



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA VIABLES A
APLICAR MEDIANTE UN CRITERIO DE SELECCIÓN
JERARQUIZADO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
JOSÉ JULIÁN MATA ARGANDOÑA



DIRECTOR
M. C. HERON GACHUZ MURO

Ciudad Universitaria, México D.F., Febrero de 2010.

Agradecimientos

Este trabajo representa la culminación de una de las etapas más importantes en mi vida y es el resultado de un gran número de factores que han formado lo que soy hoy en día, elementos que han ampliado mi mente, dejándome con hambre de conocimiento y entre los cuales están personas que merecen todo mi agradecimiento.

Quiero Agradecer:

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México que se encargó de formarme profesionalmente en su honorable Facultad de Ingeniería

A mi madre Maura Argandoña Mendoza por todo su amor, apoyo, confianza y por nunca dejar de luchar por lo que cree sin importar las circunstancias, gracias por creer en mí.

A mi padre José Santos Mata Muñoz por todo el apoyo y cariño que siempre me ha brindado.

A mi hermana Kristel Janeth porque además de ser mi hermana, eres una gran amiga y siempre estás ahí para apoyarme.

Al maestro Heron Gachuz Muro por todo su apoyo y por brindarme su tiempo y conocimientos en la realización de este proyecto. Sin su ayuda esta tesis no hubiese sido posible.

A todos mis amigos, principalmente a Jorge García Pastrana y a Pamela Maldonado porque sin ellos mi estancia en la facultad de ingeniería no hubiese sido lo mismo, gracias por brindarme su amistad.

A cada uno de mis profesores, los cuales en mayor o menor medida tuvieron un impacto en mi formación profesional.

José Julián Mata Argandoña

Índice

	Página
Introducción	1
1. Criterios de Selección de uso Común y Basados en Aspectos Geológicos	3
1.1. Métodos de Desplazamiento Miscible	3
1.1.1. Recuperación por Desplazamiento con Hidrocarburos Miscibles	3
1.1.2. Recuperación por Desplazamiento con Nitrógeno y Gases de Combustión	5
1.1.3. Recuperación Por Desplazamiento con CO ₂	7
1.2. Métodos Químicos	9
1.2.1. Inyección de Surfactantes/Polímeros	9
1.2.2. Inyección de Polímeros	11
1.2.3. Inyección de Cáusticos	13
1.3. Métodos Térmicos	15
1.3.1. Combustión In-Situ	15
1.3.2. Inyección de Vapor	18
1.4. Representación Gráfica	20
1.5. Heterogeneidad de Yacimiento	22
1.5.1. Heterogeneidad Lateral y Vertical	24
1.5.2. Criterios de Selección Obtenidos	25
2. Criterios de Selección Específicos	29
2.1. Criterios de Selección Específicos para CO₂	29
2.1.1. Criterio de Selección Basado en un Estudio Paramétrico	29
2.1.2. Criterio de Selección de Klins para Inyección Miscible de CO ₂	33
2.1.3. Criterio de Selección para Operaciones Huff 'n' Puff de CO ₂	33
2.2. Criterio de Selección para Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)	38
2.3. Criterio de Selección Específico para Inyección de N₂	41
2.4. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Gas Asistido por Gravedad	45

2.5. Criterios de Selección para Procesos de Inyección de Aire	48
2.5.1. Combustión In-Situ o Inyección de Aire Inmiscible con Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO-IAF)	49
2.5.2. Inyección de Aire Inmiscible con Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO-IAF)	49
2.5.3. Inyección de Aire Miscible con Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO-MAF)	50
2.5.4. Inyección de Aire Miscible con Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO-MAF)	51
2.5.5. Criterio de Selección de Poettman para Procesos de Combustión	52
2.5.6. Criterio de Selección de Geffen para un Proceso de Combustión Húmeda	53
2.5.7. Criterios de Selección para Procesos de Combustión In-Situ Basados en Técnicas Estadísticas	54
2.5.8. Otros Criterios de Selección para Procesos de Combustión In-Situ	55
2.6. Criterios de Selección para Procesos de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)	56
2.7. Criterio de Selección para Procesos Microbiales de Recuperación Mejorada (MEOR)	59
2.8. Rangos de Proyectos Actuales	60
3. Criterios de Selección Basados en Estadísticas de Procesos Exitosos	62
3.1. Criterios de Selección para Inyección de Gases Miscibles	62
3.1.1. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de CO ₂	63
3.1.2. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Hidrocarburos	68
3.2. Criterios de Selección para Métodos Térmicos	72
3.2.1. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Vapor	73
3.2.2. Criterio de Selección para Procesos de Combustión	77
3.3. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Agua con Polímeros	81
3.4. Otros Proyectos Exitosos	84
3.5. Resumen de Criterios de Selección Basados en Estadísticas de Procesos Exitosos	86
4. Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada y Analogías Mundiales, Criterio de Jerarquización	87
4.1. Herramienta Computacional (EOR SELECTOR 1.0)	87

4.1.1. Criterios de Selección	88
4.1.2. Interfaz Gráfica y Analogías Mundiales	89
4.1.3. Archivos de Salida, Reportes de Resultados	91
4.1.4. Manual de Usuario	91
4.1.5. Ejemplos de Aplicación	93
5. Conclusiones y Recomendaciones	105
Bibliografía	108

Introducción

Una gran cantidad de campos petroleros alrededor del mundo han sido explotados durante un largo tiempo y actualmente son revisados para evaluar las opciones que permitan incrementar su recuperación final. Esta tarea involucra la determinación y evaluación de procesos que nos permitan recuperar un volumen de aceite incremental, por lo que muchos de los campos maduros están próximos a reintegrarse a las oportunidades de inversión y existe una expectativa general de aquellos procesos y técnicas que puedan conducir estos proyectos hacia una recuperación adicional de hidrocarburos.

Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de que cualquier otra evaluación detallada sea llevada a cabo. Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos) o bien desde un entendimiento de las características y de la física de cada uno de los procesos de recuperación mejorada. Además, los criterios de selección nos permiten obtener una visión general de los procesos posibles a implementar en un determinado campo antes de seleccionar el más adecuado.

Algunos criterios de selección podrían resumirse mediante hechos bien conocidos por ingenieros petroleros, tales como que la recuperación de aceite remanente es más fácil para aceites ligeros en yacimientos con alta permeabilidad y una profundidad somera. Desafortunadamente la naturaleza no ha sido en muchos casos amable en la distribución de hidrocarburos, por lo que es necesario seleccionar el proceso de recuperación que mejor se adapte a las características del aceite y del yacimiento.

Tomando en cuenta lo antes mencionado y la creciente necesidad de implementar un proceso de recuperación mejorada en un gran número de yacimientos alrededor del mundo; en este trabajo se han recopilado algunos de los más importantes criterios de selección existentes en la literatura y se ha llevado a cabo la elaboración de criterios de selección basados en estadísticas de procesos exitosos, así como la generación de una herramienta computacional que nos permitirá realizar una selección automatizada de procesos potenciales de recuperación. Selección que se llevará a cabo con base en un proceso de jerarquización obtenido a partir de la conjugación de los criterios

contenidos en este trabajo, los cuales en algunos casos han sido modificados y/o complementados gracias a la información adicional con la que se cuenta hoy en día.

Esta herramienta computacional además nos ofrece analogías a nivel mundial existentes para un determinado campo en estudio, ya que cuenta con una base de datos que contiene información de yacimientos en los cuales ya ha sido implementado algún proceso de recuperación; brindándonos de esta manera un marco de referencia sustentado con experiencias de campo, que nos permitirán tener un panorama más amplio acerca del proceso de recuperación más adecuado.

Finalmente, el propósito de este trabajo es brindar un apoyo en las tareas de selección de procesos de recuperación mejorada, las cuales pueden llegar a consumir una gran cantidad de tiempo, el cual es un factor con el que muchas veces no se dispone.

1. Criterios de Selección de Uso Común y Basados en Aspectos Geológicos

Los valores de los criterios de selección técnica para los procedimientos más comunes de recuperación mejorada están dados en una forma tabular y gráfica. Mediante el uso de una simple técnica gráfica, es posible mostrar que existe una completa gama de métodos disponibles de recuperación mejorada para todo tipo de aceites, desde los más ligeros hasta los más pesados.¹

La selección de un método de recuperación mejorada de aceite para su aplicación en un yacimiento en particular depende de muchos factores, el lugar en donde se encuentra el aceite remanente, las propiedades de los fluidos del yacimiento, las condiciones del yacimiento y las heterogeneidades de éste.⁴

En la aplicación de los procesos de recuperación mejorada se hace una clara distinción entre las propiedades del aceite y las características del yacimiento requeridas para la implantación de cada uno de ellos. Para algunos de estos procesos, la naturaleza del yacimiento jugará un papel dominante en el éxito o fracaso de los mismos. Muchos de estos fracasos en los procesos son el resultado de problemas inesperados o desconocidos en el yacimiento, por lo que un profundo estudio geológico es necesario.¹

1.1. Métodos de Desplazamiento Miscible

En este tipo de métodos de recuperación, un rango de presiones es necesario para alcanzar la miscibilidad; por lo tanto existe un requerimiento mínimo de profundidad para estos procesos. La permeabilidad no es un factor crítico si la estructura es relativamente uniforme. Por otro lado las características del aceite son de suma importancia.¹

1.1.1. Recuperación por Desplazamiento con Hidrocarburos Miscibles

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste en inyectar hidrocarburos de componentes ligeros al yacimiento, con el fin de alcanzar un desplazamiento miscible. Existen tres diferentes métodos. Un método utiliza un bache de gas licuado de 5% del volumen poroso del yacimiento, seguido por gas natural o gas y agua. Un segundo

método llamado desplazamiento por gas enriquecido, consiste en inyectar un bache de gas natural del 10 al 20% del volumen poroso, el cual es enriquecido con componentes desde el etano hasta el hexano, seguido por gas en su mayoría metano y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos desde el gas hasta el aceite. El tercer método y el más común es llamado: desplazamiento por gas a alta presión, consiste en la inyección de gas a alta presión para vaporizar los componentes desde el etano hasta el hexano del aceite desplazado.³

Adicionalmente, los hidrocarburos necesarios para llevar a cabo este proceso tienen un importante valor económico, por lo que existe una fuerte oposición a que estos sean inyectados nuevamente al yacimiento, debido a la incertidumbre en el porcentaje que se recuperará la segunda vez.¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de hidrocarburos miscibles el aceite se recupera mediante:

- Desplazamiento miscible del aceite.
- Incremento del volumen de aceite.
- Disminución de la viscosidad del aceite.
- Desplazamiento no miscible. En éste caso la segregación gravitacional puede mejorar con las condiciones del yacimiento.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	> 23° API
Viscosidad	< 3 cp
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de componentes ligeros (C ₂ -C ₇)
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 30% del volumen poroso.
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad.
Espesor Neto	Relativamente delgado, a menos que la formación este abruptamente inclinada
Permeabilidad	No es un parámetro crítico si la estructura es uniforme.
Profundidad	> 1,220 metros (4,000 pies).
Temperatura	No es un parámetro crítico, pero puede tener un efecto significativo en la presión mínima de miscibilidad.

Tabla 1.1 Guías de Selección Técnica (Inyección de Hidrocarburos Miscibles).

Limitaciones

- La profundidad mínima para estos procesos está dada por la presión necesaria para alcanzar la miscibilidad. Los requerimientos de presión están en un rango de alrededor de 85 kg/cm^2 ($1,200 \text{ lb/pg}^2$) para un proceso de bache de gas licuado y de 280 a 350 kg/cm^2 ($4,000$ a $5,000 \text{ lb/pg}^2$) para inyección de gas a alta presión, esto depende del tipo de aceite.
- Una abrupta inclinación de la formación es deseada para permitir una estabilización gravitacional del desplazamiento (esto no ocurre cuando el desplazamiento es descendente en forma vertical).

Problemas

- La relación no favorable de movilidades puede resultar en una pobre eficiencia de barrido tanto vertical como horizontal.
- Son requeridas grandes cantidades de materiales caros para llevar a cabo el proceso.

1.1.2. Recuperación por Desplazamiento con Nitrógeno y Gases de Combustión

La inyección de nitrógeno o gases de combustión son métodos que utilizan dichos gases (no-hidrocarburos) para desplazar aceite en yacimientos donde puede o no presentarse un proceso miscible, dependiendo de la presión a condiciones de yacimiento y de la composición del aceite. Debido a sus bajos costos, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados. El nitrógeno y los gases de combustión también son considerados como gases de seguimiento en procesos de recuperación con hidrocarburos miscibles y CO_2 .³

El desplazamiento con N_2 o gases de combustión es menos eficiente que el desplazamiento con gases hidrocarburos. El nitrógeno tiene una baja viscosidad, es poco soluble en el aceite y requiere presiones altas para alcanzar la miscibilidad.¹

El criterio de selección para el desplazamiento con nitrógeno o gases de combustión es similar al desplazamiento de gas a alta presión. Los requerimientos de presión y temperatura, así como la necesidad de que se aplique en yacimientos de aceite ligero son mayores si se alcanza una miscibilidad total en el yacimiento. Los métodos de desplazamiento con N_2 y gases de combustión se encuentran posicionados entre los métodos de desplazamiento con hidrocarburos miscibles y desplazamiento con CO_2 ,

debido a que el proceso puede proporcionar recuperación de aceite aún si no se presenta miscibilidad.¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de nitrógeno y gases de combustión el aceite se recupera mediante:

- Vaporización de los componentes ligeros del aceite y la generación de procesos miscibles si la presión es lo suficientemente alta.
- Desplazamiento por gas cuando una parte significativa del volumen del yacimiento se encuentra llena de éste.
- Mejoramiento de la segregación gravitacional en yacimientos inclinados.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	> 24° API (> 35° API para nitrógeno).
Viscosidad	< 0.4 cp
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de componentes ligeros (C ₁ -C ₇).
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 40% del volumen poroso.
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con algunas fracturas y alta permeabilidad.
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación este inclinada.
Permeabilidad	No es un parámetro crítico.
Profundidad	> 1,830 metros (6,000 pies).
Temperatura	No es un parámetro crítico.

Tabla 1.2 Guías de Selección Técnica (Inyección de N₂ y Gases de Combustión).

Limitaciones

- La miscibilidad solamente puede ser alcanzada con aceites ligeros y altas presiones; no obstante, la profundidad del yacimiento es necesaria.
- Una abrupta inclinación de la formación es deseada para permitir una estabilización gravitacional del desplazamiento (esto no ocurre cuando el desplazamiento es descendente en forma vertical).
- Para un desplazamiento miscible o inmisible, la inclinación del yacimiento puede ser crucial para el éxito del proceso.

Problemas

- El contraste tan fuerte entre las viscosidades del fluido inyectado y del aceite, puede resultar en una pobre eficiencia de barrido tanto vertical como horizontal.
- La corrosión puede causar problemas durante el proceso con gases de combustión.
- Los gases no hidrocarburos deben ser separados del gas producido para su venta.

1.1.3. Recuperación por Desplazamiento con CO₂

Este método es llevado a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂ al yacimiento, aproximadamente 30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos. El CO₂ extrae los componentes ligeros e intermedios del aceite y si la presión es lo suficientemente alta, se alcanza la miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento. Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero estos suelen tener una mejor recuperación que la inyección de agua.³

A condiciones de yacimiento, el dióxido de carbono es muy soluble en el aceite, por consiguiente el CO₂ aumenta el volumen de aceite y reduce su viscosidad. Cuando la miscibilidad está próxima, tanto la fase de aceite como la fase de CO₂ (la cual contiene muchos de los componentes intermedios del aceite) pueden fluir simultáneamente debido a la baja tensión interfacial y el relativo incremento en los volúmenes totales de las fases combinadas de CO₂ y aceite, en comparación con la fase de agua. Sin embargo, la generación de miscibilidad entre el aceite y el CO₂ ocurrirá siempre y cuando la presión sea lo suficientemente alta. La presión mínima de miscibilidad ha sido el objetivo en muchas investigaciones de laboratorio. En un reporte del *National Petroleum Council* (NPC) de 1976 se presentó una correlación aproximada entre los grados API y la mínima presión de miscibilidad requerida. Sin embargo, con datos adicionales que mejoran el entendimiento de este método, se puede observar que una mejor correlación se obtiene con el peso molecular de las fracciones de aceite C₅⁺ que con los grados API. La presión requerida debe ser lo suficientemente alta para alcanzar una densidad mínima en la fase de CO₂. A ésta densidad mínima, la cual varía respecto a la composición del aceite, el CO₂ llega a ser un buen disolvente especialmente para los componentes intermedios y la miscibilidad requerida puede ser alcanzada para ofrecer un desplazamiento eficiente.¹

Debido a los requerimientos de presión en este proceso, la profundidad es un importante criterio de selección, la inyección de CO₂ es normalmente llevada a cabo en yacimientos de más de 760 metros (2,500 pies) de profundidad. La composición del aceite es también importante así como su densidad.¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de CO₂ el aceite se recupera mediante:

- Generación de procesos miscibles cuando la presión es lo suficientemente alta.
- Incremento del volumen de aceite.
- Disminución de la viscosidad del aceite.
- Diminución de la tensión interfacial entre la fase de aceite y la fase de CO₂-Aceite.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	> 22° API (preferentemente >30° API).
Viscosidad	< 15 cp (preferentemente <10 cp).
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de componentes intermedios (C ₅ -C ₂₀), especialmente C ₅ -C ₁₂ .
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 20% del volumen poroso.
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad.
Espesor Neto	Relativamente delgado, a menos que la formación este abruptamente inclinada.
Permeabilidad	No es un parámetro crítico si se pueden mantener los rangos de inyección requeridos.
Profundidad	Profundidad suficiente que permita una alta presión (>760 metros), esta presión es requerida para optimizar la producción (algunas veces llamada presión mínima de miscibilidad) el rango de presión va desde 85 kg/cm ² (1,200 lb/pg ²) para aceites con más de 30°API y bajas temperaturas hasta 316 kg/cm ² (4,500 lb/pg ²) para aceites pesados a altas temperaturas.
Temperatura	No es un parámetro crítico pero la presión requerida aumenta con la temperatura.

Tabla 1.3 Guías de Selección Técnica (Inyección de CO₂).

Limitaciones

- Muy baja viscosidad del CO₂ resulta en un pobre control de la movilidad.
- Disponibilidad del CO₂.

Problemas

- Un temprano avance del CO₂ puede ocasionar muchos problemas tales como: corrosión en los pozos productores; la necesidad de separar el CO₂ de los hidrocarburos; represurización del CO₂ para su reciclaje; un alto requerimiento de CO₂ para la producción incremental de aceite.

1.2. Métodos Químicos

Los métodos de recuperación mediante el uso de químicos incluyen el uso de polímeros, surfactantes/polímeros (las variaciones de éstos son llamados polímeros micelares, microemulsiones, o bien inyección de agua de baja tensión), e inyección de cáusticos (alcalinos). Todos estos métodos involucran una mezcla de químicos y otras sustancias en agua. Por consiguiente estos métodos requieren condiciones favorables para inyectar agua, es decir; viscosidades de bajas a moderadas, y permeabilidades de moderadas a altas. Por lo tanto, la inyección de químicos es usada para aceites más viscosos que aquellos que se pueden recuperar con la inyección de algún tipo de gas o bien para aquellos que sean menos viscosos que los económicamente recuperables mediante el uso de métodos térmicos. Las permeabilidades del yacimiento deben ser mayores que en aquellos en donde la inyección de gas se puede llevar a cabo, pero sin ser tan alta como en los que son tratados mediante métodos térmicos. Generalmente en yacimientos que cuentan con un acuífero asociado activo, debe evitarse la aplicación de estos métodos debido a las bajas saturaciones de aceite remanente. Los yacimientos con casquete de gas tampoco serán considerados ya que el aceite desplazado podría volver a saturar el casquete. Las formaciones con alto contenido de arcillas no son favorables, debido a que éstas incrementan la absorción de los químicos inyectados. En la mayoría de los casos, se desea que la salmuera en los yacimientos tenga una salinidad moderada, con un bajo contenido de iones divalentes, ya que una alta concentración puede interactuar desfavorablemente con los químicos.¹

1.2.1. Inyección de Surfactantes/Polímeros

Este método consiste en la inyección de un bache que contiene agua, surfactante, electrolito (sal), usualmente un disolvente (alcohol), el tamaño del bache es usualmente del 5 al 15% del volumen poroso, para una alta concentración de surfactantes en éste y del 15 al 50% para concentraciones bajas. El bache de

surfactante es seguido por agua con polímeros. Las concentraciones de polímeros están en el rango de 500 a 2,000 mg/l; el volumen de la solución de polímeros inyectados depende del diseño del proceso.³

Para la aplicación de este método, son deseadas viscosidades de aceite de menos de 35 cp de modo que un adecuado control de movilidad pueda ser alcanzado; un buen control de la movilidad es esencial en este método para poder así utilizar al máximo los químicos empleados. Las saturaciones de aceite remanente después de una inyección de agua, deben de ser de más de 35% para poder asegurar que hay suficiente aceite disponible para recuperar. Una formación de areniscas es preferente en el uso de este método, ya que los yacimientos de carbonatos son heterogéneos, contienen salmueras con un alto contenido de iones divalentes y por lo tanto se puede presentar una alta absorción de los surfactantes. Para asegurar un adecuado proceso de inyección, la permeabilidad debe ser mayor a 10 mD. La temperatura de yacimiento debe ser menor a 80 °C (175 °F) para minimizar la degradación de los surfactantes.¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección surfactante/polímeros el aceite se recupera mediante:

- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- Solubilización del aceite.
- Emulsificación del aceite y el agua.
- Mejoramiento de la relación de movilidad.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	> 20 °API.
Viscosidad	< 35 cp.
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de ligeros e intermedios.
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 35% del volumen poroso.
Tipo de formación	Areniscas preferentemente.
Espesor Neto	> 3 metros (10 pies).
Permeabilidad	> 10 mD.
Profundidad	< 2,740 metros (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.
Temperatura	< 80 °C (175 °F).

Tabla 1.4 Guías de Selección Técnica (Inyección de Surfactantes/Polímeros).

Limitaciones

- Yacimientos en los cuales la inyección de agua haya tenido un área de barrido del 50%.
- Preferentemente formaciones relativamente homogéneas.
- No son favorables altas cantidades de anhidrita, sulfato de calcio o arcillas.
- Con los surfactantes comercialmente disponibles, la formación de cloruros en el agua debe ser menor a 20,000 ppm y los iones divalentes (Ca^{++} y Mg^{++}) menor a 500 ppm.

Problemas

- Sistemas complejos y caros.
- Posibilidad de separación cromatográfica de los químicos.
- Alta absorción del surfactante.
- Interacción entre los surfactantes y polímeros.
- Degradación de los químicos a altas temperaturas.

1.2.2. Inyección de Polímeros

El objetivo de la inyección de polímeros es obtener un mejor desplazamiento y una mejor eficiencia volumétrica de barrido en un proceso de inyección de agua; la inyección de agua con polímeros consiste en añadir polímeros solubles en agua llana antes de que ésta sea inyectada en el yacimiento. En este proceso son usadas bajas concentraciones de ciertos polímeros sintéticos o biopolímeros.³

Soluciones acuosas diluidas de polímeros solubles pueden reducir la movilidad del agua en el yacimiento. La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y la goma Xantana (XG) son polímeros que reducen la movilidad mediante el incremento de la viscosidad. Cabe mencionar que la HPAM puede alterar el patrón de flujo mediante la reducción de la permeabilidad relativa de la formación al agua; esta reducción puede ser permanente, mientras que la permeabilidad relativa al aceite puede permanecer sin algún cambio aparente. La inyección de agua con polímeros puede ofrecer una producción adicional de aceite a la obtenida con la inyección de agua llana debido a que mejora la eficiencia de desplazamiento.¹

Un apropiado tratamiento con el uso de polímeros puede requerir la inyección de un mínimo del 25 al 60% del volumen poroso del yacimiento, las concentraciones de polímeros pueden estar normalmente dentro de un rango de 250 a 2,000 mg/l.³

El objetivo de la inyección de agua con polímeros es mejorar la relación de movilidades y desplazar el aceite que se encuentra atrapado por el agua; sin embargo, se debe tener una saturación de aceite desplazable de al menos 50%. Es un hecho que la inyección de polímeros es normalmente más efectiva cuando se inicia con bajas relaciones de producción agua-aceite. La máxima viscosidad de aceite para este método se encuentra dentro de un rango de 100 a 150 cp. Si la viscosidad del aceite es muy alta, grandes concentraciones de polímeros serán necesarias para alcanzar el control de movilidad deseado, en este caso los métodos térmicos resultaran más atractivos. Este proceso requiere una temperatura de yacimiento menor a 93 °C (200 °F) para minimizar la degradación de los polímeros, este requerimiento limita la profundidad alrededor de 2,740 metros (9,000 pies).¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de polímeros el aceite se recupera mediante:

- Incremento en la viscosidad del agua de inyección.
- Disminución en la movilidad del agua.
- Generando un mayor contacto con el volumen del yacimiento.
- Mejora en la relación de movilidades.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	> 15 °API.
Viscosidad	< 150 cp (preferentemente < 100 cp y > 10 cp).
Composición	No es un parámetro crítico.
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 50% del volumen poroso que ocupa el aceite.
Tipo de formación	Areniscas preferentemente pero puede ser usado en carbonatos.
Espesor Neto	No es un parámetro crítico.
Permeabilidad	> 10 mD (pueden llegar a ser tan bajas como 3 mD en algunos casos).
Profundidad	< 2,740 metros (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.
Temperatura	< 93 °C (200 °F) para minimizar la degradación de los polímeros.

Tabla 1.5 Guías de Selección Técnica (Inyección de Polímeros).

Limitaciones

- Si la viscosidad del aceite es alta, una alta concentración de polímeros será necesaria para alcanzar el control de la movilidad deseado.

- Los resultados serán mejores si la inyección de polímeros se realiza antes de que las relaciones agua-aceite comiencen a ser excesivas.
- Las arcillas incrementan la absorción de los polímeros.
- Algunas heterogeneidades de la formación son aceptadas; sin embargo se debe evitar la aplicación de este método si el yacimiento presenta grandes fracturas.

Problemas

- Una inyectividad de polímeros menor que la que se realizaría con agua puede afectar negativamente la producción de aceite en una etapa temprana del proceso.
- Las poliacrilamidas pierden viscosidad debido a la degradación, o bien pueden incrementar su salinidad y sus iones divalentes.
- La goma Xantana tiene un costo mayor al de los otros polímeros y está sujeta a una degradación microbial.

1.2.3. Inyección de Cáusticos

La inyección de alcalinos o cáusticos consiste en la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio e hidróxido de potasio. Los químicos alcalinos reaccionan con ácidos orgánicos de algunos aceites para producir surfactantes in-situ, que dramáticamente disminuyen la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Los agentes alcalinos además, reaccionan con la superficie de la roca del yacimiento alterando así la mojabilidad, ya sea la superficie de la roca mojada por aceite o bien mojada por agua.¹

El tamaño de un bache para una solución alcalina es de alrededor de un 10 al 15% del volumen poroso del yacimiento, y las concentraciones de los químicos alcalinos son normalmente de un 0.2 a un 5%.¹

Aceites con densidades moderadas de 13 a 35 °API son normalmente el blanco para la inyección de alcalinos. Estos aceites son lo suficientemente pesados para contener ácidos orgánicos, pero suficientemente ligeros para permitir el control de la movilidad. El rango máximo de viscosidad para la aplicación de este método es menor de 200 cp, que es ligeramente mayor al de los polímeros inyectados. La permeabilidad mínima requerida debe ser mayor a 20 mD. La aplicación de este método se debe llevar a

cabo preferentemente en yacimientos de areniscas, dado que los yacimientos carbonatados contienen anhidrita y sulfato de calcio los cuales reaccionan con los químicos alcalinos y los consumen. Los materiales alcalinos también son consumidos por arcillas, minerales y silicatos, este consumo es mayor a temperaturas elevadas, por lo que la temperatura máxima para este proceso es de 93 °C (200 °F).¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de alcalinos el aceite se recupera mediante:

- Una reducción de la tensión interfacial resultante de la producción de surfactantes.
 - Cambio en la mojabilidad de la roca, de ser mojada por aceite a ser mojada por agua.
 - Cambio en la mojabilidad de la roca, de ser mojada por agua a ser mojada por aceite.
 - Emulsificación y desplazamiento del aceite.
 - Emulsificación y desplazamiento del aceite para ayudar al control de la movilidad.
 - Solubilización de películas de petróleo y de la interface agua-aceite.
- (No todos los mecanismos se presentan en cada yacimiento).

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	13 - 35 °API.
Viscosidad	< 200 cp.
Composición	Son requeridos algunos ácidos orgánicos del petróleo.
Yacimiento	
Saturación de Aceite	Menor a la saturación residual de agua.
Tipo de formación	Preferentemente Areniscas.
Espesor Neto	No es un parámetro crítico.
Permeabilidad	> 20 mD.
Profundidad	< 2,740 metros (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.
Temperatura	< 93°C (200 °F) preferentemente.

Tabla 1.6 Guías de Selección Técnica (Inyección de Cáusticos).

Limitaciones

- Mejores resultados serán obtenidos si el material alcalino reacciona con el aceite; el aceite debe de contener un número de ácidos mayor a 0.2 mg KOH/g de aceite.
- La tensión interfacial entre la solución alcalina y el aceite debe ser menor a 1×10^{-7} N/cm (0.01 Dina/cm.)
- A ciertas temperaturas y en algunos ambientes químicos, un monto excesivo de químicos alcalinos puede ser consumido debido a la reacción con arcillas, minerales o silicatos en las areniscas del yacimiento.
- Los carbonatos son usualmente evitados para este proceso ya que contiene anhidrita y sulfato de calcio que interactúan negativamente con los químicos cáusticos.

Problemas

- Se puede presentar precipitación e incrustación de los cáusticos en los pozos productores.
- Existe un gran consumo de los cáusticos.

1.3. Métodos Térmicos

Los métodos térmicos son usados para aquellos yacimientos de aceite pesado que no pueden ser explotados de otra manera, debido a que el aceite que estos contienen es demasiado viscoso para fluir sin la aplicación de algún proceso. Para que en este tipo de métodos se obtenga recuperación de aceite de manera rentable, la formación debe tener una alta permeabilidad y la saturación de aceite debe ser alta al inicio del proceso.²

1.3.1. Combustión In-Situ

La combustión in-situ implica una ignición dentro del yacimiento y la inyección de aire adicional para mantener la quema de ciertos componentes del aceite. La técnica más común es el frente de combustión, en la cual, dentro del yacimiento mediante la inyección de aire enriquecido con oxígeno, se produce una ignición y la inyección continua de aire propaga la combustión desde el pozo inyector hacia el frente. Una de las variaciones de esta técnica es el frente de combustión seguida por la inyección de agua. Una segunda técnica es la combustión inversa, en la cual, una ignición es

provocada en un pozo mismo que eventualmente será el pozo productor y la posterior inyección de aire se llevará a cabo desde pozos adyacentes.³

Parte del atractivo de la combustión in-situ es el hecho de que en ella se emplea la inyección de aire y agua, fluidos que son baratos y abundantes. Sin embargo, significativas cantidades de combustible deben ser quemadas, tanto en la superficie para comprimir el aire, así como en el yacimiento durante el proceso de combustión. Afortunadamente la peor parte del crudo es la que se quema, los componentes más ligeros terminan siendo llevados delante del frente de combustión.¹

Para los criterios de selección, tanto la inyección de vapor como la combustión in-situ son considerados de la misma forma. En general, la combustión debe ser la opción cuando las pérdidas de calor en el proceso de inyección de vapor pueden llegar a ser muy grandes. Es decir, la combustión in-situ debe ser llevada a cabo en yacimientos más profundos y en aquellas arenas donde las pérdidas de calor con la inyección de vapor sean excesivas. La capacidad para inyectar a alta presión por lo general es importante, por lo que la profundidad mínima para este proceso se ha mantenido alrededor de 150 metros (500 pies).¹

Finalmente, si todos los criterios de selección son favorables, la combustión parece ser un atractivo método de recuperación para yacimientos que no pueden ser tratados con métodos utilizados en aceites ligeros. Sin embargo, el proceso es muy complicado, con muchos problemas prácticos tales como la corrosión, la erosión y las pobres relaciones de movilidad de los fluidos.¹

Mecanismos de Recuperación

En la combustión in-situ el aceite se recupera mediante:

- Transferencia de energía en forma de calor mediante conducción y convección que por lo tanto, disminuye la viscosidad del aceite.
- Los productos de la destilación de vapor y del craqueo térmico que son llevados en el frente de combustión para mezclarse con el aceite de mejor calidad.
- Quema de coque que es producto de los componentes más pesados del aceite.
- Por la presión suministrada al yacimiento mediante la inyección de aire.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	< 40 °API (normalmente de 10-27 °API).
Viscosidad	< 5,000 cp.
Composición	Contenido de asfaltenos que ayuden a la deposición del coque.
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 64,450 m ³ /km ² -m (500 bl/acre-pie) (> 40-50% del volumen poroso).
Tipo de formación	Formaciones de arenas y areniscas con alta porosidad.
Espesor Neto	> 3 metros (10 pies).
Permeabilidad	> 50 mD.
Transmisibilidad	> 6 mD-m/cp (20 mD-pie/cp).
Profundidad	> 3,500 metros (11,500 pies).
Temperatura	> 38 °C (100 °F) preferentemente.

Tabla 1.7 Guías de Selección Técnica (Combustión In-Situ).

Limitaciones

- Si no es depositado el coque suficiente, producto del aceite que está siendo quemado, no se podrá mantener el tiempo requerido el proceso de combustión.
- Si es depositado demasiado coque, la tasa de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire requerida para mantener el proceso será muy alta.
- La saturación de aceite y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor en la formación.
- El proceso tiende a tener un barrido por la parte alta del yacimiento, por la tanto la eficiencia de barrido será pobre en formaciones con espesores grandes.

Problemas

- Se puede dar una relación de movilidades desfavorable.
- Es un proceso complejo, se requiere para su implantación grandes inversiones de capital, además de ser un proceso de difícil control.
- La producción de gases de combustión puede presentar problemas en el entorno.
- Problemas operacionales tales como, una alta corrosión debido al pH del agua caliente, serias emulsiones agua-aceite, incremento en la producción de arena,

deposición de carbón y parafinas, fallas en las tuberías y en los pozos productores debido a las altas temperaturas.

1.3.2. Inyección de Vapor

En el proceso de inyección de vapor, éste es continuamente introducido mediante pozos inyectoros para reducir la viscosidad del aceite y proveer una fuerza de desplazamiento que permita llevar más aceite hasta los pozos productores. En un típico tratamiento de inyección de vapor, el fluido a inyectar a condiciones de superficie debe contener alrededor de un 80% de vapor y un 20% de agua, una vez que el vapor es inyectado en el yacimiento, la energía en forma de calor es transferida a la formación y a los fluidos propios del yacimiento así como a algunas formaciones adyacentes. Debido a la transferencia de energía, parte del vapor se condensa y se produce una mezcla de vapor y agua caliente que fluye a través del yacimiento.¹

La inyección de vapor puede trabajar mediante un desplazamiento de agua y aceite hasta formar un banco de aceite delante de la zona de vapor. Idealmente este banco de aceite permanece en el frente de desplazamiento incrementando su tamaño hasta que alcanza los pozos productores. Sin embargo, el vapor puede fluir sobre el aceite y transferir a éste su energía en forma de calor. En la interface de los fluidos, el aceite disminuye su viscosidad y puede ser desplazado junto con el vapor hasta los pozos productores. La recuperación se incrementa debido a que la energía que se transfiere desde el vapor, disminuye la viscosidad del aceite y mejora su movilidad. Tanto como sea la cantidad de aceite que se desplaza, la zona de vapor se expande verticalmente y la interface vapor-aceite se mantiene.¹

Aunque la inyección de vapor es comúnmente usada en aceites con densidades de alrededor de 10-25 °API, este método puede ser aplicado a aceites con densidades mayores. Aceites con viscosidades menores a 20 cp usualmente no son candidatos para la inyección de aire, ya que la inyección de agua resulta ser una opción más atractiva debido a su menor costo, el rango normal de viscosidades donde puede ser aplicado este método es de 100-5,000 cp. Una alta saturación de aceite en el yacimiento es requerida debido al intenso uso de energía para la generación de vapor. Con el propósito de minimizar la cantidad de energía transferida a la roca y maximizar la cantidad transferida al aceite, se desea tener yacimientos con porosidades altas, esto significa que las formaciones de areniscas o de arenas no consolidadas son el principal objetivo para este método. El producto de la saturación de aceite por la

porosidad debe de ser mayor a 0.08. Mientras mayor sea el espesor del yacimiento, mayor será la eficiencia térmica. Se requieren altas permeabilidades para llevar a cabo un adecuado proceso de inyección de vapor, éstas deben de ser mayores a 200 mD o bien preferentemente mayores a 500 mD; la transmisibilidad debe ser mayor a 30 mD-m/cp (100 mD-pie/cp) a condiciones de yacimiento. Las pérdidas de energía en forma de calor comienzan a ser un factor importante a profundidades mayores a 762 metros (2,500 pies) y el método usualmente no es considerado para yacimientos con profundidades mayores a los 1,371 metros (4,500 pies); por otro lado, profundidades someras alrededor de 90 metros (300 pies) pueden no permitir un buen proceso de inyección debido a las presiones requeridas que pueden exceder el gradiente de fractura.¹

Mecanismos de Recuperación

En la inyección de vapor el aceite se recupera mediante:

- Transferencia de energía en forma de calor hacia el crudo y disminución de su viscosidad.
- Suministro de presión para el desplazamiento del aceite hasta los pozos productores.
- Destilación de vapor, especialmente en aceites ligeros.

Guías de selección Técnica

Aceite	
Densidad	< 25 °API (normalmente de 8-25 °API).
Viscosidad	> 20 cp (normalmente de 100-5,000 cp, < 200,000 cp).
Composición	No es un parámetro crítico, pero el proceso acaba con algunos de los componentes ligeros mediante un proceso de destilación.
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 64,450 m ³ /km ² -m (500 bl/acre-pie) (> 40-50% del volumen poroso).
Tipo de formación	Formaciones de areniscas con alta porosidad y alta permeabilidad preferentemente.
Espesor Neto	> 6 metros (20 pies).
Permeabilidad	> 200 mD tomar en cuenta la transmisibilidad.
Transmisibilidad	> 15 mD-m/cp (50 mD-pie/cp).
Profundidad	< 1,371 metros (4,500 pies).
Temperatura	No es un parámetro crítico.

Tabla 1.8 Guías de Selección Técnica (Inyección de Vapor).

Limitaciones

- La saturación de aceite debe ser muy alta y la zona de avance debe de tener más de 6 metros (20 pies) de espesor para minimizar las pérdidas de energía en forma de calor hacia las formaciones adyacentes.
- Este proceso puede ser empleado para aceites muy ligeros pero esto no se hará si los yacimientos responden favorablemente a la inyección de agua.
- La inyección de vapor será principalmente empleada en yacimientos con un alto contenido de aceites viscosos, areniscas o arenas no consolidadas con permeabilidades altas.
- Debido a las excesivas pérdidas de calor en el pozo, los yacimientos a tratar con este método deben ser someros, siempre y cuando exista la presión suficiente para mantener los gastos de inyección.
- La inyección de vapor no es normalmente usada en yacimientos carbonatados.
- Alrededor de un tercio del aceite adicional recuperado es utilizado para generar los requerimientos de vapor. Por lo tanto, los costos por barril incremental de aceite, son altos.

Problemas

- Se puede dar una relación de movilidades desfavorable.
- Canalización del vapor.

1.4. Representación Gráfica

Los criterios de selección de viscosidad, profundidad y permeabilidad se presentan gráficamente en las Figuras 1.1-1.3. Las figuras contienen algunas características, las cuales permiten una rápida aplicación de los criterios de selección; sin embargo, éstas no pueden remplazar un criterio de selección detallado. El rango de valores en las figuras está indicado por diferentes áreas, las cuales están designadas con diferentes palabras tales como, “*Bueno*”, “*Difícil*”, “*Posible*”; no obstante, esta notación no quiere decir que los métodos indicados sean seguros para su aplicación; estas graficas sólo indican cual es el rango de preferencia para determinadas características del aceite o del yacimiento. La mayoría de las guías de selección están sujetas a cambios debidos a nueva información producto de estudios de laboratorio y pruebas de campo.¹

La influencia de la viscosidad sobre la factibilidad técnica de los diferentes métodos de recuperación mejorada está ilustrada en la Figura 1.1.

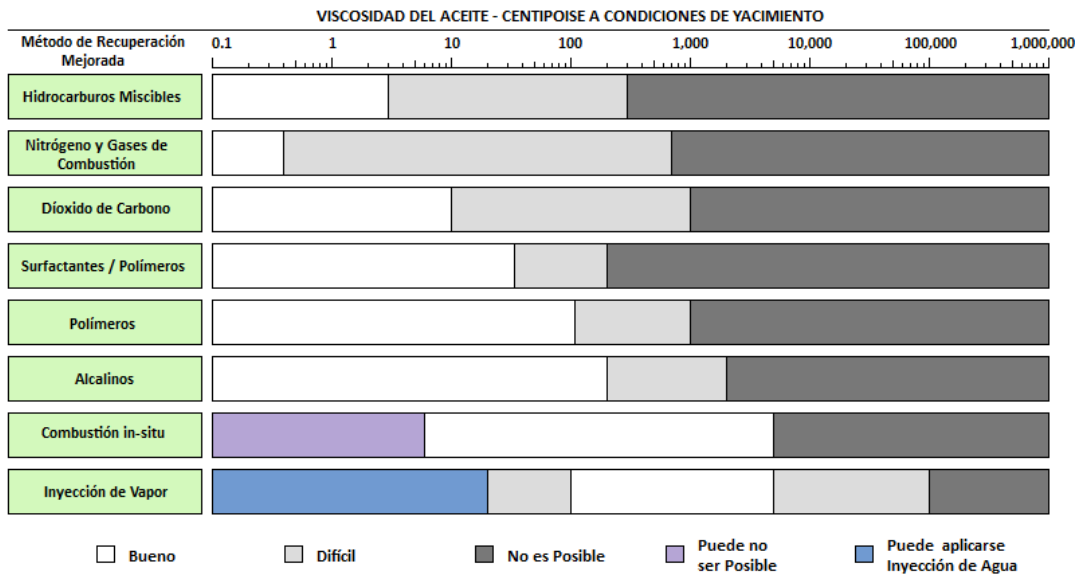


Figura 1.1 Rangos de viscosidad preferentes para los métodos de recuperación mejorada.

La Figura 1.2 muestra que los procesos de recuperación mejorada que trabajan bien con aceites ligeros, tienen más requerimientos específicos de profundidad. Como se mencionó anteriormente, cada método de inyección de gas tiene una presión mínima de miscibilidad para un aceite dado y el yacimiento debe ser lo suficientemente profundo de tal manera que se pueda tener la presión requerida.

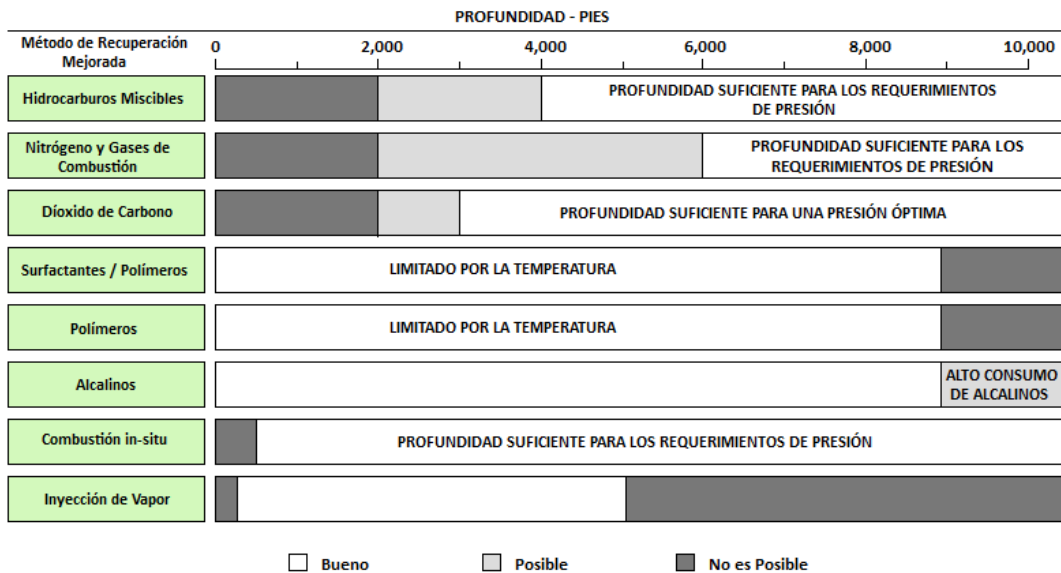


Figura 1.2 Limitaciones de profundidad para los métodos de recuperación mejorada

En la Figura 1.3 se muestra que los tres métodos que cuentan con inyección de gas, son los únicos técnicamente factibles en yacimientos con permeabilidades

extremadamente bajas. Los tres métodos que utilizan como apoyo la inyección de agua necesitan permeabilidades mayores a los 10 mD, para poder inyectar los químicos o emulsiones y lograr recuperar parte del aceite remanente del yacimiento.

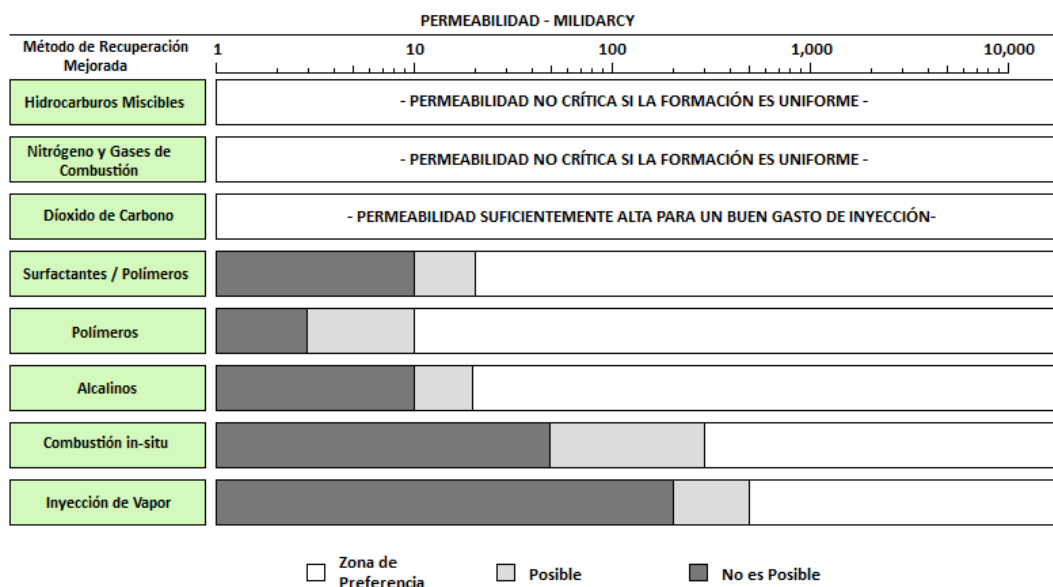


Figura 1.3 Guías de permeabilidad para métodos de recuperación mejorada.

1.5. Heterogeneidad de Yacimiento

La heterogeneidad del yacimiento debe ser un factor a considerar en los criterios de selección de un método de recuperación para un yacimiento dado. Ésta existe en todos los niveles desde una escala microscópica hasta una escala macroscópica.⁴

- La heterogeneidad en micro-escala se encuentra en propiedades tales como la permeabilidad, la porosidad y la presión capilar, de ésta depende el potencial de almacenamiento del aceite, los gastos de flujo y el aceite residual.
- La heterogeneidad en una meso-escala está en función de las estructuras sedimentarias, pliegues, y la estratificación cruzada.
- La heterogeneidad en macro-escala se crea a partir del acomodo de arenas individuales y cuerpos de lutitas en el yacimiento. Esta arquitectura define la dirección del flujo entre los pozos, y determina como será el drene de un yacimiento, así como los sitios donde los hidrocarburos no podrán ser recuperados.

Las heterogeneidades en micro-escala y en meso-escala han sido estudiadas detalladamente en el campo de la recuperación mejorada, por lo cual la aplicación de muchos procesos está diseñada bajo estas características. Por otro lado poca información es presentada sobre el impacto de las más grandes heterogeneidades.⁴

Tyler y Finley llevaron a cabo una revisión de las heterogeneidades y recuperación asociada de 450 yacimientos de areniscas en Texas. Ellos mostraron que existe una relación bien definida entre la arquitectura del yacimiento y las eficiencias convencionales de recuperación. Mientras más compleja sea la estructura del yacimiento menor será la recuperación final del campo. Encontraron también que la heterogeneidad en macro-escala para yacimientos de areniscas, es con frecuencia producto del ambiente de depósito, por lo cual ésta es predecible y puede ser caracterizada en términos de heterogeneidad alta, baja y moderada tanto vertical como lateralmente.⁴

		HETEROGENEIDAD LATERAL	
		BAJA	ALTA
HETEROGENEIDAD VERTICAL	BAJA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recuperación muy alta de aceite móvil. 2. Excelente candidato para la aplicación de métodos de recuperación mejorada. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recuperación baja de aceite móvil. 2. Yacimiento Compartimentalizado, aceite no contactado y eludido de manera lateral. 3. Objetivo: Pozos de relleno.
	ALTA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Baja recuperación. 2. Aceite móvil eludido de manera vertical. 3. Modificar el perfil para inyección de agua, nuevas terminaciones de pozo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Muy baja eficiencia de recuperación de aceite móvil. 2. Aceite móvil no contactado y eludido. 3. Objetivo: Pozos de relleno, rediseñar proceso de inyección de agua, modificación de perfil y nuevas terminaciones de pozo.

Figura 1.4 Matriz de Heterogeneidad que muestra predicciones para alcanzar el éxito en proyectos de recuperación mejorada.

La metodología propuesta por Tyler y Finley es una matriz basada en la caracterización de sistemas de depósito, en términos de la heterogeneidad vertical y horizontal (Figura 1.4). Aunque la posición de los proyectos de recuperación mejorada como una función de las heterogeneidades del sistema de depósito sea algo subjetiva

debido a la escasez de información geológica, este tipo de análisis ofrece una orientación en la toma de decisiones.⁵

Tyler y Finley establecen que los proyectos de recuperación exitosos estarán restringidos para su matriz en la zona de baja heterogeneidad vertical y lateral, además de hacer sugerencias para poder incrementar la recuperación de aceite en las otras áreas, sin embargo, estas sugerencias se enfocan hacia la perforación de más pozos, la utilización de geles y el disparar nuevos intervalos en los pozos.⁴

1.5.1. Heterogeneidad Lateral y Vertical

El grado de heterogeneidad lateral entre dos pozos se observa en las correlaciones de los cuerpos de arena entre los mismos, mientras más cuerpos sean correlacionados menor será la heterogeneidad. Sin embargo, el factor importante es la relación entre la longitud promedio de los estratos de arena y el espaciamiento entre los pozos. Por otro lado la heterogeneidad vertical es controlada mediante la superposición de los cuerpos de arena en el espacio que existe entre los pozos.⁴

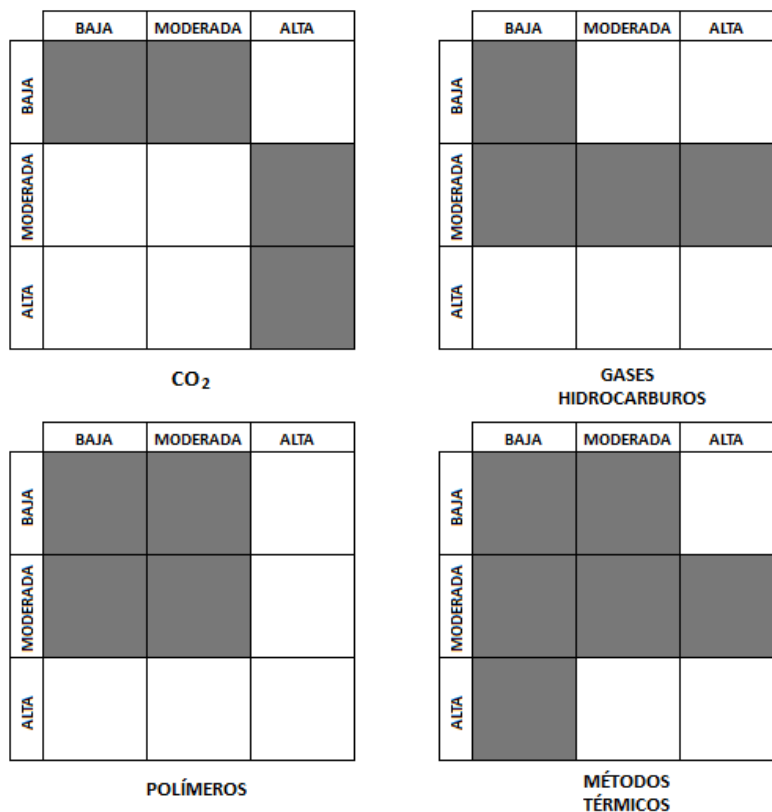


Figura 1.5 Matrices de Heterogeneidad. Las áreas sombreadas muestran donde los procesos de recuperación mejorada son exitosos.

En la Figura 1.5 se puede observar como los proyectos térmicos parecen ser los más exitosos, pudiendo ser aplicados en la mayoría de los niveles de heterogeneidad, excepto para una heterogeneidad lateral de media a alta combinada con una alta heterogeneidad vertical. La inyección de CO₂ es exitosa en una heterogeneidad lateral de baja a media con una baja heterogeneidad vertical y para una alta heterogeneidad lateral combinada con una heterogeneidad vertical de moderada a alta. La inyección de polímeros es exitosa solamente si ambas heterogeneidades están en un rango de bajo a moderado. La inyección de gases hidrocarburos trabaja mejor cuando la heterogeneidad vertical es moderada en todos los niveles de la heterogeneidad lateral.⁴

1.5.2. Criterios de Selección Obtenidos

Mediante una investigación de tres métodos de recuperación mejorada (inyección de vapor, inyección de agua con polímeros e inyección alternada de agua y gas) fueron hechas simulaciones de modelos composicionales para observar los efectos de estos procesos en un yacimiento. Fueron realizadas un total de 349 corridas de simulación bajo una variedad de condiciones. Los resultados obtenidos fueron utilizados para identificar los procesos que trabajan mejor bajo ciertos niveles de heterogeneidad, inclinación del yacimiento y el volumen neto del yacimiento. Los resultados de estas simulaciones fueron resumidos con el objetivo de crear un criterio de selección basado en aspectos geológicos para estos tres procesos de recuperación, que pueden ser usados para identificar los yacimientos adecuados para la aplicación de dichos métodos. El resultado de las simulaciones confirmó las expectativas, acerca de la relación entre la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada y la arquitectura del yacimiento.⁴

Las simulaciones numéricas ofrecieron resultados, con los cuales fue posible crear criterios de selección que pudieran ser aplicados para identificar los yacimientos adecuados para poder llevar a cabo un proceso de recuperación mejorada.

Las Figuras 1.6-1.8 muestran los índices de heterogeneidad vertical y horizontal adecuados para la aplicación de los procesos de recuperación mejorada, inyección de vapor, inyección de agua con polímero e inyección alternada de agua y gas, resultado de las simulaciones realizadas. En la Figura 1.7, n/g está referido al volumen neto del yacimiento entre el volumen bruto.

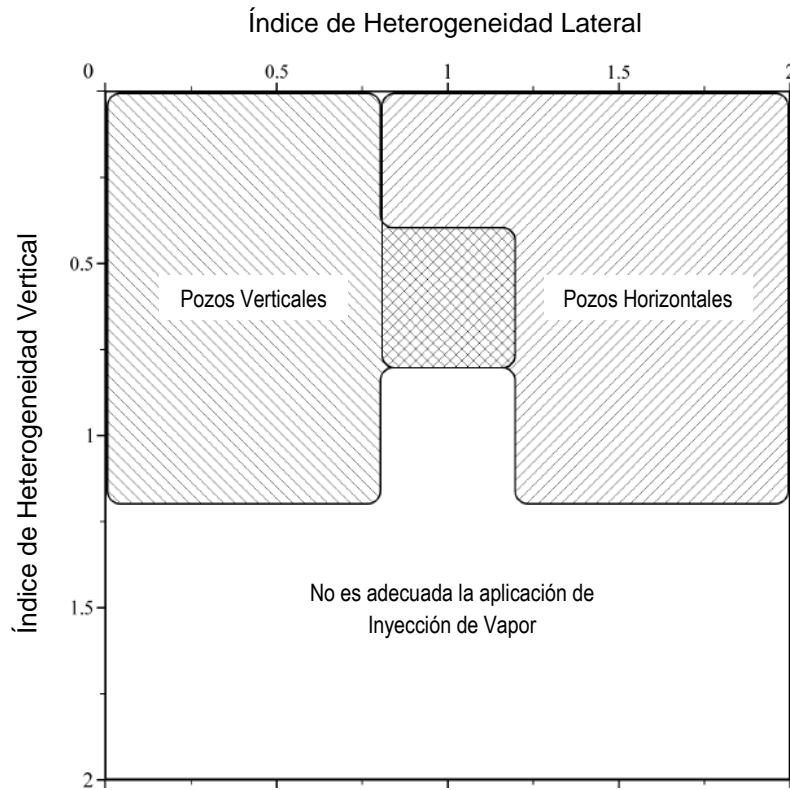


Figura 1.6 Índices de heterogeneidad en donde se muestran las zonas de aplicación para un proceso de inyección de vapor.

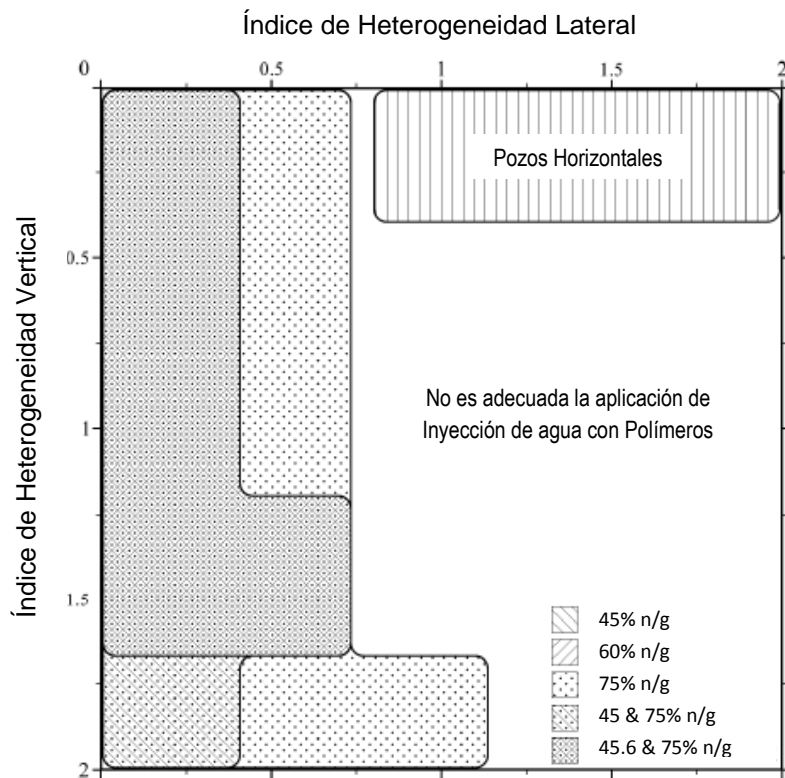


Figura 1.7 Índices de heterogeneidad en donde se muestran las zonas de aplicación para un proceso de inyección de agua con polímeros.

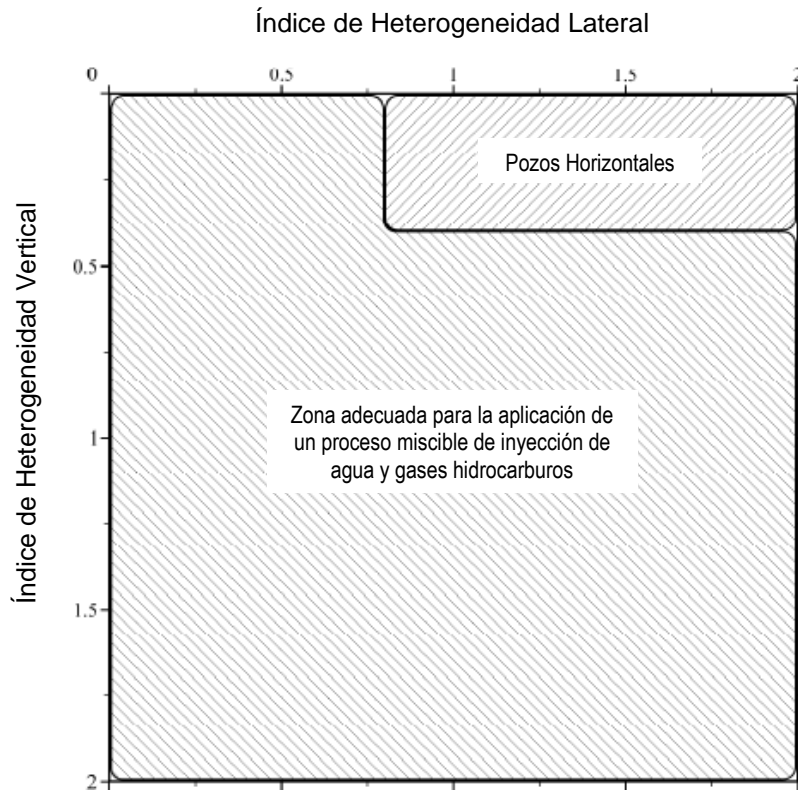


Figura 1.8 Índices de heterogeneidad en donde se muestran las zonas de aplicación para un proceso de inyección alternada de agua y gas.

Los índices de heterogeneidad vertical y horizontal pueden ser calculados mediante las siguientes ecuaciones,

$$IHL = -\log \frac{\text{Unidad Genética de Longitud Promedio}}{\text{Distancia entre Pozos}}$$

$$IHV = -\log \frac{\text{Unidad Genética de Espesor Promedio}}{\text{Espesor Bruto}}$$

En donde una unidad genética es un cuerpo que puede estar relacionado con un evento o una serie de eventos de depósito y puede ser limitado tanto espacial como geoméricamente. Para propósitos geológicos el modelado de las unidades genéticas puede ser definido solamente con algunos parámetros como forma, longitud, amplitud, espesor, orientación y distribución de la porosidad y permeabilidad.⁴

Bibliografía

1. J. J. Taber y F. D. Martin “Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil”, artículo SPE 12069 presentado en “58th Annual Technical Conference and Exhibition” llevado a cabo en San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
2. J. J. Taber y F. D. Martin “EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, artículo SPE 35385 presentado en “1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996.
3. J. J. Taber y F. D. Martin “EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices ”, artículo SPE 39234 presentado en “1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996.
4. Henson R., Todd A. y Cobertt P. “Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery” artículo SPE 75148 presentado en “SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril de 2002.
5. E. Manrique. “Identifying Technical and Economic EOR Potential Under Conditions of Limited Information and Time Constraints” artículo SPE 94682 presentado en “2005 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium” llevado a cabo en Dallas, Texas, 3-5 Abril de 2005.

2. Criterios de Selección Específicos

Los criterios de selección empleados en un gran número de yacimientos para la aplicación de procesos de recuperación mejorada han sido generalmente llevados a cabo mediante reglas generales, las cuales la mayoría de las veces presentan fallas en la identificación de los yacimientos más adecuados, dichas fallas generalmente se originan al no considerar los efectos de sinergia entre las diferentes características del yacimiento y sus fluidos en el comportamiento del proceso.¹

Muchas veces, los procedimientos de selección consisten en una comparación automática de las propiedades de los yacimientos a ser estudiados con un conjunto de criterios de selección y sólo son considerados aquellos yacimientos que cumplen con todas las características establecidas en dichos criterios; sin embargo, nuevos y específicos criterios de selección basados en simulaciones numéricas y analíticas, análisis estadísticos, pruebas piloto y experiencias de campo alrededor del mundo son desarrollados para poder clasificar los yacimientos adecuados para los diferentes procesos de recuperación mejorada, lo cual permitirá resolver muchos inconvenientes.¹

2.1. Criterios de Selección Específicos para CO₂

La inyección de dióxido de carbono es uno de los más prometedores métodos de recuperación, se sabe que estos procesos funcionan mejor en yacimientos con aceite de baja viscosidad, presiones mayores a 140 kg/cm² y con profundidades lo suficientemente grandes que ayuden a mantener el frente de desplazamiento.¹

2.1.1. Criterio de Selección Basado en un Estudio Paramétrico

Este método está basado en un estudio paramétrico, llevado a cabo sistemáticamente para determinar el efecto de las propiedades del yacimiento en respuesta a la inyección de gas. El estudio se efectuó utilizando un simulador composicional, un modelo de aceite negro con una mezcla de parámetros y un modelo de predicción semi-analítico con el objetivo de definir el valor y la importancia de los parámetros del yacimiento para la optimización del proceso. Este procedimiento fue aplicado a un conjunto de aproximadamente 600 yacimientos en el este de Venezuela, de los cuales fueron identificados los yacimientos más favorables para la inyección de CO₂.¹

Los parámetros del yacimiento que deben ser examinados son: temperatura, presión, porosidad, permeabilidad, inclinación, densidad, saturación de aceite, grosor, presión mínima de miscibilidad, presión de saturación, aceite remanente y profundidad del yacimiento. Otras importantes propiedades tales como la viscosidad del aceite, la relación gas aceite y la presión del punto de burbuja no son estudiadas independientemente dado que usualmente están relacionados con la densidad. La heterogeneidad del yacimiento no es tampoco incluida, ya que la información al respecto no siempre está disponible en las bases de datos para un gran número de yacimientos. Sin embargo, el efecto de la heterogeneidad del yacimiento es estudiado de una mejor manera cuando se realiza una simulación detallada en un yacimiento específico.¹

Descripción del Método

El método de selección desarrollado está basado en la determinación de un correspondiente parámetro normalizado X_{ij} para cada una de las propiedades (j) del yacimiento (i), definido mediante la siguiente ecuación.¹

$$X_{ij} = \frac{|P_{ij} - P_{o,j}|}{|P_{w,j} - P_{o,j}|} \quad Ec. 2.1$$

En donde P_{ij} es la magnitud de la propiedad (j) en el yacimiento (i) que se analiza. $P_{o,j}$ es la magnitud de la propiedad (j) en un yacimiento ficticio, llamado yacimiento óptimo, en el cual las magnitudes de los parámetros característicos han sido definidas de tal manera, que puedan ofrecer la mejor respuesta para un proceso de inyección de dióxido de carbono. Por otro lado $P_{w,j}$ es el valor de la propiedad en otro yacimiento ficticio, el cual sería el peor para la aplicación de dicho proceso.¹

La variable X_{ij} como se puede ver en la ecuación 2.1 cambia linealmente entre 0 y 1. En los extremos, ésta puede ser cero si la magnitud de la propiedad en un yacimiento dado coincide exactamente con el valor de esa propiedad en el yacimiento óptimo, mientras que ésta será uno si la propiedad coincide exactamente con el peor yacimiento.¹

Los parámetros lineales normalizados, X_{ij} son transformados a parámetros exponenciales variables, $A_{i,j}$, mediante el uso de la siguiente ecuación heurística.¹

$$A_{i,j} = 100e^{-CX_{ij}^2} \quad Ec. 2.2$$

Para tomar en cuenta la importancia relativa o bien el peso de cada propiedad en el comportamiento del proceso, se determinó una matriz de clasificación:

$$W_{i,j} = A_{i,j} w_{i,j} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde w_j es el peso de la propiedad (j), la cual es normalizada, tal que el cambio esté en un rango de 0 a 1.

Cada yacimiento (i) ahora puede ser clasificado de acuerdo a la magnitud de la suma de los elementos del renglón de la matriz W , $S_i = \sum_j W_{i,j}$. La ecuación anterior permite clasificar los yacimientos solamente con base en la contribución de la sumatoria de los elementos del renglón de cada yacimiento.¹

Las propiedades del yacimiento óptimo $P_{o,j}$ son determinadas mediante el desarrollo de una simulación numérica en un caso base para determinar el mejor conjunto de parámetros, los cuales optimizarán la respuesta del yacimiento a la inyección de CO_2 .¹

Otro de los objetivos de este proceso es la comparación de las diferentes técnicas de simulación para predecir el comportamiento del proceso de inyección de CO_2 . Los simuladores utilizados son:

- Un modelo de predicción semi-analítico, el cual emplea un modelo tridimensional de dos fases (agua y aceite) y tres componentes (aceite, agua y CO_2). El modelo calcula el tiempo de avance del CO_2 y la recuperación de aceite mediante la teoría de flujo fraccional, modificada para incluir la inestabilidad en la viscosidad, el barrido áreal, las heterogeneidades verticales y la segregación gravitacional.
- Un modelo de aceite negro, el cual utiliza flujo en dos o tres fases para yacimientos de hasta tres dimensiones, usando coordenadas rectangulares o cilíndricas. El modelo maneja sólo tres componentes (aceite, agua y gas). El simulador de aceite negro permite simular desplazamiento miscible (incluso a presiones por debajo de la presión mínima de miscibilidad), empleando una mezcla de parámetros para calcular las densidades y viscosidades de la mezcla de CO_2 y aceite.

- Un simulador composicional isotérmico, el cual calcula las composiciones y las densidades mediante ecuaciones de estado como Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong; en éste, la solubilidad del gas en el agua se calcula mediante la ley de Henry y las correlaciones incluidas toman en cuenta la influencia de la tensión interfacial y la permeabilidad relativa. Es posible definir diferentes permeabilidades y porosidades en cada bloque, pero únicamente admite un conjunto de curvas de presión capilar y permeabilidad relativa.

Una vez que han sido determinadas las magnitudes de los parámetros que definirán el yacimiento óptimo y el peor yacimiento, así como la importancia de los parámetros, estas son utilizadas para clasificar el conjunto de yacimientos. Los mejores yacimientos son evaluados a fondo en un camino más subjetivo para tomar en cuenta factores tales como el número de pozos, las facilidades de producción, las reservas de aceite remanente y la distancia de los pozos inyectores a la fuente de dióxido de carbono. Adicionalmente a esta evaluación uno de los pozos es seleccionado para estudios de simulación más detallados y la realización de una prueba piloto.¹

La Tabla 2.1 muestra los valores de los parámetros que optimizan el desarrollo del proceso, los cuales fueron obtenidos a través de las corridas de simulación realizadas para un caso base; éste consintió en la inyección de 2 millones de pies cúbicos de dióxido de carbono por día, en un patrón invertido de 5 pozos con una extensión de 40 acres. Las magnitudes de estos parámetros representan las características que debe tener un yacimiento ideal para un proceso de inyección de CO₂.¹

Parámetro	Valor óptimo
Densidad (°API)	37
Temperatura (°C)	71
Permeabilidad (mD)	300
Saturación de aceite (%)	60
Presión / Presión mínima de miscibilidad	1.3
Porosidad (%)	20
Espesor (m)	15.24
Inclinación (°)	20

Tabla 2.1 Parámetros Óptimos para la Aplicación de un Proceso de Inyección de CO₂.

2.1.2. Criterio de Selección de Klins para Inyección Miscible de CO₂

Varios autores han definido conjuntos de criterios de selección basados en experiencias de campo, así como en experimentos de desplazamiento llevados a cabo en laboratorio, los cuales pueden ser usados como guías de selección aproximadas para identificar el potencial de yacimientos candidatos a un proceso de inyección de CO₂. Estas guías de selección son muy amplias e intentan solamente ayudar a la identificación de yacimientos candidatos que pueden justificar una evaluación más compleja. Uno de estos criterios de selección dado por Klins se presenta en la Tabla 2.2. En esta tabla están enlistadas las magnitudes de los parámetros de yacimiento que caen en los valores límites considerados económicamente viables para la aplicación del proceso. El criterio está basado en razones económicas más que en razones técnicas.¹

Parámetro	Valor
Viscosidad (cp)	< 12
Densidad (°API)	> 30
Saturación de aceite (%)	> 25
Concentración de aceite (bls/acre-pie)	No es un parámetro crítico
Profundidad (m)	> 914.4
Temperatura (°C)	No es un parámetro crítico
Presión de fondo original (kg/cm ²)	> 105.5
Espesor (m)	No es un parámetro crítico
Permeabilidad (mD)	No es un parámetro crítico
Transmisibilidad (mD-m/cp)	No es un parámetro crítico

Tabla 2.2 Criterio de Klins para Procesos de Inyección Miscible de CO₂.

2.1.3. Criterio de Selección para Operaciones Huff 'n' Puff de CO₂

Las operaciones Huff 'n' Puff de CO₂ en esencia están cerca de las técnicas de estimulación de pozos. Estas operaciones pueden disminuir la producción de agua, así como también generar un significativo incremento de la producción de aceite en un periodo corto de tiempo, generando ingresos rápidos, esencialmente con precios atractivos de aceite. En ciertos casos, estas operaciones proporcionan información estratégica sobre la inyectividad y la presión comunicante con los pozos adyacentes, además de ayudar a determinar si el mecanismo del proceso es el indicado.²

Los mecanismos que contribuyen al incremento en la producción de aceite son:

- La reducción en la viscosidad del aceite.
- La expansión del aceite debido a la disolución de CO₂.
- Estimulación cerca de la cara del pozo.
- Empuje por gas disuelto liberado ayudado mediante segregación gravitacional.
- Mejoramiento del flujo del aceite de viscosidad reducida mediante el avance de agua.
- Vaporización de los componentes ligeros del aceite por el CO₂.
- Reducción de la permeabilidad relativa al agua debido al gas atrapado y a la reducción de la saturación de agua.
- Reducción de la permeabilidad relativa al agua y gas durante la fase de producción (puff).
- Reducción de las tensiones interfaciales.

Existen un gran número de criterios de selección para procesos de recuperación mejorada en la literatura. Sin embargo, las operaciones Huff 'n' Puff de CO₂ son generalmente incluidas en dichos criterios para aplicaciones con inyección de gas inmiscible. La exhaustiva revisión de Thomas y Monger-McClure, a través de cien pruebas de campo, ofreció guías para la selección de este proceso en yacimientos de aceite ligero y mediano. Palmer identificó criterios empleados para la selección de yacimientos candidatos a procesos Huff 'n' Puff en campos petroleros del sur de Luisiana. Métodos para el desarrollo de proyectos fueron propuestos por Askin y Alston para yacimientos de aceite ligero y por Patton para yacimientos de aceite pesado. El criterio de selección que se trata a continuación está basado en resultados del campo petrolero Forest Reserve en Trinidad y Tobago y otras pruebas de campo publicadas.²

Descripción de los yacimientos

El campo petrolero Forest Reserve contiene múltiples, apilados y complejos yacimientos. Las propiedades de la roca y de los fluidos de 4 yacimientos se encuentran en la Tabla 2.3. La densidad del aceite aumentaba con la profundidad, desde 14 hasta 25 °API con viscosidades *in situ* de 3,000 hasta 13 cp. El mecanismo de desplazamiento en los yacimientos es empuje por gas disuelto liberado con contribuciones por entrada de agua.²

Propiedad	Forest Superior	Forest Inferior	Cruse Superior	Morne L'Enfer Inferior
Profundidad (m)	790	910	1,280	350
Temperatura (°C)	49	49	54	35
Permeabilidad (mD)	150	175	335	250
Porosidad (%)	30	32	31	32
Saturación de agua (%)	30	25	27	25
Densidad (°API)	17	19	25	14
Viscosidad del aceite (cP)	46	32	13	3,000

Tabla 2.3 Parámetros de Yacimiento. Campo Forest Reserve.

Para la operación el CO₂ fue comprimido a 70 kg/cm² (1,000 lb/pg²) e inyectado hasta alcanzar los volúmenes de baches deseados. Los pozos fueron cerrados, permitiendo una interacción por un periodo de tres a cinco días después de los cuales se restableció el flujo. Los pozos estuvieron sujetos a varios ciclos (hasta un máximo de 5 ciclos). Un total de 59.24 millones de metros cúbicos (2,092 millones de pies cúbicos) de CO₂ fueron inyectados y 16,159 metros cúbicos (101,635 barriles) de aceite fueron recuperados de los 16 pozos de prueba.²

La repuesta al proceso tuvo una variación desde cero hasta un máximo de 1,908 metros cúbicos (12,000 barriles) en un solo ciclo. Los ciclos de producción generalmente tenían un periodo de duración mayor a seis meses y en algunos pozos hasta varios años.²

El tamaño de los baches de CO₂ variaba de 141,580 metros cúbicos (5 millones de pies cúbicos) hasta 1.4 millones de metros cúbicos (49 millones de pies cúbicos), con un promedio de inyección de 93 mil metros cúbicos por metro de arena (1 millón de pies cúbicos por pie). La recuperación acumulada de aceite tuvo un incremento al aumentar los volúmenes de CO₂ inyectados como se muestra en la Figura 2.1. Los gastos de inyección altos promovieron el avance del CO₂, Estos quizás ayudaron a crear mayores regiones de mezclado conteniendo aceite y CO₂, con lo que se logró reducir la viscosidad del aceite y se incrementó la saturación de este debido a la expansión causada por la disolución del CO₂.²

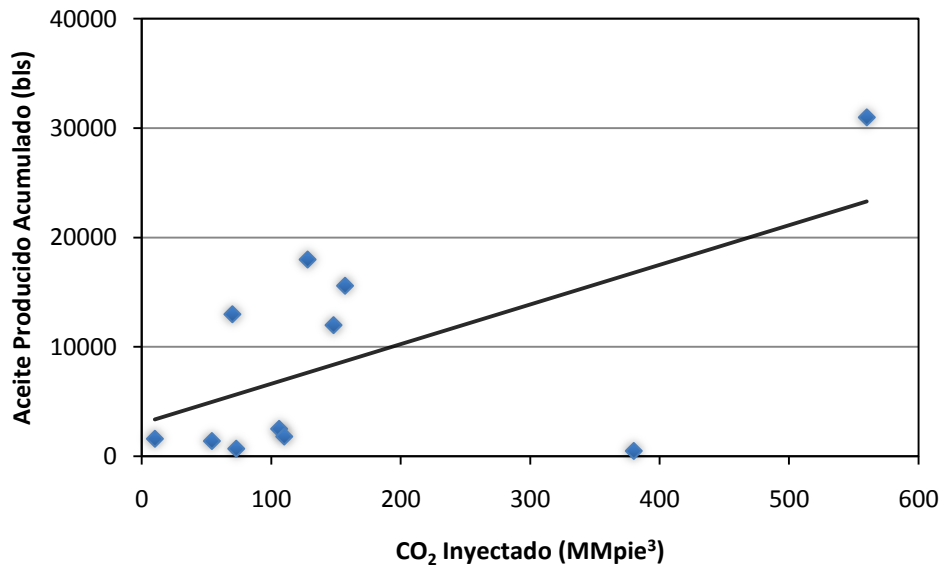


Figura 2.1 Aceite Producido Acumulado vs Tamaño de Bache de CO₂.

Criterio de Selección y Guías Operacionales

Los resultados obtenidos del campo petrolero Forest Reserve y algunos otros resultados representativos publicados acerca de operaciones Huff 'n' Puff fueron revisados a detalle, considerando yacimientos de aceite ligero, mediano y pesado para poder identificar los criterios de selección y las condiciones favorables para operaciones Huff 'n' Puff (Tabla 2.4).²

Parámetro de Yacimiento Exitoso	Aceite Ligero	Aceite Mediano	Aceite Pesado
Viscosidad del Aceite (cp)	0.4 - 0.8	32 - 46	415 - 3,000
Densidad (°API)	23 - 38	17 - 23	11 - 14
Porosidad (%)	13 - 32	25 - 32	12 - 32
Profundidad (m)	366 - 3,923	792 - 1,280	350 - 1,257
Espesor (m)	2 - 18	11 - 67	61
Permeabilidad (mD)	10 - 3,000	150 - 388	250 - 350

Tabla 2.4 Parámetros Generales de Yacimientos Exitosos.

Considerando los datos publicados en la literatura, los factores favorables para operaciones Huff 'n' Puff son:

- Altas saturaciones de Aceite.
- Intervalos amplios de aceite recuperable.
- Ligero mantenimiento de presión para la producción.

- Periodos de reposo de 2 a 4 semanas.
- Altos gastos y volúmenes de inyección.
- Yacimientos profundos.
- Un máximo de 3 ciclos.

Dependiendo de condiciones específicas, la producción de un pozo candidato puede ser asistido mediante presurización, con liberación/expansión de CO₂, reduciendo la viscosidad del aceite y/o estimulando las condiciones de pozo. El proceso puede también ser ayudado mediante la entrada de agua, desde un acuífero asociado o bien por la segregación gravitacional bajo condiciones específicas del yacimiento. Alguna condición de un punto en específico, tal como la permeabilidad o la distribución de la presión, pueden mejorar ciertos mecanismos y a su vez obstaculizar otros. Por consiguiente, la optimización del proceso basada en circunstancias individuales es requerida.²

Además, puede haber circunstancias específicas (pozos cercanos a instalaciones o plantas, costos relativamente bajos del suministro de CO₂, áreas del yacimiento que contengan pozos no adecuados para algún otro proceso de recuperación mejorada o bien una continuidad entre los pozos adyacentes), haciendo oportuna la implementación de una apropiada operación Huff 'n' Puff con CO₂.²

Especulaciones

- El éxito del proceso se debe principalmente a la presurización y a los efectos de estimulación en la región cercana a la cara del pozo (<46 metros).
- Debido al incremento de presión cerca del pozo, se incrementa la disolución de CO₂ en el aceite que se produce.
- Existen beneficios adicionales debido a la reducción de la viscosidad, la disminución en la producción de agua debido a la producción de gas y la expansión de aceite.
- Lo antes mencionado puede incrementar aún más su eficiencia en presencia de un acuífero asociado, si este mecanismo se presenta durante el periodo de flujo. (Sin embargo, una operación Huff 'n' Puff de CO₂ puede no ser requerida o efectiva si este mecanismo de desplazamiento es muy fuerte).
- El proceso es mejorado debido a que en el desplazamiento existen varias regiones de mezcla efectiva entre el aceite y el CO₂.

Panorama Propuesto / Metodología de Diseño

1. Definir los objetivos (mejoramiento de las contribuciones a partir de mecanismos específicos).
2. Identificar ventajas (disponibilidad del suministro de CO₂ a bajo costo, con precios altos de aceite) o desventajas (altos costos de capital anticipados para la infraestructura tales como líneas, compresores, etc.) y atributos cercanos a los pozos.
3. Desarrollar una matriz de diseño apropiada sobre estrategias de operación para los objetivos propuestos.
4. Optimizar en caso de que surgiera un conflicto entre los objetivos.
5. Explorar las mejoras factibles tales como la aplicación de espumas.
6. Desarrollar un criterio de selección para un conjunto de prospectos dado (cuantas variaciones a partir de las condiciones ideales deben ocurrir para que la operación no sea atractiva).

2.2. Criterio de Selección para Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)

Los esquemas de inyección alternada de agua y gas (WAG) han llegado a ser una importante estrategia para las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos alrededor del mundo. La inyección alternada de agua y gas es conocida como un método para controlar el avance del gas y mejorar la eficiencia de barrido vertical. Este proceso de recuperación ha sido aplicado exitosamente en muchos campos petroleros, principalmente en Estados Unidos, Canadá y más recientemente en Noruega. Los proyectos están basados principalmente en la inyección de dióxido de carbono o gases hidrocarburos en condiciones miscibles; sin embargo, algunas experiencias de campo han mostrado que la inyección alternada de agua y gas puede ser un eficiente método para la recuperación mejorada de aceite en condiciones inmiscibles con CO₂ y gases hidrocarburos.³

Generalmente la aplicación de un proceso de inyección alternada de agua y gas es desarrollada entre 3 y 5 años después de que los proyectos pilotos han sido iniciados. En algunos casos, el campo piloto o los proyectos de expansión pueden depender de problemas económicos, disponibilidad del gas y si las instalaciones para la compresión y el reciclado de gas ya están presentes o son de fácil instalación.³

Criterio de Selección WAG

El criterio de selección propuesto está basado en resultados de campo y mecanismos de recuperación de aceite. Con respecto a los procesos de inyección de gases miscibles e inmiscibles (CO_2 , N_2 y gases hidrocarburos), muchos criterios de selección han sido descritos en la literatura. Sin embargo, algunos estudios han sido dirigidos a describir las experiencias de campo de los procesos WAG y a proponer algunos criterios de selección basados en resultados de campo y en las características del yacimiento y sus fluidos.³

Las principales propiedades del aceite y características de yacimiento obtenidas de experiencias internacionales de campo exitosas en procesos de inyección alternada de agua y gas están dadas en la Tabla 2.5. La tabla fue realizada con 56 proyectos de inyección alternada de agua y gas. Las Figuras 2.2 y 2.4 muestran gráficas de los criterios técnicos sugeridos basados en datos disponibles en la literatura. Desafortunadamente, no todos los proyectos de campo han sido descritos completamente. En ese sentido, el número de proyectos puede limitar el criterio de selección propuesto para los procesos WAG reportados en cada variable.³

Propiedades de los Fluidos	
Viscosidad del Aceite (cp)	< 2 (31/56)*
Densidad (°API)	30 - 45 (31/56)*
Características y Propiedades del Yacimiento	
Método de Producción Previo	Inyección de agua preferentemente (32/56)*
Temperatura (°C)	No es un parámetro crítico
Profundidad (m)	No es un parámetro crítico
Espesor Neto (m)	< 30.5 (30/56)*
Permeabilidad Promedio (mD)	< 100 (30/56)*
Tipo de Formación	No es un parámetro crítico

Tabla 2.5 Criterio Sugerido para Proyectos de Inyección Alternada de Agua y Gas.

* Número de proyectos WAG valuados/Total de proyectos WAG.

Como se muestra en la Figura 2.2, más del 50% de las viscosidades del aceite en los proyectos de campo están por debajo de los 2 cp sin importar el tipo de solvente inyectado; dichos valores se encuentran por debajo de los encontrados en procesos de inyección de CO_2 (< 10 cp). Eso nos permite observar que las viscosidades relativas para proyectos de inyección alternada de agua y gas están entre 10 y 30,

este intervalo parece ser más estrecho para proyectos basados en CO₂; sin embargo, una vez más cabe mencionar que el reducido número de proyectos puede limitar este resultado.³

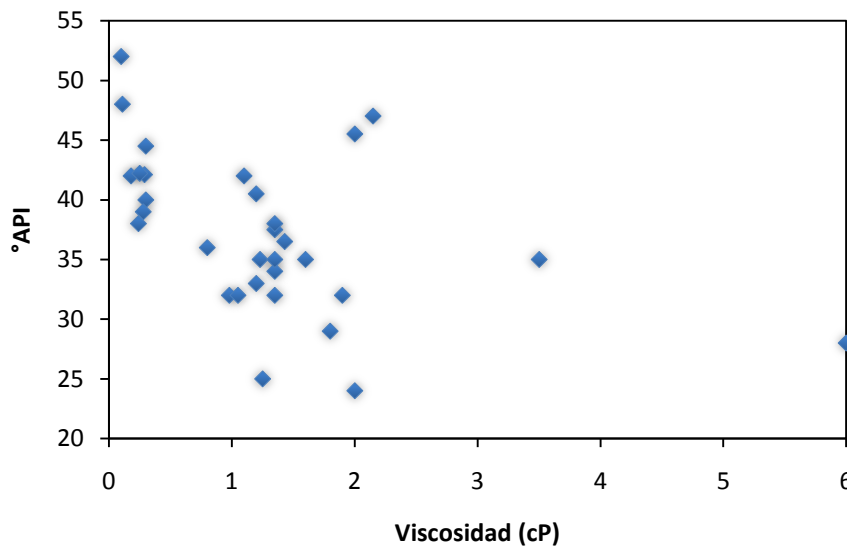


Figura 2.2 °API vs. Viscosidad (31/56 proyectos).

Observando los métodos de recuperación que han sido implementados antes de un proyecto de inyección alternada de agua y gas, la mayoría de los campos estuvieron produciendo mediante desplazamiento por entrada de agua (Figura 2.3). Esta fuerte tendencia sugiere que los yacimientos sometidos a un proceso de inyección de agua son recomendables o buenos candidatos para la aplicación de proceso WAG. Sin embargo, los proyectos WAG también pueden ser implementados en yacimientos que se encuentran en una etapa de recuperación primaria o bien en aquellos en los cuales se ha llevado a cabo un proceso de inyección de gas.³

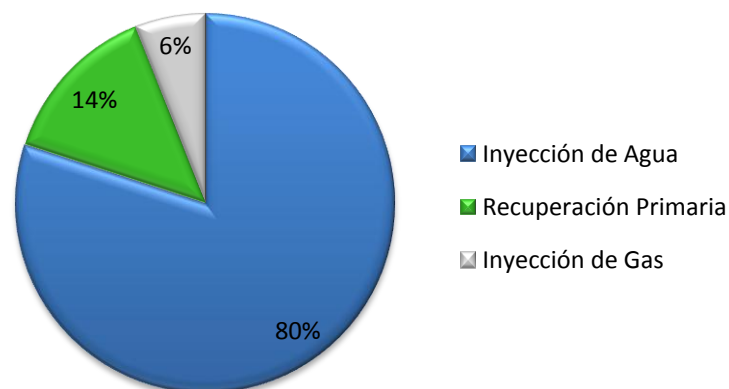


Figura 2.3 Métodos de Recuperación Previos (32/56 Proyectos).

Se han encontrado en algunos de los proyectos de inyección alternada de agua y gas revisados, grandes contrastes en permeabilidades, las cuales varían de los 50 mD hasta los 3 mD. No obstante, en la Figura 2.4 se muestra que un gran número de proyectos exitosos han sido implementados en yacimientos con permeabilidades por debajo de 100 mD, así como también con espesores netos que están por debajo de los 30 metros. Los proyectos exitosos de inyección alternada de agua y gas en formaciones con espesores netos mayores a 30 metros, generalmente presentan altos ángulos de inclinación.³

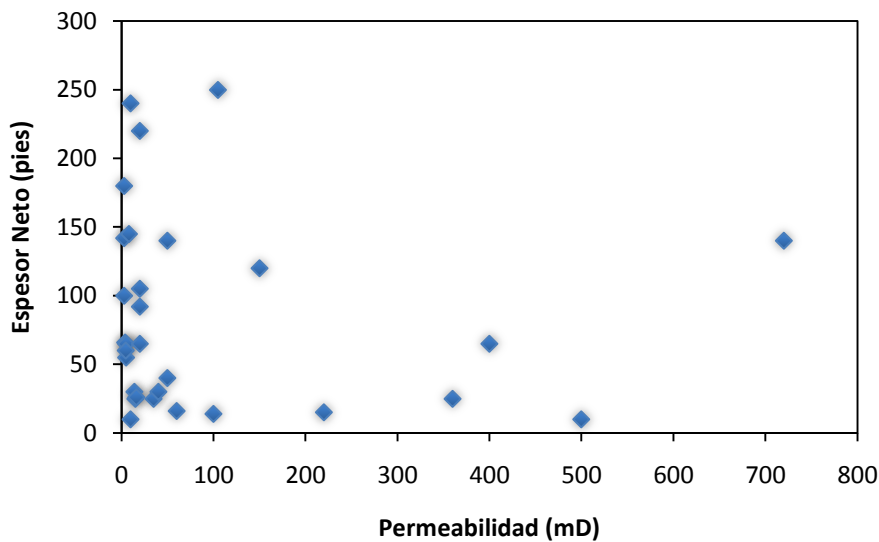


Figura 2.4 Espesor Neto vs. Permeabilidad (30/56 Proyectos).

Finalmente las profundidades y temperaturas no son un parámetro crítico para propósitos de selección. Sin embargo, es importante mencionar que los requerimientos en términos de presiones mínimas de miscibilidad se incrementan con la temperatura para procesos de inyección de gas miscible o de inyección alternada de agua y gas. El rango de temperatura de los proyectos WAG evaluados está principalmente entre los 38 y 93 °C y las profundidades de yacimiento son mayores a 1,220 metros.³

2.3. Criterios de Selección Específicos para Inyección de N₂

La información requerida para llevar a cabo la implantación de un proceso de recuperación de aceite mediante el uso de nitrógeno como fluido de inyección, suele no ser muy amplia en la literatura existente. La Tabla 2.6 contiene, en parte, un conjunto de parámetros de selección dados por el *National Petroleum Council* (NPC), en los cuales no fue incluido el Nitrógeno.⁴

	Densidad (°API)	Tipo de Formación	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°C)	Profundidad (m)	Espesor (m)
Inyección de Químicos						
Surfactantes	≥ 25	Areniscas	≥ 20	≤ 121	-	-
Polímeros	-	-	≥ 20	≤ 93	-	-
Alcalinos	≤ 35	Areniscas	≥ 20	≤ 93	-	-
Procesos Térmicos						
Inyección de Vapor	≤ 25	Areniscas Carbonatos	-	-	61 - 1,524	> 6
Combinados	≤ 25	Areniscas	-	-	> 1,524	> 3
Procesos con Gas						
Inyección de CO ₂	≥ 27	Areniscas Carbonatos	-	< 121	> 701	-

Tabla 2.6 Parámetros de Selección, *National Petroleum Council*, 1976.

Para establecer este criterio de selección fueron analizados los datos disponibles de yacimiento y fluidos correspondientes a 29 proyectos. Con base en este análisis fue construida la Tabla 2.7, con el propósito de ofrecer guías de selección para las diferentes categorías de un proceso de inyección de nitrógeno (desplazamiento inmisible, mantenimiento de presión, segregación gravitacional, estructura del yacimiento, desplazamiento miscible con CO₂ o gas licuado y proceso miscible).⁴

Desplazamiento Inmisible

Aunque los campos seleccionados para este estudio fueron yacimientos de areniscas, es interesante hacer notar que un igual número de yacimientos carbonatados son candidatos para un desplazamiento inmisible. Los yacimientos tienen en común un aceite de 30 a 60 °API y una estructura anticlinal, lo cual significa que la gravedad puede asistir el proceso. La mayoría de los candidatos tienen espesores de 30.5 a 152.4 metros y cuentan con casquete de gas. Por lo tanto, la introducción del nitrógeno en la cima de la estructura de estos yacimientos, ayudaría en el mantenimiento de la presión, así como también a la segregación gravitacional del gas inyectado y los fluidos propios del yacimiento.⁴

Mantenimiento de Presión

Los grandes yacimientos son el principal atractivo para los procesos de recuperación secundaria. En este tipo de yacimientos el nitrógeno es seleccionado como

complemento del gas natural, siendo este inyectado para el mantenimiento de la presión.

Los yacimientos candidatos para recibir nitrógeno cuentan con densidades de aceite que van de 31 a 49 °API. Uno de los campos analizados para la construcción de la Tabla 2.5 es lo suficientemente profundo para sustentar una presión de inyección alta (422 kg/cm², 3,962 metros) y puede ser considerado como un proyecto miscible.⁴

Gravedad o Estructura

La diferencia de densidades entre el nitrógeno y los fluidos del yacimiento, así como el relieve estructural puede mejorar el drene gravitacional, el control de migración del aceite y el incremento de la recuperación. Un relieve estructural tan pequeño como 6 grados de inclinación parece ser suficiente. Muchos de los proyectos aprovechan las diferencias de densidad entre el nitrógeno y los fluidos del yacimiento, esta diferencia de densidad tiende a segregar los fluidos y puede minimizar su mezcla.⁴

Desplazamiento Miscible con CO₂ o Gas Licuado

Algunos yacimientos en los cuales se llevó a cabo una inyección de CO₂ o gas licuado, son posteriormente tratados con nitrógeno como fluido de desplazamiento. Algunos de estos campos cuentan con características estructurales, las cuales hacen que la inyección de gas en la parte alta del yacimiento sea posible. La selección de la inyección de nitrógeno como fluido de inyección se debe a que el gas metano o el CO₂ no están disponibles en grandes cantidades o los costos de estos llegan a ser muy elevados. El nitrógeno puede no ser miscible con el aceite pero una vez que el banco de aceite miscible es establecido, el nitrógeno puede ser usado como agente de desplazamiento.⁴

Proceso Miscible

Los yacimientos en los cuales se puede dar un desplazamiento miscible con la inyección de nitrógeno deben ser profundos y contar con aceites ligeros (38 °API). En un desplazamiento miscible, las recuperaciones de aceite pueden ser sólo un poco más altas con la inyección de CO₂ que con la inyección de nitrógeno, por lo cual se necesitan considerar otros factores, tales como el comparar los costos, la compresibilidad, la disponibilidad y las propiedades corrosivas del CO₂ y el nitrógeno.⁴

Proceso	Densidad (°API)	Punto de Rocío (kg/cm ²)	Punto de Burbuja (kg/cm ²)	Presión (kg/cm ²)	Tipo de Formación	Permeabilidad (mD)	Tipo de Arcillas	Temperatura (°C)	Tipo de Estructura	Profundidad (m)	Espesor (m)	Corrosión
Mantenimiento de presión	≥ 30	Por debajo	Por debajo	**	**	**	**	**	Conveniente	**	**	Ninguna
Desplazamiento Inmiscible	≥ 30	-	-	**	**	**	**	**	Conveniente	**	**	Ninguna
Segregación Gravitacional	≥ 25	-	-	**	**	**	**	**	Requerida	**	**	Ninguna
Recuperación de Aceite de la Cima de la Estructura	≥ 25	-	-	**	**	**	**	**	Requerida	**	**	Ninguna
Procesos Miscibles												
N ₂	≥ 41	-	-	> 316	**	**	**	**	**	> 2,134	**	Ninguna
(CO ₂) Desplazamiento con N ₂	≥ 27	-	-	> 91	**	**	**	< 121	**	> 701	**	Ninguna

Tabla 2.7 Parámetros de Selección para Procesos de Inyección de N₂.
** Sin restricciones.

2.4. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Gas Asistidos por Gravedad

Pruebas de núcleos e investigaciones de campo, han confirmado que el aceite incremental en yacimientos con entrada de agua, puede ser recuperado mediante un proceso de inyección de gas asistido por gravedad, tal como un proceso de doble desplazamiento. Experimentos en celdas transparentes sustentan la suposición del flujo de la película de aceite residual en zonas drenadas mediante entrada de agua y la dependencia de la eficiencia de estos métodos en la distribución de fluidos dentro del medio poroso. La habilidad del aceite para formar una película es expresada cuantitativamente mediante el coeficiente de difusión, definido en términos de la tensión interfacial y la tensión superficial de las fases involucradas en el proceso.⁵

En un proceso de doble desplazamiento interviene la inyección de gas en una zona de aceite previamente invadida por agua con el fin de movilizar y producir el aceite incremental. La segregación gravitacional estable genera un banco de aceite. Un esquema simplificado de un yacimiento que es candidato a un proceso de doble desplazamiento se muestra en la Figura 2.5. Bajo condiciones favorables de yacimiento, la aplicación de este tipo de procesos puede generar una recuperación del orden de 40% del aceite original.⁵

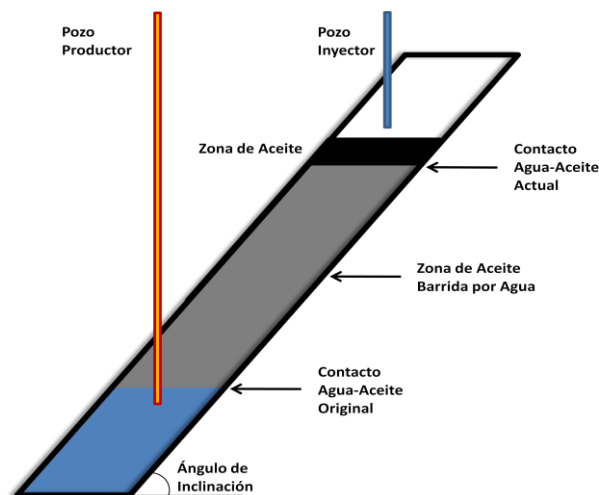


Figura 2.5 Esquema de un Yacimiento Candidato a un Proceso de Doble Desplazamiento.

Con el fin de recuperar el aceite residual en una zona donde actuó un mecanismo de desplazamiento por entrada de agua, se debe restablecer la permeabilidad efectiva del aceite. Mediante la inyección de gas, el agua es desplazada de los poros donde el aceite es entrampado. Las fuerzas capilares de sistemas mojados por agua provocan

que el aceite se propague entre el agua, la cual cubre las paredes del poro y la burbuja de gas, ocupando así el centro del poro. Esto genera las condiciones para que la película de aceite fluya hasta conectarse con el aceite en la zona invadida por gas, El aceite reconectado fluye hacia abajo debido a fuerzas gravitacionales y crea un banco de aceite. El proceso de segregación gravitacional de aceite es controlado mediante la diferencia de densidad de los fluidos, la inclinación del yacimiento, la viscosidad de los fluidos y la permeabilidad efectiva del aceite.⁵

Un proceso de doble desplazamiento puede ser un método económico de recuperación mejorada para yacimientos con una importante cantidad de aceite residual en la zona de aceite invadida por agua, suponiendo la suficiente permeabilidad, inclinación y viscosidad del aceite para un drene gravitacional. Basado en un estudio de simulación numérica, un buen candidato para un proceso de doble desplazamiento debe tener una permeabilidad del orden de 300 mD o más y un ángulo de inclinación por encima de los 10 grados. El estudio mostró que una permeabilidad menor tiene más efectos adversos sobre la eficiencia del proceso, que los que se podrían dar con un menor ángulo.⁵

Una selección inicial de yacimientos se puede llevar a cabo con el valor del coeficiente de difusión, el cual fue establecido para controlar la eficiencia de desplazamiento del gas y la permeabilidad relativa de las tres fases. En todos los casos de investigación un coeficiente de difusión positivo indica que la formación de una película de aceite sobre el agua es benéfica para los procesos de recuperación en sistemas mojados por agua. El coeficiente de difusión está dado por la siguiente ecuación:

$$S'_{ow} = \sigma_{wg} - \sigma_{og} - \sigma_{ow} \quad Ec. 2.4$$

En donde:

S'_{ow} = Coeficiente de difusión final del aceite sobre el agua, mN/m

σ_{wg} = Tensión interfacial agua-gas, mN/m

σ_{og} = Tensión interfacial aceite-gas, mN/m

σ_{ow} = Tensión interfacial aceite-agua, mN/m

Cuando el valor de S'_{ow} es positivo, el aceite tiende a propagarse sobre el agua formando una película continua. Cuando el valor de S'_{ow} es negativo, el aceite no se propaga sobre el agua.

Grandes recuperaciones de aceite en sistemas mojados por agua fueron observados para valores positivos de S'_{ow} . No existió una diferencia notable entre los valores positivos o negativos del coeficiente de difusión en experimentos realizados en medios mojados por aceite. El coeficiente de difusión es la clave para la factibilidad de un proceso de doble desplazamiento. Son necesarios valores representativos de la tensión interfacial entre cada par de fluidos para poder estimar el coeficiente de difusión.⁵

La tensión interfacial requerida por la industria petrolera en la mayoría de las veces involucra altas presiones y altas temperaturas, por lo que el método de la gota colgante es el más ampliamente usado para su cálculo. El método de la gota colgante consiste en una gota que cuelga desde un tubo capilar (o una burbuja pegajosa) la cual se elonga. La tensión interfacial, σ_i , puede ser calculada rápidamente usando el siguiente algoritmo:

$$\sigma_i = \frac{\Delta\rho g R_o^2}{\beta} \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$\beta = 0.12836 - 0.7577S + 1.7713S^2 - 0.5426S^3 \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$R_o = d_e / [2(0.9987 + 0.1971\beta - 0.0734\beta^2 - 0.34\beta^3)] \quad \text{Ec. 2.7}$$

En donde:

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades de los fluidos, kg/m^3

g = Constante gravitacional, m/s^2

d_e = Máximo diámetro de la gota, m

S = Factor de forma, $S = d_s/d_e$ como se muestra en la Figura 2.6.

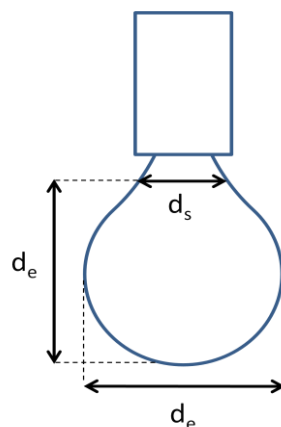


Figura 2.6 Medición, Método de la Gota Colgante.

En medidas experimentales llevadas a cabo se ha encontrado que la inyección de nitrógeno ofrece un mejor coeficiente de difusión, debido a que la tensión superficial entre el agua y el gas es mayor que la que se tiene con gas metano. Así también, se ha encontrado que el método de la gota colgante es lo suficientemente preciso para una selección de yacimientos inicial, basada en el valor del coeficiente de difusión.⁵

2.5. Criterios de Selección para Procesos de Inyección de Aire

Cuando se inyecta aire a un yacimiento, ocurren dos fenómenos simultáneos: El desplazamiento del aceite y la oxidación de éste. De acuerdo a la eficiencia de desplazamiento y la intensidad de la oxidación, 4 principales tipos de procesos pueden ocurrir:

1. Inyección de aire inmisible (IAF) con oxidación intensiva.
2. Inyección de aire inmisible (IAF) sin oxidación intensiva.
3. Inyección de aire miscible (MAF) con oxidación intensiva.
4. Inyección de aire miscible (MAF) sin oxidación intensiva.

Los dos últimos procesos son comúnmente conocidos como procesos de inyección de aire a alta presión. De acuerdo a la intensidad de la oxidación, las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) o las reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO) pueden controlar el desarrollo del proceso.

Para tener un proceso de inyección de aire exitoso se deben cumplir las siguientes condiciones:

- La utilización del oxígeno en la inyección debe ser prácticamente del 100%.
- La ignición espontánea debe alcanzarse fácilmente.

A fin de cumplir la primera condición, se deben satisfacer las siguientes condiciones adicionales:

- La zona de aceite debe contar con una homogeneidad relativa.
- Contar con el monto de coque necesario para mantener la combustión o una alta temperatura de yacimiento para poder utilizar el 100% del oxígeno.

2.5.1. Combustión In-Situ o Inyección de Aire Inmiscible con Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO-IAF)

Cuando las reacciones de oxidación toman lugar a altas temperaturas en una inyección de aire inmiscible, se obtiene una combustión in-situ convencional. Algunas veces en la aplicación de una combustión in-situ es requerida una operación de ignición para iniciar el proceso, generando una ola de calor. Este proceso está asociado con la existencia de un pico de temperatura (350 - 600 °C), lo cual generara un vigoroso frente de combustión que viajara hasta los pozos de producción. La combustión in-situ parece no ser factible para yacimientos con porosidades extremadamente bajas, ya que la porosidad está directamente relacionada con las pérdidas de calor.⁶

Criterio de Selección

La combustión in-situ es aplicable principalmente para yacimientos de aceite pesado con viscosidades mayores a los 10 cp. Los yacimientos candidatos a este método deben cumplir con las siguientes condiciones:

- No ser yacimiento fracturado.
- No presentar casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto > 3 metros.
- Profundidad > 150 metros.
- Permeabilidad > 100 mD.
- Porosidad > 20%.
- Transmisibilidad del aceite ($k_o h / \mu_o$) > 6 mD-m/cp.
- Viscosidad del aceite > 10 cp.
- Contenido de aceite (ϕS_o) > 0.065.

2.5.2. Inyección de Aire Inmiscible con Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO-IAF)

Algunas veces debido a un insuficiente flujo de aire, este proceso ha sido encontrado durante muchas operaciones de combustión in-situ. En tales casos predominan las reacciones de oxidación a baja temperatura, no existiendo más un frente de combustión y siendo consumido el oxígeno en dichas reacciones, las cuales se propagan en una amplia región, incrementando la viscosidad del aceite en vez de disminuirla.⁶

Las reacciones a baja temperatura pueden ocurrir incluso con altos gastos de inyección de aire, especialmente cuando la heterogeneidad de la formación es muy pronunciada. Este proceso ha sido aplicado en aceites relativamente viscosos y no ha probado su efectividad como método de recuperación mejorada. Este tipo de procesos tiene una muy baja oportunidad de éxito económico en inyecciones horizontales. Sin embargo, puede tener potencial en una inyección vertical.⁶

La causas para que reacciones de oxidación a baja temperatura dominen un proceso, se cree que son:

- Alta heterogeneidad (incluyendo fracturas).
- Baja presión y temperatura del yacimiento.
- Bajos gastos de aire (bajo flujo de oxígeno).

Criterio de Selección

Los yacimientos candidatos a este método deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Saturación del aceite > 50%.
- 30 cp > Viscosidad del aceite > 10 cp.
- 850 kg/m³ > Densidad del aceite > 800 kg/m³.

2.5.3. Inyección de Aire Miscible con Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO-MAF)

En la aplicación de este proceso, estequiométricamente el volumen de aire inyectado durante el proceso, es aproximadamente el mismo que el del gas producido, y por lo tanto las reacciones de oxidación no tienen un impacto significativo sobre el mantenimiento de presión.⁶

La inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a alta temperatura, puede ser aplicada en yacimientos profundos y homogéneos con temperaturas mayores a 80 °C, y con propiedades del aceite que permitan alcanzar la miscibilidad con nitrógeno a una presión menor que la presión inicial de yacimiento. Otra condición es que exista el contenido de coque suficiente o que la matriz de la roca contenga suficiente material orgánico para sostener la gran ola de temperatura.⁶

Criterio de Selección

Los yacimientos candidatos a este método deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Viscosidad del aceite < 10 cp.
- Densidad del aceite < 850 kg/m³.
- Profundidad > 2,000 metros.
- Temperatura de yacimiento > 80 °C.
- No ser yacimiento fracturado.
- No presentar un gran casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto > 3 metros.
- Permeabilidad > 10 mD.
- Porosidad > 15%.
- Saturación de aceite > 30%.

2.5.4. Inyección de Aire Miscible con Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO-MAF)

Para este tipo de proceso, una parte del oxígeno es consumido sin liberar óxidos de carbono, llevando esto a la reducción del volumen de gas inyectado. Consecuentemente, los beneficios de la presurización son menores para este proceso y una sobre inyección puede ser considerada.⁶

La inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a baja temperatura puede ser aplicada en yacimientos que tengan una temperatura menor a 80 °C, y con propiedades del aceite que permitan una inyección de gas miscible. Así mismo, el aceite no es capaz de depositar suficiente coque y/o la matriz de la roca por sí misma no contiene suficiente material orgánico para sostener una gran ola de temperatura. Cuando la heterogeneidad es muy pronunciada, la ola de temperatura no podrá ser sostenida sin importar cuánto combustible este depositado o que tan alta sea la temperatura de yacimiento.⁶

Criterio de Selección

Los yacimientos candidatos a este método deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Viscosidad del aceite < 10 cp.

- Densidad del aceite < 850 kg/m³.
- Profundidad > 2,000 metros.
- Temperatura de yacimiento > 80 °C.
- No ser yacimiento fracturado.
- No presentar un gran casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto no es un parámetro crítico.
- Permeabilidad > 10 mD.
- Porosidad > 15%.
- Saturación de aceite > 30%.

2.5.5. Criterio de Selección de Poettman para Procesos de Combustión

El proceso térmico de recuperación más comúnmente usado es el frente de combustión seco. Este proceso es llamado así ya que el aire inyectado no contiene agua. En este proceso la ignición ocurre cerca del pozo inyector y el frente de desplazamiento se mueve desde el pozo inyector hasta el pozo productor. La ventaja de este proceso es que una fracción despreciable del crudo es quemado formando coque, dejando las arenas limpias detrás del frente. Sin embargo, tiene dos limitaciones, la primera es que el aceite desplazado tiene que pasar a través de una región fría en el yacimiento. Si el aceite es altamente viscoso ocurriría la obstrucción del líquido, la cual podría terminar con el proceso. La segunda es que el calor almacenado en la región quemada no es utilizado eficientemente debido a que el aire inyectado no es lo suficientemente efectivo para llevar el calor hacia adelante.⁷

La combustión inversa, es un proceso en el cual la ignición ocurre cerca del pozo productor y el frente de desplazamiento se mueve a contracorriente del flujo del aire inyectado. El aceite se mueve a través de una región caliente hacia el pozo productor, no existe un límite para la viscosidad del aceite. La combustión inversa no es tan eficiente como la combustión seca, ya que una considerable cantidad de aceite es quemado. Poettman enlistó las siguientes consideraciones prácticas para evaluar prospectos o iniciar un proyecto piloto para un proceso de combustión:

- Formación de areniscas aisladas con una uniformidad relativa.
- Espesor usualmente de 3 metros o mayor.
- Profundidad usualmente entre 30 y 91 metros, pero no limitada a estos valores.
- Porosidad del 20% o mayor.

- Permeabilidad de 100 mD o mayor.
- Densidad del aceite de 40° API o menor.
- Producto de la porosidad y la saturación del aceite mayor a 0.10 (contenido de aceite móvil por unidad de volumen mayor a 780 bls/acre-pie).

Los siguientes factores contribuirán favorablemente en un aspecto económico: (1) gran espaciamiento entre pozos; (2) alta permeabilidad; (3) secciones con gran espesor; (4) altas saturaciones de aceite recuperable; (5) bajas relaciones de movilidad; (6) bajo contenido de coque, pero por encima del mínimo requerido; (7) permeabilidad uniforme; (8) alta eficiencia de barrido.⁷

2.5.6. Criterio de Selección de Geffen para un Proceso de Combustión Húmeda

La combustión húmeda o también conocida como proceso COFCAW (combinación de combustión e inyección de agua) es un proceso que toma ventaja del contenido de energía en forma de calor presente en el agua, así como de su calor latente de vaporización para recuperar la energía que se mantiene almacenada en la región quemada. Este proceso se caracteriza por ofrecer una mayor eficiencia térmica que la de un proceso convencional; Sin embargo, el proceso está aún sujeto a la limitación de una movilidad de aceite mínima en la región fría. Geffen propuso las siguientes guías de selección para un proceso de combustión húmeda:

- Espesores mayores a 3 metros.
- Profundidades mayores a 152 metros.
- Presión de operación mayor a 17.6 kg/cm².
- Densidad del aceite menor a 45 °API.
- Transmisibilidad, kh/μ , mayor a 30.5 mD-m/cp.
- Producto de la porosidad y la saturación del aceite mayor a 0.05 (contenido de aceite móvil por unidad de volumen mayor a 390 bls/acre-pie).
- Relación $k_{campo}/k_{nucleos}$ menor a 5 (esta relación es una medida de la heterogeneidad del yacimiento).
- Alto valor del producto de la porosidad y el espesor.
- Espaciamiento de pozos no mayor a 162 mil metros cuadrados.

Los siguientes factores son favorables para el éxito del proyecto: (1) temperatura de la formación mayor a 65 °C; (2) baja permeabilidad vertical; (3) agua disponible de bajo

costo y que no precipite sólidos en presencia de aire; (4) existencia de pozos que resistan altas presiones; (5) suministro de gas a bajo costo para los compresores.

Los siguientes factores tienden a incrementar el riesgo del proceso: (1) fracturas amplias; (2) casquete de gas; (3) fuerte desplazamiento por entrada de agua; (4) serios problemas de emulsión preexistente.⁷

2.5.7. Criterios de Selección para Procesos de Combustión In-Situ Basados en Técnicas Estadísticas

Estos criterios fueron desarrollados con base en 17 proyectos de combustión de los cuales 6 fueron técnica y económicamente exitosos.

Criterio Basado en una Aproximación Mediante Límites de Confianza

Mediante el uso de límites de confianza para diferentes parámetros, se encontró que la porosidad, la saturación de aceite, el producto de la porosidad y la saturación, la densidad del aceite y la viscosidad, pueden diferenciar el éxito o el fracaso de un proyecto de combustión, obteniendo así las siguientes guías de selección:

- Porosidad de 22 por ciento o mayor.
- Saturación de aceite del 50 % o mayor.
- Producto de la porosidad y la saturación del aceite mayor a 0.13 (contenido de aceite móvil por unidad de volumen mayor a 1,000 bls/acre-pie).
- Densidad del Aceite de 24°API o menor.
- Viscosidad menor a 1,000 cp.

Criterio Basado en una Aproximación mediante un Análisis de Regresión

Esta aproximación define una variable continua (y) que sirve como una medida para conocer el éxito o el fracaso de un proyecto de inyección de aire.

Una ecuación fue buscada mediante un análisis de regresión para relacionar la variable dependiente (y) a un número de variables independientes que incluye h , Z , Φ , k , S_o , $^{\circ}API$, μ , kh/μ y ΦS_o . La temperatura de yacimiento es fuertemente dependiente de la profundidad y por lo tanto no es incluida. La ecuación resultante es:

$$y = -2.257 + 0.0001206Z + 5.704\Phi + 0.000104k - 0.00007834 kh/\mu + 4.6\Phi S_o \quad Ec. 2.8$$

La variable y calculada para 6 procesos técnica y económicamente exitosos resultó estar en un rango de 0.289 a 1.347, Mientras que para 11 proyectos no exitosos la variable tuvo valores entre -1.099 a 0.251. Por lo que el criterio de selección define que si el valor de la variable (y) es mayor a 0.27 esto denotará un proyecto potencialmente exitoso. Una condición adicional a este criterio es que la viscosidad del aceite debe ser menor a 1,000 cp, debido a que en aceites altamente viscosos es preferible la aplicación de un proceso de inyección de vapor.⁷

2.5.8. Otros Criterios de Selección para Procesos de Combustión In-Situ

Las guías de selección para procesos de combustión in-situ han sido propuestos por varios autores como Poetmann, Geffen, Lewin & Asociados, Chu y Iyoho. En años recientes los precios del aceite han aumentado drásticamente por lo que un proyecto que previamente fue considerado no viable de manera económica, podría ser económicamente factible si se llevara a cabo hoy en día. Por otra parte, recientemente se tiene disponible mayor información de proyectos de combustión in-situ que están en curso. Desde este punto de vista, nuevas guías de selección han sido y pueden seguir siendo desarrolladas. La Tabla 2.8 muestra las guías de selección de Iyoho y Chu.⁸

Autor	Iyoho			Chu
Año	1978	1978	1978	1980
Espesor (m)	1.5 - 15	3 - 36.6	> 3	-
Profundidad (m)	61 - 1,372	-	> 152	-
Porosidad (%)	≥ 0.20	≥ 0.20	≥ 0.25	> 0.16
Permeabilidad (mD)	> 300	-	-	> 100
Saturación de aceite (%)	> 50	> 50	> 50	> 35
Densidad ($^{\circ}$ API)	10 a 40	< 10	< 45	< 40
Viscosidad (cp)	< 1,000	sin límite superior	< 1,000	-
Transmisibilidad (mD-m/cp)	> 20	-	-	> 10
ϕS_o	> 0.077	-	> 0.064	> 0.10
Comentarios	Para combustión seca (espaciamiento de pozos ≤ 40 acres)	Para combustión inversa	Para combustión húmeda	-

Tabla 2.8 Criterios de Selección para Procesos de Combustión.

2.6. Criterios de Selección para Procesos de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)

Un proceso de segregación gravitacional asistido por vapor es un proceso térmico de recuperación mejorada. El procedimiento es aplicado a múltiples pares de pozos horizontales, los cuales son alineados paralela y verticalmente. Su longitud y separación vertical son del orden de 1,000 metros y 5 metros respectivamente. El pozo superior es el inyector, mientras que el pozo inferior es el productor. El proceso comienza haciendo circular vapor en ambos pozos, con el fin de transferir la suficiente energía en forma de calor al bitumen, para que éste pueda fluir hacia el pozo productor. El espacio de poro liberado es ocupado por vapor, formando de esta manera una cámara de vapor, la cual se calienta drenando eventualmente más bitumen. Cuando se ha suministrado la suficiente cantidad de vapor a la formación, se interrumpe la circulación de vapor en el pozo productor y la inyección de vapor continua solo en el pozo superior. La cámara de vapor en forma de cono comienza a desarrollar un flujo ascendente desde el pozo inyector; parte del vapor es condensado y dado que la nueva superficie de bitumen se calienta, el aceite que ha reducido su viscosidad fluye hacia abajo a lo largo de la cámara de vapor hasta el pozo productor por efecto de la gravedad.⁹

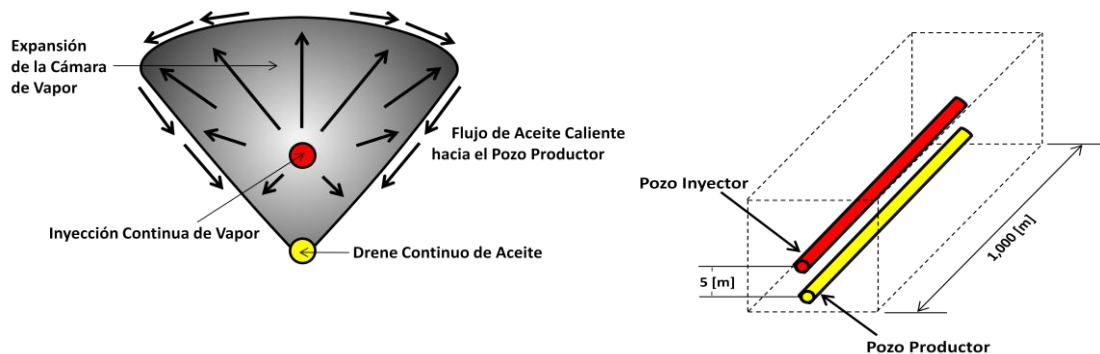


Figura 2.7 Proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD).

Las guías de selección para la implantación de un proceso de segregación gravitacional asistido por vapor están basadas en fuentes de información como lo son: análisis de simulaciones numéricas y analíticas, experimentos de laboratorio y estadísticas de proyectos pilotos exitosos, en las cuales se identificaron propiedades y valores numéricos que forman parte de estos criterios.

Un yacimiento candidato para la aplicación de un proceso de segregación gravitacional asistido por vapor debe ser verticalmente homogéneo, de tal forma que la aplicación de un modelo analítico sea posible. Aunque simulaciones numéricas muestran que poca variación vertical puede mejorar el desempeño del proceso.

Criterio de Selección de Kasraie

Kasraie sugiere las siguientes consideraciones para la aplicación exitosa de un proceso SAGD:

- Un mínimo de 10 metros de arena continúa.
- Un mínimo de 100 mD de permeabilidad.

Criterio de Selección de Singhal

Singhal propuso los siguientes criterios para seleccionar un yacimiento candidato a la aplicación de un proceso SAGD:

Prospectos atractivos:

- Menos de 10% de arcillas, debido a que éstas se hinchan al absorber el agua fresca que se condensa del vapor.
- Si la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.
- La presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor en los límites del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de esta. Por tal motivo una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.
- Fracturas a pequeña escala pueden ser de beneficio al distribuir el vapor en el petróleo viscoso y agregar efectos de transferencia de calor y de masa.
- Arena fluvial que presenta una secuencia de afinamiento hacia arriba; este afinamiento hacia arriba es importante para confinar el vapor inyectado dentro de la cámara de vapor.
- Arena de tipo de ambiente submarino sin barreras significativas de lutita entre la arena. La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.
- Unidades de flujo amplias y continuas.
- Arenas con altas relaciones de permeabilidad (kh/kv).

Prospectos no atractivos:

- Espesores de arena menores a 5 metros.
- Regiones con grandes capas de gas o agua de fondo.
- Arenas con intercalaciones múltiples de lutitas.
- Regiones con cambios significativos y no predecibles de facies entre arena y lutita.
- Regiones con fracturas comunicadas, fallas.
- Zonas donde el confinamiento controlado de la cámara de vapor sea difícil.

Criterios de selección para la aplicación de un proceso SAGD basado en estudios de simulación.

- Espesor de arena mayor a 10 metros.
- Capa de gas/agua de fondo menor a 1m. Si el espesor de arena es mayor a 20 metros se puede aceptar mayor espesor de capa de gas o agua de fondo.
- Permeabilidades mayores a 1 Darcy.
- El contenido de aceite móvil por unidad de volumen debe ser mayor de 500 bls/acre-pie.
- A pesar de que este proceso puede ser efectivo en una amplia gama de viscosidades, una menor viscosidad conlleva una mayor tasa de producción.

Criterio propuesto por el Alberta Research Council

Profundidad (m)	< 1,400
Presión Actual (kg/cm ²)	< 107.57
Viscosidad (cp)	> 2,000
Permeabilidad Horizontal (mD)	> 1,000
Permeabilidad Vertical (mD)	> 100
Capa de Gas	≤ Baja
Contenido de Arcilla	≤ Baja
Fractura miento	Ninguno
Relación Agua Petróleo (m ³ /m ³)	10
Espesor de Arena (m)	> 15
Porosidad (%)	> 0.26

Tabla 2.9 Criterio de Selección, *Alberta Research Council*, Simulador PRI.

2.7. Criterio de Selección para Procesos Microbiales de Recuperación Mejorada (MEOR)

La aplicación de tecnologías de recuperación mejorada en el Mar del Norte es llevada a cabo desde 1975 hasta nuestros días. Entre las tecnologías que se han iniciado se encuentra los procesos microbiales de recuperación mejorada (MEOR). Debido a la escasez de datos, se realizó una revisión de la información contenida en la literatura acerca de esta tecnología, con el fin de entender los mecanismos, la madurez y el potencial del proceso.¹⁰

De acuerdo al tipo de producción, los procesos microbiales pueden ser agrupados en limpiezas de pozo, estimulaciones de pozo e inyección mejorada de agua. La inyección de agua microbiana involucra una amplia escala de bacterias y nutrientes, inyectados en los yacimientos para mejorar macroscópicamente y microscópicamente el desplazamiento de aceite.¹⁰

En la literatura existente se ha observado que los procesos microbiales dependen de los tipos de bacterias, nutrientes, condiciones aeróbicas y anaeróbicas, así como de las propiedades del yacimiento y sus fluidos. La posibilidad de la aplicación de un proceso microbiano en Noruega ha sido investigada empleando el criterio general de selección del Departamento de Energía de los Estados Unidos, que se encuentra en la Tabla 2.10. La compañía petrolera Statoil ha implementado un proceso microbiano de recuperación mejorada en el campo Norne y el criterio general de selección muestra la posibilidad de más aplicaciones de este proceso en campos noruegos.¹⁰

La Tabla 2.10 muestra los criterios de selección desarrollados por Lazar en 1990 y por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Parámetros	Lazar (1990)	Departamento de Energía
Porosidad (%)	≥ 20	-
Permeabilidad (mD)	≥ 150	> 50
Temperatura (°C)	≤ 70	< 80
Salinidad (g/l)	≤ 150	≤ 150
Viscosidad (cp)	5 - 50	-
Profundidad (m)	-	$< 2,347$

Tabla 2.10 Criterios de Selección para Procesos Microbiales de Recuperación Mejorada.

2.8. Rangos de Proyectos Actuales

Proceso	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Saturación de Aceite (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (m)	Temperatura (°F)
Inyección de Vapor	8 - 40	93 - 5,000,000	0.8 - 90	0.1 - 15,000	61 - 1,650	7 - 66
Combustión In-Situ	9.5 - 38	1.44 - 660	52 - 94	10 - 15,000	78 - 2,896	18 - 110
Inyección de Agua con Polímeros	13 - 34	5 - 4,000	51 - 73	173 - 4,000	324 - 1,661	15.6 - 85
Inyección de CO ₂	28 - 44	0.4 - 6	35 - 89	0.1 - 500	580 - 2,865	33 - 83
Hidrocarburos Miscibles	24 - 60	0.097 - 2	30 - 98	3 - 5,000	1,143 - 4,191	58 - 143

Tabla 2.11 Rangos de Proyectos Actuales para Procesos de Recuperación Mejorada.

Bibliografía

1. O. Rivas, S. Embid y F. Bolivar "Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes", artículo SPE 23641 presentado en "Second Latin America Petroleum Engineering Conference, II LAPEC" llevado a cabo en Caracas, Venezuela, 8-11 Marzo de 1992.
2. L. Mohammed-Singh, A.K. Singhal, y S. Sim "Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations", artículo SPE 100044 presentado en "2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
3. E. Manrique, G. Calderón, L. Mayo, M.T. Stirpe "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences", artículo SPE 50645 presentado en "1998 SPE European Petroleum Conference" llevado a cabo La Hogue, Holanda, 20-22 Octubre de 1998.
4. J. P. Clancy, R.E. Gilchrist, L.H.K. Cheng y D.R. Bywater "Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria" artículo SPE 11902 presentado en "SPE 1982 Offshore Europe Conference" llevado a cabo en Aberdeen, 6-9 Septiembre de 1982.

-
5. B. Lepski, Z. Bassiouni y J.M. Wolcott "Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Gas Injection" artículo SPE 39659 presentado en "1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 19-22 Abril de 1998.
 6. A. T. Turta y A. K. Singhal "Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection" artículo SPE 48841 presentado en "1998 SPE International Conference and Exhibition in China" llevado a cabo en Beijing, China, 2-6 Noviembre de 1998.
 7. C. Chu "A Study of Fireflood Field Projects" artículo SPE 5821 presentado en "SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-24 Marzo de 1976.
 8. C. Chu "State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects" artículo SPE 9772 presentado en "1981 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 5-8 Abril de 1981.
 9. C. V. Deutsch y J.A. McLennan "Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir Characterization Using Geostatistics", Center for Computational Geostatistics (CCG), Guidebook Series Vol.3.
 10. A. R. Awan, R. Teigland y J. Kleppe "EOR Survey in the North Sea" artículo SPE 99546 presentado en "2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
 11. Leena Koottungal, "2008 Worldwide EOR Survey", Oil & Gas Journal, 21 de Abril de 2008.

3. Criterios de Selección Basados en Estadísticas de Procesos Exitosos

Actualmente muchos de los proyectos de recuperación mejorada se encuentran en una etapa de diseño o implementación con el fin de ayudar a reunir la demanda mundial de hidrocarburos. Al correlacionar los parámetros técnicos obtenidos de proyectos exitosos alrededor del mundo, podemos evitar pérdidas innecesarias de tiempo y dinero mejorando con esto, la recuperación del aceite incremental. Diversos criterios de selección han sido propuestos para los diferentes métodos de recuperación mejorada existentes. Datos de proyectos exitosos alrededor del mundo han sido examinados con el propósito de identificar las óptimas características de los yacimientos y sus fluidos.

Los siguientes criterios de selección fueron realizados mediante estadísticas de proyectos exitosos de recuperación mejorada alrededor del mundo. Los datos empleados fueron tomados de los registros de proyectos publicados por el *Oil & Gas Journal*. El proceso para identificar las características óptimas involucró el análisis de diversos conjuntos de datos para cada uno de los métodos de recuperación presentados en este capítulo. Fue imperativo tomar en cuenta todas las observaciones inherentes a estos conjuntos de datos para poder comprender la importancia de cada parámetro de selección. Los criterios propuestos tienen como objetivo ofrecer un apoyo en la determinación de yacimientos candidatos para la implantación de un proceso, para lo cual se incluyen diagramas de dispersión y análisis estadísticos para cada una de las propiedades. El número de proyectos puede limitar los criterios de selección propuestos para cada parámetro en los diferentes métodos de recuperación.

Los valores óptimos del yacimiento y sus fluidos obtenidos a partir de los proyectos exitosos para los diferentes procesos de recuperación mejorada están dados en la Tabla 3.12.

3.1. Criterios de Selección para Inyección de Gases Miscibles

Los proyectos de recuperación mejorada que involucran la inyección de gases, tales como el dióxido de carbono, el nitrógeno y los gases hidrocarburos han generado un incremento considerable en la producción de hidrocarburos en las últimas décadas.

Por lo cual, la implementación de este tipo de métodos es un factor preponderante en la recuperación del aceite incremental a nivel mundial.

3.1.1. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de CO₂

En la generación de este criterio (Tabla 3.2) fueron analizados los datos de 64 proyectos de inyección de CO₂ ubicados en campos petroleros en los Estados Unidos y un proyecto llevado a cabo en el campo petrolero Joffre ubicado en Canadá. Cabe mencionar que en su mayoría, los yacimientos son carbonatados.

Densidad

Las Figuras 3.1 y 3.2 muestran que la mayoría de los proyectos exitosos de inyección de CO₂ presentan una densidad del aceite por encima de los 30 °API. Este resultado es consistente con el publicado por Taber.¹ El cual nos indica que la densidad del aceite debe de ser preferentemente mayor a 30°API.

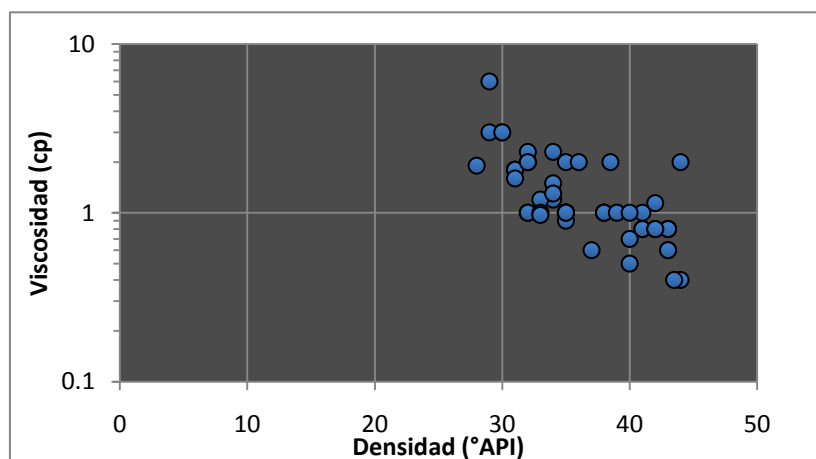


Figura 3.1 Viscosidad vs. Densidad (64 proyectos).

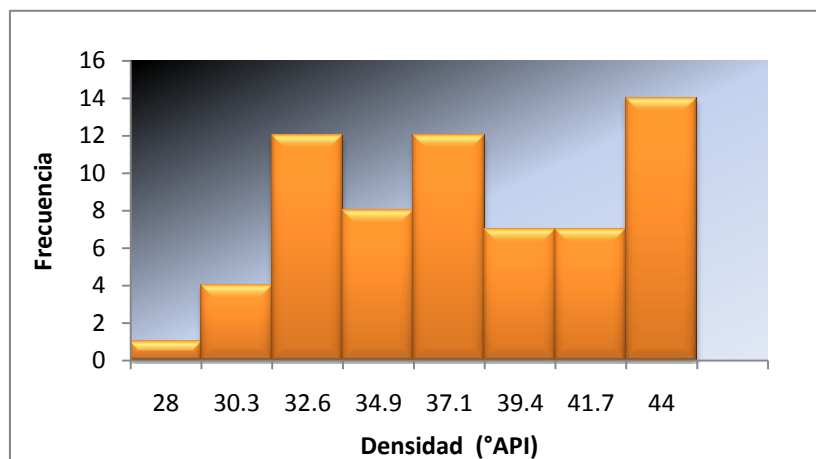


Figura 3.2 Histograma de Densidades en Proyectos Exitosos de CO₂ (65 proyectos).

Viscosidad

La Figura 3.1 y al Figura 3.3 muestran que para los proyectos analizados el 70 % de ellos presentaron valores de viscosidad por debajo de 2 cp. Los datos mostraron un máximo de 6 cp y un mínimo de 0.4 cp como puede observarse en la Figura 3.3. Estos valores son mucho más bajos que los presentados en la literatura por Taber¹ y Klins². Esto nos muestra que la viscosidad en proyectos exitosos de inyección de CO₂ parece estar en un rango óptimo mucho más estrecho.

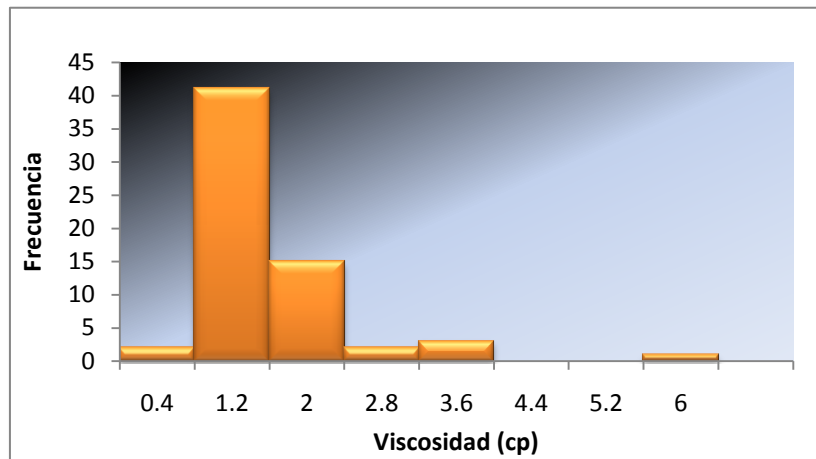


Figura 3.3 Histograma de Viscosidades en Proyectos Exitosos de CO₂ (64 proyectos).

Saturación de Aceite

Como se puede observar en las Figuras 3.4 y 3.5 la saturación inicial de aceite en todos los proyectos exitosos analizados se encuentra por encima del 35% del volumen poroso, lo cual nos lleva a un criterio más estrecho que los ya propuestos en la literatura.

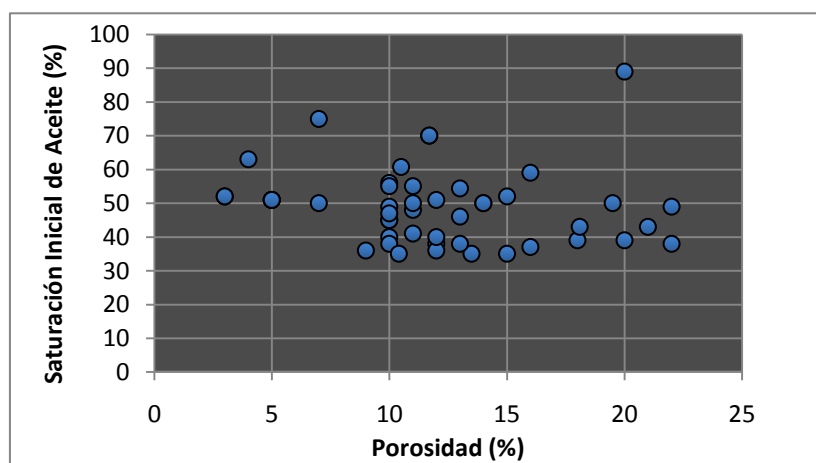


Figura 3.4 Saturación Inicial de Aceite vs. Porosidad (50 proyectos).

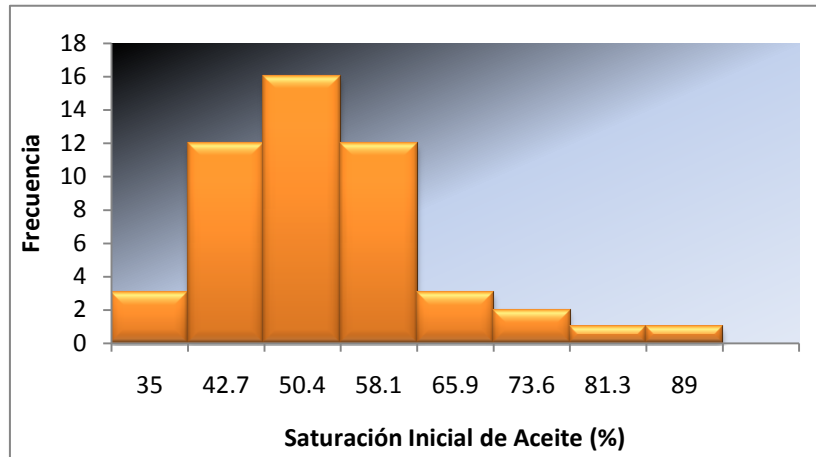


Figura 3.5 Histograma de Saturaciones en Proyectos Exitosos de CO₂ (50 proyectos).

Porosidad

Las Figuras 3.4 y 3.6 muestran que la porosidad aparenta no ser un factor crítico en la selección de un yacimiento candidato a un proyecto de inyección de CO₂. Sin embargo, podemos observar que más de un 80% de los proyectos tiene una porosidad mayor al 10%.

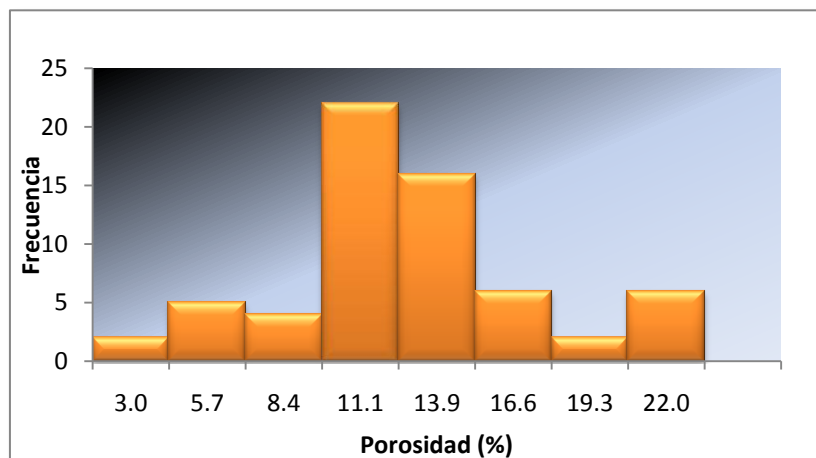


Figura 3.6 Histograma de Porosidades en Proyectos Exitosos de CO₂ (63 proyectos).

Permeabilidad

Con base en los resultados obtenidos (Figuras 3.7-3.8), así como en los criterios propuestos previamente en la literatura, podemos decir que la permeabilidad no es un parámetro crítico en la selección de yacimientos para la implantación de un proyecto de inyección de CO₂. Sin embargo, cabe mencionar que la permeabilidad de más del 70% de los proyectos exitosos analizados se encuentra por debajo de los 20 mD.

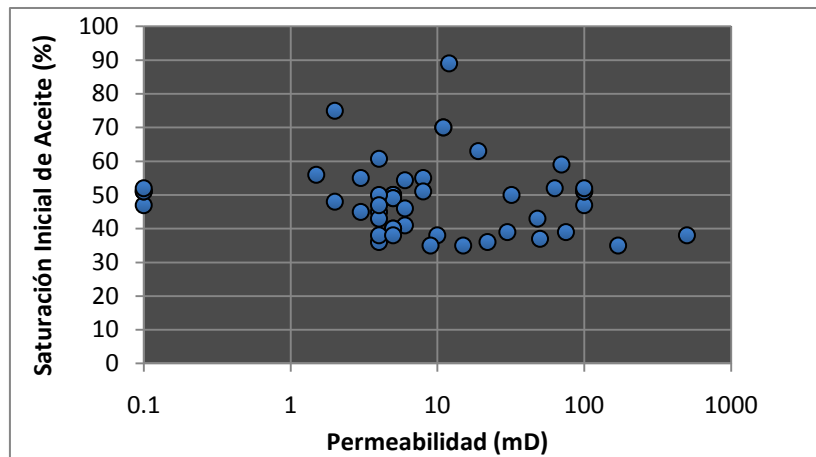


Figura 3.7 Saturación Inicial de Aceite vs. Permeabilidad (65 proyectos).

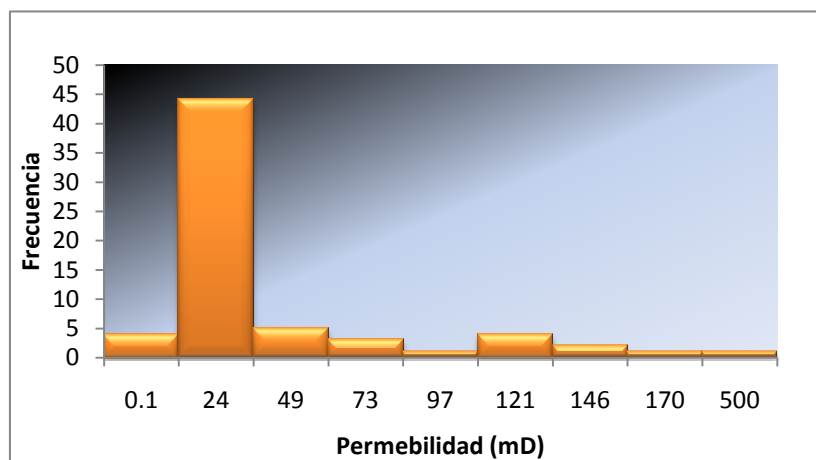


Figura 3.8 Histograma de Permeabilidades en Proyectos Exitosos de CO₂ (65 proyectos).

Profundidad

La Figura 3.9 muestra que la profundidad de más del 90% de los proyectos analizados es mayor a 1,250 metros. No obstante, cabe mencionar que la profundidad debe ser suficiente para alcanzar la presión mínima de miscibilidad.

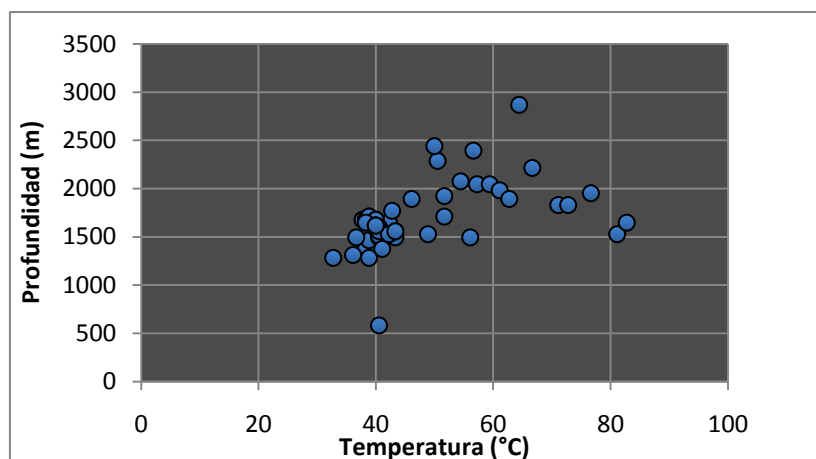


Figura 3.9 Profundidad vs. Temperatura (65 proyectos).

Temperatura

La Figura 3.8 muestra que la temperatura no resulta ser un parámetro crítico.

Métodos Previos de Producción

La grafica 3.10 muestra los métodos de recuperación aplicados previamente en los yacimientos, permitiéndonos ver que un gran porcentaje de ellos estuvieron produciendo mediante desplazamiento por entrada de agua, lo cual nos sugiere que estos yacimientos pueden ser buenos candidatos para un proceso de inyección de CO₂.

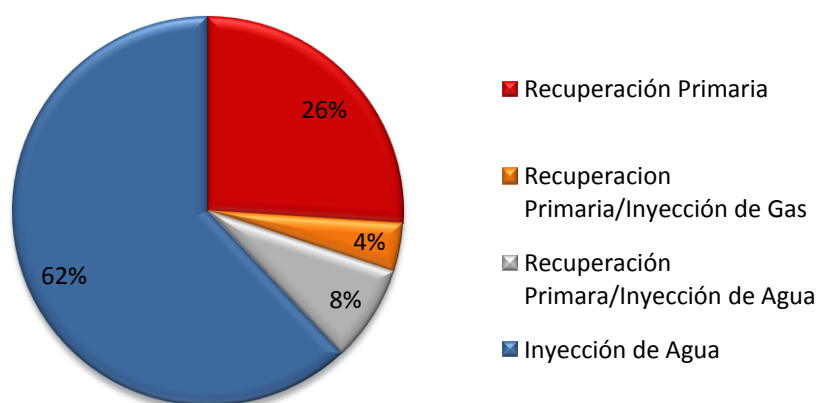


Figura 3.10 Métodos Previos de Producción.

Parámetros Estadísticos

Parámetro	Media	Mediana	Moda	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Núm. de Datos
Densidad (°API)	36.42	35	35	4.61	28	44	65
Viscosidad (cp)	1.33	1	1	0.86	0.4	6	64
Saturación de Aceite (%)	48.84	49	51	10.97	35	89	50
Porosidad (%)	11.55	11	10	4.4	3	22	63
Permeabilidad (mD)	31.68	6	5	69.74	0.1	500	65
Profundidad (m)	1,668.48	1,615.44	1,676.4	319.78	579.12	2,865.12	65
Temperatura (°C)	46.39	40.55	40.55	11.67	32.77	82.77	65

Tabla 3.1 Parámetros Estadísticos de Procesos Exitosos de Inyección de CO₂.

Criterio de Selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 30	28 - 44
Viscosidad (cp)	< 2	0.4 - 6
Saturación de Aceite (%)	> 35	35 - 89
Porosidad (%)	Preferentemente > 10	3 - 22
Permeabilidad (mD)	No es un parámetro crítico	0.1 - 500
Profundidad (m)	> 1,250	579.12 - 2,865.12
Temperatura (°C)	No es un parámetro crítico	32.77 - 82.77
Tipo de Formación	Carbonatos Areniscas	-

Tabla 3.2 Criterio Propuesto y Rangos Encontrados de Procesos Exitosos de Inyección de CO₂.

3.1.2. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Hidrocarburos

En la generación del siguiente criterio (Tabla 3.4), fueron analizados los datos de 39 proyectos exitosos de inyección de hidrocarburos miscibles ubicados en campos petroleros de Estados Unidos, Canadá y Venezuela.

Densidad

Las Figuras 3.11 y 3.12 muestran que todos los proyectos exitosos de inyección de hidrocarburos miscibles presentan una densidad por encima de los 24 °API. Estos resultados son consistentes con el criterio propuesto por Taber¹. Sin embargo, cabe mencionar que el 75% de los proyectos se encuentran por encima de los 37 °API

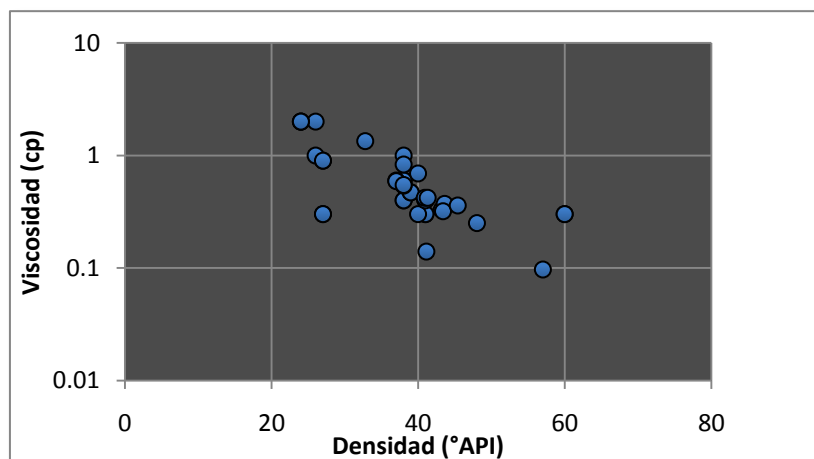


Figura 3.11 Viscosidad vs. Densidad (39 proyectos).

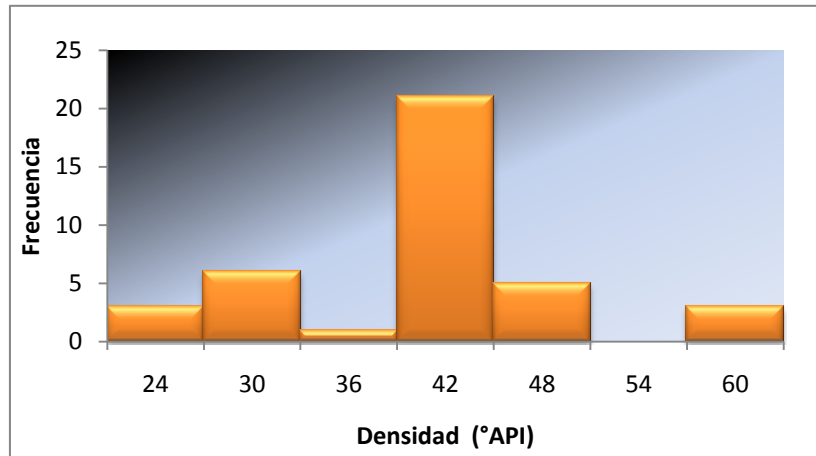


Figura 3.12 Histograma de Densidades en Proyectos Exitosos de Hidrocarburos (39 proyectos).

Viscosidad

Las Figuras 3.11 y 3.13 muestran que más del 80% de los proyectos exitosos de inyección de hidrocarburos presentaron valores de viscosidad por debajo de 1 cp. Los datos mostraron un máximo de 2 cp. Estos resultados son muy cercanos a los propuestos por Taber (< 3 cp).

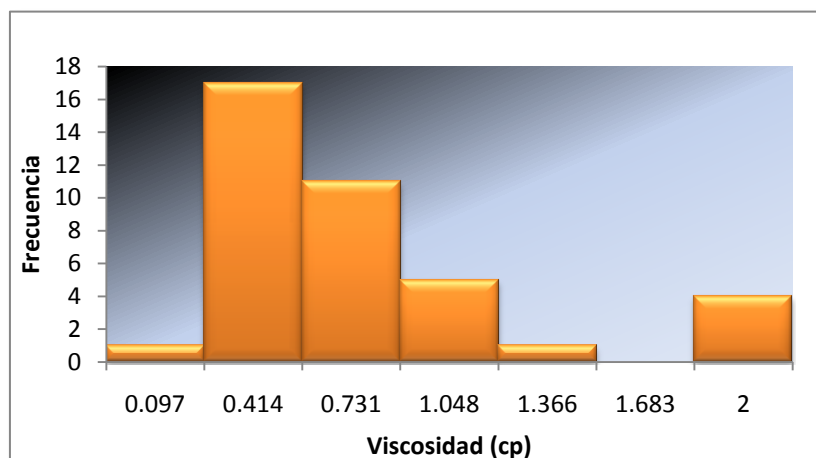


Figura 3.13 Histograma de Viscosidades en Proyectos Exitosos de Hidrocarburos (39 proyectos).

Saturación de Aceite

En las Figuras 3.14 y 3.15 podemos observar que los valores de saturación inicial de aceite en procesos exitosos de inyección de hidrocarburos miscibles se encuentran por encima de los 30 °API. Siendo este resultado consistente con los criterios propuestos anteriormente en la literatura (Taber¹).

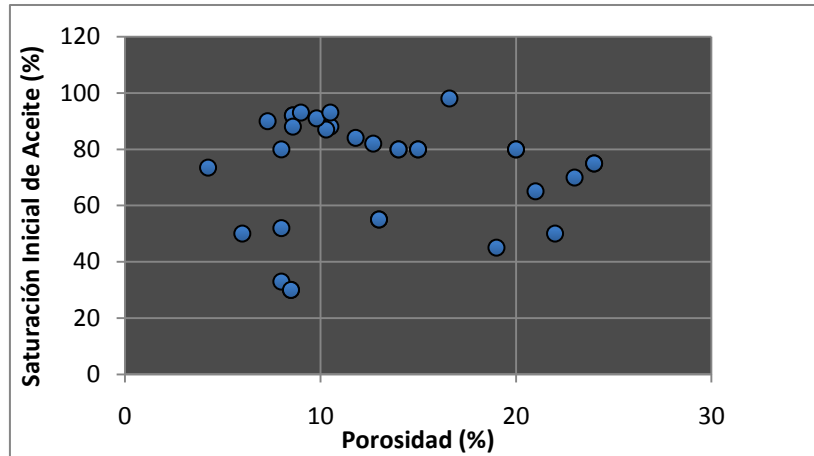


Figura 3.14 Saturación Inicial de Aceite vs. Porosidad (33 proyectos).

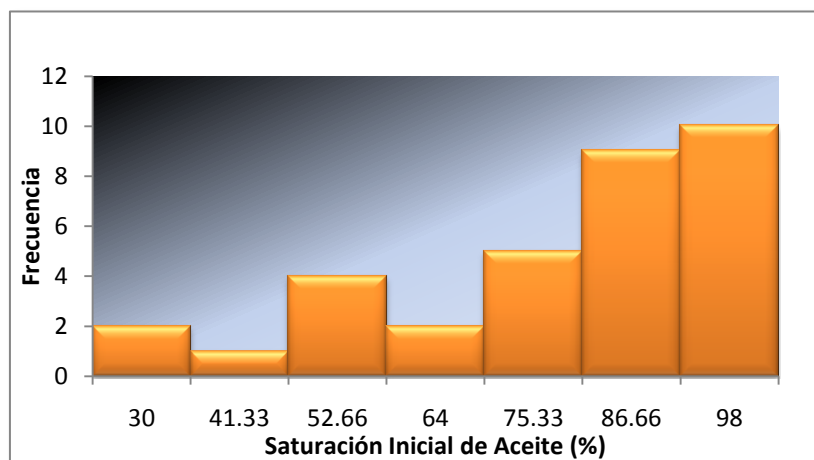


Figura 3.15 Histograma de Saturaciones en Proyectos Exitosos de Hidrocarburos (33 proyectos).

Porosidad y Permeabilidad

En las Figuras 3.14 y 3.16 podemos observar que la porosidad y la permeabilidad no son factores críticos en la selección de proyectos de inyección de hidrocarburos miscibles.

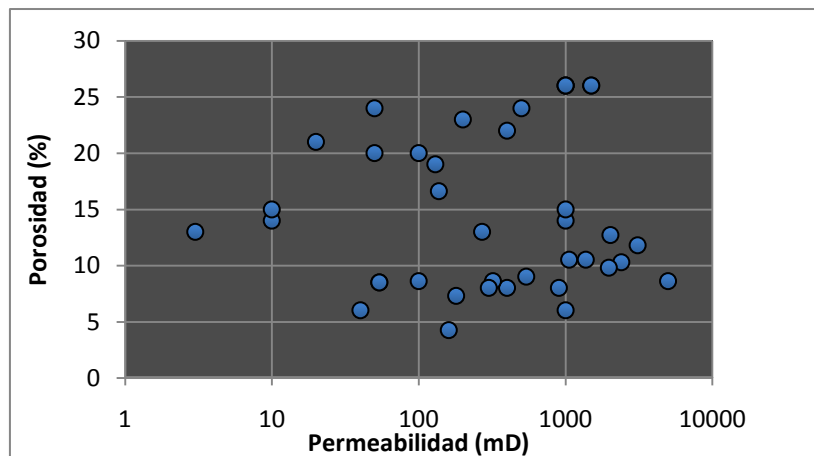


Figura 3.16 Saturación Inicial de Aceite vs. Permeabilidad (39 proyectos).

Profundidad

La Figura 3.17 muestra los valores profundidad en proyectos exitosos de inyección de hidrocarburos se encuentran por encima de los 1,140 metros. Sin embargo, la profundidad mínima para estos procesos depende de la presión requerida para llevar a cabo un proceso miscible.

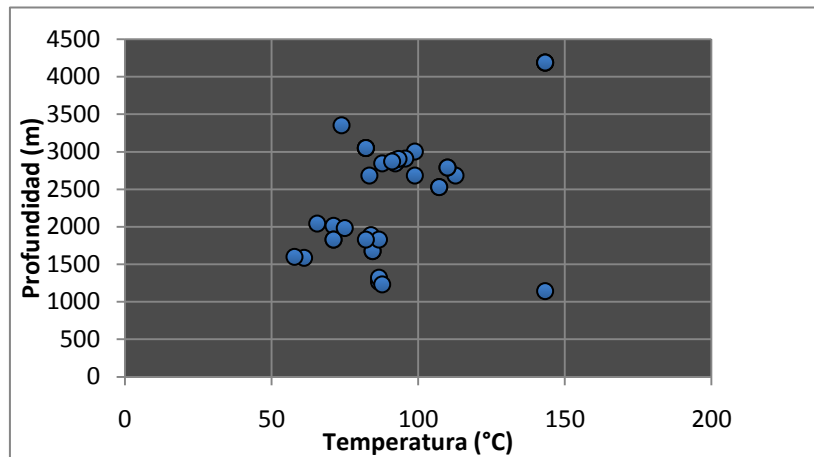


Figura 3.17 Profundidad vs. Temperatura (40 proyectos).

Temperatura

La Figura 3.17 muestra las temperaturas en los proyectos analizados. Este parámetro no resulta ser crítico en la selección de yacimientos candidatos.

Métodos Previos de Producción

En la Figura 3.18 se muestran los porcentajes de los métodos de producción previos, siendo los yacimientos con recuperación primaria los más recomendables para la aplicación de un proceso de inyección de hidrocarburos miscibles.

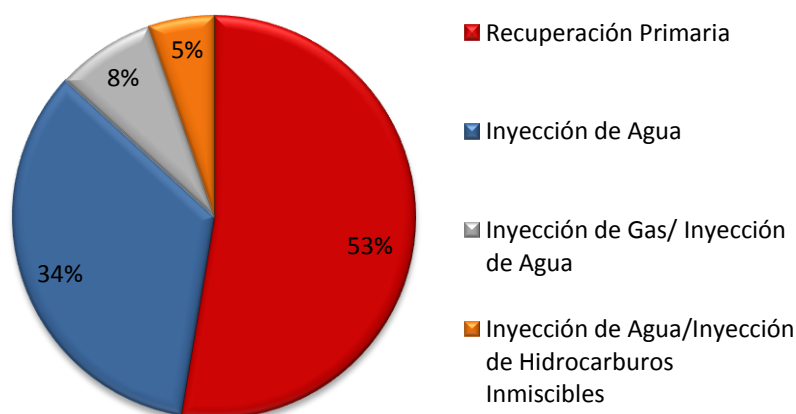


Figura 3.18 Métodos Previos de Producción.

Parámetros Estadísticos

Parámetro	Media	Mediana	Moda	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Núm. de Datos
Densidad (°API)	38.17	38	38	8.94	24	60	39
Viscosidad (cp)	0.65	0.42	0.3	0.53	0.097	2	39
Saturación de Aceite (%)	72.62	80	80	19.57	30	98	33
Porosidad (%)	14.58	13	26	6.92	4.25	26	39
Permeabilidad (mD)	791.10	400	1000	1020.08	3	5,000	39
Profundidad (m)	2,478.81	2,682.24	3,05	799	1,143	4,191	39
Temperatura (°C)	92.44	86.67	82.22	21.64	57.78	143.33	39

Tabla 3.3 Parámetros Estadísticos de Procesos Exitosos de Inyección de Hidrocarburos Miscibles.

Criterio de Selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 24	24 - 60
Viscosidad (cp)	< 1	0.097 - 2
Saturación de Aceite (%)	> 30	30 - 98
Porosidad (%)	No es un parámetro crítico	4.25 - 26
Permeabilidad (mD)	No es un parámetro crítico	3 - 5,000
Profundidad (m)	> 1,100	1,143 - 4,191
Temperatura (°C)	No es un parámetro crítico	57.78 - 143.33
Tipo de Formación	Areniscas Carbonatos	-

Tabla 3.4 Criterio Propuesto y Rangos Encontrados de Procesos Exitosos de Inyección de Hidrocarburos Miscibles.

3.2. Criterios de Selección para Métodos Térmicos

Los métodos térmicos de recuperación mejorada son los responsables de un gran porcentaje de la recuperación de aceite incremental en yacimientos alrededor del mundo. La inyección de vapor y de agua caliente son los métodos más ampliamente usados, además procesos como la combustión in-situ también son aplicados y especialmente atractivos para yacimientos de aceites pesados.

3.2.1. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Vapor

En la generación de este criterio (Tabla 3.6) se analizaron datos de 200 proyectos exitosos de inyección de vapor alrededor del mundo. La implantación de estos proyectos se llevó a cabo en yacimientos de areniscas.

Densidad

Todas las densidades en los proyectos analizados presentaron valores por encima de los 8 °API. Sin embargo, como se puede observar en las Figuras 3.19 y 3.20 el rango mostrado fue muy amplio, con un máximo de 40 °API en el campo Karamay en China; no obstante, el 80% de los proyectos se ubicaron en un rango de 8 a 20 °API.

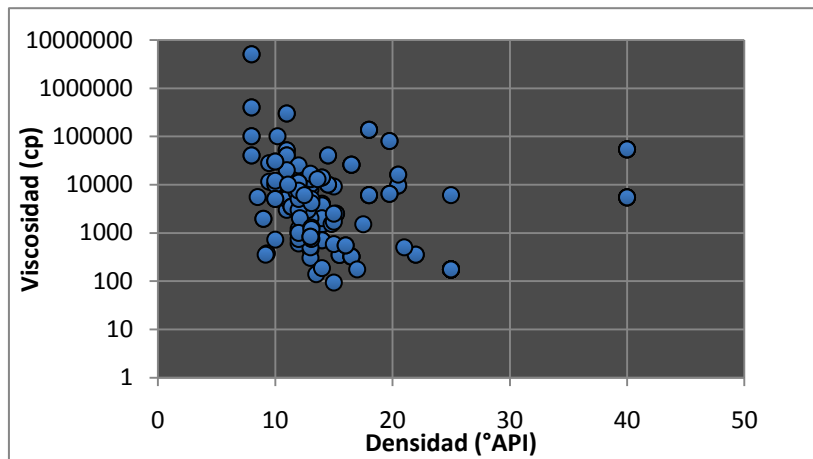


Figura 3.19 Viscosidad vs. Densidad (200 proyectos).

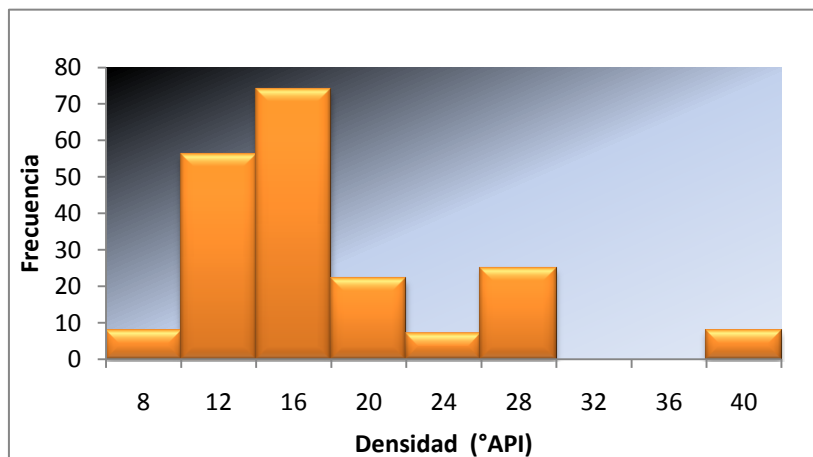


Figura 3.20 Histograma de Densidades en Proyectos Exitosos de Inyección de Vapor (200 proyectos).

Viscosidad

La Figura 3.19 muestra que los valores de viscosidad en proyectos exitosos se encuentran en un rango muy amplio, con un valor máximo de 5,000,000 cp. Los

valores de viscosidades más altos se encontraron en yacimientos canadienses. Estos valores fueron 300 mil, 400 mil y 5 millones de cp en los campos Primrose, Peace River y Athabasca Oil Sands respectivamente. Sin embargo, cabe señalar que más del 90% de los proyectos presentaron viscosidades entre los 100 y 100,000 cp.

Saturación de Aceite

En las Figuras 3.21 y 3.22 podemos observar que más del 90% de los valores de saturación inicial de aceite en procesos exitosos de inyección de vapor se encuentra por encima de los 40 °API. A excepción de los campos Peace River y Emlichheim ubicados en Canadá y Alemania respectivamente. En el campo Peace River se registró una saturación inicial del 0.8% mientras que en el campo Emlichheim fue del 10% del volumen poroso.

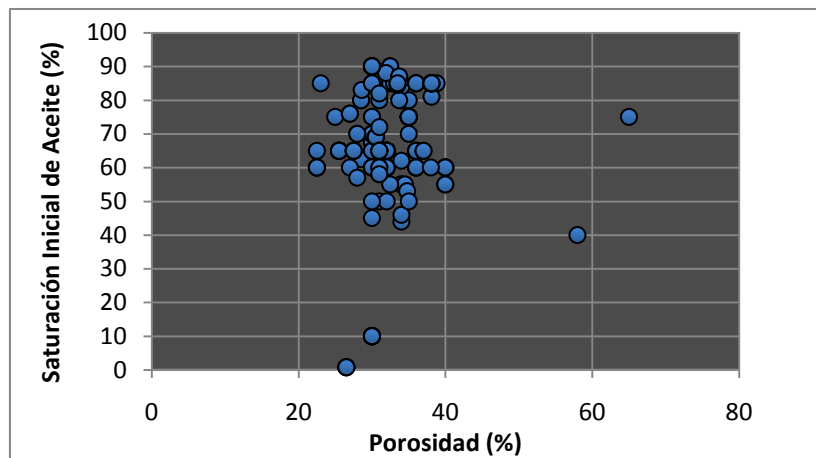


Figura 3.21 Saturación Inicial de Aceite vs. Porosidad (196 proyectos).

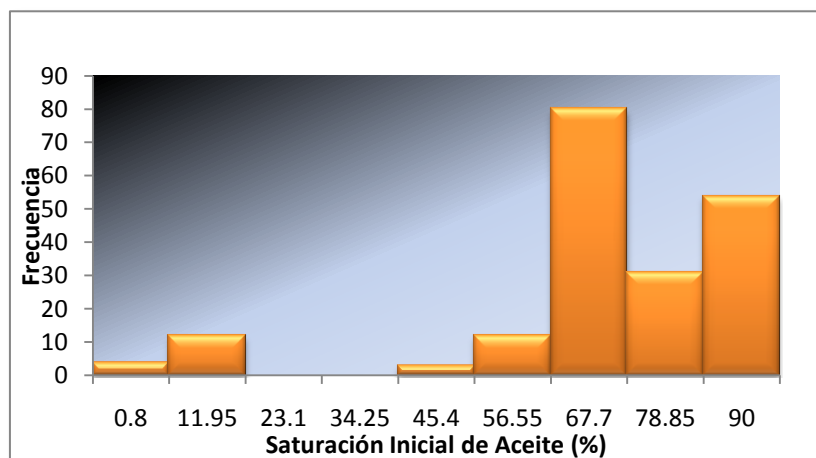


Figura 3.22 Histograma de Saturaciones en Proyectos Exitosos de Inyección de Vapor (196 proyectos).

Porosidad

La Figura 3.21 muestra que los valores de porosidad en los proyectos de inyección de vapor se encuentran por encima del 20%. Las porosidades por encima del 40% corresponden a campos con formaciones diatomíticas, este tipo de formaciones se caracterizan por tener altas porosidades (35 a 70%) y bajas permeabilidades (0.1 a 10 mD).

Permeabilidad

Las Figuras 3.23 y 3.24 muestran que más del 90% de los valores de permeabilidad en los proyectos analizados se encuentran por encima de los 200 mD. Estos valores son consistentes con el criterio propuesto por Taber¹, Sin embargo cabe mencionar que proyectos exitosos en Estados Unidos y Canadá presentaron valores de permeabilidad de hasta 0.1 mD.

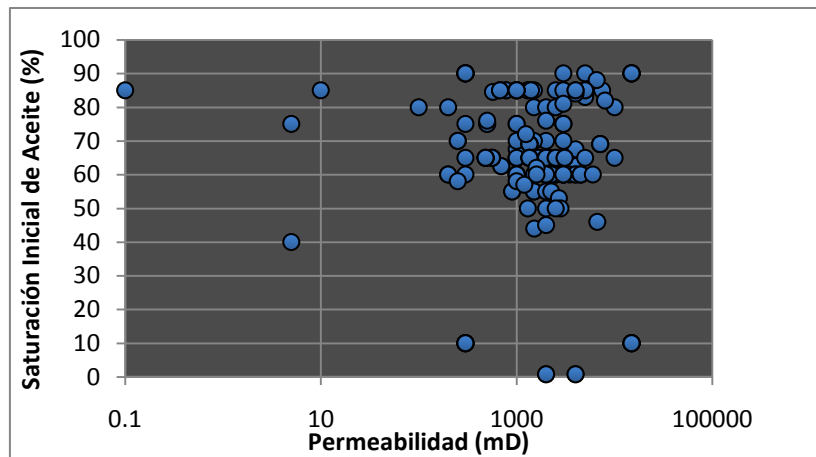


Figura 3.23 Saturación Inicial de Aceite vs. Permeabilidad (189 proyectos).

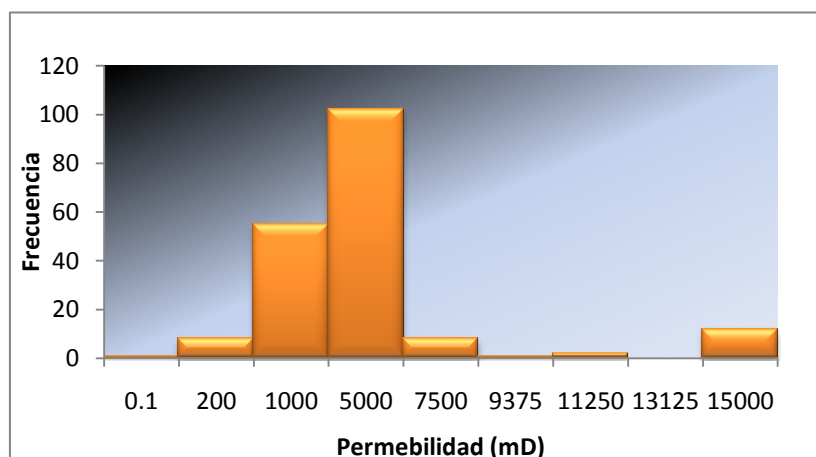


Figura 3.24 Histograma de Permeabilidades en Proyectos Exitosos de Inyección de Vapor (189 proyectos).

Profundidad

La Figura 3.25 muestra como más del 90% de los proyectos analizados presentaron una profundidad menor a los 1,200 metros.

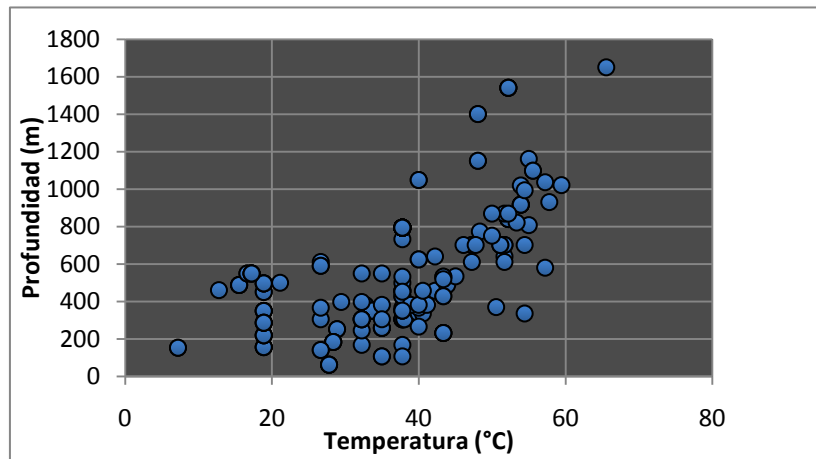


Figura 3.25 Profundidad vs. Temperatura (200 proyectos).

Temperatura

En los proyectos de inyección de vapor la temperatura no es un parámetro crítico.

Métodos Previos de Producción

La Figura 3.26 muestra que el 79% de los proyectos exitosos estuvieron produciendo previamente mediante recuperación primaria, lo cual nos indica que es recomendable aplicar un proceso de inyección de vapor en este tipo de yacimientos. Así también podemos notar que un 16% de los proyectos estuvieron sujetos previamente a algún otro método de recuperación térmica. En el 7% de los casos los yacimientos habían estado sujetos a algún otro proceso de recuperación que implicó el uso de vapor.

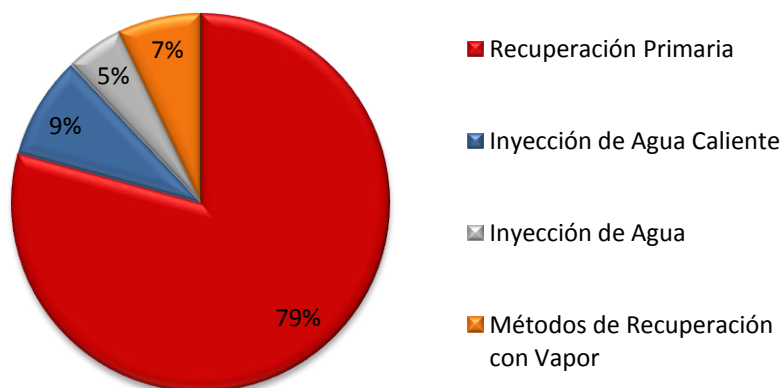


Figura 3.26 Métodos Previos de Producción.

Parámetros Estadísticos

Parámetro	Media	Mediana	Moda	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Núm. de Datos
Densidad (°API)	15.83	13.05	25	6.86	8	40	200
Viscosidad (cp)	70,447.24	4,000	175	504,761.28	93	5,000,000	196
Saturación de Aceite (%)	65.20	65	65	20.58	0.8	90	196
Porosidad (%)	31.96	31	30	4.99	22	65	200
Permeabilidad (mD)	2,938.42	1,683	1000	3649.62	0.1	15,000	189
Profundidad (m)	549.57	487.68	792.48	319.54	60.96	1,649.12	200
Temperatura (°C)	36.69	37.78	37.78	11.96	7.22	65.56	200

Tabla 3.5 Parámetros Estadísticos de Procesos Exitosos de Inyección de Vapor.

Criterio de Selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 8 y preferentemente < 20	8 - 40
Viscosidad (cp)	< 100,000, >100	93 - 5,000,000
Saturación de Aceite (%)	> 40	0.8 - 90
Porosidad (%)	> 20	22 - 65
Permeabilidad (mD)	> 200	0.1 - 15,000
Profundidad (m)	< 1,200	60.96 - 1,649.12
Temperatura (°C)	No es un parámetro crítico	7.22 - 65.56
Tipo de Formación	Areniscas	-

Tabla 3.6 Criterio Propuesto y Rangos Encontrados de Procesos Exitosos de Inyección de Vapor.

3.2.2. Criterio de Selección para Procesos de Combustión

Generalmente los criterios propuestos en la literatura (Taber¹ y Poettman²) consideran apropiadas solamente las formaciones de areniscas para la implementación de un proyecto de combustión. Sin embargo, se han llevado a cabo proyectos exitosos en formaciones carbonatadas. El criterio propuesto a continuación para los procesos de combustión in-situ (Tabla 3.8) se llevó a cabo considerando 39 proyectos exitosos y

prometedores, para los cuales se hace una distinción entre las parámetros de los proyectos implementados en yacimientos carbonados ubicados en Estados Unidos y los implementados en yacimientos de areniscas (Estados Unidos, Canadá e India). Cabe señalar que el número de datos analizados puede restar confiabilidad al criterio.

Densidad y Viscosidad

La Figura 3.27 muestra los valores de densidad en los proyectos exitosos y prometedores de combustión. Podemos observar que las densidades para la implantación de un proyecto de combustión se deben encontrar preferentemente por encima de los 10 °API. Estos resultados son consistentes con los publicados en la literatura por Taber¹. Por otro lado, todos los proyectos analizados presentan valores de viscosidades, que se encuentran por debajo de los 1,000 cp.

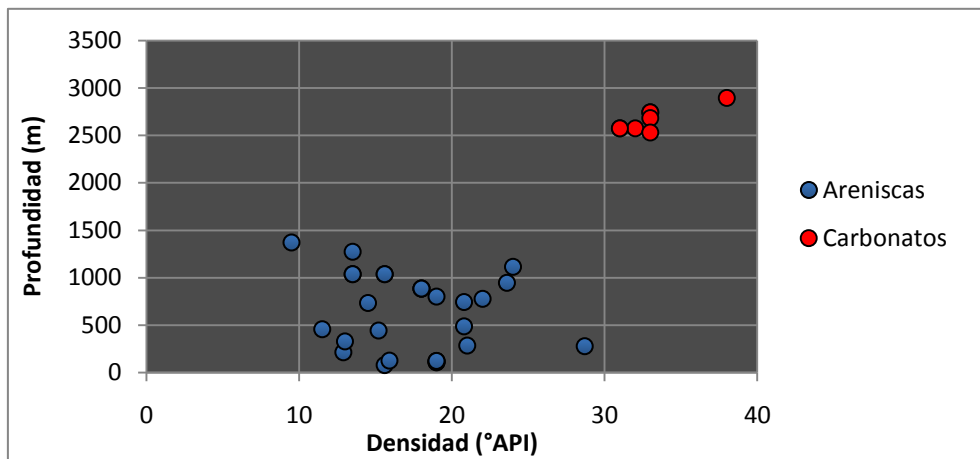


Figura 3.27 Profundidad vs. Densidad (37 proyectos).

Saturación de Aceite y Viscosidad

Los valores de saturación inicial de aceite en todos los proyectos analizados se encuentran por encima del 50% (Figura 3.28). Podemos observar que las saturaciones de aceite fueron relativamente mayores en los yacimientos de areniscas; sin embargo, los resultados y los criterios propuestos en la literatura, el 50% de saturación de aceite inicial es un valor óptimo para la implantación de un proceso de combustión.

Porosidad

Los criterios propuestos previamente en la literatura sugieren una porosidad mayor al 20%. Esto es consistente con los resultados obtenidos en yacimientos de areniscas (Figura 3.28). Sin embargo, algunos proyectos de combustión resultaron ser exitosos con porosidades por debajo del 20% en yacimientos carbonatados.

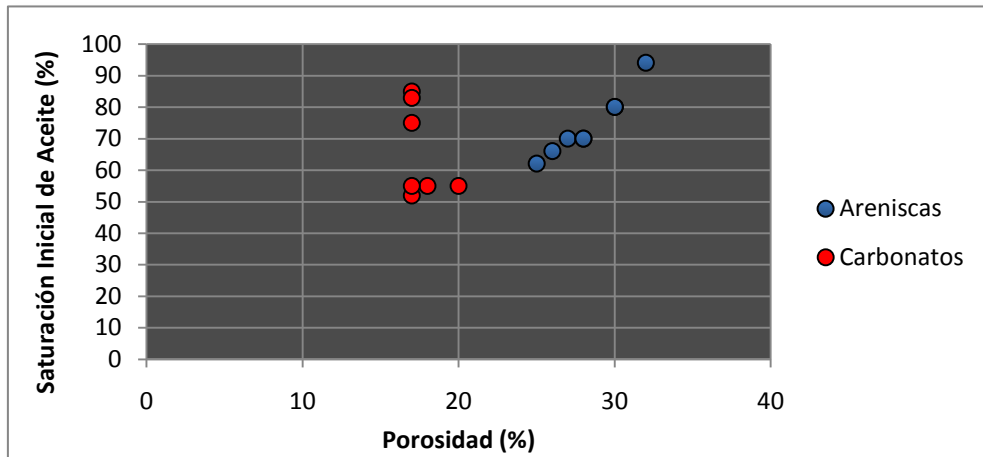


Figura 3.28 Saturación Inicial de Aceite vs. Porosidad (17 proyectos).

Permeabilidad

Los valores de permeabilidad que se muestran en la Figura 3.29 en las formaciones de areniscas se encuentran por encima de los 90 mD. No obstante, podemos observar que formaciones carbonatadas con valores que no sobrepasan los 15 mD resultaron ser proyectos exitosos.

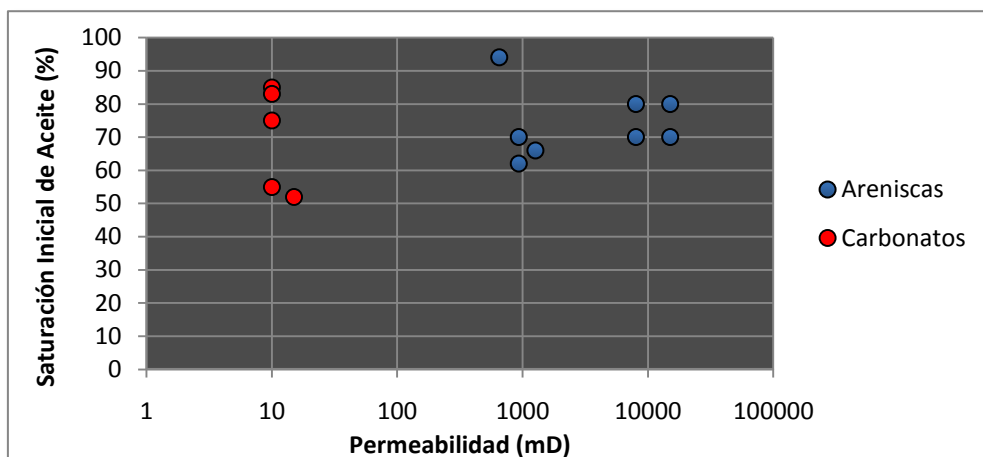


Figura 3.29 Saturación Inicial de Aceite vs. Permeabilidad (17 proyectos).

Profundidad y Temperatura

La Figura 3.30 muestra que los valores de profundidad en los proyectos de combustión se encuentran por debajo de los 3,000 metros. Mientras que las temperaturas de más del 90% de los proyectos se encuentran por encima de los 20 grados centígrados. Se puede notar una clara distinción entre los proyectos llevados a cabo en formaciones de areniscas y carbonatos.

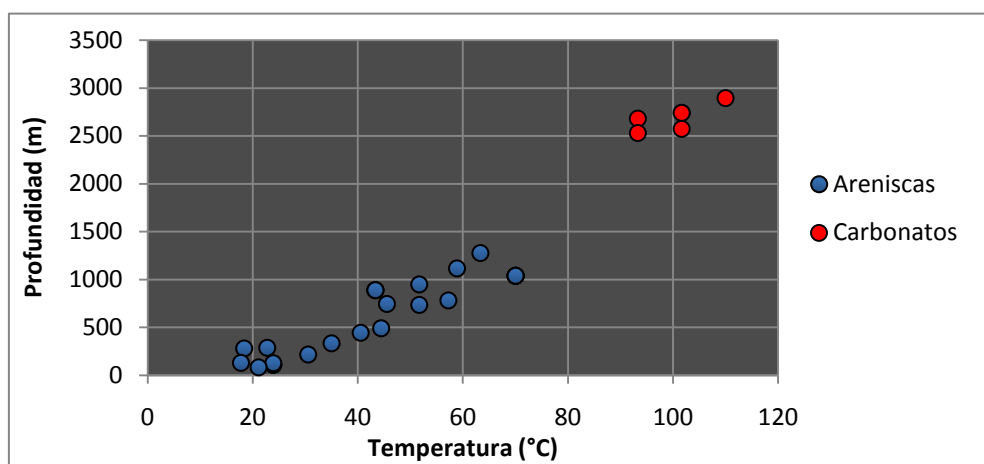


Figura 3.30 Profundidad vs. Temperatura (33 proyectos).

Métodos Previos de Producción

14 de los proyectos analizados se encontraban en una etapa de recuperación primaria antes de que el proceso de combustión fuera implementado en ellos, mientras que los tres proyectos restantes se encontraban produciendo bajo un mecanismo de desplazamiento por entrada de agua. Lo anterior nos sugiere que es factible implementar un proceso de combustión después de la etapa de producción primaria.

Parámetros Estadísticos

Parámetro	Media	Mediana	Moda	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Núm. de Datos
Densidad (°API)	21.33	19	33	7.85	9.5	38	36
Viscosidad (cp)	131.57	2.00	2	222.54	1.44	660	17
Saturación de Aceite (%)	68.35	70	55	12.94	52	94	17
Porosidad (%)	22.88	20	17	5.53	17	32	17
Permeabilidad (mD)	2,523.53	1017	10	3,753.91	10	15,000	38
Profundidad (m)	1,129.15	883.92	1,036.32	933.42	77.72	2,895.6	38
Temperatura (°C)	58.75	51.67	101.67	29.85	17.78	110	33

Tabla 3.7 Parámetros Estadísticos de Procesos Exitosos de Combustión.

Criterio de Selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 10	9.5 - 38
Viscosidad (cp)	< 1,000	1.44 - 660
Saturación de Aceite (%)	> 50	52 - 94
Porosidad (%)	> 25 ^a , >17 ^c	17 - 32
Permeabilidad (mD)	> 90 ^a , >10 ^c	10 - 15,000
Profundidad (m)	< 3,000	77.72 - 2,895.6
Temperatura (°C)	> 20	17.78 - 110
Tipo de Formación	Areniscas Carbonatos	-

Tabla 3.8 Criterio Propuesto y Rangos Encontrados de Procesos Exitosos de Combustión.
^a Areniscas; ^c Carbonatos.

3.3. Criterio de Selección para Procesos de Inyección de Agua con Polímeros

La inyección de agua con polímeros ha resultado ser un excelente método de recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos con alta heterogeneidad y altos índices de producción agua-aceite. Sin embargo, se debe realizar un análisis más exhaustivo antes de decidir la implantación de un proceso. El siguiente criterio de selección (Tabla 3.10) fue generado en base a 19 proyectos exitosos y prometedores, llevados a cabo en yacimientos ubicados en China, Canadá y Argentina. Cabe mencionar que el número de proyectos puede disminuir la confiabilidad del criterio.

Densidad y Viscosidad

La Figura 3.31 muestra los valores de densidad y viscosidad en procesos exitosos de inyección de polímeros. En todos los proyectos los valores de densidad del aceite se encuentran por encima de los 13 °API. En tanto que los valores de viscosidad para más del 70% de los proyectos se encontró por debajo de los 100 cp. Estos resultados son cercanos a los criterios ya propuestos previamente en la literatura, aunque cabe mencionar que las viscosidades en estos proyectos alcanzaron un rango muy superior a los valores propuestos con un máximo de 4 mil cp.

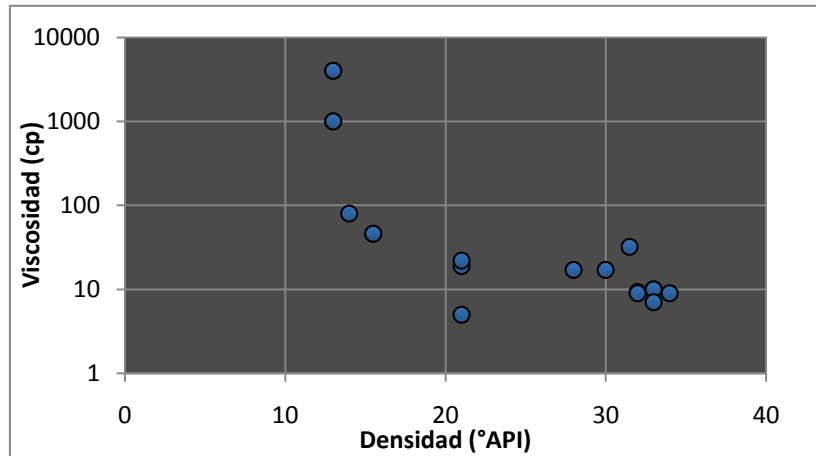


Figura 3.31 Viscosidad vs. Densidad (19 proyectos).

Saturación de Aceite

Los valores de saturación inicial de aceite (Figura 3.32) se encontraron por encima del 50%. Este resultado es consistente con los criterios publicados previamente en la literatura.

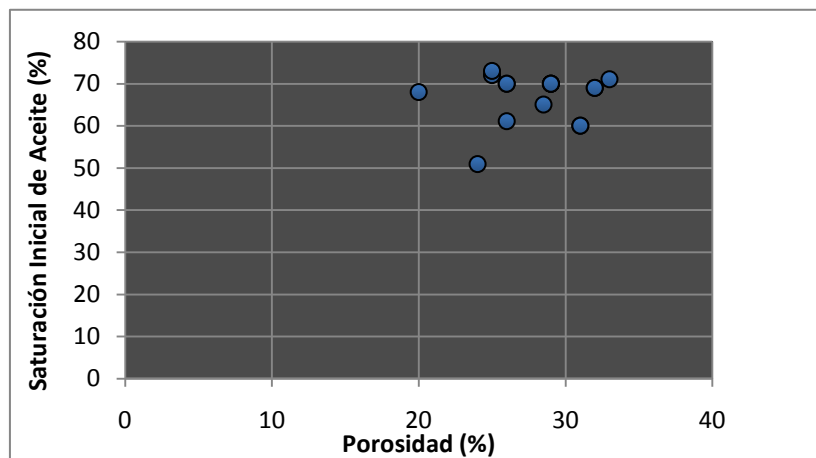


Figura 3.32 Saturación Inicial de Aceite vs. Porosidad (17 proyectos).

Porosidad y Permeabilidad

Como se puede observar en la Figura 3.33 los valores de porosidad en los proyectos exitosos son mayores al 20%. Los valores de permeabilidad mostrados en la misma figura, nos sugieren que los valores óptimos de permeabilidad para la implantación de un proceso de inyección de polímeros se deben encontrar por encima de los 170 mD. Sin embargo, cabe mencionar que el criterio propuesto por Taber¹ nos sugiere que las permeabilidades en este tipo de procesos deben ser mayores a los 10 mD e inclusive pueden llegar a valores tan bajos como 3 mD.

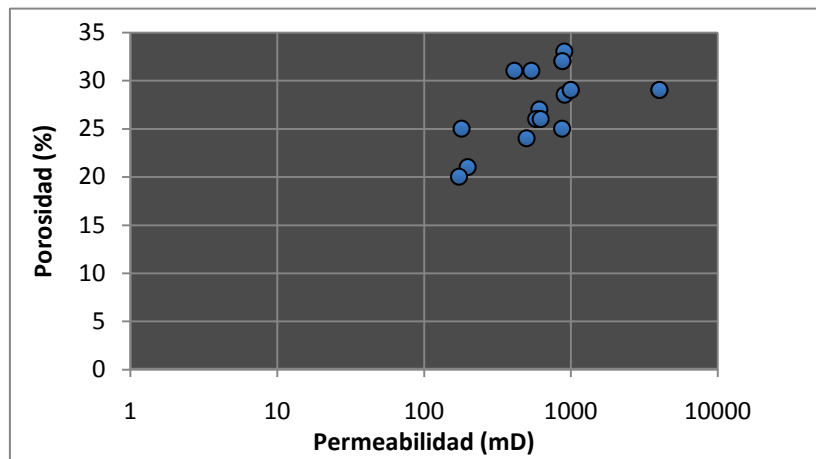


Figura 3.33 Porosidad vs. Permeabilidad (19 proyectos).

Profundidad y Temperatura

La Figura 3.34 muestra los valores de profundidad y temperatura. En donde los valores de temperatura se encuentran por debajo de los 85 °C, lo cual es un factor crítico para minimizar la degradación de los polímeros en el proceso. Por otro lado, las profundidades alcanzadas en estos proyectos son menores a los 1,700 metros. No obstante, se debe resaltar que antes de considerar el valor de la profundidad como valor óptimo se debe tener en cuenta la temperatura.

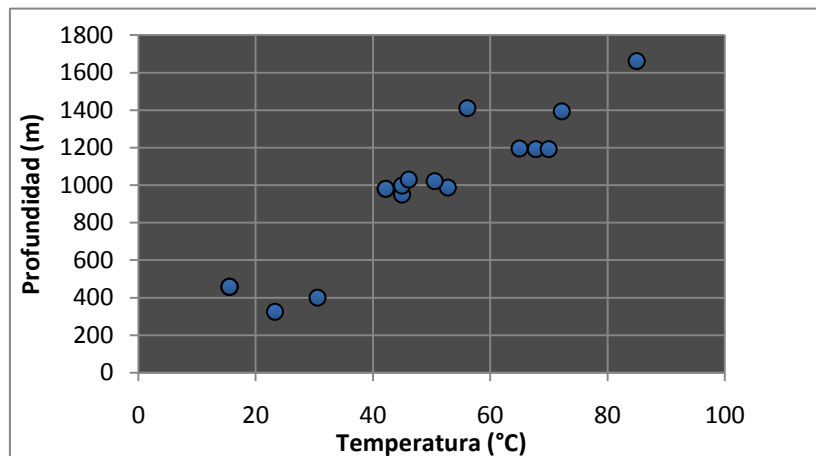


Figura 3.33 Profundidad vs. Temperatura (19 proyectos).

Métodos Previos de Producción

Los métodos previos de producción encontrados fueron la recuperación primaria e inyección de agua. Aproximadamente el 80% de los proyectos analizados fueron tratados con inyección de agua antes de la inyección de polímeros, lo cual nos sugiere que este tipo de yacimientos son óptimos para la implantación de este proceso.

Parámetros Estadísticos

Parámetro	Media	Mediana	Moda	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Núm. de Datos
Densidad (°API)	23.50	21	13	8.6	13	34	19
Viscosidad (cp)	544.12	19.00	9	1,255.84	5	4,000	19
Saturación de Aceite (%)	67.00	70	70	5.79	50.9	73	17
Porosidad (%)	27.55	28.5	29	3.62	20	33	19
Permeabilidad (mD)	991.79	622	875	1,093.01	173	4,000	19
Profundidad (m)	922.92	986.94	457.20	391.48	324	1,661.16	19
Temperatura (°C)	45.06	45.00	15.56	21.42	15.56	85	19

Tabla 3.9 Parámetros Estadísticos de Procesos Exitosos de Inyección de Agua con Polímeros.

Criterio de Selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 13	13 - 34
Viscosidad (cp)	< 100 y preferentemente > 5	5 - 4,000
Saturación de Aceite (%)	> 50	50.9 - 73
Porosidad (%)	> 20	20 - 33
Permeabilidad (mD)	> 170	173 - 4,000
Profundidad (m)	< 1,700	324 - 1,661.16
Temperatura (°C)	< 85	15.56 - 85
Tipo de Formación	Preferentemente Areniscas	-

Tabla 3.10 Criterio Propuesto y Rangos Encontrados de Procesos Exitosos de Inyección de Agua con Polímeros.

3.4. Otros Proyectos Exitosos

Diferentes métodos de recuperación mejorada han sido llevados a cabo exitosamente. Aunque muchos de ellos no han sido implementados en la misma medida que otros, por lo cual no se cuenta con los datos estadísticos suficientes, tales que nos permitan determinar un criterio basándonos en ellos. La Figura 3.35 muestra los proyectos

exitosos para diferentes métodos de recuperación mejorada, mientras que la Tabla 3.11 muestra la información y los parámetros de estos proyectos.

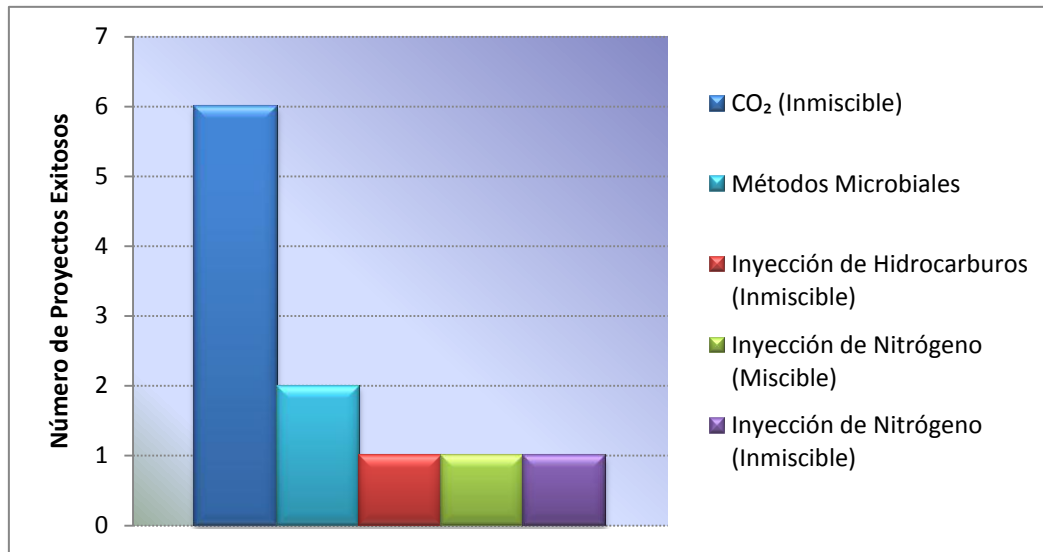


Figura 3.35 Proyectos Exitosos de Recuperación Mejorada

Método	País	Campo	Densidad (°API)	μ (cp)	S _o (%)	Φ (%)	K (mD)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Tipo de Formación
Inyección de CO ₂ (Inmiscible)	Estados Unidos	Yates	30	6	75	17	175	426.72	27.78	Carbonatos
	Trinidad	Área 2102	19	16	56	32	175	914.40	48.89	Areniscas
	Turquía	Batiraman	13	592	78	18	58	1,299.97	53.89	Carbonatos
	Brasil	Buracica	35	10.5	-	22	-	600.46	48.89	Areniscas
	Trinidad	EOR 33	19	16	56	32	175	91.44	48.89	Areniscas
	Trinidad	EOR 4	25	6	44	31	300	1,280.16	54.44	Areniscas
Microbial	China	Fuju	31.5	25	54	24	180	284.99	30.00	Areniscas
	China	Fuju	31.5	25	54	24	180	479.15	30.00	Areniscas
Inyección de Hidrocarburos (Inmiscible)	Estados Unidos	Milne Point	22	4	75	22	40	2,133.60	76.67	Areniscas
Inyección de Nitrógeno (miscible)	Estados Unidos	Jay-Little Escambia Creek	51	0.2	-	14	35	4,693.92	140.56	Carbonatos
Inyección de Nitrógeno (Inmiscible)	Estados Unidos	Hawkins	16	25	-	28	2800	1,402.08	75.56	Areniscas

Tabla 3.11 Parámetros de Proyectos Exitosos de Recuperación Mejorada

3.5. Resumen de Criterios de Selección Basados en Estadísticas de Procesos Exitosos

Parámetro	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Saturación de Aceite (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Tipo de Formación
Inyección de CO ₂ (Miscible)	> 30	< 2	> 35	> 10	NC	> 1,250	NC	Areniscas Carbonatos
Inyección de Hidrocarburos (Miscible)	> 24	< 1	> 30	NC	NC	> 1,100	NC	Areniscas Carbonatos
Inyección de Vapor	>8, < 20	< 100,000, > 100	> 40	> 20	> 200	< 1,200	NC	Areniscas
Combustión	> 10	< 1,000	> 50	> 25 ^a , > 17 ^c	> 90 ^a , > 10 ^c	< 3,000	> 20	Areniscas Carbonatos
Inyección de Agua con Polímeros	> 13	< 100, >5	> 50	> 20	> 170	< 1,700	< 85	Areniscas
NC No es un parámetro crítico								
^a Areniscas								
^c Carbonatos								

Tabla 3.12 Resumen de Criterios de Selección Basados en Estadísticas de Procesos Exitosos

Bibliografía

1. J. J. Taber y F. D. Martin “Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil”, artículo SPE 12069 presentado en “58th Annual Technical Conference and Exhibition” llevado a cabo en San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
2. C. Chu “A Study of Fireflood Field Projects” artículo SPE 5821 presentado en “SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-24 Marzo de 1976.
3. Leena Koottungal, “2008 Worldwide EOR Survey”, Oil & Gas Journal, 21 de Abril de 2008.

4. Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada y Analogías Mundiales, Criterio de Jerarquización

La selección de procesos de recuperación mejorada a ser implementados en yacimientos alrededor del mundo puede consumir una gran cantidad de tiempo, tanto en la comparación de las propiedades del yacimiento y sus fluidos, con los criterios existentes en la literatura, así como en la selección del proceso adecuado. Por lo cual, una herramienta computacional (EOR SELECTOR 1.0) ha sido desarrollada en este trabajo, con el propósito de brindar una comparación automatizada de los parámetros de un campo en estudio, con diferentes criterios de selección ofreciendo como resultado y de una manera jerarquizada, los procesos potenciales que pueden llegar a ser implementados en dicho campo, así como una lista de campos a nivel mundial cuyas características sean similares a las asignadas. Las analogías mundiales tienen como objetivo ofrecer puntos de referencia, a partir de los cuales se pueda llevar a cabo un análisis más profundo sustentado en la información y en los resultados obtenidos de diversos campos, que han sido sometidos a procesos de recuperación. Cabe mencionar que, en algunos casos los yacimientos únicamente han sido analizados mediante pruebas de laboratorio, pruebas piloto o bien análisis de simulación.

4.1. Herramienta Computacional (EOR SELECTOR 1.0)

El desarrollo de la herramienta computacional (EOR SELECTOR 1.0) está basado en once diferentes criterios de recuperación mejorada, así como en una base de datos obtenida a partir de los registros de proyectos publicados por el *Oil and Gas Journal* y por la base de datos de la Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste (GPMSO), perteneciente a PEMEX Exploración y Producción. Los parámetros considerados son: densidad, viscosidad, saturación de aceite, espesor neto, permeabilidad, porosidad, profundidad, temperatura, echado y tipo de formación. A excepción de la formación, cada uno de estos parámetros tiene la misma importancia dentro de la jerarquización de los procesos considerados. Los diferentes criterios de selección en esta herramienta corresponden a los siguientes procesos de recuperación mejorada:

1. Inyección de Vapor
2. Inyección de Dióxido de Carbono
3. Inyección de Gases Hidrocarburos

4. Inyección de Agua con Polímeros
5. Inyección de Agua con Surfactantes
6. Combustión In-Situ
7. Inyección de Nitrógeno
8. Inyección de Agua con Cáusticos o Alcalinos
9. Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)
10. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)
11. Proceso Huff 'n' Puff

La base de datos extraída del *Oil and Gas Journal* y de la GPEMSO contiene la información de 503 campos alrededor del mundo, en los cuales han sido implementados procesos de recuperación secundaria y mejorada. Cabe mencionar, que esta base de datos incluye información tanto de yacimientos homogéneos como de yacimientos naturalmente fracturados. Gracias a esta información fue posible la elaboración de 4 gráficas (temperatura contra viscosidad, permeabilidad contra porosidad, viscosidad contra densidad y profundidad contra densidad), las cuales permiten precisar de mejor manera la ubicación de las propiedades asignadas por el usuario, con respecto a las propiedades de los campos contenidos en la base de datos. Por otra parte EOR SELECTOR 1.0 ofrece una lista de analogías con los campos contenidos en la base de datos para cada una de las diferentes gráficas.

4.1.1. Criterios de Selección

Los criterios empleados en el desarrollo de EOR SELECTOR 1.0 (Tabla 4.1) han sido presentados en los capítulos anteriores, algunos de ellos han sido modificados o complementados con la finalidad de optimizarlos; entre estas modificaciones podemos mencionar que en cinco de ellos están considerados los criterios propuestos en el capítulo 3, los cuales están basados en estadísticas de procesos exitosos (Tabla 3.12). No obstante, ciertos parámetros mostrados en la Tabla 3.12 resultan no ser críticos para la implementación de sus respectivos procesos, por lo que en el desarrollo de EOR SELECTOR 1.0 dichos parámetros son considerados como “parámetros no críticos” asignándoles una bonificación mínima adicional, únicamente en el caso de que el valor del usuario se encontrase dentro del rango propuesto en el criterio.

Método	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Saturación (%)	Espesor (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Echado (grados)	Formación
Vapor	8 - 20	100 - 100,000	> 40	> 6	> 200	> 20	< 1200	NC 7.22 - 65.56	NC	*
CO ₂	> 30	< 2	> 35	NC	NC 0.1 - 500	> 10	> 1250	NC 33 - 83	> 15	**
Hidrocarburos	> 24	< 1	> 30	NC	NC 3 - 5,000	NC 4.25 - 26	> 1,100	NC 57.78 - 143.33	> 15	**
Polímeros	> 13	5 - 100	> 50	NC	> 170	> 20	< 1,700	< 85	NC	**
Surfactantes	> 20	< 35	> 35	> 3	> 10	> 20	< 2,740	< 80	NC	*
Combustión	> 10	1 - 1,000	> 50	> 3	> 90' > 10"	> 25' > 17"	< 3000	> 20	NC	**
Nitrógeno	> 35	< 0.4	> 40	NC	NC	> 10	> 1,830	NC	> 15	**
Cáusticos	13 - 35	> 200	> 35	NC	> 20	> 20	< 2,740	< 93	NC	*
WAG	30 - 45	< 2	> 35	< 30.5	< 30.5	> 20	NC	NC	> 15	**
SAGD	8 - 20	> 2,000	> 50	> 15	> 1,000	> 26	< 1,400	NC	> 15	*
Huff 'n' Puff	11 - 38	0.4 - 3,000	> 35	2 - 67	10 - 3,000	12 - 32	350 - 3,923	NC	> 15	**

NC No es un parámetro crítico
* Arenas y Areniscas
** Arenas, Areniscas, Carbonatos y Basamento

Tabla 4.1 Criterios de Jerarquización (EOR SELECTOR 1.0)

4.1.2. Interfaz Gráfica y Analogías Mundiales


EOR SELECTOR 1.0 cuenta con una interfaz gráfica generada en Excel (EOR SELECTOR 1.0.xlsm ) , la cual tiene como propósito ofrecer al usuario un mejor ambiente para el análisis de sus parámetros (Figura 4.1) y mostrar los datos de los procesos de recuperación implementados alrededor del mundo, así como los valores asignados por el usuario en cuatro diferentes gráficas (Figura 4.2). En la interfaz gráfica se mostrará una lista de los procesos potenciales de recuperación mejorada en un orden jerarquizado de acuerdo al análisis de los parámetros asignados.



Figura 4.1 Interfaz Gráfica EOR SELECTOR 1.0.xlsm.

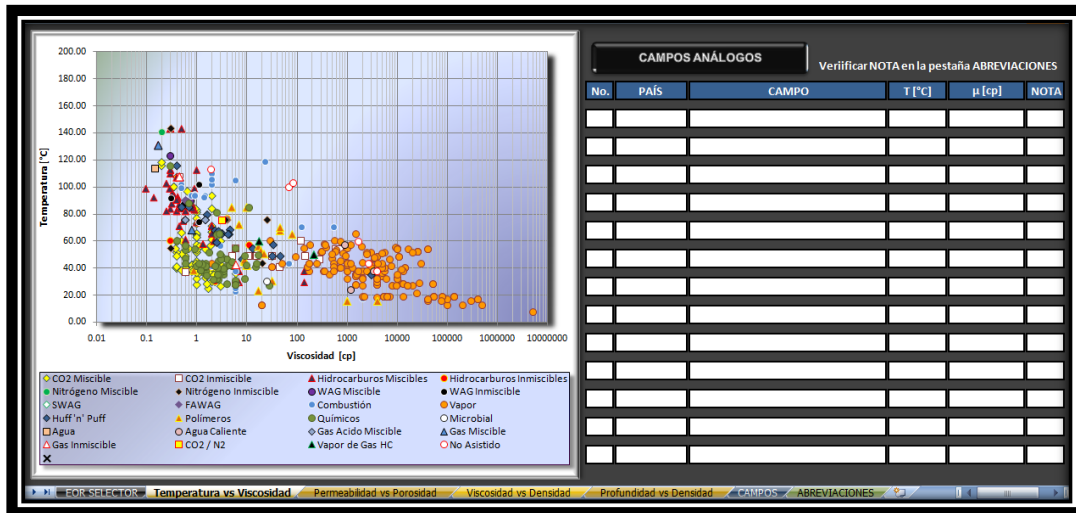


Figura 4.2 Gráfica de Temperatura vs Viscosidad (EOR SELECTOR 1.0.xlsm).




EOR SELECTOR 1.0 buscará en la base de datos los campos que posean parámetros similares a aquellos que el usuario asigne para cada una de las cuatro gráficas, esta búsqueda será llevada a cabo con base en el criterio mostrado en la siguiente tabla.

Parámetro	Rango de valor asignado	Unidades mayores o menores para considerar un campo como campo análogo
Densidad (° API)	> 0	5
Viscosidad (cp)	> 0; < 10	0.5
	≥ 10; < 100	5
	≥ 100; < 1,000	50
	≥ 1,000; < 10,000	500
	≥ 10,000; < 100,000	5,000
	≥ 100,000; < 1,000,000	50,000
	≥ 1,000,000	500,000
Permeabilidad (mD)	> 0; < 10	0.5
	≥ 10; < 100	5
	≥ 100; < 1,000	50
	≥ 1,000; < 10,000	500
	≥ 10,000	5,000
Porosidad (%)	> 0	5
Profundidad (m)	> 0	200
Temperatura (°C)	> 0	20


Tabla 4.2 Criterios de Selección para Campos Análogos (EOR SELECTOR 1.0)

En caso de que existan campos análogos, estos serán mostrados a la derecha de cada gráfica proporcionando la ubicación del campo dentro de la base de datos, el país y nombre del campo, los valores de las propiedades correspondientes, así como una nota en el caso de tratarse de yacimientos naturalmente fracturados. De esta manera el usuario tiene la posibilidad de revisar más detalladamente los campos análogos de su interés dentro de la base de datos o bien obtendrá una referencia útil de campos con características similares que ya han sido sometidos a algún proceso de recuperación.

4.1.3. Archivos de Salida, Reportes de Resultados

EOR SELECTOR 1.0 genera 3 archivos de salida (REPORTE DE RESULTADOS.txt , CAMPOS ANÁLOGOS.txt ) y VECTOR.txt ). El archivo REPORTE DE RESULTADOS.txt mostrará de una manera detallada los resultados obtenidos en cada uno de los parámetros para los once diferentes procesos de recuperación mejorada, así como una serie de recomendaciones que se deben tener en cuenta para la implementación de dichos procesos. De una manera similar, el archivo CAMPOS ANÁLOGOS.txt mostrará el reporte de los campos análogos encontrados para cada una de las gráficas; en este archivo al igual que en la interfaz EOR SELECTOR 1.0.xlsm, podremos conocer la ubicación de los campos análogos dentro de la base de datos, el país y el nombre del campo, las propiedades correspondientes a este, así como si se trata de un yacimiento naturalmente fracturado. Finalmente, el archivo VECTOR.txt es de uso exclusivo para la interfaz EOR SELECTOR 1.0.xlsm.

4.1.4. Manual de Usuario

El usuario debe contar con los archivos EOR SELECTOR 1.0.exe  y con el archivo de interfaz EOR SELECTOR 1.0.xlsm debidamente modificados para su ejecución.


1. Abrir el archivo EOR SELECTOR 1.0.xlsm .
2. Ingresar las propiedades del yacimiento y sus fluidos en las casillas correspondientes (en caso de no contar con las propiedades solicitadas dejar las casillas en blanco a excepción de la casilla correspondiente a la formación en la cual sólo podrán ser asignadas 4 tipos de formaciones que aparecerán en una lista desplegable), Figura 4.3.



Figura 4.3 Asignación de Parámetros

3. Una vez ingresados los datos, seleccionar la casilla oscura (Figura 4.4).



Figura 4.4 Preparando la Ejecución de EOR SELECTOR 1.0.exe.

4. Presionar el botón Aceptar (Figura 4.5).



Figura 4.5 Ejecutando EOR SELECTOR 1.0.exe.

5. Presionar el botón Finalizar (Figura 4.6).



Figura 4.6 Desplegando Resultados en EOR SELECTOR 1.0.xlsm.

Una vez realizados estos cinco pasos, se podrá observar en la parte derecha del archivo EOR SELECTOR 1.0.xlsm los procesos potenciales de recuperación (Figura 4.7), así como también los campos análogos encontrados al lado derecho de cada una de las gráficas (Figura 4.8). Además se habrán generado los dos archivos de texto que contienen la información detallada de los resultados correspondientes.

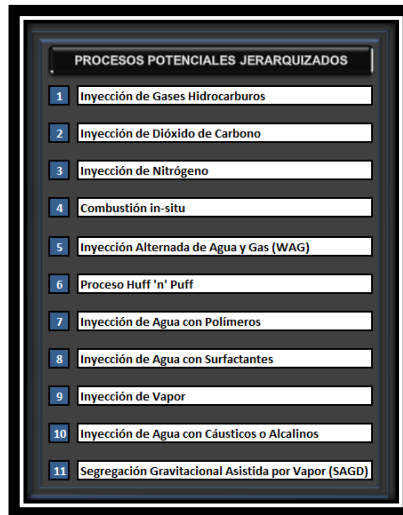


Figura 4.7 Resultados de Procesos Potenciales Jerarquizados en EOR SELECTOR 1.0.xlsm.

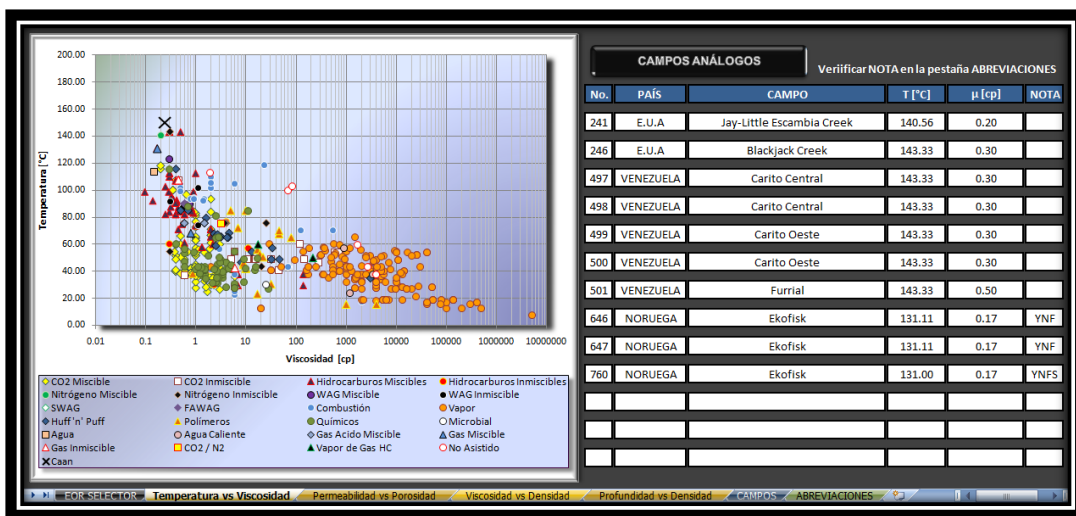


Figura 4.8 Resultados de Campos Análogos en EOR SELECTOR 1.0.xlsm.

4.1.5. Ejemplos de Aplicación

Para ejemplificar el uso de EOR SELECTOR 1.0 se seleccionaron los campos petroleros San Ramón y Caan, con la finalidad de mostrar los resultados que esta

herramienta puede proporcionar en yacimientos homogéneos y en yacimientos naturalmente fracturados.

Campo San Ramón

El Campo San Ramón pertenece al Activo Integral Cinco Presidentes de la Región Sur. Se localiza a 53 kilómetros de Coatzacoalcos, Veracruz (Figura 4.9). Descubierta en 1967, El campo San Ramón cubre un área aproximada de 10.3 km² y produce aceite negro ligero de 35 °API de la formación productora el Encanto, con un rango de profundidad de 2,600 a 3,400 metros.



Figura 4.9 Ubicación del Campo San Ramón.

El campo inició su producción en agosto de 1967, con una producción inicial de 560 barriles por día, alcanzando una producción máxima de aceite de 24,853.76 BPD en noviembre de 1972 (Figura 4.10).

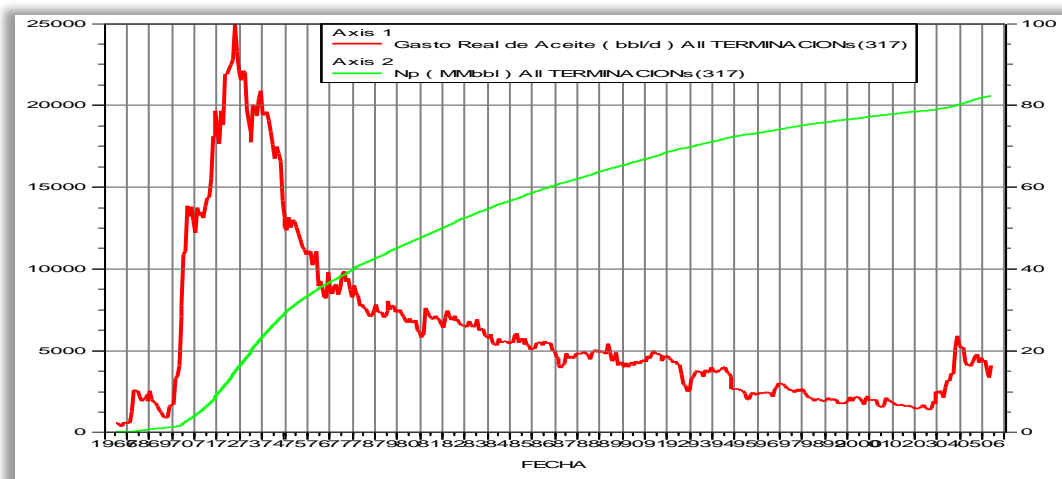


Figura 4.10 Producción de Aceite, Campo San Ramón.

La presión original del campo se encuentra en un rango de 150 a 350 kg/cm², con presiones de saturación que van de los 89 a los 210 kg/cm², con una temperatura de

90 °C. El campo cuenta con 121 pozos perforados, de los cuales se encuentran en operación 34 con una producción actual de 7,466 BPD. Con el fin de optimizar la producción del campo se llevó a cabo un proceso de inyección de agua dulce en agosto de 1978 y un proceso de inyección de agua residual en diciembre de 1996, suspendiendo la inyección en abril del 2003. El volumen original del Campo San Ramón es de 476 millones de barriles de aceite y 209,000 millones de pies cúbicos de gas y una producción acumulada de 84.63 millones de barriles al primero de enero del 2008. Las reservas remanentes en el campo San Ramón en 2008 se estimaron en 42.87 millones de barriles de aceite.

Campo San Ramón	
Volumen original (MMbbls)	476
Temperatura (°C)	90 - 110
Presión original (kg/cm ²)	150 - 350
Presión de saturación (kg/cm ²)	89 - 210
Tipo de formación	Areniscas
Espesor neto (m)	2 - 60
Profundidad Media (m)	2,600 - 3,400
Área (km ²)	10.3
Porosidad (%)	14 - 23
Permeabilidad (mD)	45 - 150
Densidad del aceite (°API)	31 - 35
Viscosidad (cp)	14
Echado (grados)	16.6
Tipo de trampa	Estratigráfica - Estructural

Tabla 4.3 Resumen de Parámetros del Campo San Ramón.

Los resultados obtenidos para los parámetros se encuentran en la Figura 4.11, en la cual podemos observar que de acuerdo a los valores asignados, los procesos potenciales de recuperación mejorada tienden a ser procesos que involucran la inyección de gas, siendo el proceso Huff 'n' Puff el más adecuado de acuerdo al criterio de jerarquización empleado.

Un análisis más detallado de estos resultados puede ser consultado en el archivo REPORTE DE RESULTADOS.txt (Figura 4.12) el cual nos indica el resultado del análisis para cada parámetro en cada uno de los diferentes procesos; así como el

criterio mediante el cual se obtuvieron dichos resultados, además de proporcionarnos información adicional inherente al proceso a través de una serie de recomendaciones.

Figura 4.11 Proceso Potenciales para el Campo San Ramón.

```

=====
Proceso Huff 'n' Puff
=====
PARÁMETRO          VALOR    UNIDAD  RESULTADO          CRITERIO DE SELECCIÓN
DENSIDAD            32.00   °API    DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  11 - 38 °API
VISCOSIDAD          14.00   cp      DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  0.4 - 3,000 cp
SATURACIÓN           0.00   %       VALOR NO PROPORCIONADO  > 35 %
ESPESOR              4.00   METROS  DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  2 - 67 METROS
PERMEABILIDAD       97.50   mD      DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  10 - 3,000 mD
POROSIDAD            18.50   %       DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  12 - 32 %
PROFUNDIDAD          3000.00 METROS  DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  350 - 3,923 METROS
TEMPERATURA          100.00 °C      NO ES UN PARÁMETRO CRÍTICO
ECHADO               16.60   GRADOS  DENTRO DE RANGO ÓPTIMO  > 15 GRADOS
FORMACION            ARENAS
RECOMENDACIONES:
- Intervalos amplios de aceite recuperable.
- Ligero mantenimiento de presión para la producción.
- Periodos de reposo de 2 a 4 semanas.
- Altos gastos y volúmenes de inyección.
- El éxito de un proceso puede estar asociado a la presurización y a los efectos de estimulación en la región cercana a la cara del pozo (< 46 metros).
=====
    
```

Figura 4.12 REPORTE DE RESULTADOS.txt, Campo San Ramón.

En las gráficas del archivo EOR SELECTOR 1.0.xlsm podemos observar la ubicación del campo San Ramón con respecto de los 503 campos con los que cuenta la base de datos (Figuras 4.13 a 4.16), obteniendo para cada una de ellas los campos análogos encontrados de acuerdo a los criterios mencionados en la Tabla 4.2. Además de obtener un archivo de campos análogos que contiene esta información de manera independiente (Figura 4.17).

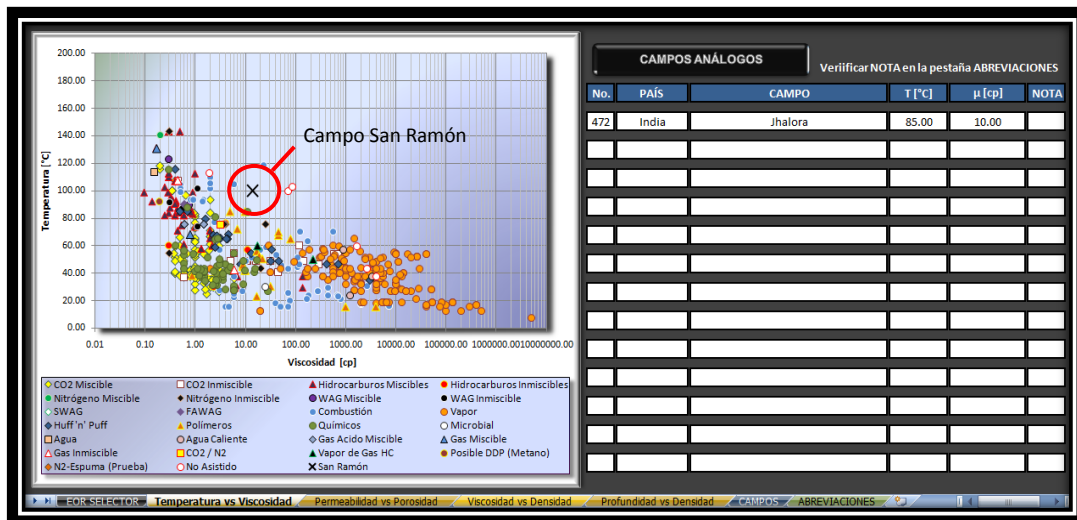


Figura 4.13 Gráfica Temperatura vs Viscosidad con Campos Análogos, Campo San Ramón.

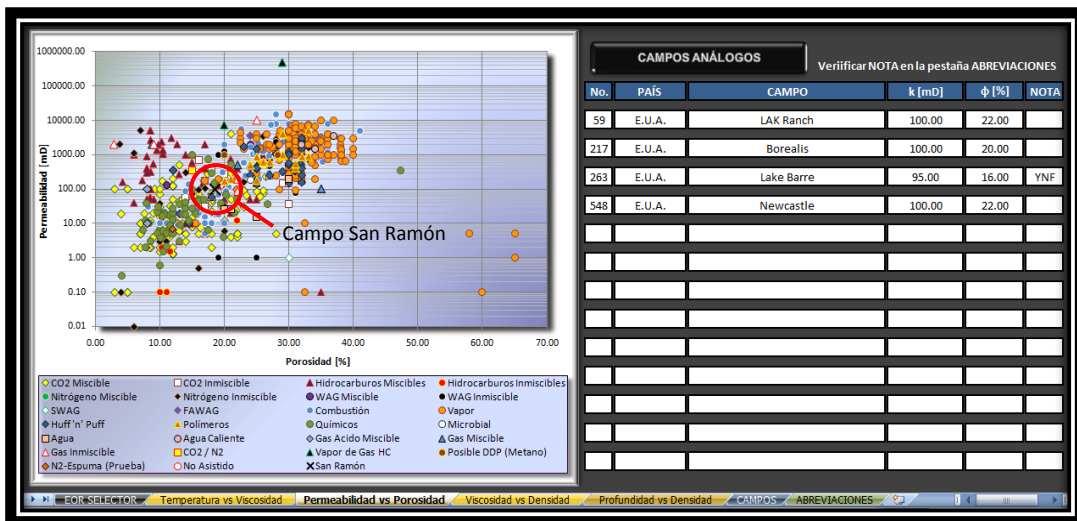


Figura 4.14 Gráfica Permeabilidad vs Porosidad con Campos Análogos, Campo San Ramón.

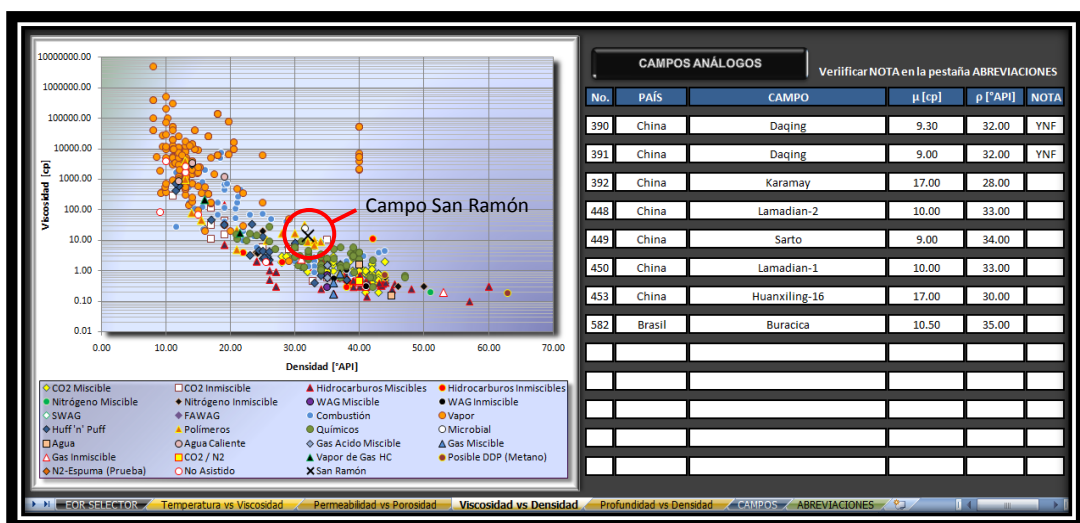


Figura 4.15 Gráfica Viscosidad vs Densidad con Campos Análogos, Campo San Ramón.

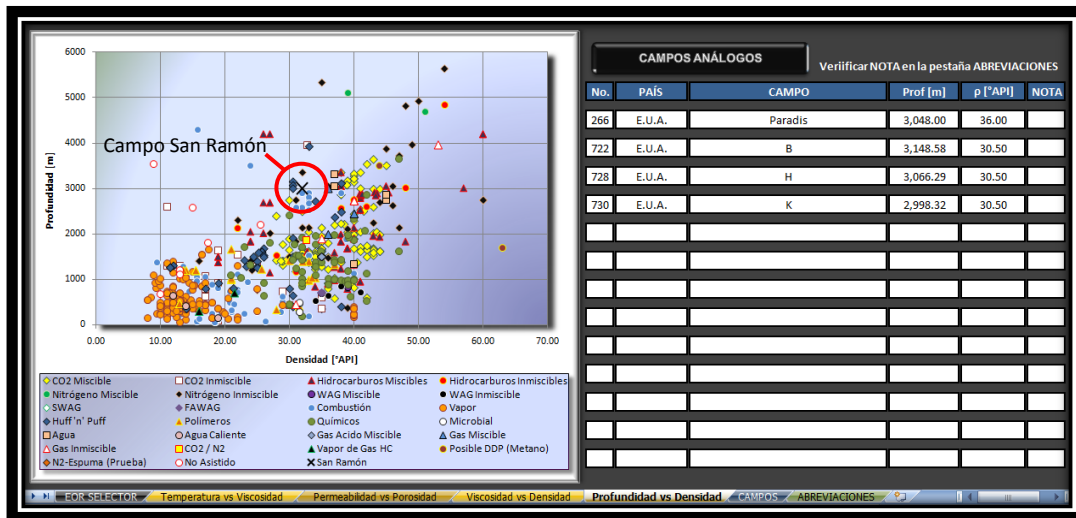


Figura 4.16 Gráfica Profundidad vs Densidad con Campos Análogos, Campo San Ramón.

VISCOSIDAD VS DENSIDAD					
VALORES ASIGNADOS:					
	VISCOSIDAD	14.00	cp		
	DENSIDAD	32.00	*API		
CAMPOS ANÁLOGOS:					
UBICACIÓN	PAÍS	CAMPO	VISCOSIDAD [cp]	DENSIDAD [*API]	
390	China	Daqing	9.30	32.00	Yacimiento Naturalmente Fracturado
391	China	Daqing	9.00	32.00	Yacimiento Naturalmente Fracturado
392	China	Karamay	17.00	28.00	
448	China	Lamadian-2	10.00	33.00	
449	China	Sar'to	9.00	34.00	
450	China	Lamadian-1	10.00	33.00	
453	China	Huanxiling-16	17.00	30.00	
582	Brasil	Buracica	10.50	35.00	

Figura 4.17 Fragmento del archivo CAMPOS ANÁLOGOS.txt, Campo San Ramón.

Con base en los resultados obtenidos, podemos decir que los procesos potenciales a implementar en el campo San Ramón, son aquellos que involucran la inyección de gas principalmente el proceso Huff 'n' Puff. No obstante y de acuerdo a los resultados, la combustión in-situ no queda descartada como proceso potencial, siempre y cuando se tenga en cuenta que la porosidad se encuentra por debajo de los rangos óptimos. Por otro lado, tenemos que los procesos que involucran la inyección de surfactantes, alcalinos o bien polímeros se encuentran limitados debido a la temperatura del campo. Finalmente, los procesos que involucran la inyección de vapor quedan descartados al no tratarse de un aceite pesado ya que el aceite presenta una densidad relativamente baja, así como una porosidad por debajo de los rangos óptimos establecidos en los diferentes criterios, lo cual incrementaría las pérdidas de calor en la formación.

Campo Caan

El Campo Caan pertenece al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste. Se localiza a 143 Km del puerto de Dos Bocas, Tabasco (Figura 4.18), fue descubierto en 1984 con la perforación del pozo Caan-1. Los resultados provenientes de la prueba de producción indicaron buena capacidad de producción de aceite en la formación Brecha del Paleoceno. Siendo éste, el yacimiento con el aceite más ligero de la Región Marina, en esta formación (36 °API).²

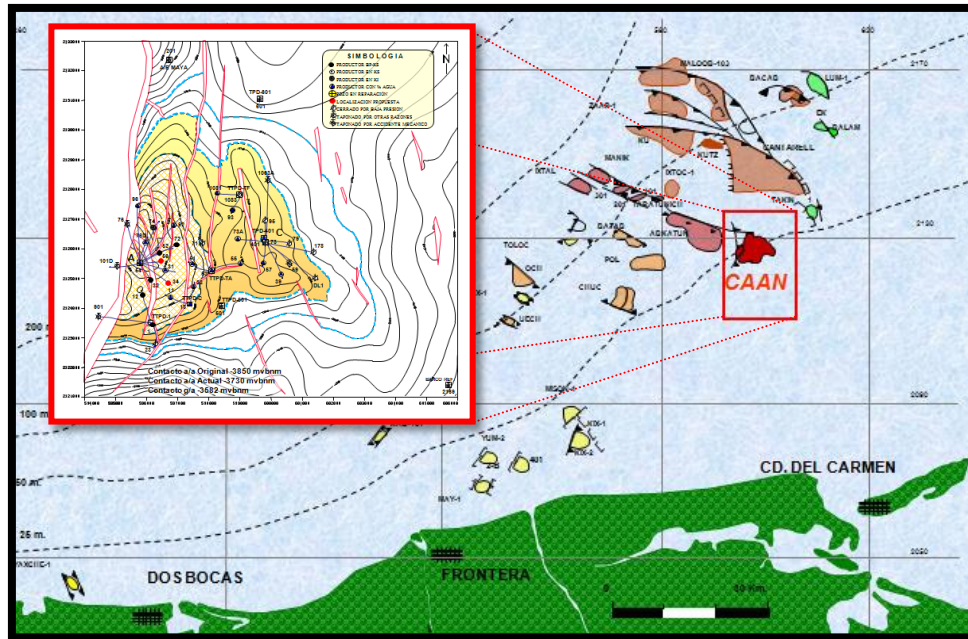


Figura 4.18 Ubicación del Campo Caan.

El campo Caan es un yacimiento naturalmente fracturado, el cual al momento de su descubrimiento se encontraba parcialmente depresionado. Caan alcanzó su presión de saturación (295 kg/cm^2) en abril de 1992 y cuenta con un casquete de gas secundario. La presión original del campo es de 351 kg/cm^2 , con una temperatura de $155 \text{ }^\circ\text{C}$. El volumen original del campo es de 1,555 millones de barriles de aceite y su producción acumulada a enero de 2006 fue de 782.8 millones de barriles. Las reservas remanentes en el campo en 2007 se estimaron en 857 millones de barriles de aceite.

Actualmente el campo se encuentra en una etapa madura de su explotación. En febrero de 2007 el campo se encontraba produciendo 81 MBPD de aceite, 172.7 MMPCD de Gas y 20.2 MBPD de agua con 23 pozos en operación. Por lo tanto Caan representa atractivos retos de ingeniería para continuar con la optimización de su explotación.

Campo Caan	
Volumen original (MMbbls)	1,555
Temperatura (°C)	155
Presión original (kg/cm ²)	351
Presión de saturación (kg/cm ²)	295
Tipo de formación	Carbonatos
Profundidad Media (m)	3,381
Porosidad (%)	9
Permeabilidad (mD)	30 – 4,860
Densidad del aceite (°API)	36
Viscosidad (cp)	0.24

Tabla 4.4 Resumen de Parámetros del Campo Caan.

La Figura 4.19 muestra los procesos potenciales más adecuados para el campo Caan de acuerdo a los parámetros asignados. Podemos observar la tendencia hacia los procesos de inyección de gas; siendo la inyección de gases hidrocarburos el proceso más adecuado de acuerdo al criterio de jerarquización empleado. Por otro lado, en la Figura 4.20 tenemos un resumen detallado de los criterios empleados para la selección de dicho proceso, en el cual podemos observar que ninguno de los parámetros ingresados se encontró fuera del rango recomendable. Sin embargo, se deben tomar en cuenta los criterios para los parámetros solicitados que no fueron asignados, así como las recomendaciones sugeridas para este proceso.

Figura 4.19 Proceso Potenciales para el Campo Caan.

Inyección de Gases Hidrocarburos				
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	RESULTADO	CRITERIO DE SELECCIÓN
DENSIDAD	36.00	° API	DENTRO DE RANGO ÓPTIMO	> 24 °API
VISCOSIDAD	0.24	cp	DENTRO DE RANGO ÓPTIMO	< 1 cp
SATURACIÓN	0.00	%	VALOR NO PROPORCIONADO	> 30 %
ESPESOR	0.00	METROS	NO ES UN PARÁMETRO CRÍTICO	
PERMEABILIDAD	4860.00	mD	NO ES UN PARÁMETRO CRÍTICO	
POROSIDAD	9.00	%	NO ES UN PARÁMETRO CRÍTICO	
PROFUNDIDAD	3381.00	METROS	DENTRO DE RANGO ÓPTIMO	> 1,100 METROS
TEMPERATURA	155.00	°C	NO ES UN PARÁMETRO CRÍTICO	
ECHADO	0.00	GRADOS	VALOR NO PROPORCIONADO	> 15 GRADOS
FORMACION	CARBONATOS		RECOMENDABLE	

RECOMENDACIONES:

- El porcentaje de metano en la mezcla de hidrocarburos que será inyectada debe ser > cero.
- La composición de hidrocarburos debe tener un alto contenido de componentes ligeros (C2-C7).
- El espesor neto debe ser relativamente delgado, a menos que la formación este abruptamente inclinada.
- Areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad.
- La temperatura no es un parámetro crítico, pero puede tener un efecto significativo en la mínima presión de miscibilidad.
- La mínima profundidad para estos procesos está dada por la presión necesaria para mantener un proceso miscible. Los requerimientos de presión están en un rango de alrededor de 85 kg/cm2 (1,200 lb/pg2) para un proceso de bache de gas licuado de petróleo y de 280 a 350 kg/cm2 (4,000 a 5,000 lb/pg2) para inyección de gas a alta presión, esto depende del tipo de aceite.
- Una abrupta inclinación de la formación es deseada para permitir una estabilización gravitacional del desplazamiento la cual normalmente no es favorable para la relación de movilidades.

Figura 4.20 REPORTE DE RESULTADOS.txt, Campo Caan.

Las Figuras 4.21 a 4.24 muestran las analogías mundiales encontradas en cada una de las diferentes graficas para el campo Caan, las cuales nos servirán como marco de referencia en la implementación de procesos de recuperación. Podemos observar en las Figuras 4.21 a 4.23 una clara cercanía del campo Caan con los campos que han sido sometidos a un proceso de inyección de hidrocarburos alrededor del mundo.

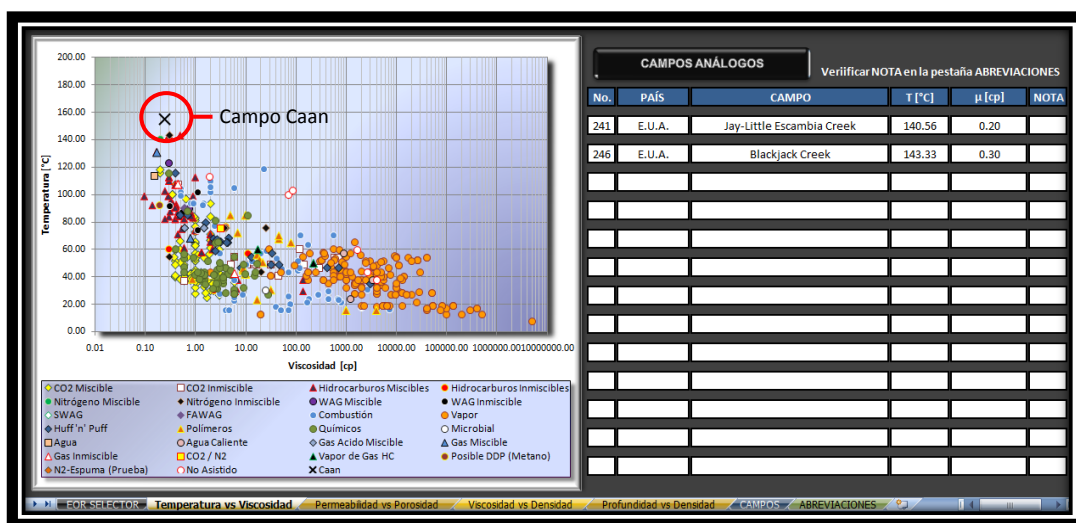


Figura 4.21 Gráfica Temperatura vs Viscosidad con Campos Análogos, Campo Caan.

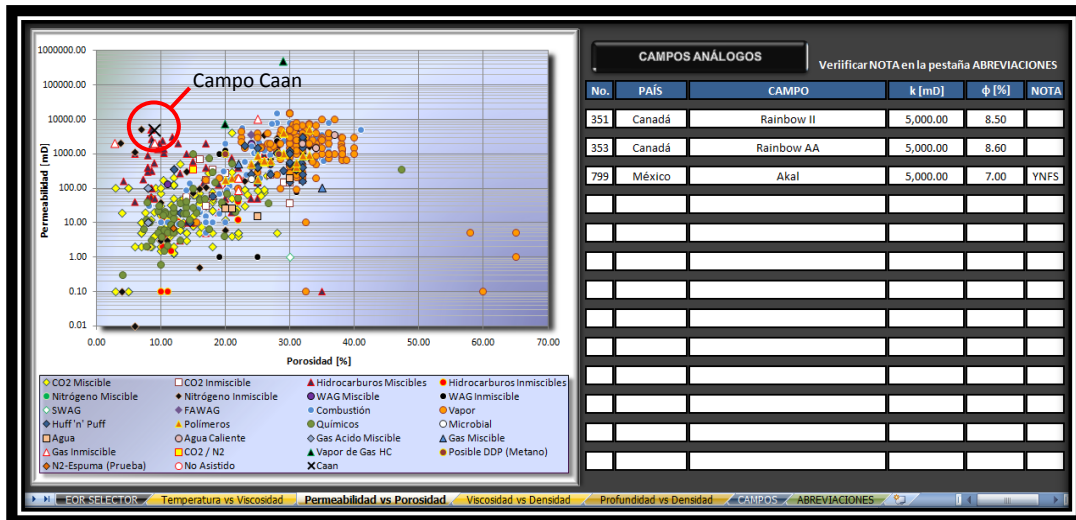


Figura 4.22 Gráfica Permeabilidad vs Porosidad con Campos Análogos, Campo Caan.

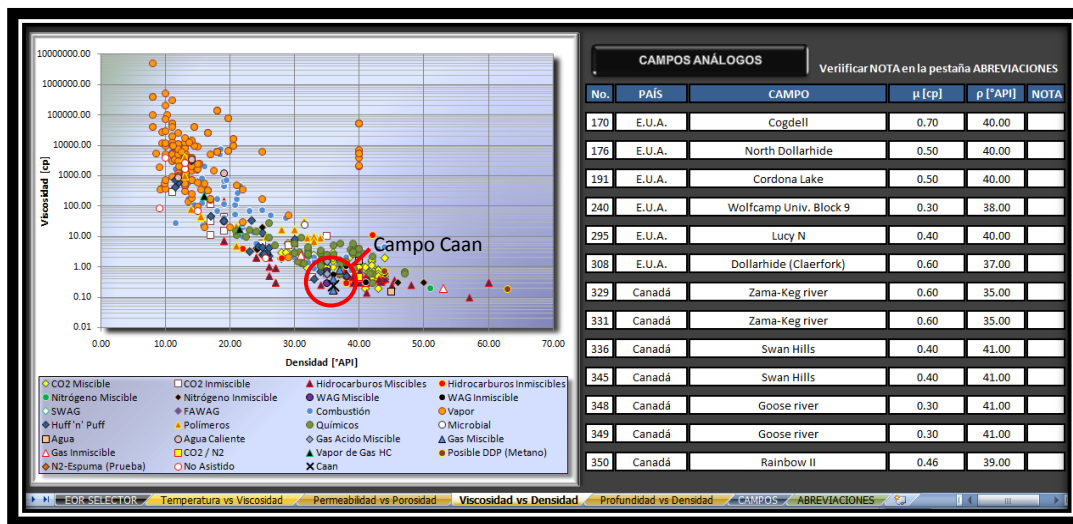


Figura 4.23 Gráfica Viscosidad vs Densidad con Campos Análogos, Campo Caan.

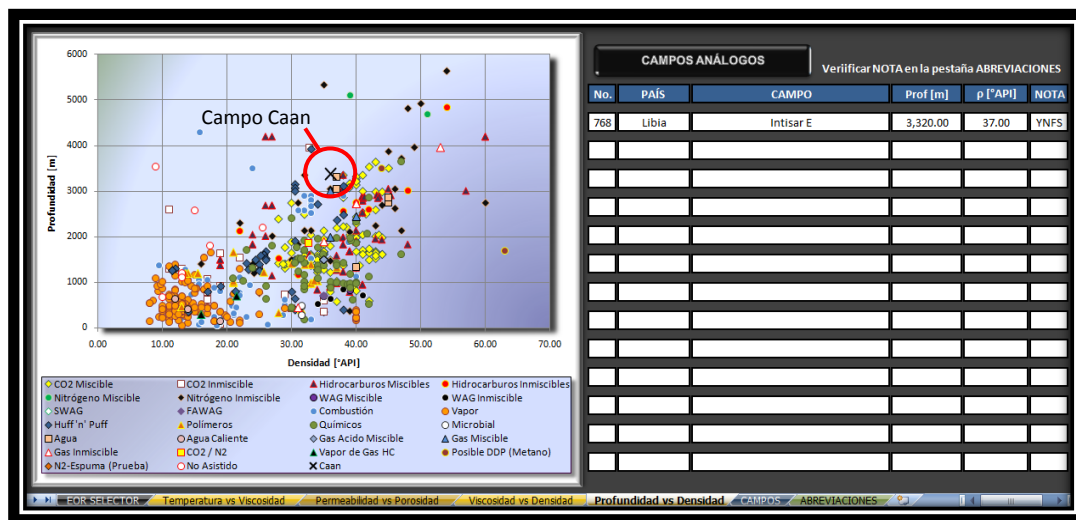


Figura 4.24 Gráfica Profundidad vs Densidad con Campos Análogos, Campo Caan.

Con base en los resultados obtenidos podemos decir que los procesos potenciales a implementar en el campo Caan son aquellos que involucran la inyección de gas, esto es debido a que el campo contiene un aceite ligero y de baja viscosidad, así como también, a que para dichos procesos la permeabilidad y la temperatura no resultan ser parámetros críticos. Sin embargo, se debe considerar seriamente el hecho de que Caan es un yacimiento naturalmente fracturado. Por otro lado, tenemos que los otros procesos analizados pueden quedar descartados debido a que existen diferentes limitaciones para poder llevar a cabo su implementación. La inyección de cáusticos, alcalinos o polímeros quedaría completamente descartada debido a la temperatura del campo, mientras que los métodos que involucran la inyección de vapor quedan descartados por las pérdidas de calor que se pueden generar debido a la profundidad, así como por el hecho de no tratarse de un aceite pesado. La combustión in-situ podría tratarse de un proceso potencial ya que los parámetros del campo Caan no se encuentran demasiado lejos de los rangos recomendados, sin embargo, se requerirían demasiadas pruebas y un análisis muy detallado. Finalmente, la inyección alternada de agua y gas está limitada por la permeabilidad y por la porosidad, sin olvidar el espesor que podría tener la formación; no obstante, podría tratarse de un proceso potencial en bloques del campo que cuenten con una permeabilidad cercana a 30 mD.

Bibliografía

1. Leena Koottungal, "2008 Worldwide EOR Survey", Oil & Gas Journal, 21 de Abril de 2008.
2. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste (GPMSO), "Métodos de Recuperación Aplicados a Yacimientos Naturalmente Fracturados".
3. U.S. Department of Energy, "Total Oil Recovery Information System", Marzo 1995.
4. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste, "Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada para San Ramón, Ogarrío, Rodador", presentación PEP, Diciembre de 2008.

5. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste, “Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada en Caan y Abkatun”, presentación PEP, Diciembre de 2008.

5. Conclusiones y Recomendaciones

El panorama de la industria petrolera a nivel mundial nos permite observar la creciente demanda de hidrocarburos, a la par de una declinación exponencial en la producción de los mismos. Tomando como punto de partida el hecho de que una gran parte de los yacimientos a nivel mundial se encuentran en una etapa madura de explotación; sin lugar a dudas podemos decir que los procesos de recuperación mejorada juegan un papel preponderante en la explotación de hidrocarburos. Por lo tanto, el poder determinar los procesos que pueden llegar a ser implementados en dichos yacimientos cobra una importancia significativa.

Criterios de Selección

En los capítulos anteriores se han expuesto algunos de los diversos criterios existentes para saber si un yacimiento es adecuado para la implementación de un proceso de recuperación mejorada. Estos criterios han sido generados basándose en pruebas de laboratorio, pruebas piloto, consideraciones de carácter geológico, simulaciones numéricas y análisis estadísticos. Sin embargo, cabe mencionar que la información disponible al momento de la generación de dichos criterios continuamente se está incrementando y modificando, por lo que estos deben ser actualizados periódicamente.

El criterio de selección presentado en el capítulo tres nos muestra que algunos procesos de recuperación se han llevado a cabo exitosamente bajo condiciones que se encuentran fuera de los rangos de los criterios existentes en la literatura. Con esto, podemos dejar en claro que los criterios de selección son una herramienta de apoyo, que puede ofrecernos un marco de comparación para obtener un resultado potencial en cuanto a la implementación de un proceso. No obstante, debemos tener presente que los criterios de selección no serán un factor determinante en el éxito o el fracaso de un proceso de recuperación, ya que éste se verá afectado por diferentes condiciones no consideradas en dichos criterios.

En este trabajo se proporcionan nuevos criterios de selección para cinco procesos de recuperación mejorada, los cuales fueron llevados a cabo mediante el análisis estadístico de procesos exitosos a nivel mundial (tabla 3.12). En estos criterios (Capítulo 3) podemos observar un panorama global del éxito obtenido en yacimientos

sometidos a algún proceso de recuperación mejorada, con lo cual podemos contar con un punto de referencia sustentado con experiencias de campo alrededor del mundo.

Herramienta computacional EOR SELECTOR 1.0

Tomando en cuenta que la selección de un proceso de recuperación mejorada a ser implementado en un determinado campo, como el encontrar analogías a nivel mundial para éste mismo puede consumir una gran cantidad de tiempo; podemos decir que la herramienta computacional (EOR SELECTOR 1.0) desarrollada en este trabajo cobra una importancia significativa al brindar un apoyo en estas tareas, ofreciendo resultados sustentados en once criterios de selección (tabla 4.1), los cuales fueron actualizados con base en los criterios presentados en este trabajo.

Se debe remarcar que EOR SELECTOR 1.0, es una herramienta de apoyo en la selección de procesos de recuperación mejorada. La información proporcionada por esta herramienta debe ser minuciosamente analizada por el usuario, con el fin de que este pueda obtener un escenario más amplio de las condiciones bajo las cuales se ofrecen dichos resultados, dejando sin lugar a dudas la decisión final en la selección de un proceso a quien haga uso de esta herramienta. Cabe mencionar, que es imperativo tomar en cuenta la sinergia que pueda existir entre los diferentes parámetros considerados para la selección de un proceso.

La base de datos empleada en el desarrollo de EOR SELECTOR 1.0 cuenta con 503 campos de los cuales se pudieron identificar plenamente 78 de ellos como yacimientos naturalmente fracturados. Sin embargo, en esta base de datos se pueden encontrar aun más yacimientos naturalmente fracturados, los cuales no están identificados como tales. Por lo cual se recomienda a quien haga uso de esta herramienta, realizar una investigación más a fondo de algún campo análogo de interés.

Los ejemplos de aplicación llevados a cabo en el capítulo 4 para los campos San Ramón y Caan, sustentaron la confiabilidad de la herramienta. La comparación de los resultados fue posible gracias a la información obtenida de la Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste (GPMSO). Los resultados de los procesos potenciales de recuperación mejorada obtenidos por la GPMSO y los obtenidos por EOR SELECTOR 1.0, tanto en yacimientos homogéneos como en yacimientos naturalmente fracturados tuvieron una gran similitud con lo cual podemos validar la confiabilidad en el uso de EOR SELECTOR 1.0.

Finalmente, teniendo en cuenta la necesidad de la implementación de un proceso de recuperación mejorada en un gran número de yacimientos a nivel mundial, podemos hacer notar la importancia de este trabajo, que además de contar con un criterio propio y el desarrollo de una herramienta computacional, contiene una recopilación de algunos de los criterios más importantes en la literatura; tal es el caso de los criterios aportados por Taber.

Bibliografía

1. J. J. Taber y F. D. Martin "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", artículo SPE 12069 presentado en "58th Annual Technical Conference and Exhibition" llevado a cabo en San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
2. J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", artículo SPE 35385 presentado en "1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996
3. J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices ", artículo SPE 39234 presentado en "1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996
4. Henson R., Todd A. y Cobertt P. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery" artículo SPE 75148 presentado en "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril de 2002.
5. E. Manrique. "Identifying Technical and Economic EOR Potential Under Conditions of Limited Information and Time Constraints" artículo SPE 94682 presentado en "2005 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium" llevado a cabo en Dallas, Texas, 3-5 Abril de 2005
6. O. Rivas, S. Embid y F. Bolivar "Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes", artículo SPE 23641 presentado en "Second Latin America Petroleum Engineering Conference, II LAPEC" llevado a cabo en Caracas, Venezuela, 8-11 Marzo de 1992.
7. L. Mohammed-Singh, A.K. Singhal, y S. Sim "Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations", artículo SPE 100044 presentado en "2006

-
- SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
8. E. Manrique, G. Calderón, L. Mayo, M.T. Stirpe “Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences”, artículo SPE 50645 presentado en “1998 SPE European Petroleum Conference” llevado a cabo La Hogue, Holanda, 20-22 Octubre de 1998.
 9. J. P. Clancy, R.E. Gilchrist, L.H.K. Cheng y D.R. Bywater “Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria” artículo SPE 11902 presentado en “SPE 1982 Offshore Europe Conference” llevado a cabo en Aberdeen, 6-9 Septiembre de 1982.
 10. B. Lepski, Z. Bassiouni y J.M. Wolcott “Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Gas Injection” artículo SPE 39659 presentado en “1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 19-22 Abril de 1998.
 11. A. T. Turta y A. K. Singhal “Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection” artículo SPE 48841 presentado en “1998 SPE International Conference and Exhibition in China” llevado a cabo en Beijing, China, 2-6 Noviembre de 1998.
 12. C. Chu “A Study of Fireflood Field Projects” artículo SPE 5821 presentado en “SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-24 Marzo de 1976.
 13. C. Chu “State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects” artículo SPE 9772 presentado en “1981 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 5-8 Abril de 1981.
 14. C. V. Deutsch y J.A. McLennan “Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir Characterization Using Geostatistics”, Center for Computational Geostatistics (CCG), Guidebook Series Vol.3.
-

-
15. A. R. Awan, R. Teigland y J. Kleppe “EOR Survey in the North Sea” artículo SPE 99546 presentado en “2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery” llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
 16. Leena Koottungal, “2008 Worldwide EOR Survey”, Oil & Gas Journal, 21 de Abril de 2008.
 17. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste (GPMSO), “Métodos de Recuperación Aplicados a Yacimientos Naturalmente Fracturados”.
 18. U.S. Department of Energy, “Total Oil Recovery Information System”, Marzo 1995.
 19. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste, “Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada para San Ramón, Ogarrío, Rodador”, presentación PEP, Diciembre de 2008.
 20. Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste, “Procesos Potenciales de Recuperación Mejorada en Caan y Abkatun”, presentación PEP, Diciembre de 2008.