacimiento, Tiempo Disponible y Riesgo**

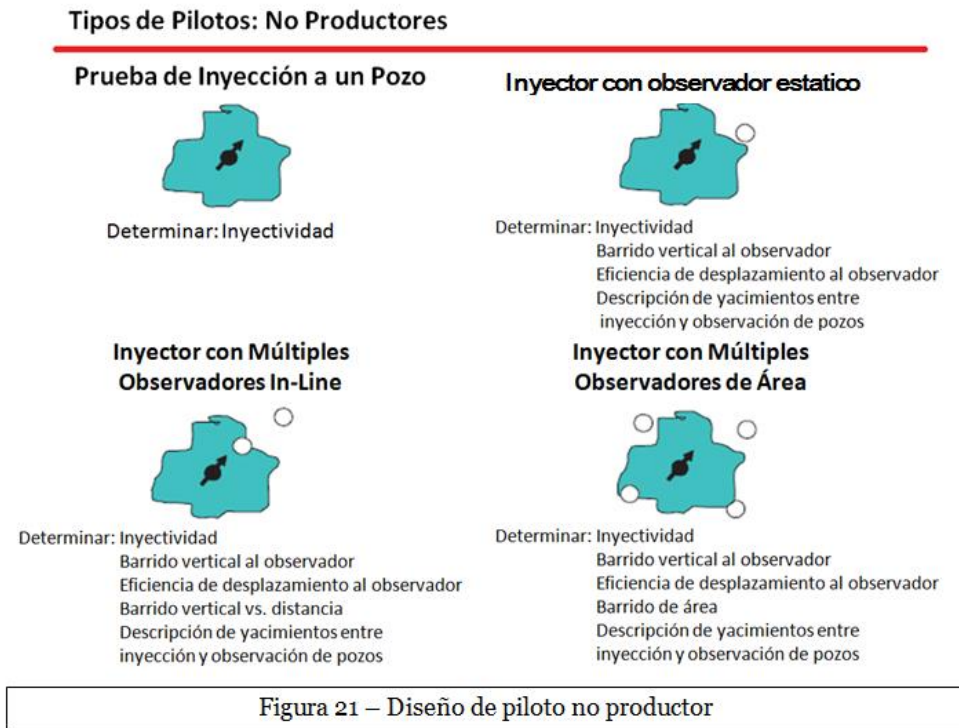


La figura 20 ilustra los factores que deben tenerse en cuenta al seleccionar el tipo de piloto y escala. Dos casos extremos se muestran. En el primer caso, el proceso de recuperación se entiende bien porque se ha demostrado comercialmente en otros campos, el yacimiento se entiende bien porque no es un análogo cercano o aplicación existente en el mismo campo, y existe un riesgo bajo de suministro económico e inyectante. En este caso, la aplicación comercial sin la prueba piloto puede ser considerada, con un poco de recopilación de datos adicionales o implementación por fases para gestionar el riesgo, como se explicó anteriormente en esta sección. En el segundo caso, el proceso de recuperación no se ha probado, el yacimiento es complejo o no se entiende, y hay un riesgo significativo de suministro económico y del inyectante. En este caso, los pequeños pilotos, seguido por un piloto de demostración comercial más grande, se utilizan con frecuencia para gestionar el riesgo antes de la aplicación comercial. Claramente, una gama de alternativas entre los dos casos extremos es posible.

La siguiente es una discusión de los diseños experimentales que se han utilizado para recopilar los datos de rendimiento necesarios para hacer decisiones de implementación a escala comercial, especialmente para la inyección de gas y procesos

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

WAG. Diseños experimentales tanto productores y no productores se han utilizado con éxito. La figura 21 resume las configuraciones no productores



### 4.4.1 Pruebas improductivas.

El diseño más simple es una prueba de inyectividad de un solo pozo para determinar la facilidad con la cual el gas puede ser inyectado en la formación y para evaluar las pérdidas resultantes de procesos de inyectividad WAG. Mediante la adición de un pozo de observación, se puede determinar el barrido vertical y la eficiencia de desplazamiento local del gas en la ubicación del observador. La adición de un segundo observador permite la evaluación del barrido vertical sobre la distancia que separa los dos observadores. Las ubicaciones de los pozos de observación que necesita tener para tomar en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, los gradientes de presión y los fluidos inyectados en movimiento lejos del lugar hacia los pozos de observación. Porque frecuentemente los gases inyectados son menos densos que el aceite in-situ, los pozos de

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

observación proporcionarán información valiosa sobre la anulación de gravedad que puede conducir a una eficiencia de barrido pobre.

Una clave para el éxito de los procesos de inyección de gas es lograr una alta eficiencia de barrido volumétrico. La colocación de múltiples observadores alrededor del inyector permite una evaluación, no sólo la eficiencia de barrido vertical en los inyectores, sino también la eficiencia de barrido de área. El producto de los rendimientos de barrido vertical y de área da una estimación de la eficiencia de barrido volumétrico para el patrón.

La Figura 22 resume las ventajas y desventajas de pilotos no productivos. Este tipo de control puede ser útil para proporcionar estimaciones rápidas y baratas de inyectividad y la eficiencia de barrido vertical, pero no proporciona datos cuantitativos sobre la eficiencia global de barrido volumétrica y eficiencia de la recuperación final. Además, no proporciona ninguna experiencia operativa con el manejo y reciclaje de los fluidos producidos y es extremadamente sensible a la desviación de fluido.

### Pilotos No Productivos

---



#### Ventajas

- Bajos Costos
- Rápida estimación de movilización de aceite vs. Distancia
- Estimar la conformidad vertical
- Requiere instalaciones no productoras
- Estimado de inyectividad
- Rápidos resultados

#### Desventajas

- No hay tanque de aceite
- No hay experiencia operacional con producción
- No hay confirmación del volumen barrido
- Datos limitados en control de movilidad, total conformidad, retención química
- Extrema sensibilidad de fluido a la deriva

Figura 22 – Ventajas y desventajas de pilotos no productivos

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### 4.4.2 Pruebas productivas

Los pilotos que incorporan los pozos de producción, también conocido como "aceite en el tanque," proporcionan los datos más directos en la recuperación de aceite, transporte de fluidos a través del yacimiento, y la caída de presión entre inyectores y productores. Los factores importantes a considerar en el diseño y la interpretación de los pilotos como productor incluyen:

- Desviación: ¿Este es el patrón que actúa como un sistema de flujo verdaderamente confinado?
- Balance: ¿Son los gastos relativos de inyectores y productores destinados a maximizar la eficiencia de barrido areal en el área piloto?
- Aislamiento: ¿Es la zona de la inyección la única zona que está produciendo?
- El costo de funcionamiento de un piloto que está verdaderamente confinado, equilibrado y aislado puede ser considerable, ya que la producción offset podría necesitar ser limitado.

Esto es especialmente importante en sistemas con gas o aceite ligero en el que los gradientes de presión a través del sitio piloto pueden resultar en el flujo de fluido significativo que comprometa la interpretación piloto. Un compromiso que tenga que ser alcanzado entre los mejores datos posibles y una situación razonable que se puede simular más adelante con confianza.

Otra oportunidad que ofrece la producción de un piloto es la experiencia con la separación y manejo de fluidos producidos. Instalaciones a pequeña escala pueden ser construidas y modificadas fácilmente, para ganar experiencia con la separación y el reciclado de los líquidos. Si el piloto tiene éxito, entonces la experiencia adquirida con el diseño de las instalaciones se traducirá en ahorros de costos asociados con la construcción de las instalaciones comerciales.

Los pozos de observación proporcionan un medio para supervisar el movimiento del fluido en varios puntos intermedios para el inyector y el productor. Información valiosa sobre la conformidad, el transporte de líquidos en el yacimiento, y las movibilidades de fluidos se pueden obtener de los pozos de observación. Los métodos para la adquisición de datos de pozos de observación típicamente incluyen el registro, el muestreo, y las mediciones de presión.

En la Figura 23 resume algunas configuraciones de pilotos productores representativos. La producción de pilotos proporciona no sólo una comprensión de la inyectividad de los fluidos en la formación, pero más importante aún, algunos datos

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

cuantitativos sobre el potencial de producción del proceso de recuperación, y posteriormente un cálculo aproximado de recuperación de aceite. Únicos, patrones invertidos de cinco puntos se utilizan a menudo para proporcionar tal información. Pozos de observación se incluyen a menudo para evaluar la eficiencia de barrido vertical y el desplazamiento a los observadores, barrido vertical y areal a una distancia, las movi­lidades de fluido dentro de la formación, y para estimar la recuperación de aceite.

### Tipos de Pilotos: Productores

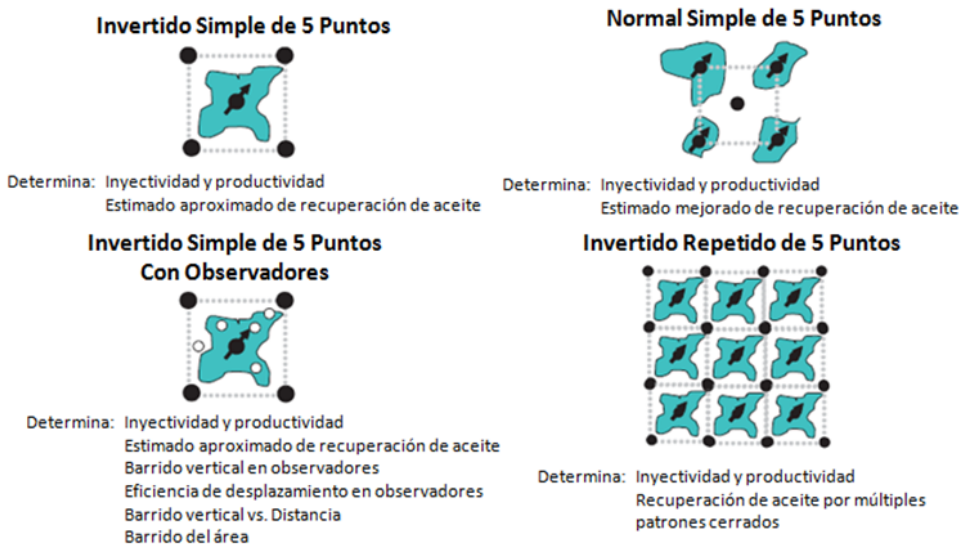


Figura 23 – Ejemplo de pruebas piloto productores

Como se indica en la Figura 24, aunque los pilotos productores no confinados pueden proporcionar alguna experiencia en la producción rápida y con un coste relativamente bajo, el volumen de barrido puede ser difícil de evaluar y el rendimiento puede no ser representativo de un patrón que se repite y puede ser difícil de escalar. Además, son sensibles a la deriva de fluido y puede llegar a tardar para funcionar como una inundación de cierto patrón.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### Pruebas Piloto Abiertas

---



#### Ventajas

- Estimado de inyectividad
- Bajo costo
- Estimación de control de movilidad, movilización de aceite, retención química
- Experimenta algo de producción
- Rápidos resultados

#### Desventajas

- Volumen de barrido difícil de evaluar
- Líneas de corriente, gradientes de presión, recuperación de aceite no son representativos del patrón repetido
- Rendimiento difícil de medir
- Sensible a la deriva del fluido
- Toma tiempo para correr un fluido de inyección

Figura 24 – Ventajas y desventajas de pilotos productores abiertos

Mejores estimaciones de recuperación se puede conseguir mediante el uso de un único y normal patrón de cinco puntos. En este diseño, el agua o el gas se inyecta en las cuatro esquinas del patrón para proporcionar confinamiento del aceite dentro del patrón y, por lo tanto, las estimaciones de recuperación mejoran en comparación con un patrón no confinado. Para reducir la duración del piloto, los pilotos confinados se ejecutan normalmente a una distancia más cerca de lo planeado para su aplicación comercial.

Ventajas y desventajas de pilotos cerrados a escalas tan pequeñas, se resumen en la Figura 25. Este tipo de piloto puede proporcionar buenas estimaciones del desplazamiento del aceite y, cuando se combina con el uso de pozos de observación, la eficiencia de barrido vertical como una función de la distancia desde el pozo de inyección a un costo moderado. Además, pueden obtenerse datos detallados sobre el transporte de fluidos, movilidades de fluidos y gradientes de presión que permiten la rigurosa calibración de modelos de simulación. Sin embargo, el pequeño tamaño del patrón no puede tomar muestras representativas de heterogeneidades, reflejan el equilibrio de una inundación patrón que se repite, la escala a mayores espaciamientos de pozos, o indicar problemas a largo plazo.

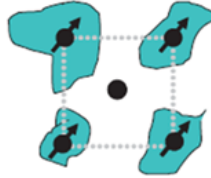


## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### Pilotos Cerrados de Pequeña Escala

---



#### Ventajas

- Buena estimación del desplazamiento del aceite y conformidad vertical vs. Distancia
- Datos detallados de movilidad de control, gradientes de presión y transporte químicos
- Datos para calibración del simulador
- Fácil medición para comercializar
- Costos modestos
- Resultados moderadamente rápidos

#### Desventajas

- La muestra puede no representar heterogeneidad
- Puede no reflejar un patrón de balance del repetido patrón del fluido
- Puede no ser medido por espacios del pozo abiertos
- Puede no indicar problemas de largo plazo

Figura 25 – Ventajas y desventajas de pilotos cerrados de pequeña escala

Para obtener mayor confianza en los resultados experimentales de escala para posibles aplicaciones de campo completo, se han utilizado patrones invertidos de cinco puntos que se repite en detectar. Esta disposición proporciona la mejor estimación de la recuperación de aceite y la eficiencia de barrido, los mejores datos para la calibración de los modelos de simulación, y el incremento de escala más directa de las operaciones comerciales. Sin embargo, este tipo de piloto tendrá la duración más larga y requerirá más tiempo para la evaluación. Naturalmente, los costos de las PP aumentan con el número de patrones colocados en prueba. Ventajas y desventajas de gran escala, pilotos multimodo se resumen en la Figura 26.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

### Piloto Multipatrón de Gran Escala

---



#### Ventajas

- Mejor estimación de aceite recuperado y eficiencia de barrido
- “Aceite-en-el-tanque” confirmado
- Mejores datos para calibración del simulador
- Mas fácil de medir para rendimiento comercial
- Medición comercial operando experiencia y datos de costo

#### Desventajas

- Muy caro
- Largo tiempo de evaluación

Figura 26 – Ventajas y desventajas de pilotos multipatrón de gran escala

### 4.5 Evaluación de los mecanismos claves en el yacimiento

Las herramientas específicas para evaluar los mecanismos clave del yacimiento dependerán del proceso de recuperación siendo prueba piloto. A modo de ejemplo, esta sección se centrará en los mecanismos de yacimiento de claves asociados con la inyección de gas. La Figura 27 resume tres importantes problemas que pueden surgir en la inyección de gas horizontal y proyectos de WAG. Esta figura se centra en los problemas asociados con las inyecciones horizontales debido a que estas constituyen la mayoría de los pilotos de inyección de gas que se han realizado hasta la fecha<sup>31</sup>.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### Problemas Potenciales con Procesos WAG e Inyección de Gas

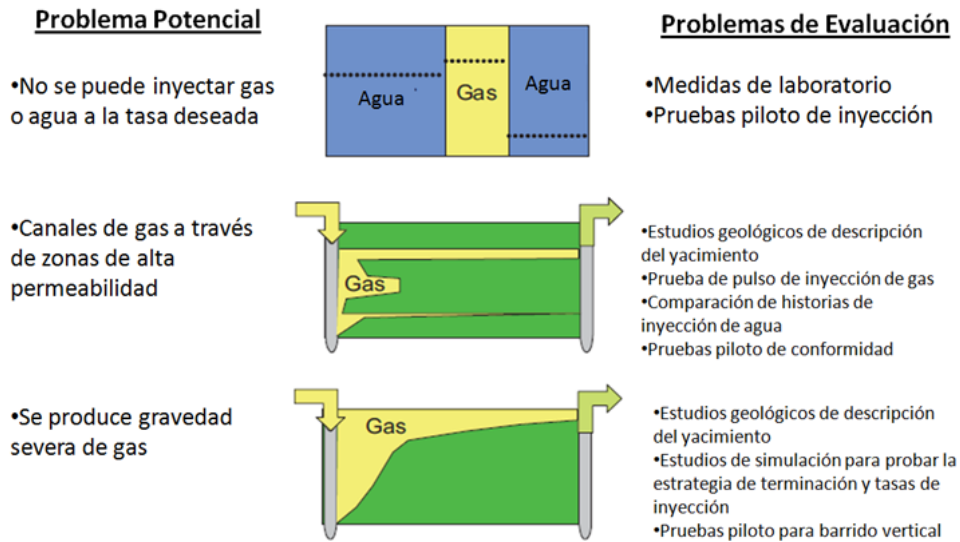


Figura 27 – Problemas potenciales con procesos WAG e inyección de gas

En primer lugar, en algunas situaciones, puede no ser posible inyectar agua y gas a gastos deseados. Las variables de yacimientos que controlan inactividad son permeabilidades efectivas y daños cercanos al pozo. La Inyección de agua ha sido un problema en algunas inundaciones, especialmente en los yacimientos de baja permeabilidad. Si la inyectividad es un problema potencial, se puede evaluar en la fase de diseño a través de mediciones de laboratorio cuidadosas, y mediante la realización de pruebas piloto de inyección.

Un segundo problema es que el gas puede canalizar la alta permeabilidad a través de zonas "ladronas", lo que lleva a la eficiencia de barrido más pobre de lo esperado. La canalización está controlada por distribución de la permeabilidad. La canalización de gas se puede evaluar en la fase de diseño mediante la realización de exhaustivos estudios geológicos y descripción del yacimiento junto con los pequeños estudios de simulación de yacimientos que representan correctamente las heterogeneidades que rigen la descripción geológica. También, el barrido en una inyección de agua proporcionará una fuerte indicación del grado de canalización que se espera en un proyecto de inyección de gas. Por

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

lo tanto, una descripción precisa del yacimiento combinado con ajuste histórico de rendimiento de inyección de agua antes puede ayudar a evaluar el potencial de canalización en la inyección de gas <sup>32</sup>.

En resumen, los mecanismos clave que deben evaluarse durante la prueba piloto de los procesos de inyección de gas incluyen inyectividad, la gravedad de la invalidación, la canalización, digitación viscosa y barrido areal. La Tabla 15 resume los datos necesarios para la interpretación de cada mecanismo y herramientas de supervisión y técnicas que se pueden utilizar para adquirir los datos necesarios.

Tabla 15 – Herramientas para la evaluación de los mecanismos clave en el yacimiento		
Mecanismo	Datos necesarios para la interpretación	Herramientas/tecnologías
Inyección	Índice de inyección	Tasas de inyección
		Presión de fondo
	Distribución de permeabilidad cerca del pozo	Perfiles de flujo
		Pruebas fall-off
		Pruebas step-rate
Anulación de gravedad	Cambios de saturación de aceite con profundidad y distancia del inyector	Tiempo en el monitoreo de pozos
		Núcleos después de la inyección
	Permeabilidad vertical	Datos de núcleo
		Pruebas de pulso vertical
		Pruebas de pulso cruzado
canalización/viscosidad y pérdida de movilidad de control	Cambios de saturación de aceite con profundidad y distancia del inyector	Tiempo en el monitoreo de pozos
	Tasa gas/aceite o corte de agua vs. Tiempo en producción	Muestra productora para tempranos avances de inyectante
	Trazos inter-pozos	Muestras productoras
	Estudio de presión	Presiones shut-in y de fluido
Barrido/conformidad de área	Balance de volumen de aceite, gas, agua y trazos producidos para determinar el barrido en volumen de poro	Muestras productoras para trazadores inyectados

Comprender los cambios de inyectividad requiere la medición de no sólo el índice de inyectividad, sino también la distribución de la permeabilidad y las movilidades de fluido cerca del pozo de inyección. Mediciones frecuentes de los gastos de inyección y la presión de fondo de pozo se utilizan para proporcionar datos de alta resolución de inyectividad. Perfiles de flujo, pruebas de caída y pruebas de tasa de paso se han utilizado para caracterizar la distribución de la permeabilidad cerca del pozo y movilidades de fluidos. Permanentes herramientas de supervisión de fondo de pozo están siendo utilizados de forma rutinaria para obtener alta resolución de la temperatura en tiempo real y datos de presión.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Para evaluar la gravedad anular correctamente, el cambio en la saturación de aceite con la profundidad y la distancia detrás del frente de desplazamiento de gas que pasa y el patrón vertical de la permeabilidad efectiva son necesarios. El registro de tránsito de tiempo, extracción de muestras detrás del frente de inyección, y las pruebas de impulsos verticales o cruz capa se han utilizado para proporcionar esta información. El registro de agujero entubado y herramientas utilizadas para el registro de tránsito de tiempo incluyen registros nucleares<sup>33</sup> para la saturación de gas y la porosidad total y los registros de inducción (carcasa metálica) para la saturación de agua. Después de las inyecciones de pozos centrales, se han utilizado para medir la conformidad vertical y saturación de aceite restante. En algunos casos, muestras de gotas de líquido para la composición han sido recogidos en pozos de observación, pero por lo general se han obtenido después de los datos de registro críticos.

Canalización y la pérdida de control de la movilidad o de digitación viscosa son los otros mecanismos clave que afectan la eficiencia de barrido. Además de evaluar el cambio en la saturación de aceite detrás del frente de inundación, la relación de gas / aceite y de corte de agua, el comportamiento de los productores en el tiempo, las pruebas de presión y las pruebas entre los pozos trazadores (radiactiva o química) se utiliza comúnmente para estimar el grado de canalización y la digitación viscosa. El muestreo cuidadoso y regular de los fluidos producidos, las pruebas de presión en el fondo de pozo y presión estática, y la toma del registro de tránsito de tiempo son las técnicas disponibles para la adquisición de datos.

Finalmente, la conformidad de la inyección o de barrido areal es necesaria para complementar la canalización y datos de gravedad de anulación y determinar la eficiencia de barrido volumétrico dentro del patrón. Volumen de poro de barrido puede ser determinado cuidadosamente por el seguimiento del movimiento y desintegración a través de los trazadores en los pozos de producción y mantener registros precisos de la producción de aceite, agua y gas

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **4.6 Evaluación de las pruebas piloto.**

La interpretación exitosa de una prueba piloto requiere una previa planificación. Es esencial que un modelo de yacimiento y la simulación detallada de la zona piloto (con condiciones de contorno adecuadas) sea construida de antemano para optimizar el diseño experimental y el programa de control, los datos necesarios para anticipar la historia que coincida con el piloto, para permitir la interpretación oportuna de piloto, y evaluar la necesidad de un uso selectivo de nuevos pozos de observación y extracción de muestras post-inundación. La geología de la zona piloto y una buena comprensión de la distribución de aceite de destino son insumos críticos para el modelo de simulación. Los pozos piloto deben ser entubados y conectados, si es posible. El núcleo, los registros, y datos transitorios de presión deben integrarse en una descripción del yacimiento consistente.

El siguiente diseño experimental y mejores prácticas operacionales ayudan a minimizar las incertidumbres en la interpretación de pruebas y facilitar el ajuste histórico de los resultados experimentales:

- Las instalaciones de producción, terminación de pozos, tuberías de producción y el sistema artificial deben ser representativos del esperado desarrollo de escala comercial.
- La referencia de varios registros de pozo base y, posiblemente, un solo pozo trazador de prueba se debe ejecutar en los pozos antes de que el piloto comience, los intervalos de tiempo regulares para verificar la reproducibilidad de las mediciones de registro y asegurar la determinación exacta de los cambios de saturación en el registro de transito de tiempo en los pozos de observación. Tener las herramientas de registro dedicadas al proyecto también ayuda a asegurar la reproducibilidad.
- Un período adecuado de inyección en proporción estable debe lograrse antes de iniciar el proceso de recuperación. Esto reducirá la incertidumbre en la interpretación de inyektividad, cambios de saturación, y la producción de aceite incremental.
- El desvío del líquido debe ser minimizado para que el área piloto actúe como un sistema verdaderamente limitado. Esto se puede lograr mediante el control de los gastos en los patrones circundantes o localizar el piloto en un área sin gradientes de presión fuertes.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

- Los gastos entre pozos inyectoros y productores deben asignarse a mantener el equilibrio de patrones y maximizar la eficiencia de barrido areal en el área piloto.
- Inyección constante e ininterrumpida y los gastos de producción deben mantenerse.
- Las zonas de inyección y producción deben ser aisladas de manera que sólo la zona de producción deseada está tomando inyección.
- Un volumen adecuado de fluido de recuperación debe inyectarse para reducir la incertidumbre en la interpretación de la eficiencia de barrido, los cambios en la saturación, y la producción de aceite incremental. La experiencia indica que el volumen de fluido inyectado tiene que ser al menos 20% del volumen de hidrocarburo patrón de antes de que el piloto puede ser interpretado adecuadamente.
- El plan original del piloto operativo y el seguimiento debe continuar hasta que se adquieren datos suficientes para validar los modelos de simulación, no trate de optimizar en base a los primeros resultados.
- La evaluación de la recuperación de aceite incremental sobre la inyección de agua debe ser un objetivo fundamental de un piloto. Esto se puede lograr de varias maneras, cada una de las cuales tiene ventajas y desventajas:
  - En caso de que la inyección de agua sea muy tardía (> 90% de corte de agua), un aumento en el corte de aceite puede proporcionar una medida directa de recuperación mejorado. Una desventaja es que esto puede retrasar el piloto, o la inyección de agua puede contactar sólo una parte de la zona objetivo.
  - En los casos en los que la inyección de agua no es muy tardía, la recuperación por inyección de agua inicial puede ser estimada utilizando un modelo de simulación de yacimientos para que la historia coincida con el área piloto de inyección de agua y extrapolar la tendencia pre piloto de producción. Esto requiere de un adecuado período pre piloto de inyección de agua para reducir la incertidumbre en el ajuste de la historia y la extrapolación.

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

## **CAPÍTULO 5 Simulación de los procesos de recuperación mejorada.**

### **5.1 Del laboratorio a las pruebas de campo**

El comportamiento del flujo de fluidos en un yacimiento es controlado en gran parte por las propiedades de roca y fluido, su variación y las interacciones roca/fluido. Los datos de la roca y fluido que son requeridos para la determinación de volúmenes originales de hidrocarburos, asegurando los factores de recuperación y desarrollo de escenarios de planes de explotación, incluyendo los procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, así se minimizan los riesgos técnicos y maximiza el valor económico de los activos de hidrocarburos.

Los datos de alta calidad de roca y fluido son decisivos para modelado geológico confiable, los cálculos de ingeniería de yacimientos y predicciones del comportamiento mediante el uso de simuladores de yacimientos y posterior análisis económico.

Muchos proyectos de mantenimiento de la presión, en recuperación secundaria y mejorada han fracasado debido a la descripción geológica inadecuada y la falta de datos confiables de la roca y del fluido. En ausencia de datos de buena calidad en cantidad suficiente, los modelos de simulación con millones de celdas y la evolución de metodologías sofisticadas, no agregan ningún valor económico. En definitiva, los valores de los datos de la roca y fluido radican en su potencial para guiar la selección del proceso de recuperación más adecuado y su efecto en la economía del proyecto.

La caracterización de la roca implica cuantificación de porosidad, permeabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa con diversos procesos de recuperación. Del mismo modo, la caracterización de fluidos cuantifica el comportamiento de fase del yacimiento, los cambios composicionales del fluido a lo largo del yacimiento y los cambios en las propiedades del fluido como resultado de procesos de producción e inyección. El proceso de recopilación de datos comienza con exploración y continúa a través de la vida del yacimiento.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

La adquisición de datos confiables requiere un enfoque multidisciplinario con expertos para garantizar el control de calidad riguroso durante las etapas de muestreo y medición mientras se utilizan bases de datos de la industria como recurso.

### **5.1.1 Papel de los datos roca y fluido**

Las propiedades de la roca y fluidos proporcionan información vital para aplicaciones de ingeniería y geociencias. Se obtienen de las mediciones directas en muestras de núcleo y muestreo de fluidos para cuantificar propiedades físicas y de flujo del yacimiento. Por otro lado, las pruebas de pozo y registros, pueden inferir las propiedades físicas y dinámicas del yacimiento a través de la interpretación de respuestas de la formación a una perturbación aplicada mediante el uso de modelos seleccionados. Estos modelos deben calibrarse con datos de roca y fluidos para su validación.

El análisis y descripción del núcleo juegan un papel importante en las actividades de la geociencia, tales como determinación del ambiente de depositación, secuencias estratigráficas, estructura y determinación de la calidad del yacimiento. Del mismo modo, las propiedades del fluido son utilizadas para determinar la continuidad del yacimiento. El análisis especial de núcleos (SCAL) este software se usa para clasificar la roca y la unidad de flujo. Junto con los datos de fluido, estos análisis brindan cálculos de entrada la productividad de pozos, estudios de compatibilidad roca/fluido, diseño de estimulación, cálculos ingeniería de yacimientos, simulación de yacimientos, optimización de la producción y diseño de procesos de recuperación mejorada.

La Tabla 16 proporciona una lista completa de requisitos PVT y SCAL para una variedad de tipos de roca y fluidos de yacimiento. Dependiendo de si el yacimiento contiene gas seco; gas y condensado; o volátil, aceite negro o pesado, el método de muestreo varía de un muestreo del pozo simple a técnicas de muestreo más complejas en el fondo del pozo. Los datos requeridos del fluido también dependen del tipo fluido, que van desde la estimación del factor de compresibilidad simple para gas seco a cambios de comportamiento de fase más complejo para fluidos casi críticos. La permeabilidad relativa basada en el tipo de roca y los datos de presión capilar son esenciales para todos los tipos de yacimientos y fluidos. El tamaño de la muestra dependerá de la naturaleza y escala de heterogeneidad



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

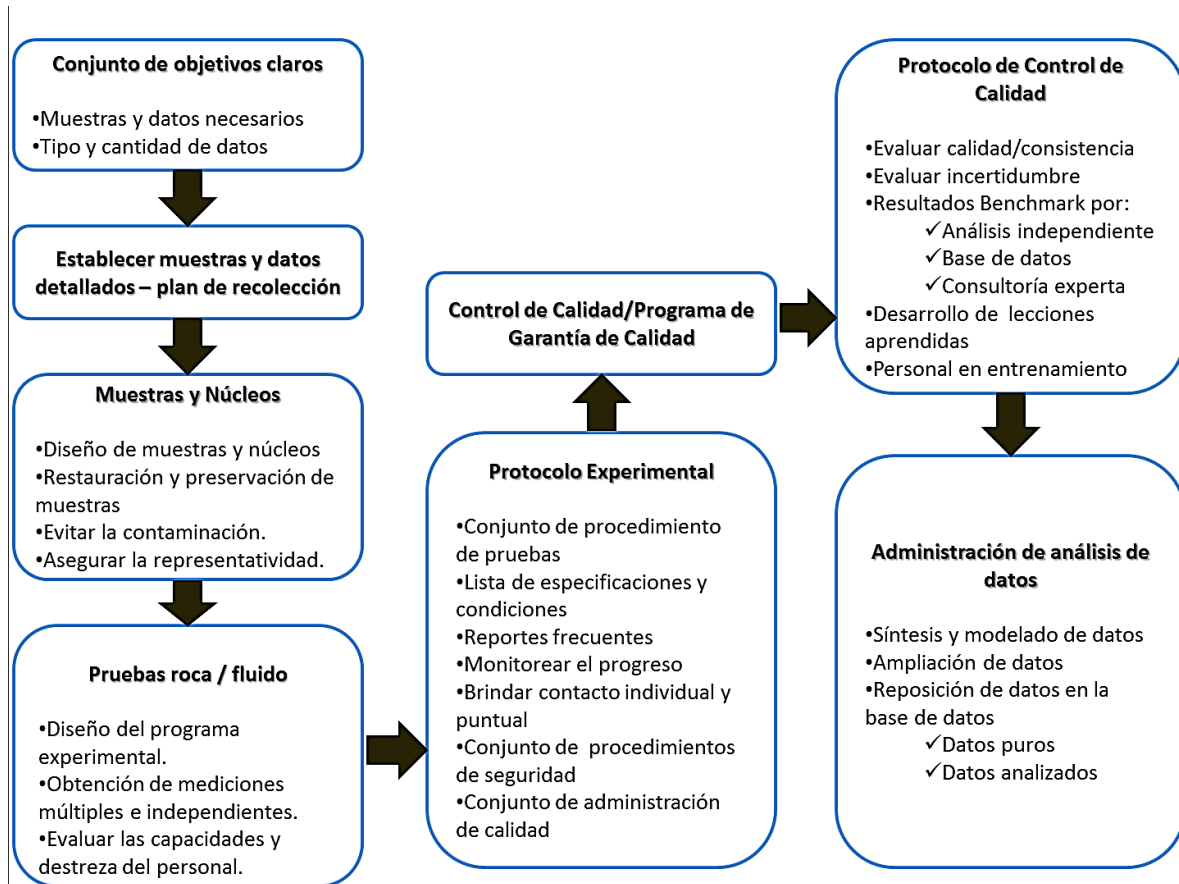
Fluido de Yacimiento	Muestreo de fluido y Requisitos PVT	Roca del Yacimiento	Requisitos SCAL	Consideraciones Críticas
Gas seco o Gas húmedo	Para gas seco: muestras en la cabeza del pozo; Factor Z Para gas húmedo: muestras en el separador; Factor Z y Relación gas condensado (CGR)	Todos los tipos de roca y arenas compactadas con gas	$P_c, k_{gswi}, k_{rg}-k_{rw}, S_{gt}$	$S_{wi}$ y la distribución de la saturación del gas entrampado; $k_{rg} - k_{rw}$
Gas condensado	DST y pruebas de muestras de formación, muestras isocinéticas ricas en condensados	Todos los tipos de roca	$k_{ro}-k_{rg}, k_{rg}-k_{rw}, S_{gt}, y S_{cc}$	Pruebas de yacimiento a condiciones SCAL con fluidos de yacimiento, $B_o$ y RGA, composición no hidrocarburos y contaminación de lodo base aceite (OBM)
Fluido crítico cercano	Pruebas a muestras de formación de RGA, el encogimiento del aceite por debajo de la presión de saturación	Todos los tipos de roca	$P_c, k_{rg} - k_{rw}$ , saturación de aceite remanente	Saturación crítica de gas, propiedades PVT y contaminación OBM
Aceite volátil	Pruebas a la formación o muestras DST, datos PVT para el proceso de inyección de gas	Todos los tipos de roca	$P_c, k_{rg} - k_{rw}$ , saturación de aceite remanente	RGA precisa, PVT composicional, Tensión Interfacial (TIF) y contaminación OBM
Aceite negro	Muestras de superficie, PVT estándar de aceite negro	Todos los tipos de roca	$P_c, K_{rg} - k_{rw}, k_{ro} - k_{rg}$ , Histéresis, $S_{gc}$	$B_o$ , RGA, viscosidad, TIF y contaminación OBM
Aceite viscoso o aceite pesado	Pruebas a muestras de formación, viscosidad, densidad y emulsión	Principalmente rocas clásticas y arenas no consolidadas	$P_c, k_{ro} - k_{rw}, k_{rw} - k_{rg}$ histéresis, $S_{gc}$ , saturación de aceite remanente	Viscosidad, contaminación del fluido, producción de arena, $S_{gc}$ , $k_{rw}$ , $k_{ro}$ , $k_{rg}$ y emulsión
Todos los tipos de fluidos	Muestras y pruebas PVT, correspondientes a los tipos de fluidos listados	Areniscas ricas en arcilla	SCAL sobre núcleos preservados o núcleos limpios y la restauración de la mojabilidad utilizando una salmuera compatible	Daño a la formación debido a la hinchazón de las arcillas finas, migración, SCAL no representativa si una salmuera incompatible es utilizada
Todos los tipos de fluidos	Muestras y pruebas PVT, correspondientes a los tipos de fluidos listados, evitando la producción de arena	Arenas no consolidadas	SCAL con cambio mínimo en propiedades mecánicas	Reorientación de grano, desintegración de muestras, hinchazón de arcillas finas, migración y SCAL no representativo
Todos los tipos de fluidos	Muestreo y pruebas PVT, correspondientes a los fluidos listados	Rocas heterogéneas, con vórgulos y N.F.	SCAL sobre un núcleo del pozo	Escala de medición para capturar el efecto de heterogeneidad; contaminación del lodo por sólidos
Fluidos con variación composicional	Pruebas a la formación y muestras PVT depend. de la profundidad	Todo tipo de rocas	SCAL dependiente-composicional	Variación del fluido dependiendo de la profundidad y el efecto sobre la permeabilidad relativa

**Tabla 16 - Requisitos PVT y SCAL para diferentes Yacimientos**

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.1.1.1 Recolección de datos

Una ruta para la caracterización de roca y fluido para la administración del yacimiento se muestran en la Figura 28. El programa consta en un conjunto de objetivos claros, una amplia recopilación de datos y plan de pruebas, protocolos experimentales, procedimientos rigurosos de QC (Control de calidad)/Aseguramiento de la calidad (QA) y un sistema de gestión de datos. El proceso comienza con la recolección de muestras representativas de roca y de fluido, conservación y restauración de muestras y procedimiento de pruebas. Los datos validados están organizados en una base de datos y la administración digital para recuperación y complementar el análisis (por ejemplo, síntesis y modelado).



**Figura 28 - Caracterización de la roca y el fluido.**

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

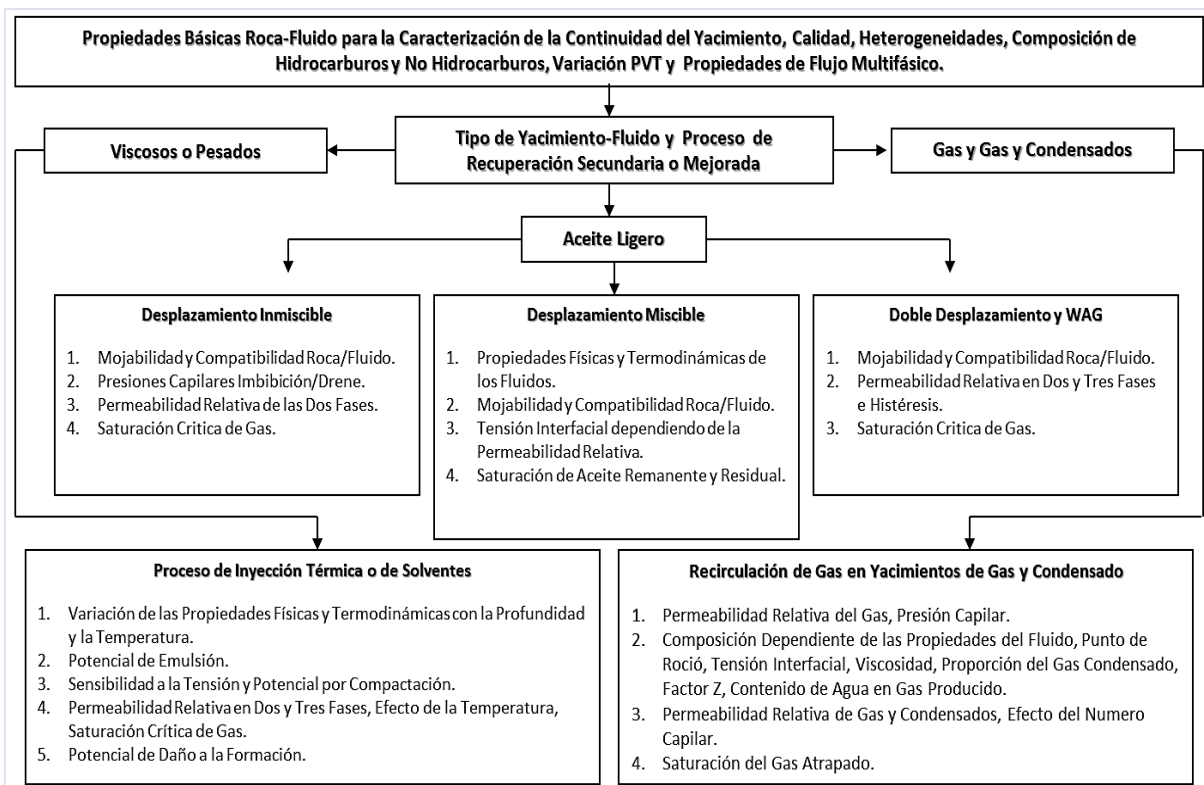
---

### **5.1.1.2 Datos críticos de roca y fluido**

Los datos básicos y críticos de la roca y fluidos necesarios para la evaluación de varias estrategias de explotación de los yacimientos se muestran en la Figura 29. Los datos de la roca, fluido y roca/fluido forman la base para el diseño de cualquier proceso de recuperación secundaria y mejorada, calibración de los registros de la línea de descarga y la evaluación de la compactación potencial y subsidencia. Los datos específicos roca/fluidos requeridos son clasificadas en tres clases principales de yacimiento/fluido: aceites pesados o viscosos, aceites ligeros, o gas y gas y condensado. El proceso de recuperación involucra que aceites ligeros son agrupados en tres procesos: inmiscibles, miscible y la inyección de doble desplazamiento, incluyendo la inyección de agua-alternando-gas (WAG). Otro proceso de recuperación tal como métodos térmicos, requerirá personalizar la caracterización de roca/fluido como en un pozo.

La adquisición de muestras representativas de roca y fluido está cambiando y requiere de experiencia. Existen grandes desafíos en obtener muestras de fluido incluyen evitar que el líquido expulse el gas condensado y la evolución del gas en aceites pesados durante el muestreo. La contaminación potencial del fluido por el lodo base aceite (OBM) deberá reducir la obtención representativa de muestras del fondo del pozo. Se utilizan técnicas especiales de perfilado de núcleos para maximizar la recuperación del núcleo al obtener muestras con baja invasión para evitar la innecesaria limpieza y restaurar la mojabilidad.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS



**Figura 29 - Datos de la roca y fluido para la evaluación de estrategias de procesos de recuperación secundaria y mejorada.**

### 5.1.1.3 Administración de datos

Se gastan millones de pesos para reunir, analizar e interpretar los datos de roca y fluido para su uso en diversos estudios de ingeniería de yacimientos y de simulación. A menudo, los datos reunidos de la roca y fluido de diferentes fuentes deben ser archivados y recuperados, entonces, se muestran gráficamente para la integración y comparación de los datos. Los componentes clave de un sistema de administración de datos deben incluir un almacén de datos integral y un conjunto de herramientas de análisis para orientar en la interpretación adecuada, modelado e integración sistemática de datos.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

El sistema de almacenamiento de datos debe incluir una base de datos sin procesar e interpretados en un formato organizado. Los datos crudos deben estar agrupados en la base de información regional y geológica. Además de la agrupación puede ser organizada en bases individuales de yacimiento, pozo y tipo de roca/fluido. Los datos también son clasificados en diferentes formaciones, propiedades petrofísicas y tipos de fluido, luego es clasificado para la calidad del uso de procedimientos estándar de Control de Calidad/Aseguramiento de la Calidad QC/QA.

### **5.1.2 Análisis de datos PVT**

La interpretación de los datos del pozo, pruebas y el diseño de las instalaciones de superficie y plantas de procesamiento requiere información precisa comportamiento PVT y su variación con el tiempo. Además de las muestras iniciales de fluido del yacimiento, la toma periódica de muestras es necesaria para el monitoreo del comportamiento del yacimiento.

La caracterización de los fluidos consta de varios pasos fundamentales:

- La adquisición de muestras representativas.
- La identificación de los laboratorios de servicios confiables para realizar mediciones PVT.
- La aplicación de procedimientos de pruebas para garantizar la calidad de datos.
- El desarrollo de modelos matemáticos para capturar los cambios propiedades de los fluidos con precisión como funciones de la presión, temperatura y composición.

El tipo de fluido y los procesos de producción dictan el tipo y el volumen de datos de fluidos requeridos. A continuación se describen las técnicas recomendadas, estrategias de muestreo PVT, la adquisición de datos y métodos de modelado.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.1.2.1 Métodos de muestreo y métodos recomendados.**

El objetivo principal de un muestreo exitoso consiste en obtener muestras de fluidos representativas para determinar las propiedades PVT. Además de las muestras para el análisis PVT convencional; deben obtenerse volúmenes adicionales para el análisis de procesos de las instalaciones; para el análisis geoquímico para la identificación del origen de los fluidos y la continuidad del yacimiento; y la prueba de crudo para procesos de refinación. Los pasos críticos en cualquier programa de muestreo exitoso es evitar el flujo multifásico en el yacimiento, lo que minimiza la contaminación del fluido introducido por los fluidos de perforación y terminación, y la preservación de la integridad de la muestra. Un programa de muestreo debe centrarse en las cuestiones clave de la selección de un método de muestreo, las herramientas asociadas, la transferencia de muestra y el control de calidad. Además, los problemas específicos del muestreo deberán dirigirse relacionado con el tipo de fluido y condición, saturado vs sobresaturado y aceites con componentes no hidrocarburos o productos que contengan componentes que forman sólidos tales como ceras y asfaltenos.

### **5.1.2.2 Selección del método de muestreo.**

Los dos métodos de muestreo utilizados son de fondo de pozo y muestreo de superficie. El muestreo de fondo de pozo intenta capturar muestras cerca de las condiciones del yacimiento, mientras que el muestreo de superficie tiene como objetivo la captura de muestras de gas y aceite del separador en condiciones de flujo estable, los cuales se recombinan en una relación gas / aceite obteniendo (GOR) para preparar el líquido de representativo del yacimiento. Ambos métodos presentan dificultades y problemas que deben superarse para garantizar muestras de alta calidad.

Las operaciones del fondo del pozo para obtener muestras son importantes, como lo son la limpieza adecuada de las zonas cerca del pozo y reducción de fluido de control, las cuales son fundamentales para la obtención de muestras representativas no contaminadas. Los analizadores de fluidos de fondo de pozo se utilizan para controlar la contaminación de la muestra y asegurar el flujo de fase única antes de la obtención de la muestra. La calibración exacta de estos analizadores es esencial para la estimación precisa de los niveles de contaminación. En la operación de muestreo de superficie, la clave para la adquisición de muestras de alta calidad es el acondicionamiento del pozo. Un buen

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

acondicionamiento requiere que el pozo este fluyendo a un gasto óptimo durante un período prolongado de tiempo con una GOR estable. Otros factores que afectan la calidad de la muestra son la eficiencia del separador y las incertidumbres en las mediciones de aceite y gas en la superficie.

Mientras que el muestreo de fondo de pozo tiene la ventaja de capturar los fluidos en las condiciones del yacimiento, el muestreo de superficie tiene mucho potencial para la obtención de muestras más limpias como resultado de grandes volúmenes de producción de líquido antes del muestreo.

### **5.1.2.3 Datos PVT - Requerimiento y control de calidad**

El objetivo de la fase de recopilación de datos PVT es la obtención de datos fiables de alta calidad para la evaluación del comportamiento del yacimiento y los procesos de EOR a implementar. El requerimiento de datos PVT depende del tipo de fluido y las estrategias de producción y desarrollo previstos. Por ejemplo, los aceites extra pesados requieren personalizarse las celdas PVT y los procedimientos experimentales para acelerar el tiempo necesario para alcanzar lentamente las condiciones de equilibrio debido a la liberación lenta de gas. Por otro lado, los fluidos más complejos, como gas y condensado y aceites volátiles, y procesos miscibles de inyección de gas, necesitan pruebas especiales PVT y técnicas de medición precisas para capturar el comportamiento de fases compleja exhibida por estos fluidos. Gas y condensados en presencia de agua requieren celdas PVT que pueden manejar mezclas de tres fases de gas, agua y condensado.

### **5.1.2.4 Calidad de los Datos**

Para asegurarnos que los datos son de alta calidad se requieren visitas de rutina al laboratorio, la evaluación de los procedimientos, los métodos de laboratorio y control de calidad in-situ. Los métodos de las pruebas pueden variar de técnicas sencillas, como por ejemplo gráficas, a sofisticados cálculos de balance de materia.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.1.3 Análisis de núcleos.**

Los estudios de yacimiento que buscan interpretar y definir tanto los patrones geológicos como los de ingeniería, dictan el programa de análisis de núcleos. Los análisis de núcleos deben de ser integrados con los datos de campo y de producción, además de eliminar incertidumbres del yacimiento que no pueden ser analizados con registros, pruebas de pozo o datos sísmicos. Estos requerimientos definen los objetivos que, a su vez, controlan los fluidos que se usan al tomar el núcleo, las herramientas y su manejo. En la mayoría de los casos, estos objetivos no pueden alcanzarse con núcleos obtenidos de un solo pozo. Por lo tanto, la toma de núcleos es una parte integral del ciclo de vida del yacimiento, con núcleos seleccionados para verificar o brindar la mayor información posible a ser incorporada en los modelos geológicos, de ingeniería o de producción del yacimiento.

#### **5.1.3.1 Fluidos en la toma de núcleos.**

En la mayor parte de las operaciones con núcleos se emplean fluidos de perforación. Sin embargo, si uno de los objetivos es conocer las saturaciones, se diseña un fluido que mantenga la saturación de la fase inmóvil. Si el núcleo se usará para definir los parámetros que dependen de la saturación del fluido, tales como la permeabilidad relativa, la presión capilar o las propiedades eléctricas, el fluido de perforación debería formularse para mantener las características de mojabilidad de núcleo tal y como estaban en el yacimiento. Los procedimientos de manejo y preservación de núcleo se diseñan para mantener la integridad física y la mojabilidad del yacimiento hasta que hayan pasado las pruebas programadas. Un programa ideal de núcleos considera el tipo de roca, el grado de consolidación y el tipo de fluido. Minimiza la alteración física y química de la roca y puede incluir sistemas de presión, de gel o de esponjas para núcleos.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.1.3.2 Herramientas para la toma de núcleos.

Los arreglos actuales representan lo mejor de los desarrollos recientes de perforación. Las barrenas no invasivas con bajo perfil combinadas con atrapadores de núcleos de cierre completo y sistemas de retiro mejoran la recuperación en las formaciones suaves y reducen el tiempo de toma. La Figura 30 es un ejemplo de atrapa núcleos de cierre completo. La Tabla 17 contiene otras aplicaciones específicas y condiciones de toma.

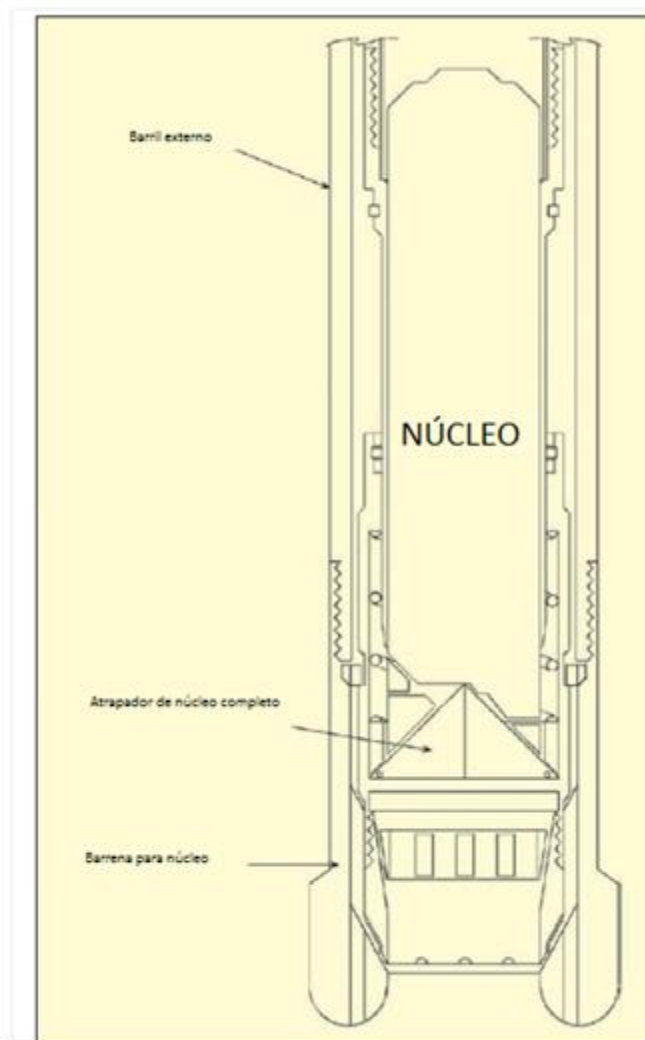


Figura 30 – Atrapa núcleos total o completo

**PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE  
HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

<b>TIPOS DE NÚCLEOS Y APLICACIONES</b>	
<b>Núcleo horizontal</b>	Pueden ser cortados en pozos horizontales usando motores de fondo
<b>Núcleo continuo</b>	Herramientas de núcleo rediseñadas que emplean barrenas sin desbalances con arreglos de diamante poli cristalino.
<b>Núcleo esponja</b>	Método económico para calcular la saturación residual de aceite y es menos caro que obtener las presiones de núcleo. Después de la extracción, el núcleo y la esponja se muestrean para determinar la saturación residual de aceite correcta; esto brinda material de núcleo a condiciones originales para análisis de núcleos subsecuentes.
<b>Núcleos gel</b>	Gel desplazante de formación específica dentro de barril del núcleo que minimiza la pérdida de núcleo durante la toma; la migración del fluido durante la extracción y pérdida de fluido en la superficie. También se convierte en un apoyo mecánico para el núcleo.
<b>Toma de núcleo con pared lateral</b>	Brinda muestras de la formación a partir de localizaciones específicas de la pared de pozo a la cual se le ha tomado un registrado. Las herramientas rotatorias impiden que se destruyan las formaciones duras, lo que sucede con la percusión de la pared lateral de la herramienta.
<b>Núcleos no consolidados y quebradizos</b>	La combinación de barrenas no invasivas, atrapadores de cierre completo y barriles interiores tipo camisa ha mejorado la recuperación de núcleos de formaciones no consolidadas y ha reemplazado a los núcleos tomados con camisa de goma
<b>Núcleo orientado</b>	Brinda orientación al núcleo para determinar la dirección y el grado de formación, la inclinación de las fracturas de la formación y la permeabilidad direccional.

**La Tabla 17 - Aplicaciones específicas y condiciones de toma de núcleos**

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.1.3.3 Preservación del núcleo.**

Cuando se recupera el núcleo, debe colocarse, medirse, describirse y prepararse para su envío y preservación. Los procedimientos de manejo de núcleo deben de ser diseñados en base a la técnica y material del núcleo. La preservación debe evitar que haya daño físico y minimizar la alteración de la mojabilidad. Los factores que afectan la mojabilidad son la pérdida del fluido y la exposición al oxígeno. Debe de diseñarse una preservación para cada núcleo en base a los análisis y tipo de roca (composición, grado de consolidación y otros factores).

### **5.1.4 Propiedades petrofísicas básicas**

Pueden hacerse análisis básicos de núcleos con conservaciones mínimas. Sin embargo, siempre deben de considerarse el contenido de arcilla y la dilatación física. De acuerdo a las mediciones de rayos gamma, las fotografías de los núcleos y los escáneres CT pueden seleccionarse muestras o secciones de diámetros completos para realizar las mediciones de los parámetros. Se determinan las saturaciones de los fluidos, la porosidad y la permeabilidad absoluta. Todo esto es una parte esencial de la evaluación de yacimientos y brinda propiedades directas además de permitir la calibración de las herramientas de evaluación del yacimiento, así como los registros de pozos.

#### **5.1.4.1 Saturaciones de fluidos**

Las saturaciones de los fluidos, que en un tiempo solo podían ser medidas con técnicas de retorta, son frecuentemente reemplazadas con análisis de desplazamiento de fluidos miscibles que son menos nocivos para las arcillas. Se puede obtener información acerca de la saturación de aceite y los contactos agua-aceite usando las saturaciones de fluidos en estados iniciales combinados con muestras especializadas de núcleos, marcadores de fluidos o técnicas geoquímicas o de imagen.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.1.4.2 Porosidad**

Los análisis convencionales de núcleos determinan la porosidad efectiva a partir de del volumen poroso interconectado en la roca. Los registros miden la porosidad absoluta sin considerar la conectividad. Aunque las técnicas de medición de porosidad datan de hace 50 años, los instrumentos han cambiado. Hoy en día, es común que se empleen equipos automáticos capaces de medir de forma secuencial y repetitiva la porosidad y la permeabilidad. Sin embargo, aún hay en dudas al definir el volumen de la matriz. Los efectos de la superficie de poro en los granos grandes de areniscas provocan errores sistemáticos. Cuando se correlaciona la porosidad del núcleo con la del registro de porosidad, debe aplicarse una presión de sobrecarga. Se recomienda que se mida la porosidad a una presión de sobrecarga porque puede afectar mucho a las muestras no consolidadas. El efecto de la sobrecarga en las muestras bien consolidadas es relativamente bajo; por lo tanto, las medidas de porosidad a condiciones ambientales y de sobrecarga se convierten en un factor de corrección de la porosidad.

El volumen de granos de las muestras se mide directamente o se calcula como parte de la medición de la porosidad. Se calculan las densidades de granos al dividir el peso de la roca limpia y seca entre el volumen de granos. Estas densidades se usan como parte del control de calidad y para cálculos en los registros.

### **5.1.4.3 Permeabilidad**

En los análisis rutinarios de núcleos, la permeabilidad se determina principalmente al hacer pasar nitrógeno, aire o helio a través de la muestra. La permeabilidad medida por gas puede diferir de la medida por líquido, especialmente en las arcillas y lutitas. Aunque las mediciones de permeabilidad de gas son más rápidas y menos costosas, la industria aun debate la validez y utilidad de los datos de permeabilidad del gas en los yacimientos productores de líquido.

También es importante el efecto de la sobrecarga en la permeabilidad. Este es más pronunciado a en las muestras fracturas de baja permeabilidad y consolidación; las muestras bien cementadas son menos afectadas por la presión de sobrecarga. Las permeabilidades de las muestras consolidadas a condiciones de superficie pueden ser corregidas por efecto de sobrecarga al aplicar un factor de corrección determinado al medir algunas muestras a condiciones ambientales y de sobrecarga.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Las técnicas de medición de permeabilidad y porosidad actuales reconocen la necesidad de reproducir las condiciones in situ. Por ello, las mediciones estándar se hacen a condiciones de presión de sobrecarga del yacimiento. Los pozos con alta producción de gas deben contar con análisis de núcleos más amplios que provean no solo la permeabilidad sino también los parámetros de corrección de flujo de Darcy y de Klinkenberg. Hoy en día, se obtienen el coeficiente  $\beta$  de inercia Forcheimer y el factor b de deslizamiento Klinkenberg junto con las mediciones de permeabilidad.

En formaciones intercaladas, pueden aumentarse las medidas de las muestras con mediciones a escala de porosidad y permeabilidad. En el laboratorio, se posicionan las probetas y se operan automáticamente. Resultan en un mapa a dos dimensiones a distancias pequeñas de la porosidad y la permeabilidad. En el campo, los instrumentos portables evalúan las variaciones laterales y verticales de la permeabilidad en las secciones superficiales. Estas mediciones son el primer paso para definir las variaciones geoestadísticas de la permeabilidad.

### **5.1.5 Propiedades especiales de núcleos**

Los datos especiales de núcleos son una herramienta de evaluación del comportamiento del yacimiento y el pronóstico de los escenarios de producción. Las simulaciones numéricas requieren de mediciones físicas directas. La sensibilidad del modelo numérico es un sustituto ineficaz a la hora de medir los parámetros de respuesta del material. Sin embargo, la verdadera arquitectura del yacimiento se refleja solamente en los parámetros que se eligen, manejan y miden apropiadamente. Los análisis especiales de núcleos determinan la estructura porosa, los mecanismos de los fluidos y las propiedades eléctricas y mecánicas del yacimiento que están sujetas a interacciones físicas y químicas asociadas con la temperatura, presión y mojabilidad. Los métodos actuales eliminan algunas variables de la medición a condiciones de yacimiento e incorporan los resultados a un modelo geoestadístico.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.1.5.1 Mojabilidad**

La mojabilidad es un factor que afecta los análisis de núcleos. Es una combinación de interacciones entre la roca, las interfaces de los fluidos y la forma del poro, así como una medición de la tendencia preferencial que tenga el agua o el aceite de expandirse sobre la superficie de la roca. Puede que haya una mojabilidad homogénea o heterogénea al agua o al aceite. La mojabilidad homogénea se clasifica como mojada por agua, por aceite o intermedia (una condición de mojabilidad igual por agua y aceite). Las mojabilidades fraccionales o mixtas son heterogéneas. En la mojabilidad fraccional, áreas separadas de la roca tienen una mojabilidad afín al aceite mientras que el resto del área está fuertemente mojada por aceite. Si las superficies mojadas por agua y por aceite son continuas y no separadas, se usa el término de mojabilidad mixta.

La importancia de la mojabilidad no yace en su cantidad sino en la forma que en influencia la recuperación de aceite y los análisis de núcleos. Estos análisis incluyen la presión capilar, la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas, la saturación de agua irreductible y las saturaciones residuales de aceite. Los minerales de la roca expuestos a fluidos y composiciones químicas de los fluidos en los poros, afectan la afinidad de la mojabilidad. Gracias a las interacciones ácidas/básicas entre la superficie de la roca y los crudos, el pH de la salmuera determina si la superficie está cargada negativa o positivamente. La mojabilidad también afecta la historia de saturación. Muchos autores han investigado el impacto de la mojabilidad en la recuperación.

Los efectos físicos y químicos pueden alterar la mojabilidad del núcleo. Estos efectos se deben a los fluidos de los núcleos, cambios en la presión y temperatura y la exposición del núcleo al oxígeno. Algunos analistas de núcleos recomiendan que se use una referencia de mojabilidad debido a los cambios que pueden ocurrir entre las pruebas de laboratorio y la toma del núcleo. Esta referencia se establece mediante una prueba de mojabilidad cualitativa o cuantitativa realizada inmediatamente después de que se obtiene el núcleo de la formación. Otros prefieren eliminar las incertidumbres al trabajar con muestras restauradas, las cuales se obtienen envejeciendo una muestra limpia que ha sido saturada a condiciones iniciales con aceite congénito y salmuera sintética.

No existe una técnica disponible que permita medir la mojabilidad fraccional de un medio poroso cuando un porcentaje de la roca tenga una mojabilidad afín al aceite y otro

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

porcentaje mojado por agua. Las mediciones estándar de mojabilidad como Amott y los métodos de ángulo de contacto dan mediciones numéricas semicuantitativas para determinar las características del medio poroso. En un estudio realizado por Longeron y otros, se combinaron procesos de imbibición y drenaje en el índice USBM. El nuevo índice podía distinguir la mojabilidad fraccional y la mixta. La mojabilidad debería evaluarse en condiciones similares a las del yacimiento. Se están efectuando estudios para evaluar las mediciones de mojabilidad in situ que usan índices de resistividad eléctrica y datos de presión de formación. Sin embargo, estas técnicas no son el punto de la aplicación práctica.

### **5.1.5.2 Presión capilar y tamaño del poro**

La presión capilar es la diferencial de presión entre dos fluidos inmiscibles en el equilibrio mecánico de una curva de interface. La curvatura de la interface es el resultado de la mojabilidad preferencia de las paredes capilares. La presión capilar se usa ampliamente en la ingeniería de yacimientos para definir la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento y la distribución de los tamaños de poros en la evaluación de formación. Las técnicas de laboratorio que determinan la presión capilar son las placas porosas, la centrifugación, inyección de mercurio y la desorción por vapor de agua.

En la inyección de mercurio, el mercurio representa al fluido no mojante en el medio poroso. La variación de la mojabilidad en los sistemas agua-roca-aceite no puede ser representada por un sistema roca-mercurio. Por lo tanto, el comportamiento capilar obtenido con esta técnica puede no reflejar lo que sucede en el yacimiento. Sin embargo, esta técnica se ha empleado para caracterizar la distribución de tamaños de poros.

### **5.1.5.3 Resonancia magnética (NMR)**

La NMR, aplicada a la petrofísica desde 1953, es un método de análisis de núcleo moderno e importante. Históricamente, estas mediciones se han usado para predecir el tamaño de poro y su mojabilidad. Mientras que este es aún el principal aspecto de la NMR petrofísica, la técnica se usa para estimar la permeabilidad mediante la dependencia con el tamaño de poro y cuando se procesan las mediciones NMR, también se obtienen las saturaciones irreductibles de los fluidos.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Esta técnica usa la resonancia de protones en frecuencias de radio dentro de un campo magnético para determinar el tiempo de relajación de giro-celda,  $t_1$  y el tiempo de relajación giro-giro. La relajación NMR se atribuye a la señal de relajación del hidrógeno que se origina a partir de los fluidos dentro de distintos regímenes de redes porosas. Estos regímenes se ven reflejados en la superficie a la distribución de volumen, también hay distribuciones  $t_1$  y  $t_2$ . La declinación exponencial de la señal en la figura 4 es inversa a la distribución de los exponenciales con características de tiempo de relajación ( $t_2$ ). Las distribuciones de  $t_2$  determinadas por NMR están relacionadas con una medición estándar de tamaño de poro, tal como la inyección de mercurio o el análisis de imagen. Las mediciones NMR subsecuentes se usan para evaluar la saturación de agua irreductible, la permeabilidad y la saturación residual.

### **5.1.5.4 Permeabilidad relativa**

Además de las consideraciones de mojabilidad, las relaciones de la permeabilidad relativa son los parámetros más significativos y controversiales que describen el flujo multifásico. Por ello, aquí entran los conceptos de permeabilidad efectiva y relativa. Estos parámetros dependientes de la saturación se usan para describir el comportamiento del flujo. La permeabilidad efectiva es una función de la saturación y, debido a la viscosidad interfacial entre los distintos fluidos, es cercanamente menor que la permeabilidad absoluta. Las permeabilidades absolutas al aire, al líquido y al aceite en la saturación de agua irreductible son las permeabilidades más comunes usadas en la industria. Los tres factores principales que afectan la permeabilidad relativa son la estructura de poro, la historia de saturación y la mojabilidad. Por consiguiente, deben de hacer pruebas de permeabilidad en muestras representativas de facies que imiten la historia de saturación de yacimiento y su mojabilidad. Algunos de los problemas al tratar con la permeabilidad relativa incluyen la selección de muestras representativas, los efectos del nivel de poro, las técnicas de mediciones y su escala y la extrapolación de núcleo a yacimiento. Algunos estudios y tecnologías recientes tratan con estos problemas.

Se usan ampliamente técnicas de imágenes de núcleos para revisar y seleccionar muestras. Las radiografías X, los rayos X CT, la resonancia magnética y las imágenes acústicas muestran las estructuras internas del núcleo. Las características de nivel de poro y los tipos de poros en las muestras se definen mediante análisis de secciones delgadas y calidad del yacimiento.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Las mediciones de permeabilidad relativa se hacen ya sea por desplazamientos continuo o intermitente. Ambos métodos tienen ventajas y desventajas. El desplazamiento continuo en una técnica directa que tiene algunas incertidumbres. Básicamente, tiene que ver con la inyección simultánea de dos o tres fluidos a un gasto constante o presión para adquirir la permeabilidad efectiva de cada fase en un equilibrio de saturación mediante el uso de la ley de Darcy. Así, la permeabilidad relativa se calcula a una saturación dividiendo la permeabilidad efectiva por la permeabilidad base, que generalmente, es la permeabilidad del aceite a una saturación de agua irreductible. La curva de permeabilidad relativa se obtiene al cambiar la relación de los gastos de inyección y la medición de la permeabilidad efectiva cuando la saturación de la roca y los fluidos alcanza el equilibrio.

La técnica de desplazamiento intermitente es el desplazamiento del fluido (aceite) in situ por un fluido desplazante (agua) a un gasto o presión constantes. A diferencia de la técnica de estado continuo, la saturación cambia continuamente y no se alcanza el equilibrio de saturación. La caída de presión y los fluidos producidos son monitoreados con respecto al tiempo y se usan varios métodos matemáticos para obtener un conjunto de curvas de permeabilidad relativa. La ecuación de Buckley-Leverett de desplazamiento lineal de fluidos inmiscibles e incompresibles es la base de todo el análisis. La técnica de estado intermitente usa métodos centrífugos y abarca muestras de núcleos saturadas mediante los giros de una fuerza centrífuga conocida, además de monitorear el volumen de fluido producido con respecto al tiempo. La permeabilidad relativa a la fase desplazada se calcula matemáticamente. El método no brinda datos de permeabilidad relativa de la fase desplazante.

### **5.1.5.5 Propiedades eléctricas**

La determinación de la saturación de agua a partir de los registros de resistividad depende de la correcta asignación de parámetros eléctrica de la roca en la ecuación de Archie. Estos parámetros se derivan empíricamente a partir de las mediciones de las propiedades eléctricas de las muestras de núcleos. El parámetro estructural “a” es la tortuosidad y se atribuye a la estructura intersticial de la roca; va de 0.5 a 1.5. El factor de cementación “m” está asociado con el grado de cementación de los granos en la roca y va de 1.5 a 2.5. Para determinar a y m, las secciones de núcleo son saturadas con salmuera de resistividad conocida. Después se mide la resistividad de la roca completamente saturada.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Se construye una gráfica log-log del factor de resistividad de la formación (relación de la resistividad de la roca completamente saturada y la resistividad del agua) contra la porosidad. A partir de esta relación exponencial, se determinan  $a$  y  $m$  como la intersección y la curvatura de la línea. En esta relación, se asume que la matriz de la roca no contiene materiales conductivos. La resistividad de la roca es una función no solo de la tortuosidad y la resistividad de la salmuera, pero también de nivel de saturación. El tercer parámetro, el exponente de saturación  $n$  es la curvatura de la relación exponencial entre el índice de resistividad (relación de la resistividad de la muestra parcial y completamente saturada) y la saturación fraccional de la roca. En el laboratorio, se determina  $n$  al medir la resistividad de la muestra a distintas saturaciones de salmuera y creando una gráfica log-log del índice de resistividad contra la saturación de la salmuera; la curvatura de esta gráfica representa el valor  $n$ . Va desde 1.5 a 2.5 y se incrementa progresivamente en los sistemas mojados por aceite.

Estos parámetros son importantes para estimar la reserva, hacer una evaluación comercial y predecir la producción de aceite. La ecuación de Archie asume que hay relaciones exponenciales entre el factor de formación y la porosidad y entre el índice de resistividad y la saturación de agua. La linealidad de estas relaciones es cuestionada en base a los resultados de las zonas con baja resistividad.

Por muchos años, los parámetros de Archie fueron considerados independientes de la temperatura, presión, fluidos del yacimiento y propiedades superficiales. Muchos autores han cuestionado estas suposiciones. Sus estudios mostraron que  $m$  y el factor de formación son una función de la presión de sobrecarga y tienden a incrementarse a mayor presión. Los estudios del efecto de la presión en  $n$  mostraron que cambia en base al topo de roca; sin embargo se considera que este efecto es despreciable si se corrige la saturación para la compactación de la porosidad. Generalmente, el efecto de  $m$  depende del contenido de arcilla. Para  $n$ , el efecto de la temperatura depende más de si el proceso de desplazamiento es de drene o imbibición.

### **5.1.5.6 Propiedades mecánicas**

Las propiedades mecánicas de la roca son preocupaciones comunes en el diseño del pozo, la perforación y la terminación. Las medidas directas de las muestras de núcleo brindan parámetros de ingeniería esenciales acerca de la fuerza compresiva y los módulos y radios mecánicos estáticos y dinámicos. Junto con núcleos orientados, las pruebas de la

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

mecánica de la roca, los análisis diferenciales de las curvas y los de velocidad ultrasónica dan información acerca de la dirección de los esfuerzos del yacimiento.

Las mediciones de las propiedades dinámicas (acústicas) y las mecánicas estáticas de la roca se miden con mayor frecuencia en pozos profundos y horizontales. Estas medidas se vuelven correlaciones para los datos de sísmica y un parámetro fijo de los modelos de estabilidad del pozo. Las mediciones esenciales y de control incluyen el esfuerzo, su dirección, la presión de poro, la velocidad acústica y la temperatura. Los sistemas actuales proveen estas mediciones bajo condiciones de esfuerzos del yacimiento. Hoy en día, las mediciones estáticas y dinámicas pueden ser hechas a temperaturas y presiones de yacimiento moderadas. Se ha desarrollado nuevo equipo experimental para extender el rango de las mediciones y reproducir las condiciones de esfuerzos reales, incorporando la anisotropía de esfuerzo horizontal. Las mediciones de los mecanismos de la roca se hacen a temperaturas y presiones del yacimiento.

### **5.1.5.7 Imágenes de núcleo**

Desde que Vinegar introdujo la aplicación de los rayos X CT en los análisis de núcleos, su uso se ha expandido. Como muestra la Figura 31, los escáneres CT brindan una imagen digital no invasiva de las muestras de núcleos. La técnica es un prerrequisito para seleccionar la muestra y se usa como una herramienta de monitoreo de la saturación. Si está correctamente calibrada, las imágenes arrojarán datos que permitan identificar la orientación de las fracturas y su densidad, la conectividad del volumen poroso, la porosidad y las relaciones de espesores netos.

También se aplica otras técnicas de imágenes. Estas incluyen NMR, micro CT y resistividad eléctrica y acústica. Aunque se prefiere usar rayos X CT para tomar imágenes de los fluidos a temperaturas elevadas, la sensibilidad y resolución de las imágenes NMR hacen que sea el método ideal para estudios a temperatura ambiente. Las imágenes NMR se basan en los mismos principios nucleares usados en las herramientas de imágenes NMR y las mediciones de pulsos NMR en las muestras de núcleos. Con la aplicación de gradientes de pulsos de campo magnético, pueden reconstruir imágenes 2D y 3D que distingan las intercalaciones delgadas en areniscas, las fracturas llenas de fluidos y la porosidad secundaria efectiva.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

---

Las imágenes de núcleo representan un método directo para determinar la variación espacial de las propiedades petrofísicas. Los datos de las imágenes pueden ser directamente usados en estudios a escala de flujo multifásico y geoestadísticas.

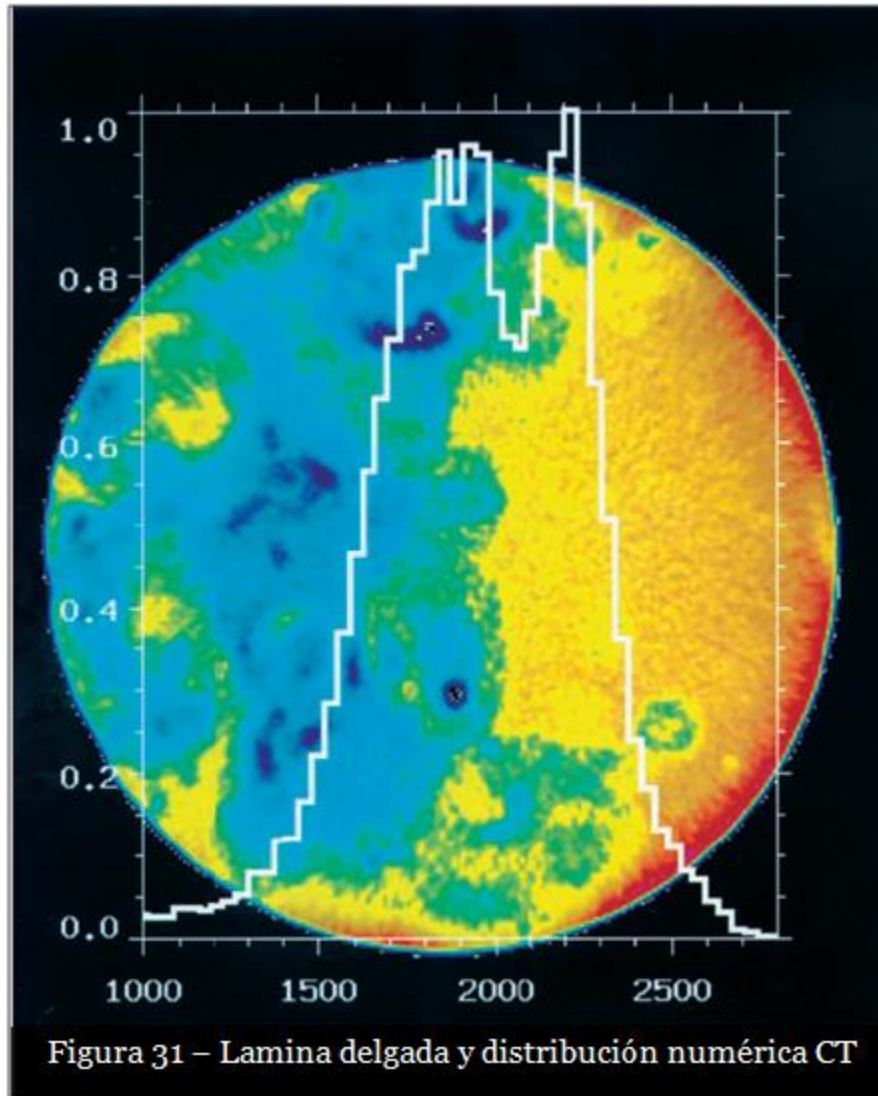


Figura 31 – Lamina delgada y distribución numérica CT

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.2 Ajuste de un modelo de simulación antes de iniciar un proceso de recuperación mejorada.**

Una de las ventajas de la simulación de yacimientos es que permite a un ingeniero tomar rigurosamente en cuenta casi la totalidad de los datos geológicos y de ingeniería pertinentes al comportamiento de la producción del yacimiento. En esencia, la simulación de yacimientos es la construcción de un modelo numérico que reproduzca el comportamiento de un yacimiento. Ciertas propiedades de la roca (por ejemplo, la porosidad, permeabilidad, estructura, espesor, etc.) y ciertas propiedades de los fluidos contenidos en ese yacimiento (viscosidad, densidad, etc.) se describen en términos numéricos adecuados para la entrada en un modelo de simulación. Una vez construido, un modelo de yacimiento es generalmente ajustado con la historia de producción / inyección del yacimiento. Después de obtener el ajuste de historia, el modelo se puede correr para predecir el comportamiento futuro bajo una variedad de diversos escenarios de explotación.

La simulación se ha convertido cada vez más práctico debido a los avances en software, hardware, y en la experiencia de simulación. Hay una serie de programas comerciales estables y eficientes, cada uno con sus propias fortalezas y debilidades. La simulación implica una gran cantidad de cálculos numéricos, sin embargo, el avance tecnológico en el desarrollo de la computación, se ha hecho más factible ejecutar modelos cada vez más detallados sobre el hardware relativamente barato. La familiaridad con la simulación se ha vuelto más común y los ingenieros han adquirido una formación de simulación y la experiencia anterior en su educación y las carreras que las generaciones pasadas.

Como con cualquier herramienta de análisis, es importante reconocer las limitaciones, así como las capacidades de la simulación de yacimientos. La exactitud de la mayoría de modelos se ve afectada por la presencia de complejidades en el yacimiento que no se incorporan en el modelo. Un modelo está compuesto por celdas discretas o bloques en una malla, cada una de ellas representa un determinado volumen del yacimiento. Cada bloque de la malla se le asignan ciertas propiedades de roca, y la cantidad y tipos de fluidos de origen que figura en la parte del yacimiento (por ejemplo espesor, porosidad, saturación de agua congénita, etc.); adicionalmente las propiedades que controlan el movimiento de fluidos dentro y fuera de la parte del yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad, permeabilidad relativa, etc.) En un modelo, estos parámetros son uniformes dentro de cualquier celda de la malla propuesta, mientras que en la naturaleza puede haber una

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

variación considerable en el volumen del yacimiento representada por la malla. En lo mejor de los casos, cada una de las celdas del modelo se le asignará valores aproximados de algún tipo de promedio para el yacimiento sobre el volumen del bloque.

Sin embargo, no siempre es posible determinar las propiedades del medio con un alto grado de certidumbre debido a la dificultad en la medición directa de muchos de los parámetros del yacimiento, y la escasez inherente de los datos. En algunos casos, las fronteras no pueden ser determinadas en el yacimiento o características estructurales, no estarán bien representadas en el modelo. Aunque los métodos geoestadísticos ayudan a mejorar la estimación de las propiedades, que carecen de datos de medición, que generalmente no es posible para superar las limitaciones del conjunto de datos con un alto grado de certeza.

Debido a estos factores, un modelo tiene una tendencia a ser más homogéneo, que el yacimiento que se quiere representar totalmente heterogéneo. Por desgracia, la heterogeneidad en un yacimiento llega a tener unas desigualdad y un drene incompleto, los cuales reducen la recuperación de hidrocarburos. En consecuencia, un modelo generalmente subestima el grado de heterogeneidad presente en el yacimiento, el modelo tiende a sobreestimar la recuperación de hidrocarburos por los ajustes que se le hacen a los datos de simulación. Por ejemplo, la homogeneidad puede ser sobreestimada, pero puede ser mantenido bajo control con una curva de menor permeabilidad que el valor real total de la permeabilidad. Estos ajustes se hacen generalmente para lograr el ajuste de la historia de producción de un yacimiento.

Para ajustar un modelo de simulación se debe incluir el procedimiento de flujo de trabajo y los criterios de QC (Control de calidad)/ QA (Aseguramiento de la calidad), que tienen que aplicarse durante la construcción de los modelos de simulación.

Los principales puntos a tomar en cuenta son los siguientes:

- Modelo estático con parámetros petrofísicos incluyendo el registro de datos  $S_{wi}$  derivados de una distribución aceptable y respetando el modelo dinámico de predicción.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

- Modelo dinámico como herramienta de gestión de acuerdo con un ajuste histórico, la calidad como garantía para el modo predictivo fiable de pozos, áreas y desempeño del yacimiento.
- Definir y cuantificar el volumen de los líquidos, el aceite remanente, aceite residual y la eficiencia de barrido volumétrico para evaluar el potencial de los yacimientos, la rentabilidad y el gasto de recuperación económica final.
- Evaluar los riesgos asociados a los planes de explotación del yacimiento seleccionados como lo pueden ser los sistemas artificiales de producción y procesos de recuperación secundaria y mejorada.
- Modelo de calidad e impacto de las decisiones estratégicas de los escenarios de desarrollo.

A medida que la industria petrolera tiene una larga experiencia en la simulación y software avanzado, se observa que aún existen deficiencias importantes que no están resueltas todavía. En este tema se destacan algunas deficiencias y se propone una solución eficaz y práctica basada en las mejores prácticas y las lecciones aprendidas en los estudios de modelos de simulación para asegurar los pronósticos de producción más confiables.

Basado en la evaluación de varias metodologías aplicadas al ajuste de historia del modelo de simulación, hay dos enfoques que podrían ser tomados en cuenta para lograr el objetivo de tener modelos de simulación con el modo predictivo fiable, para un adecuado plan de explotación de los campos:

Opción-1 Basado en la inicialización del modelo global y ajuste de historia (baja calidad en el ajuste de historia, lo cual podría lograrse en un período más corto de tiempo).

Opción-2 Basado en el ajuste histórico pozo por pozo, mediante la aplicación de criterios de control y aseguramiento de calidad de la inicialización del modelo dinámico con menos diferencias comparadas con los datos históricos observados del campo (alta resolución y calidad en el ajuste de historia, lo cual podría lograrse en un período mucho más largo en tiempo).

Los resultados en muchos estudios realizados, se pueden destacar los siguientes:

- El enfoque global se asocia con un alto riesgo y falta de precisión mínima que pudiera ser de  $\pm 50$  % de error en la estimación de los volúmenes originales por la



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

geología y los modelos estáticos; y el error más grave en la tendencia corresponde en la estimación del WCT hasta  $\pm 70\%$  de error; y la presión de  $\pm 500$  a  $2000$  psi de error.

- El ajuste de historia pozo por pozo puede reducir los errores de la estimación de los volúmenes originales hasta menos de  $\pm 5\%$ , y alcanzar un ajuste en la tendencia WCT con error inferior a  $\pm 10\%$ , y proporcionar una tendencia de presión alrededor de  $\pm 200$  psi.

Por consiguiente, se recomienda aceptar la propuesta pozo por pozo, ilustrado en la figura 5.3 como la mejor práctica para los siguientes méritos:

- La garantía de construir modelos estáticos y dinámicos teniendo un ajuste de historia de todos los pozos productores e inyectores que aseguran tendencia razonable y aceptable en el modo de predicción para el yacimiento.
- La garantía de proporcionar modelos de confianza como una herramienta de administración del yacimiento representativos para evaluar y monitorear la eficiencia de barrido volumétrico de los fluidos mediante la identificación del aceite remanente, el seguimiento del frente de agua / gas, la efectividad del comportamiento de la presión por pozo, lo cual se verá reflejado en el comportamiento global para todo el yacimiento.
- Reduce el riesgo en la incertidumbre de evolución de WCT y el aumento en la presión puede ser definido por pozo y por zona.
- La garantía de optimizar los gasto de producción, la rentabilidad, el número de nuevas perforaciones y los planes de desarrollo por la implementación de sistemas artificiales y los procesos de recuperación secundaria y mejorada.

En resumen de los puntos clave que afectan el comportamiento de los planes de desarrollo de los campos bajo diferentes esquemas de explotación y el riesgo asociado se presentan en la Tabla 18.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

<i>TEMA PRICIPAL</i>	<i>RELEVANCIA</i>	<i>RIESGOS</i>
Características Petrofísicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clasificación geométrica, capas y espesores de zonas.</li> <li>• Altas permeabilidades en ciertos intervalos.</li> <li>• Profundidad de los contactos de fluidos (WOC &amp; GOC)</li> <li>• Fallas, barreras y canales, todas las características geológicas.</li> <li>• Porosidad, distribuciones <math>R_t</math>'s y <math>S_w</math>.</li> </ul>	<p><b>MUY ALTOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No es fiable la estimación de los volúmenes originales de aceite y gas, así como su distribución incorrecta de fluidos en el yacimiento.</li> <li>• Patrones incorrectos de flujo del aceite a través del yacimiento.</li> <li>• Problemas de continuidad y de comunicación de las zonas o regiones.</li> <li>• Localización inadecuada del pozo reduce el valor del pozo.</li> </ul>
Modelo de inicialización, curvas de $P_c$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimaciones y distribuciones de los volúmenes originales de aceite y gas.</li> <li>• Datos de registro <math>S_w</math> ajustados.</li> <li>• Diferencias de volúmenes entre el modelo de simulación y estático.</li> <li>• Espesor de la zona de transición.</li> <li>• Celdas inactivas (volumen mínimo de poro).</li> </ul>	<p><b>MUY ALTOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No es fiable la estimación de los volúmenes originales de aceite y gas, distribución incorrecta de fluidos en el yacimiento.</li> <li>• Deficiente ajuste entre el registro de <math>S_w</math> y <math>P_c</math>.</li> <li>• Alto nivel de incertidumbre.</li> </ul>
Valores de $S_{or}$ , $S_{gr}$ y $K_r$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aceite y gas movable y volúmenes residuales.</li> <li>• Impacto de la mojabilidad.</li> <li>• Parámetros de ajuste de historia.</li> <li>• Integración de datos medidos en el laboratorio a los modelos numéricos.</li> </ul>	<p><b>MUY ALTOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Factor de Recuperación sobreestimado.</li> <li>• Pobre manejo en la eficiencia de barrido.</li> <li>• Temprano WCT y/o una alta GOR.</li> <li>• Implementación de un método EOR incorrecto.</li> <li>• Perforación innecesaria.</li> </ul>
Modelo de estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variables en condiciones móviles al tiempo cero.</li> <li>• Entrada de datos inconsistentes/ no fiables.</li> <li>• Modelo realista.</li> </ul>	<p><b>MEDIO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo inestable y corridas lentas.</li> <li>• Muchos problemas de conversión.</li> <li>• Tiempo CPU alto.</li> </ul>
Calidad del modelo, ajuste histórico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Validación y fiabilidad del modelo.</li> <li>• Gastos adecuados; control de calidad.</li> <li>• Criterios de ajuste estandarizado.</li> <li>• Ajuste de GOR, de WCT y perfiles de presión.</li> <li>• Tiempos razonables de surgencia de fluidos.</li> <li>• Monitoreo de los movimientos de los fluidos.</li> <li>• Ajustes y problemas de conificación.</li> </ul>	<p><b>MUY ALTOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Multiplicadores de alta permeabilidad.</li> <li>• Desajuste en los datos observación y ajuste histórico.</li> <li>• Ajuste de parámetros injustificado.</li> <li>• Tiempo CPU alto y hora-hombre para realizar el ajuste histórico.</li> <li>• Ajustar controles de % de error y convergencia (reducción de resolución).</li> <li>• No puede coincidir el comportamiento de flujo de fluidos dinámicos.</li> </ul>

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Ejecución de la predicción del modelo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Tempos de plataformas de producción.</b></li> <li>• <b>Ajuste del control de pozos (productores y gastos inyectores y cierres)</b></li> <li>• <b>Planificación programas de explotación mediante la perforación de nuevos pozos.</b></li> </ul>	<p><b><i>MUY ALTOS</i></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Selección de opción incorrecta e inadecuada a largo plazo del plan de desarrollo.</b></li> <li>• <b>La perforación innecesaria y la actualización de las instalaciones.</b></li> <li>• <b>Las ampliaciones masivas de costos y gastos.</b></li> <li>• <b>Reducir los gastos de aceite, reducción de las plataformas de producción, lo cual lleva a bajo factor de recuperación.</b></li> </ul>
Ejecución de la predicción de pruebas piloto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Implementación y valoración diferentes planes de desarrollo.</b></li> <li>• <b>Modelos sectoriales y el impacto del flujo en las fronteras.</b></li> </ul>	<p><b><i>ALTOS</i></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Historia corta y/o datos limitados.</b></li> <li>• <b>Incorporar los resultados en el modelo completo de campo.</b></li> </ul>

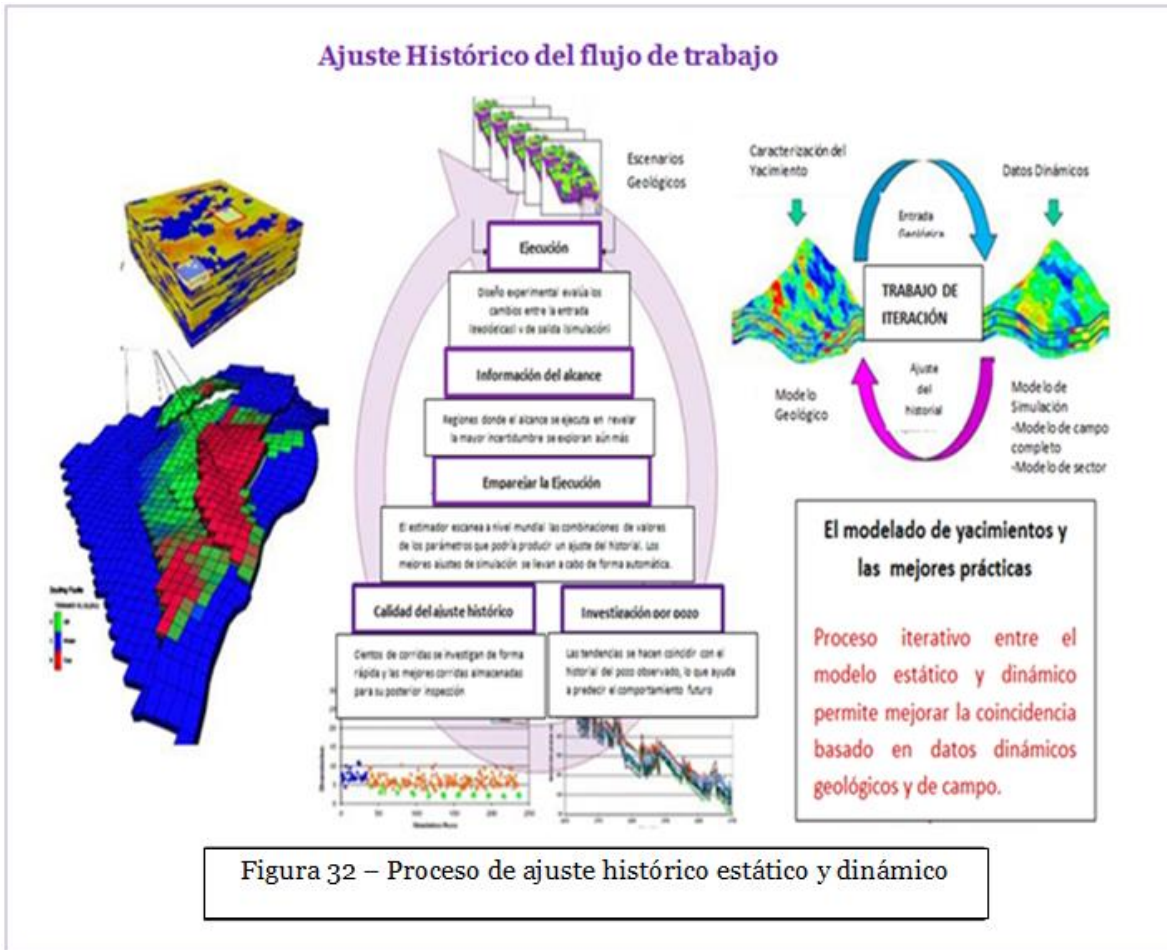
**Tabla 18 - Resumen de las cuestiones clave que afectan el plan de desarrollo del campo bajo la inyección del agua, la inyección de gas, Sistemas artificiales, WAG y EOR**

### 5.2.1 Del modelo estático al modelo dinámico.

La construcción de modelo de simulación representativo se lleva a cabo en un proceso iterativo para el aseguramiento de la calidad basado en muchos estudios de geología, geofísica, petrofísica, SCAL, PVT, de ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción.

El flujo de trabajo mostrado en la Figura 32 incluye los estudios y presenta los principales componentes del flujo de trabajo del ajuste histórico del modelo de simulación, donde la integración de los resultados de los sub-estudios es fundamental para el aseguramiento de la calidad.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS



Las curvas de presión capilar ( $P_c$ ) desempeñan un papel importante en la definición del aceite original del yacimiento y la distribución vertical de fluidos en un yacimiento, es decir (aceite, agua y gas en el yacimiento), y pueden influir significativamente el movimiento de los fluidos. Para los procesos de desplazamiento que están dominados por la gravedad, las curvas de  $P_c$  dominarán la distribución de la saturación vertical.

Debido a problemas de calidad relacionados a las mediciones de los laboratorios de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio (MICP), se ha encontrado que las curvas generan incertidumbres en la distribución de fluidos y baja calidad en la inicialización de la simulación del modelo. En muchos casos, las curvas de MICP, que se utilizaron para clasificar los tipos de roca en los modelos geológicos no han logrado igualar

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

la saturación inicial de agua ( $S_{wi}$ ) del yacimiento, así como se presenta en el modelo geológico. Esta falta de certidumbre coincide en la calidad de la estimación de la  $S_{wi}$  y distribución de fluidos incorrectos del yacimiento; de esto puede llegar a ser hasta un 50% de error, como se ha observado en muchos.

A fin de asegurar la adecuada estimación del volumen de líquidos del yacimiento, e inicializar un modelo de simulación, es necesario obtener tener un nivel aceptable de los perfiles de los registros de  $S_{wi}$  tal como se presenta en los modelos geológicos; con los perfiles del modelo de simulación estimados con la  $P_c$  con el fin de reducir las diferencias entre geología y modelos de simulación.

### **5.2.1.1 Proceso y ajuste de los parámetros**

Los siguientes parámetros tienen que ser validados, asegurando:

- Distribución lateral y vertical de aceite por pozo mediante la comparación del registro de  $S_{wi}$  coincidiendo en el modelo estático.
- El volumen de los fluidos del yacimiento por sub-capas mediante la comparación con los valores correspondientes obtenidos a partir del modelo geológico.
- Modelo comparable de curvas de  $P_c$  con los tipos de rocas correspondientes.
- Realizar la estabilidad del modelo para asegurar que no hay cambios de fluidos y presión.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.2.1.2 Acciones para mejorar la $S_{wi}$ entre el modelo geológico y el dinámico**

- Definir los pozos no ajustados por área.
- Evaluar la causa del desajuste mediante la revisión de los siguientes puntos:
  - Los atributos de geología.
  - Datos de referencia del registro de profundidad
  - Calidad de los datos observados de campo para eliminar datos anómalos.
  - Las curvas  $P_c$  consideradas principalmente como la causa fundamental del desajuste.
  - Utilizar las curvas MICP para mejorar las funciones de altura para garantizar un adecuado ajuste lateral y vertical en la  $S_{wi}$ .

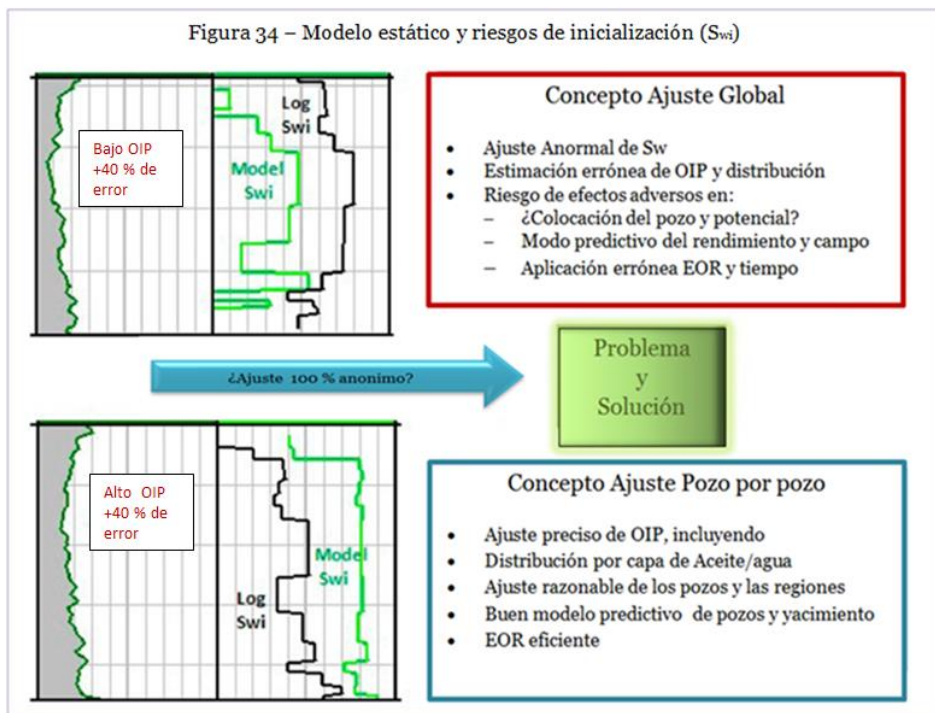
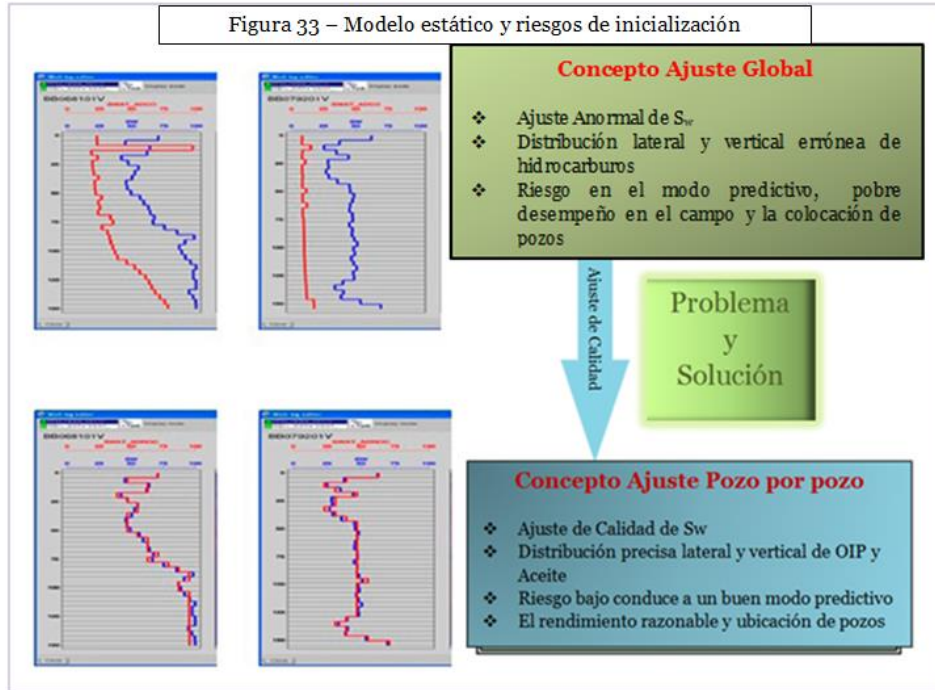
### **5.2.1.3 Pruebas de seguridad e impacto de coincidencia en la $S_{wi}$**

La seguridad de alcanzar un ajuste en el registro de  $S_{wi}$  es crítica y afectará negativamente las decisiones de la administración en el desarrollo del campo en caso de faltar acuerdo con lo siguiente:

- El volumen de fluidos originales en el yacimiento.
- Distribución lateral y vertical de los hidrocarburos.
- Volumen de hidrocarburos móviles e inmóviles, que representa el objetivo principal de los planes iniciales de desarrollo, y que afectan directamente a la capacidad de producción.
- Eficiencia volumétrica de barrido, la rentabilidad de la producción y la recuperación final de hidrocarburos.
- Más importante, los gastos del esquema de desarrollo por recuperación primaria, secundaria y mejorada.

Las Figuras 33 y 34 muestran la importancia de lograr un ajuste de los registros  $S_{wi}$  aceptable por pozo para asegurar la inicialización del modelo aceptable y representativo de distribución de fluido vertical y lateral por sub zona.

# PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.2.2 Ajuste histórico del modelo dinámico**

Una vez que el modelo dinámico se ha inicializado y aceptado las diferencias mínimas de los volúmenes de fluidos del yacimiento y la distribución en el modelo estático, ahora los principales elementos para lograr un ajuste histórico razonable del modelo dinámico son los siguientes.

#### **5.2.2.1 Pozos productores de aceite**

- Gasto de producción y volúmenes acumulados (aceite, gas y agua).
- Presión de fondo cerrado, tendencia y nivel (+ / -200 psi).
- Presión de fondo fluyente, tendencia y nivel (+ / - 200 psi).
- Tendencias y niveles del WCT y GOR (+ / - 10%).
- Surgencia de agua o gas inferior a 2 años.
- Índice de productividad (+ / - Factor de 0.5 a 2).
- Contribución de producción (análisis PLT) (+ / - 20%).
- Movimiento de los frentes de agua o gas, solo ajustar la tendencia.
- Perfiles RFT/MDT, ajustar tendencia y + / - 50 psi.
- Permeabilidad por pruebas de presión, tendencia y un factor de 0.5 a 2.0.

#### **5.2.2.2 Pozos inyectoros de agua y gas**

- Gasto de inyección y acumulada (agua y gas).
- Presión de fondo cerrado, tendencia y nivel (+ / -200 psi).
- Presión de fondo fluyente, tendencia y nivel (+ / - 200 psi).
- Índice de inyectividad (+ / - Factor de 0.5 a 2)
- Movimiento del frente de inyección de agua y de gas, solo ajustar tendencia.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.2.2.3 Ajuste histórico para asegurar un modo predictivo razonable

Realizar una prueba en modo de predicción unos 3 a 5 años de historia mediante la utilización de las tablas VFP. Esto con el fin de asegurar la productividad de cada uno de los pozos y ajustar las presiones de fondo fluyendo; con el fin de que los índices de productividad en la predicción no sean ajustados a valores de un factor de 0.5 a 2.

### 5.2.2.4 Acciones para mejorar el ajuste de historia a través de un proceso iterativo

El ajuste histórico es normalmente un proceso iterativo, en el cual hay que ajustar parámetros que tengan mayor incertidumbre en el modelo, tal como se muestra en la Figura 35.

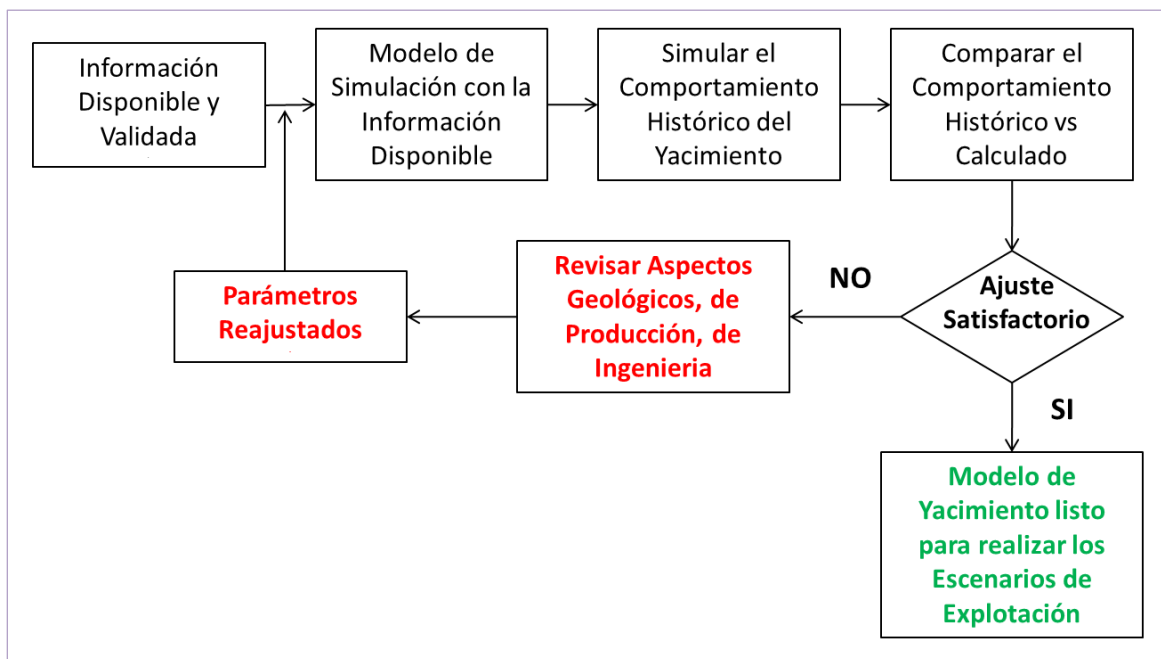


Figura 35 - Proceso iterativo de ensayo y error del ajuste histórico.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Para lo anterior se pueden considerar los siguientes puntos:

- Definir los pozos que no han ajustado por área.
- Evaluar la causa de la falta de ajuste mediante la revisión de los siguientes puntos:
  - Los atributos de geología y estratificación del área.
  - Calidad de los datos observados históricos, para eliminar datos anómalos.
  - Curvas de la permeabilidad relativa de aceite y agua ( $K_{row}$ ) consideradas como la causa del desajuste WCT.
  - El uso inapropiado de los datos de las curvas de permeabilidad relativas ( $K_{row}$ ) del análisis especial de núcleos en el laboratorio o datos análogos de campos, con el fin de ajustar pseudo curvas de permeabilidad relativa.
  - Multiplicación local de la  $K_h$ ,  $K_v$  y transmisibilidad, como factor de escalamiento para subir o bajar estas propiedades, con el fin de justificar ciertas cuestiones geológicas o de ingeniería no ajustadas en ciertas áreas.
  - Multiplicación local de la  $K_h$ ,  $K_v$  y transmisibilidad a través de las capas, aumentando la transmisibilidad de capas superiores e inferiores sin ser así.
  - Considerar fracturas cementadas como un parámetro a ajustar.
  - Considerar la posibilidad de fallas de sellado de nivel y frecuencia que coincidan con los parámetros de ajuste.
  - Considerar diferentes tamaños de mallas o técnicas de escalamiento.
  - Usar modelos sectoriales para evaluar los datos de entrada del modelo de simulación y realizar corridas de sensibilidad.

### **5.2.2.5 Control y aseguramiento de la calidad de los datos dinámicos**

Garantizar un buen ajuste en los datos dinámicos medidos y un impacto adverso sobre las decisiones de gestión sobre el desarrollo del campo como resultado de las siguientes incertidumbres:

- El objetivo de producción y la rentabilidad.
- Número de pozos nuevos de desarrollo.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

- El desarrollo de regiones en el yacimiento (aceptable o limitados).
- La presión estática por área en el yacimiento.
- Volumen de fluidos movibles e inmóviles, que representa los planes iniciales de desarrollo y los objetivos de producción; los cuales afectan directamente la recuperación de las reservas.
- La eficiencia de barrido volumétrico, la rentabilidad de producción y la recuperación final.
- La producción por los procesos de recuperación primaria, secundaria y mejorada.

### **5.2.3 Modo de predicción modelo de simulación**

Los controles aplicados a nivel de regiones, grupos y pozos, para realizar las predicciones, necesitan estar muy bien definidas y seleccionadas cuidadosamente; ya que tendrán un impacto directo en el comportamiento futuro del modelo. Para asegurar que las predicciones sean razonables es necesario tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Identificar los pozos y áreas problemáticas en el modelo estático, donde los ajustes no son satisfactorios de  $S_{wi}$  y MDT/RFT, incluyendo las incertidumbres y considerando diferentes realizaciones.
- Identificar los pozos y áreas problemáticas donde los ajustes de gasto, presión, WCT, GOR y otros parámetros clave, no son satisfactorios, incluidas las incertidumbres y considerando diferentes realizaciones.
- Revisar los objetivos de producción a los que se quiere llegar y la viabilidad de la rentabilidad a largo plazo.
- Considerar el balance de la producción/inyección, mediante los controles pertinentes por regiones y el potencial de los pozos.
- Considerar el factor de eficiencia de las operaciones en el campo (éxito y fracasos).
- Revisión predictiva del WCT y GOR pozo por pozo, para ser compatible con los perfiles de la historia y los mismos factores de declinación.
- Revisión de los frentes de avance de fluidos, para las tendencias por recuperar o asegurar regiones no drenadas por factor del daño a las formaciones.
- Revisar el comportamiento de la presión para evitar las tendencias anormales (aumentar o caer).
- Evaluar la actividad del pozo (en el cierre, perforación, y terminaciones, etc.).

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.2.4 Elementos claves de investigación asociados al plan de desarrollo**

A medida que los modelos de simulación estáticos y dinámicos son considerados la principal herramienta para el manejo de los planes de desarrollo y para evaluar el comportamiento de los yacimientos, para los pronósticos de producción y la rentabilidad; la precisión de estos modelos se vuelven sumamente importante que se construirán con las mejores prácticas, y las pruebas necesarias para garantizar la capacidad de predicción en diferentes fases de desarrollo principalmente por procesos de recuperación secundaria y mejorada. La precisión de los modelos de simulación tiene un impacto crítico en lo siguiente:

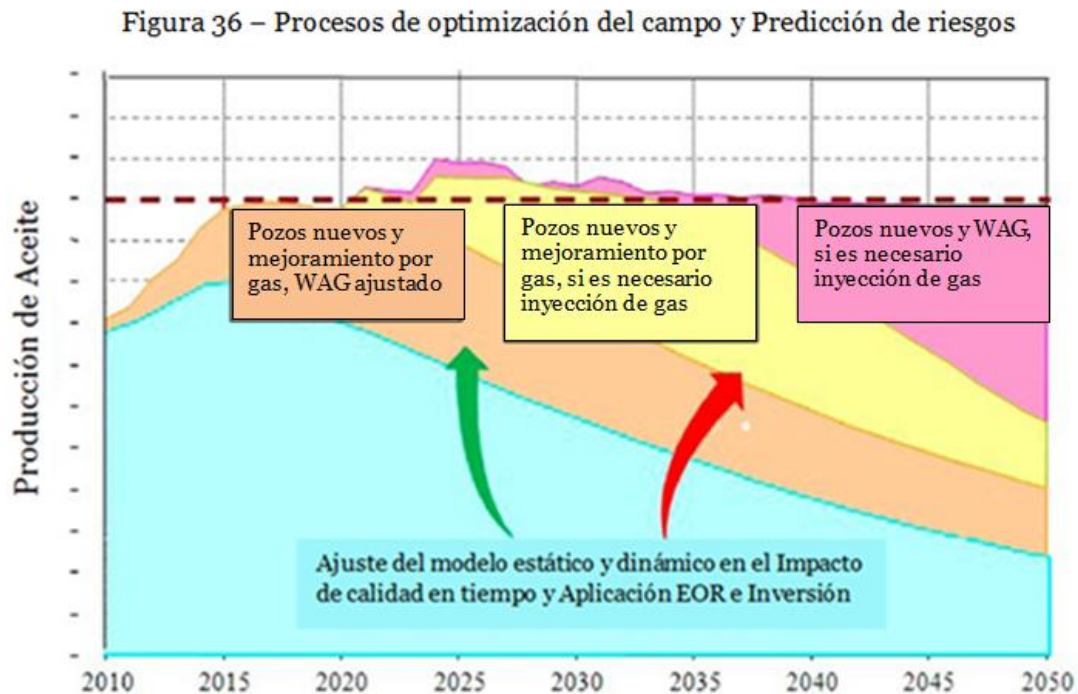
- La precisión esperada del aceite y el gas móvil con respecto a las inyecciones de diferentes fluidos.
- El comportamiento de la producción de aceite y gas en términos de lo previsto y el período de recuperación de la reserva.
- Los riesgos en la producción de sobre/bajo estimación de los frentes de flujo de agua / gas en el yacimiento.
- Estimación anómala del espesor de la zona de transición que controla el desplazamiento efectivo de la producción de aceite, y definir los límites de aceite en el yacimiento.
- Posibilidad de altos riesgos en la producción por datos que no coinciden en los registros (distribución de fluidos verticalmente y lateralmente).
- Alto riesgo en el modelado del tiempo de surgencia de agua o gas, factor de recuperación, eficiencia de barrido, y el ajuste de datos medidos para el modelo.
- Aseguramiento y control de calidad en la construcción de modelos eficientes de simulación con resultados y una confiabilidad aceptable, con una mejor comprensión del manejo de cada una de las incertidumbres del yacimiento y las evaluaciones de riesgos.
- Impacto directo sobre el número de pozos de desarrollo que se pueden reducir sustancialmente teniendo análisis con el modelo de simulación.
- Realizar una evaluación económica para administrar las decisiones y claramente justificarlas.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.2.5 Unidad de negocios, incertidumbres y evaluación de Riesgos

Como la mayoría de los campos actuales productores son maduros, vale la pena mencionar que, una predicción exacta de la producción de aceite es crucial, ya que requiere de grandes inversiones. Por lo tanto, el modelo realista podría proporcionar una justificación de reingeniería de los campos maduros con una base técnico-económica confiable. El momento de la implementación de métodos de EOR es fundamental para garantizar el añadir valor a la recuperación de las reservas en los campos.

La figura 36 representa el tiempo predicho para diferentes métodos de EOR que se requieren para el campo se explote de manera eficiente, y muestra el volumen de producción de aceite acumulado; para esto puede haber ganancias o pérdidas dependiendo de la exactitud del modelo.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **5.3 Ajuste de la malla para procesos de EOR**

La mayoría de los procesos de recuperación secundaria o mejorada dan como resultado frentes de fluidos que se propagan a través del yacimiento. La descripción de los movimientos y de estas características en los simuladores de yacimientos es a menudo un reto. Esto es particularmente cierto para los procesos de recuperación, ya que también pueden implicar componentes adicionales a los fluidos del yacimiento, fases adicionales, efectos térmicos, o reacciones químicas. Los esquemas de solución numéricos utilizados en simuladores de yacimientos introducen errores que resultan de la discretización del tiempo y del espacio. Por razones de estabilidad numérica, los procesos complejos por lo general requieren de un método totalmente implícito, para manejar pasos de tiempo. La exactitud del tiempo y la discretización pueden controlarse mediante la selección del tamaño del paso del tiempo, entre menor sea el paso del tiempo más precisa será la solución. La representación precisa de las acumulaciones y los frentes de fluidos requieren de pequeñas celdas en la malla de simulación. En los procesos complejos la resolución requerida es a menudo grande computacionalmente. El ajuste de la malla ofrece una solución a este problema: las simulaciones pueden comenzar desde una malla relativamente grande que se ajusta dinámicamente para proporcionar suficiente resolución espacial para modelar con precisión los efectos térmicos, químicos y los frentes de desplazamiento.

La idea de utilizar una malla dinámica no es nuevo en la industria petrolera. Sin embargo, hay simuladores comerciales de yacimientos disponibles en la actualidad. El reciente interés en la recuperación mejorada de aceite también ha renovado el interés en los métodos de ajuste de la malla para describir con precisión estos procesos a una escala suficientemente pequeña.

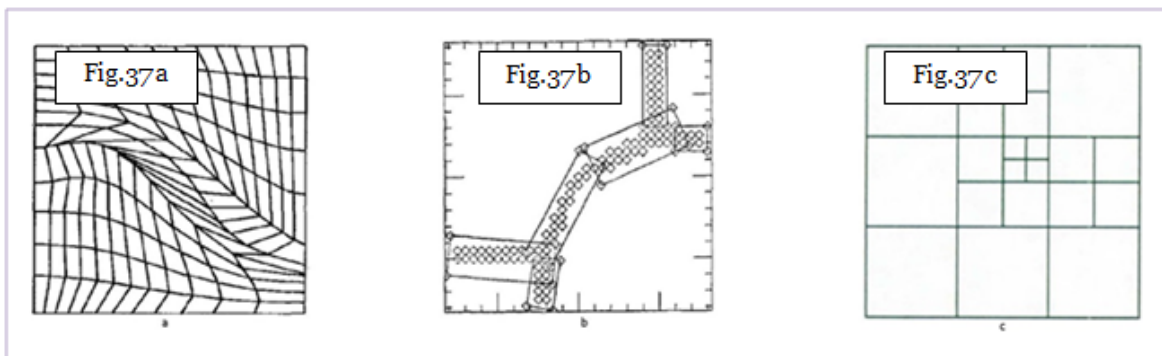
#### **5.3.1 Métodos de ajuste de la malla**

El uso de técnicas de mallado o de ajuste de la malla no se limita a la simulación de yacimientos. Casi todos los procesos que requieren soluciones numéricas de un sistema de ecuaciones diferenciales parciales para un conjunto dado de condiciones iniciales y de frontera se pueden beneficiarse de las técnicas de ajuste de la malla. Por lo tanto, se han propuesto un gran número de publicaciones sobre técnicas de ajuste de la malla con diferentes niveles de complejidad en los últimos años.

Una consecuencia de usar un número constante de celdas es que la distribución espacial de las celdas de la malla debe cambiar con el tiempo como las fronteras se propagan a través del dominio. Esto se traduce en mallas deformadas, como se ilustra en la

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

Figura 37a. Los métodos con un número que cambia dinámicamente de celdas de la malla o bien se pueden aplicar en forma de parches locales a la malla (Figura 37b) o como mejoras en lugares importantes de la malla como se ilustra en la Figura 37c. El último método es el más adecuado para los problemas de simulación de yacimientos donde la definición de las celdas corner point está dictada en gran medida por los modelos geológicos utilizados.



**Figura 37 - Los diferentes tipos de mallas: (a) muestra la deformación de la malla, (b) una malla de parches y (c) muestra una mejora en la malla anidada (multinivel) local.**

Las mejoras del refinamiento local de malla (LGR, local grid refinement), se refiere a la mejora de la malla anidada de las celdas individuales que existen en una malla base. El refinamiento adaptivo de la malla (AMR, adaptive mesh refinement) se realiza seleccionando celdas individuales que se combinan para formar zonas específicas rectangulares, como en la Figura 37b. El refinamiento cartesiano anisotrópico basado en celdas (CCAR, cartesian cell-based anisotropic refinement), es la estrategia que permite generar mallas anisotrópicas eficientes y precisas que puede resolver una distribución de flujo para una determinada permeabilidad del yacimiento. Los cambios dinámicos de la malla también pueden ser alojados en celdas de refinamientos cartesianos anisotrópicos. Por último, el método ajustable de volúmenes finitos (AMSV, adaptive multi-scale finite volumen) se refiere al método para la simulación de escala múltiple y ajustable a modelos de yacimientos heterogéneos a gran escala.

Hay alguna variación en la frecuencia con la que se realizan las actualizaciones de la malla para las diferentes implementaciones. La etiqueta "cada paso" indica la capacidad de realizar las actualizaciones de cada paso, pero en implementaciones prácticas la frecuencia de actualización parece ser más baja en muchos casos. Esto podría no ser crítico si se emplea un esquema de solución IMPES, en este caso el tamaño del paso de tiempo está limitado por el tamaño de la celda local de la malla. Hay variaciones importantes en el tipo de criterios utilizados para decidir dónde se requiere un refinamiento de la malla:

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

- Los valores de variables locales
- Las diferencias de valores entre las celdas adyacentes,
- gradientes espaciales,
- las estimaciones de error.

También hay una variación significativa en la forma en que se evalúan estos criterios. En cierta medida, el tipo de las variables usadas para los criterios, depende de los procesos considerados, pero incluso entre implementaciones de en los modelos de aceite negro hay una gran variación en los criterios utilizados. Dado que casi todos los ejemplos que demuestran la capacidad del reajuste del mallado, implican solo configuraciones de pozos inyector / productor, la dirección del flujo se conoce a priori y la solidez de estos métodos a seguir frentes si cambian los patrones de flujo no es realmente probada.

Desde un punto de vista conceptual, son tres las capacidades requeridas para una malla dinámica: (1) refinamiento, (2) engrosamiento, y (3) identificar dónde y cuándo refinar o engrosar. Las capacidades para refinar están disponibles en muchos simuladores de yacimientos comerciales. El engrosamiento local también está disponible en varios simuladores de yacimientos. El principal desafío en el desarrollo de una práctica DLGR (dynamic local grid refinemet) es establecer los pasos dónde y cuándo refinar o engrosar la malla. Esto requiere un conjunto sólido de criterios para refinar o engrosar y, sobre todo, una forma eficaz de evaluar si una celda de la malla en particular se ajusta a estos criterios. De hecho, debe haber hay una malla adecuada en cada paso de tiempo, esto considerándolo como una condición adicional para la realización el paso de tiempo, junto a la convergencia numérica y honrar los controles del pozo.

En general, es difícil juzgar en el inicio de un paso de tiempo, donde los frentes y bancos de líquido quedan en el extremo del paso de tiempo, ya que es esencialmente el problema de que el simulador de yacimientos tiene que resolver. Con un esquema implícito, los pasos de tiempo pueden ser grandes y los frentes pueden moverse a través de múltiples celdas en la malla, por lo que su ubicación es difícil de extrapolar. Las iteraciones de newton-raphson (NR) debido a su comportamiento de convergencia cuadrática, es un algoritmo eficiente para resolver las ecuaciones de simulación de yacimientos implícitos en una malla fija. Este método, sin embargo, no es adecuado para el cálculo de las ajuste de la malla dinámica necesaria para capturar frentes móviles, ya que no está claro cómo calcular las derivadas con respecto a la adaptación de las mallas dinámicas.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

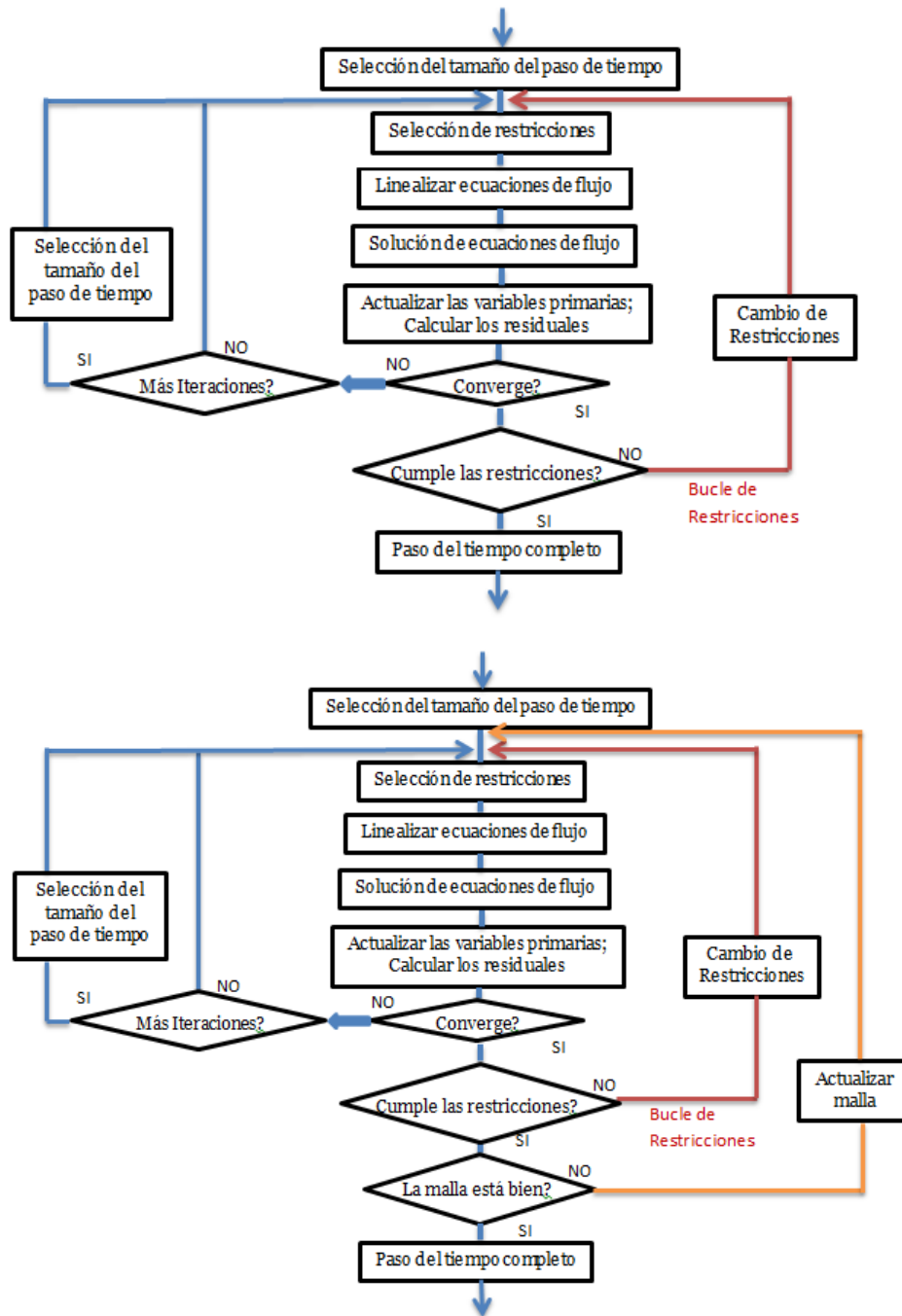
---

Por lo tanto, para poner en práctica un DLGR para un modo de solución implícita se deben utilizar un enfoque semi-implícito: las ecuaciones de simulación de yacimientos se resuelven primero con un las iteraciones de NR en una malla fija, después de lo cual la malla se adapta. Para resolver las ecuaciones en la malla ajustada, las iteraciones NR continúan con valores iniciales tomadas de valores interpolados de la malla anterior. Esta elección de valores iniciales asegura de que todo el proceso es todavía eficiente debido a que se producen linealidades en el primer proceso NR, en el que se estima que los efectos de avanzar cada paso de tiempo. Este primer paso se calcula donde los frentes van a ser y le da una posición frontal de media exacta. El seguimiento de las iteraciones NR, en los que la malla se refina o engrosa, utiliza la posición delantera estimado como valor inicial y sobre todo tener el efecto de agudizar el frente. Este refinado resulta ser un proceso mucho más lineal que el desplazamiento calculado durante la primera iteración NR de un paso de tiempo y por lo general sólo se necesitan pocas iteraciones NR adicionales para obtener una solución exacta para la malla modificada. El concepto se ilustra en la Figura 38 y tiene las siguientes características:

- La malla refinada se determina de forma dinámica en un modo de simulación implícito. Los refinamientos se colocan automáticamente a donde los frentes estarán en el extremo de un paso de tiempo. Esta es una técnica robusta que no requiere suposiciones con respecto a la propagación del frente y se puede utilizar para cualquier esquema de recuperación mejorada.
- Los frentes se describen con un número mínimo de celdas en las zonas refinadas. Esto es particularmente importante para los refinamientos anidados como el número de celdas crece rápidamente con niveles de refinamiento adicionales.
- Además de gradientes en el espacio, gradientes de las propiedades con respecto al tiempo pueden ser utilizados para determinar donde el refinamiento o engrosamiento tienen que ocurrir. Las derivadas de segundo orden no están generalmente disponibles para detectar cambios, pero en general, una estimación de la derivada de segundo orden de espacio-tiempo mixto que consta del cambio espacial en la derivada de tiempo de cada celda de la malla está directamente disponible. Esta derivada de segundo orden del espacio-tiempo es a menudo un buen indicador de las posiciones de choque de los frentes.
- Los errores de discretización solamente en el espacio se reducen. Los errores debidos al paso de tiempo finito todavía permanecen. El efecto de estos errores está mejor determinado por la sensibilidad del funcionamiento. El error permitido debido a la selección de tamaño de paso de tiempo proporciona un límite para el número de niveles de refinamiento anidados espaciales que sigue siendo útil. La discretización analógica momento de DLGR sería escalonado, esto requeriría mejoras adicionales en el simulador.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

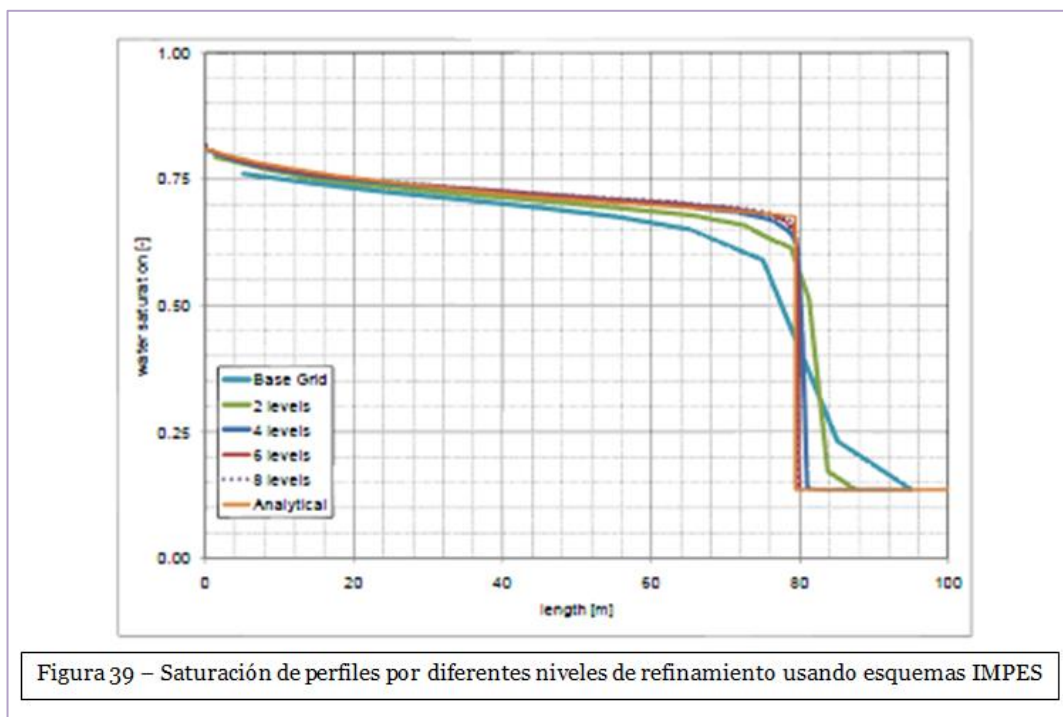


**Figura 38 - Paso del tiempo Convencional (diagrama superior) y repetir el paso del tiempo (diagrama inferior).**

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.3.2 Aplicación: Avance frontal en 1D

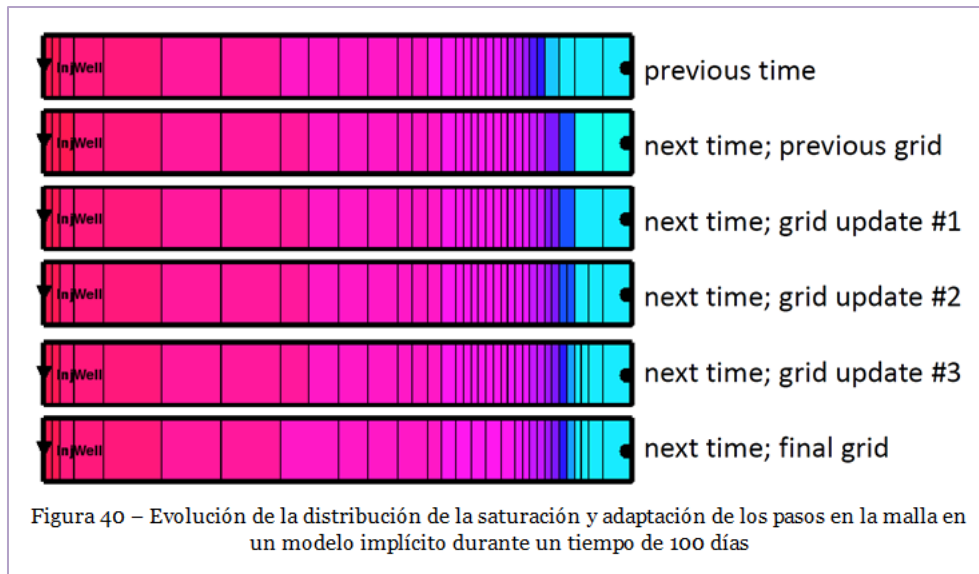
Un desplazamiento de agua – aceite en un modelo de simulación de 1D y no requiere de un método de solución totalmente implícito; con el IMPES es más que suficiente. En la Figura 39 los resultados del avance frontal, el cual puede ser representado con precisión y eficiencia al aumentar el nivel de refinamiento dinámico.



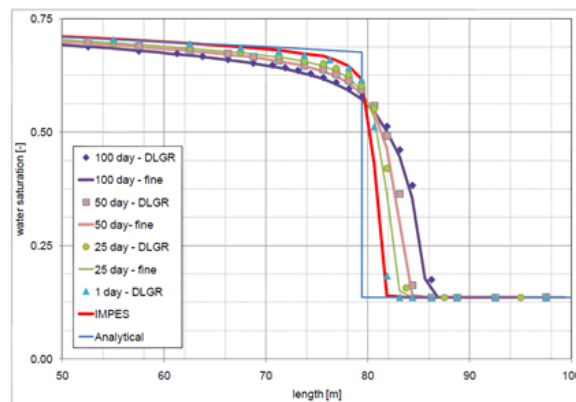
El potencial del DLGR se demuestra por el número de celdas requeridas en la malla: solo 85 celdas dinámicas en la malla más fina, mientras que para una malla totalmente fina se requieren 2560 celdas. El número de pasos de tiempo, por otro lado, aumenta rápidamente con el aumento de los niveles del refinamiento dinámico.

La Figura 40 muestra la evolución del frente de saturación de aceite y agua calculado. Aquí se muestra, el cambio de la malla dinámica y el número total de celdas al final de cada paso del tiempo.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS



En la Figura 40, se puede identificar que los resultados se agudizan en la parte del avance frontal, sin embargo, estos se limita con el aumento en el refinamiento numérico. El mejor perfil muestra una dispersión numérica significativa, debido al aumento del paso del tiempo. El DLGR solo reduce el error del mallado en el espacio, no reduce el error por tomar pasos de tiempo grandes. Para un buen resultado, es necesario hacer una combinación de la malla dinámica, con la reducción de los pasos de tiempo. Es necesario realizar una sensibilidad y obtener el paso de tiempo óptimo. En la figura 41 se muestra que a medida que se reduce el paso del tiempo, se obtiene una respuesta más precisa, comparable con la solución analítica.



## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.3.3 Aplicación: Avance frontal en 1D con Inyección de polímero

El modelo es similar al desplazamiento de aceite – agua del ejemplo anterior. Se inyecta un bache de polímero seguido de agua. Para una simulación precisa de inyección de polímero es importante que la viscosidad de la solución del polímero se represente de forma correcta. Debido a que la viscosidad está en función de la concentración del polímero, entonces se debe utilizar el gradiente de la concentración como criterio para el DLGR. Por otro lado, el gradiente de saturación utilizado en el ejemplo anterior también puede ser aplicado de la misma forma. Los resultados se muestran en la figura 42.

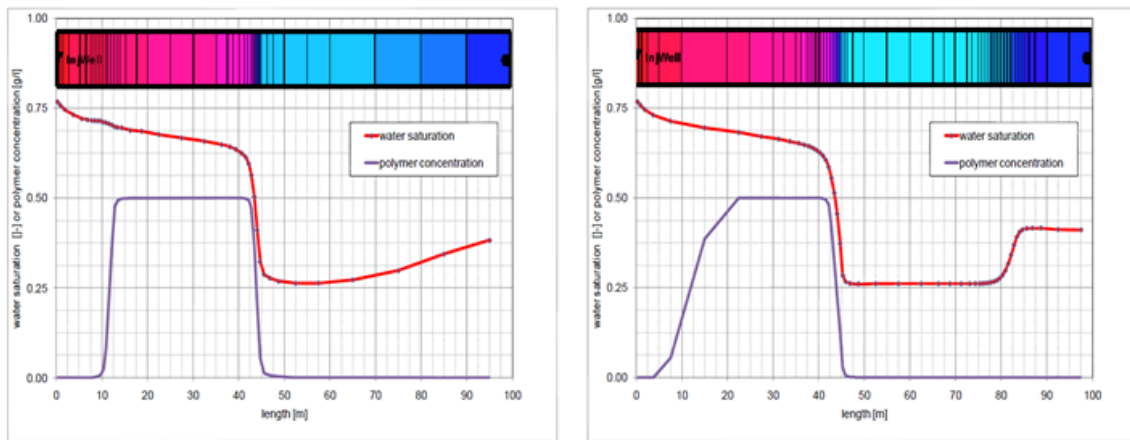


Figura 42 – Perfiles de Saturación y concentraciones de polímero usando DLGR y concentraciones de gradiente (izquierda) y gradiente de saturación (derecha), en la parte superior muestra la malla 1-D con rojo (azul) indicando la alta saturación de agua o (baja). Las dos curvas muestran la saturación de agua (rojo) y la concentración de polímero (azul)

El frente del banco de polímero que se encuentra en la parte posterior del banco de aceite, está muy bien captada por ambos criterios. Sin embargo, solo la simulación basada en el gradiente de saturación es capaz de capturar el lado frontal del banco de aceite. Para capturar todas las características de la inyección del polímero correctamente, ambos criterios deben utilizarse. Los criterios de los cuales dependen los procesos de refinamiento, se pueden ajustar y adaptar al uso y funcionalidad del simulador de yacimientos. Esto permitirá la combinación de criterios, de tal manera que todos los detalles relevantes del proceso puedan ser capturados y seguidos dinámicamente.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

### 5.3.4 Aplicación: Combustión in situ

Los modelos numéricos de combustión in situ son excelentes candidatos para el uso de mallas dinámicas; este permitirá que se pueda refinar la malla en el frente de combustión, proporcionando gradientes adecuados para la refinación, debido al cambio de temperatura o las velocidades de las reacciones. Las dimensiones que se pueden llegar a tener en la malla dinámica pueden ser a escalas inferiores a un metro, mientras que en una malla normal pueden ser del tamaño de decenas de metros. Para ello es necesario identificar el criterio de refinamiento correcto, por ejemplo, puede ser donde las reacciones de combustión suceden en realidad; a la acumulación de la masa de cada componente, y aquí se pueden combinar efectos de combustión y desplazamiento. Esto se puede observar en la Figura 43, aquí se observa en una sección transversal las zonas donde se producen las reacciones por combustión.

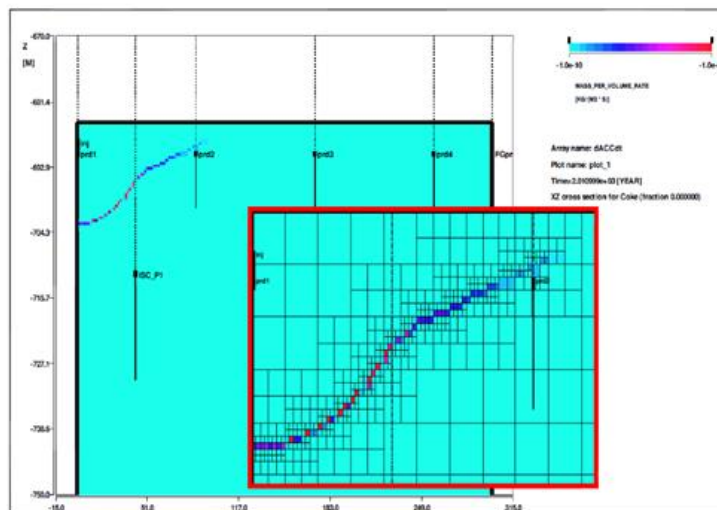


Figura 43 – Cambio en la masa de coque durante un paso del tiempo, el gradiente que es usado en el manejo de DLGR para ISC.

En la Figura 44 se muestran las evoluciones del cambio de temperatura a diferentes tiempos. Los criterios de refinamiento se aplican de la forma correcta y se muestran muy bien los frentes de inyección. Para esto también se puede observar que las celdas son mucho muy grandes en zonas donde no ocurre ningún cambio por el efecto de la inyección.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS

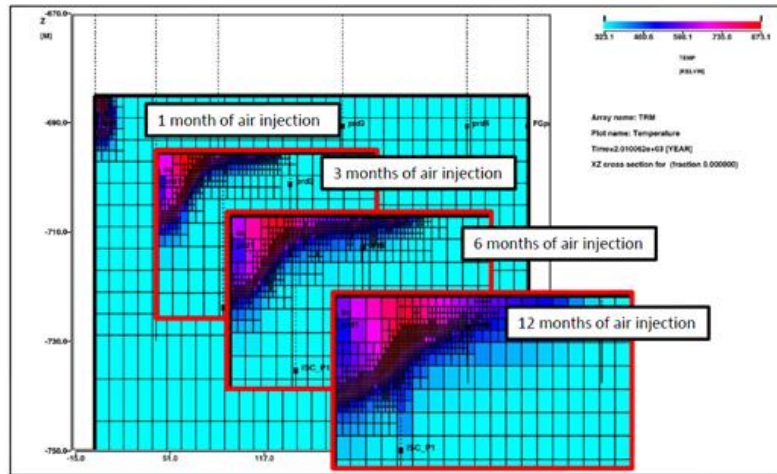


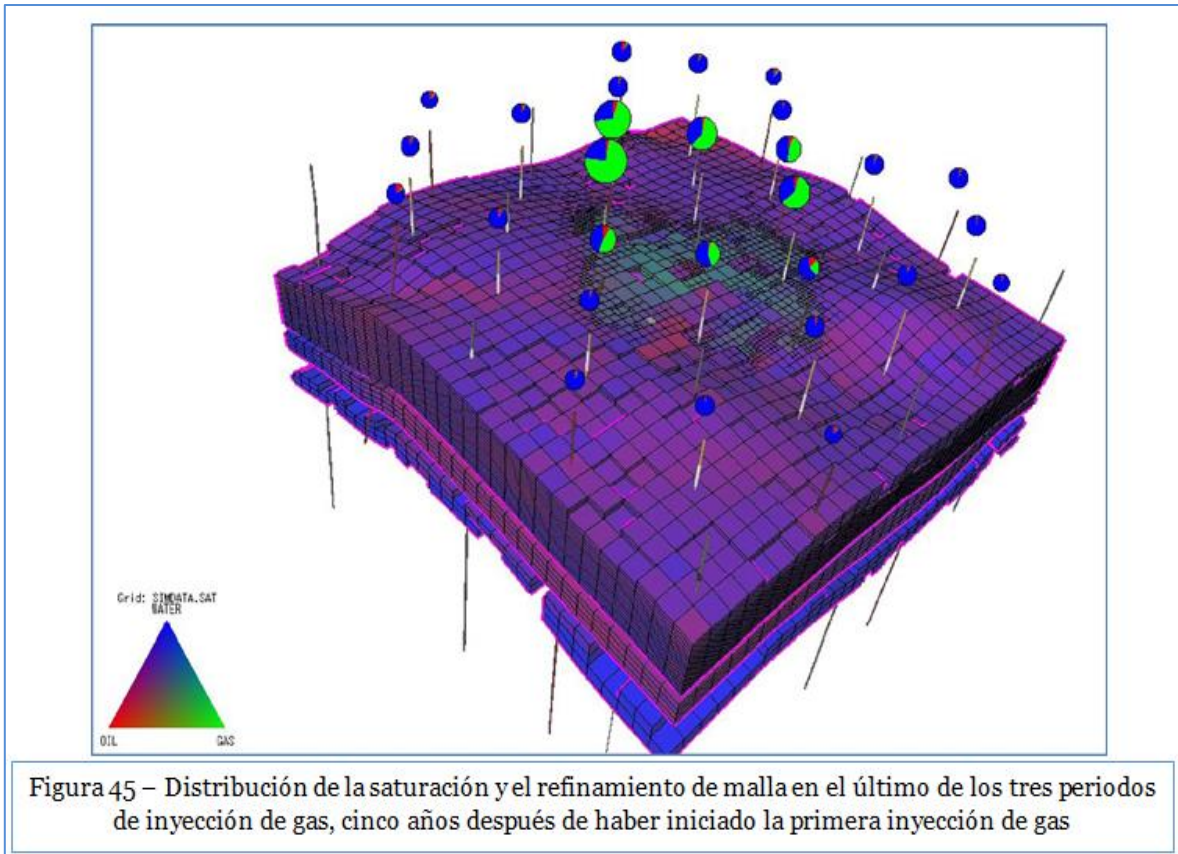
Figura 44 – Evolución de la distribución de temperatura en el manejo del tiempo para DLGR por el gradiente de temperatura

### 5.3.5 Aplicación: Inyección inmiscible alternada agua – aceite.

Este ejemplo es a nivel de campo, con una malla tipo corner point exportada de un modelo geológico. La malla es de 31 x 31 x 35 celdas en las direcciones X, Y y Z respectivamente. Al inicio de la inyección de gas hay 38 pozos productores y 12 pozos inyectores. El campo se ha desarrollado con inyección de agua como proceso de recuperación secundaria. El proceso de WAG se evalúa como proceso de EOR, para recuperar el aceite remanente que dejó la inyección de agua. Se maneja un modelo composicional de 9 componentes.

El criterio que se utilizó para refinar la malla dinámica fue el de saturaciones. En la Figura 45, se muestra que el refinamiento se realiza en la parte delantera del frente de inyección de gas, con respecto al punto inicial de inyección.

## PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS





## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- La recuperación mejorada de aceite, se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más aceite de un yacimiento del que se logra por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO<sub>2</sub>, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes, alcalinos e hidrocarburos solventes, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de aceite en la roca del yacimiento y, finalmente inyección de bacterias.
- Independientemente del tipo de proyecto, el término EOR debe referirse a procesos de inyección de fluidos que naturalmente no estaban en el yacimiento, que aportan energía y que modifican alguna propiedad del sistema.
- El objetivo de una evaluación de los métodos de recuperación mejorada es reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico. La evaluación comienza mediante un proceso de selección basado principalmente en la información existente; se compara el campo en cuestión con los éxitos conocidos de diversos métodos de recuperación en otros campos. Si el proyecto aprueba un paso, accede al siguiente, que puede consistir en pruebas de laboratorio, y se pasa al modelado de campo.
- La evaluación temprana de variables flexibles permite evitar considerar procesos IOR/EOR no factibles, por ejemplo, debido a la falta de fluidos de inyección o las restricciones en alta mar. Algunas de estas decisiones implican avances en la tecnología actual que no están totalmente comprobadas.
- Las simulaciones numéricas son estudios lentos y costosos, además de que requieren profesionales altamente capacitados. Es un hecho que los pronósticos obtenidos de la producción de aceite a partir de simulaciones analíticas tienden a ser excesivamente optimistas, dadas las limitaciones de estos enfoques, las simulaciones analíticas proporcionan información fundamental, parámetros sensibles y ayudan a identificar las incertidumbres asociadas con los diferentes procesos de recuperación.



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

- Es importante señalar que un yacimiento de aceite tiene que ser re-evaluado periódicamente para determinar cómo los planes actuales de desarrollo pueden impactar en los procesos EOR en etapas posteriores de la producción debido a cambios en las condiciones del yacimiento. El potencial de recuperación de aceite es dinámico y cambia a medida que el yacimiento madura y la energía del yacimiento decrece.
- Las pruebas piloto se llevan a cabo para hacer frente a importantes incertidumbres técnicas, de negocio y los riesgos asociados con la utilización de una tecnología EOR en un campo específico, tales como la eficiencia de recuperación, la eficiencia de barrido, la predicción de producción, obtención de datos para calibrar los modelos de simulación, identificar problemas operacionales entre algunos otros.
- Las pruebas pilotos mal diseñadas podrían llevar a la conclusión equivocada o incluso a ninguna conclusión en absoluto, una PP mal diseñada y ejecutada pueden llevar a condenar a un proceso de recuperación así como al yacimiento.
- El piloto debe ser diseñado y operado para asegurar que sea interpretable. Es importante que las operaciones de los alrededores no afectan los resultados experimentales. Además, las terminaciones de los pozos tienen que ser de alta integridad son esenciales para comprender y controlar la eficiencia de barrido en el yacimiento. Finalmente, se requiere de un suministro fiable de inyectante.
- Es necesario una buena caracterización de la roca para poder cuantificar las propiedades de la roca, porosidad, permeabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa, así también una buena caracterización de los fluidos para cuantificar el comportamiento de fase del yacimiento, los cambios composicionales del fluido a lo largo del yacimiento y una buena descripción geológica para lograr una exitosa recuperación secundaria o mejorada.
- A medida que se hace el refinamiento dinámico local se agudiza la parte frontal de la malla, pero no sucede lo mismo con el refinamiento numérico, debido al aumento del paso del tiempo, el refinamiento dinámico local solo reduce el error del espacio, no el del tiempo, para un buen resultado es necesario hacer una combinación de la malla dinámica, con la reducción de los pasos del tiempo, hacer una sensibilidad y obtener el paso de tiempo óptimo.
- El éxito de un proceso EOR consiste en aplicar la energía del fluido inyectado en la zona correcta, en la cantidad adecuada, por el tiempo adecuado

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **REFERENCIAS**

1. Oil Research Program Implementation Plan," U.S. DOE, Washington, DC (April 1990).
2. "Major Program Elements for an Advanced Oil and Gas Recovery Research Initiative", program study summary report, Geoscience Inst, for Oil & Gas Recovery Research, U. of Texas, Austin (1989).
3. "Enhanced Oil Recovery", Natl. Petroleum Council, U.S. DOE, Washington, DC (1976) Library of Congress Catalog Card No. 76-62538.
4. "Enhanced Oil Recovery", Natl. Petroleum Council, U.S. DOE, Washington, DC (1984) Library of Congress Catalog Card No. 84-061296.
5. "Enhanced Oil Recovery Potential in the United States", Office of Technology Assessment, U.S. Congress, Washington, DC (1978) Library of Congress Catalog Card No. 77-600063.
6. "Research and Development in Enhanced Oil Recovery," Energy R&D Admin., Washington, DC (1976).
7. Willhite, G.P.: Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1986) 3.
8. A.R. Awan, SPE, NTNU/Total E&P Norge;R. Teigland, SPE, Total E&P Norge; and J. Kleppe, SPE, NTNU" A Survey of North Sea Enhanced-Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005".
9. E.J. Manrique, "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Norwest Questa Engineering; V.E. Muci, Instituto de Empresa; M.E. Gurfinkel, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

10. Saad M. Al-Mutairi, "EOR Potential in the Middle East: Current and Future Trends" SPE and Sunil L. Kokal, SPE, Saudi Aramco
11. Informe Anual PEMEX 2007.
12. Taber J.J, Martin, F.D., and Seright, R.S.: "EOR Screening Criteria Revisited: Part 1—Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects," SPERE (August 1997).
13. Beckman, J.W., "The Action of Bacteria on Mineral Oil", Industrial Engineering Chemical news, 4 (Nov, 10); 3.
14. US Department of Energy (DOE), "Microbial enhanced oil recovery," Final Report, DOE/ BC-97/ 3/ SP OSTI ID: 14278, April 1997.
15. Green, D.W. and Whillhite, G.P., "Enhanced Oil Recovery", SPE Text Book Series, Volume 6, pp 1-11
16. Guerillot, D.R. 1998. EOR Screening With an Expert System. Paper SPE 17791 presented at the Petroleum Computer Conference, San Jose, California, USA, 27-29 June. DOI: 10.2118/17791-MS.
17. Henson, R., Todd, A., and Corbett, P. 2002. Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects. Paper SPE 75148 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 13-17 April. DOI: 10.2118/75148-MS.
18. Bos, C.F.M. 2005. A Framework for Uncertainty Quantification and Technical-to-Business Integration for Improved Investment Decision Making. Paper SPE 94109 presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 13-16 June. DOI: 10.2118/94109-MS.
19. Manrique, E., Ranson, A., and Alvarado, V. 2003. Perspectives of CO<sub>2</sub> injection in Venezuela. Paper presented at the Annual Workshop and Symposium for the IEA Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery, Regina, Canada, 7-10 September.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

20. PRIze™ 3.1 Manual. 2006. Calgary: Alberta Research Council (ARC).
21. SWORD Analytical Tool Manual, Version 2.1. 2007. Stavanger: International Research Institute of Stavanger (IRIS).
22. Tyler, N. and Finley, R.J. 1991. Architectural controls on the recovery of hydrocarbons from sandstone reservoirs. In *The Three-Dimensional Facies Architecture of Terrigenous Clastic Sediments and Its Implications for Hydrocarbon Discovery and Recovery*, ed. A.D. Miall and N. Tyler, Vol. 3, 3-7. Tulsa: Concepts in Sedimentology and Paleontology, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM).
23. Alvarado, V., Manrique, E., Vasquez, Y., and Noreide, M. 2003. An approach for full-field EOR simulations based on fast evaluation tools. Paper presented at the Annual Workshop and Symposium for the IEA Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery, Regina, Canada, 7-10 September.
24. Velasquez, D., Rey, O., and Manrique, E. 2006. An overview of carbon dioxide sequestration in depleted oil and gas reservoirs in Florida, USGS Petroleum Province 50. Paper presented at the LACCEI International Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI 2006), Mayaguez, Puerto Rico, 21-23 June.
25. Butler, R.M. 1991. "Thermal Recovery of Oil and Bitumen". Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.
26. Palmgren, C. and Renard, G. 1995. Screening Criteria for the Application of Steam Injection and Horizontal Wells. Paper presented at the European Symposium on Improved Oil Recovery, Vienna, Austria, 15-17 May.
27. Voneiff, G.W. and Cipolla, C. 1996. A New Approach to large-Scale Infill Evaluations Applied to the OZONA (Canyon) Gas. Paper SPE 35203 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA, 27-29 March. DOI: 10.2118/35203-MS.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

28. Guan, L., McVay, D.A., Jensen, J.L., and Voneiff, G.W. 2002. Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique. Paper SPE 75718 presented at the SPE Gas Technology Symposium, Calgary, 30 April-2 May. DOI: 10.2118/75718-MS.
29. da Cruz, P.S., Home, R.N., and Deutsch, C.V. 2004. The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. SPE Res Eval & Eng 7 (1): 6-14. SPE-87642-PA. DOI: 10.2118/87642-PA.
30. Kaminsky, R.D., Wattenbarger, R.C., Szafranski, R.C., and Coutee, A.S. 2007. Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development. Paper IPTC 11200 presented at the International Petroleum Technology Conference, Dubai, 4-6 December. doi: 10.2523/11200-MS.
31. Healy, R.N., Holstein, E.D., and Batycky, J.P. 1994. Status of Miscible Flooding Technology. Proc., World Petroleum Congress, Stavanger, 29 May-1 June. 407-416.
32. Jenkins, M.K. 1984. An Analytical Model for Water/Gas Miscible Displacements. Paper SPE 12632 presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, 15-18 April. doi: 10.2118/12632-MS.
33. Fitz, D.E. and Ganapathy, N. 1993. Quantitative Monitoring of Fluid Saturation Changes Using Cased-Hole Logs. Paper XX presented at the SPWLA Annual Logging Symposium, Calgary, 13-16 June.

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 - Inyección de solución Polimérica	13
Figura 2 - Proceso de inyección miscible de agua alternado con gas (WAG)	14
Figura 3 - Proceso de inyección de mezcla álcali-surfactante-polímero	15
Figura 4 - Inyección cíclica de vapor	16
Figura 5 - Hoja de ruta de los métodos EOR	19
Figura 6 - Localización y tipo de proyectos de EOR actuales en el Medio Oriente	31
Figura 7 - La tendencia histórica de proyectos EOR en el Medio Oriente	32
Figura 8 - Distribución y condición que guardan los proyectos de recuperación adicional implementados en México, de acuerdo al tipo de fluido de inyección	37
Figura 9 – Tipo de campo caso que se ajusta al flujo de trabajo en la toma de Decisiones	62
Figura 10 – Mapa de experto para el caso “A” Análisis avanzado	68
Figura 11 – Coeficiente – DP Mapa para un yacimiento en campo	71
Figura 12 – El Factor de recuperación para un patrón diferente de espaciado entre pozos	72
Figura 13 – Calidad de Vapor sensibilidad entre el espaciado de pozos	72
Figura 14 – VPN en 70% volumen de poros inyectados con dos diferentes precios	73
Figura 15 – Distribución de la permeabilidad para modelos numéricos para el caso del campo C	74
Figura 16 – Comparación entre modelos Analíticos y Numéricos para dos diferentes espaciados de pozos	75

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Figura 17 – Condensado Anual y Producción de gas por campo D1 y el total de Inyección de N <sub>2</sub> para todos los campos	77
Figura 18 – Acumulado de condesado y Producción de gas para diferentes escenarios de producción del caso D	77
Figura 19 – Etapas del proceso para la evaluación y desarrollo de un proceso EOR	79
Figura 20 – Factores a considerar cuando seleccionamos tamaño y tipo de Proyecto	84
Figura 21 – Diseño de Piloto no Productor	85
Figura 22 – Ventajas y desventajas de pilotos no productivos	86
Figura 23 – Ejemplo de pilotos productores	88
Figura 24 – Ventajas y desventajas de pilotos productores abiertos	89
Figura 25 – Ventajas y desventajas de pilotos cerrados de pequeña escala	90
Figura 26 – Ventajas y desventajas de piloto Multipatrón de gran escala	91
Figura 27 – Problemas potenciales con Procesos WAG e inyección de Gas	92
Figura 28 – Caracterización de la roca y el fluido	100
Figura 29 – Datos de la roca y fluido para la evaluación de estrategias de procesos de recuperación secundaria y mejorada	102
Figura 30 – Atrapa núcleos total o completo	107
Figura 31 – Lámina delgada y distribución numérica CT	118
Figura 32 – Proceso de ajuste histórico estático y dinámico	125
Figura 33 – Modelo estático y riesgos de inicialización	128
Figura 34 – Modelo estático y riesgos de inicialización (Ajuste Swi)	128
Figura 35 - Proceso iterativo de ensaye y error del ajuste histórico	130

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Figura 36 – Procesos de optimización del campo y Predicción de riesgos	134
Figura 37 - Los diferentes tipos de mallas: (a) muestra la deformación de la malla, (b) una malla de parches y (c) muestra una mejora en la malla anidada (multinivel) local	136
Figura 38 - Paso del tiempo Convencional (diagrama superior) y repetir el paso del tiempo (diagrama inferior)	139
Figura 39 – Saturación de perfiles por diferentes niveles de refinamiento usando esquemas IMPES	140
Figura 40 – Evolución de la distribución de la saturación y adaptación de los pasos en la malla en un modelo implícito durante un tiempo de 100 días	141
Figura 41 – Perfiles de Saturación en una malla globalmente fina y una malla con refinamiento dinámico. Las diferentes curvas muestran los efectos de ir reduciendo el tamaño del tiempo	141
Figura 42 – Perfiles Saturación y concentraciones de polímero usando DLGR y Concentraciones de gradiente (izquierda) y Gradiente de Saturación (derecha), en la parte superior muestra la malla 1-D con rojo (azul) indicando la saturación de agua alta o (baja). Las Dos curvas muestran la saturación de agua (rojo) y la concentración de polímero (azul)	142
Figura 43 – Cambio en la masa de coque durante el paso de tiempo, el gradiente que es usado en el manejo de DLGR para ISC	143
Figura 44 – Evolución de la distribución de temperatura en el manejo del Tiempo para DLGR por el gradiente de temperatura	144
Figura 45 – Distribución de la saturación y el refinamiento de malla en el último de los tres periodos de inyección de gas cinco años después de haber iniciado la primera inyección de gas	145



## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

### **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 – Métodos actuales y pasados de EOR	8
Tabla 2 – Estudio EOR en el Mar del Norte	22
Tabla 3 – Ejemplos de inyección (continua o WAG) de hidrocarburos en yacimientos carbonatados de estados unidos	23
Tabla 4 – Ejemplos de inyección de CO <sub>2</sub> en yacimientos carbonatados de Estados Unidos	24
Tabla 5 – Ejemplos de inyecciones ASP en yacimientos carbonatados de Estados Unidos de 1960 hasta 1990	27
Tabla 6 – Ejemplos de proyectos de inyección in-situ en yacimientos Carbonatados de Estados Unidos	29
Tabla 7 – Ejemplos de inyecciones de vapor en yacimientos carbonatados de Estados Unidos	30
Tabla 8 – Ejemplos de inyección (continua o WAG) de nitrógeno miscible en yacimientos carbonatados de Estados Unidos	30
Tabla 9 – Propiedades de la roca y fluidos seleccionados en campos del Medio Oriente donde se aplica EOR	32
Tabla 10 – Muestra los volúmenes de producción e inyección, así como los factores de recuperación, total y atribuible, de los 25 proyectos de inyección de agua implementados	38
Tabla 11 – Proyectos de Inyección de Gas	39
Tabla 12 – Volúmenes de aceite y porcentajes sometidos a procesos de recuperación adicional por Región	40

## **PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS PARA YACIMIENTOS PETROLEROS**

---

Tabla 13 – Resumen de los procesos de recuperación implementados por región	40
Tabla 14 – Proyectos de recuperación adicional en las regiones.	41
Tabla 15 – Herramientas para la evaluación de los mecanismos clave en el yacimiento	93
Tabla 16 – Requisitos PVT y SCAL para diferentes Yacimientos	99
Tabla 17 – Aplicaciones específicas y condiciones de toma de núcleos	108
Tabla 18 – Resumen de las cuestiones clave que afectan el plan de desarrollo del campo bajo la inyección del agua, la inyección de gas, Sistemas artificiales, WAG y EOR	123