



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

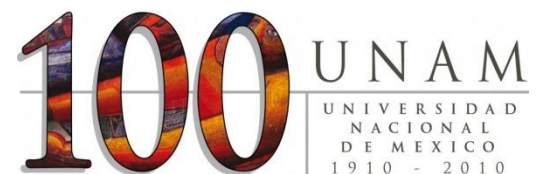
OSCAR EMMANUEL ARJONA GÓMEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO:

M. C. HERÓN GACHUZ MURO



Oscar Emmanuel Arjona Gómez

Agradecimientos

Los más grandes agradecimientos son para mis padres, Francisco Arjona Ramírez y Asunción Gómez Acosta, quienes me han brindado su disciplina, apoyo y amor durante toda mi vida. Este logro es tan suyo como mío. Gracias.

A mi hermano Francisco Arjona Gómez quien siempre ha estado ahí por brindarme su amistad incondicional.

A toda mi familia Gómez quien me han dado muchas alegrías y siempre han estado conmigo espero que me reciban con una celebración,

A la familia Arjona tan diversa que me ha enseñado a disfrutar los extremos de la vida.

A ti, Irlanda que me has dado tu apoyo, comprensión y amor durante muchos años, y que me has hecho muy feliz, dándome un hermoso hijo.

A Dante, eres el motor de mi vida y la alegría más grande. Verte sonreír me hace esforzarme cada día mas.

A mis amigos de Carmen, Eduardo Cervera, Augusto Cetz, Ricardo Cordero, Esperanza Piña, Silvia Tellez-Sill, ustedes que siempre han creído en mí y yo en ustedes y todos los que en este momento no recuerde pero han sido importantes en mi vida.

A mis amigos que llegaron conmigo a la universidad, Rafael Gómez, David Lliteras, José Luis Cabrera, Pedro Sánchez y aquéllos que conocí en el camino Javier Torres, Germán Velnezqui García, Javier Sánchez “Manchas”, Omar Rodríguez “Tabasco”, Rodrigo Gonzales Sommer, Juan Carlos, Ariel “Harry”, Cristian Ramírez “el gordo”, Lourdes Jamit, Ariadna Morales. Un especial abrazo a Diego Cardozo, donde quiera que estas.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Mis compañeros de primer semestre, Alan Vicencio “señora”, Juan Omar “Tabasco”, Bruno Monroy”, Víctor Tejero “Chido”, Marco Salmeron “Chaparrito”, Saúl “El vampiro”, Josué Rivero “Ros”, Ricardo “La reyna” , Carlos “el Cuate, Carlos “El rey”, José Luis Chávez, Diego Atenco “Chavez”.

A mis grandes amigos, Jorge “Yorch” Nuñez y toda su familia, Omar Rodríguez “El negro”, Erick Venegas “el charro”, Norberto Briones “Morby”, Armadito, Luis Hernández “huicho”, Verónica Gonzales, Aldo Romero “pato”, Fabiola Olivares y Susana Tejeida “Ssusy” sigan tan inseparables como nunca, Cristian “cascara”, Paco “el geofísico”, Claudia “La reinita”, vero, la flaca y rocío, también a Jonathan Villanueva “Pipen”, Iván Gonzales, Emilio, Eder, Praxedes Briones.

A mis amigos que conocí en clases y fiestas, Karla Segura, Adrian Uribe, Victor “Tiki”, Alejandro “Chiapas”. Y a todos mis compañeros petroleros que por falta de tiempo y memoria me he olvidado de ustedes pero han sido parte importante de este logro.

A mis grandes profesores quienes son los pilares de la ingeniera petrolera en este país.

Una especial mención a la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO institución a la cual le agradezco haberme cobijado, el haber estado dentro de su comunidad no tiene comparación.

Tabla de contenido

1	Aspectos Generales.....	9
1.1	Introducción.....	9
1.2	Yacimiento naturalmente fracturado	10
1.3	Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados	11
1.4	Propiedades físicas de las rocas en los yacimientos naturalmente fracturados	12
1.4.1	Porosidad	12
1.4.2	Porosidad primaria ⁵	13
1.4.3	Porosidad secundaria.....	14
1.4.4	Doble porosidad.....	14
1.4.5	Permeabilidad	15
1.4.6	Permeabilidad primaria	15
1.4.7	Permeabilidad secundaria.....	16
1.4.8	Saturación de los fluidos	17
1.5	Métodos de recuperación mejorada	18
1.6	Visión general de la recuperación mejorada en el mundo	19
1.6.1	Proyectos en EEUU.....	20
1.6.2	Proyectos en Canadá.....	21
1.6.3	Proyectos en Latinoamérica.....	21
1.6.4	Proyectos en Asia	22
1.6.5	Proyectos en Medio Oriente	22
1.7	Descripción de los procesos de Recuperación Mejorada en Yacimientos Fracturados	23
1.8	Bibliografía	27
2	Mecanismos que actúan en procesos con gases	29
2.1	Introducción ²	29
2.2	Convección y difusión ^{1,3,4,5}	30
2.2.1	Convección ^{1,5}	30
2.2.2	Difusión ^{1,4}	31
2.3	Dispersión ⁵	34
2.4	Expansión y empuje de gas por liberación de gas en solución ¹	34
2.5	Imbibición capilar ¹	36

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.6	Miscibilidad ⁷	38
2.7	Segregación gravitacional ^{1,6}	40
2.7.1	Perfil de potencial gravitacional	41
2.7.2	Área de contacto	43
2.8	Sudación ^{1,8}	44
2.8.1	Aceite y agua, matriz mojada por aceite	49
2.8.2	Aceite y gas	49
2.8.3	Aceite y agua, matriz mojado por agua	50
2.8.4	Funciones de transferencia	51
2.9	Casos y ejemplos	54
2.10	Bibliografía	55
3	Mecanismos que actúan en procesos térmicos	56
3.1	Introducción ^{1,3}	56
3.2	Contracción del volumen de poro ¹	56
3.3	Destilación ¹	57
3.4	Empuje de gas en solución ¹	59
3.5	Expansión térmica ^{1,2}	59
3.6	Generación de gas ¹	61
3.7	Generación de vapor "in situ" ^{1,2}	61
3.8	Imbibición capilar ¹	62
3.9	Reducción de viscosidad ¹	63
3.10	Tabla de mecanismos térmicos	65
3.11	Bibliografía	66
4	Mecanismos que actúan en procesos químicos	67
4.1	Introducción	67
4.2	Alteración de la matriz ¹	67
4.3	Cambio de tensión interfacial ^{1,3}	68
4.4	Craqueo	69
4.5	Destilación	69
4.6	Generación de aceite	70
4.7	Reducción de la relación de movilidad ^{1,3}	71
4.8	Reducción de viscosidad	71

4.9	Bibliografía	72
5	Mecanismos que actúan en otros procesos	73
5.1	Introducción	73
5.2	Desplazamiento microscópico del aceite.....	74
5.3	Bibliografía	80
6	Conclusiones	82

Resumen

Desde que surge la necesidad de la explotación de los yacimientos convencionales, se ha tenido la exigencia de explotarlos con métodos adicionales para recuperar una mayor cantidad de aceite a través de diversos procesos, los cuales se pueden agrupar en dos grandes grupos conocidos como térmicos y no térmicos, métodos que poseen diversos mecanismos para recuperar aceite adicional. Sin embargo, aún ha sido difícil entender los mecanismos que gobiernan la explotación de esos yacimientos. Es bien sabido que los yacimientos naturalmente fracturados presentan una amplia diversidad de complejidades a través de su explotación, complejidad que se ve reflejada en el entendimiento de los mecanismos de recuperación.

El objetivo de este trabajo de tesis es de documentar los mecanismos de recuperación que pueden actuar en los yacimientos naturalmente fracturados durante la etapa de recuperación mejorada. Muchos de estos mecanismos también pueden estar presentes durante etapas más tempranas de la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados, de esta forma, dependiendo de la naturaleza del mecanismo de recuperación, uno o varios procesos pueden actuar.

Sabiendo que los yacimientos naturalmente fracturados tienen una gran importancia en cuanto a volúmenes de reserva y producción a nivel mundial, y sobre todo en México, se hace más notoria la importancia del conocimiento de los procesos que están aportando hidrocarburos a las compañías petroleras.

En el capítulo 1, se muestra un poco de los aspectos generales en cuanto a la recuperación mejorada, definiendo a un yacimiento naturalmente fracturado, mostrando su clasificación y analizando sus principales características petrofísicas tanto en el sistema de matriz como en el sistema de fracturas. Al final se expone la visión de los proyectos de recuperación mejorada que se están llevando a cabo en el mundo.

En el capítulo 2, nombrado “Mecanismos que actúan en procesos con gases”, se revisan los principales mecanismos presentes durante la vida productiva de cualquier campo, como pueden ser la segregación gravitacional, sudación, convección y difusión, entre otros.

Se define cada uno de los mecanismos y además se explica cómo aporta cada uno de ellos a la producción de un yacimiento fracturado.

En el capítulo 3, se documentan los principales mecanismos que actúan durante la recuperación mejorada, específicamente aquellos que tienen relación directa con los procesos de recuperación térmica. A nivel de poro se puede mencionar la expansión térmica y la contracción del volumen de poro mientras que a nivel de los fluidos se menciona la destilación y reducción de viscosidad, mostrando de esta forma que los mecanismos térmicos pueden afectar distintos componentes del sistema roca fluido, incluyendo los que actúan en la matriz y aquellos otros que lo hacen exclusivamente en las fracturas.

En el capítulo 4, se registran los principales mecanismos que ayudan a desplazar el petróleo cuando se ocasionan cambios químicos en el sistema roca-fluidos, destacando los cambios en tensión interfacial y movilidad de las fases contenidas en el yacimiento.

En el capítulo 5, se detalla el impacto en el desplazamiento de hidrocarburos que puede llegar a tener ciertos microorganismos en un yacimiento.

Por último, se muestran las conclusiones a las que se ha llegado en cada capítulo y la importancia de los mecanismos de recuperación en los yacimientos naturalmente fracturados.

De esta forma, este trabajo de tesis se enfocará en los mecanismos de recuperación que más impactan en cada uno de los métodos de recuperación mejorada, con esto se busca poder llegar a identificar los métodos más convenientes en términos de volúmenes de recuperación para distintas condiciones petrofísicas y de los fluidos que se encuentran dentro de los yacimientos.

1 Aspectos Generales

1.1 Introducción

Existen grandes volúmenes de hidrocarburos dentro de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), particularmente en campos abandonados por una evaluación y caracterización inadecuada o porque los pozos no atraviesan las fracturas.¹

Este tipo de yacimientos son de gran importancia por su aporte a la producción de México y el mundo, como se muestra en la Figura 1.1. Se sabe que aportan más del 80% de la producción de hidrocarburos a nivel nacional y más del 50 % a nivel mundial.

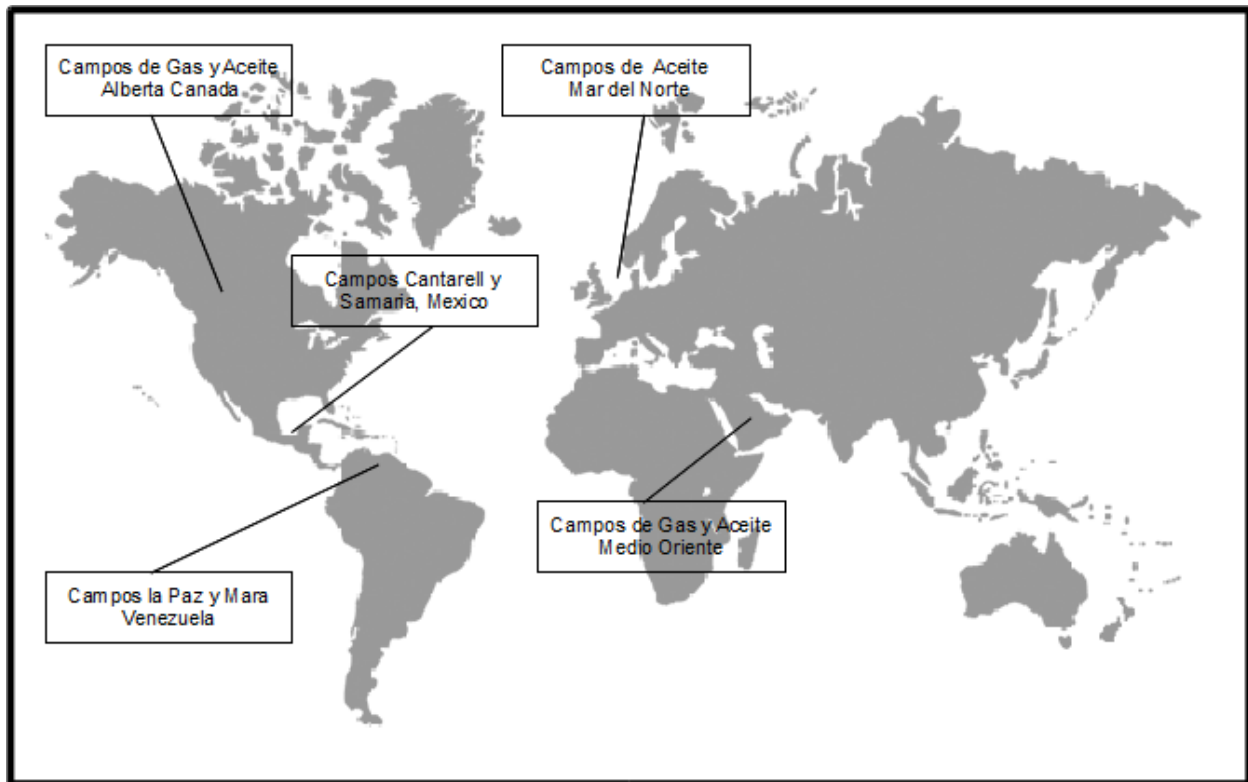


Figura 1.1 Principales yacimientos naturalmente fracturados en el mundo

Cabe mencionar que los Yacimientos Naturalmente Fracturados son muy distintos entre sí, y por consecuencia, cada YNF desde su etapa de exploración hasta su abandono debe ser considerada como un proyecto único.

¹ AGUILERA, ROBERTO. *Geologic Aspects of Naturally Fractured reservoirs*, The Leading Edge. December 1998. pp. 1667-167

1.2 Yacimiento naturalmente fracturado

Un yacimiento naturalmente fracturado puede ser definido como un yacimiento en el cual ocurrieron fracturas por procesos naturales y las cuales tienen un efecto importante en el flujo de fluidos.²

También puede ser definido como un sistema formado por poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales el sistema de fracturas, ambos extendidos a través del yacimiento. El sistema fracturado desarrolla un contacto superficial considerable con el sistema de matriz.³

Un yacimiento naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso, en el que se pueden encontrar microfracturas, mesofracturas, macrofracturas, canales de disolución, microvúgulos, macrovúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños de poro y redes de fractura, los cuales actúan simultáneamente y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos, como se ilustra en la Figura 1.2.⁴

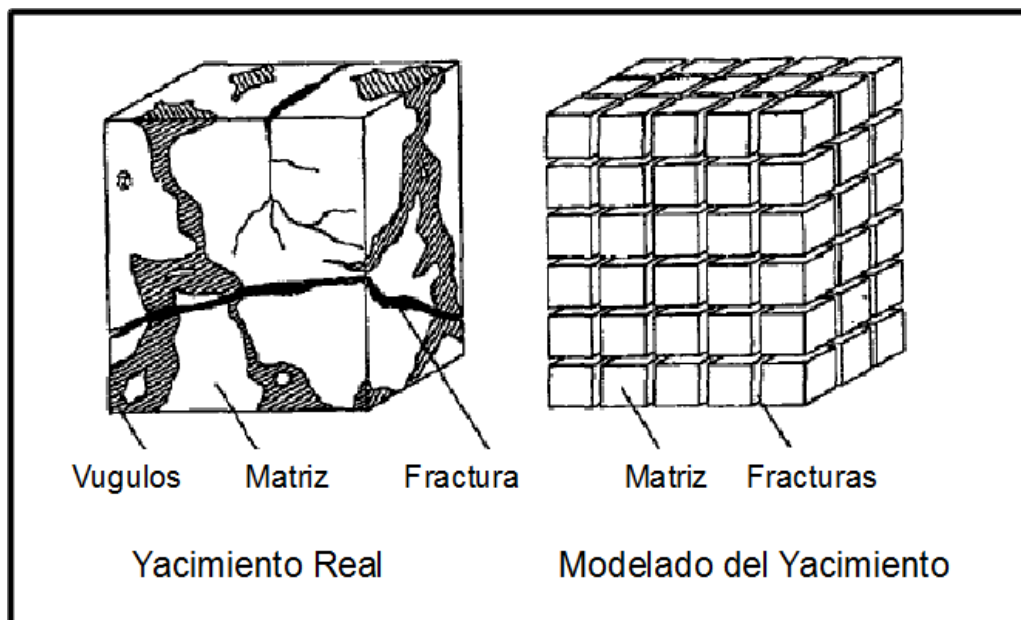


Figura 1.2 Modelo Warren y Root. Idealización de un medio poroso heterogéneo.

² NELSON, RONALD. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Elsevier 2001. pp . 3-4

³ AMAYA SANTIAGO, LUCINO. Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados. Tesis UNAM 2010.

⁴ LUGO RUIZ, MIGUEL. Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados. Tesis UNAM 2010.

1.3 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados

En la Figura 1.3 se muestra la clasificación de los YNF propuesta por Nelson² y describe a continuación:

Tipo 1: Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esencial del yacimiento.

Tipo 2: Las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento.

Tipo 3: Las fracturas aportan permeabilidad en un yacimiento comercialmente productor.

Tipo 4: Las fracturas no proveen permeabilidad ni porosidad pero crean barreras en el yacimiento.

Esta clasificación debe ser sugerida una vez que se han determinado el origen, continuidad y propiedades del sistema de fracturas, investigado la interacción del flujo entre la matriz y las fracturas y establecido los efectos positivos que aporta el sistema de fracturas al yacimiento.

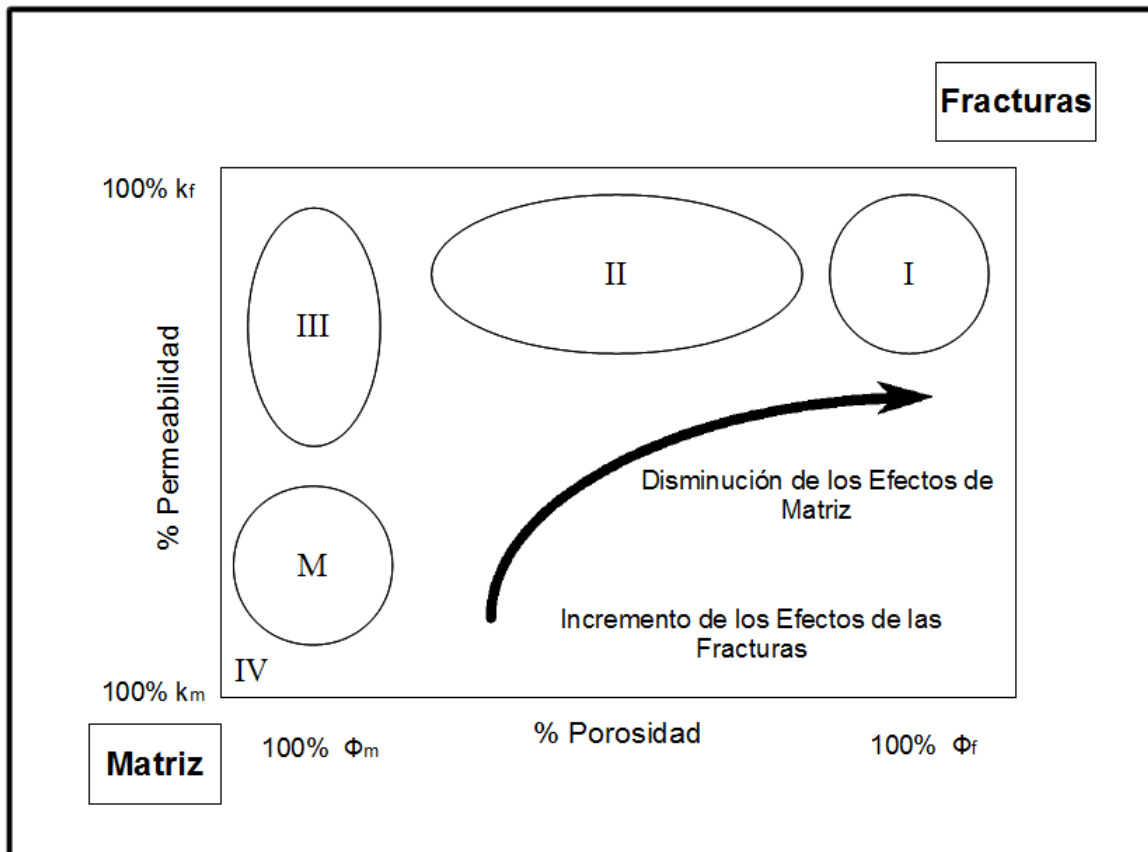


Figura 1.3 Principales yacimientos naturalmente fracturados en el mundo

1.4 Propiedades físicas de las rocas en los yacimientos naturalmente fracturados⁵

Las propiedades más importantes a describir para examinar y discutir el flujo de fluidos en el medio poroso en este tipo de yacimientos son la permeabilidad, la porosidad y saturación de fluidos, además de otras características físicas especiales como la presión capilar y permeabilidad relativa entre otras.

También se toma en cuenta la compresibilidad del sistema matriz-fractura y el fluido que satura el sistema, puesto que ambas están implicadas en la capacidad de almacenamiento.

Particular atención se da a la propiedad de presión capilar y a las consecuencias de los diferentes fluidos que pueden saturar el sistema de matriz y el de fractura. Esta propiedad específica es la base de los mecanismos de desplazamiento en cualquier Yacimiento Naturalmente Fracturado.

1.4.1 Porosidad

La porosidad representa el espacio hueco en una roca capaz de contener fluido. Puede ser cuantificado mediante la relación que existe entre el espacio hueco de la roca y el volumen total de la misma.⁶

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots (1)$$

Las rocas de los YNF cuentan con dos sistemas de porosidad, una intergranular formada por espacios entre los granos de la roca y otra formada por espacios de fracturas y vóculos.

El primer tipo es llamada porosidad primaria, típica en areniscas y calizas. La segunda es normalmente llamada porosidad secundaria o porosidad vugular/porosidad de fractura cuando solamente se refiere a fracturas o a vóculos, como se ve en la Figura 1.4.

⁵ VAN GOLF.RACHT, T.D. Fundamentals of Fractured Reservoirs Engineering. Elsevier 1982. pp. 147.

⁶ AGUILERA, ROBERTO. Naturally Fractured Reservoirs. Pennwell 1980.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

La porosidad secundaria generalmente se encuentra en rocas compactas y frágiles de relativa baja porosidad primaria como calizas compactas, lutitas, areniscas arcillosas, limolitas, entre otras. Esta porosidad es normalmente causada por fracturamiento, empalme y disolución por el agua circulante.

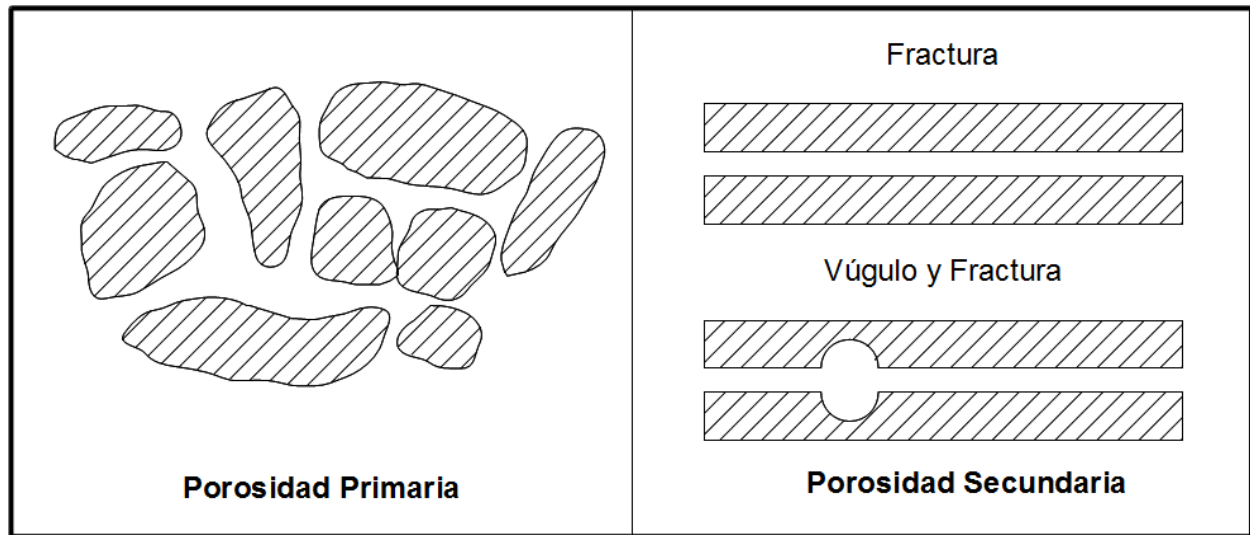


Figura 1.4 Representación simplificada de la porosidad en un YNF

Frecuentemente la porosidad secundaria se reduce con el tiempo al llenarse parcialmente con minerales más jóvenes que aquéllos de los cuales está formada la matriz. Estos minerales son resultado de la disolución y precipitación.

1.4.2 Porosidad primaria⁵

La porosidad primaria es establecida cuando el sedimento es depositado. En consecuencia, es una característica original de la roca.

El valor de la porosidad primaria depende de distintos factores, tales como, arreglo y distribución de los sedimentos, cementación e interconexión de los poros.

Es necesario distinguir entre la porosidad primaria total y la porosidad primaria efectiva. La primera se refiere a la relación del volumen total de poros entre el volumen total de la roca,

mientras que la segunda es definida por la relación del volumen de poros interconectados entre el volumen total de la roca.

Porosidad primaria total

$$\phi_{p \text{ total}} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots\dots (2)$$

Porosidad primaria efectiva

$$\phi_{p \text{ efectiva}} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots\dots (3)$$

1.4.3 Porosidad secundaria

También conocida como porosidad inducida, es el resultado de procesos geológicos posteriores a la depositación de los sedimentos y no tiene relación alguna con la forma de los sedimentos. Esta porosidad se debe a los fenómenos de disolución, recristalización, dolomitización, fracturas y grietas.

La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria se encuentran en formaciones de calizas y dolomías.

Porosidad secundaria

$$\phi_s = \frac{\text{Volumen de las fracturas/vúgulos}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots\dots (4)$$

1.4.4 Doble porosidad

En los yacimientos naturalmente fracturados, la porosidad total es el resultado de la suma de las porosidades primaria y secundaria.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

$$\phi_t = \phi_m + \phi_f \quad \text{o} \quad \phi_t = \phi_p + \phi_s \dots (5)$$

Donde

ϕ_t = Porosidad total

ϕ_m = Porosidad de matriz o primaria o intergranular

ϕ_f = Porosidad de fractura o vóculos

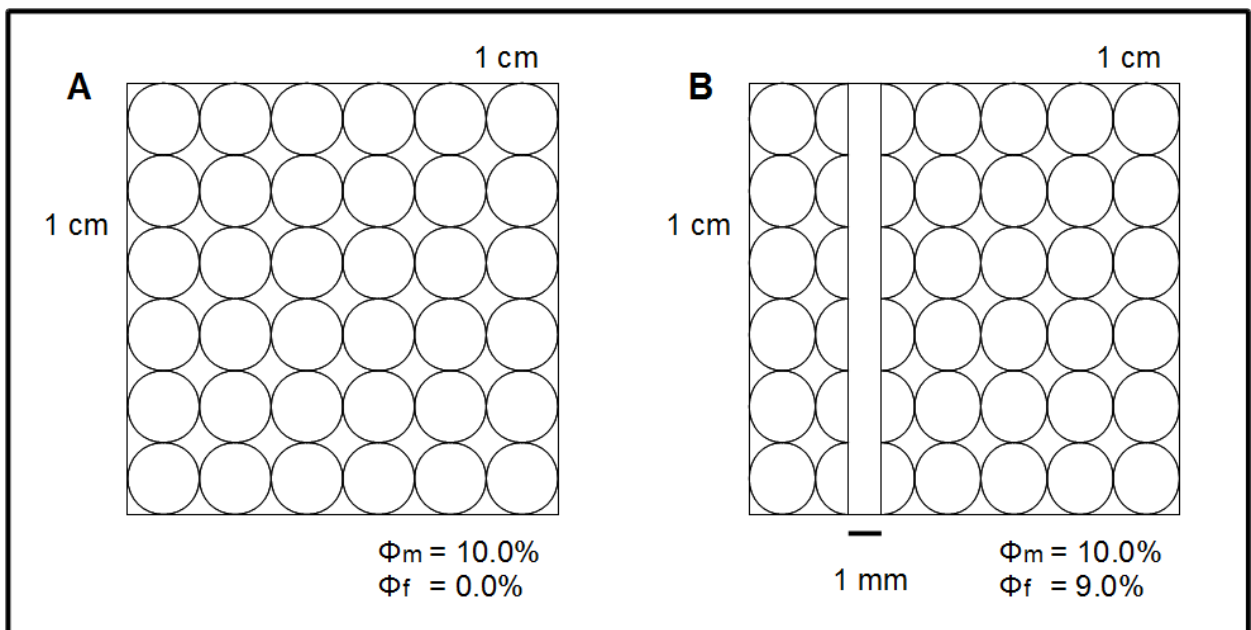


Figura 1.5 Porosidad de fractura es dependiente del tamaño y posición de la muestra mientras que la porosidad de matriz no lo es.

1.4.5 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y una medida de la capacidad del medio a transmitir el fluido. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria, refiriéndose así a la permeabilidad de matriz y a la de fracturas y/o vóculos, respectivamente.

1.4.6 Permeabilidad primaria

La permeabilidad primaria se refiere a aquella propiedad de la matriz y puede ser evaluada a partir de la ley de Darcy.

Para el caso de un flujo lineal, incompresible, la permeabilidad primaria puede ser calculada con la siguiente expresión:

Permeabilidad primaria

$$\kappa = \frac{q \mu L}{\Delta p} \dots (6)$$

Donde

κ = Permeabilidad, Darcys

q = Gasto, cm^3/seg

μ = Viscosidad, cp

A = Área, cm^2

Δp = Diferencial de presión, kg/cm^2

1.4.7 Permeabilidad secundaria

En algunos yacimientos carbonatados, la filtración de aguas con cierto grado de acidez puede llegar a mejorar la porosidad y permeabilidad por disolución de la matriz.

A continuación se presenta la ecuación propuesta por Craft and Hawkins para la permeabilidad vugular promedio.

Permeabilidad vugular promedio

$$\kappa_p = \frac{\kappa_v N \pi r^2 + \kappa_m (A - N\pi r^2)}{A} \dots (7)$$

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Donde

κ_p = Permeabilidad promedio, Darcys

κ_v = Permeabilidad vugular, Darcys

κ_m = Permeabilidad de matriz, Darcys

N = Número de canales de solución

A = Área transversal, in²

r = radio de los canales de solución, in

La presencia de fracturas abiertas incrementa en gran medida la permeabilidad del medio poroso y es posible estimar la permeabilidad de las fracturas y su flujo a través de las fracturas con la siguiente ecuación.

Permeabilidad secundaria de fractura

$$k_f = 54 \times 10^6 w_o^2 \dots (8)$$

Donde

κ_f = Permeabilidad de fractura, Darcys.

w_o = ancho o amplitud de la fractura, in

1.4.8 Saturación de los fluidos

En un YNF, la saturación del fluido en la matriz es un problema similar al de los yacimientos convencionales, por esto la evaluación de la saturación es obtenida a través de registros geofísicos o de muestras en el laboratorio.

Los bajos valores de porosidad secundaria comparados con aquéllos de la porosidad primaria no influyen en la saturación de los hidrocarburos, por lo que el sistema de fracturas debe ser considerado saturado al 100% del fluido según la zona del yacimiento.

Esto nos lleva a establecer que las zonas de saturación en los YNF están definidas por la distribución del fluido en la red de fracturas. Puesto que las fuerzas capilares en la red de fracturas son despreciables comparado con las fuerzas gravitacionales, los contactos de los fluidos WOC y GOC (contacto agua aceite y contacto gas aceite, respectivamente por sus siglas en inglés) estarán representadas por un distintivo plano horizontal.

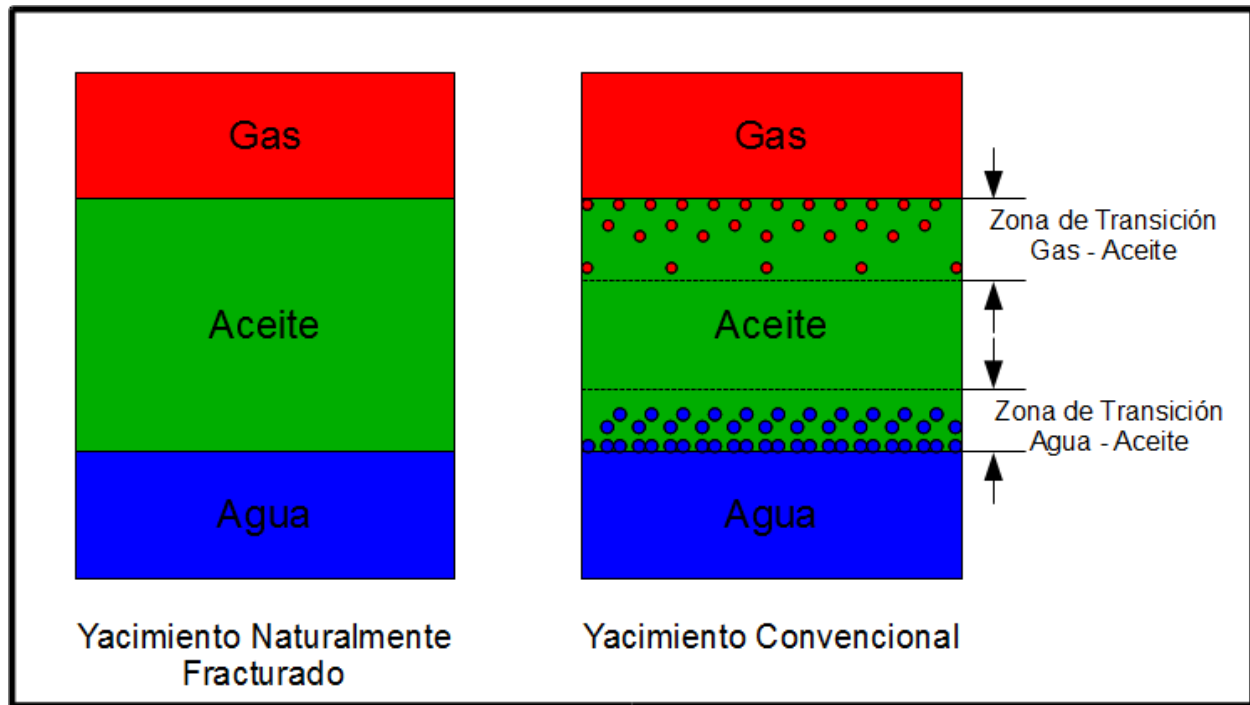


Figura 1.6 Zona de transición en un Yacimiento Naturalmente Fracturado y Convencional

En consecuencia los WOC y GOC, en un sistema fracturado delimitarán completamente la zona de agua de la zona de aceite y la zona de aceite de la zona de gas, respectivamente y en el caso de que éstos existan, como se ejemplifica en la Figura 1.6.

1.5 Métodos de recuperación mejorada

La recuperación mejorada (RM) se refiere a todas aquellas tecnologías que pueden ser aplicadas en un yacimiento para incrementar la producción de aceite que pudiera ser producida tan sólo usando la energía primaria del yacimiento o el mantenimiento artificial de la presión del mismo.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En resumen, el objetivo de la RM es la recuperación del aceite que no puede ser producido por las operaciones de recuperación primaria y/o secundaria.

Las operaciones de Recuperación Mejorada pueden ser clasificadas en tres grandes categorías⁷:

- Recuperación térmica
- Desplazamiento miscible
- Recuperación química

Los criterios para la selección de algún proceso particular de RM para un yacimiento son muy complejos y pueden depender de las propiedades petrofísicas, químicas, geológicas, ambientales y de los fluidos.

Las categorías de recuperación mejorada pueden ser subdivididas en varios procesos mismos que han sido discutidos por diversos autores, los cuales no serán mencionados, puesto que el tema es del quehacer cotidiano.

1.6 Visión general de la recuperación mejorada en el mundo⁸

El número de proyectos de RSYM están aumentando a nivel mundial, aunque las operadoras de muchos países no proveen información nueva o actualizada.

Los fluidos inyectados más comunes son:

⁷ DONALDSON, ERLE. CHILINGARIAN, GEORGE. YEN, TEH FU. Enhanced oil recovery, vol 1, fundamentals and analyses. Elsevier 1985. pp. 15

⁸ Oil and gas journal. Vol. 180.14. 2010. CO₂, miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes. pp. 41- 52

- Vapor en campos de aceite pesado con poca profundidad.
- Aire para proyectos de combustión “*in situ*”.
- Dióxido de carbono (CO₂) en campos de aceite ligero.
- Gas hidrocarburo miscible en campos de aceite ligero.
- Químicos y polímeros en campos de aceite ligero.

Muchos proyectos también usan gas amargo que es un concentrado de sulfuro de hidrógeno, también conocido como ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

1.6.1 Proyectos en EEUU

Estadísticas de la revista OGJ muestran que la recuperación mejorada contribuye con 663 000 BPD de aceite a la producción de EEUU, esto es un incremento de 21 000 BPD con respecto a las estadísticas del 2008.

La encuesta también incluye una cantidad de 193 proyectos activos, esto representa un aumento de 10 proyectos comparado con la estadística del 2008.

Los métodos de recuperación térmica han reducido su aporte de 480 000 BPD en 1986 a 292 000 en el 2010, aunque en este último año la producción por este método puede ser menor debido a la falta de actualización de la información.

Aera Energy LLC gestiona 16 proyectos de inyección de vapor en el área de California, uno de ellos es proyecto del campo Belridge, el cual inicio su RM desde 1961. Continental Resources Inc. administra 8 proyectos de combustión en Dakota del sur, Dakota del norte y Montana.

Además, existen nuevos proyectos de inyección de vapor, MegaWest Energy Corp. opera en el campo Deerfield en Vernon County, Missouri y TXCO Resources opera proyectos pilotos en la cuenca de Maverick en el sur de Texas.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En EEUU, la inyección de CO₂ ha recuperado cerca de 1500 MM de barriles de aceite. Una evaluación reciente de departamento de energía de EEUU determinó que con la aplicación de mejores prácticas de inyección de CO₂ se puede recuperar hasta 47 000 MM de barriles de aceite⁹. La expansión de la recuperación por CO₂ se debe principalmente a la disponibilidad de este gas a bajo costo gracias a las nuevas políticas ambientales.

La encuesta de este año muestra 109 proyectos de recuperación miscible comparados con 101 del 2008. Units of Occidental Petroleum Corp. opera 31 proyectos, 2 más que en el 2008. Denbury Resources Inc. tiene 17 proyectos de inyección miscible e inmisible comparados con 15 de la estadística anterior, además de que continúa construyendo líneas para la entrega del CO₂, la mayoría de los proyectos se llevan a cabo en Mississippi, excepto por uno en Louisiana; los siguientes proyectos iniciarán en Texas, Montana y Alaska.

Las estadísticas muestran que tan sólo existen 3 proyectos relacionados con la inyección de surfactantes, polímeros u otros químicos. Estos proyectos tienden a ser menores y a tener una vida de aplicación corta.

1.6.2 Proyectos en Canadá

Las arenas en Alberta contienen grandes volúmenes de bitumen que puede ser recuperado con procesos “*in situ*” como la segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD, por su singlas en inglés, Steam Assisted Gravity Drainage) e inyección cíclica de vapor.

La inyección de CO₂ también incrementará su importancia en Alberta, como en EEUU, en respuesta a las nuevas políticas ambientales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.6.3 Proyectos en Latinoamérica

En Ecuador, Ivanhoe Energy Inc. terminó el primer pozo en el campo Pugarayacu, de aceite pesado, e inició pruebas piloto de inyección de vapor.

⁹ Oil and Gas Journal. Vol. 108.13. 2010, pp. 52

En Colombia, Pacific Rubiales Energy Corp. planea iniciar pruebas pilotos del proceso de recuperación adicional de sincronización térmica en el campo de aceite pesado, Rubiales. Este proceso podría aumentar la recuperación del campo en un rango del 10 al 40 %.

En México, Petróleos Mexicanos continúa la inyección de nitrógeno en los campos costafuera Cantarell y Ku – Maloob – Zapp así como en el campo terrestre Jujo Tecominoacan.

En Venezuela, Petróleos de Venezuela agregó 3 nuevos proyectos de los cuales en 2 se aplicará el método de recuperación conocido como SAGD.

1.6.4 Proyectos en Asia

En china se llevan a cabo procesos de recuperación mejorada, entre ellos se encuentran la inyección de polímeros en el campo Daqing y la inyección de vapor en los campos de aceite pesado en las zonas de Liaohe, Shengli y Xinjiang.

En la Isla Sumatra, Indonesia, se llevan a cabo proyectos de inyección de vapor en las áreas de Duri y Duri del norte.

1.6.5 Proyectos en Medio Oriente

En la zona neutral entre Arabia Saudita y Kuwait, existen procesos de inyección de vapor. Saudi Aramco planea la implementación de un proceso de recuperación mediante inyección de CO₂ en el area de Ghawar para el 2013. Por su parte, Abu Dhabi Co. inició operaciones de inyección del mismo fluido en el campo Babs Rumathia, siendo éste el primero en su tipo en el medio oriente.

En Oman, Petroleum Development Oman ha operado desde el 2007 el proyecto piloto de inyección de vapor en el campo Amal Oeste, el cual ha sido aprobado para su implementación a mayor escala en los campos Amal Este y Amal Oeste a partir de este año, utilizando la inyección continúa en el primer caso y la inyección cíclica en el segundo.

Además, iniciará el proyecto Marmul de inyección de polímeros mientras continua el proyecto Qarn Alam de inyección de vapor, el cual se desarrolla en un yacimiento carbonatado. Por último se menciona que continúan con la expansión de la inyección de vapor en el campo Mukhaizna.

1.7 Descripción de los procesos de Recuperación Mejorada en Yacimientos Fracturados

Existen grandes diferencias entre la recuperación de los yacimientos fracturados y aquéllos que no lo son. La presencia de un alto contraste de capilaridad entre la matriz y las fracturas es la principal causa de estas diferencias.

Una de las principales características de los yacimientos fracturados es el alto gasto de producción en las etapas temprana de explotación del yacimiento, esto es debido a la alta efectividad de las permeabilidades relativas de la formación fracturada.

Es por esto que el desplazamiento Gas-Aceite es un mecanismo de recuperación muy complejo donde intervienen fuerzas de capilaridad, gravedad y viscosas, todas ellas afectadas por los fenómenos composicionales, incluyendo cambios de fases y difusión.

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden producir por distintos mecanismos de recuperación como recuperación primaria, empuje de gas (expansión del casquete de gas y empuje por gas en solución combinado con el fenómeno de convección), empuje hidráulico, desplazamiento miscible o inmisible, esto dependiendo del tamaño de los bloques de matriz y las permeabilidades de los sistemas de matriz y fractura.

Dependiendo de la naturaleza de los mecanismos de recuperación uno o varios mecanismos pueden contribuir a la producción.

La eficiencia de los mecanismos de transferencia entre la matriz y las fracturas puede variar considerablemente de un yacimiento a otro dependiendo de las propiedades del flujo en el sistema de matriz y de las características del sistema de fracturas. Debido a estos factores la recuperación en YNF envuelve un amplio rango de mecanismos de producción, lo que permite tener muchas oportunidades para la recuperación mejorada en estos.

La inyección de agua es un proceso de recuperación bastante eficiente en yacimientos mojados por agua y de bloques de matriz de tamaño pequeño. Para este caso, cuando la matriz es mojada por agua, y además se inyecta la cantidad suficiente de agua en la red de fracturas, la recuperación de un YNF es dominada por imbibición capilar. Este proceso es controlado por distintos factores como la permeabilidad de matriz, tamaño y forma, mojabilidad, heterogeneidad y condiciones de frontera.

Cuando existen condiciones poco favorables como aceite pesado, matriz mojada por aceite, bloques de matriz de gran tamaño, baja permeabilidad en la matriz y alta tensión interfacial que requieren un mayor esfuerzo para mejorar la producción de aceite, el proceso de inyección de agua puede resultar en una recuperación limitada. Cuando existen estos fenómenos, diferentes métodos de recuperación deberán ser aplicados para superar estas dificultades.

Aunque grandes cantidades de aceite remanente permanecerán en la matriz cuando es inyectada agua al yacimiento desde los poros hasta zonas del yacimiento no barridas. Una manera de mejorar el mecanismo de imbibición capilar que actúa en la inyección de agua es mediante el cambio de las propiedades del agua y del aceite por medio de la inyección de vapor, agua caliente, polímeros o surfactantes.

Se debe mencionar que en los métodos de RM, como la inyección alternada de agua y gas, químicos o métodos térmicos también son métodos factibles para la producción en yacimientos naturalmente fracturados que sean muy complejos.

La aplicación de polímeros tiene como principal objetivo controlar la movilidad de los fluidos dentro de la red de fracturas y contrarrestar el impacto negativo de las fracturas en la eficiencia de barrido macroscópica. Existen casos de aplicación en campo de polímeros principalmente entre 1960 y 1990.

La aplicación de surfactantes a escala de laboratorio se traduce en una recuperación considerable en el sistema de matriz, pero debido a los altos costos y las dificultades de encontrar un surfactante eficiente para las condiciones de temperatura y salinidad de los yacimientos. Sin embargo, ya existen pruebas pilotos que han mostrado una mejora en las respuestas de las soluciones de surfactantes.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Existen amplias aplicaciones de la inyección de vapor alrededor del mundo, la mayoría en yacimientos de aceite medio y ligero, y algunos en yacimientos de aceite pesado, encontrándose que la caracterización del sistema de fracturas es importante para la eficiencia del método y que una recuperación adicional significativa se puede dar en los YNF de aceite de mediana densidad API.

La inyección de agua caliente puede arrojar resultados satisfactorios de hasta un 30% de recuperación de aceite comparado con un 2% por inyección de agua fría, esto debido a la imbibición espontánea que sucede en la matriz mojada por agua, cabe mencionar que no existen reporte de aplicaciones en campo.

La alteración de la mojabilidad en los YNF hacia yacimientos mojados por agua conduce a una mayor recuperación debida a la imbibición capilar del agua hacia los bloques de matriz y previene la reimpibición del aceite en los yacimientos cercanos.

La alteración de la mojabilidad inducida térmicamente aun provee cierta incertidumbre en cuanto a los efectos de la temperatura en la mojabilidad y permeabilidad relativa y los mecanismos de alteración de la mojabilidad.

En comparación con la inyección de agua, la inyección de gas es un proceso de recuperación composicional debido a que pocas veces éste método está totalmente en equilibrio con el aceite del yacimiento. La miscibilidad entre el gas de inyección y el aceite del yacimiento puede ser alcanzada dependiendo, la composición del gas de inyección y del aceite además de las condiciones termodinámicas del yacimiento.

Aunque tales condiciones sean alcanzadas, también se necesita que el gas haga contacto con el aceite de la matriz mediante las fuerzas de gravedad, difusión y transferencia termodinámica entre los dos fluidos. Requerimientos que también serán necesitados en la inyección de aire.

En muchos casos prácticos estas condiciones no pueden ser alcanzadas, por lo que la inyección de gas es considerada un proceso multifásico con segregación gravitacional, seguida por una contribución adicional a la producción por vaporización provocada por la difusión e intercambios termodinámicos entre el gas y el aceite.

La inyección de gas puede ser realizada usando fuentes como el nitrógeno, bióxido de carbono, aire o gas propio del yacimiento. Existen diferencias de recuperación entre un proceso de inyección miscible y uno de no miscibilidad, como el nitrógeno, distintos resultados muestran que la inyección de nitrógeno conlleva a una menor recuperación que la inyección miscible, con cantidades aproximadas del 16 y 24% respectivamente. El bajo índice de recuperación de este factor se debe a la naturaleza termodinámica del proceso. La inyección de nitrógeno es un empuje por evaporización pero debido a que el nitrógeno y el gas enriquecido fluyen rápidamente en el yacimiento y por las fracturas, se tiene una producción rápida de gas, resultando en una declinación de producción y baja recuperación de aceite.

La inyección miscible de CO₂ es un proceso mucho más complejo y poco conocido. En el método de Uleberg¹⁰ se toman en cuenta distintos elementos como la saturación, equilibrio de las fases, densidades y tensiones interfaciales entre el aceite y el gas, siendo esta última el indicador de miscibilidad. Se concluye que los valores de la presión mínima de miscibilidad para los YNF son más altos que para los yacimientos convencionales, debido al impacto de las fracturas y su interacción con la matriz.

La inyección no miscible de CO₂ también es un proceso de recuperación eficiente para los yacimientos fracturados como se ha demostrado en diversos casos de aplicación. El desarrollo de este proceso depende de distintos factores como estudios de laboratorios, caracterización de yacimientos y simulación numérica a varias escalas.

Después de todo lo visto se debe mencionar que los yacimientos naturalmente fracturados son yacimientos muy complejos así como los mecanismos que se presentarán en cada uno de ellos. Los siguientes capítulos se enfocarán a investigar aquellos mecanismos que más impactan en los YNF durante la etapa de recuperación mejorada, y así identificar aquellos mecanismos que son más convenientes en términos de volúmenes de recuperación para distintas condiciones petrofísicas y de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.

¹⁰ 10. ULEBERG K; HØIER L. Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs, Paper SPE 75136 presented at the SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13-17. 2002.

1.8 Bibliografía

1. AGUILERA, ROBERTO. *Geologic Aspects of Naturally Fractured reservoirs, The Leading Edge*. December 1998. pp. 1667-167
2. NELSON, RONALD. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Elsevier 2001. pp . 3-4
3. AMAYA SANTIAGO, LUCINO. *Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados*. Tesis UNAM 2010.
4. LUGO RUIZ, MIGUEL. *Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados*. Tesis UNAM 2010.
5. VAN GOLF.RACHT, T.D. *Fundamentals of Fractured Reservoirs Enginerring*. Elsevier 1982. pp. 147.
6. AGUILERA, ROBERTO. *Naturally Fractured Reservoirs*. Pennwell 1980.
7. DONALDSON, ERLE. CHILINGARIAN, GEORGE. YEN, TEH FU. *Enhanced oil recovery, vol 1, fundamentals and analyses*. Elsevier 1985. pp. 15
8. Oil and gas journal Magazine. Vol. 180.14. April 19, 2010. CO2, miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes. pp. 41- 52
9. Oil and gas journal magazine. Vol. 180. 13. Abril 12, 2010. Oil and Gas Journal Magazine. Vol. 108.13. April 12, 2010, pp. 52

10. ULEBERG K; HØIER L. *Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs*, Paper SPE 75136 presented at the SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13-17. 2002.

11. LEMONNIER P; BOURBIAUX. B. *Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. State of the Art. Part 1. Physical Mechanism and Simulator Formulation*. Oil & Gas Science and Technology . Rev. IFP, Vol 65. No. 2, 2010.

2 Mecanismos que actúan en procesos con gases

2.1 Introducción²

Existen grandes diferencias entre el comportamiento de yacimientos fracturados y no fracturados, causados principalmente por el alto contraste de capilaridad entre la matriz y las fracturas.

Los yacimientos fracturados pueden producir hidrocarburos mediante distintos procesos de recuperación dependiendo del tamaño y forma de los bloques de matriz, además de la permeabilidad del sistema matriz/fractura. Algunos de los principales mecanismos de recuperación se muestran en la siguiente figura.

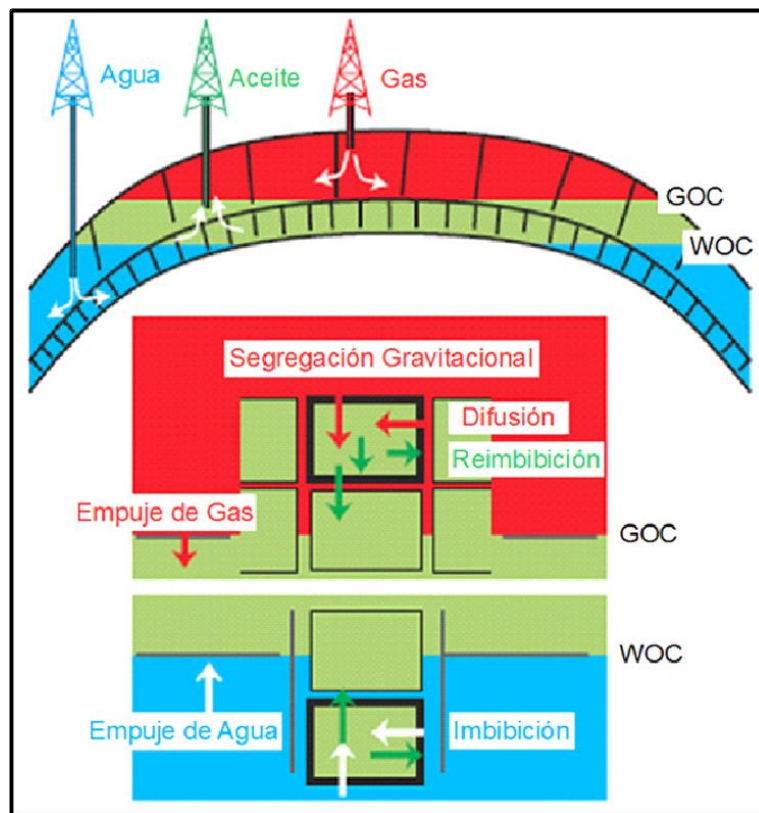


Figura 2.1 Principales Mecanismos de recuperación en yacimientos fracturados

Dependiendo de la naturaleza del mecanismo de recuperación, uno o varios procesos pueden actuar, Figura 2.1.

2.2 Convección y difusión^{1, 3, 4, 5}

2.2.1 Convección^{1, 5}

La convección en un yacimiento naturalmente fracturado es el resultado de la inestabilidad debida a la presencia de aceite en la cima del yacimiento, el cual es más pesado que el aceite existente en la base.

En otras palabras, el aceite más pesado en la cima del yacimiento se desplaza hacia la parte inferior y el ligero de la parte inferior sube, creando así una circulación continua del fluido a través del yacimiento. Bajo estas condiciones se genera una inestabilidad, cuyo resultado es la convección.

La convección ocurre a través de las fracturas o de la matriz cuando ésta es bastante permeable. La presencia de las primeras acelera el mecanismo, siendo las fracturas verticales en yacimientos de gran espesor aquellas que proveen la comunicación de corrientes de convección que dan lugar al restablecimiento de equilibrio.

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

Cuando está presente la convección no varían las propiedades de los fluidos con respecto a la profundidad. Existirá la convección cuando el efecto de la temperatura sobre la densidad del aceite sea mayor que el efecto de la presión sobre la densidad.

La inestabilidad prevalece si:

$$\lambda_o \frac{\Delta T}{\Delta D} - C_o \frac{\Delta p}{\Delta D} > 0 \dots (1)$$

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Donde

λ_o = coeficiente térmico de expansión a presión constante

$\frac{\Delta T}{\Delta D}$ = Gradiente de temperatura

C_o = compresibilidad a temperatura constante

$\frac{\Delta p}{\Delta D}$ = Gradiente de presión

La ecuación 1 expresa el cambio de densidad por efecto del cambio de temperatura, por lo tanto, habría convección. Si alguna vez el valor es negativo habría segregación. Una consecuencia de las corrientes de convección es que las variaciones importantes de la presión de burbujeo con respecto a la profundidad son raras. Éste no es el caso de los yacimientos convencionales en donde los gradientes de la presión de saturación son comúnmente encontrados.

2.2.2 Difusión^{1,4}

El mecanismo de difusión se debe al contraste de las propiedades de los hidrocarburos contenidos entre la matriz y la fractura. Puede tomar lugar entre el gas y el aceite, acompañando así el efecto de sudación, o entre aceites de composiciones diferentes.

Este fenómeno ha sido observado en campos donde la presión de saturación cambia 35.6 kg/cm² (507 psi), a lo mucho, durante 10 años de explotación primaria.

Existen 4 mecanismos distintos que afectan la variación de composición de yacimientos de una sola fase:

1. Difusión térmica: Es la tendencia de libre convección de una mezcla para separarse bajo un gradiente térmico.
2. Presión de difusión: Se refiere a la separación debido a un gradiente de presión.
3. Difusión molecular: Es la tendencia a mezclarse provocada por un gradiente de concentración.
4. Convección natural: Se refiere a la circulación convectiva debida a un gradiente de presión.

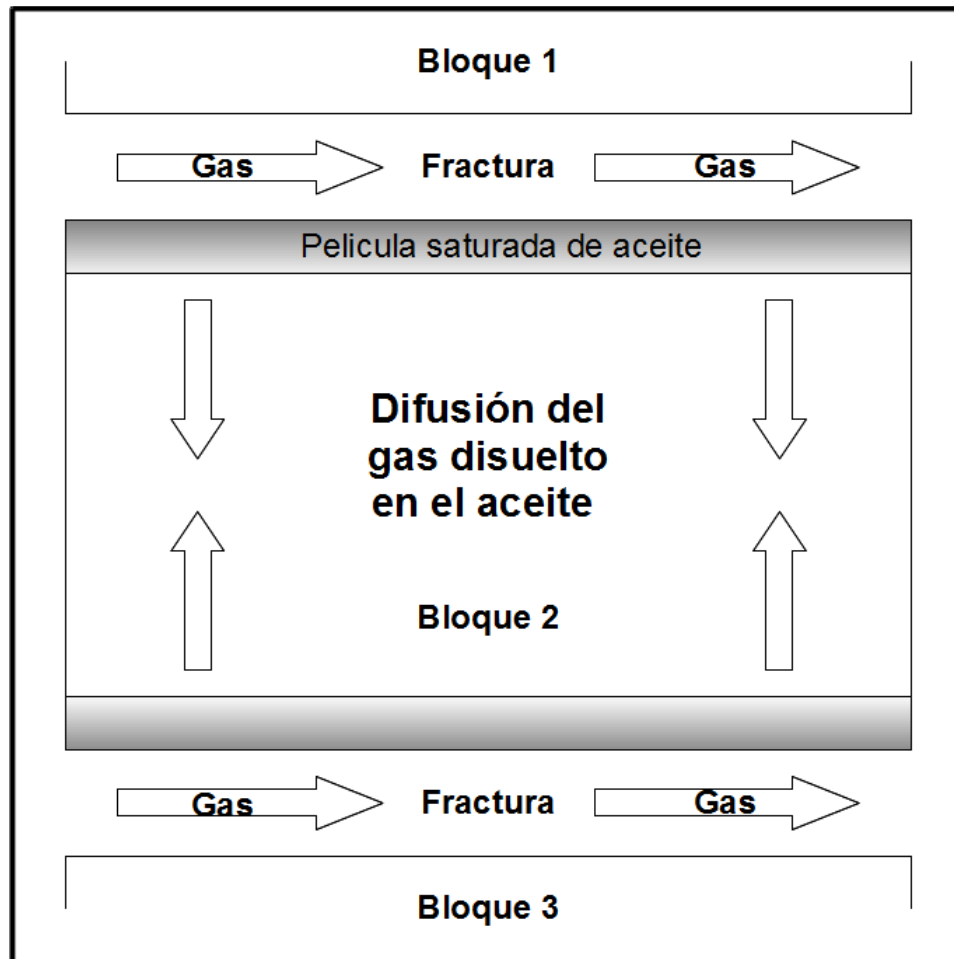


Figura 2.2 Difusión del gas disuelto en el aceite

Difusión molecular

Se conoce como difusión molecular al flujo disperso y segregado existente dentro de las fracturas que tiende a acentuar la diferencia de composición de hidrocarburos entre la matriz y la fractura.

En yacimientos naturalmente fracturados la difusión molecular puede llegar a ser muy importante mientras el flujo disperso de las fracturas incrementa rápidamente en las fracturas el área de contacto para la difusión.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Cuando yacimientos altamente fracturados se depletan, ocurren importantes cambios en la presión de saturación del fluido debido a la segregación del gas liberado en éstas y la disolución del gas libre en el contacto con el aceite bajo saturado de la matriz.

Existe un flujo convectivo ascendente y difusión del aceite enriquecido del casquete de gas que toma lugar mientras en paralelo se crean un flujo descendente del aceite pesado, resultante de la liberación del gas disuelto, y la difusión del aceite disuelto en el aceite en contacto.

Cuando gas seco es inyectado en yacimientos de aceite altamente fracturados y bajo saturados, el gas será disuelto en el aceite de la matriz, resultando en el incremento de la presión de saturación y un barrido del aceite, ambos con disminución de la viscosidad y de la tensión interfacial. En estas condiciones, la difusión molecular del gas disperso a través de las fracturas es el principal mecanismo de recuperación del aceite de la matriz. En las situaciones referidas anteriormente, es una cuestión de difusión molecular del gas en el aceite. La difusión molecular parará cuando el equilibrio químico final sea alcanzado a través del líquido contenido en la matriz.

El gas puede ser eventualmente inyectado por encima de las condiciones de miscibilidad en los yacimientos fracturados y probablemente el desplazamiento miscible líquido-vapor puede tomar lugar, esto también por difusión molecular a través de los bloques de la matriz. Un buen ejemplo del desplazamiento debido a la miscibilidad y a la difusión es la inyección de CO₂ en los YNF. La difusión del dióxido de carbono a través de la matriz puede generar miscibilidad por contactos continuos causando disminución de la presión de saturación, de la gravedad del aceite, de las tensiones interfaciales y de las viscosidades con el correspondiente incremento del barrido del aceite y el contenido de gas en solución.

Cuando gas seco o nitrógeno es inyectado a presiones por debajo de la presión de burbujeo, la difusión en dos fases puede tomar lugar. El gas inyectado disperso a través de las fracturas puede contactar grandes áreas con bloques de matriz saturados con las dos fases. Sin embargo, la difusión vapor-vapor es cerca de diez veces más rápida que la difusión líquido-vapor.

La difusión molecular de un gas inerte normalmente favorece el desplazamiento de hidrocarburos más de lo que lo hace un gas seco, precisamente debido a la diferencia de concentraciones. Opuesto al dióxido de carbono, el nitrógeno tiende a incrementar la presión de saturación, resultando en miscible solamente con los componentes gaseosos y con la vaporización de los componentes líquidos del aceite.

El nitrógeno también tiende a incrementar la tensión interfacial, la densidad del aceite y por supuesto, la viscosidad. Además, la saturación residual de aceite puede ligeramente incrementarse o al menos permanecer constante, en contraparte para la inyección de CO₂ donde la saturación residual de aceite puede ser reducida o simplemente, por completa miscibilidad, llegar a ser atrapada por la saturación de gas en proyectos de recuperación mejorada.

2.3 Dispersión⁵

El término de convección surge de la heterogeneidad media inducida por las diferencias de la velocidad local, mientras que la difusión se refiere al movimiento aleatorio de las moléculas.

Perkins y colaboradores señalaron que los procesos observados durante el desplazamiento de fluidos en yacimientos porosos son generalmente del tipo convección-difusión. La combinación de estos dos mecanismos da como resultado el fenómeno conocido como dispersión.

2.4 Expansión y empuje de gas por liberación de gas en solución¹

La expansión es completamente debida a las propiedades de la matriz y de sus fluidos. La presencia de un sistema de canales de flujo implica que la expansión es uniforme a través de la matriz. Por lo tanto, las fracturas juegan un rol benéfico durante la fase de declinación: la declinación de la presión es más uniforme que en el caso de los yacimientos convencionales. También, cuando la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de burbujeo, la compresibilidad total es incrementada por la presencia del gas, y la compresibilidad de las fracturas tiene aún menos influencia.

Además, cuando su saturación consigue el valor crítico para el flujo, el gas liberado sale hacia los canales, de donde migra bajo la influencia de la gravedad hacia la cima del yacimiento para formar un casquete secundario de gas.

Por otro lado, el proceso de empuje de gas por liberación del gas en solución inicia cuando la presión de burbuja es alcanzada dentro de los bloques de matriz, y burbujas de gas aparecen en

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

los poros de la matriz. Estas burbujas permanecen inmóviles mientras aumentan su volumen entonces el aceite, que ha liberado los componentes de la fase gas, es expulsado de los bloques de matriz para ser llevado a producción hasta que el gas alcance la saturación crítica (S_{gc}).

Cuando el gas inicia su movimiento, este proceso se convierte en el mecanismo de recuperación del aceite contenido en la matriz en la zona de aceite. Sin embargo, la relación de movilidad gas-aceite, que de por sí ya es desfavorable debido a la baja viscosidad del gas, se torna mucho peor cuando se incrementan rápidamente las permeabilidades relativas gas-aceite debido al incremento de la saturación del gas.

El empuje por el gas disuelto en los YNF difiere en algunos casos del mismo mecanismo que en yacimientos convencionales. Es sabido que la formación y las burbujas de gas son provistas por un sistema homogéneo permeable de baja porosidad. Como un resultado, las burbujas de gas tienden a formarse y a unirse en las fracturas. El gas en las fracturas entonces absorbe los componentes más ligeros en la matriz por difusión, disminuyendo la saturación y movilidad de la fase aceite, y este proceso reduce el impacto del empuje por gas disuelto como un mecanismo de expulsión del aceite de la matriz.

Para los YNF que en este mecanismo presentan mayores valores de saturación crítica del gas se puede obtener una mayor recuperación de aceite. En ocasiones, este mecanismo presenta baja recuperación de aceite.

Para yacimientos fracturados de gas, este proceso predomina en la producción debida a la alta compresibilidad del fluido. En el caso de un acuífero activo, el agotamiento de la presión en la zona matricial es función de la columna de gas existente por arriba del contacto original agua/gas.

2.5 Imbibición capilar¹

Se le conoce así al restablecimiento gradual del equilibrio entre dos fases, equilibrio original que fue perturbado.

Se puede ejemplificar, mediante el caso de una zona saturada de aceite, Figura 2.3, que se encuentra en contacto con el agua que ha barrido un estrato adyacente. Los yacimientos fracturados representan el caso extremo donde una de las capas no tiene propiedades capilares, llámese sistema de fracturas. En el caso general, se puede describir el proceso de imbibición capilar por medio de las propiedades capilares de cada estrato, o curvas de presión capilar.

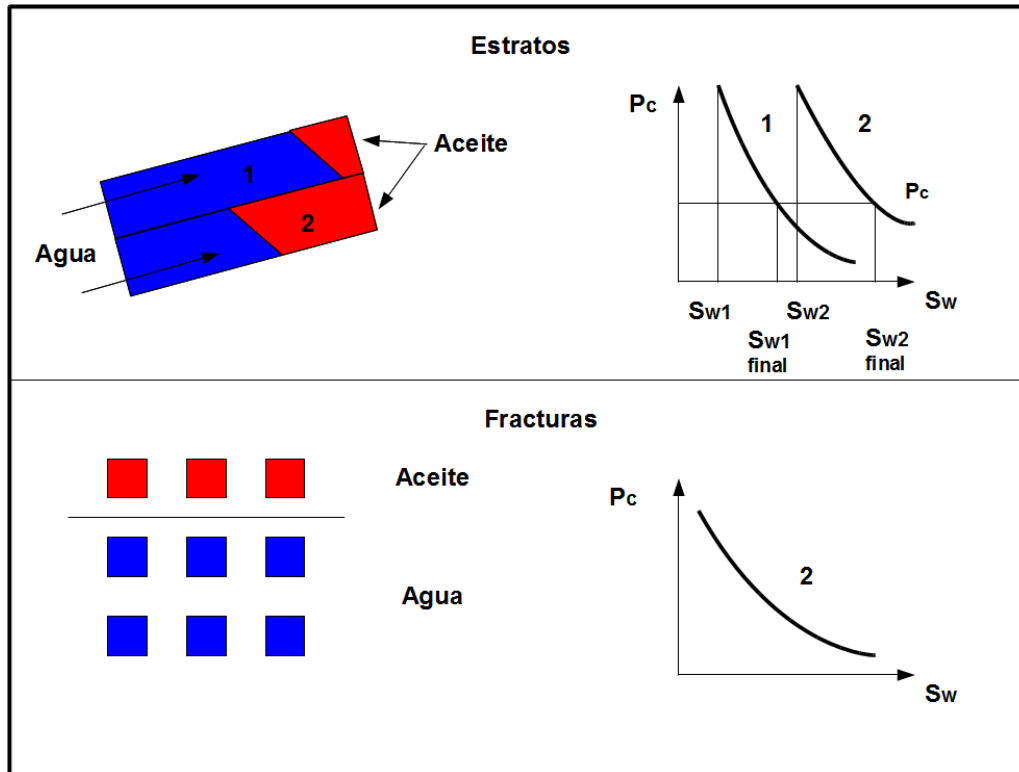


Figura 2.3 Imbibición Capilar en yacimientos naturalmente fracturados

Inicialmente las dos capas se encuentran en equilibrio capilar con saturaciones de agua S_{w1} y S_{w2} . Sus presiones capilares, dependen solamente de la elevación sobre la tabla original de agua, las dos son llamadas p_{ci} . Entonces se puede suponer que el estrato 1 es más permeable y es barrido por agua antes que el estrato 2.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Entonces, las saturaciones de agua no están más en equilibrio. Esto da lugar a un contraste en presión capilar.

El equilibrio a través de las fronteras requiere:

$$P_{o1} = P_{o2} \dots\dots(2)$$

$$P_{w1} = P_{w2} \dots\dots(3)$$

O

$$P_{o1} - P_{w2} = P_{o2} - P_{w2} \dots\dots(4)$$

Por lo tanto

$$P_{c1} = P_{c2} \dots\dots(5)$$

Un nuevo equilibrio será establecido a través del frente: el estrato 1 será barrido, intercambiando agua hacia el estrato sin barrer, estrato 2, el cual intercambiará aceite hacia el estrato 1. El aceite extraído desde el estrato menos permeable puede fluir hacia el pozo a través del estrato más permeable.

En el caso de un YNF, el estrato dos es el bloque de matriz, representado por su curva de presión capilar (Figura 2.3), el estrato 1 es el sistema de fractura, donde las fuerzas capilares son despreciables ($P_c = 0$). Entonces, el sistema de fracturas intercambiará agua hacia la matriz, la cual consecuentemente transferirá aceite hasta que la presión capilar sea mínima.

2.6 Miscibilidad⁷

Para yacimientos petroleros, la miscibilidad es definida como un mecanismo de recuperación de aceite que se lleva a cabo entre dos o más fluidos que permitirán mezclarse en todas sus partes (dimensiones o proporciones) sin la existencia de una interfase.

En el caso de la recuperación de aceite mediante inyección de CO₂, ésta se lleva a cabo entre el aceite y el dióxido de carbono cuando la presión es lo suficientemente alta para comprimir el CO₂ hasta una densidad a la cual este se convierte en un buen solvente para los componentes ligeros que se encuentran en los hidrocarburos.

La composición del aceite es importante para que exista la miscibilidad entre el aceite y el CO₂. Un alto porcentaje de componentes intermedios en los hidrocarburos (C₅ a C₁₂) es benéfico para la eficiencia de este mecanismo de recuperación.

Se puede llegar a tener un incremento de recuperación de alrededor del 7 al 23 %.

El desplazamiento miscible implica que, con la tensión interfacial (TIF) entre el aceite y el fluido desplazante eliminado (TIF = 0), la saturación residual de aceite se reducirá a cero en la zona barrida. Existen básicamente dos tipos de desplazamiento miscible:

- Al primer contacto: significa que cualquier cantidad de solvente puede ser inyectada y existirá como una sola fase con el aceite en el yacimiento. Los hidrocarburos de bajo peso molecular, como el propano, butano o mezclas de gas licuado de petróleo, o hidrocarburos más pesados, tales como fracciones de gasolina, se han utilizado como solventes para la inyección miscible al primer contacto.
- Contacto múltiple o multicontacto: también conocido como dinámico, es a su vez de dos tipos
 - Empuje de gas por evaporación: en este proceso, un gas pobre o seco (es decir, metano, nitrógeno, o gases de combustión) es inyectado, viaja a través del yacimiento, vaporizando el metano a través de los componentes ligeros del aceite

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

del yacimiento. Cuando el frente del gas desplazante ha evaporado suficientes hidrocarburos, llega a ser miscible con el aceite virgen del yacimiento.

Un mecanismo similar sucede cuando el CO₂ es inyectado como líquido o fluido crítico. Sin embargo, el CO₂ altamente comprimido extrae fracciones más pesadas del crudo del yacimiento, el cual permite que el frente del desplazamiento llegue a ser miscible a presiones más bajas que las requeridas para el gas seco.

- Empuje de gas por condensación: en este otro proceso, un gas enriquecido (que contiene componentes más pesados que el C₁) es inyectado, mientras este viaja a través del yacimiento deja componentes pesados en el aceite. Entonces, cuando el crudo llega a ser lo suficientemente enriquecido este pasa a ser miscible con el gas enriquecido que recientemente ha sido inyectado.

Ambos tipos de desplazamientos miscibles por multicontacto requieren una transferencia de componentes de hidrocarburos entre el fluido inyectado y el fluido del yacimiento bajo condiciones dinámicas.

Existen parámetros importantes para que exista la miscibilidad en un proceso de recuperación, primordialmente se tiene la presión mínima de miscibilidad y, conjuntamente a ésta, la miscibilidad mínima de enriquecimiento.

Con respecto a la primera, se tiene que para un determinado conjunto de fluido inyectado/aceite crudo, la presión mínima de miscibilidad en un proceso de condensación es aquella presión mínima a la cual la línea limitante¹¹ sólo pasa a través de la composición del fluido de inyección, es decir, la composición del fluido de inyección es la línea limitante.

Adicionalmente, en el proceso por condensación, hay una alternativa para incrementar la presión en que la composición del gas de inyección puede ser enriquecida para llevar a cabo la miscibilidad. A una presión fija, el enriquecimiento mínimo en la cual la línea limitante pasa a través de la composición de gas de inyección es llamada la miscibilidad mínima de enriquecimiento.

¹¹ Línea limitante: es aquella línea que determina el área de miscibilidad en un diagrama pseudoternario.

2.7 Segregación gravitacional^{1,6}

La segregación gravitacional puede ser considerada como el proceso en el cual el gas desplaza al líquido (aceite), dentro de un yacimiento.

En un yacimiento naturalmente fracturado, si se toman en cuenta las fuerzas de gravedad y capilar, la segregación gravitacional puede ser considerada el resultado del desplazamiento provocado por la inyección de gas en la parte superior de la zona de matriz.

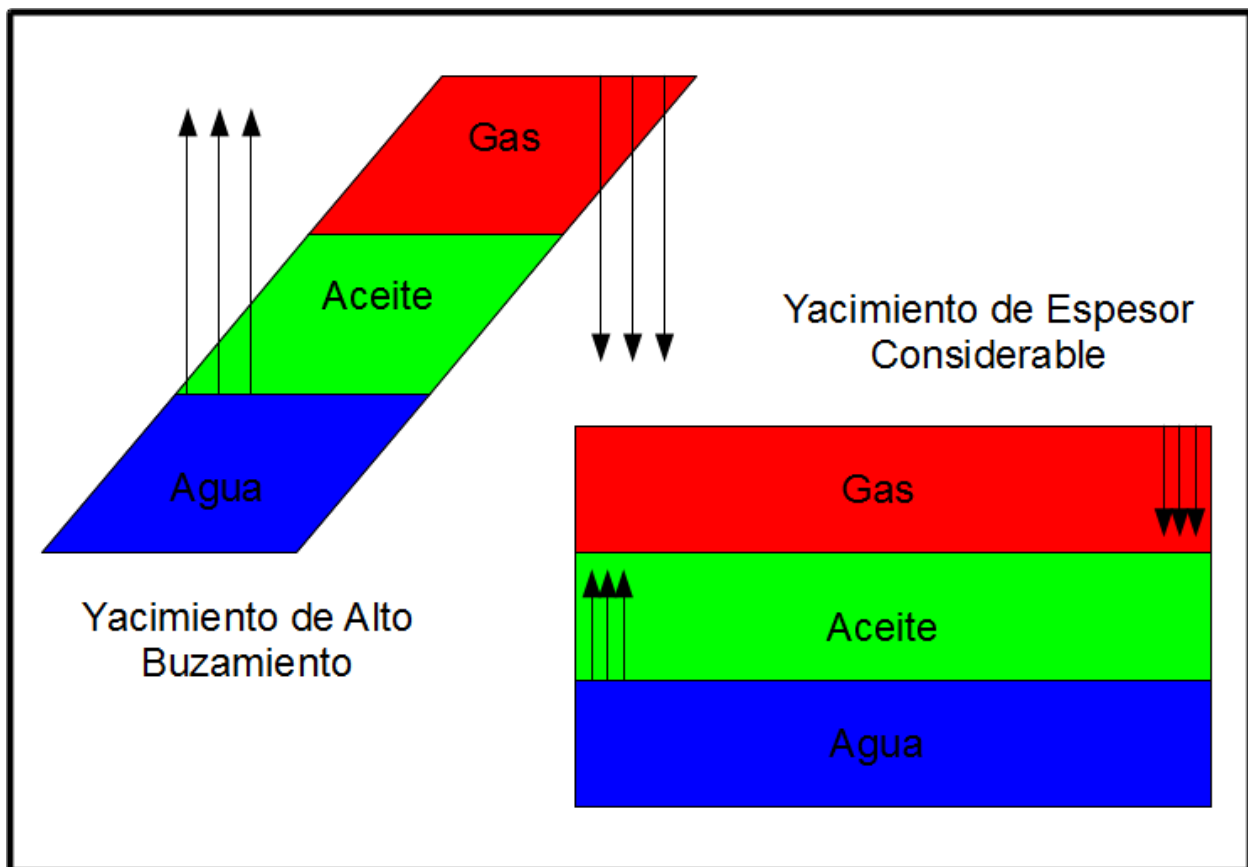


Figura 2.4 Segregación Gravitacional en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Su importancia como mecanismo de recuperación en los yacimientos naturalmente fracturados se debe principalmente a la combinación de fuerzas fundamentales como la gravedad, capilaridad, viscosidad y difusión.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

La producción debida al casquete de gas se da principalmente en YNF en estructuras gruesas o de alto relieve que consisten de bloques de matriz con una alta permeabilidad vertical, siendo eficiente cuando se presenta alta segregación gravitacional y suficiente drene cinético, como se ejemplifica en la Figura 2.4.

En algunos procesos de segregación gravitacional, existen fenómenos de mayor importancia como el fenómeno de no-equilibrio causados por el tiempo de retraso del establecimiento de un nuevo estado de equilibrio, también conocido como relajación. Esto es un reflejo parcial de las grandes diferencias de permeabilidades entra los sistemas de matriz y de fractura.

Es aparente que en este mecanismo, las dos fases se mueven por distintos canales de flujo, esto es provocado por la mojabilidad de la roca. La fase mojante, aceite, se mueve a través de los canales más estrechos mientras que la fase no mojante, gas, se mueve por los canales más abiertos. Después, el desplazamiento del aceite se produce por los canales más anchos. También, ocurre un caso típico cuando las dos fases fluyen por las fracturas existentes entre los bloques matriciales. Para este caso la permeabilidad de la fase mojante es mayor temporalmente, en cambio la permeabilidad de la fase no mojante es menor que en el estado de equilibrio.

2.7.1 Perfil de potencial gravitacional

El perfil del potencial gravitacional inicial de un sistema matricial discontinuo debe ser representado como el perfil aproximado de un gradiente constante como se muestra en la siguiente imagen, Figura 2.5.

Es aparente que el potencial gravitacional, en cualquier punto de un sistema fracturado, sólo es función de la altura, densidad y aceleración gravitacional.

El perfil de potencial es independiente del contacto entre dos bloques de matriz, y sólo puede afectar la transmisibilidad hidrodinámica entre los bloques. La columna de líquido, puente de líquido o película de líquido en la fractura vertical puede proveer un buen canal de transmisibilidad y presión entre los bloques de matriz.

La energía potencial siempre es mayor en la parte superior de la fractura que en la parte inferior, por esta diferencia de potencial el flujo de fluidos se lleva a cabo a través de la fractura.

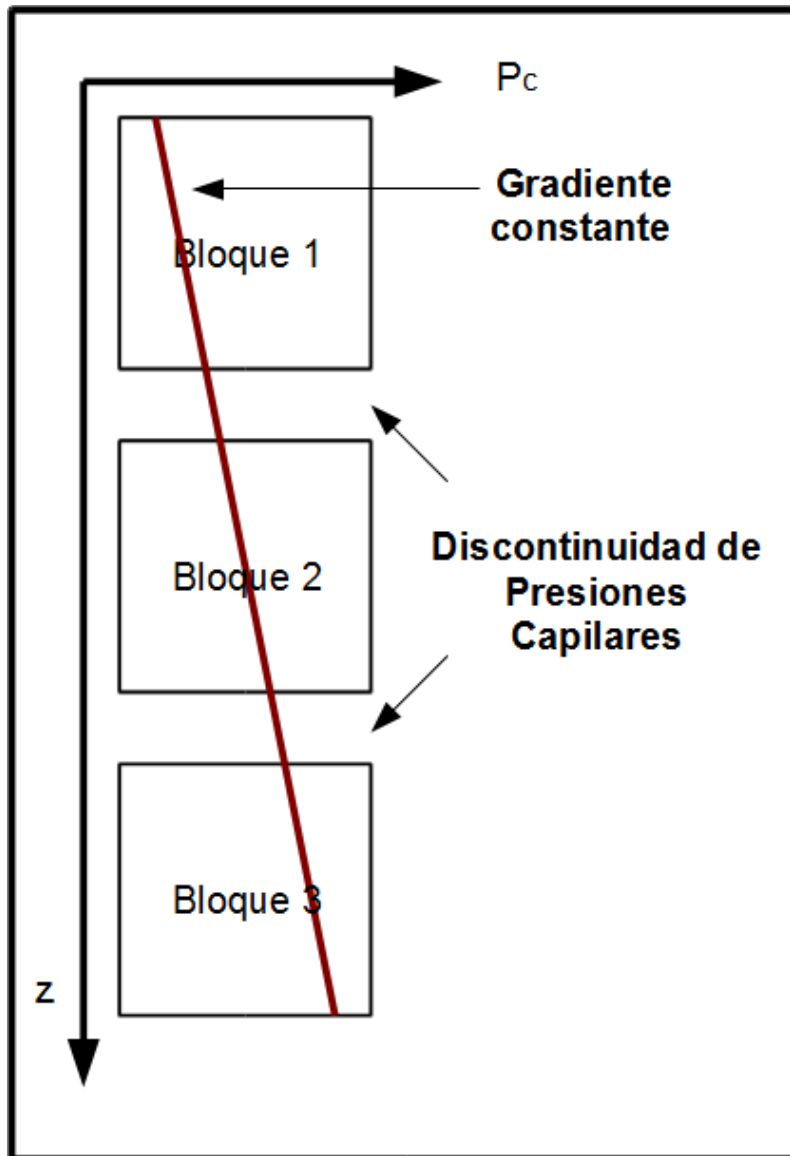


Figura 2.5 Perfil del potencial gravitacional

En yacimientos prácticos, siempre existe alguna zona de presión anormal que no permite la existencia de discontinuidades en los potenciales gravitacionales, en cambio, puede haber posibles discontinuidades en la presión capilar asociada con los efectos finales.

En casos donde el aceite es el fluido mojante, el perfil del potencial gravitacional inicial es una línea suave porque se establece continuidad capilar para la fase aceite. Inclusive en casos de roca no mojada por el aceite, el perfil es una línea suave. Las discontinuidades capilares sólo pueden llegar a afectar en zonas cercanas a las fracturas.

2.7.2 Área de contacto

Existen diversas investigaciones en el área de la simulación que indican que la clave de los efectos de reimpregnación o “proceso bloque a bloque” se deben a la presencia o ausencia de contacto entre bloques de matriz, de ahí que se considere una mayor recuperación para el caso en el que existe contacto en comparación con el caso donde no hay contacto.

Firoozabadi y colaboradores indican que la transmisibilidad puede no ser sensible al número de puntos de contacto o área de contacto. Catalan y Dulliens también muestran que el área de contacto no se considera un factor primordial en el efecto de reimpregnación.

Tomando en cuenta que los bloques de matriz no pueden encontrarse suspendidos en los fluidos contenidos en las fracturas y que cierto grado de continuidad existe mecánicamente a través de las fracturas, se presenta la siguiente figura en la cual se considera dos tipos de medios mecánicos entre dos bloques de matriz:

- Puente impermeable de roca con permeabilidad K_i , con valor cercano a 0 y su ancho promedio de contacto b_i , y
- Puente permeable de roca con permeabilidad K_p y su ancho promedio de contacto, b_p .

Obteniendo la siguiente ecuación sencilla que muestra la concepción de la permeabilidad en un sistema fracturado en doble porosidad y teoría de permeabilidad generalmente es correcta.

$$\kappa_{fp} \geq \frac{b_f}{b} \kappa_f \approx k_f \dots (5)$$

Por lo tanto, en yacimientos naturalmente fracturados, el área de contacto de un puente permeable o impermeable de roca entre dos bloques de matriz no puede influenciar fuertemente la transmisibilidad del sistema de fractura.

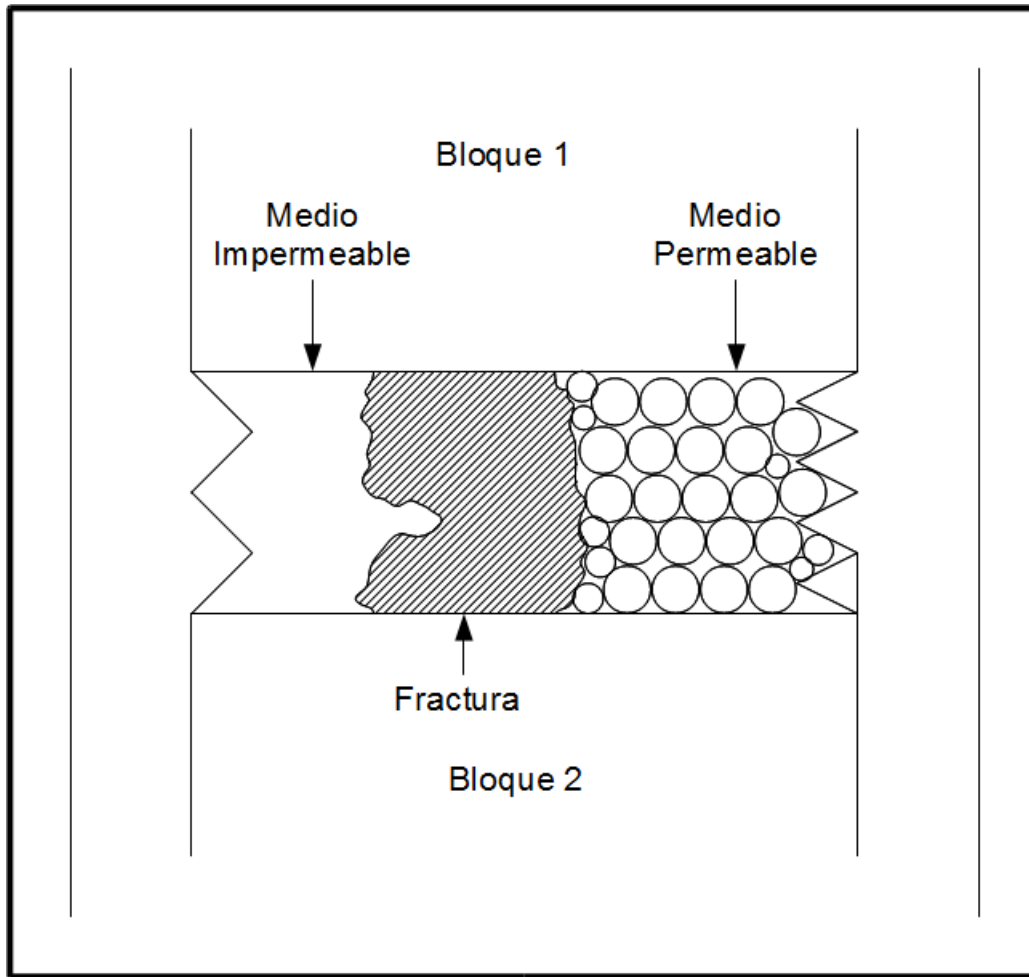


Figura 2.6 Transmisibilidad

2.8 Sudación^{1,8}

El término sudación se refiere a los efectos combinados de dos conjuntos de fuerzas las cuales juegan un rol en la sustitución de aceite contenido en la matriz por agua y gas en las fracturas de los alrededores:

- Fuerzas de gravedad debidas a la diferencia en densidades entre el aceite y agua o gas.
- Fuerzas capilares debidas a la interacción de fuerzas superficiales (tensión superficial) dentro de los poros.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

A continuación en la Figura 2.7 se muestra la idealización de un yacimiento fracturado donde la matriz se encuentra saturada con aceite y parcialmente o completamente sumergida en agua.

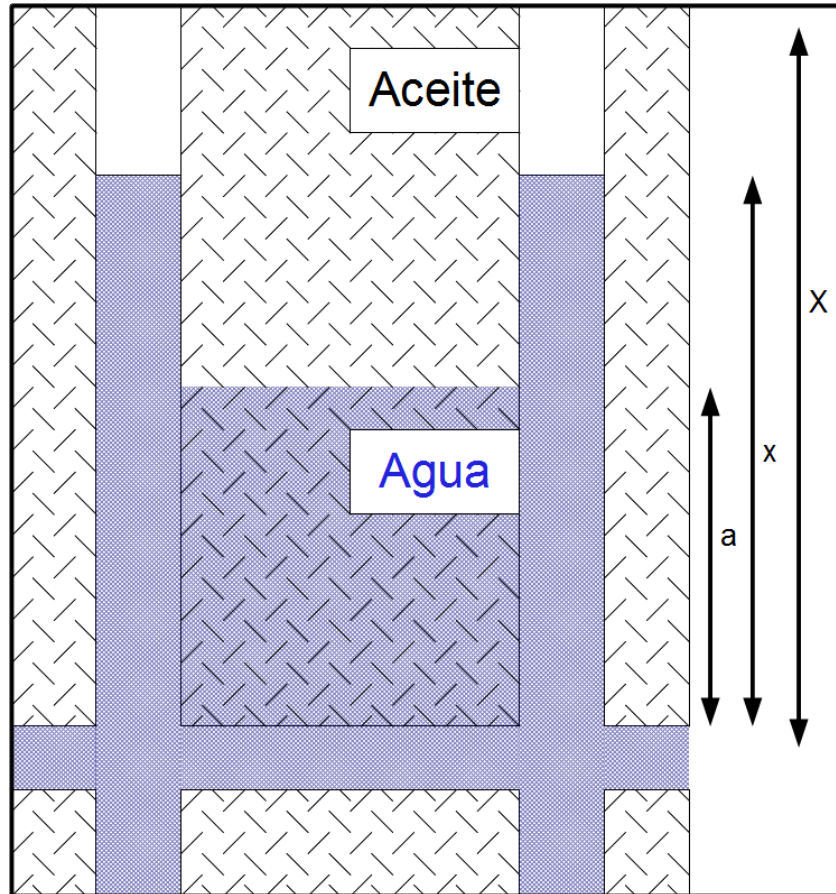


Figura 2.7 Sudación por desplazamiento con agua en un elemento de matriz sumergido parcialmente por agua

Mediante pruebas de laboratorio se ha demostrado que se recupera más aceite por sudación de un bloque parcialmente sumergido que de uno completamente sumergido. En algunos yacimientos la recuperación de aceite por sudación en el casquete secundario de gas, es más eficiente que en la zona invadida por agua.

Se debe hacer una distinción entre sudación e imbibición, la primera se refiere al efecto combinado de fuerzas capilares y de gravedad mientras que imbibición se refiere exclusivamente a capilaridad.

En la sudación el aceite es desalojado de la matriz mediante un desplazamiento de tipo pistón, y el contraflujo se origina en las fracturas. Al ocurrir la sudación en un yacimiento se pueden presentar dos fenómenos:

- La interacción de bloque a bloque: o efecto de cascada se puede presentar cuando la matriz contiene aceite y las fracturas gas. Las gotas de aceite expulsadas por la sudación – en la que domina la gravedad – en la parte superior del yacimiento, pueden ser reabsorbidas por capilaridad al transitar por la red de fracturas hacia el contacto gas-aceite.
- El efecto de puenteo o “by pass”: En algunos casos los bloques de la matriz pueden estar interconectados (en sus condiciones capilares) existiendo puentes entre ellos. Esto mejora sustancialmente el proceso de sudación en comparación con el caso de bloques completamente aislados.

A continuación, en la Figura 2.8, se presenta la aproximación matemática de Birks y Bossie-Codreanu quienes representan la sudación de un elemento de matriz parcialmente inmerso en agua.

Se hacen las siguientes suposiciones:

- Desplazamiento vertical de tipo pistón
- El agua fluye dentro de la matriz por la base y el aceite fluye por la parte superior de la misma.

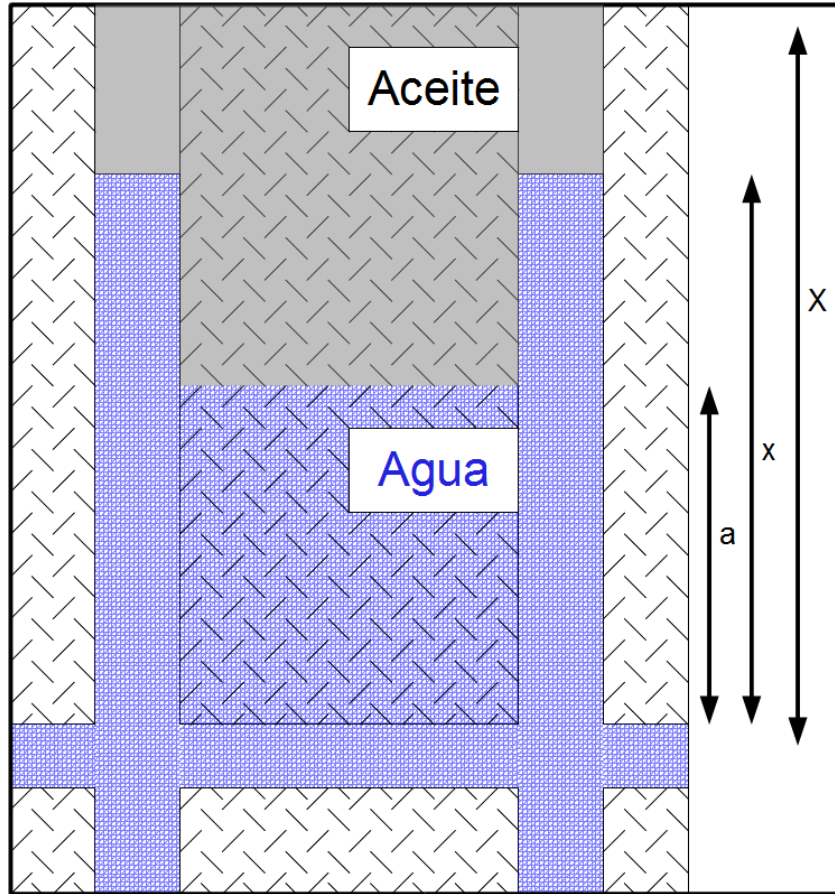


Figura 2.8 Análisis de la sudación según Birks

El gasto de aceite que será desplazado inicialmente de un bloque de matriz (Fig 2.7) por unidad de área está dada por la ecuación de Darcy:

$$\frac{q}{A} = \frac{\kappa_o \Delta P_o}{\mu_o a} \dots (6)$$

Donde

q = Gasto del fluido

A = Área

ΔP_w = Caída de presión en la zona saturada con agua

ΔP_o = Caída de presión en la zona saturada con aceite

Oscar Emmanuel Arjona Gómez

κ_w = Permeabilidad efectiva al agua

κ_o = Permeabilidad efectiva al aceite

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

a = Dimensión vertical típica del elemento de matriz (altura del bloque)

x = Longitud de la inmersión de agua en la matriz.

El valor de la diferencia de presión está constituido por el término de la gravedad y por el efecto de la presión capilar:

$$\Delta P = g(\rho_w - \rho_o)a + P_c \dots (7)$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación (7) se tiene:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{\kappa_o}{\mu_o a} (g(\rho_w - \rho_o)a + P_c) \dots (8)$$

El término $g(\rho_w - \rho_o)a$ representa la magnitud de las fuerzas gravitacionales y es proporcional a las dimensiones de la matriz. La condición necesaria para que se lleve a cabo la expulsión del aceite es:

$$a (\rho_w - \rho_o)g > 0 \dots (9)$$

A continuación se discuten diferentes casos por separado.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.8.1 Aceite y agua, matriz mojada por aceite

La presión capilar en un sistema aceite-agua es calculada como la diferencia de la presión del aceite menos la presión del agua y es positiva para una roca mojada por agua. Para un sistema matricial mojado por aceite, las fuerzas capilares se oponen a la penetración del agua dentro de la matriz y el desplazamiento sólo es posible si la gravedad, fuerza de desplazamiento, vence la resistencia opuesta, por el medio capilar, al desplazamiento por agua. Si se define como P_d a la mínima presión necesaria para iniciar el desplazamiento en el medio poroso.

Solamente existirá desplazamiento de aceite de la matriz si:

$$a (\rho_w - \rho_o)g > P_d \dots (10)$$

Donde P_d es mínima presión para iniciar el desplazamiento.

Esto sólo será posible para elementos de matriz de cierto tamaño. El aceite no puede ser expulsado por agua en un yacimiento fracturado mojado por aceite, cuando los bloques son muy pequeños.

2.8.2 Aceite y gas

En un sistema aceite-gas, la roca de los yacimiento siempre tiende a ser mojada por aceite que por gas, y la presión capilar en un sistema de aceite-gas es definido por la presión del gas menos la presión del aceite, esta definición provoca un cambio en la ecuación (8), como se muestra a continuación:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{\kappa_o (g(\rho_o - \rho_g)a + P_c)}{\mu_o} \dots (11)$$

Donde

q = Gasto del fluido

A = Área

κ_o = Permeabilidad matricial relativa al aceite

ρ_o = Gravedad específica del aceite.

ρ_g = Gravedad específica del gas.

μ_o = Viscosidad del aceite.

a = dimensión vertical típica del elemento de matriz

P_c = Presión capilar

El signo de P_c es negativo ya que la roca nunca será mojada por el gas ($\theta > 90^\circ$).

Por analogía con el sistema aceite-agua mojado por aceite discutido anteriormente

$$a (\rho_o - \rho_g)g > P_d \dots (12)$$

2.8.3 Aceite y agua, matriz mojado por agua

El agua tiene una tendencia natural a penetrar la matriz y la gravedad refuerza la imbibición capilar: ambos términos son positivos para la ecuación anterior y $q_i > 0$ por lo que el aceite es desplazado con agua.

Cuando la gravedad es despreciable, como en el caso de elementos de matriz pequeños, el proceso se toma como imbibición capilar para propósitos prácticos.

En el caso de la roca mojada por agua, la mejor recuperación es obtenida por la inyección de agua debido a que se combinan la gravedad y capilaridad para expulsar el aceite de la matriz. Sin embargo en algunos casos el término de la gravedad en sistemas gas-aceite más que en sistemas agua-aceite puede compensar el signo de la presión capilar, por lo que la inyección de gas es más favorable.

El ritmo de desplazamiento de aceite por sudación, en un elemento parcialmente sumergido en agua (Fig. 2.8), se representa matemáticamente por la ecuación (6), en la que la diferencial de

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

presión que repercute en el desplazamiento es debida a la combinación de la presión capilar P_c , la cual es constante en el desplazamiento de tipo pistón, y al término de gravedad es:

$$\Delta P = (X-x)(\rho_w - \rho_o)g + P_c \dots (13)$$

Donde

ΔP = Diferencial de presión

ρ_w = Gravedad específica del agua.

ρ_o = Gravedad específica del aceite.

X = Longitud de la inmersión de agua en la fractura.

x = Longitud de la inmersión de agua en la matriz.

P_c = Presión capilar

g = Término de gravedad

La selección del fluido a inyectar en la matriz depende en mayor medida del parámetro “a” lo cual deja en claro la importancia de una buena descripción geológica de los yacimientos fracturados para el desarrollo de este.

Sudación puede ser imposible en algunos casos, por ejemplo el caso de yacimientos intensamente fracturados con elementos de matriz de unos pocos centímetros rodeado por un casquete de gas o por agua si la matriz es mojada por aceite.

2.8.4 Funciones de transferencia

Las funciones de transferencias comúnmente describen a la sudación llamadas incorrectamente como curvas de imbibición. Estas curvas son simplemente la cantidad de aceite expulsado de la matriz rodeada por fracturas en función del tiempo. Las funciones de transferencia para los sistemas agua-aceite están basadas en trabajos de laboratorio mientras que los sistemas gas-aceite son normalmente derivaciones matemáticas debido a las dificultades experimentales en la inyección de gas a la presión del yacimiento y la temperatura y tamaño de los elementos de matriz de los núcleos recuperados.

Estas funciones pueden ser obtenidas de tres formas:

1. Solución de las ecuaciones matemáticas que representan el proceso sudación. Esta aproximación esta aproximación no es satisfactoria del todo puesto que las definiciones arbitrarias de las condiciones de frontera en la interface del sistema matriz-fractura. El comportamiento físico en esta discontinuidad aún no es entendido completamente.

2. Como una solución simplificada presentada anteriormente:

Ley de Birk la cual supone un desplazamiento vertical del tipo pistón en una matriz parcialmente sumergida.

Ley de Boxerman la cual se obtuvo por el análisis dimensional de un gran número de experimentos que le dan fundamentos teóricos. Desprecia los efectos de gravedad y es válido para matrices pequeñas.

Ley de Aronovsky quien supone una declinación exponencial del gasto de la sudación.

3. Mediante pruebas de laboratorios las cuales son escaladas a dimensiones de campo usando un análisis dimensional.

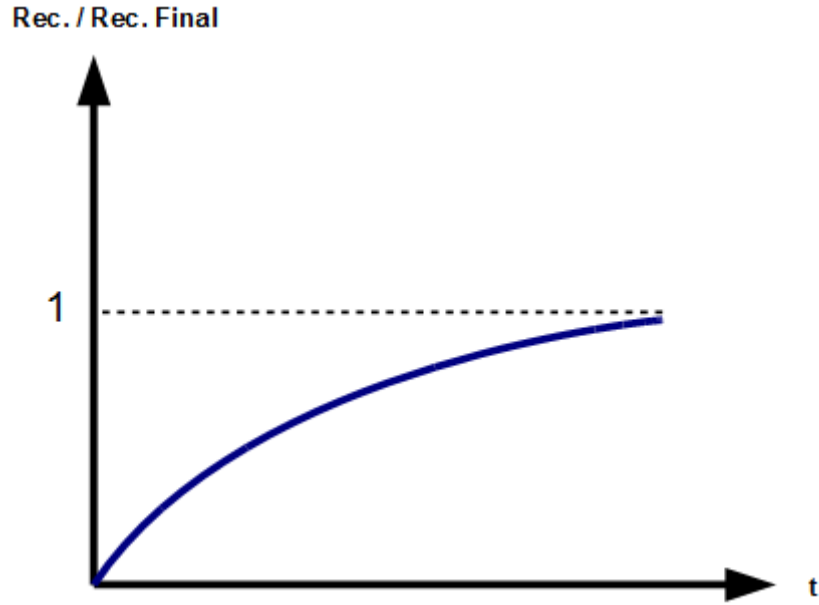


Figura 2.9 Función típica de transferencia

Cada caso debe ser evaluado independientemente, y el trabajo de laboratorio o simulación matemática son requisitos absolutos para la selección entre recuperación secundaria por inyección de agua o inyección de gas, incluyendo el acuífero y casquete de gas.

2.9 Casos y ejemplos

Ejemplos

Convección

En base al tema de convección y utilizando la ecuación Pendiente podemos conocer si existe convección en el bloque este del campo Chuc.

Considerando las propiedades del PVT Chuc-11 y el gradiente de presiones y de temperatura del registro de presión de fondo cerrado (RPFC) del pozo Chuc-3 tomado el 28-06-06.

$$(3.139 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}) \times (0.012 \text{ } ^\circ\text{F}/\text{pie}) - (2.1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}) \times (0.27 \text{ psi}/\text{pie}) > 0$$

$$3.76 \times 10^{-7} - 5.67 \times 10^{-6} > 0$$

$$-5.294 \times 10^{-6} < 0$$

Es evidente que el valor numérico que se obtiene es negativo, por lo tanto el bloque este de Chuc está en equilibrio, esto quiere decir que no existen corrientes de convección en el mismo.

2.10 Bibliografía

1. LOUIS H. REISS. *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Gulf Publishing company. Paris. 1980.
2. LEMONNIER P; BOURBIAUX. B. *Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. State of the Art. Part 1. Physical Mechanism and Simulator Formulation*. Oil & Gas Science and Technology . Rev. IFP, Vol 65. No. 2, 2010.
3. KASSEM GHORAYEB, SPE, AND ABBAS FIROOZABADI, SPE, RESERVOIR ENGINEERING RESEARCH INST. *Numerical study of natural convection and diffusion in fractured porous media*. March 2000.
4. F.V. DA SILVA AND P. BELERY, PETROFINA S.A. *Molecular diffusion in naturally fractured reservoirs: a decisive recovery mechanism*. SPE 19672. October 1989.
5. ZHI-AN LUAN, UNIVERSITY OF PETROLEUM, DONG-YING, CHINA. *Some theoretical aspects of gravity drainage in naturally fractured reservoirs*. SPE 28641. September 1994.
6. ARRIAGA BALDERAS ERICK. CORDOVA ZARATE ROGELIO. *Recuperacion mejorada en yacimientos naturalmente fracturados*. Tesis UNAM 2008.
7. SAMANIEGO, FERNANDO, DR. GARAICOCHA, FRANCISCO, ING. *Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados*. Colegio de ingenieros petroleros de mexico, A.C. México 1988.

3 Mecanismos que actúan en procesos térmicos

3.1 Introducción^{1,3}

El aceite pesado en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) es una importante fuente de hidrocarburos, la cual es de un tercio de las reservas de aceite pesado a nivel mundial. Muchos de estos yacimientos son candidatos a la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada.

Durante los procesos térmicos de recuperación las características de temperatura causan un cambio en las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos y las rocas del yacimiento que se ven reflejados en una mejora en la producción de hidrocarburos. Durante estos procesos actúan diversos mecanismos de recuperación los cuales se describen a continuación pudiendo actuar en el sistema de fracturas, de matriz o en ambos.

3.2 Contracción del volumen de poro¹

Se presenta principalmente en el momento en que la presión a caído considerablemente en yacimientos poco consolidados, entonces esta arena puede llegar a compactarse debido al mayor peso de sobrecarga al cual se somete la roca. Este proceso sólo puede suceder en formaciones deleznales por lo que no será efectivo en formaciones consolidadas.

Debido a que la mayor parte de los YNF se encuentran en litologías altamente consolidadas, la recuperación de aceite por contracción del volumen poro será considerada, para casos prácticos, despreciable.

En la Figura 3.1 se muestra una representación de este mecanismo de recuperación.

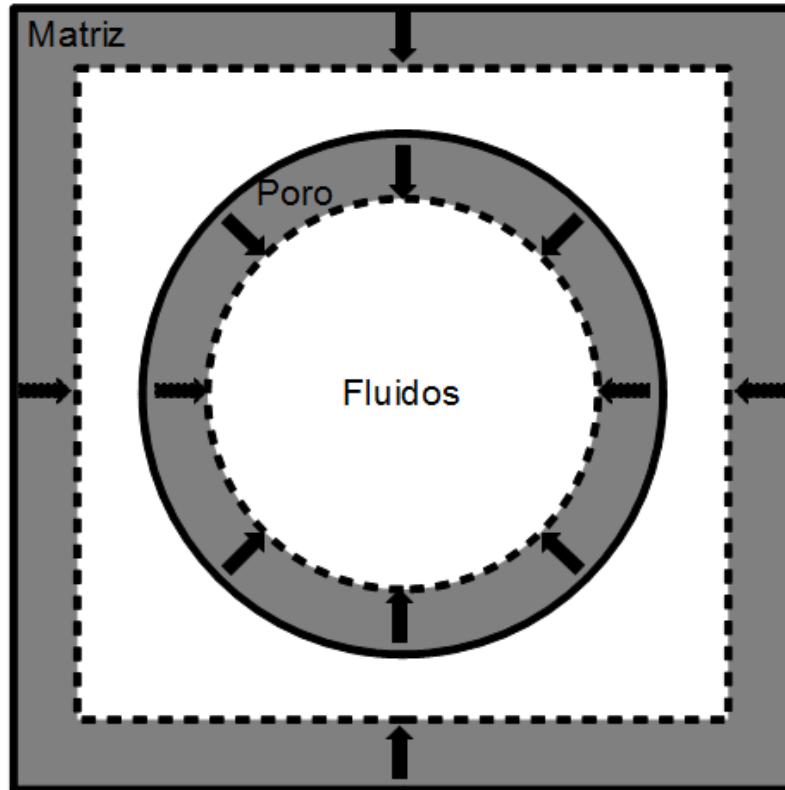


Figura 3.1 Esquema de la contracción del volumen de poro.

3.3 Destilación¹

La destilación de los componentes ligeros del crudo es un mecanismo probado en procesos de recuperación térmica, utilizando la inyección de vapor en yacimientos no fracturados que contienen crudos ligeros.

La destilación sucede cuando el vapor viaja a través del yacimiento y al contacto con el aceite, las fuerzas termodinámicas evaporan algunos de los componentes del hidrocarburo, reduciendo así la saturación residual de aceite (S_{or}). La destilación se hace presente si la presión es menor que la suma de las presiones parciales del agua y del aceite entonces la mezcla de líquido hierve y, en consecuencia, se presenta la fase de vapor compuesta de vapor de agua y componentes orgánicos.

Volúmenes importantes de aceite son destilados sólo cuando se hace pasar varios volúmenes de poro de vapor a través del sistema de poros de la matriz. Puesto que el vapor fluye primero con el aceite que se encuentra en el sistema de fracturas, un volumen pequeño de vapor interactúa y permite la destilación del aceite contenido en los bloques de matriz.

Aunque las condiciones del yacimiento permitan la generación de aceite, el volumen de poros de vapor que fluye a través de los bloques de matriz será relativamente pequeño y la destilación de hidrocarburos será mínima.

En cuanto al gran volumen de vapor existente en las fracturas y la mayor temperatura que hay en esta, las condiciones termodinámicas de las fracturas son apropiadas para la destilación del aceite.

Las consecuencias de la presencia de hidrocarburos ligeros son:

- Los hidrocarburos que se encuentran detrás del frente de vapor son enriquecidos en componentes ligeros. Además se reduce la viscosidad del crudo que es encontrado por el frente de vapor, este fenómeno es más pronunciado en aceites pesados, resultando en una disminución de la saturación de aceite residual y en un aumento de la recuperación del aceite.
- El aceite residual de la zona de vapor incrementa su contenido de componentes pesados que son menos volátiles, y la saturación de aceite disminuye con el tiempo.
- Los componentes pesados como asfáltenos pueden precipitarse dentro del medio poroso.
- Pueden ocurrir cambios de mojabilidad y permeabilidades.

En ocasiones la destilación del aceite puede cobrar mucha mayor importancia que la expansión térmica y el empuje de gas en solución en la producción de aceite contenido en las fracturas.

3.4 Empuje de gas en solución¹

En este proceso de recuperación sólo puede existir cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja y además existe una cantidad suficiente de gas disuelto en el aceite.

Se hace notar que para que este mecanismo actúe, en ciertos crudos las envolventes de dos fases de los mismos deben de interceptarse con la curva de vapor, esto en el caso de inyección de vapor en un YNF.

En yacimientos con una saturación de gas inicial, este gas se expandirá por efecto de la temperatura y tendrá un comportamiento muy similar a un yacimiento con un empuje de gas en solución activo. Cuando esto ocurre el mecanismo de recuperación será muy similar a recuperación de aceite por generación de gas.

3.5 Expansión térmica^{1,2}

Se le conoce como expansión térmica al proceso en el cual los minerales de la matriz y los fluidos contenidos en los poros de la misma presentan una expansión debida a que esta se somete a un efecto de calentamiento. Los minerales de la matriz se expanden al ser calentados hasta reducir la porosidad. Este efecto combinado da como resultado un coeficiente de expansión diferencial térmica que expulsa fluido de la matriz en una tasa de $5 \times 10^{-4} \text{ in}^3/\text{in}^3 \text{ } ^\circ\text{F}$.

Cuando se incrementa la temperatura de los bloques de matriz a una temperatura cercana a los 205°C, el resultado de la expansión diferencial térmica del fluido y el volumen de poros es del 20% del volumen de poros. Este mismo volumen de fluidos será expulsado de la matriz después del calentamiento.

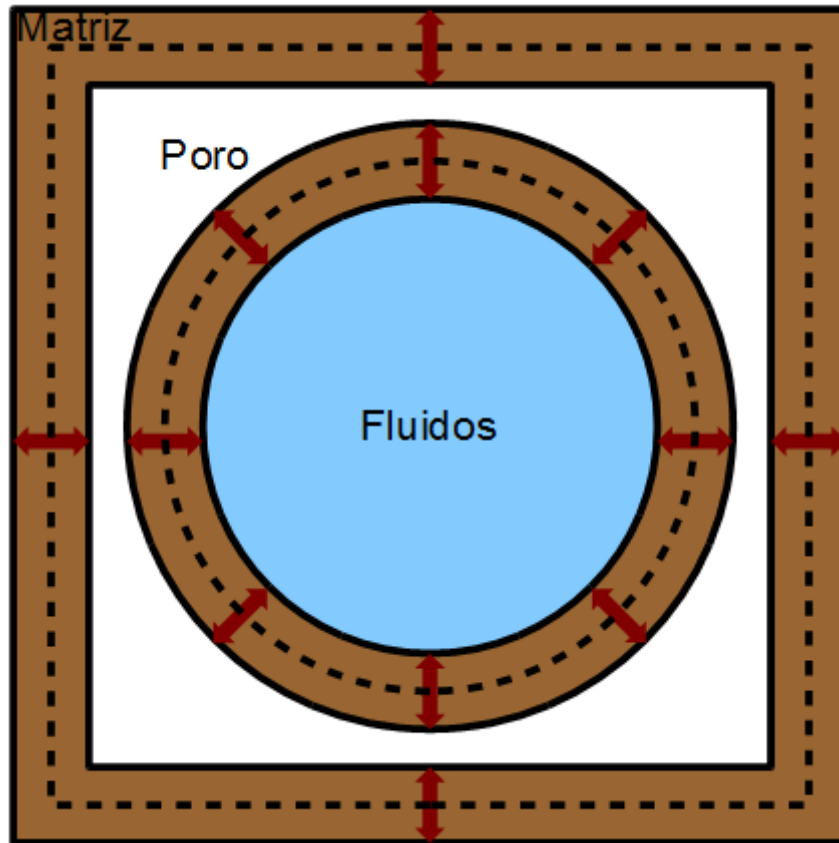


Figura 3.2 Producción de hidrocarburos por expansión térmica.

Algunos datos sugieren que la expulsión del aceite de la matriz debida al calor no puede ser representada como una función lineal dependiente de la temperatura.

El efecto de este mecanismo es muy importante para los YNF puesto que una cantidad significativa puede ser producida aun en ausencia de la imbibición.

Se presenta principalmente en la recuperación por inyección de vapor y en combustión “*in situ*”.

3.6 Generación de gas¹

Durante la inyección de vapor y combustión “in situ” en YNF pueden ser generados volúmenes importantes de gases debido a las reacciones entre el agua y el aceite o el agua y la roca. Estos gases pueden incluir CO₂, H₂S y componentes volátiles del aceite. La generación del gas puede llevarse a cabo a partir de temperaturas cercanas a 230° C, dependiendo de la composición de los fluidos del yacimiento y de la composición de la roca.

Este gas desplaza el aceite de la matriz mientras su volumen se incrementa, en ocasiones el CO₂ puede enriquecer e hinchar el aceite. En altas temperatura se genera mayor cantidad de CO₂ aunque menos aceite es enriquecido e hinchado debido al exceso de la expansión térmica.

El volumen de aceite recuperado por este mecanismo puede ser incierto pero pueden ser muy similares a los yacimientos convencionales sometidos a la producción por empuje de gas. Bajo esta consideración puede esperarse una recuperación de aceite de hasta el 25%.

3.7 Generación de vapor “in situ”^{1,2}

Se le conoce así a la vaporización del agua contenida en los bloques de matriz por causa de la caída de presión en un YNF sometido a la inyección cíclica de vapor.

Cuando un YNF es sometido a la inyección cíclica de vapor, las caídas de presión en el yacimiento se presentan con mayor rapidez que la caída de la temperatura por conducción térmica. Puesto que los bloques de matriz se encontrarán cerca de la temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección, una caída de presión permitirá la vaporización instantánea del agua contenida en los bloques de matriz.

Esto nos llevará a la expulsión del aceite mediante empuje de gas, teniendo un comportamiento muy similar al mecanismo de generación de gas mencionado anteriormente.

3.8 Imbibición capilar¹

Se le conoce así a la fuerza de desplazamiento debida a la diferencia de presiones capilares presentes entre los sistemas de matriz y de fractura, puede ser representado como $P_{cm} \gg P_{cf}$

P_{cm} = Presión capilar en la matriz

P_{cf} = Presión capilar en la fractura

Imbibición capilar es el primer mecanismo de recuperación en YNF.

Cuando se incrementa la temperatura en un YNF la presión capilar de la matriz también se incrementa produciendo una mayor fuerza de imbibición conocida como Imbibición térmica aumentada.

Para yacimientos mojados por agua, el agua presente en el sistema de fracturas es desplazada en los bloques de matriz a través de los poros más pequeños aumentando la presión interna de los bloques de matriz y expulsando aceite por los poros de mayor volumen.

El volumen de aceite expulsado depende de la tensión interfacial, mojabilidad y geometría de los poros del sistema roca – fluidos. La producción mediante este mecanismo varía con bajas temperaturas desde un poco por ciento hasta un setenta por ciento.

La imbibición del agua incrementa directamente con el aumento de la temperatura en yacimientos preferencialmente mojados por aceite debido a la reducción del ángulo de contacto entre el agua y la roca. La tensión interfacial del sistema agua-aceite-roca varía con la temperatura dependiendo de la composición del aceite.

Se ha demostrado que este mecanismo puede llevar a un volumen de producción significativo cuando es aplicada la inyección de vapor después de un desplazamiento isotérmico aunque se ha notado que la relación agua aceite puede resultar poco económica cuando se ha producido un volumen significativo de aceite durante el desplazamiento isotérmico y si las permeabilidades relativas han cambiado debido a la inyección de vapor.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Es uno de los mecanismos de recuperación en los procesos de inyección de vapor y agua caliente a un YNF.

3.9 Reducción de viscosidad¹

Se le conoce así a la disminución de la viscosidad como consecuencia de la aplicación de temperatura en el proceso de recuperación térmica. Esta aplicación de temperatura genera la aparición de gases, lo cuales ayudan a enriquecer el aceite cambiando su propiedad de viscosidad.

La viscosidad del aceite es considerada la propiedad de los fluidos más importante en los proyectos de inyección de fluidos con alto contenido calorífico, al yacimiento. Esta tiene un efecto importante en la determinación de la relación de movilidad la cual controla la eficiencia de barrido en los sistemas de fractura y matriz dentro de un YNF.

La disminución de la viscosidad del aceite afecta directamente la relación de movilidad, M, la cual es definida como:

$$M = \frac{\kappa_{rw}\mu_o}{\kappa_{ro}\mu_w}$$

Donde:

M = Relación de movilidad

κ_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

κ_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

Suponiendo que las saturaciones y las permeabilidades relativas, K_{rw} y K_{ro} son independientes de la temperatura entonces en un método de recuperación térmica la relación de movilidad depende solamente de la relación de viscosidades (μ_o / μ_w).

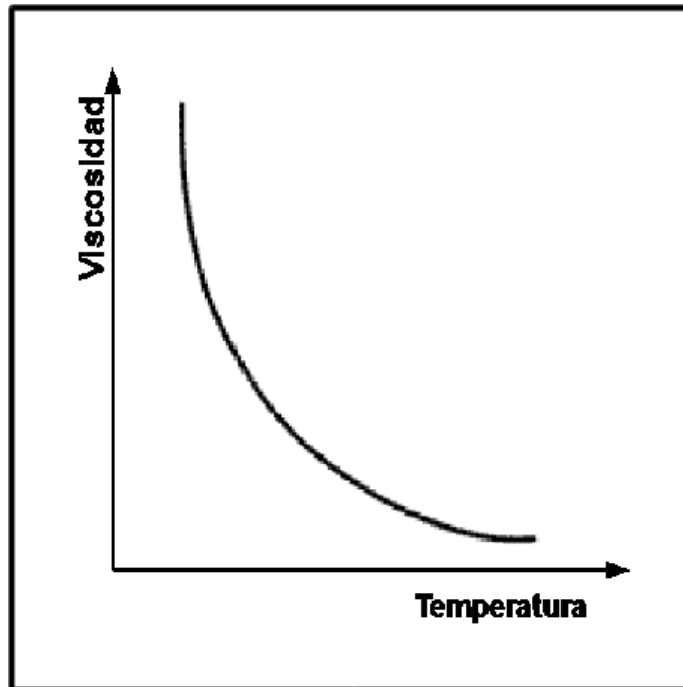


Figura 3.3 Efecto de la Temperatura en la Viscosidad del aceite.

Generalmente la viscosidad del aceite se reduce mucho más rápido que la viscosidad del agua cuando se incrementa la temperatura como se muestra en la figura anterior.

Las caídas de viscosidad más grandes se producen en los aceites mucho más viscosos. Para los crudos ligeros la situación es distinta puesto que en algunos casos se tiene un efecto inverso, esto significa que la relación de movilidad aumenta con la temperatura.

Este mecanismo de desplazamiento es más visible en los canales de fracturas que en los bloques de matriz debido a la rapidez que produce la mayor transmisibilidad de las fracturas.

3.10 Tabla de mecanismos térmicos

A continuación se presenta una tabla en la cual se resumen los mecanismos de recuperación estudiados en este capítulo, y los cuales pueden ser clasificados por el sistema en el cual actúan, estos son los sistemas de matriz y los sistemas de fractura.

Mecanismos térmicos	
Mecanismos que actúan en la matriz	Mecanismos que actúan en la fractura
Expansión térmica	Reducción de viscosidades
Contracción del volumen de poro	Destilación
Imbibición capilar	
Generación de gas	
Generación de vapor “<i>in situ</i>”	

3.11 Bibliografía

1. **ALIREZA MOLLAEI, BRIJ MAINI Y MADJID JALILAVI.** *Investigation of Steam Flooding in Naturally Fractured Reservoirs.* International Petroleum Technology Conference. December 2007.
2. **ARRIAGA BALDERAS ERICK RAMSÉS, CORDOVA ZARATE ROGELIO.** *Recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Tesis UNAM 2008.
3. **MOLLAEI, A. MAINI, B.** *Steam Flooding of Naturally Fractured Reservoirs: Basic Concepts and Recovery Mechanisms.* (Paper 2007.128; SPE Paper 132485). June 2007.

4 Mecanismos que actúan en procesos químicos

4.1 Introducción

Cuando encontramos condiciones pocos favorables para la producción en un yacimiento como aceite pesado, bloques de matriz de gran tamaño, alta tensión interfacial, baja permeabilidad de matriz, roca mojada por aceite y una baja porosidad efectiva, métodos adicionales para mejorar la recuperación puede ser inevitable.

En ocasiones la inyección de agua o gas puede aportar una baja recuperación adicional ya que el aceite en la matriz se vuelve más pesado y menos mojado por agua, en este caso procesos químicos, térmicos y de miscibilidad pueden ser utilizados para superar todas estas limitaciones.

Estudios recientes y algunas aplicaciones de campo han demostrado que estos métodos pueden dar resultado satisfactorios en cuanto a cantidades adicionales de recuperación de aceite, sin embargo, también existen ciertas condiciones donde estos métodos pueden llegar a ser poco factibles técnicamente y económicamente.

4.2 Alteración de la matriz¹

Además de los gases generados a partir de la descomposición de los carbonatos presentes en la roca debida a la aplicación de altas temperaturas, como se menciona en el capítulo anterior, muchos minerales que se encuentran en los yacimientos experimentan alguna alteración del tipo química.

La alteración química de los materiales que se presenta durante la inyección de vapor tiende a consolidar la roca productora mediante el cambio de la estructura del material contenido en la misma. Alteraciones químicas de la matriz generalmente disminuyen la permeabilidad del yacimiento aunque los efectos en la recuperación de aceite son difíciles de predecir pues estos dependerán de la química del sistema roca-fluido.

También se sabe que los contenidos arcillosos presentes en la roca sirven de catalizadores en las reacciones de craqueo. En general, la presencia de minerales promueve reacciones químicas que envuelven agua y reducen la reactividad entre aceites.

4.3 Cambio de tensión interfacial^{1,3}

Esta puede ser lograda con distintos procesos de recuperación entre ellos se puede mencionar la inyección de alcalinos, inyección de polímeros y la inyección de surfactantes al yacimiento.

En el caso de la inyección de alcalinos, se asume que no existe alteración en la viscosidad de los fluidos, teniendo una alta TIF detrás del frente de la solución alcalina, así como el frente de este. Por lo que no puede existir una parte trasera del flujo fraccional detrás del choque químico, por el contrario existe una zona de re entrapamiento de aceite de saturación uniforme.

La reducción de la TIF con una solución caustica es un mecanismo que puede influenciar en la recuperación de aceite y se relaciona con el numero acido, gravedad y viscosidad.

En el caso de la inyección de surfactantes se ha observado un efecto positivo en la recuperación final debida a la disminución de la tensión interfacial.

Para aceites pesados la disminución de la TIF entrega recuperaciones importantes en el caso de condiciones poco favorables. Además de que esta recuperación es mucho más rápida durante la inyección de una solución de surfactantes comparada con la inyección de agua. En el caso de aceites ligeros, el incremento en la recuperación final es mínimo y por lo tanto despreciable cuando se compara con la inyección de agua.

Babadagli concluye que la efectividad de los surfactantes, en la disminución de TIF, es recomendable para crudos pesados contenidos en arenisca pero no para calizas.

4.4 Craqueo

El craqueo se refiere a la ruptura de los enlaces de carbono, formando moléculas con menos peso molecular, lo que provoca aligeramiento del aceite presente en el proceso. Por lo que ha sido discutido que las reacciones químicas como la reducción de la viscosidad y el craqueo ocurren y pueden mejorar las propiedades del aceite.

El craqueo puede iniciar a temperaturas mayores a 260 °C aunque una producción significativa de sólidos y gases comienza a temperaturas cercanas a los 350 °C. Temperaturas las cuales se presentan en el método de combustión “*in situ*”.

A altas temperaturas la estructura molecular de algunos aceites puede ser alterada por medio del rompimiento de los enlaces químicos, craqueo. Se concluye que la composición química de los aceites es un factor de importancia, puesto que hidrocarburos ligeros necesitan una mayor cantidad de calor para llevar a cabo el craqueo, mientras que los hidrocarburos pesados rompen sus enlaces a menor temperatura.

Se ha observado que para un aceite pesado, calentado cerca de los 300 °C, se puede observar una reducción del uno por ciento de la densidad del aceite, lo cual tendrá efecto en un incremento del uno por ciento en el volumen de aceite producido.

4.5 Destilación

Dentro de los yacimientos petroleros se busca que este método influya principalmente en las fracciones contenidas en el crudo dentro del sistema roca matriz de un YNF.

Este mecanismo afecta principalmente a la estructura molecular del aceite vaporizando los componentes más ligeros del crudo (C_1 a C_4), este método se puede encontrar tanto en la matriz como en la fractura, siendo esta última la localización más apropiada para la eficiencia del mecanismo, como se menciona en el capítulo anterior.

La vaporización de ligeros puede ser una mezcla entre vapor de agua y componentes orgánicos. De la misma forma que el vapor de agua, algunos hidrocarburos se condensaran, en la parte delantera del frente de vapor y mezclaran con el aceite.

La presencia de componentes ligeros presenta beneficios como: reducción de viscosidades, y enriquecimiento de hidrocarburos.

4.6 Generación de aceite

En yacimientos donde se tiene kerógeno, un volumen significativo de aceite puede ser generado durante la inyección de vapor. Cuanto de este aceite generado puede ser expulsado de los bloques de matriz aun es desconocido puesto que este tipo de aceite no puede ser medido con registros ni análisis de núcleos y sólo pueden ser recuperados bajo la aplicación de procesos de recuperación mejorada.

En yacimientos que contienen un 5 por ciento de carbón orgánico, puede ser potencialmente generado hasta un 6.5 por ciento de volumen de poro.

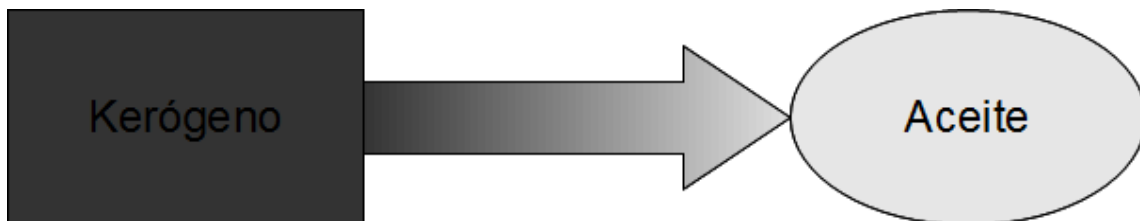


Figura 4.1 Generación de aceite a partir de contenido de kerógeno.

4.7 Reducción de la relación de movilidad^{1,3}

Este mecanismo puede ser obtenido, principalmente, de la inyección de polímeros. De esta forma se incrementa la viscosidad de la fase agua para reducir la relación $M = \frac{\kappa_{rw}\mu_o}{\kappa_{ro}\mu_w}$, por lo que la eficiencia de barrido se ve incrementada mejorando la recuperación de aceite.

Este proceso ha sido probado para crudos ligeros previamente en laboratorio en distintas condiciones, a nivel de laboratorio³.

4.8 Reducción de viscosidad

Desde el punto de vista químico esta puede suceder de distintas maneras, buscando como objetivo principal, la menor resistencia del aceite a fluir. Esta puede suceder en procesos termoquímicos, produciendo algunos tipos de líquidos, sólidos y gases.

Por lo tanto, como se menciona en el capítulo anterior se busca afectar una de las propiedades más importantes de los fluidos en el yacimiento para tener, en consecuencia, una mayor movilidad del aceite sobre el yacimiento.

4.9 Bibliografía

1. **ALIREZA MOLLAEI, BRIJ MAINI Y MADJID JALILAVI.** *Investigation of Steam Flooding in Naturally Fractured Reservoirs.* International Petroleum Technology Conference. December 2007.
2. **ARRIAGA BALDERAS ERICK RAMSÉS, CORDOVA ZARATE ROGELIO.** *Recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Tesis UNAM 2008.
3. **BABADAGLI, TAYFUN.** *Evaluation of EOR Methods for heavy oil recovery in naturally fractured reservoirs.* Department of petroleum and mining resources engineering. Sultan Qaboos University, Oman. June 2002.

5 Mecanismos que actúan en otros procesos

5.1 Introducción

El uso de microorganismos para incrementar la recuperación de aceite en los yacimientos de hidrocarburos fue propuesta por Beckman en 1926, y diversos experimentos y patentes fueron desarrollados por ZoBell en el año de 1947. A pesar de los resultados prometedores en las décadas de los cincuenta y sesenta, este método no siguió siendo desarrollado.

El interés en este proceso de recuperación inicio de nuevo en la década de los ochentas resultando en muchas aplicaciones de campos con distintos resultados. Debido a la complejidad de los procesos biológicos, químicos y físicos que ocurren en los yacimientos donde el metabolismo “*in situ*” ha sido utilizado, las condiciones de éxito no han sido identificadas y repetidas.

Por la complejidad mencionada anteriormente, la recuperación de aceite utilizando microorganismos puede ser altamente compleja, puesto que los diversos mecanismos de recuperación no son entendidos del todo y difícilmente son evaluados o cuantificados. Por esto, en la actualidad se ha tenido poco éxito en yacimientos convencionales y los avances en esta área han pasado a ser despreciables puesto que alrededor del mundo se tienen tan sólo algunos pocos casos de campo.

La mayor parte de los proyectos de RM con microorganismos han sido implementados en yacimientos homogéneos, en particular areniscas. Wagner y colaboradores¹² mencionan que los YNF, como los carbonatos, presentan un gran potencial de producir aceite adicional. Algunos métodos efectivos en yacimientos convencionales presentan baja eficiencia en los YNF, sin embargo el proceso de recuperación de aceite mediante microorganismos, en especial el crecimiento de bacterias anaeróbicas “*in situ*”, es de gran interés para los yacimientos carbonatados.

¹² WAGNER, A. LUNGERSHAUSEN, D. NOWAK, U. ZIRAN, B. MICROBIALY Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. Biohydrometallurgical Technologie. The minerals, Metals & Materials Society. 1993. pp. 692.

A continuación se muestra el mecanismo de recuperación que actúa durante esta etapa de explotación del yacimiento, el cual agrupa algunos mecanismos vistos en capítulos anteriores.

5.2 Desplazamiento microscópico del aceite

Este mecanismo se refiere al incremento de la recuperación de aceite en un yacimiento mediante el uso de microorganismos, las especies más comúnmente utilizadas son *Bacillus* y *Clostridium*. Estos microorganismos producen surfactantes, ácidos y algunos gases, y surfactantes, gases, alcoholes y solventes, respectivamente. También pueden producir demulsificantes, biomasa o polímeros.



Figura 5.1 Imagen a nivel del poro después del crecimiento de la bacteria *B. Subtilis*

Utilizando estos microorganismos se puede mejorar la eficiencia de barrido de distintas maneras, esto se puede llevar a cabo mediante la modificación de permeabilidades, disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, cambios en la porosidad, cambios en las propiedades del sistema roca fluido o degradación de las cadenas de hidrocarburos.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En el caso concreto de los yacimientos naturalmente fracturados se sabe que la orientación de las fracturas afecta significativamente el comportamiento de las bacterias en el sistema de fracturas.

Estos microorganismos crecen entre el aceite y la superficie de la roca aumentando la recuperación del aceite mediante alguno de los métodos mencionados anteriormente.

A continuación se explican algunos de los diversos mecanismos de desplazamiento que se tienen a nivel microscópico en los YNF y que repercuten directamente en una recuperación adicional de aceite. Estas variables dependen de diversos factores como son la profundidad, temperatura y tipo de bacterias que se utilizan, siendo la reducción de viscosidad la variable mas importante en el aumento de la producción.

Reducción de la viscosidad, los microorganismos ayudan a la ruptura estructural de las moléculas del hidrocarburo, provocando que este fluya con una mayor facilidad hacia los fracturas y subsecuentemente hacia los pozos. Se ha visto que esto se lleva a cabo debido a la acción de los solventes, gases y ácidos producidos por las bacterias.

Cuando se usan los microorganismos propios de la cepa *Bacillus Subtilis* se reduce la viscosidad del aceite hasta en un 34.1 por ciento. La bacteria afecta la viscosidad del aceite de dos posibles maneras, ya sea reduciendo el peso molecular promedio de los componentes pesados o produciendo productos biológicos específicos que alteran las propiedades físicas del aceite. Si se usa la cepa *Leuconostoc Mesenteroides* no se mostrará cambio alguno en la propiedad de viscosidad del aceite.

Durante esta etapa se puede descartar, por diversas condiciones de laboratorio, la producción de biogás, la degradación de cadenas de alto peso molecular y cambios de pH mientras que se sabe que estas bacterias producen principalmente ácidos orgánicos y biosurfactantes, siendo la generación de emulsiones de agua en el aceite el principal factor de la reducción de la viscosidad en los YNF.

Bacterias aeróbicas sapótrofa productoras de surfactantes y expolisacáridos han permitido el aumento de la producción mediante la degradación de alcanos de cadenas largas y reducción de la viscosidad en el campo Daqing en china.

Se considera la reducción de la viscosidad del aceite como la razón de mayor impacto en la recuperación en el proceso de recuperación mejorada microbiana en los yacimientos naturalmente fracturados.

Producción de biomasa, esta es producida por los microorganismos al momento de la metabolización de los nutrientes adquiridos por estos. Esta biomasa se acumula entre el aceite y la superficie de la roca, ocasionando el desplazamiento del aceite fuera de los bloques de matriz hacia las fracturas.

Cambios de permeabilidades, un mejoramiento en las condiciones de permeabilidad pueden presentarse debido a la remoción de parafinas y remoción de trazas de metales de las gargantas de poro por acción de la producción de gases, ácidos, solventes, alcoholes y biosurfactantes.

Aunque se observa que durante el uso de *Bacillus Subtilis* no se registrará ningún tipo de reducción de permeabilidad mientras que la bacteria *Leuconostoc Mesenteroides* presentará una reducción de la permeabilidad de hasta un 40 por ciento debido al taponamiento de la interfase entre la matriz y las fracturas, reduciendo la interacción entre estos dos sistemas.

Obstrucción selectiva, esta es generada por el bloqueo de ciertos poros de la roca para facilitar el movimiento del aceite por canales preferenciales, esto es debido a la acumulación de sustancias producidas por los microorganismos y que son conocidas como exopolisacáridos.

Producción de Biosurfactantes, estos son surfactantes producidos por los microorganismos al romper la estructura del crudo, sirven como detergentes que ayudan a que el aceite se mueva con más facilidad a través del yacimiento.

En el caso de la producción de biosurfactantes se sabe que la colonia de microorganismos conocida como *Bacillus Subtilis*, produce un surfactante lipopeptido aniónico, al cual se le denomina, Surfactina. La surfactina tiene una alta habilidad para aumentar la mojabilidad de la roca para hacerla más mojada por agua (roca carbonatada de un YNF), acelerando el proceso de

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

imbibición durante la inyección de agua, y por consiguiente afectando la recuperación adicional del aceite.

Se puede decir que la surfactina producida por *Bacillus Subtilis*, comparada con los surfactantes convencionales como el lauril-sulfato de sodio, es más efectiva en cuanto al cambio de la mojabilidad de ciertas rocas carbonatadas, más mojada al agua. También puede llegar a exhibir una mayor adsorción específica en estas rocas, aunque esta muestra el comportamiento típico de la adsorción en los YNF.

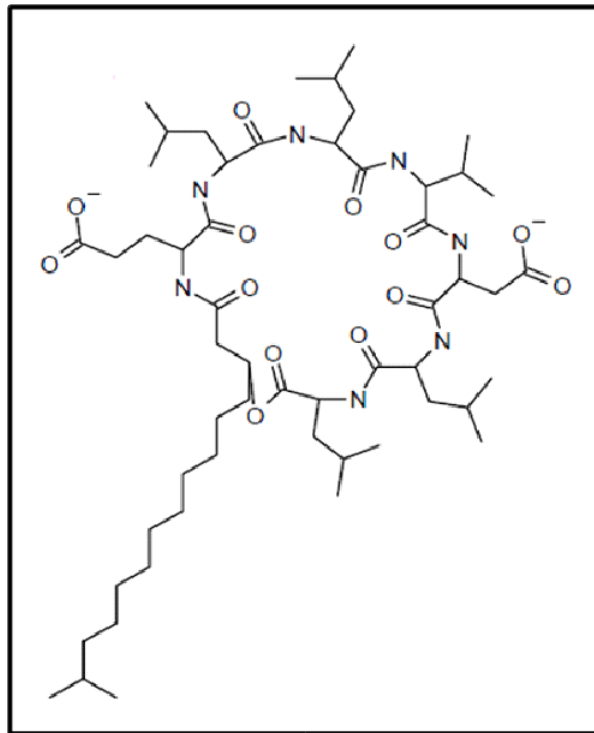


Figura 5.2 Estructura de la molécula de Surfactina

En campos donde se han producido estos biosurfactantes junto con emulsiones y generación de gas han mostrado una recuperación de aceite, además de la disminución de un corte de agua del más del 55 %.

Cuando existe una producción considerable de biopolímeros se tendrá una disminución en los cortes de agua y el aumento de la producción de aceite debido a la disminución de la tensión interfacial, además de la conexión temporal de zonas de alta permeabilidad.

En cuanto a la mojabilidad se ha observado durante pruebas de laboratorio de este proceso y usando imágenes microscópicas de muestras frescas con aquellas tratadas con este proceso muestran alteraciones despreciables en la distribución de los fluidos. En todos los casos, una película de agua cubre la superficie de los poros mostrando que la mojabilidad original se mantiene constante en las muestras tratadas.

Reducción de tensión interfacial, el cambio en la TIF se debe principalmente a la producción de biosurfactantes, reportando una alta efectividad en la recuperación del aceite atrapado en la matriz. La bacteria *Bacillus Subtilis* puede reducir la TIF entre el aceite y el agua mediante la producción de surfactina.

La TIF junto con la reducción de viscosidad mencionada anteriormente, son las causas de una mejor recuperación de aceite mediante el uso de bacterias, mejorando también la eficiencia de la capilaridad en el medio poroso.

Los mecanismos de recuperación en ocasiones pueden llegar a ser inefectivos debido a diversas limitantes que se pueden encontrar durante la aplicación de este método, siendo las de mayor impacto a nivel de yacimiento las siguientes:

- Selección de los microorganismos: la selección de colonias eficientes de bacterias depende de la adaptación de estos a los yacimientos que pueden presentar condiciones extremas como altas temperaturas y altos valores de salinidad.
- Canalización por fracturas: debido a las fracturas existentes en los yacimientos o al fracturamiento de zonas preferenciales, pueden tenerse problemas de circulación de los fluidos inyectados o cierre de pozos.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

- La combinación de temperatura, salinidad y pH: estos tres factores son la clave que determinan el tipo y diversidad de la vida presente en los yacimientos. En la mayoría de los casos la combinación de la temperatura y la salinidad son los factores determinantes debido a que el pH es neutralizado frente a la existencia de minerales y cementantes de la roca.
- Presión: La presión de fondo también es una consideración importante. Bajo condiciones extremas de presión solamente microorganismos tolerantes a la presión operan eficientemente.

Los principales criterios para el éxito de la aplicación del proceso de recuperación mejorada microbial son mostrados en la siguiente tabla.

Criterios de aplicación de la recuperación mejorada microbial⁷

Criterios de aplicación de la recuperación mejorada microbial	
Modo de producción	Inyección de agua
Permeabilidad	> 50 a 100 mD
Temperatura de yacimiento	< 60 a 70 °C
Salinidad del agua producida e inyectada	< 6% sólidos totales disueltos
pH	5 a 9
Presión de fondo	< 3000 psi

5.3 Bibliografía

4. **ARRIAGA BALDERAS ERICK RAMSÉS, CÓRDOVA ZARATE ROGELIO.** *Recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Tesis UNAM 2008.
5. **DONALDSON, ERLE. CHILINGARIAN, GEORGE. YEN, TEH FU.** *Microbial Enhanced oil recovery.* Elsevier 1989.
6. **JOHNSON, S.J. SALEHI, M. EISERT, K.E. LIANG, J. BALA, G. FOX, S.L.** *Biosurfactants Produced From Agriculture Process Waste Streams To Improve Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs.* SPE 106078. March 2007.
7. **VOLK, H. LIU K.** *Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology: Oil Recovery: Experiences and Economics of Microbially Enhanced Oil (MEOR).* Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2010.
8. **SOUDMAND-ASLI, ALIREZA. AYATOLLAHI, SHAHAB. MOHABATKAR, HASSAN. ZAREIE MARYAN. SHARIATPANAHI, FARZAD.** *The in situ microbial enhanced oil recovery in fractured porous media.* Journal of Petroleum Science & Engineering. 58 (2007) 161 – 172. Elsevier. August 2007.
9. **THRASHER, D. PUCKETT D.A. DAVIES, A. BEATTIE, G. GORDON, G. BOCCARDO, G. VANCE, I. JACKSON, S.** *MEOR From Lab to Field.* SPE 129701. April 2010.
10. **WAGNER, A. LUNGERSHAUSEN, D. NOWAK, U. ZIRAN, B.** *MICROBIALLY Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs. Biohydrometallurgical Technologie.* The minerals, Metals & Materials Society. 1993. pp. 692.

11. JACKSON, SCOTT. ALSOP, ALBERT. CHOBAN, ERICK. D'ACHILLE, BEN. FALLON, ROBERT. FISHER, JOHN. HENDRICKSON, ED. HNATOW, LINDA. KEELER, SHARON. LUCKRING, ABIGAIL. NOPPER, RICK. NORVELL, JOSEPH. PERRY, MICHAEL. REES, BETHANY. SUCHANEC, DAVID. WOLSTENHOLME, SHERYL. THRASHER, DAVE. POSPISIL, GORDON. *Microbial EOR. Critical Aspects Learned From The Lab. SPE 129657. April 2010*

6 Conclusiones

Como hemos visto a través de los distintos capítulos que están presentes en este trabajo los distintos mecanismos actúan en algunos casos en combinación y en otros casos de manera aislada buscando ser parte importante de la explotación de los YNF a través de la etapa de recuperación mejorada.

De manera general, se puede ver que durante la última década se ha visto que la inyección de gas ha sido el proceso de recuperación mejorada que ha dominado en los yacimientos naturalmente fracturados, en especial la inyección del CO₂, proceso que es utilizado sobre los demás cuando existe la disponibilidad de este gas. También se tiene que los procesos con químicos son los que menos han contribuido a la producción mundial, esto debido a sus costos y dificultades de implementación a nivel de campo. De igual manera que los procesos químicos, el proceso de recuperación microbiana es un proceso que poco ha sido utilizado de manera comercial, debido a que en los últimos años ha caído en desinterés para la industria y las dificultades que existen para el entendimiento de los diversos mecanismos que actúan bajo este método.

Se sabe que la convección y sudación, mecanismos que actúan en la recuperación con gases, generalmente actúan juntos, obteniendo así una mejora en las condiciones de barrido del aceite en la matriz de los YNF. El mecanismo de sudación también puede aportar aceite de la matriz en combinación con las fuerzas capilares y de gravedad, siendo altamente eficiente durante los procesos de inyección de agua y gas.

Durante la explotación de los YNF se puede encontrar el mecanismo de segregación gravitacional, el cual es altamente eficiente si se tienen condiciones especiales como estructuras gruesas o de alto relieve que constan de bloques de matriz con una alta permeabilidad vertical.

También en los procesos de explotación que involucran gases, se tienen los mecanismos de expansión y empuje de gas por liberación de gas en solución que en ocasiones presenta baja recuperación de aceite, obteniendo los mejores valores de recuperación para aquellos YNF que presentan una alta saturación crítica de gas.

Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Existen ciertas circunstancias de explotación en las cuales la aplicación de surfactantes, polímeros e inyección de vapor o agua caliente dan lugar a una imbibición capilar mucha más rápida en los bloques de matriz comparada con el método de recuperación secundaria conocido como inyección de agua. De la misma forma existen otras tecnologías probadas como la inyección de una solución Alcalino-Surfactante-Polímero que puede convertirse en una gran opción para extender la vida de YNF maduros.

Los mecanismos de desplazamiento provocados por la inyección de vapor son distintos en yacimientos de aceite pesados con aquellos de aceite medio y ligero. Por ejemplo se puede concluir que los yacimientos que contienen aceite de pocos grados API o pesado producen eficientemente bajo los mecanismos de expansión térmica y segregación gravitacional, esto sucede por el efecto de la reducción de la viscosidad. Mientras que en los yacimientos con una graduación alta en la escala API o aceite ligero generalmente producen debido a la tendencia a la vaporización de los componentes ligeros, mecanismo que promete una saturación residual de aceite muy baja, y en menos medida a la expansión térmica y la segregación gravitacional; durante la explotación tardía de los yacimientos con estas características la destilación puede llegar a ser el mecanismo principal de producción.

El mecanismo que se menciona anteriormente, la expansión térmica, es un mecanismo importante en YNF debida a la conducción térmica hacia aquellas aéreas del yacimiento a las cuales no tiene acceso el frente de vapor, de esta forma este mecanismo llega a ser importante tanto en el sistema de fracturas como en el de matriz.

En el caso de la recuperación de aceite mediante el uso de procesos microbiales, la selección de las bacterias implicadas es uno de los factores de mayor importancia para obtener las condiciones óptimas del microdesplazamiento del aceite. Siendo la reducción de la viscosidad el mecanismo de recuperación de mayor importancia en los yacimientos naturalmente fracturados, aunque esto depende las bacterias utilizadas seleccionadas para la implementación del proceso.

Por último se debe de tener en cuenta que durante cualquier proyecto de recuperación mejorada se debe de hacer un balance entra la efectividad de los mecanismos de desplazamiento y los costos de los procesos aplicados. Esto significa que los mecanismos de recuperación deberán de ser un criterio de importancia en la selección de los procesos de recuperación mejorada.