



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

ERICK RAMCES ARRIAGA BALDERAS

ROGELIO CORDOVA ZARATE

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. TOMÁS PÉREZ GARCÍA

DIRECTOR ADJUNTO:

M. C. HERON GACHUZ MURO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

SEPTIEMBRE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. ERICK RAMCES ARRIAGA BALDERAS
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-830

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Tomás Eduardo Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- I ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - II MÉTODOS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - III MÉTODOS MISCIBLES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - IV MÉTODOS QUÍMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - V OTROS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 4 de agosto de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. ROGELIO CORDOVA ZARATE
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-831

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Tomás Eduardo Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- I ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - II MÉTODOS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - III MÉTODOS MISCIBLES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - IV MÉTODOS QUÍMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - V OTROS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F., a 4 de agosto de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

14



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS**

TESIS PRESENTADA POR:

ARRIAGA BALDERAS ERICK RAMCES.

CORDOVA ZARATE ROGELIO

DIRIGIDA POR:

M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

Presidente

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Vocal

M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

Secretario

ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

1o. suplente

ING. GUILLERMO TREJO REYES

2o. suplente

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

Ciudad Universitaria, México D.F. Septiembre del 2008.

Agradecimientos

Como una muestra de mi cariño y agradecimiento por todo el amor, el apoyo brindado y porque hoy veo llegar a su fin una de las metas primordiales de mi vida, quiero agradecer a mis padres Verónica Zarate y José Córdoba quienes han hecho de mí una persona de bien, sabiendo que no existe forma alguna de agradecerles una vida de sacrificio y esfuerzo, quiero que sepan que esta meta alcanzada también es de ustedes y que la fuerza que me permitió conseguirlo fue su apoyo y dedicación para conmigo. Para mis padres mi más profundo agradecimiento, por todo el amor y las enseñanzas que me han dado ya que ellos han forjado la persona que soy.

A mis hermanos José, Dalía, Pilar, Iván y Carlos Jair por su comprensión, confianza, su amor y amistad incondicional, porque sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de mi carrera profesional, porque además son ustedes el motor que me impulsa cada día, gracias por todo y cada uno de los momentos que como familia hemos pasado juntos.

Quiero agradecer a quienes directa o indirectamente me han apoyado durante todo este tiempo de mi formación profesional, saben que son y siempre serán parte importante de mi vida, a cada uno de ellos gracias.

Agradezco a mis amigos Erick, Beto, Memo, Alma, Karlitos, Toño, Tania, Barlos, yudel y Jairo de la Facultad de Ingeniería quienes han hecho de mi estancia Universitaria una experiencia inolvidable, gracias por su amistad, confianza y apoyo, por todas las experiencias que hemos pasado, por los momentos llenos de diversión y por todos los que vendrán, porque esto fue solo el principio.

Un especial agradecimiento al M. C. Heron Gachuz Muro por haber guiado esta investigación, por el tiempo dedicado a la misma, por su colaboración con material, recomendaciones y por compartirnos su experiencia en el tema desarrollado, gracias Ingeniero sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de nuestra tesis y sobre todo de esta etapa de nuestra vida.

Al M.I. Tomás Pérez García por el total apoyo durante el desarrollo de nuestra tesis, la confianza puesta en nosotros para el desarrollo de la misma y por los conocimientos transmitidos.

Finalmente quisiera agradecer a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme formado como profesionista y en especial a la Facultad de Ingeniería, que me ha dado la oportunidad de consolidarme académicamente y de la cual es un orgullo ser egresado.

Rogelio Cordova Zarate.

Agradecimientos.

Este momento en el que culmino una de las etapas más importantes y satisfactorias de mi vida quiero expresar mi más grande agradecimiento a mis padres Patricia Balderas y Enrique Arriaga porque además de brindarme la oportunidad de obtener una formación académica, han sido ustedes los artífices de mi vida con sus ejemplos, sus enseñanzas y sus valores, se los agradezco porque sin las valiosas herramientas que me otorgaron: la humildad, el respeto, la honestidad, la responsabilidad, la perseverancia y el sentido del hacer las cosas de la mejor manera, no hubiera logrado este éxito que es suyo.

Agradezco profundamente el sacrificio que han hecho por mi y sé que toda la vida estaré en deuda con ustedes, pero sepan que éste y los futuros éxitos en mi vida son dedicados a ustedes; son mi manera de compensar de alguna manera su dedicación y arduo esfuerzo. Gracias padres porque hoy todo lo que soy, lo soy por ustedes.

Agradezco también a mi hermana Perla ser el mejor ejemplo a seguir, siempre le estaré agradecido porque sin su ayuda no habría alcanzado esta meta, de igual manera le expreso mi más sincera gratitud por el apoyo incondicional que ha sido siempre para mi y que sé bien seguirá siéndolo.

A los Balderas les doy las gracias porque cada uno de ustedes me ha enseñado distintas cosas y porque todos me regalaron la oportunidad de tener una divertida y emocionante vida en familia, les agradezco infinitamente toda la confianza depositada en mi, expreso un agradecimiento especial a mi tío Martín Servín, nunca olvidaré que fuiste el primero en apostarle al "caballo flaco", después de todo creo que no te fallé... Sólo por si hiciera falta, les regalo un motivo más para juntarnos y festejar.

Los años que estuve en la Facultad de Ingeniería no habrían sido los mismos de no ser por mis amigos, integrantes del Atlético Banana F.C.: Zamora, Toño, Carlitos, Beto, Tania, Memo, Alma, Barlos, Jairo y Yudel que hicieron de cada semestre una experiencia inigualable, de cada clase una broma y de cada viernes una juerga. Por lo anterior, les agradezco a ustedes su confianza, espero poder seguir contando con ustedes y con su invaluable amistad.

Muchas gracias a ti Rosko, por brindarme tu confianza para realizar este proyecto que nos costó tiempo y esfuerzo y del que estoy orgulloso de presentar contigo, porque además de ser un compañero de carrera y de tesis, eres un amigo en el que puedo confiar y con el que puedo contar en las buenas y en las malas. Gracias Rogelio, deseo de corazón que siempre tengas éxito en todo lo que te propongas.

Al M.C. Heron Gachuz por habernos guiado durante la elaboración de esta tesis con sus consejos y recomendaciones, por el tiempo y esfuerzo que dedicó a este trabajo, por compartir con nosotros sus conocimientos y por su valiosa colaboración sin la cual no hubiéramos podido llevar a buen término ésta tesis le extiendo mi más sincero agradecimiento.

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

Erick R. Arriaga Balderas.

Índice

	Página
Agradecimientos.	i
I. Aspectos Geológicos y de Ingeniería en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	1
I.1 Aspectos Geológicos.	2
I.1.1 Clasificación geológica.	2
I.1.2 Clasificación de porosidad.	3
I.1.3 Clasificación por almacenamiento.	5
I.1.4 Interacción Matriz / Fracturas.	6
I.2 Aspectos de Ingeniería.	9
I.2.1 Fuentes directas de información.	10
I.2.2 Fuentes de información indirecta.	11
Referencias.	13
II. Métodos Térmicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	14
II.1 Métodos térmicos de recuperación.	15
II.2 Mecanismos para la recuperación de aceite bajo la Inyección de Vapor.	16
II.2.1 Inyección de Vapor Cíclica.	18
II.2.2 Inyección de Vapor Continua.	21
II.3 Mecanismos de recuperación de aceite generando calor en el yacimiento.	24
II.3.1 Combustion In – Situ.	24
II.4 Mecanismos de recuperación de aceite inyectando fluidos calientes.	29
II.4.1 Inyección de Agua Caliente.	29
II.5 Métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados.	30
II.5.1 Conceptos básicos.	32
II.5.2 Mecanismos de Recuperación de Aceite en YNF durante la Inyección de Vapor.	32
II.5.2.1 Mecanismos de expulsión del aceite de la matriz a las fracturas durante la Inyección de Vapor en YNF.	33
II.5.2.2 Mecanismos de desplazamiento de aceite a través de un sistema de fracturas al pozo productor durante la Inyección de Vapor en YNF.	39

II.5.3 Mecanismos de recuperación de aceite en YNF durante la Combustion In – Situ.	42
II.5.4 Mecanismos de recuperación durante la Inyección de Agua Caliente en YNF.	48
II.6 Ejemplo de aplicación de un método térmico en un YNF.	52
II.6.1 Piloto de la Inyección de Vapor al campo Qarn Alam.	54
II.6.2 Factores de incertidumbre en el desarrollo del campo.	54
II.6.3 Opciones de desarrollo e instalaciones superficiales para el campo.	55
Referencias.	56
III. Métodos Miscibles en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	57
III.1 Conceptos y fundamentos de miscibilidad.	60
III.1.1 Condiciones de fase en el yacimiento.	60
III.1.2 Presión de miscibilidad.	62
III.1.3 Métodos de laboratorio.	64
III.1.4 Correlaciones para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).	66
III.2 Inyección de Dióxido de Carbono.	68
III.2.1 Introducción	68
III.2.2 Variaciones básicas en el proceso de Inyección de CO ₂ .	70
III.2.3 Propiedades del CO ₂ .	71
III.2.4 Operación técnica.	72
III.3 Inyección de Nitrógeno.	75
III.3.1 Introducción.	75
III.3.2 Operación técnica.	76
III.4 Inyección de LPG.	79
III.4.1 Introducción.	79
III.4.2 Operación técnica.	80
III.5 Inyección de Alcohol.	81
III.5.1 Introducción.	81
III.5.2 Operación técnica.	82
III.6 Desplazamiento miscible en yacimientos naturalmente fracturados.	84
III.6.1 Introducción.	84
III.6.2 Conceptos básicos durante el desplazamiento miscible en YNF.	85
III.6.3 Mecanismos de Difusión, Gravedad y Convección.	88

III.7 Ejemplo de aplicación de un desplazamiento miscible en un YNF.	91
III.7.1 Geología.	91
III.7.2 Explotación Primaria y Secundaria.	92
III.7.3 Estudio de factibilidad del CO ₂ .	93
III.7.4 Planes para la implementación en campo.	94
III.7.5 Implementación del proceso.	94
Referencias.	97
IV. Métodos Químicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	98
IV.1 Inyección de Polímeros.	98
IV.1.1 Introducción.	98
IV.1.2 Fundamentos.	99
IV.1.3 Operación técnica.	100
IV.1.4 Explicación teórica del comportamiento de flujo anormal de algunas soluciones poliméricas.	103
IV.2 Inyección de Alcalinos.	104
IV.2.1 Introducción.	104
IV.2.2 Entrampamiento del aceite residual.	105
IV.2.3 Mecanismos de desplazamiento en la Inyección de Alcalinos.	106
IV.2.4 Operación técnica.	111
IV.3 Inyección de Surfactantes.	113
IV.3.1 Introducción.	113
IV.3.2 Requerimientos de diseño.	114
IV.3.3 Operación técnica.	115
IV.4 Métodos químicos en yacimientos naturalmente fracturados.	118
IV.4.1 Generalidades.	118
IV.4.2 Soluciones poliméricas en rocas fracturadas.	122
IV.4.3 Soluciones surfactantes en rocas fracturadas.	126
IV.5 Ejemplo de aplicación de Inyección Química en un YNF.	129
IV.5.1 Introducción.	129
IV.5.2 Características del yacimiento.	129
IV.5.3 Historia.	130
IV.5.4 Diseño.	131
IV.5.5 Pruebas de inyección.	132
IV.5.6 Optimización del proyecto.	132
IV.5.7 Funcionamiento.	133

IV.5.8 Respuesta del yacimiento.	135
IV.5.9 Rompimiento del polímero.	136
Referencias.	137
V. Otros Métodos de Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.	138
V.1 Inyección Microbial en YNF.	138
V.1.1 La ciencia de la Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR).	140
V.1.2 Efecto de la permeabilidad de matriz en el funcionamiento de una Inyección Microbial en un sistema fracturado.	141
V.1.3 Efecto del ángulo de fractura en el funcionamiento de una Inyección Microbial en un sistema fracturado.	141
V.1.4 Efecto de la Inyección Microbial en la caída de presión a través del sistema fracturado.	143
V.1.5 Inyección Microbial como recuperación terciaria de sistemas fracturados.	143
V.2 Inyección de Agua en YNF.	144
V.2.1 Efectos del tipo de inyección.	149
V.2.2 Efectos del ritmo de Inyección de Agua en rocas fracturadas.	150
V.3 Inyección de Agua y Gas Alternada (WAG) en YNF.	152
V.3.1 Mecanismos de recuperación.	152
V.3.2 Operación técnica.	153
Referencias	155
VI. Conclusiones y Recomendaciones.	156
Apéndice A	159
Bibliografía	164

Capítulo I. Aspectos Geológicos y de Ingeniería en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces. Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de yacimiento siliciclástico, lo que complica el aparentemente simple comportamiento de la producción dominado por la matriz. Los yacimientos naturalmente fracturados han sido encontrados en areniscas, carbonatos, lutitas, formaciones que contienen cristales de cuarzo, rocas de arcillas y arenas de grano fino, rocas de basamento, etc. El porcentaje total de porosidad va de un rango muy pequeño a altos rangos de porosidad. Además, las fracturas naturales constituyen el factor de producción principal en una amplia gama de yacimientos menos convencionales, incluyendo los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM), los yacimientos de gas de lutitas y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica.

Si bien las fracturas naturales desempeñan un rol menos importante en los yacimientos tales como las turbiditas frustrando los intentos para calcular las reservas recuperables y predecir la producción con el tiempo en forma precisa. Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima de manejo de yacimientos; tarde o temprano, es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada.¹ El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las facturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros. Es probable que los equipos a cargo de los activos de las compañías nunca lleguen a extraer los hidrocarburos originalmente considerados recuperables porque, sin comprender el impacto de las fracturas naturales sobre el comportamiento de la producción, no habrán preparado adecuadamente el campo para la aplicación de técnicas de recuperación secundaria.

I.1 Aspectos Geológicos.

Stearns define una fractura natural como una discontinuidad plana macroscópica que resulta de los esfuerzos que exceden la fuerza de ruptura de la roca. Estas fracturas pueden tener un efecto positivo, neutro o negativo en el flujo de fluidos. Si el efecto de estas fracturas se considera insignificante, se puede tratar al yacimiento desde una perspectiva geológica y una ingenieril, como un yacimiento “convencional”².

Para yacimientos donde las fracturas tienen un efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluidos, resulta de gran importancia tener conocimiento de la magnitud y dirección de los principales esfuerzos; azimut, echado, espaciamiento y apertura de las fracturas, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, tanto en la matriz como en la fractura. Esta información ayuda en el cálculo de la distribución de hidrocarburos entre la matriz y las fracturas, y la capacidad de flujo de los pozos.

En adición a las propiedades, tanto de la matriz como de la fractura mencionadas, el Dr. Roberto Aguilera³ recomienda: (1) Clasificar el yacimiento desde un punto de vista geológico teniendo en mente que las fracturas pueden ser tectónicas, regionales o de contracción, (2) Evaluar el sistema de porosidad, (3) Cuantificar la capacidad de almacenamiento relativa de hidrocarburos de la matriz y de las fracturas, y (4) Tener una idea clara con respecto a la interacción existente entre la matriz y las fracturas.

1.1.1 Clasificación geológica. Desde un punto de vista geológico las fracturas pueden ser clasificadas como tectónicas (convergentes, divergentes y transformantes), regionales, de contracción (diagenéticas) y las encontradas en superficie. Históricamente la mayoría de la producción ha sido obtenida de fracturas tectónicas. A la hora de desarrollar y modelar los yacimientos fracturados, la capacidad de comprender y predecir las características de los sistemas de fracturas es esencial. La complejidad de los sistemas de fracturas naturales se capta en los métodos descriptivos, genéticos y geométricos que los geocientíficos emplean para clasificar las fracturas naturales. El conocimiento de los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido en forma diferente. Para apreciar los esquemas de clasificación comunes, se necesita un conocimiento básico de cómo se desarrollan las fracturas naturales. No

obstante, para adquirir ese conocimiento se requiere algo más que la amplia observación de las fracturas naturales; es necesario vincular esas observaciones con datos de experimentos de laboratorio controlados. En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalla) que se forman con la cizalla paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada.

1.1.2 Clasificación de porosidad. Es posible realizar estimaciones preliminares de las características productivas de los tipos de porosidad en yacimientos comunes siguiendo una clasificación propuesta por Coalson y otros autores⁴. En esta clasificación, las clases de porosidad son definidas primero por la geometría de los poros, y en segundo lugar por el tamaño de los mismos. Incluidas en la geometría están las siguientes categorías generales de poros: ítergranular, ítercristalina, vúgulos y fracturas. La combinación de cualquiera de ellos puede dar origen a un comportamiento de doble porosidad, o incluso, a una multi porosidad.

- ✓ Porosidad ítergranular. Esta sucede durante el proceso de sedimentación y se rellena con cemento o con matriz micrítica (o vacía). Es un tipo de porosidad primaria, típica de areniscas y carbonatos, caracterizada por presentar buena conectividad y permeabilidad (Figura 1.1). En este tipo de arreglos la porosidad efectiva (ϕ_{efe}) es casi equivalente a la porosidad absoluta (ϕ_{abs}).

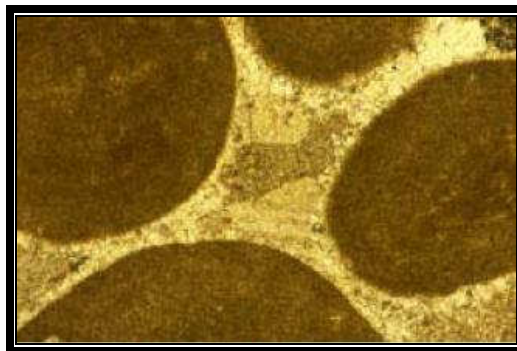


Figura 1.1 Porosidad Ítergranular

- ✓ Porosidad ítercristalina. Tipo de porosidad secundaria, es la más general en muchos depósitos. Se da sobre todo en dolomitas, es asociada al proceso de dolomitización (Figura 1.2).

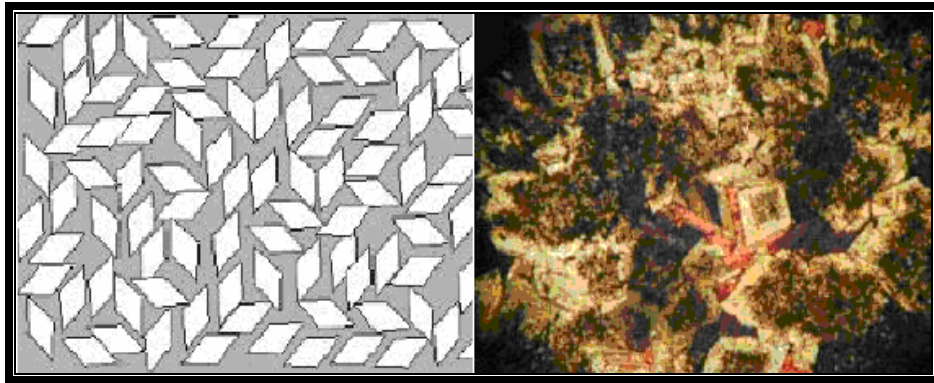


Figura 1.2 Porosidad Íntercristalina

- ✓ Porosidad de vgulos. Este tipo de porosidad se da principalmente en rocas carbonatadas y es resultado de los procesos de deposición y/o por la disolución de material calcáreo (Figura 1.3).

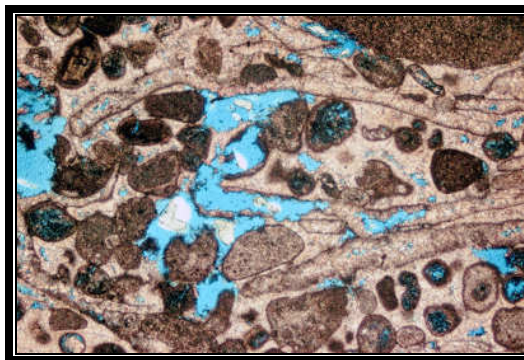


Figura 1.3 Porosidad de vgulos

- ✓ Porosidad de fractura. Porosidad resultante como consecuencia de las aperturas ocasionadas por el rompimiento o resquebrajamiento de una roca que aunque porosa no permite el paso de fluidos a través de sus poros. Se da en cualquier roca que sea frágil a los esfuerzos, o bien por reducción de volúmenes debido a enfriamiento. Esta se presenta en etapas diagenéticas avanzadas.

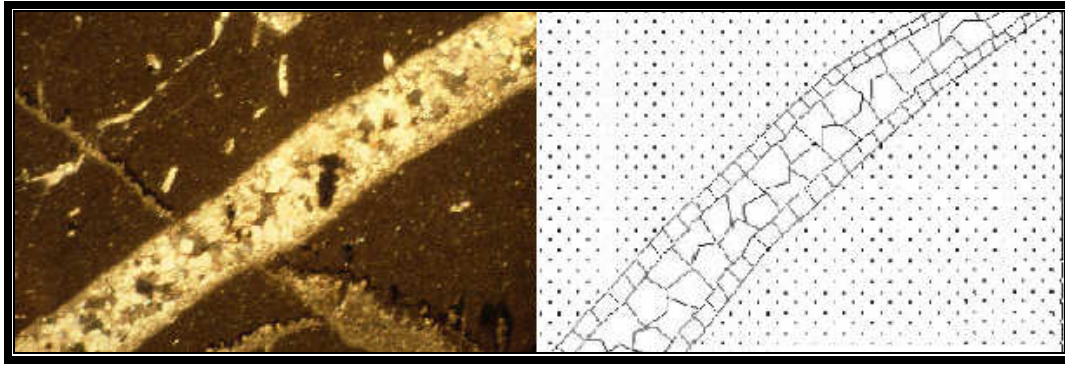


Figura 1.4 Porosidad de Fractura

Como ya se mencionó, la geometría de los patrones de porosidad determina, por un lado, la intensidad de los flujos sub – superficiales de las sustancias a través de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) y, por el otro, su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. La apertura, distribución y conectividad de los patrones de fracturas y cavidades, conjuntamente con la permeabilidad de las rocas, son de importancia primordial para la intensidad de flujo, mientras que la morfología, el diámetro efectivo y la continuidad de los poros, son rasgos decisivos para la capacidad de almacenamiento.

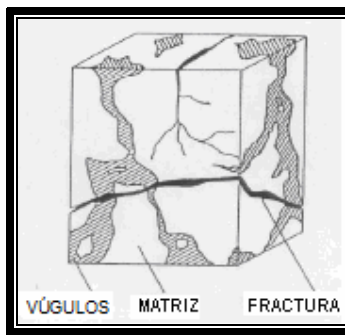


Figura 1.5 Tipos de Porosidad

1.1.3 Clasificación por almacenamiento. Desde un punto de vista de almacenamiento, Aguilera R. (1998)⁵ establece que los yacimientos fracturados pueden ser clasificados como Tipo A, B o C. Muchos yacimientos que de otra manera serían no productivos, son comerciales gracias a la presencia de fracturas.

- En yacimientos de Tipo A la mayoría de los hidrocarburos almacenados están en la porosidad de la matriz y una pequeña cantidad se encuentra en las fracturas.

La matriz, típicamente tiene una baja permeabilidad, mientras que las fracturas naturales tienden a tener una permeabilidad mucho más grande.

- En los yacimientos de Tipo B aproximadamente la mitad de los hidrocarburos almacenados están en la matriz y la otra mitad en las fracturas. La matriz es estrecha y las fracturas son más permeables que la matriz.
- En yacimientos Tipo C el hidrocarburo almacenado se encuentra en las fracturas y no existe aportación de la matriz. Por lo tanto en este caso las fracturas proveen, tanto el almacenamiento, como la capacidad para lograr una producción comercial y rentable.

La siguiente tabla muestra algunos rangos de recuperación basados en la experiencia de trabajo de R. Aguilera⁶ en el ramo de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) durante 30 años. Estas estimaciones de recuperación de aceite son presentadas para diferentes mecanismos de recuperación y diferentes tipos de yacimientos fracturados.

Mecanismo de Recuperación	Tipo de Yacimiento		
	A	B	C
Agotamiento natural	10 – 20	20 – 30	30 – 35
Agotamiento natural más Inyección de Gas	15 – 25	25 – 30	30 – 40
Agotamiento natural más Inyección de Agua	20 – 35	25 – 40	40 – 50
Agotamiento natural más Inyección de Agua e Inyección de Gas	25 – 40	30 – 45	45 – 55
Segregación Gravitacional con contracorriente	40 – 50	50 – 60	> 60
Agotamiento natural con Empuje de Agua	30 – 40	40 – 50	50 – 60
Agotamiento natural con Empuje por Casquete de Gas	15 – 25	25 – 35	35 – 40
Agotamiento natural con Empuje de Agua y Casquete de Gas	35 – 45	45 – 55	55 – 65

Tabla 1. Típicas recuperaciones de aceite de YNF como porcentaje del aceite original

1.1.4 Interacción Matriz / Fracturas. Los núcleos proveen un excelente punto de partida de información directa para determinar el tipo de interacción que puede ser anticipada entre la matriz y las fracturas. La mayoría de los yacimientos, si no todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería de dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento, como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Por otra

parte, las fracturas no siempre conducen fluido; a menudo constituyen barreras para el fluido. Los YNF se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas, como de la matriz. Nelson R. A.⁷ ha identificado cuatro tipos de variación en YNF.

- En los yacimientos Tipo 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad.
- Los yacimientos de Tipo 2 poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad.
- Los yacimientos de Tipo 3 poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.
- En los yacimientos Tipo 4 las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa, si no que, por el contrario suelen construir barreras para el flujo.

El grado de flujo entre la matriz y las fracturas dicta cual de los típicos problemas de producción pueden presentarse, así como también determina el nivel de recuperación que puede esperarse. Nelson también identificó grado, tipo y flujo con sus implicaciones; estas se muestran en la siguiente tabla.

Tipo de Yacimiento	Problemas y Oportunidades
Tipo 1. Productividad esencialmente derivada solo de porosidad y permeabilidad de las fracturas.	<ul style="list-style-type: none">▪ Es necesaria una alta intensidad de fracturas o una alta porosidad de fractura para considerar un yacimiento rentable.▪ Podría resultar en un anticipado rompimiento de agua cuando es gobernado por la conectividad vertical y el tamaño de la fractura.▪ El flujo de agua es frecuentemente acompañado por una rápida declinación del aceite.▪ Las fracturas pueden generar producción de la roca de una manera improductiva, esto es porque el aceite original en la matriz es difícil de producir y no aporta gran cantidad de aceite a las fracturas.▪ La determinación de la porosidad de fractura

	<p>es crítica en la determinación de la recuperación.</p>
<p>Tipo 2. La permeabilidad del yacimiento está dada por las fracturas. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en la matriz y en las fracturas pero las fracturas contribuyen principalmente al flujo.</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ La eficiencia de recuperación primaria y secundaria es altamente dependiente del grado de exposición que tenga la matriz con el sistema de fracturas.▪ Posible rompimiento anticipado de agua y rápida declinación del aceite.▪ La intensidad y la inclinación de las fracturas deben ser conocidas antes de llevar a cabo el desarrollo.▪ Las fracturas mejoran la productividad de yacimientos con poca comunicación▪ La determinación de la heterogeneidad y permeabilidad de fractura es crítica en la obtención de parámetros efectivos y recuperación potencial.
<p>Tipo 3. La productividad de una matriz permeable es mejorada con la permeabilidad de fractura adicional.</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Puede haber respuestas poco comunes en la recuperación secundaria.▪ Podría resultar complicado reconocer o detectar el sistema de fracturas.▪ Las fracturas pueden mejorar las oportunidades comerciales.▪ La determinación de la heterogeneidad y permeabilidad de fractura es crítica en la obtención de parámetros efectivos y recuperación potencial.
<p>Tipo 4. Las fracturas no contribuyen a la porosidad o permeabilidad, pero actúan como barreras de flujo.</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ Pobre recuperación debido a que el yacimiento presenta cierta disociación.▪ Si es apropiadamente planeado, el desarrollo de campo puede ser optimizado.▪ Puede tener una pobre recuperación secundaria debido a su disociación.

Tabla 2. Tipos de Yacimiento e Implicaciones en cuanto al origen de su productividad

Para que la clasificación de YNF resulte válida, se debe conocer tanto el sistema de fracturas naturales como el sistema de matriz de un yacimiento, además de la compleja interacción de flujo entre esos sistemas. Muchos son los factores que afectan el flujo de fluidos en un YNF, incluyendo la orientación de los esfuerzos, las direcciones de las fracturas naturales, si las fracturas están rellenas de minerales o son abiertas, las

propiedades y fases de los fluidos del yacimiento, y la historia de producción e inyección del campo. Si bien muchos de estos factores no pueden ser controlados, algunos problemas pueden mitigarse. Por lo tanto, las estrategias de desarrollo de campos petroleros pueden ajustarse a los sistemas de fracturas naturales para optimizar la producción y la recuperación. Cuanto antes se adquiera este conocimiento, más preparados estarán los equipos a cargo de los activos de las compañías para tomar decisiones importantes relacionadas con el manejo de campos petroleros en las primeras etapas de su desarrollo.

Otra clasificación de YNF fue elaborada por Allan y Sun, en base a la permeabilidad y porosidad de matriz y de fractura, de la cual se obtuvieron 4 tipos de yacimientos fracturados que se muestran en la siguiente tabla⁸.

Tipo	Descripción de la matriz.	Descripción de la fractura
I	Baja k y baja Φ	Alta k y alta Φ
II	Baja k y media Φ	Alta k y media Φ
III	Baja k y alta Φ	Alta k y baja Φ
IV	Alta k y alta Φ	Alta k y alta Φ

Tabla 3. Clasificación de los yacimientos naturales fracturados de Allan y Sun

I.2 Aspectos de Ingeniería.

Los aspectos de ingeniería marcan primordialmente una evaluación cuantitativa de los YNF. Esta cuantificación engloba disciplinas como la Geofísica, Geología e Ingeniería. Algunas metas clave son la estimación del volumen original de hidrocarburos, predicción de gastos de producción y una mayor recuperación económica.

La caracterización de los YNF y las evaluaciones de ingeniería proveen una, directa o indirecta, fuente de información. La determinación de unidades de flujo es una parte importante de la caracterización. Fuentes directas de información incluyen núcleos, recortes de perforación, fotografías y videos del fondo del pozo, mientras que las fuentes indirectas incluyen afloramientos, historia de perforación, control de los niveles

de lodo, registros convencionales y especializados de pozos, información sísmica (preferentemente 3D), pruebas de variación de presión y la historia de producción.

1.2.1 Fuentes directas de información. Resultan de gran importancia porque permiten y determinar las fracturas categóricamente.

- *Núcleos.* Estos representan la fuente más importante de información directa. Un estudio enfocado a núcleos naturalmente fracturados debe comenzar en el pozo. Los núcleos deberían de ser preservados de la mejor manera posible, preferentemente cubriéndolos con una manga elástica y colocarlos en bolsas herméticas. Esto ayuda a prevenir pérdidas de fluidos del yacimiento y/o deshidratación del núcleo.

Un buen análisis debería incluir al menos las siguientes evaluaciones:

- ✓ Descripción del tipo de fracturas
- ✓ Densidad del grano
- ✓ Parámetros petrofísicos m y n (m en condiciones simuladas de sobrecarga)
- ✓ Evaluación completa de la porosidad y la permeabilidad (a condiciones de laboratorio y algunas muestras simuladas a presión de sobrecarga)
- ✓ Análisis rutinario de núcleos
- ✓ Determinación de presiones capilares y permeabilidades relativas
- ✓ Determinación de la mojabilidad en un núcleo preservado
- ✓ Recuperación por imbibición si se demuestra que la roca es mojada por agua
- ✓ Pruebas mecánicas: Módulo de Young, Relación de Poisson, análisis de esfuerzos máximos, compresibilidad de la matriz y de las fracturas
- ✓ Análisis de láminas delgadas
- ✓ Análisis SEM (microscopio electrón)
- ✓ Espectrometría de rayos gamma y velocidad sónica
- ✓ Solubilidad
- ✓ Determinación no destructiva de la permeabilidad con un perfil de declinación de presión
- ✓ Microsimulación del núcleo fracturado

- *Recortes de perforación.* Consecuentemente los yacimientos pueden ser naturalmente fracturados incluso si los recortes no muestran ninguna fractura. Hews, indicó que hay casos en los que los recortes pueden proveer información muy útil con respecto a las fracturas⁹. El indica que con muestra mojadas, las texturas internas incluyendo las fracturas y brechas, son más aparentes. Muestras secas son mejores para observar alguna porosidad que puede ser asociada al plano de fractura. “Bajo estas circunstancias resulta prudente examinar los recortes pensando en términos de fracturas naturales”. Los cristales en la cara de la fractura pueden ser indicio de una muy efectiva porosidad de fractura, las secciones delgadas de los recortes pueden también proveer evidencia de fracturas naturales. Microfracturas cementadas en las secciones delgadas pueden ser extensiones de fracturas abiertas.
- *Cámaras en el fondo del agujero.* Fotos y video pueden proporcionar información directa como: fracturas naturales, afallamientos, capas estratigráficas y tamaño y forma del agujero.

I.2.2 Fuentes de información indirecta. Estas incluyen afloramientos, historia de perforación, registros de lodo, registros convencionales y especializados de pozo, información sísmica (preferentemente 3D), información de presión e historia de producción.

- *Afloramientos.* Utilizar la información de afloramientos para caracterizar los patrones de fractura de un yacimiento resulta limitada por los esfuerzos que sufre la roca cuando esta sale a superficie. Cuando los afloramientos son evaluados correctamente llegan a suministrar una cantidad significativa de información valiosa en exploración de plays y durante el desarrollo del yacimiento. Además proporciona información en el espaciamiento, conectividad y orientación de las fracturas con relación a la estructura y a la estratigrafía.
- *Historia de perforación.* Su información contribuye con muestras de hidrocarburos, perdidas de lodo y velocidades de penetración. Las perdidas de lodo pueden llegar a ser asociadas con fracturas naturales, vóculos, cavernas y fracturas inducidas. Las velocidades de penetración se incrementan significativamente mientras se perforan estratos con porosidad secundaria.

- *Registros de pozos.* Los registros son poderosos indicadores de fracturas en algunos yacimientos. Para determinar donde se localizan las fracturas, desde un punto de vista cualitativo, se pueden utilizar los siguientes registros: tiempo de tránsito, perfiles de sísmica vertical, caliper, resistividad, dipmeter, borehole televiewer, potencial espontáneo, densidad, gravimetría del agujero y registros de temperatura y ruido. De análisis cuantitativos como son los registros de imagen, se puede determinar la orientación de las fracturas, ángulo, espaciamiento, conectividad, apertura de las fracturas y permeabilidad.

Análisis cuantitativos pueden también ser conducidos para una estimación de la porosidad de las fracturas mediante el uso de modelos de doble porosidad, los cuales se basan en la observación del exponente de porosidad de las fracturas (m_f), que debe ser cercano a 1.0, este es mucho más pequeño que el exponente de porosidad de la matriz (m_b), mientras que el exponente del sistema de doble porosidad (matriz + fracturas y/o vórgulos), m , varía entre el valor de m_f y m_b .

- *Información sísmica.* Importantes avances pueden ser obtenidos en tecnología de sísmica 3D que permite en algunos casos la determinación de la orientación de la fractura, anisotropía, densidad de la fractura así como el tipo de fluido (aceite, gas o agua) que podría estar presente en el yacimiento.
- *Pruebas de variación de presión.* Pruebas modernas a formaciones pueden proporcionar información vertical que no puede ser detectada por una prueba estándar. Múltiples pruebas pueden mostrar la presencia o ausencia de interferencia vertical en un pozo con agujero descubierto.

Una prueba propiamente diseñada y supervisada puede suministrar valiosa información que incluye la permeabilidad de la fractura, la porosidad de la fractura y el espaciamiento de la fractura, además de los parámetros usualmente estimados como son: el radio de investigación, presiones extrapoladas, etc.

- *Historia de producción.* Si de núcleos, la permeabilidad de una formación es de 0.1 md, y el pozo produce 1000 [bpd] se puede inferir que la relación de producción es resultado de algún tipo de porosidad secundaria, incluyendo fracturas. El rompimiento prematuro de agua o gas en proyectos de recuperación secundaria pueden también indicar la presencia de fracturas naturales.

Referencias.

-
- ¹ Nelson, R. A.; "Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction". Geologic Analysis of Fractured Reservoirs. 2da. Ed Woburn, Massachusetts EUA. Gulf Professional Publishing. 2001.
 - ² T.Bratton, D.V.Canh, N.V.Duc "la Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados" Paper Schlumberger.
 - ³ Aguilera, R.; "Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs". Diciembre 1998
 - ⁴ Coalson, E. B., Hartmann, D. J., y Thomas, J. B.; "Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity Types", Boletín de la Sociedad de Geología del Sur de Texas, v. 15, No. 6. 1985.
 - ⁵ Aguilera, R.; "Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs". Diciembre 1998
 - ⁶ *Ibid em.*
 - ⁷ Nelson, R. A.; "Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction". Geologic Analysis of Fractured Reservoirs. 2da. Ed Woburn, Massachusetts EUA. Gulf Professional Publishing. 2001.
 - ⁸ Allan, J., Q. Sun; "Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons learned from 100 Fracture Fields" Paper SPE 84590
 - ⁹ Aguilera, R.; "Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs". Diciembre 1998

Capítulo II. Métodos Térmicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Existen dos categorías de métodos térmicos: aquellos en los cuales el calor es producido en superficie (Inyección de un Fluido Caliente) y aquellos en los cuales el calor es creado en la formación (Combustión In – Situ). En el primer caso el fluido inyectado transmite el calor producido, mientras que en el segundo caso el fluido inyectado es uno de los reactivos incluidos en una reacción exotérmica que toma lugar en el yacimiento. Hay una diferencia básica entre los dos métodos, a partir de que el calor suministrado tiende a fluir desde la zona calentada, es evidente que la pérdida de calor será mucho mayor en el primer caso que en el segundo.

En el primer caso los fluidos inyectados, a su máxima temperatura, inicialmente entran en contacto con la zona barrida y hay por consecuencia una significativa pérdida de calor. En el segundo caso, el calor sólo se libera exactamente donde es necesario, esto es, donde el aceite será desplazado. Por esta razón la aplicación de la inyección de fluidos a alta temperatura es esencialmente dependiente de su eficiencia térmica. Esta depende de las pérdidas de calor, tanto de la inyección al fondo, como de las pérdidas originadas por diseminación a formaciones adyacentes.

La eficiencia térmica de varios métodos puede ser mejorada mediante la recuperación de parte del calor entrampado en la formación o en rocas próximas a esta. Por ejemplo, el proceso de combustión, puede ser mejorado mediante la inyección simultánea de agua y aire. Otras posibilidades incluyen la aplicación por diferentes métodos, por ejemplo, la Inyección de Agua Fría después de un barrido parcial por Inyección de Vapor o mediante la Combustión In – Situ.

El factor común en todos los métodos térmicos es el incremento de la temperatura en alguna parte del yacimiento. Esto incluye mecanismos específicos que pueden mejorar el desplazamiento y la eficiencia de barrido, y por lo tanto incrementar los gastos de producción. Debemos, por lo tanto, considerar al inicio la influencia de la temperatura en la roca y en las propiedades de los fluidos, y a partir de esto el comportamiento dinámico de los fluidos; además de una breve consideración de los procesos térmicos que se incluyen en los métodos térmicos.

Cuando se analizan procesos de recuperación secundaria, el principal parámetro a tomar en consideración es la relación de movilidades (permeabilidad/viscosidad). Esta relación sirve para medir la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado (aceite); para aceites pesados, los valores de la relación de movilidad son tan altos que estos proyectos resultan ser poco rentables, primordialmente porque volúmenes significativos de agua deben de ser inyectados y entonces si los resultados se comparan con aceites crudos ligeros los resultados son muy distintos, donde no es necesaria la inyección de grandes volúmenes de agua para desplazar estos crudos. Esto es, por lo tanto razonable para estos aceites crudos, que cualquier técnica de recuperación debe de reducir la viscosidad del aceite crudo con el objetivo de incrementar su movilidad. La aplicación de calor es el método más fácil para reducir la viscosidad considerando que a menor viscosidad mayor será la movilidad del aceite a desplazar.

Antes de continuar revisaremos los conceptos básicos que incluyen los dos métodos de inyección actualmente aplicados, los cuales son: Inyección Cíclica de Vapor, coloquialmente llamado “huff and puff”, y la Inyección Continua o Steam Drive.

Un tercer método de inyección, Steam Generation in Wellbore (Generación de Vapor en el Fondo del Agujero), ha sido estudiado e implementado en pruebas desde 1973. Esfuerzos por implementar este método en una base comercial siguen aún en progreso.

II.1 Métodos térmicos de recuperación.

Las principales técnicas de recuperación para aceites pesados, de acuerdo a las densidades API, los rangos de aplicación son los siguientes:

- Estimulación Cíclica de Vapor <math><15^{\circ}</math> API
- Inyección de Vapor. 12° - 25° API
- Inyección de Agua Caliente. 20° - 25° API
- Combustión In – Situ. 8° - 36° API
- Calentamiento en el fondo.

Otros métodos incluyen conducción de calor o calentamiento en las fracturas, los cuales pueden ser aplicables en el caso de viscosidades extremas, es el caso en arenas impregnadas de brea o en formaciones delgadas como lutitas impregnadas de aceite. Sin embargo, estas técnicas no se considerarán en la presente investigación. De igual modo no se considerará estimulación con solventes, método que ha sido probado en campo con variados resultados. Hay sin embargo, otras técnicas que utilizan combinación de métodos por ejemplo, solventes o surfactantes con la Inyección de Vapor, explosivos, Gasificación In – Situ del aceite pesado, etc.¹⁰

Ahora explicaremos la mecánica de recuperación de aceites pesados por los métodos mencionados, y se resumirán resultados de campo para cada caso.

II.2 Mecanismos para la recuperación de aceite bajo Inyección de Vapor.

Es bastante claro el entendimiento, al menos en un sentido microscópico, que el proceso de Inyección de Vapor depende de los siguientes parámetros:

- Alteraciones en las propiedades de los fluidos. Estas son: cambios en el comportamiento de fase, densidades, viscosidades, composición, compresibilidades y relaciones PVT.
- Propiedades de la roca tales como; permeabilidad absoluta, porosidad, compresibilidad de la roca y los cambios a los que tienden estas propiedades con la Inyección de Vapor.
- Propiedades de la interacción roca – fluidos, estas incluyen saturaciones residuales (relacionadas con la mojabilidad, la tensión interfacial, etc.), permeabilidades relativas, presiones capilares; así como su dependencia con la temperatura.
- Propiedades térmicas de la formación y de los fluidos contenidos, tales como calores específicos, conductividades térmicas, coeficiente de expansión térmica y los cambios que se inducen a estos.

- El ambiente del yacimiento: relación del espesor de la formación y el espesor de interés (presencia de barreras lutíticas, etc.), heterogeneidad, propiedades de las capas superior e inferior, saturación inicial de aceite, temperatura y presión.
- Arreglo de pozos: forma y espaciamiento, localización y espesor del intervalo producción – inyección (terminación del pozo).
- Parámetros del control de operación, tales como: gastos de Inyección de Vapor, calidad del vapor, presión y temperatura de inyección, cantidad acumulada de inyección, etc.

El mecanismo de recuperación de aceite mediante Inyección de Vapor puede ser bien entendido si se considera al vapor a lo largo de un medio poroso que inicialmente contiene aceite y agua congénita. El aceite en la vecindad inmediata de la inyección es vaporizado y empujado hacia delante, una fracción del aceite no se vaporiza y se deja atrás, pero a una elevada temperatura debido al calor provisto por el vapor. El vapor que avanza eventualmente se condensa (debido a las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes) en agua a temperatura de vapor, por lo que se genera un banco de condensado caliente.

Este banco de agua caliente empuja el aceite al frente a medida que este se mueve, enfriándose a temperatura de yacimiento. A partir de aquí el proceso de desplazamiento continúa en un modo que podría ser semejante a la inyección convencional de agua. Es claro, entonces, que hay tres distintas zonas de flujo: 1.- La Zona de Vapor, 2.-La Zona de Condensado Caliente, 3.- El Banco de Aceite.

En resumen los puntos de interés de la Inyección de Vapor son:

1. Inyectar vapor con 80% de calidad para desplazar el aceite del yacimiento.
2. Reducción de la viscosidad y destilación del vapor.
3. Expansión térmica y suministro de presión para transportar el aceite hacia los pozos productores.

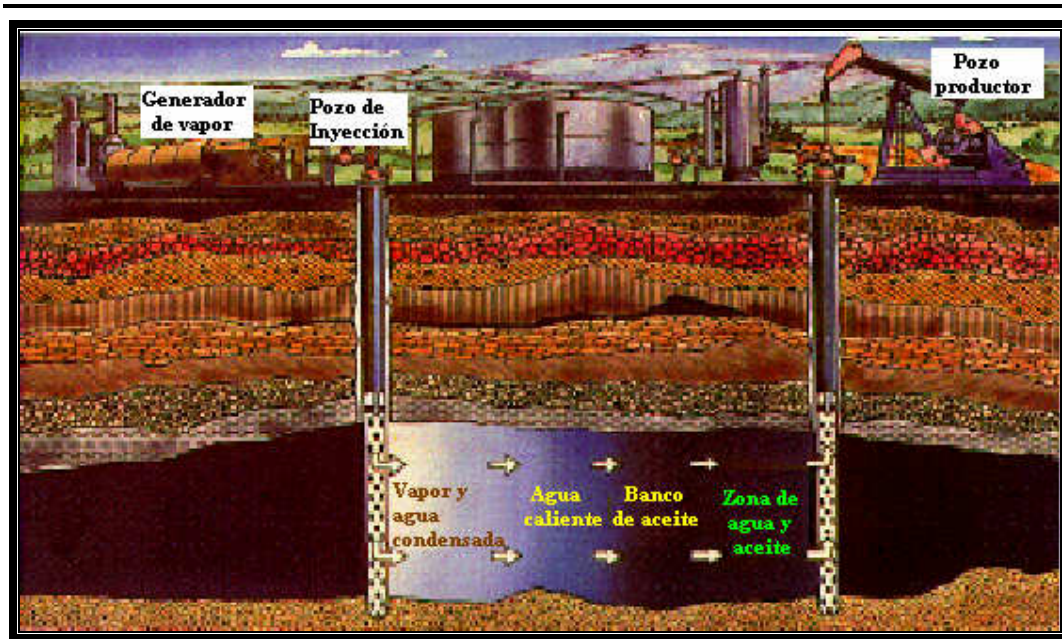


Figura 2.1 Ilustración de una Inyección de Vapor

II.2.1 Inyección de Vapor Cíclica.

Operación Técnica. Una típica Estimulación Cíclica de Vapor, o “huff and puff”, consiste de tres períodos en el mismo pozo, que son: Período de Inyección, Período de Cierre o de Inundación y Período de Producción.

Período de Inyección. Durante el período de inyección, el pozo es vaporizado al gasto de inyección más alto posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor, para un tiempo el cuál, en el caso de una prueba implementada en un área nueva, proveerá una estimación de la inyectividad de la formación y variación de inyectividad con el tiempo, el cual depende de las condiciones del yacimiento.

El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Este se canaliza a la formación mediante segregación gravitacional, el calentamiento del yacimiento mediante la Inyección de Vapor a altos gastos, y presiones, como es costumbre en la Estimulación Cíclica, es un fenómeno complejo. El vapor inyectado puede penetrar sólo una pequeña fracción del espesor total, quizá a las zonas altas, especialmente en formaciones gruesas. Al mismo tiempo, una partición de la formación puede ocurrir, como resultado de esto la zona calentada puede ser parecida a un disco. Es por esto que la conducción del calor del aceite que está en la parte baja ocurre, en adición al aceite calentado por convección dentro de la zona invadida. Donde el vapor penetra una zona

delgada, y no el espesor en su extensión, la mejor respuesta es obtenida cuando esta zona es tan cercana como es posible a la base de la formación. Es por esto que lo ideal es buscar una inyección preferencial en estratos de alta permeabilidad y en localizaciones con viscosidades altas.

Periodo de Cierre o de Inundación. Una vez que el volumen de vapor deseado es inyectado, el pozo es cerrado durante un tiempo determinado. La duración de cierre o del período de inundación dependerá de la cantidad de vapor inyectado.

Este período se realiza pretendiendo alcanzar un punto de condensación parcial del vapor para calentar la roca y los fluidos y conseguir una distribución de calor más uniforme. Durante los períodos de inyección y de inundación, hay una reducción significativa en la viscosidad del aceite original, posiblemente algunos centipoises a través de la zona de vapor. El aceite y el agua experimentan un proceso de expansión térmica, la cual es mayor en el primero, y se pretende mediante la liberación de gas, presurizar (compactar) las arenas, esto si no son disueltas.

Período de Producción. Inmediatamente antes de traer el pozo a producción, las arenas calentadas mediante el vapor presentan una alta movilidad para el aceite. A medida que la presión en la interfase de las arenas se reduce como resultado de la producción de los fluidos, distintas fuerzas actúan para expulsar aceite y otros fluidos hacia el pozo, el cual puede ser bombeado en caso de que no tenga la suficiente presión para elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

Si la presión del yacimiento es lo suficientemente alta, la relación de flujo será marcadamente mayor que el gasto original (producción en frío), esto como resultado del incremento en la movilidad del aceite. En caso de que la formación sea considerablemente delgada y además presente algunas barreras horizontales, el flujo de aceite caliente hacia el pozo es dominado por gravedad. A medida de que el aceite aligerado es producido, este es parcialmente reemplazado por el de la zona fría de la formación adyacente.

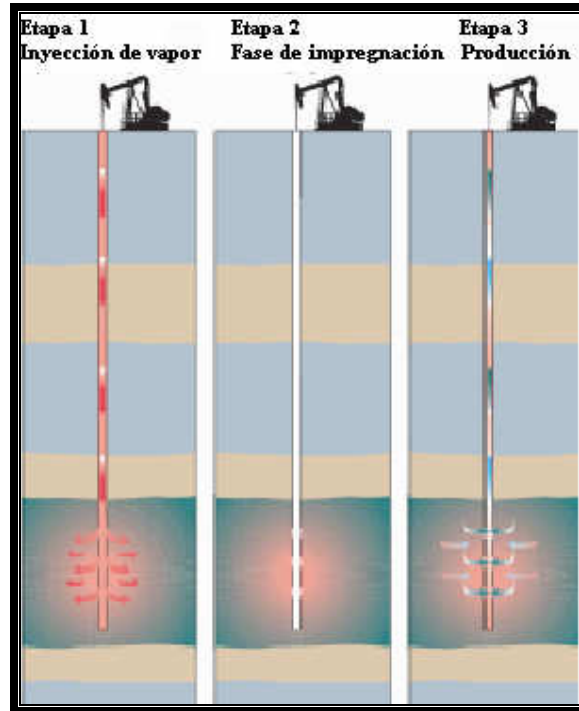


Figura 2.2 Ilustración de una Estimulación Cíclica

El efecto de calentar el yacimiento en la estimulación de la producción de aceite es complejo. No es solamente la reducción de la viscosidad en el aceite lo que mejora la producción, son también otros efectos, como cambios en la tensión superficial, que se manifiesta en cambios en la presión capilar, permeabilidad relativa, la mojabilidad, expansión térmica del aceite, incremento en el gas disuelto debido a la disminución de solubilidad a elevadas temperaturas, cambios en la composición del aceite a través del craqueo térmico a temperaturas por arriba de 345 a 400 °C, destilación del vapor y otros cambios debidos al calor.

Medición de la Eficiencia de la Inyección de Vapor Cíclica. Resulta obvio que un balance económico – energético debe ser realizado durante los procesos de recuperación térmica. Los principales indicadores de funcionamiento para monitorear un proceso de Inyección Cíclica de Vapor son:

Relación Vapor/Aceite. El volumen de agua requerido para elevar el vapor inyectado dividido por el volumen del aceite recuperado resultante es la relación vapor/aceite. Típicamente, relaciones vapor/aceite arriba de 6 bls./bls. @ c.s. ($6 \text{ m}^3/\text{m}^3$ @ tanque) no

son económicas. Sin embargo, los costos de combustibles locales son importantes en la determinación de los factores económicos.

Gasto de producción por día. El aceite total producido en un ciclo dividido por el tiempo de producción.

Gasto de Producción en un calendario día. El aceite total producido en un ciclo dividido por el tiempo total, incluyendo los períodos de inyección, cierre y tiempos de producción.¹¹

Resultados y características de yacimientos sometidos a un prueba de Inyección Cíclica de Vapor se muestran las Tablas 1 y 2 del Apéndice A.

II.2.2 Inyección de Vapor Continua.

Operación Técnica. La Inyección de Vapor Continua, o Steam Flooding, o Steam Drive es un proceso, donde el vapor es usado como agente desplazante muy similar al proceso de Inyección de Agua Caliente. La utilización de este método se basa en el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, muchos de los cuales, se encuentran fríos. Alta permeabilidad es deseable para tal método.

En este proceso a diferencia de la Inyección Cíclica, el vapor es inyectado continuamente dentro de uno o más pozos, usualmente los pozos se colocan en patrones regulares de esta manera el aceite es conducido hacia los pozos productores. Las zonas alrededor del pozo de inyección se calientan a la temperatura de saturación del vapor y estas zonas se expanden hacia los pozos productores.

Los principales efectos presentados con este método son: la reducción de la viscosidad del aceite en el yacimiento, así como la expansión por temperatura de los fluidos, además de otros efectos térmicos que pueden estar presentes; como la destilación de vapor, miscibilidad, variación de las permeabilidades relativas con la temperatura, etc. Bajo condiciones ideales se presentan tres zonas de interés en el yacimiento:

1. La Zona de Vapor, la cual se encuentra en la vecindad de los pozos inyectoros, la zona de vapor se encuentra a la misma temperatura que el vapor de inyección,

la saturación de aceite aquí es muy baja tal vez del orden de 20%, la temperatura disminuirá en el sentido del flujo del vapor y de acuerdo a la presión prevaleciente en la zona, las saturaciones se mantienen constantes, aunque la del aceite como se mencionó antes, es pequeña debido a la vaporización de sus componentes mas volátiles por el vapor, en esta zona existen tres fases pero solamente se encuentran fluyendo dos agua y vapor.

2. Zona de Agua Caliente, esta se encuentra delante de la zona de vapor y en esta zona un flujo de agua caliente toma lugar debido a la pérdida de calor. En esta zona los hidrocarburos previamente vaporizados se condensan al mismo tiempo que el vapor de inyección. La vaporización y condensación de los componentes más volátiles del aceite dependerá de su composición química. En esta zona el desplazamiento estará regido por el flujo de agua caliente.
3. Zona a Temperatura Original, es la última zona y ésta se encuentra a la temperatura original de la formación, en la cual el vapor perdió todo el calor y un flujo de agua fría se presenta.

El aceite y el agua de la condensación del vapor son removidos mediante los pozos productores. Debido a la viscosidad del aceite y a la densidad relativa del vapor, hay una fuerte tendencia para que el vapor no se disipe hacia las partes bajas en el yacimiento, esta tendencia limita la penetración del calor hacia zonas bajas y por lo tanto reduce la recuperación.

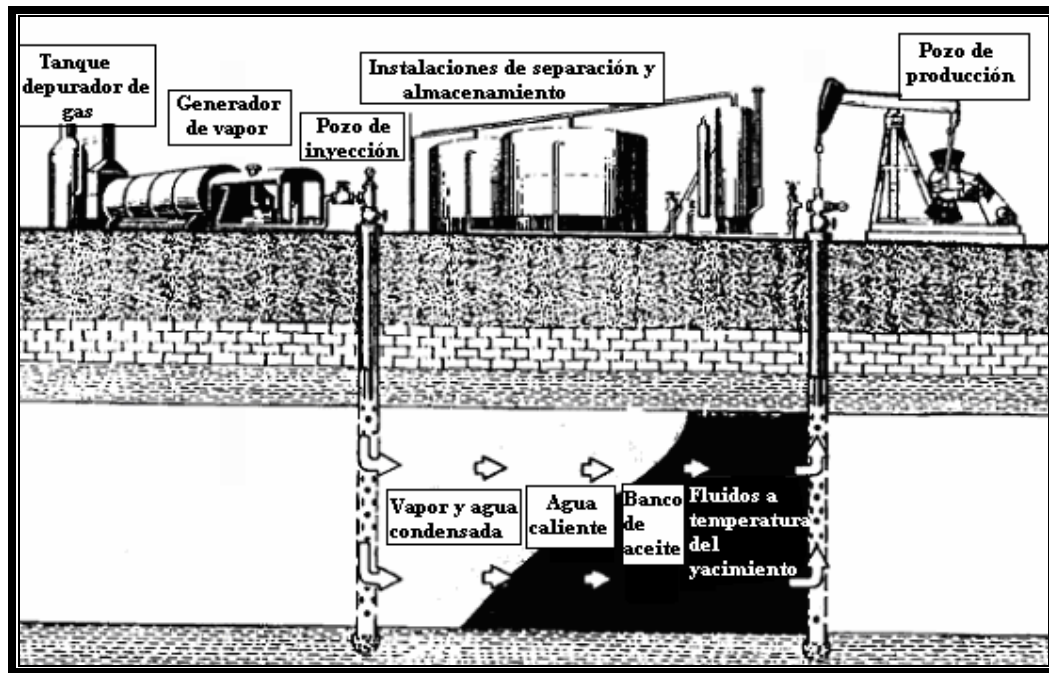


Figura 2.3 Ilustración de un proceso de Inyección de Vapor Continua

La recuperación total será entonces el aceite recuperado de estas tres zonas. La situación actual de la Inyección de Vapor Continua “Steam Flooding” es considerablemente diferente a lo mencionado en párrafos anteriores, el vapor tiende a segregarse hacia zonas superiores en formaciones gruesas.

La tendencia de segregación es el resultado de las bajas gravedades específicas del vapor y las altas permeabilidades al gas en las zonas altas de la formación. Es claro que a diferencia del proceso cíclico de Inyección de Vapor, el tiempo gastado en la Inyección de Vapor Continua es consecuentemente mucho mayor, mientras que el aceite en el lugar tiene que ser atrapado formándose un banco de aceite. En casos donde la saturación inicial de aceite es elevada, alta viscosidad puede necesitar Inyección Cíclica en los pozos productores en orden del menor flujo de resistencia.

Las Tablas en el Apéndice A muestran los resultados de Inyecciones de Vapor Continuas, con especial énfasis en las propiedades de la formación y los fluidos (Tabla 3) mientras que la Tabla 4 muestra los resultados obtenidos para los mismos proyectos.

Un factor más importante en las Tablas referidas es la Relación Aceite – Vapor (Tabla 4), en contraste con la Inyección Cíclica de Vapor, la más alta relación aquí es de 0.62

que es un valor bastante típico de la Inyección de Vapor Continua, donde grandes volúmenes de vapor son inyectados. La Inyección de Vapor Continua permite altos ritmos de inyección si es comparada con la Inyección Cíclica. Esta ventaja es compensada por la baja eficiencia térmica de la Inyección Continua. Sin embargo, la recuperación de aceite por Inyección Continua de Vapor es considerablemente alta, alcanzando valores cercanos al 50%.¹²

La eficiencia térmica de la Inyección Continua de Vapor, o Steam Flooding, puede ser mejorada mediante la Inyección de Agua Fría seguida de la terminación de Inyección de Vapor. Esto ayudará a la recuperación del calor contenido en la corriente arriba de la formación calentada y en el medio adyacente, el calor aquí suministrado al agua, será llevado entonces corriente abajo.

II.3 Mecanismos de recuperación de aceite generando calor en el yacimiento.

Otros métodos incluyen conducción de calor o calentamiento en la formación, los cuales pueden ser aplicables en el caso de viscosidades extremas.

II.3.1 Combustión In – Situ.

Operación Técnica. La Combustión In – Situ es un proceso de recuperación en el cual el calor es generado dentro del yacimiento por ignición del aceite de la formación y entonces se propagará el frente de combustión mediante la continua Inyección de Aire – *Dry Combustion* –. El proceso está basado en el principio de reducir la viscosidad del crudo dentro del yacimiento, con el objetivo de incrementar la movilidad del aceite y es aplicado para la recuperación de aceites pesados. El frente incendiado, o la zona de combustión creada, se moverá en la formación como una delgada banda, consumiendo o desplazando los fluidos encontrados frente del mismo hacia los pozos productores.

El calor generado dentro de la zona de combustión es transportado corriente abajo por los gases quemados, donde el término corriente abajo se referirá a la zona más cercana a los pozos productores, y es conducido a través del sistema roca – fluidos. Cierta proporción de calor, aproximadamente 30%, es transmitida hacia formaciones tanto inferiores como superiores, considerándose así por ser práctico. En vista de esto, la zona de combustión y el ritmo de generación de calor, el cual es proporcional a su

velocidad, debe ser tal que, a pesar de las pérdidas de calor, la temperatura quede arriba de la mínima temperatura de ignición del aceite crudo involucrado, de otra forma la zona de combustión se extinguirá.

La parte trasera de la zona de combustión consiste de arena limpia y quemada que se encuentra a temperatura elevada. El aire de inyección puede ser precalentado por la arena caliente por lo que ayudará a recuperar algo del calor almacenado en la arena previamente quemada y transportarlo corriente abajo para el frente de combustión donde es necesitado. Sin embargo, en vista de la baja capacidad calorífica (producto de masa y calor específico) del aire, el ritmo de recuperación de calor es bajo y mucho del calor contenido en la arena caliente es perdido hacia formaciones adyacentes. En la Figura 2.4 se muestra el proceso ideal de la Combustión In – Situ.

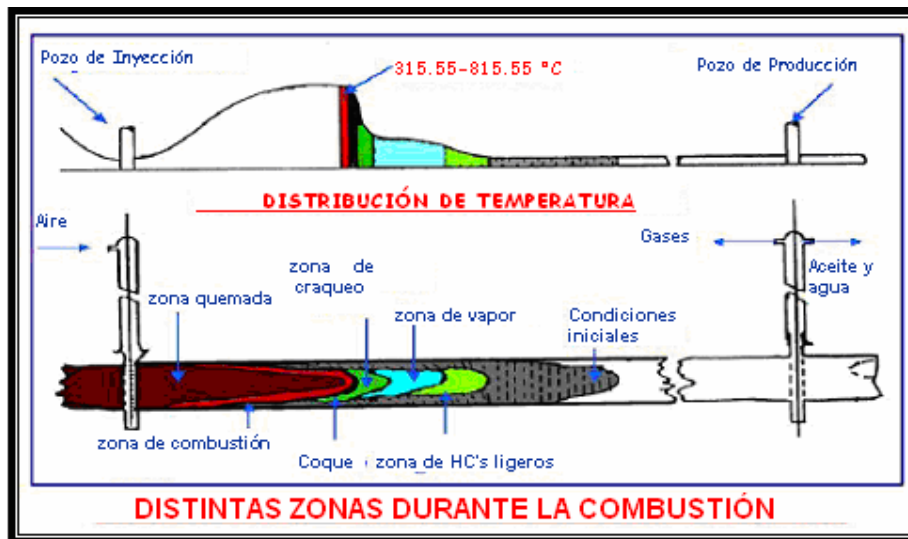


Figura 2.4 Ilustración de las zonas existentes durante el proceso de Combustión In – Situ

El proceso anteriormente explicado se refiere a la Combustión In – Situ, regularmente llamado *Combustión seca*. Para incrementar la recuperación de calor ha sido propuesto inyectar agua con aire, dando lugar al proceso llamado *Combustión húmeda*. El agua tiene una capacidad calorífica aproximadamente 100 veces mayor que el aire y por lo tanto es capaz de transportar mucho más calor comparándola con este.

La cantidad de agua inyectada con aire determinará los mecanismos de combustión en el frente, normalmente si el agua llega a la zona de combustión en forma de vapor, este vapor atravesará la zona como otros gases y desplazará los fluidos corriente abajo.

En ambos casos mencionados anteriormente la combustión se realiza en una sola dirección, en la del flujo de aire. Una variación distinta de la Combustión In – Situ es la *Combustión invertida*, en este caso, la dirección de la zona de combustión es opuesta al flujo de aire, por lo que el aceite de la formación puede hacer ignición en las cercanías de un pozo productor, mientras que el aire es introducido por un pozo de inyección. En tales casos la zona de combustión se moverá desde el pozo productor hasta las cercanías del pozo inyector, dirección en la cual se incrementa la concentración de oxígeno. Mientras tanto, los fluidos desplazados atraviesan la zona caliente de combustión y son entonces producidos.

A diferencia de la Combustión seca, en el proceso de la Combustión invertida no es necesario consumir todos los fluidos en la zona de combustión. La cantidad de hidrocarburos consumidos dependerá del Ritmo de Inyección de Aire. Además, los fluidos producidos están sujetos a muy altas temperaturas 538 °C – 760 °C (1000 – 1400 °F) que ocurren dentro de la zona de combustión, donde un craqueo de las fracciones pesadas toma lugar, y por lo tanto, los fluidos producidos tienen características diferentes, mucho más ligeros y menos viscosos, al aceite original del yacimiento. Por otro lado, a pesar de esta atractiva característica, a la fecha, el proceso de Combustión invertida no ha sido tan exitoso en pruebas de campo, predominantemente porque la ignición espontánea ocurre cerca del pozo inyector de aire, el cual inicia una combustión hacia adelante, la siguiente figura ilustra el proceso de combustión básico para la combustión hacia adelante y también se muestra el proceso hacia atrás.

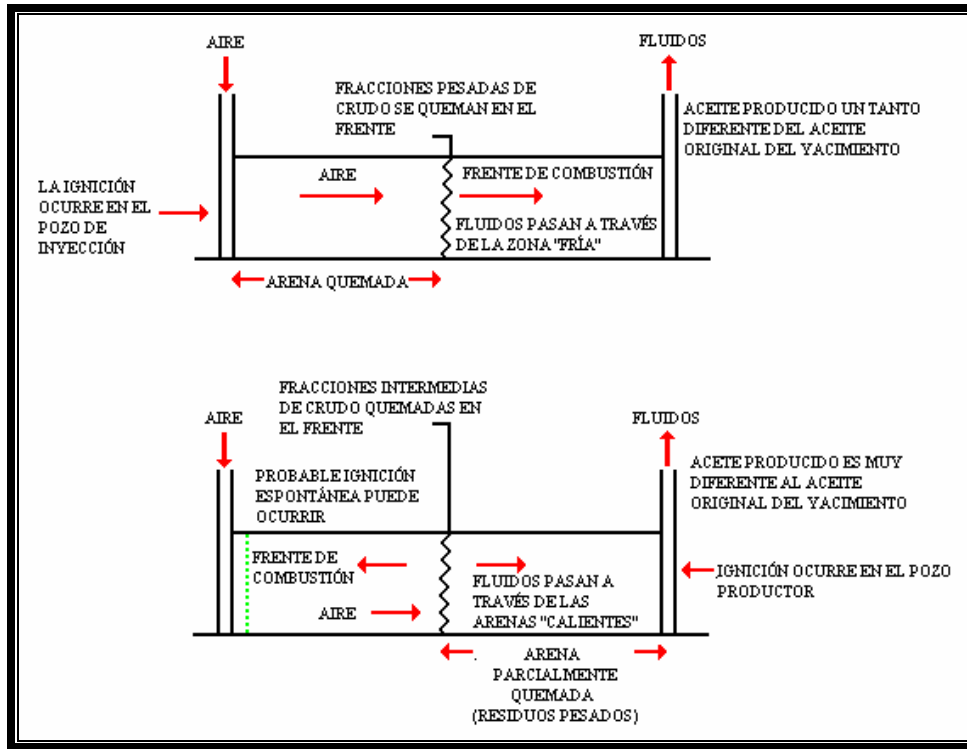


Figura 2.5 Procesos de Combustión invertida y Combustión al frente

El factor clave en la Combustión In – Situ es el combustible típico contenido en el sistema roca – fluidos involucrado, el contenido de combustible es la masa de coque depositado por unidad de volumen de roca en $[lb/ft^3]$. Esto consiste de las fracciones pesadas de aceite, las cuales son depositadas como residuos carbónicos en la parte de adelante de la zona de combustión, y por lo tanto, representa el producto final de complejas reacciones a las cuales es sujeto el aceite original del yacimiento. El contenido de combustible no es realmente una constante para un sistema roca – fluidos dado y puede ser calculado en base a una conveniente ecuación para representar tal reacción. Sin embargo, es frecuentemente tomado como una cantidad constante y usada como tal en cálculos de combustión por practicidad. Además, algunas comparaciones de resultados de pruebas de campos y mediciones de laboratorio muestran que esta suposición es satisfactoria para propuestas de ingeniería.¹³

Si el contenido de combustible es tomado como una cantidad constante dependerá de una gran variedad de factores, tales como:

Relacionados a la roca

- Permeabilidad
- Porosidad
- Contenido mineral

Relacionadas al fluido

- Viscosidad del aceite
- Gravedad específica
- Saturación de aceite, gas y agua

También se involucran, el Ritmo de Inyección de Aire, la concentración de oxígeno y los factores más importantes, temperatura y presión. Es por esto que se considera una compleja cantidad y resulta difícil determinarla, el contenido de combustible usualmente se encuentra en el rango de 1.5 – 3 [lb/ft³].¹⁴

Medición de la Eficiencia de la Combustion In – Situ.

Asumiendo que el contenido de combustible es constante y la composición del mismo es conocida, es posible determinar la cantidad de aire requerida para quemar el combustible depositado.

Requerimiento de Aire. El volumen de aire [ft³] requerido para quemar el combustible depositado en un pie cúbico de roca es llamado Requerimiento de Aire. Frecuentemente los requerimientos de aire se expresan en millones de pies cúbicos por acre – pie [MM ft³ / acre – pie] de la formación.

Relación Aire/Aceite. Dados los requerimientos de aire, la Relación Aire – Aceite puede ser determinada. Esta relación es definida como el volumen de aire que se necesita inyectar para desplazar un barril de aceite a condiciones de superficie y es expresado en [ft³/bbls].

Gasto de inyección de aire. Es un parámetro importante dentro de la Combustión In – Situ. Siendo también un valor difícil de determinar, pero de gran importancia, porque de

esto dependerá la velocidad en la zona de combustión, el gasto de producción y el límite de extinción de la zona de combustión.

II.4 Mecanismos de recuperación de aceite inyectando fluidos calientes.

Existen dos categorías de métodos térmicos: aquellos en los cuales el calor es producido en superficie (inyección de un fluido caliente) y aquellos en los cuales el calor es creado en la formación (Combustion In – Situ). En el primer caso el fluido inyectado transmite el calor producido.

II.4.1 Inyección de Agua Caliente.

La Inyección de Agua Caliente es similar a la Inyección Convencional de Agua, excepto que se utiliza agua caliente en lugar de utilizar agua fría. Pocas inyecciones de agua caliente se han realizado, y muy pocas, dentro de éstas, han resultado exitosas. El mayor problema con la Inyección de Agua Caliente es la digitación tan severa que presenta el agua inyectada, tomando en cuenta la alta movilidad del agua caliente, y la baja movilidad del aceite en el yacimiento. Esto conduce a una pobre eficiencia en el barrido, resultando en un rompimiento temprano y una baja recuperación de aceite.

Tanto el vapor, como el agua, son excelentes transmisores de calor, pero el calor contenido en una unidad de masa de vapor es mucho más grande que en una de agua a la misma presión y temperatura. Mientras que el vapor tiene tres veces más la capacidad de calentamiento que el agua, esta última resulta más conveniente en ciertas circunstancias, tales como grandes profundidades, donde altas presiones de inyección pero relativamente bajas temperaturas son deseadas, formaciones que contienen calizas afines al agua, el uso de pozos viejos para inyección, etc.

La Inyección de Agua Caliente es usualmente menos efectiva que la Inyección de Vapor ya que el calor contenido en el agua caliente es menor comparado con el que hay en el vapor. De hecho, se ha encontrado que el nivel de aceite residual que puede ser ganado con la Inyección de Agua Caliente es mucho mayor que el que se encuentra en el caso de inyectar vapor al yacimiento, incluso a la misma temperatura. Esto ocurre porque el vapor es más efectivo que el agua caliente en el desplazamiento del aceite por las siguientes razones:

1. La presión diferencial extra resultante de la viscosidad cinemática más alta en el vapor. Un comparable flujo de masa de vapor resulta en velocidades de fluido y presiones diferenciales mucho más altas.
2. Una relativa baja tendencia del vapor a canalizarse en comparación con el agua.
3. Los efectos de la destilación del vapor, los cuales permiten la evaporación de fracciones volátiles de aceite a vapor y así sean acarreados por el mismo vapor. Estas son, sin embargo, características de un flujo miscible en el desplazamiento del vapor.

En el caso de la Inyección de Agua Caliente, el agua es filtrada, tratada para el control de corrosión, calentada y si es necesario, tratada para minimizar el hinchamiento de las arcillas en el yacimiento. El rol principal del agua calentada es reducir la viscosidad, y de tal modo, mejorar la eficiencia de desplazamiento sobre la obtenida en una Inyección de Agua Convencional.¹⁵

El rango de fluidos calientes, a ser inyectados en un yacimiento, va del más común como es el agua (líquido y vapor) y aire, hasta otros como gas natural, dióxido de carbono e incluso solventes. La elección es controlada por el costo, el efecto esperado en la producción de crudo y la disponibilidad de estos fluidos. La relación de movilidad efectiva asociada con la inyección de fluidos calientes es muy desfavorable para gases no condensables, y menos aún para agua caliente

II.5 Métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados.

La inyección de fluidos a altas temperaturas en yacimientos fracturados, para recuperar el aceite de la matriz, ha sido considerado como un efectivo método de recuperación mejorada y numerosos estudios han sido publicados dando evidencia suficiente para apoyar esta afirmación.

La comprensión del fenómeno de recuperación de aceite de la matriz es más complejo para métodos térmicos de inyección que en el caso de Inyección Convencional de Agua

o de Químicos. La razón es porque la recuperación puede ser mediante distintos mecanismos incluyendo la imbibición capilar, expansión térmica, generación de gas, drene por gravedad, generación de vapor in – situ y gradientes de presión generados.

Distintos autores, entre los que se encuentran; Reis (1992), Briggs (1992) y Babadagli (1996), identificaron la contribución de cada mecanismo a la recuperación total para diferentes condiciones.

Los mecanismos de recuperación por Inyección de Vapor en YNF y las características de tiempo para estos mecanismos fueron revisados experimentalmente. El mecanismo más importante de recuperación en los bloques de matriz es la expansión térmica diferencial entre el aceite y el volumen poroso de la matriz; y el mecanismo más importante de recuperación en el sistema de fracturas es la reducción en la relación de viscosidad $(\mu_o/\mu_w)^{16}$. Esto demuestra que los mecanismos de recuperación de la matriz son relativamente independientes de la gravedad específica del aceite, haciendo al vapor un atractivo método de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) para aceites ligeros y pesados.

El uso de Inyección de Vapor no era muy común décadas atrás en YNF debido a la creencia de que el vapor inyectado solo atravesaría las fracturas del yacimiento lo que daría como resultado un bajo porcentaje de recuperación, sin embargo, resultados teóricos, experimentales y pruebas piloto han mostrado la factibilidad de recuperar aceite mediante el método de Inyección de Vapor.

La clave del éxito es la forma en la cual actúa la conducción de calor para superar la heterogeneidad del yacimiento. Estudios de simulación y pruebas de núcleos en laboratorio han mostrado que el vapor no desarrolla digitación en líneas de alta permeabilidad. Por ejemplo, la recuperación de aceite de un núcleo fracturado fue de 13% Original Oil in Place (OOIP) por imbibición, 9.5% adicional por Inyección de Agua Caliente (150 °C) y 68% mediante Inyección de Vapor.

La liberación de CO₂ durante la Inyección de Vapor puede causar un aumento significativo en la recuperación. (Esto será revisado mas adelante).

II.5.1 Conceptos básicos.

Generalmente el calor del yacimiento puede guiar a dos tipos de reacciones químicas:

- 1) Pirolisis,
- 2) Oxidación.

El primer grupo de reacciones ocurre con el calentamiento en la presencia de un gas inerte y presencia o ausencia de una fase acuosa. El segundo grupo ocurre en la presencia de oxígeno en fase gaseosa, en fase líquida y en la superficie de los sólidos. Pero en la Inyección de Vapor generalmente no hay oxígeno, excepto en algunas condiciones en las que aire es inyectado adjunto al vapor, dentro del yacimiento para el mejoramiento del proceso mismo. Las reacciones de pirolisis son las reacciones que más comúnmente ocurren en el yacimiento durante la Inyección de Vapor.

II.5.2 Mecanismos de recuperación de aceite en YNF durante la Inyección de Vapor.

Los YNF pueden contener 25 – 30% del aceite distribuido y disponible en el mundo. Tales yacimientos difieren de los convencionales por que las fracturas proveen canales de flujo con permeabilidades que pueden ser de magnitud muy alta. Para muchos yacimientos, la porosidad de la red de fracturas es significativamente menor que el de los bloques de la matriz definido por las fracturas, esto es porque la porosidad se define como el volumen de poros incluido en un volumen de roca, y dado que una fractura es un espacio en el que la roca esta ausente, la porosidad es nula. Por lo que las fracturas pueden controlar el flujo de fluido dentro del yacimiento sin contribuir a su capacidad de almacenamiento.

Para el aceite a ser recuperado de tales yacimientos, un gradiente de presión debe ser establecido dentro del bloque de matriz a nivel de poro. Este gradiente de presión entonces, desplazará al aceite de un poro al siguiente y finalmente al pozo productor. Si existe una alta permeabilidad en el sistema de fracturas dentro de un yacimiento, puede no ser posible imponer un gradiente de presión a través de un bloque de matriz por simple inyección de fluido dentro de un pozo y presurización del sistema de fracturas

La recuperación de aceite en YNF puede ser modelada como un proceso de dos pasos; el aceite es expulsado de los bloques de la matriz, a través de mecanismos que pueden

imponer un gradiente de presión dentro de cada bloque de matriz y entonces es barrido a través del sistema de fracturas hacia los pozos productores por mecanismos que imponen un gradiente de presión dentro del sistema de fracturas.

II.5.2.1 Mecanismos de expulsión del aceite de la matriz a las fracturas durante la Inyección de Vapor en YNF.

La Inyección de Vapor puede ser un atractivo proceso de recuperación en muchos YNF. Diversos mecanismos operan durante la Inyección de Vapor estableciendo el gradiente de presión requerido dentro del bloque de matriz para forzar al aceite hacia el sistema de fracturas. Como será mostrado estos mecanismos son en su mayoría independientes de la densidad relativa del aceite, haciendo atractiva la Inyección de Vapor tanto para aceites ligeros como para pesados en YNF.

- ***Expansión Térmica***

Durante el proceso de Inyección de Vapor, los minerales de la matriz y la saturación de fluidos en los poros son calentados y se expandirán. Valores para el coeficiente de expansión térmica (β) para aceite crudo varían, pero $4 \times 10^{-4} \text{ in}^3 / (\text{in}^3 - ^\circ\text{F})$ ($7.2 \times 10^{-4} \text{ m}^3 / (\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{K})$) es un promedio razonable. Los minerales de la matriz se expanden dentro del volumen poroso en contacto con el calor y esto reduce la porosidad. Estos efectos combinados producen una diferencial del coeficiente de expansión térmica para expulsar el fluido del bloque de matriz.

Para un incremento en la temperatura del bloque de matriz de alrededor de 205°C (400°F), el resultado de la diferencial de expansión térmica del fluido y el volumen poroso es cercano al 20% del volumen poroso. Este volumen de fluido será expulsado del bloque de matriz en contacto con el calor. Sin embargo, datos limitados sugieren que la expulsión de aceite por expansión térmica no es una función lineal.

- ***Imbibición Capilar***

En equivalentes saturaciones, la presión capilar en la matriz es mucho más alta que la presión capilar de las fracturas ($P_{CM} \gg P_{CF}$), tal diferencia representa la fuerza de empuje por imbibición, primer mecanismo en carbonatos fracturados

(note que la presión capilar es ficticia, pero necesaria para mantener el equilibrio en cálculos gravedad/capilaridad). Como la temperatura incrementa, la presión capilar de la matriz (P_{cM}) incrementa también y esto conduce a alta fuerza de imbibición capilar, la cual es llamada aumento de imbibición capilar.

Para yacimientos mojados por agua, el agua en el sistema de fracturas será espontáneamente imbibida dentro del bloque de matriz a través de los bloques más pequeños, incrementando la presión interna del bloque de matriz y expulsando al aceite a través de grandes poros.

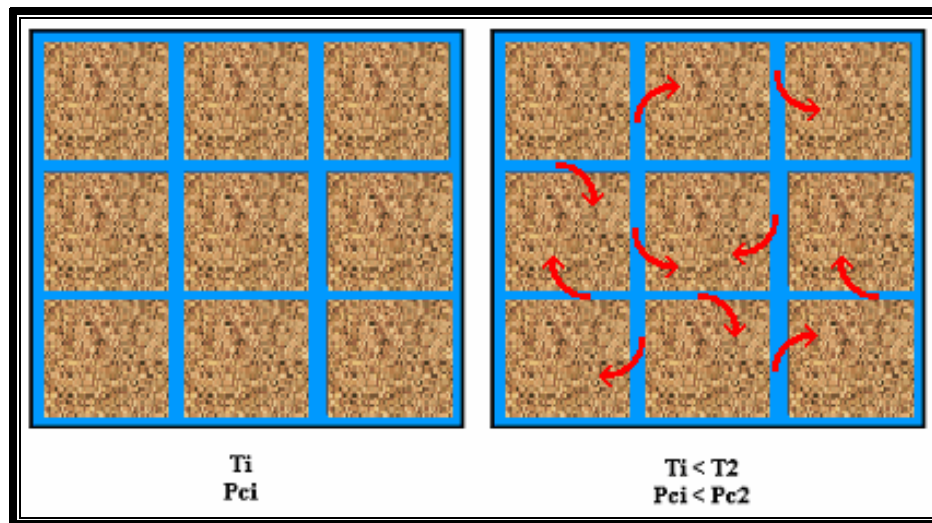


Figura 2.6 Ilustración del proceso de imbibición al incrementar la temperatura

La cantidad de aceite expulsado dependerá de la tensión interfacial, la mojabilidad y geometría de poros del sistema roca – fluidos. La expulsión de aceite por imbibición capilar varía con bajas temperaturas de recuperación desde un porcentaje bajo a valores cercanos al 70%.

La tensión interfacial del sistema crudo/salmuera/roca puede, ya sea incrementar o disminuir con la temperatura, dependiendo de la composición del aceite. El ángulo de contacto entre el agua y el aceite puede disminuir ligeramente con la temperatura. Limitadas mediciones de los efectos de la temperatura en la presión capilar han sugerido que la saturación residual de aceite para imbibición de agua puede disminuir por $0.05\% / ^\circ F$ ($0.09\% / ^\circ K$) para arenas. Otros estudios indican

una reducción en la saturación residual de aceite en calizas para imbibición de cerca 0.04% / °F (0.08% / °K) en altas temperaturas. La imbibición de agua incrementa con el aumento de temperatura en yacimientos preferentemente mojados por aceite debido a la reducción del ángulo de contacto entre el agua y la roca.

Dreher y otros autores mostraron que la imbibición isotérmica seguida por Inyección de Vapor conduce a una evidente respuesta en el ritmo de producción, pero la Relación de producción Agua – Aceite puede llegar a no ser rentable si la imbibición isotérmica ya ha producido una significativa expulsión de aceite y si la permeabilidad relativa es constante debido al vapor.

- ***Generación de Gas***

Significativas cantidades de gas pueden ser generadas en un yacimiento durante la Inyección de Vapor de varias reacciones químicas agua – aceite o agua – matriz¹⁷. El volumen de gas generado puede exceder el volumen poroso de la parte afectada del yacimiento. Esos gases incluyen CO₂, H₂S e hidrocarburos ligeros. Mientras la temperatura requerida para la generación de gas y la composición de gas dependen de la composición de los fluidos y minerales de la matriz. Una generación importante de gas puede ocurrir en temperaturas cercanas a 230 °C (450 °F). Este gas desplazará al aceite de la matriz al incrementarse su volumen. En algunos casos el CO₂ puede hinchar el aceite, pero sus efectos en altas temperaturas son reducidos debido a la expansión térmica del aceite, aunque en altas temperaturas más cantidad de CO₂ es generado; pero el aceite se hinchará menos a causa de expansión térmica.

El volumen de aceite recuperado por generación de gas es incierto pero puede ser similar a recuperaciones en yacimientos convencionales por empuje del gas en solución. Durante esta, la relativa movilidad del gas y líquido en los poros son tales que cuando la saturación de líquido cae debajo del 75% el gas restante evita al líquido y no será producido aceite adicional. Si algo similar pasara en los yacimientos fracturados dentro de los bloques de matriz, una recuperación de 25% del aceite podría ser esperado por este mecanismo.

- **Reacciones Químicas**

Reacciones químicas tales como el llamado “visbreaking” (disminución de la viscosidad) y craqueo ocurren, y pueden mejorar las propiedades del aceite. En altas temperaturas, la estructura molecular de algunos aceites puede ser alterada por medio del rompimiento de enlaces químicos. Para un aceite pesado calentado a 300 °C (570 °F) una disminución permanente en la densidad del aceite de cerca del 1% ha sido observada, la cual resultaría en un incremento en la producción de aceite.

- **Drene Gravitacional**

El drene gravitacional puede ocurrir en yacimientos que contienen fracturas verticales saturadas con agua o gas. La columna hidrostática entre el fluido en las fracturas y el aceite en los bloques de matriz establecerán un gradiente de presión vertical que forzará al aceite fuera del bloque de matriz.

Para un aceite de 35° API (0.85 gr/cm^3) en el bloque de matriz y agua en la fractura, el gradiente de presión diferencial resultante sería de $0.15 \text{ (kg/cm}^2\text{)/m}$ (0.065 psi/ft). Con este bajo gradiente diferencial no es probable recuperar una cantidad significativa de aceite, particularmente en yacimientos con baja permeabilidad en la matriz. El drene gravitacional no es, por lo tanto, considerado para ser factor significativo durante la Inyección de Vapor para las fracturas llenas de líquido.

Para fracturas llenas de gas, un gradiente de presión diferencial del orden de $0.70 \text{ (kg/cm}^2\text{)/m}$ (0.3 psi/ft) puede ser generado. Este gradiente de presión generado será suficiente para desplazar el aceite, particularmente si la permeabilidad de la matriz no es tan baja. Sin embargo, antes de que algún aceite pueda ser desplazado, debe haber una suficiente diferencia de gravedad entre la matriz con aceite y la fractura con gas para vencer la presión capilar de entrada del bloque de matriz. La capacidad del vapor para entrar a la matriz también será restringida por la condensación del mismo en la cara de la fractura.

Reis concluye que el drene gravitacional no es un mecanismo significativo de recuperación en YNF, excepto, posiblemente en formaciones gruesas teniendo

una alta permeabilidad de matriz, baja presión capilar en la matriz, y continuidad vertical del vapor llenando fracturas.

- ***Deflexión de Presión Cíclica***

Durante la Inyección de Vapor Cíclica, o “huff and puff”, la presión total del yacimiento es incrementada durante la inyección y entonces disminuirá durante la producción. Debido a bajas permeabilidades se puede inhibir el flujo de fluidos dentro del bloque de matriz, los cambios de presión dentro de la matriz pueden retrasar el flujo hacia el sistema de fracturas, estableciendo temporalmente gradientes de presión dentro de los bloques de matriz. Este mecanismo no requiere de altas temperaturas, mientras que bajas viscosidades pueden acelerar el proceso.

- ***Generación de Vapor In – Situ***

Durante la Inyección Cíclica de Vapor, puede ser posible disminuir la presión mas rápidamente de lo que la temperatura puede declinar por conducción térmica. Puesto que los bloques de la matriz estarán en, o cerca, de la temperatura del vapor en la presión de inyección, la disminución de la presión causará que el agua en la matriz se evapore rápidamente. Esto expulsará el aceite por conducción de gas. Este mecanismo ha sido probado en el laboratorio. Tal mecanismo es similar a la generación de gas pero puede actuar en bajas temperaturas del vapor.

- ***Alteraciones del Bloque de Matriz***

Además de los gases generados a altas temperaturas, muchos minerales del yacimiento también sufren alteraciones químicas. Muchos estudios han indicado que alteraciones minerales durante la Inyección de Vapor tienden a consolidar la roca petrolífera, cambiando la estructura del poro, llenándolo de material. Alteraciones químicas de la matriz generalmente disminuyen la permeabilidad del yacimiento, pero los efectos son difíciles de predecir y dependerán de la química roca – fluidos.

- ***Generación de Aceite***

En yacimientos que contienen keroseno, una significativa cantidad de aceite puede ser generada durante la Inyección de Vapor. En yacimientos que contienen 5% de carbón orgánico, un adicional 6.5% del volumen de poro puede potencialmente ser generado. Mucho de este aceite generado podría ser expulsado de la matriz. Sin embargo, el aceite no puede ser medido con registros o análisis de núcleos y será recuperado, solamente, si un proceso de recuperación térmica es usado.

- ***Destilación (Vaporización del Aceite)***

La destilación de los componentes ligeros del hidrocarburo es un mecanismo de recuperación probado para la Inyección de Vapor en yacimientos convencionales que contienen aceites ligeros. Como la fase de vapor fluye más allá del aceite, fuerzas termodinámicas pueden evaporar algunos componentes hidrocarburos dentro del vapor, reduciendo efectivamente la saturación residual de aceite (S_{or}). El máximo monto de destilación es limitado por equilibrio termodinámico, significativos volúmenes de aceite son destilados solamente cuando mucho volumen de vapor pasa a través del sistema poroso, debido a que el vapor en un YNF puede fluir primariamente por el sistema de fracturas, poco vapor puede entrar al bloque de matriz y permitir de esta forma la destilación. Incluso cuando la generación de gas ocurre, el número de volumen de poros del bloque de matriz en el que está fluyendo vapor será relativamente pequeño. La destilación, además, no es importante en la matriz, pero podría ser efectiva en fracturas, especialmente para yacimientos de aceite ligero porque relativamente altos volúmenes de evaporados son producidos y la temperatura de la fractura es más alta que la de la matriz.

- ***Empuje del Gas en Solución***

Una reactivación del empuje de gas en solución ha sido postulada como un mecanismo para incrementar la recuperación de aceite durante la Inyección de Vapor. Sin embargo, el empuje por gas en solución, puede solamente existir cuando la presión en el yacimiento está en, o por debajo, del punto de burbuja y hay una suficiente cantidad de gas disuelto en el aceite. El empuje por gas en solución puede no ocurrir para ciertos crudos durante la Inyección de Vapor, por

lo tanto una activación del mecanismo de empuje por solución de gas puede no ser posible. En los yacimientos con una saturación de gas inicial, este gas sería expandido por contacto con el calor y se comportaría similar a un yacimiento con empuje de gas en solución activo. Recuperación de aceite por este mecanismo, si este ocurre, será similar a la generación de gas.

- ***Compactación de la Roca***

La presión del yacimiento disminuye en formaciones de arenas no – consolidadas, la arena puede compactarse tanto por los granos en contacto como por el peso de formaciones superiores, reduciéndose así la porosidad efectiva del yacimiento. Este mecanismo está basado en el reordenamiento de los granos de matriz en formaciones pobremente cementadas y no será efectivo en formaciones cementadas, virtualmente todos los YNF se encuentran bien cementados, por lo que la compactación no resulta ser un factor importante en la recuperación de aceite en este tipo de yacimientos.

II.5.2.2 Mecanismos de desplazamiento de aceite a través de un sistema de fracturas al pozo productor durante la Inyección de Vapor en YNF.

La segunda etapa del proceso de recuperación empieza después de que el aceite es expulsado de la matriz a la fractura. En esta etapa el aceite debe ser barrido a través del sistema de fracturas como producto de los mecanismos imponiendo un gradiente de presión en el sistema de fracturas. La fractura tiene mucha mayor transmisibilidad que la matriz y el aceite se mueve mucho más rápido dentro de la fractura que de lo que se mueve a través de los poros de la matriz. Esta alta velocidad del aceite y también un menor gradiente de presión en la fractura afectan fuertemente el tipo de mecanismo de recuperación en el sistema de fracturas. En yacimientos densamente fracturados puede ser difícil generar un gradiente de presión alto en las fracturas pero incluso un pequeño gradiente de presión barrerá suficiente aceite.

Los mecanismos de recuperación de aceite más importantes en un sistema fracturado son los siguientes:

- **Reducción de la Relación de Viscosidades (μ_o/μ_w)**

El efecto de la reducción de la viscosidad es un factor clave de los mecanismos de desplazamiento en los procesos térmicos. Disminuyendo la viscosidad del aceite se afecta la relación de movilidad M definida como:

$$M = \frac{(k_{rw}\mu_o)}{(k_{ro}\mu_w)}$$

Asumiendo que las saturaciones extremas y las permeabilidades relativas k_{rw} y k_{ro} son independientes de la temperatura, la relación de movilidad depende de la relación de viscosidades (μ_o/μ_w). Generalmente, la viscosidad del aceite se reduce más rápido que la viscosidad del agua a medida que la temperatura aumenta y la mayor reducción de la viscosidad ocurre con los aceites más viscosos. La reducción de la relación de viscosidades es efectiva disminuyendo el flujo fraccional de agua caliente, consecuentemente incrementando su eficiencia de desplazamiento. La situación es diferente para aceites ligeros porque en algunos casos la relación de viscosidades (μ_o/μ_w) incrementa con la temperatura. Este mecanismo de recuperación es más evidente en fracturas que en los bloques de la matriz porque, el aceite se mueve mucho más rápido debido a la mayor transmisibilidad de la fracturas.

- **Evolución de las Permeabilidades Absoluta y Relativa (k_{ro} & k_{rw})**

Este mecanismo también resulta ser más fuerte en fracturas donde el flujo del fluido es más significativo. La temperatura parece tener un efecto definido sobre las permeabilidades; esfuerzos experimentales han sido dedicados exclusivamente a resolver este problema.

Investigaciones más profundas han sido realizadas de manera obligatoria para estudiar el efecto de la temperatura en las permeabilidades relativas, ya que para la permeabilidad absoluta, los resultados no están en buen acuerdo. La mayoría de los autores coinciden en que a altas temperaturas, la permeabilidad relativa al aceite incrementa o no cambia, mientras que la permeabilidad relativa al agua es afectada en menor grado. Esto parece indicar que la relación de viscosidades (μ_o/μ_w) es un parámetro importante. Si esta relación no es dependiente de la

temperatura, las curvas de permeabilidad relativa no se ven afectadas. Inversamente, cuando esta relación disminuye con el incremento de temperatura, la permeabilidad relativa al aceite incrementa con el incremento de la temperatura.

Además de la relación de viscosidades, los factores que influyen la evolución de saturaciones, y por lo tanto permeabilidades relativas, son la mojabilidad y la tensión interfacial, los cuales pueden ser dependientes de la temperatura. Cuando la roca es mojada por agua, las propiedades interfaciales afectadas por los cambios de temperatura, son la tensión interfacial agua – aceite y el espesor de la película mojante. Cuando la roca es preferentemente mojada por aceite, el equilibrio de adsorción de los componentes polares cambia con el incremento de temperatura hacia una repulsión. Debido a la complejidad de los mecanismos incluidos, se debe ejercer especial cuidado en la selección de valores apropiados para las permeabilidades relativas y saturaciones cuando se trata de simular o predecir la recuperación de aceite en un proyecto térmico.

- ***Destilación (Vaporización del Aceite)***

Un fenómeno importante durante la Inyección de Vapor es la destilación de los componentes ligeros del aceite crudo. Si la presión es menor que la suma de las presiones parciales del agua y del aceite, la mezcla líquida hervirá y emitirá una fase de vapor compuesta de vapor y componentes orgánicos. Como el vapor, algunos hidrocarburos condensarán enseguida del frente de combustión y entonces serán mezclados con el aceite crudo.

Puesto que hay una gran cantidad de vapor en las fracturas y la temperatura también es alta en este medio, las condiciones termodinámicas de las fracturas son apropiadas para la evolución de la vaporización del aceite.

Las consecuencias de la presencia de estos hidrocarburos ligeros son los siguientes:

1. La fase de hidrocarburo corriente abajo del frente de vapor esta enriquecida en componentes ligeros. La viscosidad del crudo hallada por el avance del frente de vapor es reducida, este efecto es mucho más evidente en aceites pesados; el resultado será una disminución en la saturación residual de aceite y un incremento en la recuperación de este.

2. El aceite residual en la zona de vapor tiene un aumento en el contenido de fracciones pesadas que son cada vez menos volátiles, y la saturación de aceite decrece con el tiempo, causando que muy bajos valores de saturación de aceite (S_o) sean reportados.
3. Algunas veces, debido al incremento en componentes ligeros, los componentes pesados tales como las asfalténos pueden precipitarse dentro del medio poroso. Cambios en las permeabilidades y en la mojabilidad pueden ocurrir.
4. En otros casos, el aceite más ligero producido hace posible la eliminación de residuos depositados cerca del fondo del pozo durante la producción en frío, de nuevo afectando las permeabilidades y la mojabilidad. Otros mecanismos como la expansión térmica, alteración química de los componentes del aceite, el empuje de gas en solución puede barrer aceite dentro de las fracturas pero este barrido no es tan fuerte como los principales mecanismos previamente discutidos.

II.5.3 Mecanismos de recuperación de aceite en YNF durante la Combustión In – Situ.

Experimentos de laboratorio han sido llevados a cabo para modelar el comportamiento de la Combustión In – Situ en YNF obteniendo resultados de gran importancia en el estudio de factibilidad de este método de recuperación térmico¹⁸.

En uno de los experimentos llevados a cabo se modeló un YNF y un yacimiento convencional con el fin de establecer comparaciones entre estos y el proceso de combustión.

El modelo fracturado fue calentado a relación constante para iniciar la ignición, para simular condiciones adiabáticas, sin pérdidas ni ganancias de calor como se permitió con otros modelos. Debido a la alta permeabilidad en las fracturas, el aire fluye más libremente a través de la fractura y la ignición en esta ocurre inmediatamente después de que la Inyección de Aire es llevada a cabo. El calor generado de la ignición en la fractura es transferido a las vecindades de la matriz por conducción. La producción de aceite de la matriz a la fractura es gobernada por la expansión térmica y evaporación con su subsecuente condensación del aceite en las zonas más frías de la fractura.

La recuperación de aceite y la temperatura promedio del sistema para modelos fracturados y convencionales son comparados en la siguiente Figura.

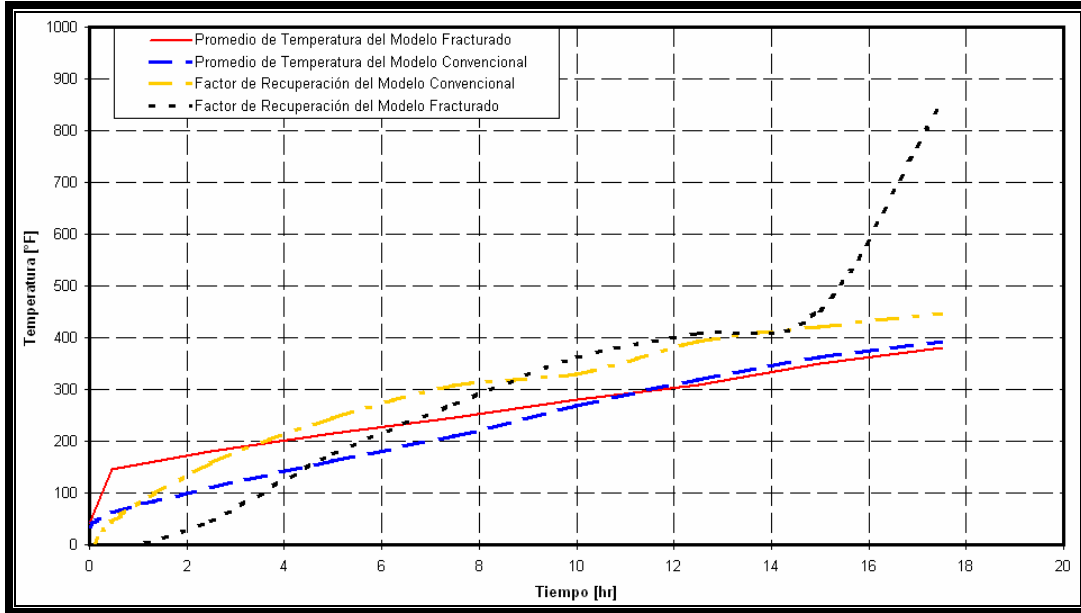


Figura 2.7 Recuperación de aceite y promedio de temperatura en modelos fracturados y convencionales

Revisando la gráfica se revela que durante las primeras 5 horas de operación la recuperación de aceite del modelo fracturado es mayor; esto debido a la facilidad que ofrece la fractura para la producción, mientras que más tarde la producción de aceite, del mismo modelo fracturado, será limitada a la producción de aceite de la matriz la cuál es controlada por la dispersión del oxígeno a la matriz y la expansión del aceite de la matriz. Por otro lado, el promedio alto en la temperatura en el modelo fracturado comparado con el modelo no fracturado es una indicación de la gran cantidad de crudo que ha sido quemado durante la combustión dentro del medio fracturado a diferencia de la duración de la combustión en la matriz ocurrida tiempo después.

- ***Efecto de la Relación de Aire Inyectado***

La relación de inyección base con la que se efectuaron los modelos fue de 0.544 ft³/hr el cual fue variado para el efecto del gasto de inyección en el funcionamiento de la Combustión In – Situ en el modelo fracturado. Se estudiaron tres gastos de inyección 6.65 ft³/día, 13.05 ft³/día y 26.6 ft³/día.

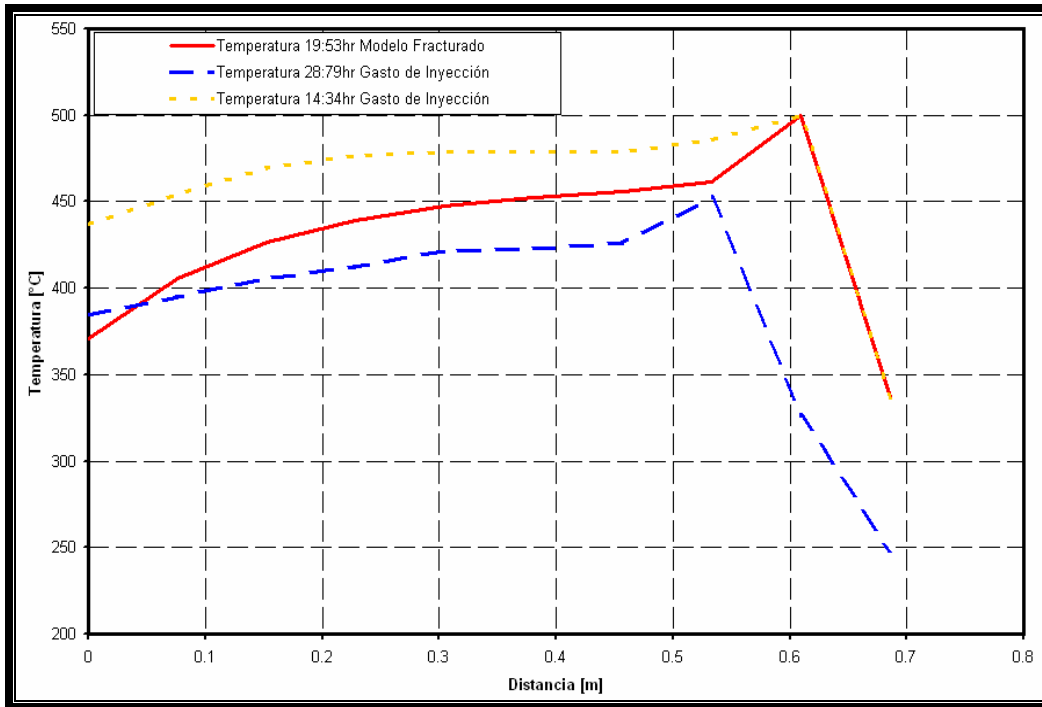


Figura 2.8 Perfil de temperatura contra distancia para diferentes gastos de Inyección de Aire

(Figura 2.8) Esta figura presenta los perfiles de temperatura contra la distancia para los tres gastos en el modelo fracturado. Es evidente de esta figura que la relación de avance del frente a través del sistema es mayor para mayores gastos de Inyección de Aire.

- ***Efecto de la Conductividad Térmica de las Arenas***

Para investigar este efecto se realizó una corrida en un simulador en el que se aumentó la conductividad térmica de las arenas al doble hasta 2 Btu/hr-ft-°F.

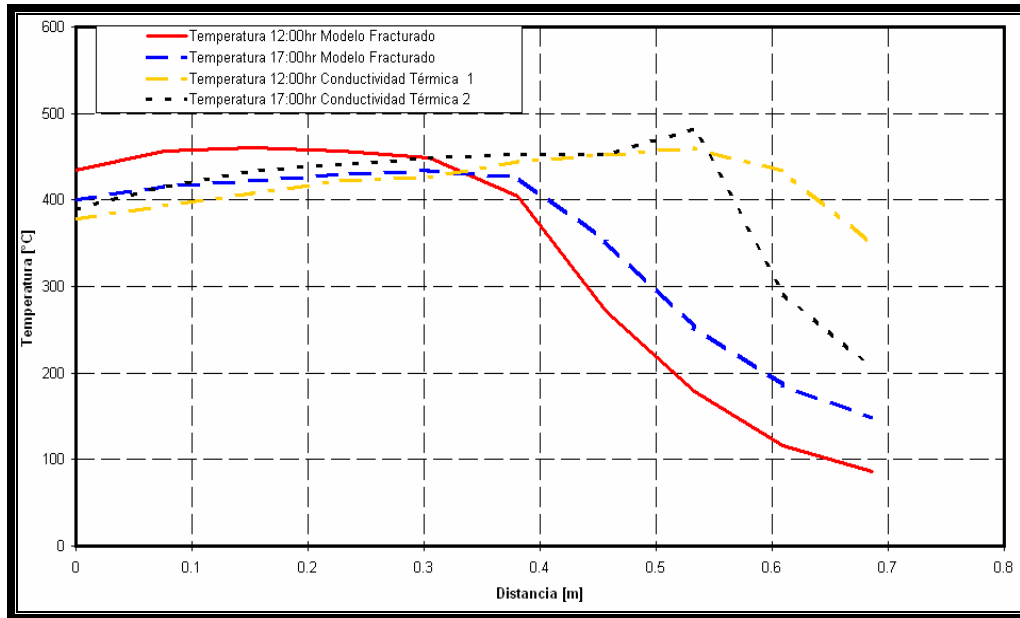


Figura 2.9 Perfil de temperatura contra distancia a diferentes tiempos para 2 arenas de conductividad térmica distinta

(Figura 2.9) Esta figura revela que incrementando la conductividad térmica de las arenas, la relación de avance del frente de combustión incrementa. La temperatura de los bloques detrás del frente de combustión es menor para el sistema con mayor conductividad térmica que para el sistema con menor conductividad térmica.

- **Efecto de la Inyección de Agua (Combustión húmeda)**

Dado que la Combustión húmeda es implementada con dos propósitos en mente: uno, para recoger la energía térmica almacenada detrás del frente de combustión; y dos, para extinguir parcialmente el frente para casos en que el combustible dejado es demasiado. Estos dos objetivos son propuestos con el fin de mejorar la economía del proceso y tomar ventaja de la Generación de Vapor In – Situ. Estudios de simulación realizados muestran los resultados en las siguientes figuras

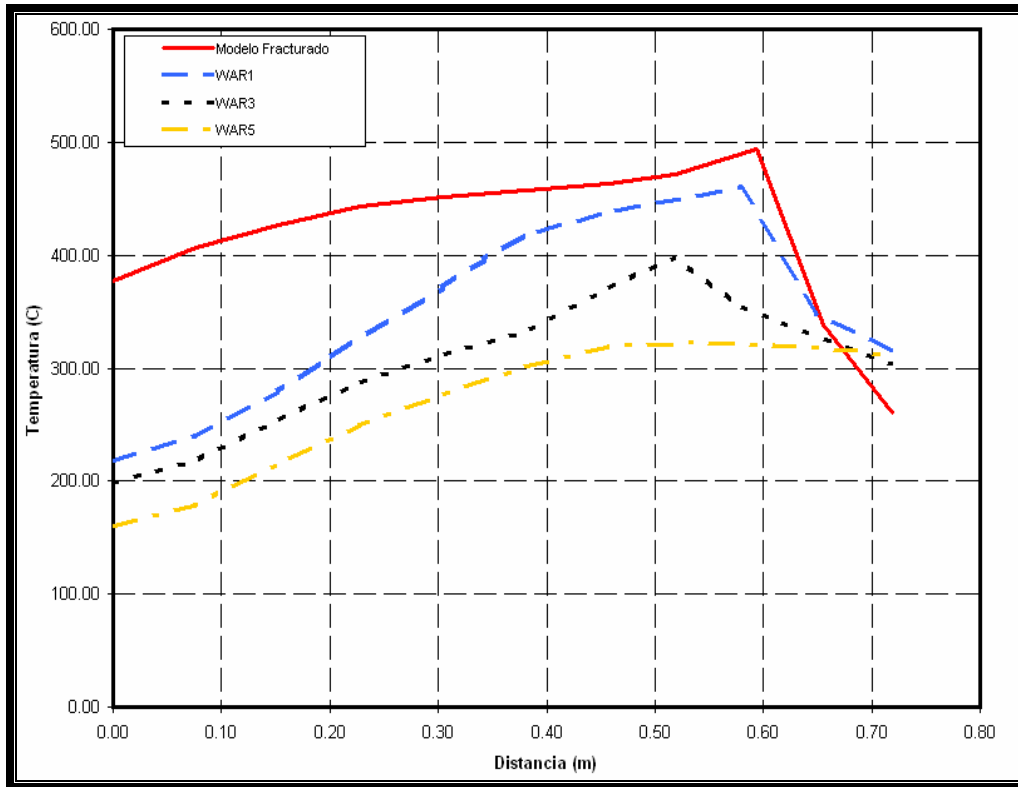


Figura 2.10 Perfil de temperatura contra distancia a diferentes tiempos para diferentes WAR

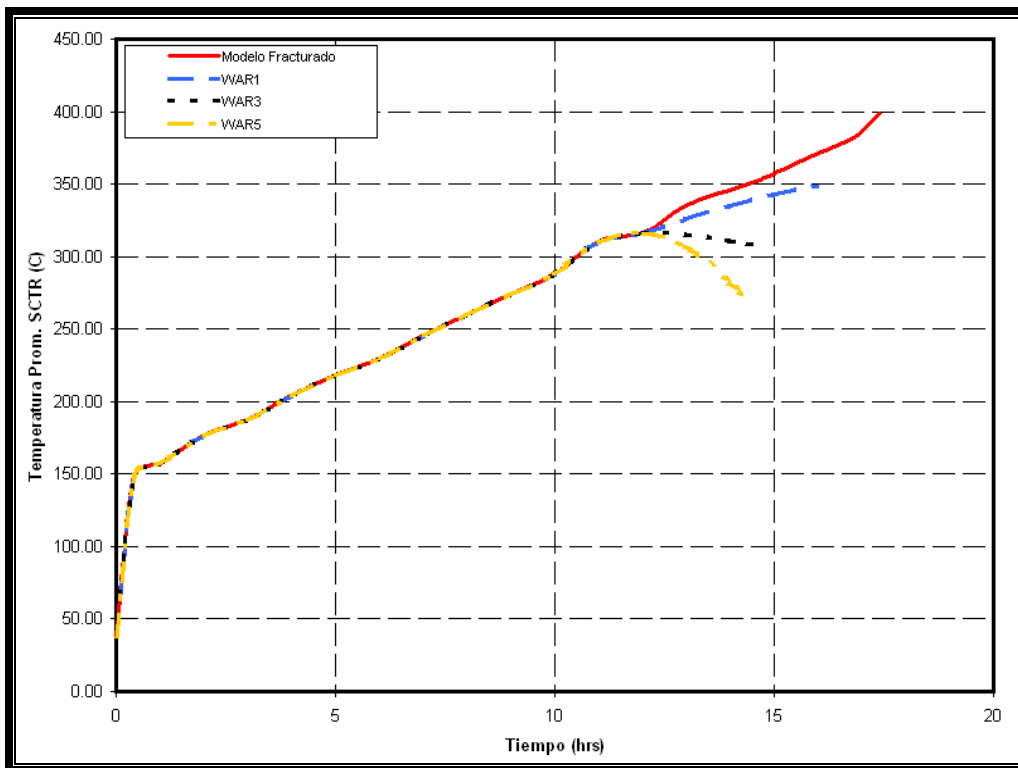


Figura 2.11 Perfil de promedio de temperatura contra tiempo para diferentes WAR

En donde se puede comparar el efecto del agua inyectada a tres relaciones agua – aire WAR distintas y una Combustión seca. Como es de esperarse, la temperatura del frente de combustión decrece y la relación de avance del frente incrementa con una mayor WAR.

La siguiente figura muestra los factores de recuperación para la combustión seca y para tres combustiones húmedas y diferentes Relaciones Aire – Agua dadas para un sistema fracturado.

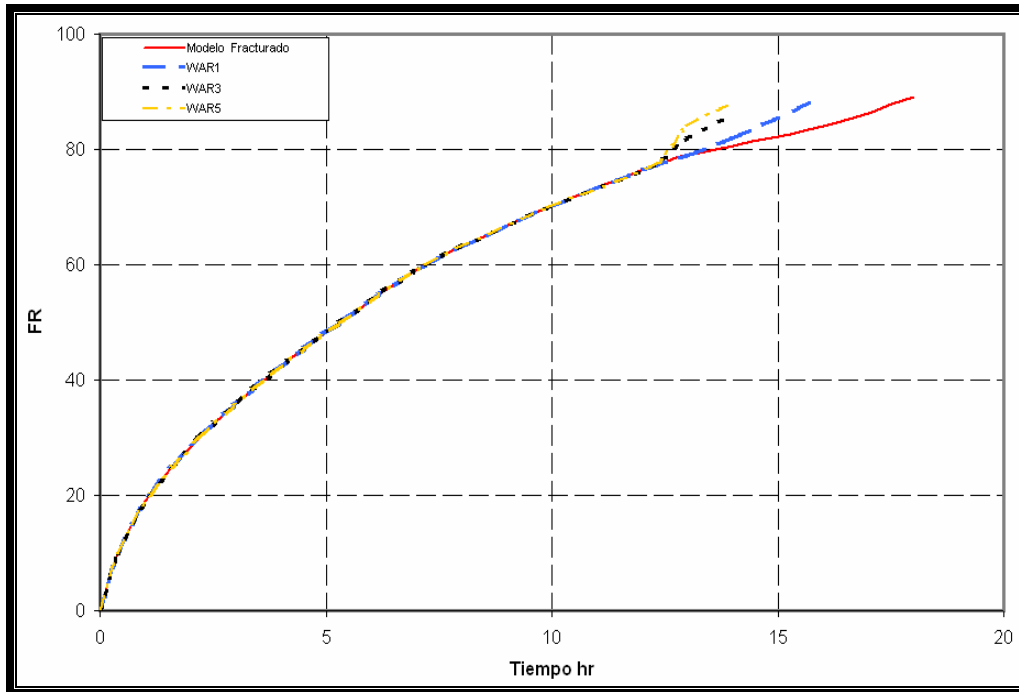


Figura 2.12 Factor de recuperación de aceite contra tiempo para diferentes WAR

(Figura 2.12) La figura indica que la recuperación de aceite es mejorada con el incremento de la relación agua – aire (WAR); siempre y cuando el frente no sea extinguido. A pesar de los beneficios del proceso de Combustión húmeda, la WAR óptima debe ser considerada.

Puntos importantes. Estos se pueden resumir en:

- Existe paso preferencial del aire a través de las fracturas y el frente de combustión en las fracturas se mueve más rápido que en la matriz.

- La combustión en la matriz parece ser lograda debido a la dispersión, o difusión, del oxígeno de la fractura a la matriz.
- La temperatura del frente de combustión parece ser menor en un sistema fracturado que en un sistema no fracturado. Esto es debido al retraso de la combustión en el bloque de la matriz por la lenta difusión del oxígeno.
- La producción de aceite de la matriz a la fractura es principalmente debido a la expansión térmica y evaporación de los componentes ligeros del aceite crudo en la matriz.
- La recuperación de aceite en un sistema fracturado es menor que en un sistema no fracturado.
- El efecto del gasto de Inyección de Aire en el proceso de Combustión In – Situ en un sistema fracturado es similar a lo que pasa en un sistema no fracturado.
- El tipo de medio poroso afecta el proceso de Combustión In – Situ. Un incremento en la conductividad térmica de las arenas conduce a un incremento en la relación de avance del frente de combustión.
- La Combustión húmeda y la Inyección Alternada de Agua/Aire en un sistema fracturado tiene el mismo efecto benéfico que en un sistema no fracturado.

II.5.4 Mecanismos de recuperación durante la Inyección de Agua Caliente en YNF.

En algunos YNF gran cantidad de aceite esta almacenado en la matriz debido a su alta capacidad de almacenamiento en comparación con la fractura, por lo que el principal objetivo de una aplicación de recuperación mejorada en un YNF es recuperar el aceite de la matriz, bajo la Inyección de Agua el principal mecanismo de recuperación de la matriz es la imbibición si el yacimiento es preferentemente mojado por agua.

La succión de agua por la matriz y subsecuentemente el desplazamiento de aceite es gobernado por diversos parámetros como: propiedades del fluido y de la roca y las interacciones existentes entre estos.

La imbibición puede ser mejorada mediante el efecto de temperatura cuando la matriz contiene crudo pesado. Un esfuerzo para el entendimiento de la imbibición capilar bajo los efectos de temperatura fue realizado por Babadagli.

Babadagli realizó experimentos con areniscas fracturadas Berea y núcleos de calizas dolomíticas. La Inyección de Agua Caliente fue usada como una fase acuosa en cualquiera de los casos. Caso 1 – durante experimentos de imbibición de salmuera, Caso 2 – después de que el núcleo alcanzó su recuperación final con salmuera.

Aceite de viscosidad media fue utilizado para tales experimentos, el agua fue precalentada a temperaturas de 40° y 80° C. la siguiente figura muestra los efectos del desempeño de la imbibición con agua caliente para condiciones de frontera restringidas, es decir, cuando el fluido contenido en las fracturas esta en contacto con la superficie de la matriz de manera limitada. La imbibición usando salmuera recuperó solamente 11% del aceite original, mientras que la Inyección de Surfactantes a la salmuera tuvo una recuperación de casi el doble. Después de completar la imbibición de la salmuera, la misma muestra fue expuesta al agua precalentada, un adicional 12% de recuperación fue obtenido en un corto período de tiempo, de la cual la expansión térmica produce del 6 – 7% de tal recuperación dentro de este rango de temperaturas, el resto de la recuperación es debido a la imbibición capilar acelerada por la reducción de la viscosidad.

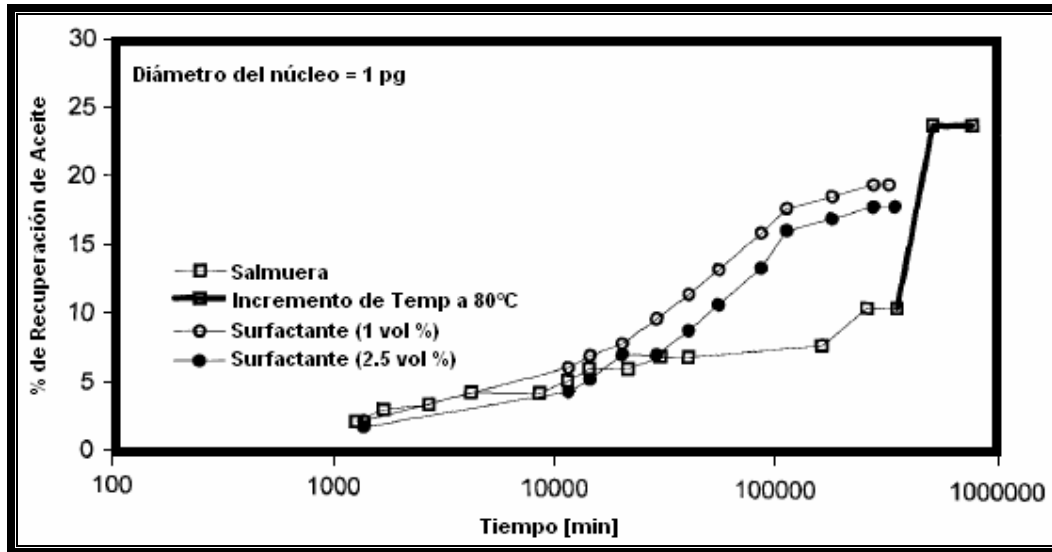


Figura 2.13 Efectos del desempeño de la imbibición con agua caliente a 80° C y surfactantes en condiciones de frontera desfavorables

Otro experimento muestra que para condiciones de frontera favorables, donde el fluido encontrado en las fracturas esta en contacto con los bloques de matriz cubriendo la mayoría, si no es que la totalidad, de la superficie de la matriz. De este experimento se

obtuvo una recuperación del 50% del aceite original (Figura 2.14), mientras que la última recuperación obtenida de la salmuera más agua caliente fue de la mitad de esa cantidad (Figura 2.13) (25%) para condiciones de frontera adversas. Esto implica que mientras mayor superficie de la matriz este en contacto con el fluido de las fracturas, la eficiencia de barrido, debida a la imbibición dentro del bloque de matriz, será mejor.

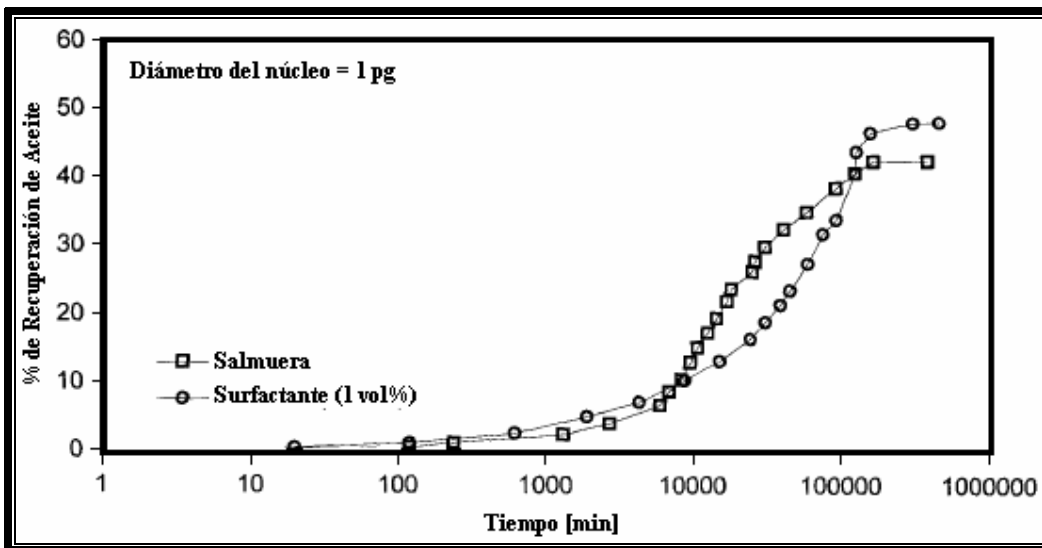


Figura 2.14 Efectos del desempeño de la imbibición con agua caliente a 80° C y surfactantes en condiciones de frontera favorables

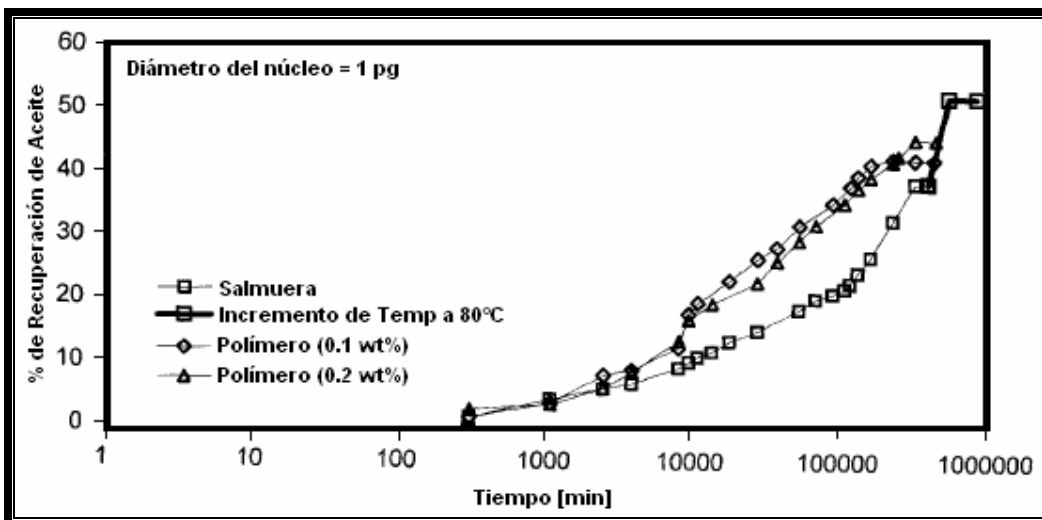


Figura 2.15 Efectos del desempeño de la imbibición con agua caliente a 80° C y polímeros en condiciones de frontera favorables

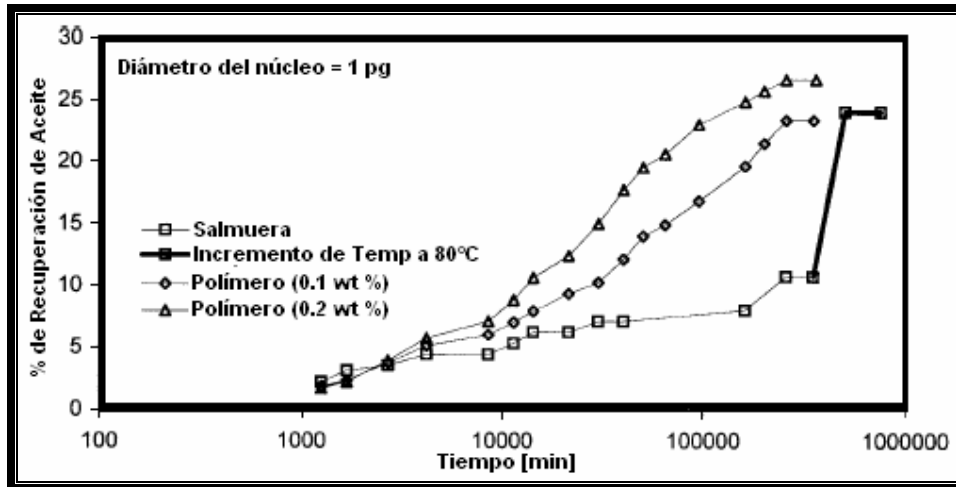


Figura 2.16 Efectos del desempeño de la imbibición con agua caliente a 80° C y polímeros en condiciones de frontera desfavorables

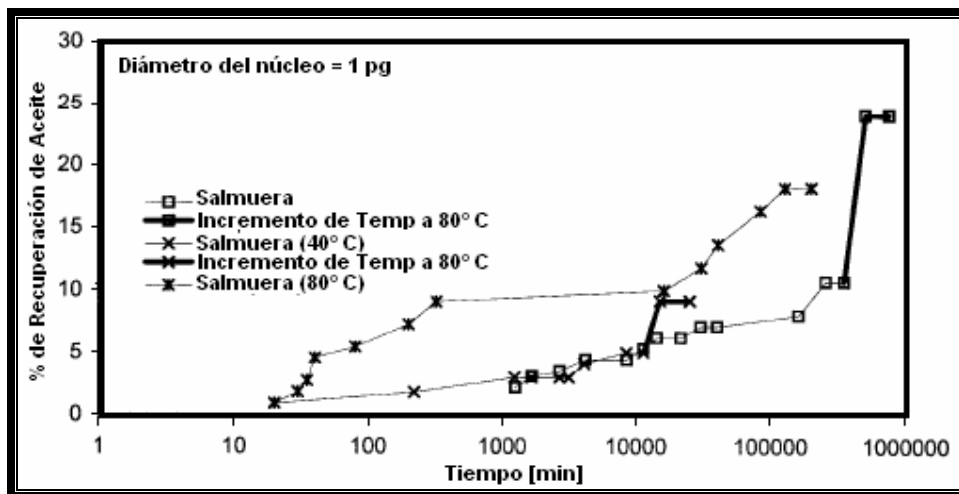


Figura 2.17 Perfiles de recuperación

Las Figuras 2.15 y 2.16 comparan las recuperaciones obtenidas con soluciones de polímero y salmuera seguida por Agua Caliente. En ambos casos, recuperación adicional fue obtenida con un incremento en la temperatura del agua. Para condiciones de frontera favorables (Figura 2.15) la recuperación total con salmuera más agua caliente excede la recuperación final de aceite obtenida con soluciones de polímero. Para condiciones de frontera desfavorables (Figura 2.16) la recuperación es casi la misma para ambos casos polímeros y salmuera más agua caliente. Finalmente, los perfiles de recuperación de experimentos continuos de agua caliente fueron comparados (Figura 2.17). La salmuera a temperatura de 40° C no contribuye al ritmo de

recuperación, tampoco al factor de recuperación final, mientras que el factor de recuperación final y el ritmo de recuperación son sustancialmente incrementados cuando la temperatura de la salmuera era de 80° C. La parte plana de esta curva (salmuera 80° C) es debida a condiciones de frontera adversas. Después de la recuperación del aceite de la parte de la matriz que está en contacto con los fluidos de la fractura hubo un período de no producción hasta que el aceite que no fue alcanzado en principio, comienza a drenarse. Aunque una producción mucho más rápida es observada en etapas tempranas debido a la expansión térmica del aceite, la recuperación final es casi la misma y el tiempo de recuperación es menor en comparación con el desplazamiento por polímeros (Figura 2.16) y surfactantes (Figura 2.13).

En resumen, para condiciones desfavorables de frontera comenzar con salmuera y continuar con agua caliente no es un proyecto efectivo, incluso pensando que la misma recuperación final será alcanzada. Comenzar a altas temperaturas (80° C) y continuando con esto produce una más efectiva recuperación¹⁹.

II.6 Ejemplo de Aplicación de un Método Térmico en un YNF.

El drene gravitacional de gas – aceite GOGD, por sus siglas en inglés (Gas Oil Gravity Drainage), del yacimiento carbonatado fracturado de baja permeabilidad Qarn Alam está siendo mejorado mediante Inyección de Vapor en el primer desarrollo mundial total en un campo. A diferencia de la Inyección de Vapor convencional, el vapor es usado como un agente calentador para mejorar los mecanismos de drene gravitacional existentes, el proyecto ha probado ser viable basándose en los resultados de las pruebas piloto. La simplicidad ingeniosa del método térmico asistido GOGD es que el sistema de fracturas es utilizado, tanto en la distribución de vapor, como en la recuperación de aceite. El número de pozos puede, por consiguiente, ser conservado en un mínimo a comparación de una Inyección de Vapor a la matriz. Por otro lado, la producción primaria del Qarn Alam aprovechando las condiciones de drene gravitacional existentes, pero con producción fría, se esperaba del orden de 3 – 5% del aceite en el lugar, estudios de factibilidad del proyecto de Inyección de Vapor indican que la recuperación será del rango de 20 – 35%. El proyecto esta bajo construcción desde el 2007, y planteando lograr el desarrollo absoluto a todo el campo mediante Inyección de Vapor a más tardar para el 2009.

El campo Qarn Alam esta localizado en Omán al sur – oeste de las Montañas Hajar. Esta gran acumulación esta atrapada en calizas someras del Cretácico a una profundidad de 200 – 400 metros por abajo del nivel del mar. La estructura anticlinal es resultado de un domo salino profundo.

El campo fue descubierto en 1972 y se puso en producción en 1975. El aceite de 16° API con una viscosidad de 220 centipoises ha sido producido de calizas de 29% de porosidad y una baja permeabilidad (5 – 14 mD). Durante el período de producción primaria de 1975 a 1995, el primer año mostró un gran máximo en el aceite debido principalmente a la extracción del aceite del sistema de fracturas con una menor contribución de la expansión del fluido debido a la reducción de la presión. Al final del primer año, la producción había declinado a una muy baja relación sostenible, interpretándose debido al drene gravitacional, de una combinación de aceite – gas (GOGD) del segundo límite y aceite – agua (OWGD) debajo del contacto gas – aceite en la fractura (FGOC). El yacimiento entonces consiste de una matriz con poco drene gravitacional y un sistema de fracturas con una capa delgada de aceite por debajo de la segunda capa de gas y por arriba del contacto aceite- agua en la fractura (FOWC)

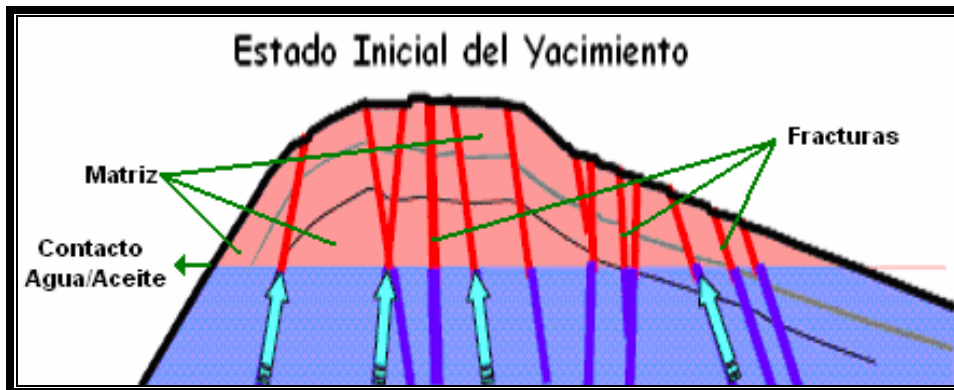


Figura 2.18 Estado inicial del yacimiento

Antes de aplicar la Inyección de Vapor se evaluó también la Inyección de Polímeros, y en los 80^s un intento de Inyección de Agua Caliente para mejorar la producción inicial resultó fallida. Se optó por la Inyección de Vapor para lograr una reducción de la viscosidad debido al calentamiento del sistema matriz – fractura²⁰.

II.6.1 Piloto de la Inyección de Vapor al campo Qarn Alam.

Grandes cantidades de vapor han sido inyectadas exitosamente, sin fallas en pozo, o reducción en la inyectividad y sin pérdida de integridad de la roca debido al calentamiento. Este piloto también identificó necesidades operacionales a ser resueltas para el desarrollo global del campo, entre estas necesidades se incluyen:

- Compresión mecánica del vapor y un confiable tratamiento del agua.
- Separación del aceite producido con un alto corte de agua debido al condensado del vapor y al acuífero.
- Problemas de medición del aceite pesado, por lo que se requiere de tanques de medición con rompedores de emulsión y separadores.
- Monitoreo de los pozos.

II.6.2 Factores de incertidumbre en el desarrollo del campo.

Dado que en 2003 cerca de 28 pozos habían sido perforados en el campo y de estos cerca del 70% del aceite se encuentra en calizas homogéneas de 26 – 34% de porosidad, 6 – 14 mD de permeabilidad y más del 90% de saturación de aceite, las variaciones en la matriz no juegan un rol importante en el desarrollo del campo.

Las mayores incertidumbres para la recuperación mediante el mecanismo de recuperación GOGD son:

- Transferencia de calor de las fracturas a la matriz.
- Viscosidad del aceite y la variación composicional con la temperatura.
- Permeabilidad vertical de la matriz y la relación k_v/k_h .
- Permeabilidad relativa de la matriz y el aceite remanente después de la Inyección de Vapor.

El aspecto crítico es asegurar un fracturamiento suficiente tal que la matriz se caliente suficientemente para acelerar GOGD y permitir la liberación del aceite a las fracturas.

II.6.3 Opciones de desarrollo e instalaciones superficiales para el campo.

La mayoría de los proyectos de Inyección de Vapor han tomado lugar en arenas con alta permeabilidad en la matriz. Las diferencias entre TA – GOGD y las arenas altamente permeables con Inyección de Vapor que necesitan ser tomadas en cuenta en la selección de opciones de desarrollo incluyen:

1. El calentamiento es vía conducción del calor de las fracturas a la matriz. Convección del vapor entrando a la matriz no es esperada si no hasta que el yacimiento está caliente.
2. La recuperación es de manera vertical por drene gravitacional a las fracturas, a diferencia del flujo horizontal a un productor o de regreso al mismo pozo, como en la estimulación cíclica.
3. El número de pozos inyectoros y productores debe de ser reducido de manera importante considerando que el sistema de fracturas quede interconectado.
4. Varios pozos productores pueden experimentar un período de producción fría muy largo a medida que el espaciamiento entre los inyectoros y los productores excedan los 100 metros.
5. El aceite residual es mayor que en la inyección en la matriz. Esto se evidencia en la curva de permeabilidad relativa de los carbonatos.
6. Una combinación de tipos de pozos es requerido ya que los pozos verticales no son ideales debido a la reducción de intersección de fracturas.
7. Un desarrollo por etapas en el campo no es factible debido a la conectividad de las fracturas, por esto, los pozos productores y los inyectoros, son necesarios desde el día 1 de la Inyección de Vapor.

Referencias.

- ¹⁰ S. M. Farouq Ali, "Heavy Oil Recovery – Principles, Practicality, Potential and Problems." Member SPE – AIME, Pennsylvania State U. Paper SPE 4935.
- ¹¹ J. Briggs Meter, R. Paul Baron, J. Fulleylove Richard, S. Wright Mervyn, "Development of Heavy – Oil Reservoirs". Paper SPE 15748.
- ¹² S. M. Farouq Ali, "Heavy Oil Recovery – Principles, Practicality, Potential and Problems." Member SPE – AIME, Pennsylvania State U. Paper SPE 4935.
- ¹³ Doraiah A., Sibrapasad Ray y Gupta Pankaj, "In – Situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery at Mehsana, ONGC – A Success History." Paper SPE 105248.
- ¹⁴ Latil Marcel, "Enhanced Oil Recovery." Houston Texas, 1980. Editorial Gulf Publishing Company.
- ¹⁵ M. Butler Roger, "Thermal Recovery of Oil and Bitumen". Englewood Cliffs, New Jersey, E.U.A. Editorial Prentice – Hall.
- ¹⁶ Alireza Mollaei, SPE IOR Research Institute (NIOC), University of Calgary and Petroleum University of Technology; Brij Main, SPE, University of Calgary; and Madjid Jalivali, SPE, IOR Research Institute (NIOC), "Steam Flooding in Naturally Fractured Reservoirs". Paper IPTC 11087 presented at the International Petroleum Technology Conference held in Dubai, 4 – 6 December 2007.
- ¹⁷ Fassihi, M.R., Meyers, K.O. and Baslie, P.F., "Low – Temperature Oxidation of viscous crude oils". Journal SPE Reservoir Engineering, pages 609 – 616, 1990
- ¹⁸ F. Tabasinejad, R. Karrat; "Feasibility Study of In - Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs" Paper SPE 103969
- ¹⁹ T. Babadagli; "Selection of Proper EOR Method for Efficient Matrix Recovery in Naturally Fractured Reservoirs" Paper SPE 69564
- ²⁰ R. Penney, S. Baqi Al Lawati, R. Hinai, O. van Ravestejin, K. Rawnsley, P. Putra, M. Geneau, A. Ikwumonu, M. Habsi and H. Harrasy. "First Full Field Steam Injection in a Fractured Carbonate at Qarn Alam, Oman. Paper SPE 105406.

Capítulo III. Métodos Miscibles en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

La conducción de fluidos hacia el yacimiento durante el cual el fluido desplazado y el fluido desplazante llegan a ser miscibles en todas proporciones, al menos en una extensión local, es llamada desplazamiento miscible. La miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un gas de inyección se dice que es conseguida cuando una sola fase (a condiciones críticas) resulta de la mezcla de los dos fluidos.

La eficiencia de desplazamiento puede ser expresada como:

$$E = E_v \times E_h \times E_m$$

El termino E_m involucra el entrapamiento de aceite por fuerzas de capilaridad en los poros invadidos por el fluido desplazante y es conocido como “Eficiencia de Desplazamiento Microscópica”.

Es claro que la naturaleza del fluido desplazante es de gran importancia en la recuperación de aceite del yacimiento, por lo que un fluido miscible con el aceite es deseable. Las fuerzas interfaciales podrían en este caso ser eliminadas y la eficiencia de desplazamiento microscópica E_m sería del 100% en teoría. Según pruebas de laboratorio, el desplazamiento por miscibles ha sido utilizado, donde el aceite residual es removido de un núcleo simple mediante el flujo de un solvente apropiado²¹. Desafortunadamente, los solventes actualmente usados para propuestas de laboratorio son de costo muy elevado, por lo que no pueden ser usados para inyección continua en yacimientos.

Para el desplazamiento por Inyección de Fluidos Miscibles es conveniente el conocimiento de puntos como:

- Para lograr miscibilidad, es suficiente inyectar un bache de solvente de volumen limitado (poco porcentaje del volumen poroso barrido) que puede ser desplazado por un fluido más barato.

- Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de fase, varios fluidos pueden llegar a ser miscibles con el fluido del yacimiento.

En particular si el fluido de desplazamiento miscible es un gas de alta movilidad, fenómenos tales como; digitación, segregación gravitacional o canalización pueden ocurrir, disminuyendo o incluso eliminando el potencial del proceso y se comportaría como un proceso similar a la Inyección de Agua.

Baches miscibles

En el tipo de desplazamiento miscible donde un bache de solvente es primero inyectado; un cierto volumen de solvente *S* es puesto en contacto con el aceite con el cual es miscible, es seguido entonces por un fluido *C* que es inmisible con el aceite *O* pero miscible con *S*.

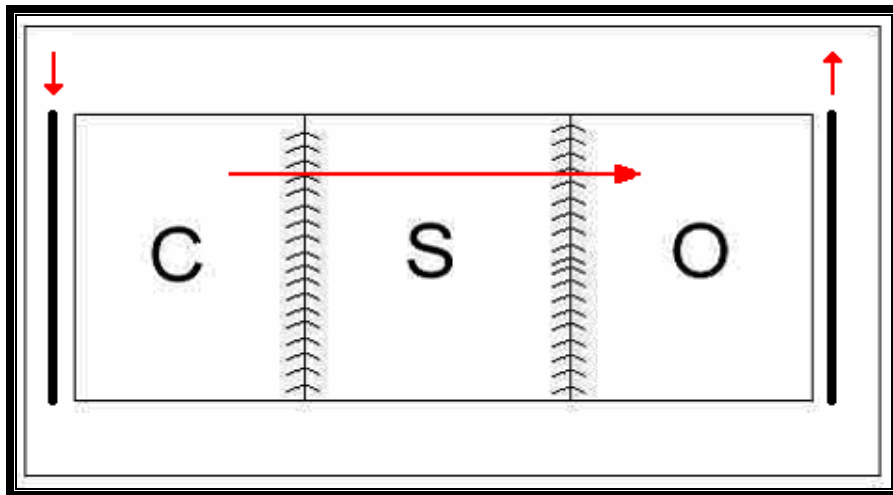


Figura 3.1 Ilustración de un bache miscible

Los sistemas típicos de desplazamiento son:

- *Aceite, LPG, Gas.*
- *Aceite, Alcohol, Agua.*

La teoría de desplazamiento miscible muestra que entre dos fluidos miscibles en movimiento una zona de mezcla es formada. En el caso de la inyección de un bache de solvente, dos zonas de mezcla son formadas, la primera entre *O* y *S*, una segunda entre *S*

y C. Estas zonas crecen independientemente, cada uno siguiendo la relación de la Figura 3.1. El tamaño del banco de solvente puro, continuamente decrece conforme el barrido es llevado a cabo. El volumen del bache inyectado de solvente debe ser tal que el banco de solvente puro se agote antes que la mezcla $O - S$ rompa a través del pozo productor, de otra forma C y O los cuales no son miscibles podrían llegar a tener contacto. Cuando esto sucede, se dice que ocurre “Ruptura de Miscibilidad”.

La mayor dificultad en la planeación de un desplazamiento por un bache miscible recae en la selección de un adecuado volumen: demasiado pequeño causa el riesgo de una Ruptura de Miscibilidad, demasiado grande causaría un elevado costo para el proyecto.

Miscibilidad termodinámica

El gas usado para desplazar el aceite del yacimiento durante la recuperación mejorada por Inyección de Gas Miscible es casi siempre una mezcla de hidrocarburos. Por lo que ambos, el gas y el aceite contienen hidrocarburos ligeros (principalmente metano), hidrocarburos intermedios (etano a hexano) y finalmente pesados (heptano y superiores, C_{7+}) pero en porciones completamente diferentes. Por lo tanto, vemos que durante la Inyección de Gas Miscible dentro de un yacimiento de aceite, los fluidos del yacimiento no son completamente diferentes en composición, habrá un cambio gradual de componentes entre los dos fluidos y su composición será similar.

Eventualmente parte de la fase gaseosa y parte de la fase de aceite no serán ampliamente separadas por una interfase y llegarán a ser entonces miscibles. El orden de cambio de componentes será suficientemente grande y permitirá la miscibilidad. Un aceite pesado requiere un gas de inyección que contenga un alto porcentaje de hidrocarburos intermedios, del mismo modo un aceite ligero será miscible con un gas de inyección seco es por esto que el uso de CO_2 y N_2 resulta aplicable.

Los cambios de fase son gobernados por la constante de equilibrio K_i para cada componente i , K_i es definida como Y_i / X_i y representa la relación de la fracción molar Y_i del componente i en la fase vapor para la fracción molar X_i del mismo componente en la fase líquida. La constante de equilibrio K_i es una función de la presión, temperatura y presión de convergencia P_k :

$$K_i = f(P, T, P_k)$$

Diagramas ternarios.

El uso de diagramas ternarios resulta de amplia aplicación en la recuperación mejorada por Inyección de Miscibles a una presión y temperatura dada, el punto *M* (Figura 3.2) representa de acuerdo a su ubicación dentro del diagrama ternario, cualquiera de estos casos: Una sola fase de fluido o fluido en dos fases. Podemos trazar en el diagrama ternario, para una combinación de presión y temperatura, las curvas limitando la región de dos fases *D*: la curva de puntos de burbuja y la curva de puntos de rocío. La composición correspondiente al punto *C* (punto crítico) que es la mezcla de los tres componentes escogidos para las cuales la temperatura y presión dada están a temperatura y presión crítica. Para algún líquido saturado *A* dado hay una correspondiente saturación de vapor *B* con la cual esta en equilibrio. La línea *AB* es conocida como línea de calidad y es evidente que cada punto de esta línea representa una mezcla de dos fases de las cuales las composiciones de las fases líquido y vapor son *A* y *B* respectivamente.

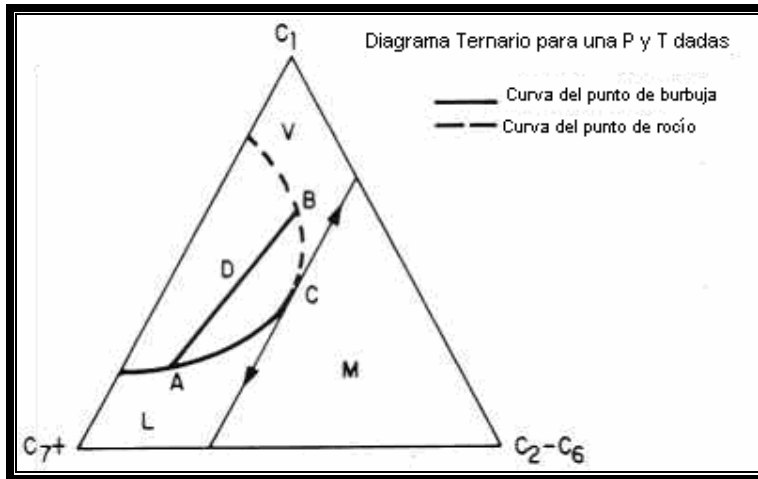


Figura 3.2 Diagrama ternario para una presión y temperatura dadas

Si desplazamos la línea de calidad hacia el punto crítico esta línea hará una tangente en este punto. La zona *V* representa la zona de la fase vapor, la zona *L* representa la zona de la fase líquida. Las mezclas de hidrocarburos *V* y *L* no son miscibles en todas proporciones. La zona *M* es donde las mezclas son llamadas supercríticas.

Las mezclas en la zona M son todas mutuamente miscibles y son también miscibles con las zonas V y L esto sólo cuando la línea que une un punto de la zona M con un punto de las zonas V o L no interseque la curva de rocío o la curva de burbujeo.

Es visto que elevadas presiones y bajas temperaturas son condiciones favorables para el desplazamiento miscible, ya que estas condiciones reducen considerablemente el tamaño de la región de dos fases, como se observa en las figuras.

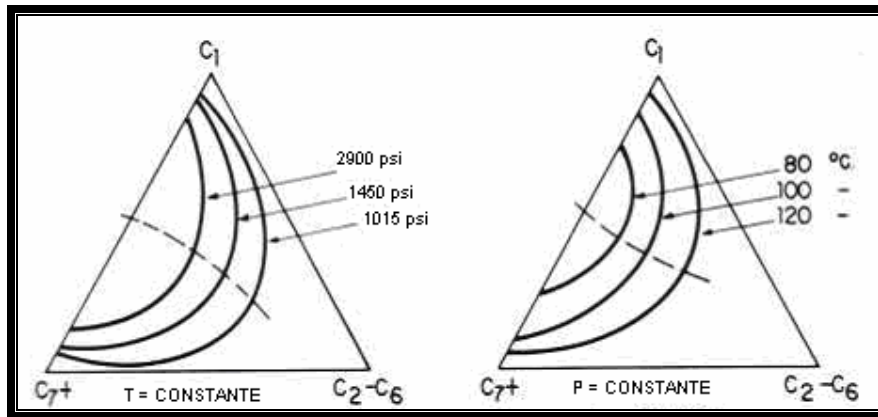


Figura 3.3 Efectos de presión y temperatura en la miscibilidad

Métodos básicos de conducción miscible.

Los principales métodos miscibles son:

- Gas de inyección a elevadas presiones.
- Inyección de gas enriquecido.
- Inyección de baches LPG.
- Inyección de baches de alcohol.

III.1 Conceptos y fundamentos de miscibilidad.

III.1.1 Condiciones de fase en el yacimiento.

La siguiente figura ilustra las condiciones de fase a altas presiones del gas de inyección. La composición inicial del gas inyectado corresponde al punto G . El punto O , corresponde a la composición de aceite, debe estar a la derecha de la tangente del punto crítico, el aceite debe ser rico en componentes intermedios.

Al principio de la inyección, el desplazamiento es no – miscible y la línea GO atraviesa la región de dos fases. Por lo que un poco de aceite residual de composición O permanece detrás del frente aceite – gas. El aceite O y el gas miscible inyectado G no están en equilibrio termodinámico. Cambios de fase ocurren y el resultado, a un tiempo y lugar dado, es gas de composición g_1 y aceite de composición o_1 . El gas llega a ser rico en componentes pesados e intermedios.

El aceite O , mientras esta cambiando de composición a o_1 , tiende a encogerse. La saturación de aceite detrás del frente permanece debajo del valor crítico y esta atrapado, mientras el gas g_1 es desplazado hacia el frente por la subsecuente Inyección de Gas G . (Etapa 2).

El gas g_1 tiene contacto con el nuevo aceite residual formado de composición O . pero los fluidos no están en equilibrio, cambios de fase ocurren y se forma como resultado un gas g_2 y un aceite o_2 que no están en equilibrio, el gas g_2 estando en contacto con el frente. El aceite o_2 , en contacto con el gas G , perdiendo mas intermedios y su composición llega a ser o_a . (Etapa 3)

El proceso continua hasta que la composición del gas en contacto con el aceite virgen llega a ser g_t , que es el punto de contacto de la tangente de O a la curva de rocío. En esta etapa la miscibilidad entre g_t y O ha sido conseguida. A partir de este punto, el desplazamiento es miscible y no es dejado aceite residual detrás del frente.

Detrás del banco miscible, el aceite formado previamente, de composición o_1 , o_2 , etc., continua perdiendo intermedios para el gas G . El límite de la composición de aceite es o_p , en la línea de calidad a través de G . El aceite o_p ya no puede cambiar más componentes con el gas G y no es recuperable, pero este resulta ser despreciable.

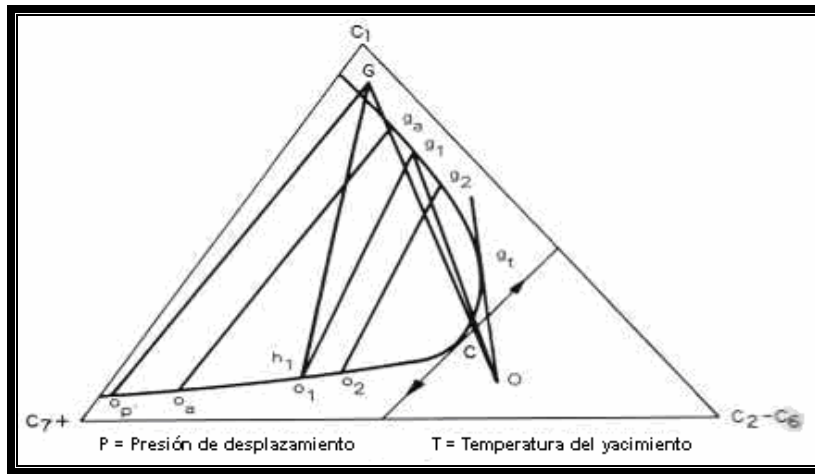


Figura 3.4 Esquemática de miscibilidad en un diagrama ternario

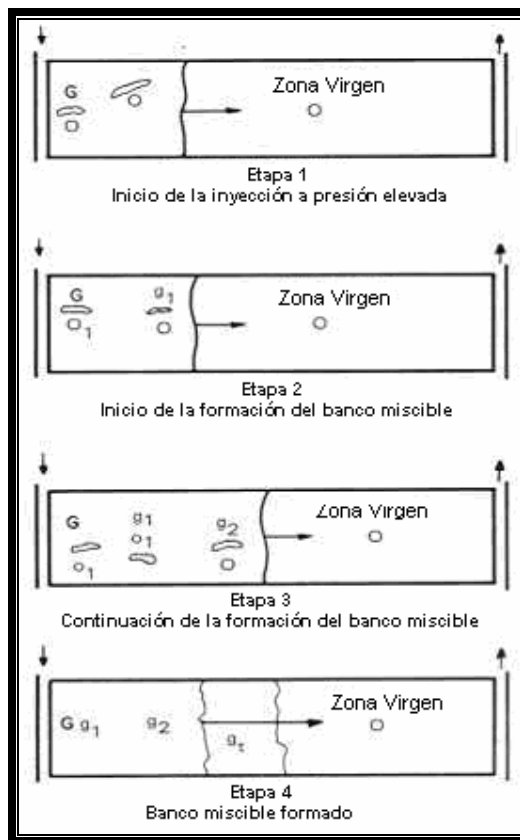


Figura 3.5 Etapas de formación de un frente de desplazamiento miscible

III.1.2 Presión de miscibilidad.

Como se puede observar en el diagrama a temperatura de yacimiento, la miscibilidad solo puede ser alcanzada entre el aceite y el gas de composiciones G y O respectivamente, si la línea $O - g_t$ (Figura 3.4) es una tangente a la curva de rocío, esto

solo se presenta en el caso en que la presión es igual o mayor a la presión de miscibilidad (PM), en la cual la tangente en el punto crítico pasa por el punto O (Figura 3.6).

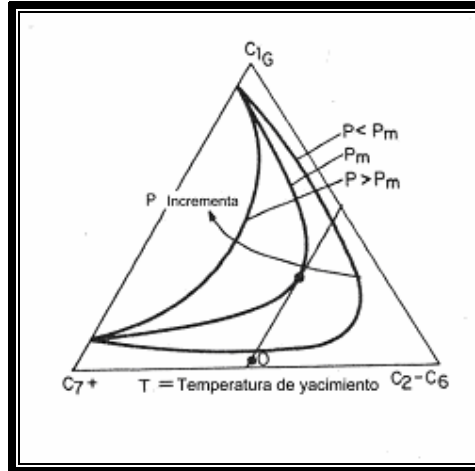


Figura 3.6 Presión de miscibilidad

La presión de miscibilidad para alguna combinación en particular de aceite y gas miscible es por tanto independiente de las características de la formación y condiciones del desplazamiento.

La presión mínima de miscibilidad (PMM) es la presión más baja a la cual un gas puede desarrollar miscibilidad a través de un proceso multicontacto con el aceite de un yacimiento dado a temperatura de yacimiento. El yacimiento al cual se le aplica el proceso debe ser operado a la PMM, o por arriba de ésta, para desarrollar miscibilidad multicontacto.

A la PMM, o por arriba de ésta, la miscibilidad puede desarrollar un proceso de vaporización, un proceso de condensación, o algunas veces una combinación de estos dos procesos. En el proceso de vaporización, los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite crudo son transferidos al límite delantero del frente de gas alterando este para hacerlo miscible con el crudo del yacimiento.

En el proceso de condensación, el gas inyectado es enriquecido con los hidrocarburos ligeros. El aceite del yacimiento dejado atrás del frente de gas es enriquecido por

transferencia neta de los hidrocarburos ligeros de la fase de gas al aceite. El enriquecimiento del aceite del yacimiento se lleva a cabo hasta que este es miscible con el gas inyectado.

En principio dos métodos de laboratorio son usados para medir la PMM: el método de tubos delgados y el método de burbuja ascendente. Otros métodos, incluyendo un tedioso método de múltiple contacto, han sido probados para la medición de la PMM²².

III.1.3 Métodos de laboratorio.

Equipo de tubos delgados

Diseño. La prueba de desplazamiento de tubos delgados es frecuentemente referida como el estándar de la industria para la determinación de la presión mínima de miscibilidad (PMM). Desafortunadamente, no existe un diseño, ni un procedimiento de operación estándar, ni un sistema estándar de criterios para determinar las PMM con tubos delgados. Los elementos esenciales de un equipo de tubos pequeños se muestran en la siguiente figura.

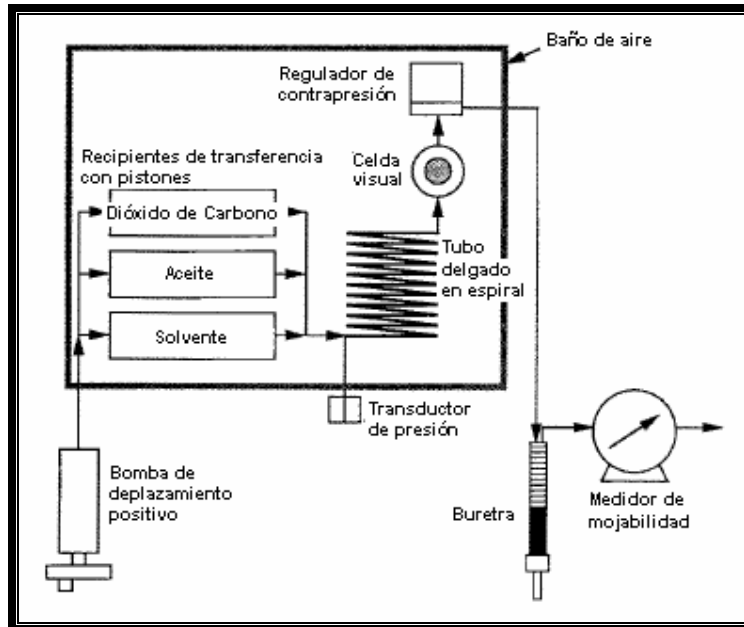


Figura 3.7 Esquema de un aparato de tubos delgados

El aparato consta de un tubo delgado de 0.25 pulgadas de diámetro exterior y 0.12 de diámetro interior. Tres secciones de 6 metros (20 pies) del tubo se acoplan para dar un

tubo delgado de 18 metros (60 pies) de longitud. El tubo se empaca con 100 arenas y se le da una forma espiral con un diámetro de 18 pulgadas. El tubo delgado en espiral se ensambla horizontalmente dentro del baño de aire. Un extremo del tubo se conecta a los cilindros de transferencia de fluidos. Dentro de cada cilindro de transferencia de fluidos, un pistón separa el aceite mineral del CO₂, el aceite del yacimiento o del solvente. Una bomba de desplazamiento positivo empuja el aceite mineral el cual empuja a su vez los pistones en el cilindro de transferencia de fluidos.

El otro extremo del tubo delgado se conecta a una celda visual. La celda visual tiene un volumen muerto de 1 cm³. Un regulador de contrapresión se ensambla inmediato a la celda visual corriente abajo. El equipo entero tiene una presión de trabajo de 350 kg/cm² (5000 psi) a 150°C (300°F).

Equipo de Burbuja ascendente.

Diseño. Las características más esenciales del aparato son un tubo de vidrio plano ensamblado verticalmente en un manómetro en un baño de temperatura controlada. El tubo es plano para tener una mejor visión del ascenso de las burbujas en el aceite. La sección rectangular interna del tubo es de 1 por 5 milímetros (0.04 por 0.20 pulgadas). La porción visible es de 20 centímetros (8 pulgadas) de largo.

Para obtener un registro permanente de la evolución de la forma de una burbuja ascendente, el aparato incluye una videocámara montada en un soporte paralelo al patrón de la burbuja, esto permite visualizar la burbuja.

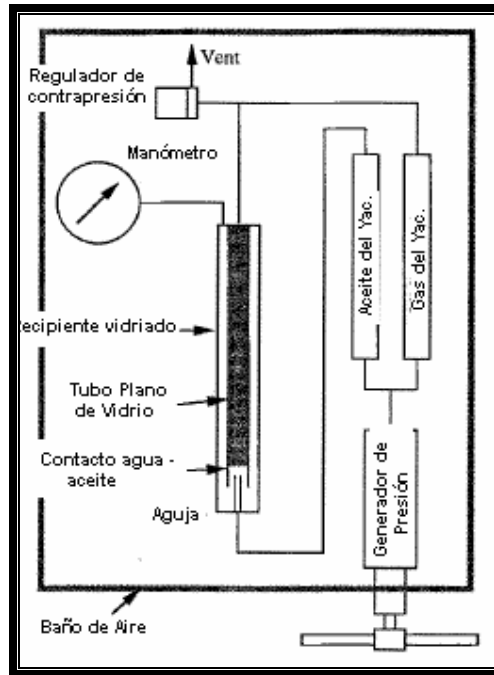


Figura 3.8 Esquema de un aparato de burbuja ascendente

Dado que la eficiencia de desplazamiento de aceite por gas es altamente dependiente de la presión y el desplazamiento miscible es logrado a presiones mayores que la llamada Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). Las pruebas de desplazamiento en el aparato de tubos delgados son utilizadas para determinar la PMM para un crudo determinado.

Sin embargo, para facilitar los procedimientos y ganar claridad dentro de los procesos de desplazamiento miscible, varias correlaciones relacionadas a las propiedades físicas del aceite y del gas desplazante han sido propuestas. Las correlaciones de PMM se dividen en dos categorías. La primera categoría está dada por CO₂ puro e impuro, mientras que la otra categoría trata de la PMM de otros gases.

III.1.4 Correlaciones para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)

1) Correlaciones para CO₂ puro e impuro.

- a) *Orr y Silva*. Los autores apuntaron que la distribución de los tamaños moleculares presentes en un aceite crudo tienen mayor impacto en la PMM que las variaciones en la estructura del hidrocarburo. Las distribuciones del número carbónico del sistema de aceite crudo son la única información necesaria para utilizar la correlación.

- b) *Método de Presión de Vapor Extrapolada (PVE)*. Orr y Jensen sugirieron que la curva de presión de vapor del CO₂ puede ser extrapolada e igualada con la mínima presión de miscibilidad para estimar la PMM en yacimientos de baja temperatura ($T < 50^{\circ}\text{C}$).

- c) *Yellig y Metcalfe*. De su estudio experimental, los autores propusieron una correlación para predecir la PMM del CO₂ que usa la temperatura “T” como el único parámetro de la correlación. Los autores concluyeron que si la presión de burbuja del aceite es mayor a la PMM estimada, entonces la PMM del CO₂ es igual a la presión del punto de burbuja.

- d) *Alston y otros autores*. Presentaron una correlación derivada empíricamente para estimar la PMM de sistemas CO₂ puro e impuro/aceite. Alston y sus colaboradores usaron la temperatura, la fracción volátil del aceite, la fracción intermedia del aceite y la composición del CO₂ como parámetros de la correlación.

- e) *National Petroleum Council (NPC)*. El NPC propuso una correlación empírica que provee una estimación poco exacta de la PMM del CO₂. La correlación usa la densidad API y la temperatura como parámetros de correlación.

- f) *Enick – Holder – Morsi*. Enick y sus co – autores presentaron un grupo de gráficas de trabajo para estimar la PMM para sistemas CO₂ – aceite crudo. Las gráficas se dividen en 4 categorías:
 - i) Gráfica de predicción de PMM del aceite en tanque de almacenamiento para CO₂ puro.
 - ii) Tres gráficas de corrección para cuantificar las impurezas del CO₂.
 - iii) Dos gráficas diseñadas para cuantificar los componentes gaseosos del CO₂.
 - iv) Una gráfica de corrección para tomar en cuenta, la temperatura, la dependencia de impurezas del CO₂ y los gases disueltos en el aceite.

g) *Croquist*. El autor propuso una ecuación empírica que fue generada del ajuste de una regresión con 58 puntos. El autor caracteriza la presión de miscibilidad como una función de T, el peso molecular de la fracción C₅₊ del aceite y el por ciento mol de metano y nitrógeno.

2) Correlaciones de Miscibilidad para Nitrógeno y Gas.

a) *Firoozabadi y Aziz*. Propusieron una correlación generalizada que puede predecir la PMM para N₂ y gas. Usaron la concentración de componentes intermedios del aceite, temperatura y el peso molecular del C₇₊ como parámetros de correlación.

b) *Hudgins – Leave – Cheng*. Establecieron que la composición del fluido del yacimiento, especialmente las cantidades de las fracciones C₁ a C₅, es el factor más determinante para la miscibilidad.

c) *Glaso*. El autor investigó el efecto de la composición del fluido del yacimiento, velocidad de desplazamiento, la longitud de la columna del tubo delgado y la temperatura en la recuperación de aceite por tubo delgado con N₂²³.

III.2 Inyección de Dióxido de Carbono.

III.2.1 Introducción.

El uso de Dióxido de Carbono como un agente de recuperación de aceite en yacimientos petroleros ha sido investigado por varios años. Diversos estudios de campo y laboratorio han establecido que el CO₂ puede ser un eficiente agente desplazante de aceite. Los distintos mecanismos mediante los cuales se puede desplazar el aceite a través del medio poroso han sido de particular interés para la industria petrolera. Estos mecanismos son:

1. Empuje por solución de gas.
2. Empuje por CO₂ inmisible.
3. Empuje por una mezcla CO₂ – Hidrocarburos miscible.
4. Vaporización de Hidrocarburos.

5. Empuje de miscibilidad directa por CO₂.
6. Empuje de miscibilidad por múltiple contacto.

Aunque estos mecanismos pueden ser conocidos por algunas personas en la industria, la literatura no hace una distinción clara entre ellos y no puntualiza las diferencias entre el desplazamiento por CO₂ y otros tipos de procesos de desplazamiento.

La mayoría de la investigación en la industria y pruebas de campo del CO₂ han sido dirigidas hacia el desplazamiento miscible, y esta forma de usar el CO₂ parece tener un gran potencial en la recuperación de fluidos que no han podido ser recuperados bajo los esquemas de producción convencionales. Sin embargo, el potencial para este método será significativo sólo si el Dióxido de Carbono puede ser encontrado en grandes cantidades para tratar un gran número de campos, y si el Dióxido de Carbono puede ser entregado a estos campos a un bajo costo para ser compensado por el valor de la recuperación incremental de aceite que puede ser alcanzada.

El desplazamiento miscible entre el aceite y el Dióxido de Carbono resulta de la vaporización de hidrocarburos del aceite en el CO₂. El desplazamiento miscible con Dióxido de Carbono es considerado para miscibilidad dinámica, por tal razón el CO₂ no es directamente miscible con el aceite al primer contacto.

La presión a la cual el desplazamiento miscible ocurre depende de la presión del yacimiento, la composición del aceite y la pureza del CO₂. La presencia de metano y/o nitrógeno puede incrementar drásticamente la presión requerida de miscibilidad. En cambio, la presencia de ácido sulfhídrico puede reducir la presión requerida.

Investigaciones en desplazamiento miscible de hidrocarburos han mostrado que la eficiencia de barrido de una inyección de un fluido en un desplazamiento miscible, depende de la relación de viscosidad entre el aceite y el solvente, del grado de segregación gravitacional del solvente causado por el contraste de densidades y de la distribución espacial de la permeabilidad²⁴.

A medida que la viscosidad del aceite se incrementa en relación a la viscosidad del Dióxido de Carbono, existe mayor tendencia del Dióxido de Carbono a canalizarse, o

digitarse a través del aceite, y esto causa que se reduzca el contacto volumétrico en el yacimiento. La influencia de una relación de viscosidades desfavorable depende de la heterogeneidad del yacimiento y la tendencia normal de los fluidos inyectados de fluir a través de las secciones más permeables de la roca agrava esta situación.

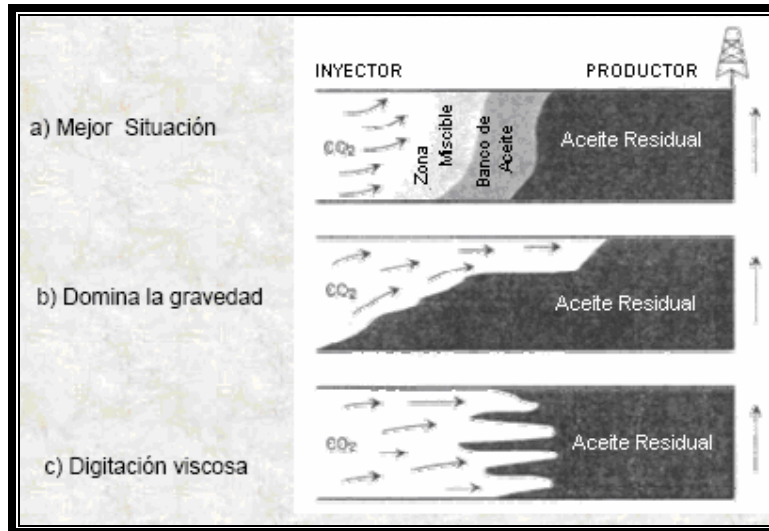


Figura 3.9 Influencia de la relación de viscosidades

III.2.2 Variaciones básicas en el proceso de Inyección de CO₂.

La Inyección de Dióxido de Carbono puede ser aplicada en el campo, como método de recuperación secundaria, terciaria o mejorada, de las siguientes maneras:

- Inyección Continua de CO₂ – En esta variación, el CO₂ es inyectado continuamente hasta el final de la recuperación.
- Dióxido de Carbono seguido de Gas – Este proceso comienza con la Inyección de CO₂ hasta que un volumen preseleccionado de CO₂ ha sido inyectado al yacimiento entonces un gas, menos caro que el Dióxido de Carbono, es utilizado como principal fluido de empuje.
- CO₂ seguido de Agua – Después de la inyección de un volumen deseado de CO₂, se utiliza agua para desplazar el CO₂ a través del yacimiento.
- Inyección de CO₂ y Agua Simultánea/Alternada – Esta variación del proceso de Inyección de CO₂ suele generalmente comenzar con un pequeño bache de CO₂, seguido por una inyección, ya sea simultánea o alternada de CO₂ y agua hasta que un volumen predeterminado de CO₂ ha sido inyectado. Este proceso es

comúnmente llamado WAG por sus siglas en inglés (Water Alternate Gas) que será revisado en el Capítulo V de esta investigación.

- Inyección de una Combinación CO₂/Solvente – El proceso de Inyección de Dióxido de Carbono puede también incluir la Inyección de Solventes tales como H₂S, SO₂, por nombrar algunos. La principal razón para utilizar un solvente es disminuir la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) entre el CO₂ y el aceite del yacimiento y para ayudar a mantener la miscibilidad a través del yacimiento.
- Inyección de una Combinación CO₂/Calor – Bajo ciertas condiciones, calor y el CO₂ pueden ser inyectados al yacimiento y puede dar como resultado un efecto interactivo en la recuperación de aceite.

Conforme a lo anterior, es aparente que el proceso de Inyección de Dióxido de Carbono normalmente incluye la Inyección de CO₂ y de algunos otros fluidos, ya sea de manera secuencial, simultánea o alternada.

III.2.3 Propiedades del CO₂.

Antes de presentar la información en el desplazamiento Aceite – CO₂, será de gran ayuda revisar algunas de las características del Dióxido de Carbono que son efectivas en la remoción de aceite de la roca porosa. El CO₂ actúa de las siguientes formas:

- 1) Provoca hinchamiento del aceite crudo.
- 2) Reduce la viscosidad del aceite.
- 3) Incrementa la densidad del aceite.
- 4) Es altamente soluble en agua.
- 5) Ejerce una acidificación en la roca.
- 6) Puede vaporizar y remover porciones de aceite crudo.

Con respecto al hinchamiento del aceite crudo, la recuperación adicional de aceite ha sido generalmente considerada debido a un incremento en el factor de formación del aceite (B_o). Por otro lado, la alta solubilidad del CO₂ en aceites hidrocarburos causa que estos aceites se hinchen²⁵. Una consecuencia favorable de este hinchamiento es el efecto que puede tener en las permeabilidades relativas.

III.2.4 Operación técnica.

Miscibilidad

Generalmente, el Dióxido de Carbono no es miscible con la mayoría de los aceites crudos, pero puede llegar a desarrollar esta miscibilidad a través del proceso de múltiple contacto.

Por otro lado, si la miscibilidad no es lograda, una disminución en las tensiones interfaciales puede resultar debido a la vaporización y los efectos de solubilidad. Como se mencionó anteriormente, el CO₂ es un vaporizador muy poderoso de hidrocarburos. Las fracciones de hidrocarburos pesadas se vaporizan en el CO₂ inyectado. Esto permite al CO₂ desarrollar miscibilidad. El mecanismo mediante el cual el CO₂ miscible desplaza el aceite es a través del mecanismo de múltiple contacto de hidrocarburos en el rango de C₅ – C₃₀. Aceites convenientes están normalmente en el rango de 25 – 45° API y están presentes en yacimientos bastante profundos por lo que el desplazamiento puede tomar lugar arriba de la presión mínima de miscibilidad. La extracción de múltiple contacto requerida para lograr miscibilidad necesita que el CO₂ se mueva cierta distancia en el yacimiento. A medida que el banco se forma y se mueve, este tiende a ser dispersado de manera transversal y longitudinal.

Proceso

Para evaluar una posible Inyección de CO₂ se requiere información que puede ser obtenida en el laboratorio o, en caso de carecer de estas pruebas, puede estimarse de consideraciones teóricas. La información requerida incluye:

- ✓ Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).
- ✓ Hinchamiento del crudo.
- ✓ Reducción de la viscosidad.
- ✓ Precipitación de asfaltenos.
- ✓ Propiedades del CO₂.
- ✓ Información PVT.

El CO₂ es un fluido que tiene el potencial de funcionar como agente de recuperación de aceite tanto en forma miscible como inmisible. La naturaleza de este comportamiento depende de la composición del aceite, así como de la presión y temperatura del

yacimiento. En una aplicación miscible, más del 90% del aceite con el que se entra en contacto puede ser desplazado. La presión a la cual el CO₂ es capaz de generar desplazamiento miscible del aceite es llamado Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

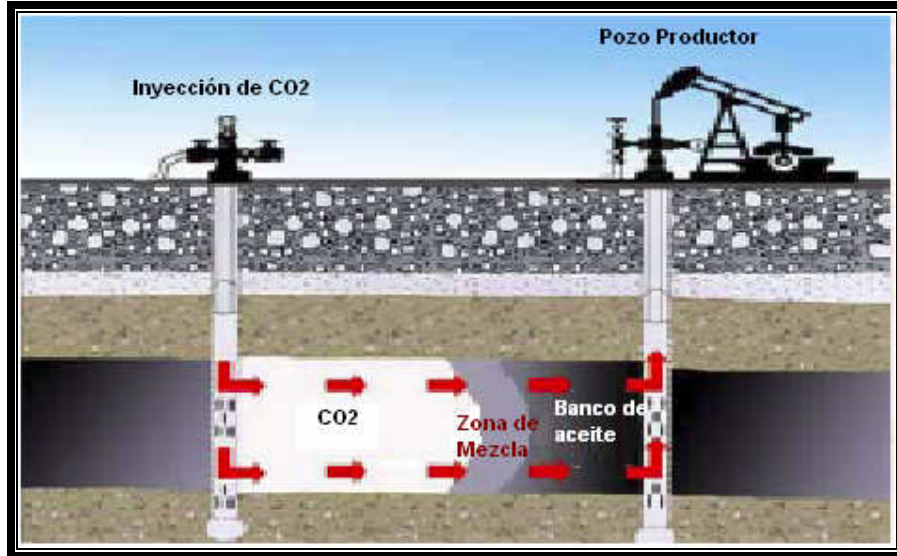


Figura 3.10 Inyección de CO₂ miscible

En términos más amplios, la PMM es proporcional a la densidad específica del aceite. Mientras que aceites de baja densidad API contienen grandes cantidades de hidrocarburos pesados y normalmente se encuentran en yacimientos someros y de baja presión, no es usualmente posible lograr la PMM en dichos casos. Sin embargo, el CO₂ es altamente soluble en aceites pesados, y por disolución en el aceite, el Dióxido de Carbono provoca un hinchamiento y reduce su viscosidad. Después de que un bache de CO₂ ha sido inyectado a un yacimiento de aceite pesado, el aceite puede ser más fácilmente desplazado por Inyección de Agua o por la ayuda de algún polímero.

Como se mencionó anteriormente, el mecanismo por el cuál el CO₂ miscible desplaza al aceite es mediante el mecanismo de múltiple contacto de las fracciones de hidrocarburos C₅ – C₃₀ del aceite crudo. Los aceites que tienen una cantidad considerable de hidrocarburos extraíbles son usualmente de densidad API media a alta (25 a 45°) y están presentes en yacimientos de gran profundidad para que la presión de desplazamiento esté por arriba de la PMM. Para los aceites más ligeros (~40° API), los rangos de PMM van de 84 kg/cm² (1200 psi) a 38 °C (100 ° F) hasta 210 kg/cm² (3000 psi) a 121 °C (250 ° F). La fracción de hidrocarburos extraídos se convierten en un bache de solvente

rico en CO₂ que de manera miscible desplaza el aceite crudo de la formación, y este a su vez, es desplazado por otro bache de CO₂. La extracción por múltiple contacto podría requerir que el CO₂ se mueva cierta distancia a través del yacimiento haciendo un contacto directo físico con el aceite del lugar antes del enriquecimiento de los hidrocarburos con CO₂ y antes también de que se desarrolle un banco de tamaño considerable, para un máximo desplazamiento de aceite. En el momento en el que el banco miscible se forma, este se dispersa de manera transversal y longitudinal a medida que se mezcla con el aceite y el Dióxido de Carbono adicionales en el yacimiento.

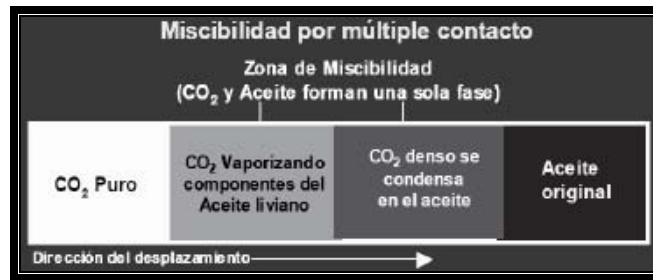


Figura 3.11 Zonas que se presentan en el proceso de miscibilidad

Una extracción adicional ocurre mediante otro bache de CO₂ inyectado con el fin de reestablecer la miscibilidad, este mecanismo fue confirmado en una prueba realizada al campo Mead – Strawn; donde cerca de cuatro años después de que el bache de CO₂ fue inyectado, dos pozos fueron perforados y nucleados. Un pozo a 18 metros (60 pies) de distancia del pozo inyector, el promedio de saturación de aceite en el núcleo de este pozo fue de 10% del volumen poroso. El segundo pozo, perforado a 122 metros (400 pies) de distancia del mismo pozo inyector, con un promedio de saturación de aceite en el núcleo menor a 5% del volumen poroso. La disminución de la saturación de aceite con la distancia desde el pozo de inyección se interpretó en la manera de que el banco de solvente seguía siendo formado dentro de este intervalo pero había alcanzado de cierta manera su efectividad dentro de los 18 metros (60 pies) de distancia al pozo de inyección²⁶.

Debido a que el CO₂ es un fluido costoso, los diseños de proyecto usualmente incorporan inyección de baches en lugar de una inyección continua. La tendencia en los proyectos de Inyección de CO₂ ha sido empujar baches de CO₂ de un 15% del volumen poroso impregnado de hidrocarburos; o un volumen mayor alternado con agua, no con

un gas ya que estos son miscibles con el CO₂. El objetivo de hacer esto es para mejorar la eficiencia de barrido mediante la obtención de una relación de movilidad en los límites del bache de CO₂. La desventaja de este método de operación es que el desplazamiento con agua es inmisible, y esto ocasiona que cierta parte del CO₂ inyectado sea dejado en el yacimiento. Esta saturación residual del CO₂ debe ser considerada cuando se determine la cantidad de CO₂ que se va a inyectar.

III.3 Inyección de Nitrógeno.

III.3.1 Introducción.

La extracción por solventes (tipo miscibles) incluye Inyección de N₂, CO₂ e Inyección de hidrocarburos. La inyección de fluidos hidrocarburos miscibles es muy caro comparado con otros gases como el Nitrógeno y el Dióxido de Carbono. El CO₂ puede no estar disponible y el Nitrógeno tiene la ventaja de estar disponible en cualquier lugar. La Inyección de Nitrógeno es usada especialmente para yacimientos profundos con baja permeabilidad y para yacimientos con alta presión.

Una de las ventajas del uso de Nitrógeno como gas de inyección, sobre los gases naturales y el CO₂, es la abundancia y disponibilidad del Nitrógeno. Esta ventaja es debido al hecho de que el Nitrógeno se encuentra en el aire y mediante el uso de apropiada tecnología puede ser extraído.

El principal objetivo de la Inyección de N₂ es lograr miscibilidad con el fluido del yacimiento. La miscibilidad obtenida por la Inyección de Nitrógeno en un yacimiento con aceite ligero es una miscibilidad condicional; donde los fluidos no son miscibles al primer contacto, pero forman dos fases, con uno de los fluidos absorbiendo componentes del otro. Después del contacto suficiente y del continuo cambio de componentes, el sistema llegará a ser miscible. El fenómeno de miscibilidad N₂ – Aceite crudo ligero es muy complejo y depende de la composición del fluido del yacimiento, temperatura, presión, así como otros factores tales como: una interfase de transferencia de masa, el efecto de permeabilidades relativas, presión capilar y gravedad²⁷.

Existen tres zonas en el desplazamiento de aceite crudo ligero durante la Inyección de Nitrógeno a presiones elevadas. La segunda zona es la más importante por los mecanismos involucrados en lograr miscibilidad. El banco miscible puede, o no, ser formado en la segunda zona, por lo que el desplazamiento es inmisible hasta que la zona miscible es creada.

III.3.2 Operación técnica.

En el desplazamiento miscible, el Nitrógeno puede desplazar al aceite fácilmente mediante el desarrollo de un banco miscible a través de la vaporización de los componentes intermedios del aceite. El Nitrógeno adquiere miscibilidad dinámica (el N₂ es enriquecido por cambio en la composición del aceite crudo) con el aceite del yacimiento a altas presiones, lo cual ocurre por la transferencia de masa de los componentes intermedios del aceite dentro del gas de inyección seguido por la condensación de las masas moleculares intermedias más grandes dentro de la fase líquida a partir de la fase de gas enriquecido, esto ocurre a través de un proceso multicontacto que involucra un mecanismo combinado de vaporización – condensación del gas. Además de los mecanismos de vaporización algunos otros mecanismos juegan un papel importante en la efectividad de la recuperación de aceite por Inyección de Nitrógeno como²⁸:

- Incremento de la Densidad de la Fase Desplazante.
- Decremento de la Densidad de la Fase Desplazada.
- Incremento en la Viscosidad de la Fase Desplazante.
- Decremento de la Viscosidad de la Fase Desplazada.
- Reducción de la Tensión Interfacial en la Interfase.

En el proceso se pueden distinguir tres zonas de interés:

Zona 1. En la cual se observa una zona virgen, es decir, no se lleva a cabo un cambio composicional, esta zona será desplazada por un posterior banco miscible.

Zona 2. Es donde se llevan a cabo los cambios de composición y se consigue la miscibilidad, el límite guía de esta zona tiene la misma composición de aceite de la zona

virgen, la máxima concentración de componentes intermedios es observada sólo en el límite guía de la segunda zona y entonces los componentes intermedios son separados del aceite crudo. Se presenta un decremento en la densidad del líquido y un incremento en la densidad del gas esto continuará hasta que las densidades del gas y el líquido converjan al mismo valor (completamente miscibles). En esta zona es llevada a cabo una reducción en el ritmo de vaporización durante el avance del proceso de desplazamiento hasta que la vaporización es reducida a cero (por el consumo del total de los componentes intermedios). Detrás del banco miscible la densidad del líquido incrementa y la densidad de la fase de gas se reduce muy rápido debido al proceso de intercambio que se llevo a cabo y que ha finalizado.

La variación de densidades en las fases líquidas y gas son el resultado de dos mecanismos combinados:

1. En el límite guía de la segunda zona, la viscosidad del líquido disminuye y la viscosidad del gas incrementa debido al proceso de avance del desplazamiento.
2. Detrás del límite guía de la segunda zona, donde el proceso de multicontacto es llevado a cabo la viscosidad del líquido aumenta y la viscosidad de la fase gas disminuye.

Es evidente que la relación de movilidad mejora por los cambios de viscosidades de ambas fases en el límite guía de la segunda zona, consecuentemente, el desplazamiento es más efectivo. La digitación por viscosidad es reducida como una consecuencia de la reducción de relación de movilidad.

Zona 3. El proceso termina con la tercera zona, en el comienzo de la zona tres la fracción mol de Nitrógeno incrementa fuertemente y los componentes de hidrocarburos son reducidos drásticamente. En la parte posterior de esta zona se formará entonces un banco de Nitrógeno.

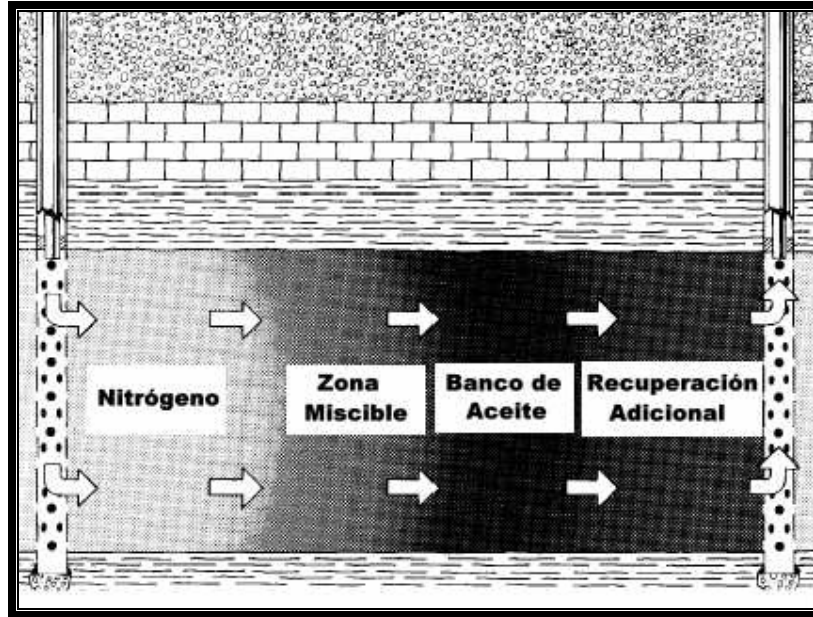


Figura 3.12 Desplazamiento miscible por nitrógeno

La vaporización es más fuerte al principio del proceso en el límite de la segunda zona, esto sugiere que la composición original del aceite crudo es un factor clave para lograr miscibilidad en una temprana etapa del proceso de desplazamiento.

El tamaño del banco miscible es directamente afectado por la temperatura y la Relación Gas – Aceite en solución, es obvio que cuando la Relación Gas – Aceite en solución incrementa, la concentración de componentes intermedios incrementa entonces, por lo que más componentes intermedios estarán disponibles en el aceite crudo.

Resultados de laboratorio han mostrado que el factor más importante para conseguir miscibilidad entre el Nitrógeno y el aceite del yacimiento es la cantidad de componentes ligeros e intermedios en el aceite. El incremento de componentes intermedios así como el decremento de contenido de metano reducen la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). El Nitrógeno desarrolla miscibilidad con el aceite por el mismo mecanismo que el Metano (vaporización por conducción de gas). Con suficiente cantidad de Metano en el aceite del yacimiento la PMM para el Nitrógeno e inyección de Metano es casi la misma pero la disminución del contenido de Metano causa diferencias. Estudios han mostrado que la Inyección Nitrógeno – Propano puede disminuir la PMM pero al combinar Metano con Nitrógeno no tienen efectos significativos en la PMM. Otros

resultados muestran que la PMM en la Inyección de Nitrógeno incrementa suavemente cuando la temperatura disminuye.

El incremento en el factor de recuperación de aceite con el aumento de temperatura para altas presiones de Inyección de Nitrógeno puede ser explicado como sigue: la actividad molecular incrementa con la temperatura, produciendo más interacción entre las fases, lo que provoca una rápida vaporización del aceite crudo durante el desplazamiento de nitrógeno y un incremento en la constante de equilibrio, lo que significa que la miscibilidad puede ser obtenida más rápidamente²⁹.

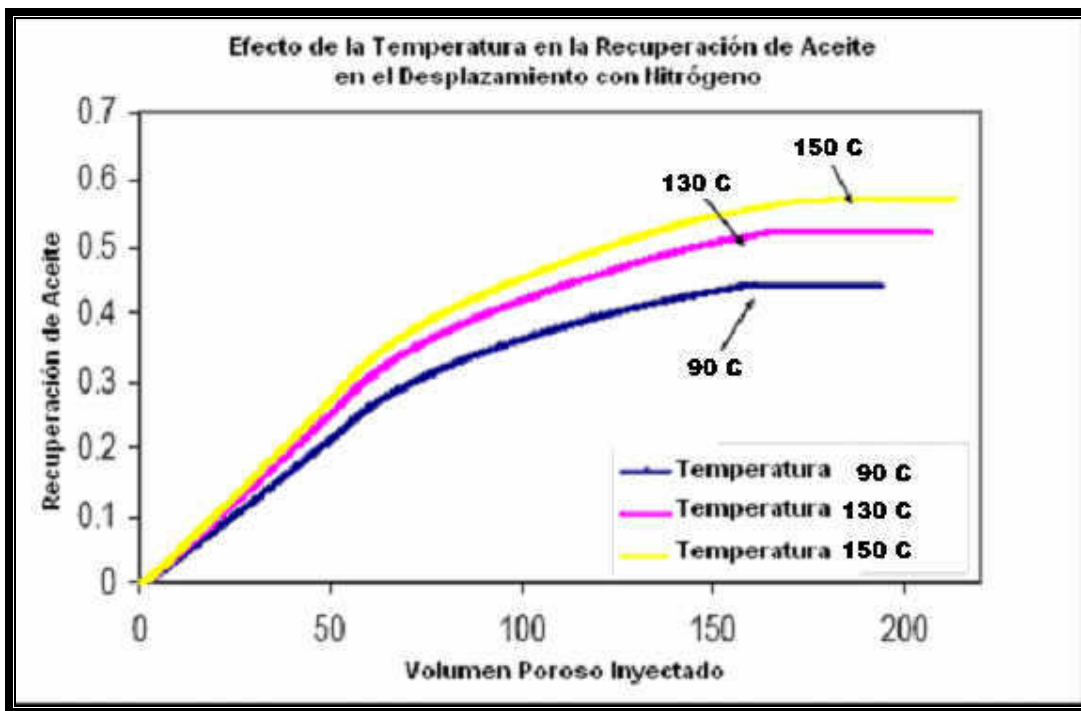


Figura 3.13 Recuperación de aceite por Inyección de Nitrógeno variando la temperatura

III.4 Inyección de LPG.

III.4.1 Introducción.

Este proceso de recuperación de aceite es considerado como un método de recuperación mejorada. Los factores que influyen para su consideración de método mejorado son distintos, sin embargo se reconoce principalmente el alto costo del fluido a inyectar y los métodos más convencionales, como Inyección de Agua e incluso la Inyección de Dióxido de Carbono, siendo esta última otro proceso miscible previamente explicado,

que se pueden aplicar al yacimiento antes de iniciar una Inyección Miscible de LPG. El hecho de que el Dióxido de Carbono (CO₂) se considere para ser inyectado antes que el LPG es el costo y la disponibilidad de este fluido, a diferencia del LPG. Este proceso de recuperación normalmente se considera como alternativa, para desplazar el aceite remanente dejado por los procesos previos, y antes de considerar un abandono de campo.

III.4.2 Operación técnica.

El proceso de Inyección de LPG ha presentado resultados muy favorables, para su consideración, en yacimientos previamente tratados con agua en el pasado. El objetivo principal de este método en un yacimiento que ya ha sufrido previamente una Inyección de Agua, es el de conectar el aceite residual con el LPG inyectado y desplazarlo hacia los pozos productores. El agua debe ser desplazada mediante el desarrollo de un banco de aceite, el aceite debe ser desplazado de manera miscible por el LPG y este último deberá ser desplazado por un gas.

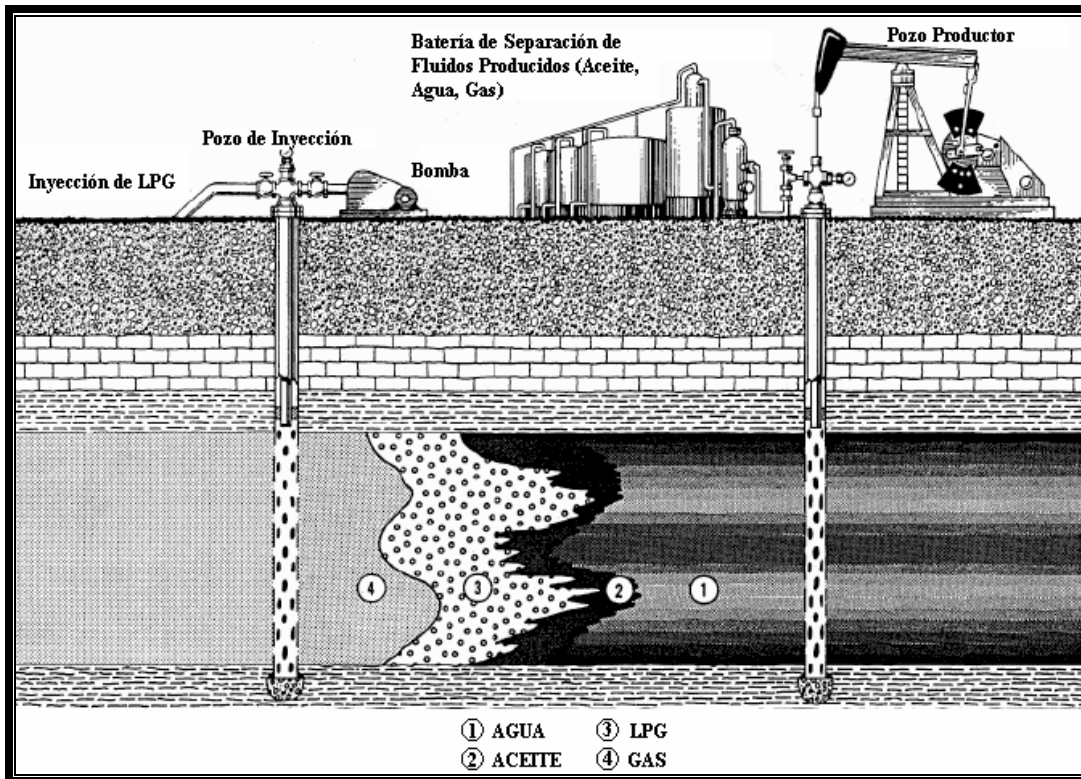


Figura 3.14 Desplazamiento mediante LPG

La relación de movilidades es desfavorable en los frentes, y esto podría causar digitación viscosa del LPG al banco de aceite y digitación viscosa, del mismo modo, del empuje de gas al banco de LPG. Este es un fenómeno importante y da como resultado una rápida disipación de pequeñas burbujas de LPG. Cuando el yacimiento es horizontal, esta disipación es mayor porque la estratificación y la gravedad son mínimas. Cuando esta disipación se ha llevado a cabo el proceso se revierte a ser un empuje inmisible.

En los inicios de la Inyección de LPG, el uso de baches que eran muy pequeños probablemente disminuyó el grado de éxito de muchos proyectos llevados a cabo. Muchas publicaciones han indicado que el tamaño de los baches, del orden del 10% del volumen poroso o menores, podían ser adecuadas a la gran mayoría de las condiciones de los yacimientos. Sin embargo, años más tarde otros reportaron que debido a la digitación viscosa, la estratificación y al efecto de gravedad, se requería que los baches tuvieran un mayor tamaño.

Para el proceso de Inyección de LPG – Gas, el LPG es generalmente miscible con el aceite, mientras que el gas es miscible con el LPG. Sin embargo, el gas no es directamente miscible con el aceite.

Un modo de evaluar la eficiencia del proceso es calculando la relación de aceite producido y la cantidad de baches consumidos. Sin embargo el costo del proyecto es influenciado por otros aspectos como: el costo de nuevos pozos, adecuaciones a los pozos existentes, equipo de inyección y producción, y obviamente el costo tanto del gas como del LPG.

III.5 Inyección de Alcohol.

III.5.1 Introducción.

El alcohol isopropil IPA es completamente miscible tanto con el agua como con el aceite; sin embargo la miscibilidad de los sistemas de tres componentes, Aceite – Agua – IPA , requiere relativamente altas concentraciones de IPA, entonces el desplazamiento no es de tipo miscible a menos que la concentración de IPA se mantenga por arriba de algún valor crítico.

Con relación a los demás desplazamientos miscibles, tales como, gas a alta presión, gas enriquecido a baja presión o Inyección de Baches de LPG, donde el contenido de agua irreductible del yacimiento permanece inmóvil durante estos procesos, esta es una diferencia con respecto a la Inyección de Alcohol.

Aunque estas técnicas tienen ciertas desventajas, como la pobre eficiencia de barrido areal inherente en cualquier desplazamiento teniendo una relación de movilidad altamente desfavorable. Más aún, la miscibilidad de todos estos procesos los cuales usan gas, son dependientes de la presión. Estas limitaciones de presión prohíben la aplicación en yacimientos someros. Existen varias áreas donde grandes cantidades de LPG y gas natural no están disponibles, estos factores enfatizan la necesidad de una nueva técnica como el uso de alcohol.

III.5.2 Operación técnica.

El proceso de Inyección de Alcohol es también un proceso de desplazamiento miscible, este difiere de las técnicas miscibles mencionadas anteriormente, porque tanto el agua como el aceite del yacimiento son desplazadas por el bache. Este comportamiento es consecuencia de la miscibilidad de los sistemas Aceite – Agua – Alcohol.

En el caso más simple un volumen relativamente pequeño de un alcohol (como el IPA) es inyectado al sistema, el agua es entonces utilizada para empujar al bache a través del medio poroso, estos tres componentes alcohol, aceite y agua congénita existen o están en el frente del bache. La miscibilidad es obtenida a determinada concentración de alcohol, siendo esta dependiente de la solubilidad del sistema en particular. La miscibilidad es mantenida dentro del bache hasta que la concentración de alcohol cae por debajo del valor requerido para mantenerla. Cuando la miscibilidad se pierde, el proceso se revierte a una Inyección de Agua.

Ciertos beneficios inherentes a la Inyección de Alcohol son:

- Altas presiones de inyección no son requeridas para obtener miscibilidad en estos sistemas líquidos.

- Además, el agua es un agente de empuje más deseable que el gas porque mejora la relación de movilidad y es la encargada de aumentar la eficiencia de barrido areal.

La principal desventaja es, por supuesto, el costo relativamente alto de los alcoholes.

Considerando la siguiente figura para un desplazamiento mediante la Inyección de IPA, la afluencia puede dividirse en cuatro periodos o etapas.

- *Etapa 1.* La afluencia contenida durante este periodo dependerá principalmente de las condiciones del yacimiento, el cual en el caso de la figura tenemos una saturación residual de aceite debido a una Inyección previa de Agua. Por esta situación durante este periodo solo se producirá agua, si el yacimiento tuviera condiciones de presentar una saturación de agua irreductible, solo aceite debería ser producido durante este periodo.
- *Etapa 2.* Esta etapa es caracterizada por el flujo de dos fases aceite y agua antes del rompimiento del alcohol. El bache ha acumulado al aceite hasta llegar a la saturación necesaria para estabilizar el flujo de dos fases. Se puede ver que la relación de flujo Agua – Aceite en esta etapa depende de la viscosidad del aceite y de las características de permeabilidad relativa de la roca. Notar que durante esta etapa el aceite contenido se acumula hasta obtener valores estables y permanece relativamente constante a partir de ese momento.
- *Etapa 3.* Este periodo también se caracteriza por un flujo de dos fases, pero hay ahora tres componentes en cada fase agua, aceite e IPA. Entonces las fases son mezclas de componentes, por ejemplo, una capa de aceite enriquecido y una capa de agua enriquecida. Si se asume el equilibrio de fase estas capas deben ser soluciones conjugadas de quienes las composiciones son dadas por los vértices de un diagrama ternario en particular. A medida que el proceso continúa, la capa de aceite enriquecido desaparece gradualmente y la afluencia se vuelve miscible.

- *Etapa 4.* Durante este periodo la afluencia será miscible (una sola fase), en un arreglo de forma gradual de tres componentes hasta IPA puro, seguido por agua – IPA y finalmente agua en la parte final del desplazamiento³⁰.

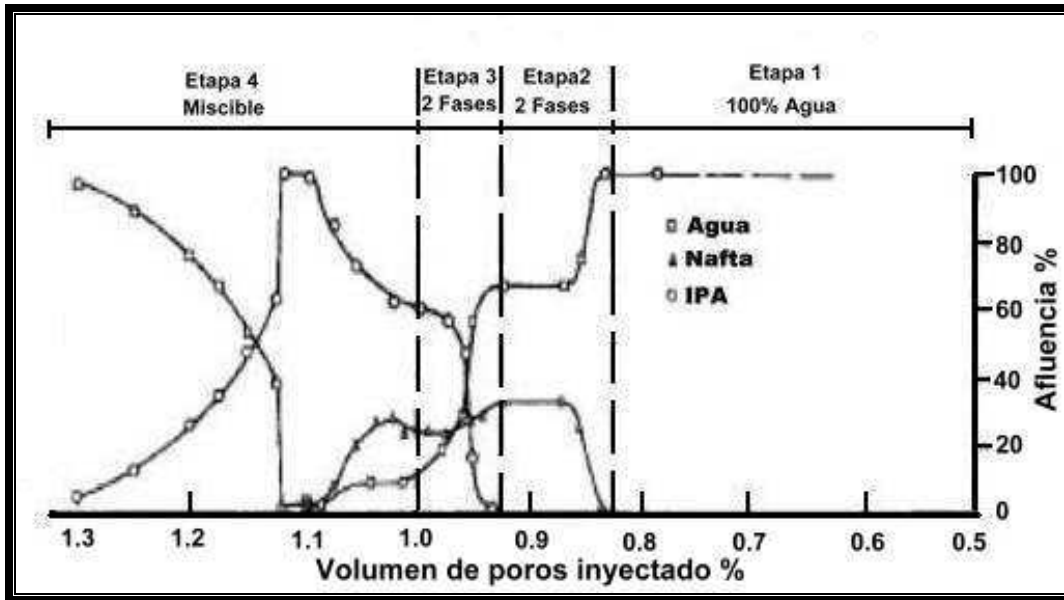


Figura 3.15 Desplazamiento mediante la Inyección de Alcohol Isopropil IPA

III.6 Desplazamiento miscible en yacimientos naturalmente fracturados.

III.6.1 Introducción.

En Ingeniería de Yacimientos, el estudio de desplazamientos miscibles en medios porosos fracturados es importante debido a su potencial aplicación para mejorar la recuperación de aceite. Este apartado se enfoca en los medios fracturados que presentan algunos problemas analíticos y que no se presentan en sistemas homogéneos. Los principales problemas con la Inyección de Fluidos Miscibles a Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son generalmente debido a la existencia de factores tales como canalización del fluido a través de la fracturas, transferencia de masa entre la fractura y la matriz, etc.

Las consideraciones físicas adoptadas por la mayoría de los autores asumen que el desplazamiento de fluido toma lugar exclusivamente a través de las fracturas por un proceso convección – dispersión y que los bloques de matriz se comportan como un

elemento de almacén el cual intercambia fluidos con la fractura por difusión molecular³¹.

Durante la Inyección de Fluidos Miscibles con aceite para la recuperación mejorada, la recuperación de aceite y el transporte del fluido inyectado son controlados por las propiedades de la fractura y la matriz en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Para tales sistemas, la transferencia entre la matriz y la fractura debido a difusión es el principal mecanismo de recuperación. El entendimiento de los efectos de los parámetros en la dinámica de tal proceso es esencial para el modelado de los mismos. El hecho, es que la descripción de la interacción de la fractura y la matriz para doble porosidad y doble permeabilidad en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) es aún un reto.

La eficiencia de este método es fuertemente dependiente de parámetros del sistema Fractura – Poros, de las propiedades del yacimiento y del fluido inyectado, pudiendo ser CO₂, N₂, LPG o Alcohol. En estos casos, la mayoría de reservas podrían estar localizadas en el sistema de bloques, entonces la eficiencia de recuperación durante la Inyección de algún miscible es determinada por mecanismos del intercambio de masa bloque – fractura y por el resultado del desplazamiento de los bloques.

III.6.2 Conceptos básicos durante el desplazamiento miscible en YNF.

En teoría, recuperación total del aceite en el lugar, recuperaciones del 100%, deberían ser obtenidas independientemente de las saturaciones o de la forma de las curvas de permeabilidad mediante la Inyección de Miscibles, sin embargo, el proceso físico detrás del desarrollo de miscibilidad en sistemas fracturados es aún desconocido incluso es incierto si la miscibilidad puede ser obtenida en un sistema fracturado³².

A partir de pruebas de laboratorio y evidencias en la literatura, se ha encontrado que la relación de desplazamiento, la permeabilidad de la matriz y la orientación de la fracturas afectan la recuperación de aceite en el yacimiento. La relación de flujo crítico basado en la permeabilidad de la matriz es un factor significativo en el proceso. Para relaciones de desplazamiento por debajo de la relación de flujo crítico, la eficiencia de recuperación de aceite parece no estar afectada por la densidad de las fracturas; en altas relaciones de desplazamiento la densidad de las fracturas llega a ser importante. La magnitud de la permeabilidad de la fractura, la orientación de la fractura, la longitud del medio en el

que se encuentra presente y el agua congénita tienen un pequeño efecto en la eficiencia de recuperación de aceite³³.

Dentro del medio poroso la transferencia por difusión depende de las condiciones de los límites y geometría de las fracturas, así como de las condiciones de flujo. Los mecanismos de Inyección de Miscibles dentro de un medio poroso fracturado son gobernados por *convección, gravedad y difusión*. Muchas mezclas (difusión) son principalmente causadas por bloques adyacentes de roca (roca de matriz), variaciones en velocidad debido a la rugosidad de las fracturas, mezclas en la intersección de las fracturas, variaciones en velocidad debido a la variable densidad de las fracturas. Recuperación de yacimientos fracturados requiere la determinación de parámetros de transferencia entre fractura y matriz.

La presión mínima de miscibilidad, para sistemas de bloque – fractura según pruebas de laboratorio, es significativamente alta comparado con una porosidad convencional y una sola dimensión de flujo. Esto es principalmente debido al flujo multidimensional y a la difusión molecular³⁴.

En el desplazamiento de aceite por miscibles, el fluido inyectado tiende a fluir por grandes fracturas permeables, rodeando al aceite de los bloques de matriz. La composición dentro de los bloques de matriz es usualmente diferente de la composición en las fracturas. Por las propias diferencias entre las composiciones del fluido entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas, la difusión juega un papel muy importante en los yacimientos fracturados, lo que significa que la composición total y entonces el proceso miscible, cerca del frente de desplazamiento podría diferir al flujo unidimensional.

La siguiente figura muestra que al principio de la inyección, la concentración del fluido miscible en la fractura incrementa mucho más rápidamente que la concentración del mismo en la matriz. Esto significa que el fluido de inyección se canaliza a través de las fracturas. Sin embargo, conforme la inyección continúa, el fluido desplazante (miscible) comienza a penetrar a la matriz, para largos tiempos las dos concentraciones tienden a ser iguales.

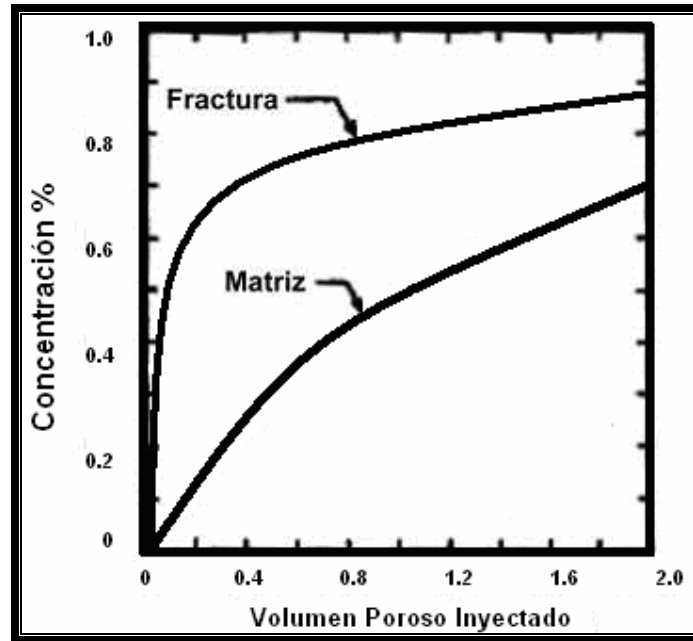


Figura 3.16 Desplazamiento miscible en un sistema fracturado

La curva para concentración de la fractura presenta dos regiones bien definidas, la larga trayectoria de la primera región corresponde a la parte del proceso el cual es dominado por los fluidos de la fractura, mientras la trayectoria pequeña representa la parte dominada por el intercambio de masa entre matriz y fractura³⁵.

Grandes aperturas y alta permeabilidad de las fracturas, así como la baja permeabilidad de los bloques de matriz, dan como resultado una pobre eficiencia de desplazamiento en medios fracturados – porosos, debido al rápido rompimiento del fluido inyectado a través del sistema de fracturas y la baja recuperación de los bloques.

Para un sistema fractura – poros con un menor contraste entre la conductividad de la fractura y el bloque, la recuperación es más alta. Sin embargo, la recuperación no es determinada solamente por la heterogeneidad del sistema fractura – poro. Si la conductividad del sistema fracturado es significativamente más alta que la del sistema de bloques, la recuperación puede seguir siendo alta, pero esto dependerá de las características de la matriz.

Los mecanismos de difusión, de gravedad y de convección de intercambio de masa durante las dos fases de flujo parcialmente miscible han sido distinguidos. La intensidad

de estos tres mecanismos son afectados de diferente manera por la variación de la velocidad de desplazamiento y también por la viscosidad y la densidad del fluido inyectado. El flujo interno inducido por los gradientes de tensión interfacial juegan un papel clave, este empuje por capilaridad puede guiar entonces a una acelerada producción y mejoras en las recuperaciones finales.

III.6.3 Mecanismos de Difusión, Gravedad y Convección.

Bedrikovetsky P.³⁶ mediante pruebas de laboratorio expresó la dinámica del desplazamiento de aceite por solventes en un bloque simple como se describe a continuación.

- *Etapa 1.* Al comienzo del desplazamiento, el aceite solo es barrido de las esquinas del bloque, coincidiendo tanto el centro de la mancha de aceite con el centro del bloque. Los límites de la mancha de aceite son perfectamente claros (los límites de la mancha y el centro de la mancha corresponden al inicio del proceso), tal y como lo muestra la siguiente ilustración.

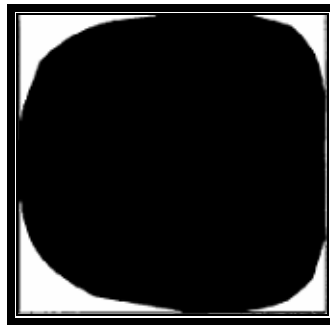


Figura 3.17 Etapa 1

- *Etapa 2.* Con el tiempo la mancha se mueve en dirección del desplazamiento y también hacia abajo, los límites de la mancha llegan a ser suaves, como se muestra en la siguiente figura.

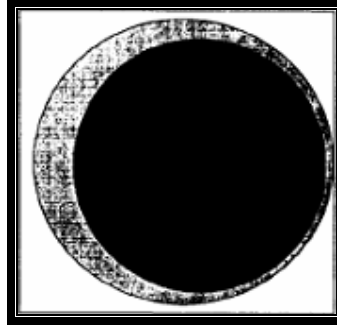


Figura 3.18 Etapa 2

- *Etapa 3.* Después de un determinado tiempo la mancha de aceite es en su mayoría grisácea con límites completamente suavizados, y la mancha continúa moviéndose hacia la esquina inferior derecha del bloque, como se muestra en la ilustración.

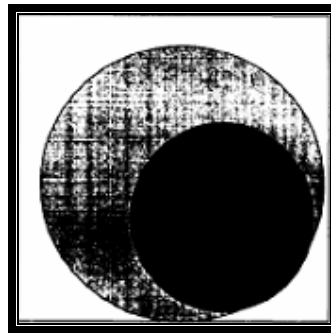


Figura 3.19 Etapa 3

De las figuras mostradas, se puede observar el desplazamiento de aceites mediante un fluido miscible por superposición de efectos de los mecanismos de difusión, de gravedad y de convección en la transferencia de masa a través de la interfase bloque – fractura. Para tener un mejor entendimiento de estos mecanismos, se definirá cada uno de ellos.

1. *Difusión.* Se le conoce así al intercambio de masa que se presenta entre el sistema de fracturas y el sistema de bloques de matriz, llevándose este por contacto directo. Es decir, el contacto entre el fluido inyectado y el aceite contenido originalmente en la matriz.
2. *Gravedad.* Este mecanismo actuará por la diferencia de densidades existente entre el fluido inyectado y el aceite contenido en la matriz.

3. *Convección*. Esto es la tendencia que presenta el aceite, contenido en la matriz, a desplazarse en la misma dirección que tiene el desplazamiento.

La difusión afina los límites del aceite – gas, la concentración de solvente cambia en la zona de mezcla desde la unidad a cero, la zona de mezcla se engruesa con el tiempo. La convección mueve la mancha de aceite en dirección acorde al desplazamiento con la velocidad, la cual es igual al promedio de velocidad del flujo en los bloques, mientras que la gravedad mueve la mancha de aceite hacia abajo dentro del bloque. Esto se observa en la siguiente ilustración.

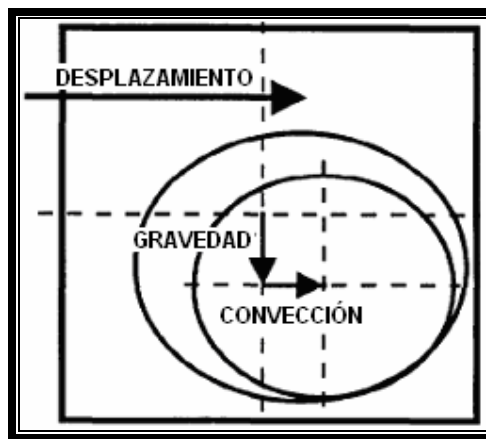


Figura 3.20 Efecto de los mecanismos sobre una masa de aceite

Un fenómeno que puede jugar un efecto importante en la recuperación y en el desarrollo de miscibilidad es la re – infiltración de aceite de un bloque de matriz a otro (flujo bloque a bloque). Previos estudios de Inyección de Agua e Inyección de Gas no – Miscible en YNF³⁷ sugieren que una considerable porción del aceite recuperado de un bloque de matriz puede re – infiltrarse en bloques adyacentes inferiores, y por lo tanto la recuperación del yacimiento puede ser sustancialmente retrasada y no es entonces claro como esto influenciará el desarrollo de miscibilidad y el relativo comportamiento de flujo.

Si la capilaridad de entrada de los bloques de matriz es lo suficientemente grande, el fluido inyectado no puede entrar a la matriz, sin embargo, la tensión interfacial puede ser reducida por difusión molecular o por incremento de presión, reduciendo la fuerza

capilar de entrada y potencialmente permitiendo la entrada de fluido a los bloques de matriz.

Si la capilaridad de entrada es pequeña esta permitirá la entrada de fluido a la matriz debido a fuerzas gravitacionales, entonces a través de repetidos contactos entre el gas y el aceite dentro del bloque de matriz, la tensión interfacial entre el gas y el aceite puede reducirse y con esto permitir que más gas entre.

III.7 Ejemplo de aplicación de un desplazamiento miscible en un YNF.

Un proyecto de Inyección de CO₂ ha sido llevado a cabo en la formación Devoniana del Dollarhide desde mayo de 1985. La formación Devoniana Dollarhide se encuentra localizada en el campo Dollarhide (formación Devoniana), en el condado de Andrews, Texas. La formación Devoniana es uno de cuatro yacimientos productivos en el Dollarhide, el cual fue descubierto en 1945 y subsecuentemente desarrollado mediante operaciones de recuperación primaria y secundaria. Esta formación produjo en su etapa primaria hasta inicios de 1960 cuando las operaciones de una Inyección de Agua comenzaron.

En 1984 un programa de pozos de relleno fue iniciado y a mediados de 1985 la Inyección de CO₂ comenzó en varios pozos. Para los inicios de 1986, la Inyección de CO₂ había sido expandida a cerca de un 25% de la formación Devoniana del Dollarhide.

III.7.1 Geología.

El campo Dollarhide (formación Devoniana) es un anticlinal afallado que es separado en tres grandes bloques.

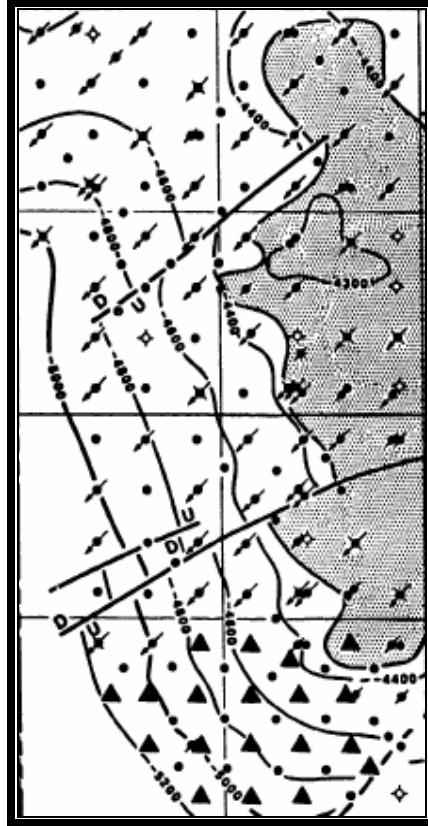


Figura 3.21 Mapa Estructural de la formación Devoniana

Los flancos del anticlinal tienen una inclinación, o un echado, de 133 metros por kilómetro (700 pies por milla). La formación Devoniana se encuentra en un promedio de profundidad de 2380 metros (7800 pies) y produce de dos intervalos productores distintos separados por una caliza impermeable. El principal intervalo productor es el Devoniano Inferior que promedia 15 metros (48 pies) de espesor neto productor, promedio de porosidad del 17% con rangos que van desde 6 hasta 34%. Un promedio de permeabilidad cercano a 9 md con rangos de 0.1 a 55 md. Por otro lado el Devoniano Superior exhibe un alto grado de heterogeneidad y discontinuidad.

El aceite original en la formación Devoniana es estimado a ser 140 millones de barriles. De este total, aproximadamente el 75% se atribuye al Devoniano Inferior y el otro 25% al Devoniano Superior.

III.7.2 Explotación Primaria y Secundaria.

La presión inicial del yacimiento era de aproximadamente 232 kg/cm² (3300 psi) con una presión de burbuja de 200 kg/cm² (2830 psi). Hasta 1951 el yacimiento produjo por

arriba del punto de burbuja con la expansión del fluido como principal mecanismo de empuje. A partir de este punto, la principal fuerza para la producción fue el empuje por el gas en solución aunado un poco al drene gravitacional. La producción primaria en el campo alcanzó un pico de 8000 barriles de aceite/día en 1951, la última recuperación primaria fue un estimado de 18.6 millones de bls, o 13.4% del aceite original.

La formación Devoniana del Dollarhide fue acondicionada en 1959 para llevar a cabo operaciones secundarias. La mitad de los pozos en el área de la Unidad fueron acondicionados para la Inyección de Agua a finales de 1961. Operaciones de Inyección de Agua fueron confinadas solamente al Devoniano Inferior. La producción incrementó por lo menos en 1000 bls de aceite por día, alcanzando un pico de 9000 bls de aceite/día en 1969. Un rompimiento significativo de esta Inyección de Agua no ocurrió durante siete años, y tomó 14 años alcanzar un corte de agua de 50%. En 1972 el Devoniano Superior fue reabierto y la inyección se expandió hacia esa zona, causando que la producción aumentara de 6500 bls por día hasta 7800 bls/día en 1974.

Antes de un nuevo programa de pozos de relleno en marzo de 1984, la Unidad estaba produciendo 1750 bls de aceite por día, con una declinación de 12% por año. Las operaciones de Inyección de Agua resultaron en una relación de recuperación de 2:1 con respecto a la recuperación inicial o primaria, reflejando una excepcional eficiencia de barrido. La última recuperación estimada para producción primaria – secundaria es de 59.5 millones de bls, 43% del aceite original³⁸.

III.7.3 Estudio de factibilidad del CO₂

Basándose en la respuesta de la Inyección de Agua y de la gran cantidad de aceite remanente en el yacimiento (80 millones de barriles después de la Inyección de Agua), se llevó a cabo, a finales de 1982 y hasta 1984, un estudio de factibilidad para evaluar una recuperación terciaria de aceite en la formación Devoniana del Dollarhide. Después de llevar a cabo varias revisiones de otros proyectos, se optó por la Inyección de CO₂ porque se encontró que eran comercialmente recuperables mayores cantidades de aceite remanente.

La respuesta del proceso de recuperación secundaria indicó continuidad en la zona de interés, alta eficiencia de barrido y una baja relación de Inyección – Recuperación.

Además de estos elementos, el Dollarhide contaba con otros elementos que se toman en cuenta para establecer una Inyección de CO₂, tales como: alta densidad del aceite, composición del aceite que contiene componentes intermedios, tipo de roca, suficiente permeabilidad, profundidad adecuada para alcanzar la PMM, baja viscosidad de aceite además de intervalos productivos delgados para minimizar la segregación gravitacional.

III.7.4 Planes para la implementación en campo.

El proyecto de CO₂ en la Unidad Devoniana del Dollarhide fue inicialmente propuesto para ser implementado en 4 fases sobre un periodo de 11 años. Esto se consideró así por varias razones. Primero, realizarlo por fases reduce la demanda de CO₂ en el proyecto, además se requeriría una cantidad menor en mano de obra. Llevar a cabo el proyecto por fases también ofrece la oportunidad de evaluar el funcionamiento temprano del CO₂ en el campo para optimizar el diseño del proceso en fases posteriores. Por último, se provee la flexibilidad de acelerar o desacelerar el desarrollo del proyecto dependiendo de las condiciones del mercado.

II.7.5 Implementación del proceso.

Fase 1. Fue iniciada con un programa de pozos de relleno en marzo de 1984. Para este tiempo, 18 pozos habían sido perforados, y muchos otros habían sido reacondicionados para otras zonas. El desarrollo para la fase presente incluía 20 pozos productores y 19 inyectores de CO₂ en un patrón de 5 pozos por 40 acres (161,874 km²).

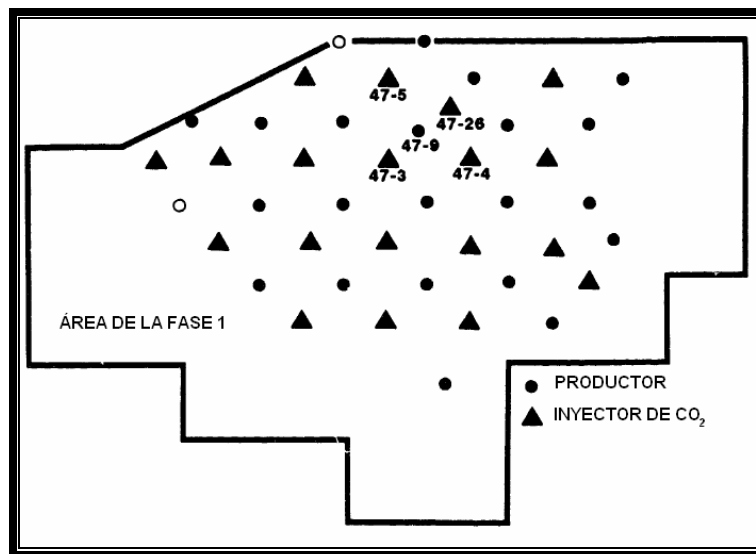


Figura 3.22 Área de la fase 1

Las instalaciones superficiales de la fase 1 incluían sistemas de distribución de CO₂, baterías de separación capaces de manejar CO₂, sistema recolector de gas y compresores.

La Inyección de Dióxido de Carbono fue iniciada en mayo de 1985, las líneas de transportación de CO₂ no fueron programadas sino hasta finales de ese año, esto permitió la oportunidad de evaluar problemas operacionales tales como la pobre inyectividad o un temprano rompimiento. El único problema operacional evidenciado durante el tiempo de inyección fue una comunicación menor del CO₂ con el espacio anular, problemas de temprano rompimiento o problemas de inyectividad tampoco fueron evidenciados durante el tiempo en el que fue suministrado y las negociaciones para las líneas de transporte fueron finalizadas.

Fase 2. Esta fase del proyecto tuvo que ser retrasada debido a que los precios del mercado no eran rentables para llevarse a cabo el desarrollo. En julio de 1988 el CO₂ había sido inyectado a 5.5 millones de pies³/día y el desarrollo del bloque sur había sido terminado. El rompimiento del Dióxido de Carbono ocurrió 18 meses después de iniciar la inyección y sólo en mínimas cantidades³⁹. El gasto máximo alcanzado en la segunda fase fue registrado en Agosto de 1993, y fue de 546 bls/día, la producción de la fase 2 se ha estabilizado en 350 bls/día. A la fecha, un total de 14.2 billones de pies³ de CO₂ han sido inyectados y solo 0.3 billones de pies³ de este han sido producidos desde 1988. El rompimiento de CO₂ no ha sido problema y la Inyección Continua de CO₂ ha sido implementada a través de esta fase, consecuentemente los cortes de agua han caído de 84.4% hasta 73.4% actualmente.

Fase 3. El desarrollo de esta fase fue inmediatamente después de la terminación de la fase 2. Incluyendo un programa de pozos de relleno iniciado en 1986. Un total de 20 productores fueron perforados y 18 pozos convertidos a inyectores de CO₂. La fase 3 esta considerada como el gasto de inyección más alto de todas las fases a 18 millones de pies³/día. Con el fin de prevenir la migración del CO₂ se mantuvo la Inyección de Agua en los límites norte y oeste de la Unidad, la primer producción de CO₂ fue registrada, en volúmenes mínimos, 13 meses después de la primera inyección.

Fases 4 y 5. Estas fases fueron desarrolladas simultáneamente en 1993 y 1994 con la perforación de 15 pozos productores de relleno y la readaptación de 27 inyectores. Actualmente, la fase 4 tiene 14 productores y 13 inyectores activos, mientras que la fase 5 tiene 14 productores y 11 inyectores. Envolviendo un área, bastante pobre en calidad del yacimiento, estas dos fases estaban anticipadas a tener respuestas no tan brillantes en la Inyección de CO₂ miscible. Muchos problemas operacionales han plagado estas dos fases, desde severas formaciones de escamas en las líneas de inyección hasta condiciones desfavorables de fondo del agujero. La inyección comenzó en el tercer cuarto de 1993 y los volúmenes totales de CO₂ son de 3.8 billones de pies³ y 3.1 billones de pies³ para las fases 4 y 5 respectivamente⁴⁰.

Los mayores retos enfrentados durante este proyecto en la formación Devoniana del Dollarhide fueron incrementar la eficiencia de desplazamiento, acelerar la recuperación e incrementar la viabilidad económica del proyecto sin sacrificar recuperación.

Referencias.

- ²¹ Latil Marcel, "Enhanced Oil Recovery." Houston Texas, 1980. Editorial Gulf Publishing Company.
- ²² A.M. Elsharkawy, Suez Canal U., and F.H. Poettmann and R.L. Christiansen. "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?" Paper SPE 24114.
- ²³ T. Ahmed; "A Generalized Methodolgy for Minimum Miscibility Pressure" Paper SPE 39034.
- ²⁴ H. J. Haynes, W. Trasher Lawrence, Katz L. Marvin, Eck R. Theodore, "An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United Status – 1976 to 2000". National Petroleum Council.
- ²⁵ L. W. Holm, V. A. Josendal, "Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide", Union Oil Co. Of California, Paper JPT 4736.
- ²⁶ Latil Marcel, "Enhanced Oil Recovery." Houston Texas, 1980. Editorial Gulf Publishing Company.
- ²⁷ C.F. Alcocer, D.E. Menzie "Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution" Montana C. of Mineral Science and technology, U. of Oklahoma, paper SPE 12709.
- ²⁸ *Ibid. em.*
- ²⁹ A. Vahidi and Gh. Zargar "Sensitivity Analysis of Important Parameters Affecting Minimum Miscibility Pressure (MMP) of Nitrogen Injection into Conventional Oil Reservoirs", Thran Petroleum U. of Technology, paper SPE 111411
- ³⁰ Gatlin Carl, Slobod, R. L., "The Alcohol Slug Process for Increasing Oil Recovery". Pennsylvania State U., paper SPE 1356
- ³¹ Pérez Cárdenas Fernando, Cruz Hernández Juana, Pérez Rosales Candelario; "Miscible Displacement in Fractured Porous Media". SPE Publications, Paper SPE 20798
- ³² K. Uleberg and L. Hoier, "Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs", Pera/NTNU and Statoil, paper SPE 75136
- ³³ Thompson, N. Mungan "A laboratory Study of Gravity Drainage in Fractured Systems Under Miscible Conditions", Sinclair Oil and Gas Co. Tulsa, Okla. Paper SPE 2232
- ³⁴ K. Uleberg and L. Hoier, "Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs", Pera/NTNU and Statoil, paper SPE 75136
- ³⁵ Pérez Cárdenas Fernando, Cruz Hernández Juana, Pérez Rosales Candelario; "Miscible Displacement in Fractured Porous Media". SPE Publications, Paper SPE 20798
- ³⁶ Bedrikovetsky P, Evtjukin A., "Mathematical Model and Laboratory Study of the Miscible Gas Injection in Fractured Porous Reservoirs" CENPES, PETROBRAS, Paper SPE 36131.
- ³⁷ K. Uleberg and L. Hoier, "Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs", Pera/NTNU and Statoil, paper SPE 75136
- ³⁸ E. S. Pool, " Evaluation and Implementation of CO₂ Injection at the Dollarhide Devonian Unit". 1968, Paper SPE 17277
- ³⁹ M. J., Kovarik, R. K., Prasad, Waddell Wade and Watts George, "North Dollarhide (Devonian) Unit: reservoir Characterization and CO₂ Feasibility Study". 1994 Paper SPE 27678
- ⁴⁰ J. F. R., Bellavance, "Dollarhide Devonian CO₂ Flood: Project Performance Review 10 Years Later". 1996, Paper SPE 35190

Capítulo IV. Métodos Químicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

IV.1 Inyección de Polímeros.

IV.1.1 Introducción.

El propósito de la Inyección de Polímeros es reducir la relación de movilidad agua – aceite, el mecanismo principal de este proceso es el incremento de la viscosidad de la fase agua para reducir tal relación, por lo que la eficiencia de barrido es incrementada y como una consecuencia, la recuperación de aceite es mejorada.

Dependiendo del polímero, este incremento en la viscosidad puede causar también una reducción en la permeabilidad efectiva al agua en la zona barrida, esta reducción actúa favorablemente como un efecto secundario, restaurando parte de la presión del yacimiento después del paso del polímero (Factor de Resistencia Residual). Este hecho puede causar una corrección del perfil de inyección de los pozos, lo que significa el reordenamiento de los fluidos residentes. En vez de la disminución de la saturación residual de aceite, como es usual en otros métodos, la Inyección de Polímeros mejora la recuperación de aceite más allá de la Inyección de Agua debido al volumen contactado del yacimiento (eficiencia de barrido). Este proceso tiene un gran potencial en yacimientos que son moderadamente heterogéneos, conteniendo aceites de intermedia viscosidad y que además tienen Relación de movilidad agua – aceite adversa.

Factor de Resistencia Residual. Es definido como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero y es usado solamente para cuantificar el efecto de la reducción de permeabilidad causada por la retención de un cierto monto de polímero en el medio poroso.

La Inyección de Polímeros es un buen método químico de recuperación de aceite, pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo han demostrado que el proceso de Inyección de Polímeros es más efectivo aplicado en etapas tempranas de la Inyección de Agua cuando la movilidad de la saturación de aceite es todavía alta. Sin embargo, ha sido aplicada con resultados positivos a yacimientos en un rango de etapas maduras en la Inyección de Agua.

IV.1.2 Fundamentos.

Ciertos tipos de aditivos poliméricos solubles en agua incrementan la recuperación de aceite mediante la Inyección de Agua. Pye ha expresado la efectividad de estos polímeros en términos de un factor de resistencia “*R*” como se muestra:

$$R = \frac{\lambda_w / \lambda_o}{\lambda_p / \lambda_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_p}$$

Donde:

$$\lambda = \text{movilidad} = \frac{k}{\mu}$$

k = Permeabilidad efectiva

μ = Viscosidad

Mientras que o, w, p se refieren al aceite, agua y solución de polímero.

Al incrementar el factor de resistencia (*R*), aumenta la recuperación de aceite, conforme la movilidad de la solución de polímero se aproxima a la movilidad del aceite desplazado. Una vez que la relación de movilidad es conseguida, un incremento adicional en el Factor de Resistencia no mejora la recuperación de aceite significativamente.

El concepto de Factor de Resistencia enfatiza la importancia del incremento de viscosidad y la posible reducción de permeabilidad resultado de la adición del polímero al flujo de agua. Pye reportó que aunque el flujo no – newtoniano es básicamente importante para el flujo de solución de polímero, este no es el único factor involucrado.

Durante el proceso de evaluación de Inyección de Polímeros, factores tales como temperatura del yacimiento, salinidad de la salmuera, saturación de aceite móvil, relación de movilidad agua – aceite, además las propiedades del fluido y la roca del yacimiento deben ser consideradas.

Para ser efectivo, la solución polimérica debe permanecer estable por un largo período de tiempo a condiciones de yacimiento. Los polímeros son sensibles a degradación térmica, química, mecánica y microbial, sin embargo, estas soluciones trabajan mejor por degradación mecánica y microbial que por degradación química y térmica. Como una consecuencia, la temperatura y la salinidad son las principales limitantes de los parámetros del proceso. Un resumen de varios mecanismos de degradación es presentado en el Apéndice A (Tabla 5).

Las características como la viscosidad y los °API son también importantes, además si el polímero no esta siendo aplicado desde el principio de la Inyección de Agua otro parámetro importante es la saturación de aceite móvil al principio de la Inyección de Polímeros, la cual debe ser más alta que un valor mínimo, de otra forma el proceso no es factible.

IV.1.3 Operación técnica.

La Inyección de Polímeros es un proceso para mejorar la Inyección de Agua en el cual son usadas moléculas de polímero de alto peso molecular (de gran tamaño). Los polímeros son adicionados al agua de inyección el la que son solubles (insolubles en alcohol y aceite) mejorando la relación de movilidad por el incremento en la viscosidad del agua y una reducción de la permeabilidad de la roca en las zonas que son invadidas por tal proceso. Mediante el incremento en la viscosidad, la eficiencia de barrido es mayor por lo que es mejorada la relación de movilidad. Los polímeros son adheridos en concentraciones bajas (de 250 – 1500 ppm), este método tiene gran potencial en yacimientos que son moderadamente heterogéneos, que contienen aceite de viscosidad intermedia y tienen relación agua – aceite adversa. Ha sido mostrado que es encontrada una significativa mejora en la recuperación de aceite en la Inyección de Agua en esos casos en los que la relación de movilidad es de alrededor de 1:10.⁴¹

El proceso de Inyección de Polímero es similar al proceso de Inyección de Agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente, durante el desplazamiento de aceite por Inyección de Polímeros en un medio poroso conteniendo una saturación de agua residual. Un banco de agua es formado entre el aceite y la solución de polímero, este banco de agua contiene ambos agua congénita y agua de inyección cuyo contenido

de polímero ha sido perdido en la roca de matriz, mientras que la solución de polímero será desplazada mediante Inyección de Agua.

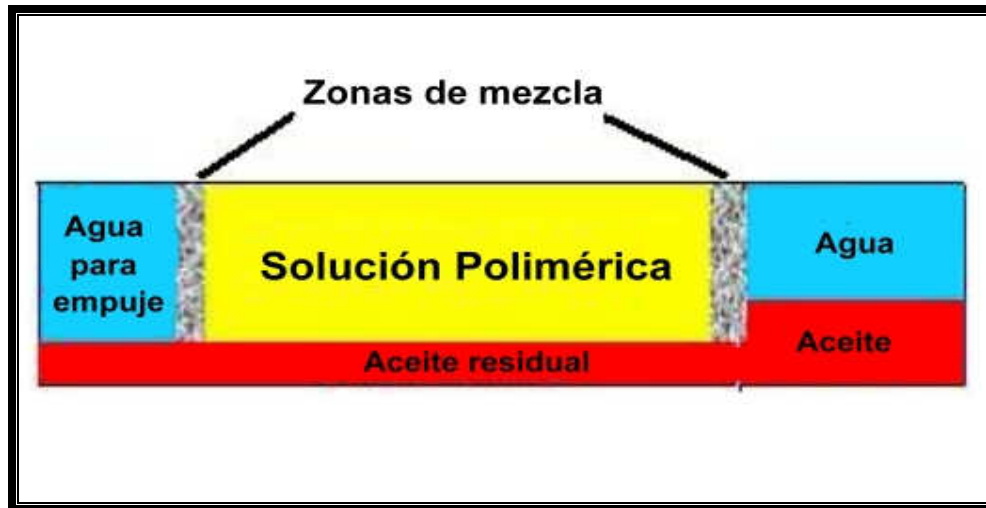


Figura 4.1 Inyección de Polímeros

Inyección de Agua con polímeros, tales como poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, imparte un útil, pero “anormal”, comportamiento del flujo de agua a través de la roca porosa (la viscosidad de los polímeros en estado libre comúnmente disminuye con el incremento de coacción) en tal medio poroso la viscosidad incrementa con el aumento en la velocidad de circulación. Esta resistencia anormal ha resultado en un sustancial incremento en la recuperación de aceite mediante Inyección de Agua más allá de la que puede ser esperada, debido al incremento de viscosidad que el polímero causa en el agua fluyendo.

La Inyección de Polímero no disminuye la saturación de aceite residual significativamente en la zona barrida, mejora la recuperación de aceite sobre la Inyección de Agua mediante el incremento del volumen del yacimiento contactado, mucho del aceite incremental recuperado mediante la Inyección de Polímero es el resultado de la producción acelerada de aceite antes de que los límites económicos sean alcanzados (Figura 4.2), por lo que, la Inyección de Polímero es aplicada más efectivamente en etapas tempranas de la Inyección de Agua mientras la saturación de aceite móvil es todavía alta.

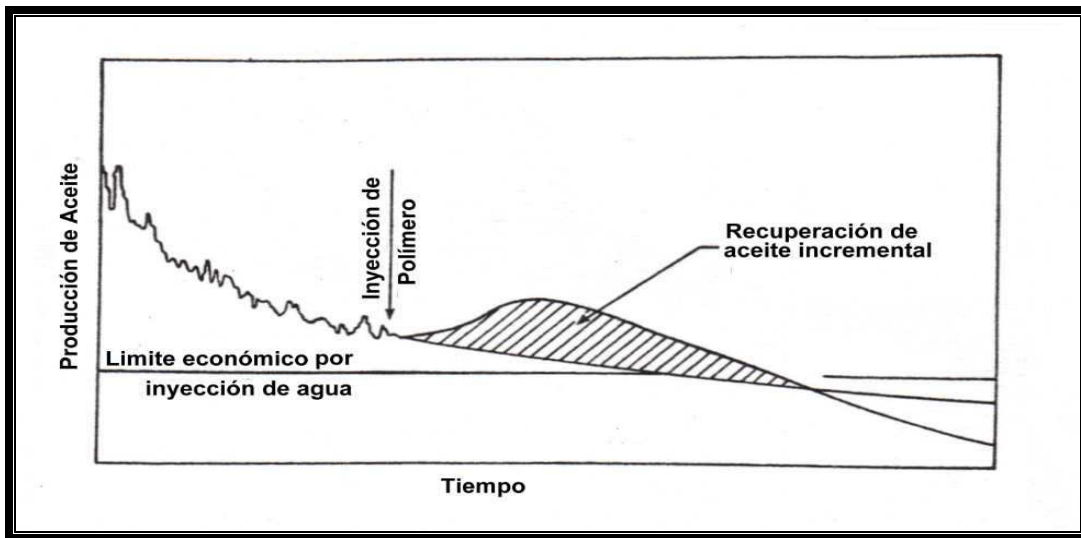


Figura 4.2 Límite económico en una Inyección de Polímeros

Dos tipos de polímeros son comúnmente usados: Polímeros sintéticos clasificados como Poliacrilamidas Parcialmente Hidrolizadas (PHP) y polímeros producidos biológicamente conocidos como: Goma Xantana o Polisacáridos. Mientras que la Goma Xantana tiene más resistencia a la degradación térmica y química. Una desventaja es la susceptibilidad al ataque bacterial y su alto costo. En adición al incremento de viscosidad, las Poliacrilamidas alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento disminuyendo la movilidad efectiva del agua.

Esta bien establecido que la viscosidad de las soluciones de Poliacrilamidas, polímero más usado, es reducida en gran medida en presencia de sales, por lo que la posibilidad de que la solución polimérica llegue a ser contaminada con el agua intersticial del yacimiento puede ser un problema, por lo que, una fuente de relativamente agua fría es deseable para el uso más efectivo de Poliacrilamidas. El efecto de la viscosidad de las soluciones de Poliacrilamidas es mostrado en la siguiente figura:

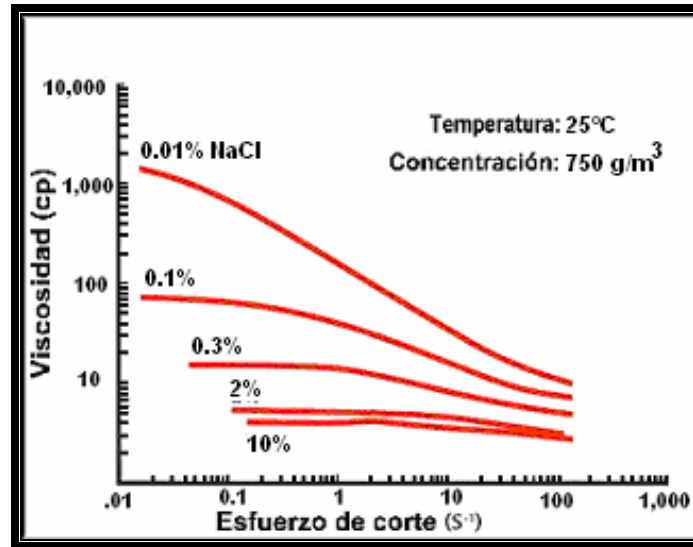


Figura 4.3 Efecto de la viscosidad en las poliacrilamidas

La solución de polímero llega a ser degradada con el tiempo, principalmente debido a la presencia de oxígeno, pérdidas de la calidad de la solución polimérica cercanas al 30% pueden ocurrir, por lo que, pérdida en la reducción de movilidad puede ser muy severa
42

IV.1.4 Explicación teórica del comportamiento de flujo anormal de algunas soluciones poliméricas.

Las moléculas del polímero pueden temporalmente adherirse a la superficie de los granos cuando son inyectados en una arena porosa. Las propiedades de la superficie de la arena, las propiedades del polímero y las propiedades del solvente determinarán la permanencia de tal adherencia. Una vez que las moléculas de polímero se adhieren cerca de una restricción en el sistema poroso, estas pueden realizar una selectiva influencia sobre el paso de otros fluidos. Cuando agua fría pasa a través de la restricción no hay repulsión iónica entre el agua y el polímero pero hay una gran atracción entre el agua y las moléculas del polímero debido a la acentricidad de las moléculas de agua. Por eso, las moléculas del polímero tienden a estar extendidas para obstruir parcialmente el paso de agua en la restricción, por lo que se disminuye la movilidad del agua.

De otra manera, cuando una solución electrolítica, tal como solución de NaCl fluye por las mismas moléculas de polímero, existe una repulsión iónica así como atracción

coulombica, la cual dependiendo de la concentración del electrolito, puede causar que las moléculas del polímero se enrollen y entonces sacarlas de la trayectoria, con esto se mejora la movilidad de la solución electrolítica en comparación con el agua.

En el caso de mezclas de hidrocarburos que fluyen a través de la restricción, las fuerzas de repulsión iónica están ausentes y las fuerzas coulombicas de atracción están presentes. Dado que la acentricidad de las moléculas de hidrocarburos es considerablemente menor que la atracción molecular entre el polímero y el agua. Por lo tanto, la molécula de polímero puede parcialmente enrollarse para dar un mayor acceso para el aceite en comparación con el agua, resultando en alta movilidad del aceite.

Es necesario para incrementar la recuperación de aceite que las moléculas del polímero sean adsorbidas en la superficie, no debería ser adsorbido permanentemente, ni tampoco debería ser repelido (removido) muy lentamente. De otra manera, ocurre pérdida excesiva de polímero o no es conseguida una suficiente resistencia al flujo, además la rentabilidad del uso de polímeros en varios esquemas de recuperación depende fuertemente de estos dos factores.⁴³

Los factores que gobiernan la adsorción de polímero dependen de la resultante de las siguientes fuerzas:

- Adhesión entre el polímero y la superficie de la roca.
- Adhesión entre el polímero y el solvente, así como de las fuerzas de cohesión entre los mismos.

IV.2 Inyección de Alcalinos.

IV.2.1 Introducción.

Fue reconocido a principios de 1917 por F. Squires que el desplazamiento de aceite puede ser mejorado añadiendo alcalinos al agua. A pesar de este temprano reconocimiento, las aplicaciones de campo no son muy numerosas y la mayoría de ellas han resultado en fracasos. En estos tiempos, sin embargo, parece haber un renovado interés en la Inyección de Alcalinos siendo la razón el bajo costo y la relativa

simplicidad del proceso, además de la inmediata disponibilidad de los químicos alcalinos. (Noran 1978)

En el proceso de Inyección de Alcalinos, el alcalino reacciona con los componentes ácidos del aceite crudo conduciendo a una disminución en la Tensión Interfacial (TIF) entre el agua y el aceite, emulsificación del agua y el aceite y solubilización de las películas interfaciales (Mungan 1981) además, el alcalino puede reaccionar con la roca del yacimiento, provocando una alteración de la mojabilidad. Todos estos mecanismos incrementarán potencialmente la recuperación de aceite.

El proceso de Inyección de Alcalinos es un proceso relativamente simple si se compara con otros procesos de Inyección de Químicos, pero continúa siendo muy complejo para garantizarlo, aún con investigación cuidadosa de laboratorio y pruebas en campo, antes de su aplicación.

IV.2.2 Entrampamiento del aceite residual.

Tal como lo señaló Stegemeier (1977), los factores que determinan el entrampamiento o la expulsión del aceite de una roca matriz, son:

1. La geometría del sistema de poros y las heterogeneidades macroscópicas del medio poroso.
2. Propiedades fluido – fluido, tales como tensión interfacial, comportamiento de fase y viscosidades.
3. Propiedades roca – fluidos, tales como mojabilidad, adsorción e intercambio de iones y reacciones de disolución.
4. Gradientes de presión aplicados y gravedad.

Durante el primer agotamiento, el aceite crudo es producido por energías naturales propias del yacimiento y de los fluidos contenidos, los cuales se manifiestan en forma de empuje por casquete de gas, por acuífero activo, por compactación del sistema roca – fluidos y/o por empuje de gas en solución. Por debajo del punto de burbuja, el gas en solución es expulsado del aceite dentro del yacimiento. Es por esto, que el gas será en algún momento móvil cuando la saturación total de gas en el yacimiento exceda la saturación crítica de gas. Esta saturación crítica de gas es relacionada directamente al

comportamiento de la permeabilidad relativa del gas en el yacimiento, la cual depende de la estructura microscópica de la estructura de la matriz porosa. La fase móvil de gas creada es mucho menos viscosa que el aceite y por lo tanto lo atraviesa (digitación, canalización), particularmente en zonas de alta permeabilidad, dando como resultado cuerpos de aceite separados en zonas de baja permeabilidad. Otro mecanismo para separar o dispersar el aceite durante el primer agotamiento es la inestabilidad interfacial.

Si tomamos como segunda etapa una Inyección de Agua, esta Inyección de Agua mejora la producción primaria, a través de dos mecanismos:

- Provee la suficiente energía para superar las fuerzas capilares que entrapan al aceite y
- Resulta en una mejora la relación de movilidad si se compara con el empuje por gas en solución al que estuvo sujeto el yacimiento durante la primera etapa de agotamiento.

Algunos cuerpos de aceite separados son forzados a moverse fuera de las zonas de baja permeabilidad y mezclarse con otros cuerpos de aceite para formar regiones de alta saturación de aceite, lo que provoca una alta permeabilidad relativa al aceite. En las partes de saturación baja de aceite detrás del frente de agua, los cuerpos de aceite se dejan más espaciados que después de la primera etapa y son así entrapados en una fase mojante continua.

IV.2.3 Mecanismos de desplazamiento en la Inyección de Alcalinos.

La Inyección de Alcalinos mejora la recuperación de aceites ácidos por procesos de dos etapas. La primera etapa incluye la movilización del aceite residual por los cambios basados en la configuración como emulsificación y alteración de la mojabilidad. Se forman sales tenso – activas debido a las reacciones ácido – base entre el alcalino y los ácidos orgánicos en el aceite residual. Los surfactantes así generados, pueden:

1. Adsorber la interfase agua – aceite para disminuir la tensión interfacial, y en algunos casos causa emulsificación espontánea e hinchamiento de fase y,

2. Reacciona o se adsorbe a la superficie de la roca, cambiando las características de mojabilidad de la roca y por lo tanto la composición de los cuerpos residuales de aceite crudo.

La segunda etapa incluye la modificación de las características de producción macroscópicas de la fase de aceite movilizado. La eficiencia de recuperación total puede ser incrementada en esta etapa mediante mejoras en la eficiencia de desplazamiento a través del control de movilidad.

Johnson (1976) revisó los mecanismos mediante los cuales la Inyección de Alcalinos puede mejorar la recuperación de aceites ácidos de yacimientos parcialmente agotados:

1. Emulsificación y Arrastre.
2. Emulsificación y Entrampamiento.
3. Cambio de la Mojabilidad; de Mojabilidad al Agua, a Mojabilidad al Aceite.
4. Cambio de la Mojabilidad; de Mojabilidad al Aceite, a Mojabilidad al Agua.

Dos mecanismos adicionales muy significativos son:

5. Disminución de la Tensión Interfacial.
6. Solubilización de las Películas Interfaciales.

El grado al cual cada uno de estos mecanismos puede contribuir para incrementar la recuperación depende de las propiedades específicas del aceite crudo, del agua de inyección y del yacimiento.⁴⁴

- *Disminución de la TIF.* La siguiente figura representa el mecanismo de recuperación de aceite mediante la reducción de la tensión interfacial. El diagrama de fase idealizado muestra la inyección de una solución cáustica al final de una línea de enlace a alta tensión. Existen, sin embargo, líneas de enlace de baja tensión a concentraciones más bajas de la solución cáustica. La tendencia de las curvas de permeabilidad relativa de aproximarse al cruce a los 45° de inclinación ha sido mostrada por varios autores en la literatura. Se asume que no hay alteración de la viscosidad. La tensión interfacial es alta detrás del

frente de la solución cáustica, así como en 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. Si la tensión asociada con las líneas de baja tensión es también baja, el aceite aunque móvil, se moverá más lentamente que la fase de agua. Por lo que, en lugar de lograr obtener al frente del choque un banco de aceite, el aceite cae detrás y es re – entrapado por las altas tensiones interfaciales donde este encuentra el fluido inyectado. La reducción de la tensión interfacial TIF con una solución cáustica es un mecanismo que puede influenciar la recuperación. Este mecanismo se relaciona con el número ácido, gravedad y viscosidad. El número ácido es el número de miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar un gramo de aceite crudo a un pH = 7.0 ⁴⁵

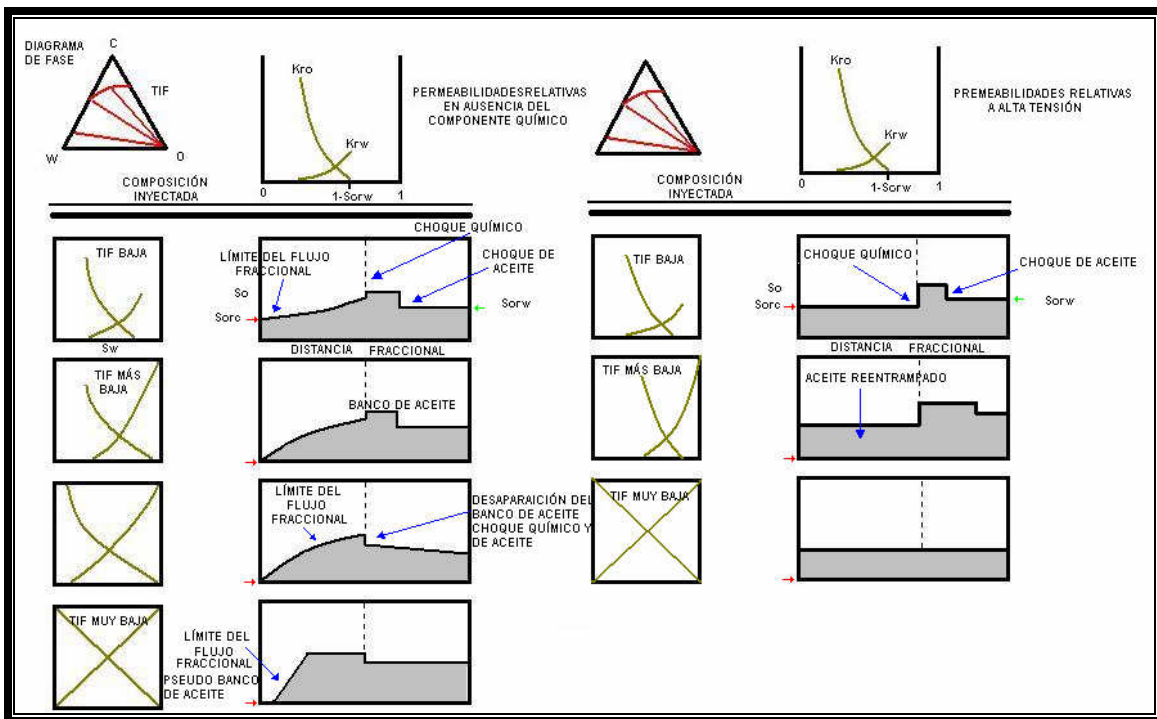


Figura 4.4 Recuperación de aceite por reducción de la TIF

- *Emulsificación y flujo.* Existe una concordancia en general que establece que la disminución de la tensión interfacial debido a las reacciones entre la cáustica y los ácidos orgánicos en el aceite son también responsables de la formación de una emulsión en el lugar. Existen desacuerdos, sin embargo, dependiendo del tipo de emulsión y también en cuanto al papel exacto de la generación de la

emulsión en la recuperación de aceite adicional. Existen esencialmente dos mecanismos en el proceso de emulsificación:

- *Emulsificación y Arrastre.* En este mecanismo, el aceite residual que experimenta la movilización se emulsiona y se arrastra en la solución alcalina que fluye y es, por lo tanto, producida como una emulsión fina. Se ha precisado que la concentración alcalina y el pH deben ser tales que las emulsiones aceite/agua estables son formadas en los procesos de emulsificación y arrastre, otros autores añaden que el gasto de producción incremental mediante este proceso es poco rentable. Esto es porque la adsorción y a la reacción del alcalino y la roca causan que el frente alcalino se sitúe detrás del frente de desplazamiento aceite – agua por varios volúmenes porosos.
- *Emulsificación y Entrampamiento.* En este proceso, el aceite emulsificado es entrampado de nuevo corriente abajo en el medio poroso en las gargantas del poro, que son muy pequeñas para que las gotas de la emulsión penetren, forzando la Inyección de Agua a los poros que no habían sido previamente desplazados. Esto resulta en la reducción de la fase acuosa con un subsecuente incremento en la eficiencia de desplazamiento y una reducción en la cantidad de la digitación viscosa. Este proceso requiere de emulsiones muy estables y ha sido postulado generalmente para ocurrir en soluciones alcalinas sin presencia de sal. La mejora en la recuperación por este mecanismo son debido al mejoramiento en las eficiencias de barrido areal y vertical.
- *Alteración de la Mojabilidad.* El éxito de una Inyección de algún Cáustico como método de recuperación terciaria depende en gran medida de la distribución del aceite residual en el espacio poroso que es controlado por la mojabilidad del yacimiento.
La mojabilidad se ha estudiado en gran medida y entre otras cosas se ha encontrado que los componentes pesados en el aceite crudo tienen gran efecto sobre la mojabilidad de la roca, causando que esta sea preferentemente mojada por aceite. Se ha demostrado que un cambio en el pH puede provocar un cambio en la mojabilidad a través de las reacciones con los componentes tenso – activos

adsorbidos a la superficie de la roca. Una solución alcalina puede alterar fácilmente el pH y a un bajo costo en comparación a los surfactantes. La siguiente figura muestra los procesos que se llevan a cabo en los poros de la roca para lograr el desplazamiento del aceite. (Figura 4.5 - a) muestra una gota de aceite atrapada en una garganta de poro bajo condiciones de mojabilidad preferente al agua. El poro cambia gradualmente su mojabilidad a mojado por aceite (Figura 4.5 - b) en presencia de una agente (cáustico) que altera la mojabilidad. Esto provoca una reducción en la resistencia capilar de la gota de aceite y esta se mueve y se distribuye a las cercanías de las paredes del poro, la tensión interfacial es también reducida. Cuando la concentración cáustica disminuye y regresa la mojabilidad preferente al agua, el aceite adherido a la roca bajo condiciones de mojabilidad al aceite tenderá a ser desplazado (Figura 4.5 - c, d).

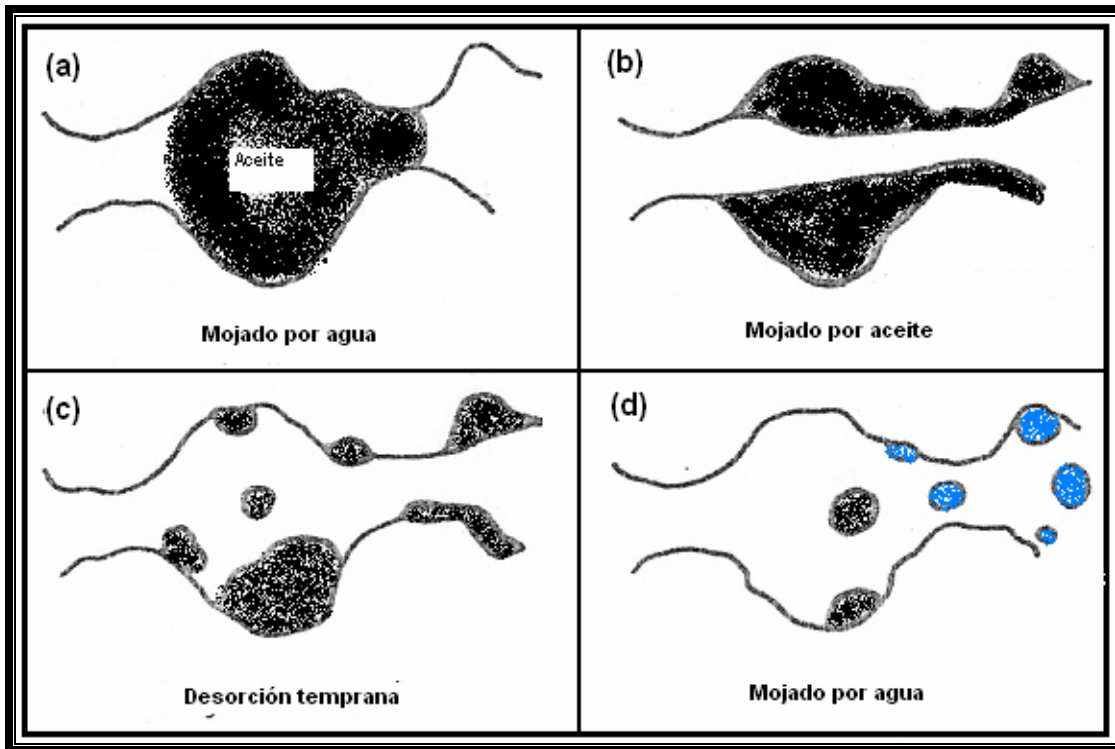


Figura 4.5 Alteración de la mojabilidad.

- 1) *Alteración de mojado por aceite a mojado por agua.* La mojabilidad es cambiada por la reacción entre el cáustico y los componentes ácidos polares asociados a la mojabilidad al aceite

de la roca del yacimiento. Este cambio en la mojabilidad induce a un incremento favorable en la relación de permeabilidad relativa aceite/agua y un subsecuente incremento en la eficiencia de desplazamiento.

2) *Alteración de mojado por agua a mojado por aceite.* Este mecanismo se sugiere donde la alteración de la mojabilidad de mojado por agua a mojado por aceite provoca que la discontinuidad en la fase no mojante de aceite se disemine a una fase mojante continua. Simultáneamente, la baja tensión interfacial induce la formación de una emulsión alcalino/aceite que cierra las rutas de flujo induciendo altos gradientes de presión. Estos altos gradientes de presión superan las ya reducidas fuerzas capilares y más adelante reducen la saturación de aceite residual.

- *Solubilización de las Películas Interfaciales.* Algunos crudos forman películas insolubles en la interfase aceite crudo – agua, se ha sugerido que las resinas y los asfáltenos son los responsables de estas películas. Estas películas interfaciales pueden ser redisueltas en el aceite. Durante el transporte a través de los poros, estas películas se alojarán en las constricciones, dando como resultado una película rígida, insoluble e inmóvil que afecta la eficiencia de desplazamiento. Algunos estudios han demostrado que estas películas disminuyen la eficiencia de desplazamiento y por lo tanto la recuperación de aceite en sistemas porosos heterogéneos, pero no tienen efecto en la eficiencia de desplazamiento en sistemas porosos homogéneos.

IV.2.4 Operación técnica.

En una Inyección de Agua con Alcalinos, un bache de agua conteniendo cáusticos es inyectado en el yacimiento seguido de agua o salmuera tal como lo muestra la siguiente figura.

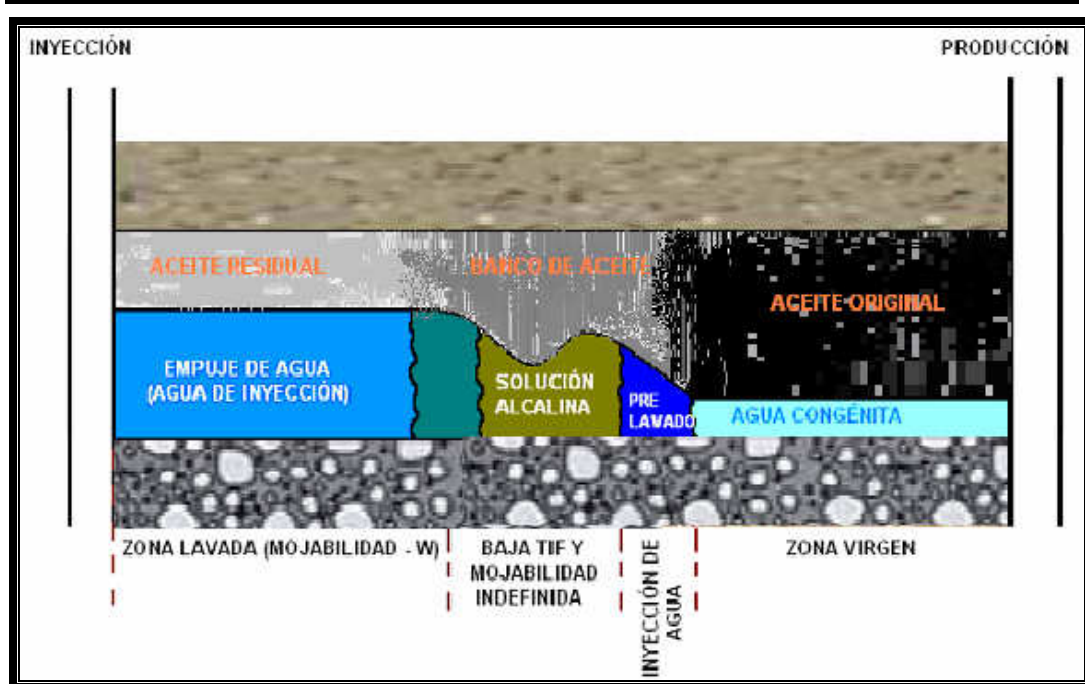


Figura 4.6 Inyección de Alcalinos

El bache inyectado podría contener por arriba del cinco por ciento (5%) de solución alcalina en agua. En el frente de desplazamiento se concentrará el agua intersticial, o congénita, así como el aceite original del yacimiento. Después de haber realizado como recuperación primaria una Inyección de Agua las condiciones del yacimiento, así como la distribución de fluidos habrá cambiado. La solución alcalina formará un banco de aceite detrás de este pre – lavado e irá desplazando, hacia el pozo productor, al aceite original y al agua congénita del yacimiento. A su vez, el bache de solución alcalina será desplazado por una posterior Inyección de Agua que en la mayoría de los casos es aislada del bache, que contiene la solución, para evitar la degradación de la solución y al mismo tiempo impedir la digitación de esta hacia el frente de desplazamiento.

Aunque la Inyección de Alcalinos en la literatura ha identificado numerosos mecanismos para el desplazamiento de aceite, el principal mecanismo mediante el cual el proceso funciona es mediante la reducción de la tensión interfacial (TIF). La reacción química entre el alcalino inyectado y el aceite del lugar forma un surfactante que reduce la tensión interfacial. El nivel de reducción de TIF es dependiente del tipo y de la concentración del alcalino y de la composición del aceite crudo.⁴⁶

Existe una concentración óptima de alcalino que debe ser identificada para diseñar el sistema apropiado. Así como en la Inyección Convencional de Miscelares, la salinidad afecta dramáticamente la respuesta de la TIF. Si la salinidad es muy baja, el surfactante se concentra en la fase acuosa; y si ésta es muy alta, el surfactante actúa principalmente en la fase de aceite. La situación ideal es tener al surfactante concentrado en la interfase agua/aceite, lo cual sólo puede ocurrir sobre un muy estrecho rango de salinidades.

En la Inyección Alcalina, los alcalinos son, no solo un surfactante precursor, sino también, por naturaleza, una sal. Por lo tanto, a medida que la concentración de alcalinos es incrementada, el nivel de sal aumenta más allá de la óptima y la TIF incrementa.

IV.3 Inyección de Surfactantes.

IV.3.1 Introducción.

Aunque a principios de los años 20 el uso de surfactantes fue en su mayoría de poco éxito. El interés en esta técnica ha sido revivido por varias compañías petroleras. La mayoría de las investigaciones apuntan que la principal causa de las fallas en el pasado se debió a que la tensión interfacial no era reducida suficientemente para tener un efecto en el aceite atrapado.

La Inyección de Surfactantes se define como cualquiera de los varios procesos que utilizan Inyección de Soluciones Surfactantes en yacimientos de aceite del subsuelo, para mejorar la recuperación de aceite crudo. La composición de la mezcla inyectada (bache químico) normalmente incluye algunos, o todos, de los siguientes elementos: agua, hidrocarburos, alcoholes, polímeros y sales inorgánicas. Los mecanismos de remoción de aceite para este método incluyen:

- Reducción de la TIF aceite – agua.
- Solubilización del aceite.
- Emulsificación.
- Mejoramiento de la movilidad.

Generalmente un desplazamiento eficiente requiere que la movilidad del fluido desplazante sea menor que la de los fluidos que van a ser desplazados. El bache químico debe tener por lo tanto una más alta viscosidad efectiva que la del banco aceite – agua que es empujado a través del yacimiento. Dado que el bache contiene costosos químicos, el volumen inyectado debe de ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento. Este pequeño bache de surfactante es desplazado por un empuje de agua. Con el objetivo de lograr un desplazamiento eficiente, polímeros solubles en agua son normalmente añadidos al agua que empuja el bache químico por lo que su viscosidad efectiva, o resistencia al flujo, es por lo menos igual a la del bache de surfactante; por otro lado, el agua tiende a invadir el bache de surfactante a medida que esta atraviesa el yacimiento.⁴⁷

IV.3.2 Requerimientos de diseño.

La Inyección de Surfactantes debería ser factible sobre un razonablemente amplio rango de permeabilidades del yacimiento. El promedio del rango de permeabilidades es de 50 a 2500 milidarcies (mD). Sin embargo, la Inyección de Surfactantes puede ser aplicada a un mayor rango de permeabilidad. La Inyección de Surfactantes se vuelve menos atractiva en permeabilidades menores, debido a la inyección individual y que los gastos de producción de cada pozo son reducidos y porque grandes cantidades de químicos son frecuentemente requeridos para compensar la retención de surfactante de las arcillas. Un límite más bajo de 20 mD fue considerado razonable para propósitos generales, sin embargo, en casos excepcionales donde altas saturaciones de aceite están presentes y el contenido de arcilla no es excesivo, yacimientos teniendo una permeabilidad más baja a los 20 mD podrían ser candidatos a la inyección.

El rango de viscosidad del aceite crudo en pruebas de campo ha sido de 0.36 a 17.0 centipoises (cp). A más alto valor de viscosidad del aceite, menos atractivo es el yacimiento para la Inyección de Surfactantes. El criterio más importante es la viscosidad efectiva del banco aceite – agua, el cual depende tanto de las permeabilidades relativas como de las viscosidades del aceite y del agua.

Las características deseables de la roca para ser candidatos a una Inyección de Surfactantes incluyen uniformidad lateral y vertical de las propiedades de la roca, altos niveles de permeabilidad y porosidad, así como bajo contenido de arcillas. Factores

indeseables son fracturas, un gran casquete de gas y/o empuje activo de agua, bajas saturaciones de aceite residual y zonas productivas que son estratificadas o lateralmente discontinuas. Una Inyección exitosa de Agua es una buena indicación de que un yacimiento es apto para una Inyección de Surfactantes.⁴⁸

IV.3.3 Operación técnica.

Generalmente se utiliza el nombre genérico de Inyección de Surfactantes para implicar aquellos procesos que comúnmente son referidos en la literatura como Inyección de Surfactantes, Inyección de Detergentes, Inyección de Microemulsiones, Inyección de Emulsiones, Inyección de Miscelares e Inyección de aceites solubles.⁴⁹ El principal propósito de estos baches es reducir la tensión interfacial y desplazar el aceite que no puede ser desplazado únicamente por agua. La tecnología y el mecanismo por el cual este desplazamiento toma lugar son extremadamente complicados y no entendidos en su totalidad.

La literatura técnica contiene un gran número de diseños de baches formulados para movilizar el aceite residual, muchos de estos describen variaciones en surfactantes, co-surfactantes, agua – hidrocarburos y/o concentraciones salinas que otorgan características únicas del bache. Las evaluaciones para determinar cual sistema ofrece la mayor rentabilidad económica para la aplicación en un campo son a menudo muy complejas.

En concentraciones por arriba de cierto valor crítico, las moléculas de surfactante en solución forman agregados llamados miscelas, estas miscelas son capaces de solubilizar fluidos en sus núcleos y son llamadas miscelas hinchadas. Miscelas esféricas tienen el tamaño de un rango de 10^{-6} a 10^{-4} milímetros, estas soluciones miscelares o microemulsiones son homogéneas, transparentes o translúcidas y estables a la separación de fase. El termino aceite soluble es frecuentemente usado para describir un sistema de aceite externo teniendo un poco o nada de agua dispersa.

Aunque usados para describir el proceso, ninguna “solución miscelar” o “Surfactante” describen exactamente todas las composiciones que son usadas en el flujo de microemulsiones. El hecho es que muchos sistemas usados no tienen una fase externa o

continua identificable y los términos antedichos por lo tanto no se aplican terminantemente.⁵⁰

El termino de Inyección de Surfactante como generalmente es usado, se refiere al proceso de inyección de fluido en donde una fase estable, ópticamente clara (transparente o transluciente), solución de aceite, agua y uno o más surfactantes junto con electrolitos o sales es inyectado dentro de la formación y es desplazado por una solución de movilidad baja; la solución de movilidad baja (generalmente polímeros) es entonces, desplazada por agua de inyección. Dependiendo del ambiente del yacimiento, un preflujo puede o no ser necesario, la microemulsión es la clave del proceso.

El concepto de Inyección de Surfactante puede ser descrito de manera muy simple. Un bache de surfactante diseñado para un yacimiento específico, desplazará esencialmente todo el aceite contactado al frente de este. Un banco de aceite estabilizado se desarrollará al frente del bache. La condición de saturación existente en el banco de aceite se ajustará a las características de permeabilidad relativa del yacimiento. El banco de aceite fluirá con cierta movilidad. La movilidad del bache de surfactante debería ser menor que la movilidad del banco de aceite. Pérdida de control de movilidad causará digitación y reducirá la eficiencia de desplazamiento.

En el flujo por Surfactantes, el bache debe ser seleccionado por condiciones específicas del yacimiento como: temperatura, salinidad del agua residente y tipo de aceite en el yacimiento, si la temperatura es muy alta, un problema de dirección de flujo puede resultar en el campo, debido al incremento en la presión de vapor del hidrocarburo en la microemulsión.

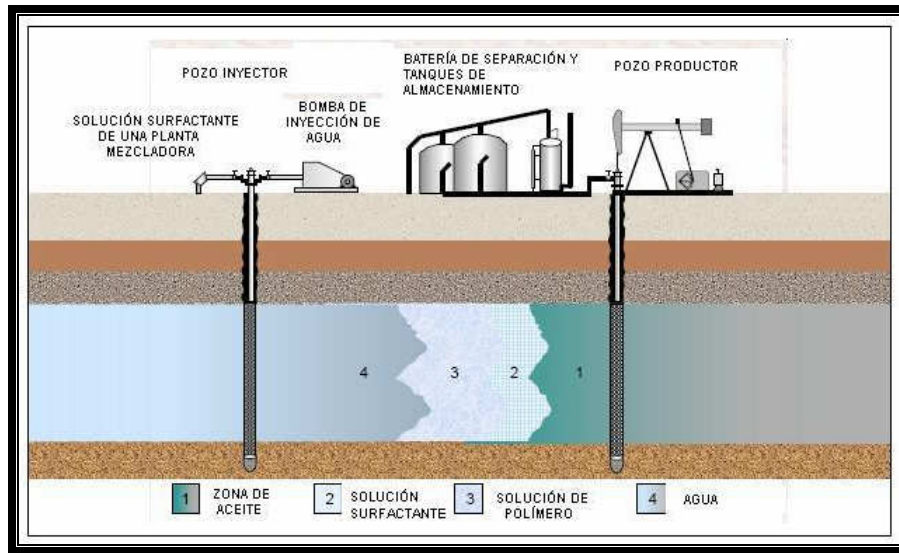


Figura 4.7 Inyección de Surfactantes

El mecanismo de desplazamiento es el mismo bajo condiciones de recuperación secundaria y mejorada, en el caso de recuperación secundaria el aceite es producido desde el comienzo, mientras que en el caso de recuperación terciaria, agua es primeramente producida hasta que el banco de aceite alcanza el pozo.⁵¹

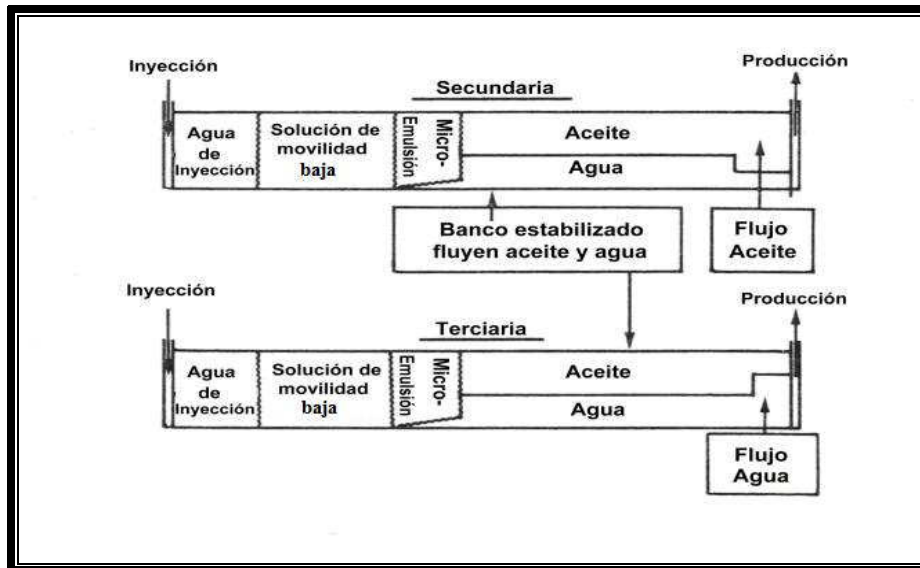


Figura 4.8 Recuperación Secundaria y Mejorada con Surfactantes

El control de movilidad es muy importante para el proceso, la movilidad de la microemulsión se puede emparejar a la del banco estabilizado del agua – aceite mediante el control de la viscosidad de la microemulsión. El bache de baja movilidad que sigue al bache de microemulsión previene el deterioro del primer bache desde la

parte trasera, por lo que se minimiza el tamaño del bache requerido para un desplazamiento eficiente del aceite. Después de que un monto requerido de solución de baja movilidad es inyectado, tal bache es desplazado por agua.

IV.4 Métodos Químicos en yacimientos naturalmente fracturados.

IV.4.1 Generalidades.

Resulta importante explorar el desplazamiento por imbibición de agua como un mecanismo de producción para la recuperación de aceite ya que se puede presentar canalización de agua debido a la alta permeabilidad en el sistema de fracturas. Trabajo teórico y experiencias de campo han soportado esta idea y han encontrado que la imbibición no es lo único importante, pero puede ser el principal mecanismo para la recuperación de aceite en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

La imbibición es el proceso del agua desplazando aceite e “Imbibición espontánea” es la imbibición que toma lugar bajo la influencia de fuerzas capilares y de flotación si es que la matriz se encuentra rodeada por la fase acuosa. A una alta tensión interfacial (TIF) la principal fuerza que ocasiona la imbibición espontánea es la presión capilar.

En el desplazamiento por imbibición de agua, el agua fluye por fuerzas capilares de las fracturas hacia los bloques de matriz mojados por agua con aceite saturado, causando al aceite fluir por contracorriente de los bloques de matriz hacia las fracturas. Este aceite es entonces desplazado por agua que viene en la misma dirección a través del sistema de fracturas hacia los pozos productores.

La Inyección de Polímero es conocida por ofrecer una mejor alternativa sobre la Inyección de Agua en yacimientos convencionales si la relación de movilidades es desfavorable o si una significativa variación de permeabilidad existe, esto hace a la Inyección de Polímero un proceso atractivo para aplicar en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), ya que el polímero podría ofrecer un mejor control de movilidad en el desplazamiento de aceite en estos yacimientos a través de retención de polímero. La Inyección de Polímero también puede redistribuir el flujo de la solución de polímero inyectado de una fractura a otra y de la fractura dentro del bloque de matriz, finalmente,

a una relación de inyección, la Inyección de Polímero podría generar más fuerzas viscosas que la Inyección de Agua a la misma relación de inyección.

Dependiendo del tipo de roca y de aceite, disminuir la tensión interfacial (TIF) mediante la adición de surfactante a la salmuera puede contribuir a la recuperación por imbibición capilar (imbibición espontánea) con el apoyo del drenaje gravitacional en yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

La recuperación por imbibición mediante la adición de una solución surfactante es estrictamente controlada por la concentración de este. La diferencia entre los gastos de recuperación y la recuperación final entre la TIF alta y baja podría ser no sólo debido al cambio en la TIF sino también a los cambios en la mojabilidad y la adsorción, los cuales pueden variar de acuerdo al tipo de roca.

La Inyección de Solución Surfactante en YNF ha logrado una gran atención en años recientes. A pesar de que los casos de campo reportados son limitados, una considerable cantidad de estudios han aparecido en la literatura. La recuperación por imbibición capilar puede ser mejorada mediante la adición de surfactante al agua para reducir la TIF. Dependiendo del tamaño y las características de mojabilidad en la matriz del yacimiento, las fuerzas gravitacionales pueden jugar un papel importante en la recuperación de aceite de la matriz.

La alta saturación de aceite remanente es causada por la combinación de un pobre barrido en yacimientos fracturados y por la preferencia de la formación a ser mojada por aceite durante la imbibición.

Si la formación es preferentemente mojada por aceite, la matriz retendrá por capilaridad, y existirán zonas de transición de alta saturación de aceite donde la película de aceite interrumpe su flujo hacia arriba por las fracturas. En sistemas mojados por aceite, el aceite es la fase que está en contacto con la superficie de la roca y el atrapamiento es posible resultado de particular importancia en rocas con una superficie altamente irregular y grandes áreas de superficie.

En las Figuras 4.9 y 4.10, el aceite es retenido por mojabilidad y capilaridad. Por lo que, alterando la mojabilidad a condiciones de mojabilidad preferente al agua y reduciendo la TIF a valores muy bajos, las fuerzas que retienen al aceite pueden ser superadas. Introducir un fluido inyectado a la matriz de la formación fracturada resulta ambicioso porque el fluido inyectado fluirá preferentemente en las fracturas y no a través de la matriz.

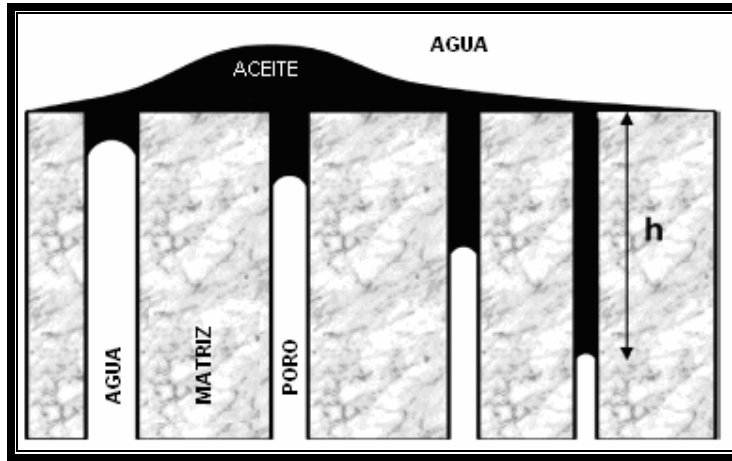


Figura 4.9 Retenci3n de aceite por capilaridad

La altura del aceite retenido en los poros de la matriz con mojabilidad al aceite es funci3n del radio del poro, TIF y ángulo de contacto.

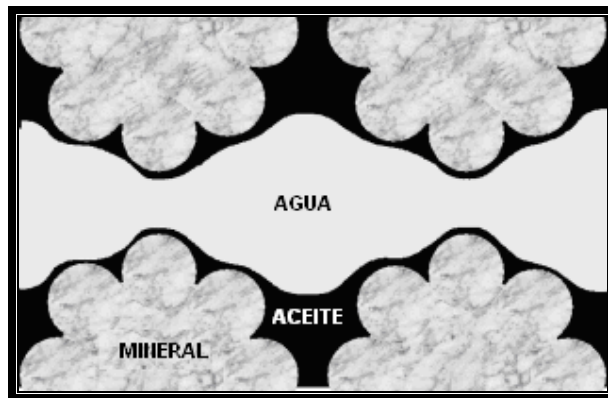


Figura 4.10 Retenci3n de aceite por mojabilidad de la roca

El aceite es atrapado por la superficie mojada por aceite y pequeños poros del sistema también con preferencia a ser mojadas por aceite.

Por lo tanto, el proceso debe de ser diseñado para causar imbibición espontánea del fluido inyectado, de la fractura a la matriz (Figura 4.11). La imbibición espontánea por capilaridad puede no ser muy significativa por la baja TIF. Sin embargo, si la mojabilidad es alterada a condiciones de preferencia al agua y/o la capilaridad se disminuye mediante disminuidores de TIF, la flotación seguirá tendiendo a forzar al aceite a fluir hacia arriba y afuera de la matriz hacia el sistema de fracturas. El fluido inyectado en las fracturas reemplazará al aceite desplazado en la matriz, y por lo tanto la invasión del fluido inyectado a la matriz continuará a medida que el aceite fluya hacia fuera de ésta.

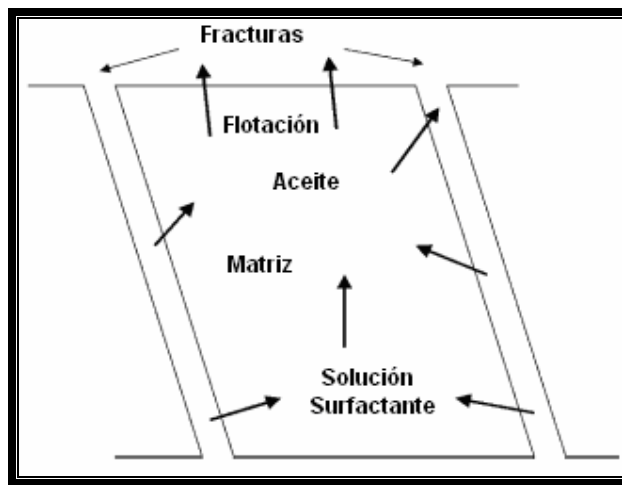


Figura 4.11 Imbibición espontánea por solución surfactante

La imbibición espontánea de la solución surfactante del sistema de fracturas hacia la matriz ocurre para reemplazar el aceite que fluye hacia fuera de la matriz por flotación.

La imbibición espontánea es un mecanismo importante en la recuperación de aceite en yacimientos fracturados. La principal fuerza para la imbibición espontánea en condiciones fuertemente mojadas por agua es usualmente la presión capilar.

Una reducción excesiva de la TIF disminuye la contribución de la imbibición capilar. La flotación, según lo medido por el producto de la diferencia de densidades y la aceleración de la gravedad, entonces se convierte en el parámetro dominante que gobierna el desplazamiento, incluso si el aceite es la fase mojante.

Aplicación de surfactantes para alterar la mojabilidad y así mejorar la imbibición espontánea ha sido investigada por varios autores. Algunos otros han investigado el mejoramiento de la imbibición espontánea con surfactantes no iónicos; algunos otros han sugerido la utilización tanto de surfactantes no iónicos, como de surfactantes catiónicos, como una estrategia para alterar la mojabilidad pero evitar las tensiones interfaciales ultra bajas.

La imbibición espontánea en formaciones carbonatadas a menudo no ocurre o es lenta comparada con formaciones de areniscas. Las pruebas realizadas por algunos autores indican que los carbonatos tienden en su mayoría a ser preferentemente mojados por aceite, en yacimientos carbonatados de sistemas aceite/agua probados, 8% mostraron preferencia a ser mojados por agua, 8% presentaba una mojabilidad intermedia mientras que un 84% mostraba una fuerte tendencia a ser mojados preferentemente por aceite. Esto en contraste al 43% de mojabilidad al agua, 7% de mojabilidad intermedia y 50% de preferencia a la mojabilidad por aceite para formaciones siliciclásticas.

IV.4.2 Soluciones poliméricas en rocas fracturadas.

Experimentos de imbibición han sido llevados a cabo para investigar el ritmo y el porcentaje de recuperación del aceite saturando núcleos fracturados por salmueras y soluciones poliméricas.

Las tres variables importantes que controlan el proceso de recuperación de aceite mediante desplazamiento por imbibición son: el ritmo de inyección, el ritmo de imbibición y la eficiencia de desplazamiento del aceite residual en la fractura por el fluido inyectado, el efecto interactivo de estas tres variables influyen el ritmo y el monto de aceite recuperado.

Quince experimentos fueron llevados a cabo con Inyección de Polímeros⁵², el comportamiento de tal inyección fue variado, el comportamiento de flujo de algunos de estos experimentos exhibieron tempranos tiempos de rompimiento en comparación con una Inyección de Agua con menores, casi iguales y en algunos casos mayores recuperaciones finales. Otros exhibieron el mismo rompimiento que la Inyección de Agua con altas recuperaciones finales de aceite. Los variados pesos moleculares, concentraciones y contenidos de sales de las soluciones poliméricas juegan un

importante papel en la determinación del comportamiento de recuperación de aceite por Inyección de Polímeros, estas variables determinan el comportamiento del flujo de polímero a través de sus efectos en la viscosidad aparente en soluciones poliméricas y en la retención de polímeros en el medio poroso.

El comportamiento de recuperación de aceite con bajas concentraciones de solución de polímero es caracterizado por un tiempo de rompimiento, que es el mismo o, un poco menor en comparación con la Inyección de Agua, como puede ser visto en la Figura 4.12, en la cual se muestra la Relación Agua – Aceite y recuperación de aceite contra el volumen poroso de hidrocarburos (VPHC) inyectado por agua y polímero M460 (polímero de peso molecular medio y una concentración de 460 ppm), el comportamiento es también caracterizado por una última recuperación de aceite que es mayor que la recuperación por Inyección de Agua.

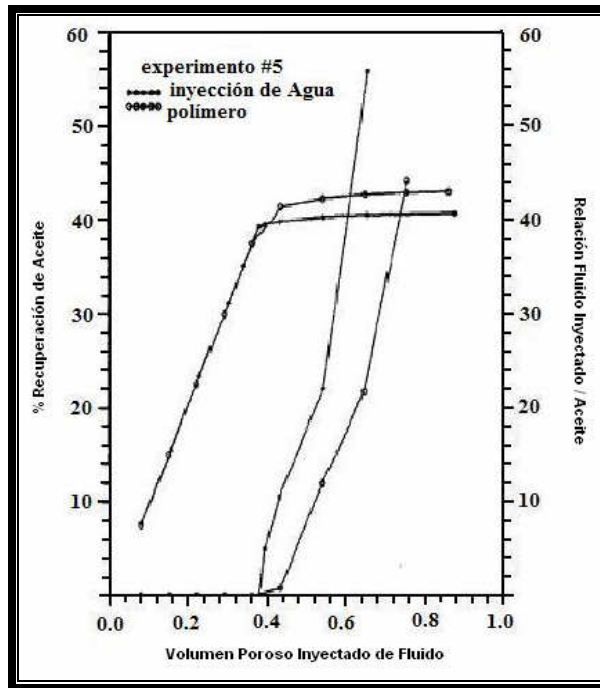


Figura 4.12 Recuperación por Inyección de Agua y Polímero M460

Aunque las soluciones poliméricas en estos procesos tuvieron ritmos de imbibición más lentos que el agua, sus ritmos de imbibición fueron un poco mayores o iguales al gasto de inyección, consecuentemente, estas soluciones viajaron la misma distancia en las fracturas como el agua para conseguir ser imbibidas dentro de los bloques de matriz,

debido a esto, tales soluciones tienen el mismo tiempo de rompimiento que la Inyección de Agua. Esto quiere decir, que aunque el agua tenga menor viscosidad que las soluciones poliméricas, esta se imbiben con una mayor facilidad hacia los bloques de la matriz, retrasando así su desplazamiento a través de las fracturas. Mientras que la solución polimérica tiene menor velocidad debido a su más alta viscosidad, su desplazamiento no se ve tan retardado debido a su menor ritmo de imbibición dentro de los bloques de matriz.

El incremento en la recuperación final es resultado de grandes fuerzas viscosas. Las soluciones poliméricas, debido a sus grandes viscosidades aparentes y a la retención de polímero, adquieren una mayor caída de presión por su flujo a través de las fracturas. Las fuerzas viscosas mejoran la eficiencia de barrido de los bloques de matriz, resultando así en grandes recuperaciones finales de aceite.

El efecto de lentos ritmos de imbibición causados por soluciones poliméricas en el comportamiento de recuperación de aceite es más evidente cuando la concentración de la solución de polímero fue lo suficientemente alta para causar que el ritmo de imbibición sea más lento que el gasto de inyección en los experimentos. En este caso, la solución polimérica tuvo que viajar largas distancias en las fracturas en comparación con el agua y de esta forma ser imbibida dentro de los bloques de matriz, esto causa que la Inyección de Polímeros tenga tiempos más tempranos de rompimiento que la Inyección de Agua. La siguiente figura muestra estos resultados comparados con datos experimentales de agua y polímero. La ayuda de fuerzas viscosas para incrementar el flujo de la solución polimérica dentro de los bloques de matriz no fue la suficiente para compensar la lentitud de los ritmos de imbibición de la solución polimérica.

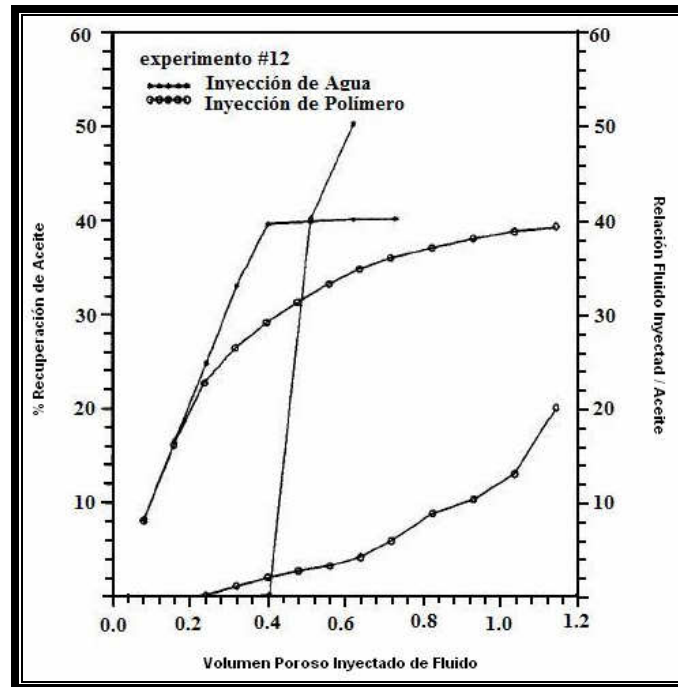


Figura 4.13 Recuperación por Inyección de Agua y Polímero H1380

Los volúmenes porosos requeridos de los fluidos inyectados para producir ciertas cantidades de aceite son iguales tanto para la Inyección de Polímero como para la Inyección de Agua hasta que se presenta el rompimiento. Después del rompimiento, la Inyección de Polímero necesitó más volumen poroso de soluciones inyectadas para recuperar la misma cantidad de aceite que la Inyección de Agua.

Las Inyecciones de Polímeros que fueron llevadas a cabo con distintas soluciones a altas concentraciones fueron encontradas para tener un mejor comportamiento de recuperación de aceite que aquellas con bajas concentraciones de polímero. Las inyecciones han retrasado los tiempos de rompimiento e incrementado las recuperaciones finales de aceite. Este resultado se pensó es causado por taponamiento parcial de las fracturas por polímero, lo cual causó que el flujo de algunos fluidos inyectados se desviarán de las fracturas hacia los bloques de matriz, desplazando el aceite hacia las fracturas.

El comportamiento de recuperación de aceite de las soluciones de polímeros de alto peso molecular es generalmente caracterizado, por un temprano tiempo de rompimiento y una pequeña recuperación de aceite, en comparación con la Inyección de Agua y de

Polímeros de bajo peso molecular. Varios experimentos se han llevado a cabo para estudiar el efecto del contenido de sal. La Inyección de Polímeros con alto contenido de sal rompió más tarde que aquellos con menor contenido de sal. Esto es razonable porque tienen mayores relaciones de imbibición, debido a sus mayores fuerzas viscosas. Sin embargo, la Inyección de Polímeros de bajo contenido de sal finalmente recuperó más aceite que aquellas Inyecciones de Polímeros con bajo contenido de sal⁵³.

IV.4.3 Soluciones surfactantes en rocas fracturadas.

La idea de inyectar una Solución Surfactante para mejorar la recuperación por imbibición fue propuesta para arcillas fracturadas del Mar del Norte y campos carbonatados en los Estados Unidos. Estos estudios fueron limitados a escala experimental y no se ha reportado aún aplicación en el campo de surfactante apoyando la Inyección de Agua.

Recientes estudios⁵⁴ reportaron que para los casos donde se tienen aceites ligeros, a medida que disminuye el área en contacto de la matriz con la fase acuosa, el efecto negativo de una baja TIF en la relación de recuperación comienza a ser más severa. De estos estudios, llevados a cabo por Babadagli, se observó que aunque no existe un cambio significativo en la recuperación final, la relación de recuperación fue disminuida de manera significativa con la adición de surfactante. Por esta razón no se sugiere una baja TIF para cualquier condición de límites de matriz y se establece que un ligero incremento en la recuperación final no podría sobrellevar la idea de inyectar químicos costosos de manera continua para la recuperación de aceite ligero siempre y cuando esto ocasione una recuperación más lenta que con salmuera.

Para aceites pesados, el mismo estudio, reportó que la adición de surfactante ocasiona un incremento significativo en la relación de recuperación y en la recuperación final, para condiciones desfavorables de los límites, como puede ser, *una menor área de contacto de la fase acuosa con la matriz.*

En la recuperación mejorada de aceite por métodos químicos, la movilización de la saturación de aceite residual es lograda a través de surfactantes que pueden generar una TIF suficientemente baja, o ultra baja, para dar un número capilar lo suficientemente alto para superar las fuerzas capilares y permitir que el aceite fluya. Sin embargo, los

yacimientos tienen diferentes características (tipo de aceite crudo, temperatura y composición del agua), y las estructuras de los surfactantes añadidos tienen que ser ajustados a estas condiciones para lograr una TIF baja. Además, un surfactante prometedor debe de satisfacer otros criterios importantes incluyendo la baja retención por la roca, compatibilidad con el polímero en caso de ser usado alguno, compatibilidad con el agua dura (agua con un alto contenido de minerales), estabilidad térmica, análisis costo/desempeño aceptable y disponibilidad comercial en suficientes cantidades⁵⁵.

El uso de surfactantes, para alterar la superficie de la roca, para incrementar la mojabilidad al agua con el objetivo de promover la imbibición de agua a la matriz de yacimientos fracturados, fue reconocido como un mecanismo importante en la recuperación mejorada.

Extensiva investigación en el laboratorio sobre el aumento de recuperación de aceite en rocas carbonatadas por imbibición de soluciones surfactantes catiónicas y no – iónicas se ha reportado en la literatura. El surfactante interactúa y remueve el material orgánico adsorbido a la superficie de la roca. La superficie de la roca se vuelve mojada por agua y por lo tanto la imbibición es mejorada, así el agua se imbebe hacia la roca de la matriz y el aceite es desplazado hacia el sistema de fracturas. El aceite entonces puede ser arrastrado o llevado hacia el pozo productor⁵⁶.

Los tratamientos surfactantes pueden promover la recuperación de aceite por imbibición espontánea o segregación gravitacional, o por una combinación de estos dos. Standness junto con otros autores⁵⁷ mostraron como el mecanismo dominante de la recuperación puede ser a menudo identificado por el cambio en la distribución de fluidos. Si la imbibición espontánea es el mecanismo dominante, la matriz de la roca es invadida de manera equitativa por todos lados. En cambio, si la segregación gravitacional es dominante, la solución surfactante invade la parte baja de la roca de la matriz y el aceite es producido por la parte superior de esta.

Una desventaja del uso de surfactantes para mejorar la imbibición por alteración de la mojabilidad es que la TIF agua/aceite es reducida. El grado en el cual la mojabilidad es cambiada, de neutral o preferentemente mojada por aceite, a mojabilidad al agua, junto con el cambio en la TIF determina la relación y la magnitud de la mejora de la

recuperación dada por imbibición surfactante. Idealmente, la mojabilidad debería ser cambiada a una condición óptima de mojabilidad al agua con respecto a la relación y magnitud en la recuperación mientras que se mantiene una relativa alta TIF.

Los cambios en las interacciones roca – fluido y fluido – fluido debido a la adición de surfactante podrían actuar de diferentes maneras en la recuperación de aceite por imbibición capilar. Se ha observado que la reducción en la TIF ocasiona una mayor recuperación final pero una relación de imbibición más lenta en arenas mojadas por agua. Babadagli reportó que la imbibición capilar para una solución de baja TIF fue más rápida que en el caso de una solución con alta TIF teniendo un aceite ligero en una caliza. Keijzer y deVries mostraron que en la imbibición, el surfactante no ocasiona ningún incremento en la recuperación en arenas mojadas por agua pero algunos efectos fueron observados en los gastos de recuperación.

A medida que las fuerzas capilares se hacen más fuertes la imbibición capilar domina la recuperación. Por el contrario si las fuerzas capilares se debilitan el efecto de gravedad en la interacción entre la matriz y la fractura podría ser perceptible.

La alteración de la mojabilidad por adición de surfactante a la salmuera puede ser esperada dependiendo del tipo de surfactante y de la roca. Una incompatibilidad entre el tipo de surfactante y la roca puede resultar en un alto grado de adsorción. Estos dos parámetros juegan un rol importante en los gastos de recuperación y en la recuperación final. La degradación del surfactante debido a muchos factores tales como la temperatura, es también otra posibilidad. Entonces, el desempeño de la solución surfactante como fluido de imbibición podría ser controlado por las propiedades de la roca (mojabilidad, litología, condiciones de frontera de la matriz y adsorción) y las características del surfactante. Por lo tanto, la selección del tipo y cantidad adecuado de surfactante para los diferentes tipos de roca y aceite es un factor clave. Debido a las complejidades causadas por varios parámetros incluidos en el proceso, ningún procedimiento ha sido totalmente sugerido para la selección del tipo de surfactante y la aplicación de la técnica para recuperación por imbibición capilar efectiva en YNF.

Uno de los factores clave que afectan la interacción roca/aceite/solución surfactante para la recuperación de aceite es la cantidad de agua inicial. Los efectos del agua inicial

en la imbibición en los casos de alta TIF se han estudiado en gran medida. Sin embargo, estudios de imbibición en baja TIF son limitados, se considera que afecta las características de mojabilidad y adsorción en igual forma que con alta TIF⁵⁸.

IV.5 Ejemplo de aplicación de Inyección Química en un YNF.

La compañía Marathon Oil ha implementado dos grandes proyectos completos de Inyección de Polímeros para aumentar los resultados de inyección de agua en el área de la cuenca Big Horn en Wyoming. Estos proyectos están designados para mejorar la eficiencia de barrido en la inyección de agua en los yacimientos Embar y Tensleep de los campos Byron y North Oregon Basin. La producción observada en ambos proyectos ha resultado en la expansión de tal método en otros campos en Big Horn Basin donde recuperación significativa e incremento en la producción son esperadas⁵⁹.

IV.5.1 Introducción.

La compañía maratón Oil ha estado explorando y produciendo aceite en la cuenca Big Horn de Wyoming desde 1970. Las formaciones referidas como Embar y Tensleep Pennsylvanian están generalmente operadas bajo la misma área de participación en la cuenca Big Horn. Esto permite terminaciones individuales, dobles o mixtas y tratamiento a través de sistemas de producción comunes. Sin embargo, planear y desarrollar estas formaciones está influenciado fuertemente por las características individuales de cada una de ellas.

Operaciones secundarias de Inyección de Agua en ambos campos fueron exitosas en el mantenimiento de presión, permitiendo un desarrollo total e incrementando la recuperación global del yacimiento. Sin embargo, fue evidente que las heterogeneidades y las altas relaciones de movilidad permiten que largos montos de aceite no sean desplazados, algunos de los cuales pueden ser recuperados por polímeros.

IV.5.2 Características del yacimiento.

La formación Embar en la cuenca Big Horn es caracterizada por capas de calizas fosilíferas, calizas con intercalaciones de arenas, calizas dolomíticas y dolomías, la sección también contiene inclusiones de anhidrita e intercalaciones lutíticas. Los intervalos productores son razonablemente continuos, compuestos de cristales finos a

medios; existe porosidad secundaria y fracturamiento vertical, esto es común en toda la sección.

La formación Tensleep consiste de capas porosas de arena intercaladas con zonas de dolomía y anhidrita. Tal formación consiste de finos a muy finos granos arenas de cuarzo cementadas primariamente con dolomía, la parte media alta de la formación consiste principalmente de areniscas, la parte media baja exhibe numerosas intercalaciones de zonas de anhidritas y dolomitas dentro de las areniscas. La cima de la formación es una discontinuidad debida a la erosion.

IV.5.3 Historia.

Byron

El aceite Embar – Tensleep fue descubierto en el campo Byron en 1930, para 1946 el campo fue desarrollado con 40 acres de espaciamiento. La unidad Embar – Tensleep fue formada en abril de 1973, una Inyección de Agua en 20 acres de Tensleep comenzó en 1974. Operaciones de recuperación terciaria comenzaron en diciembre de 1982, con la implementación de una Inyección de Polímero en el campo.

Las arenas de la formación Tensleep (Figura 4.14) tenía el 99% de la producción del campo Byron en 1986, el 1% es producido de trece pozos también terminados en la formación Embar. La producción acumulada de estas dos formaciones a octubre de 1985 fue de 104 MMSTBO ($16.5 \times 10^6 \text{ m}^3$).

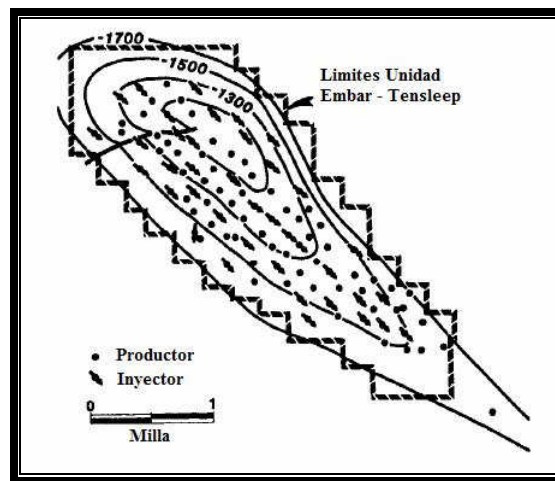


Figura 4.14 Campo Byron

Oregon Basin.

El aceite fue descubierto en la Formación Embar en el lado norte del anticlinal en el campo Oregon Basin en 1929. Como unificación en 1947, el área de participación norte Embar – Tensleep NETPA (Figura 4.15), fue integrada como parte del campo Oregon

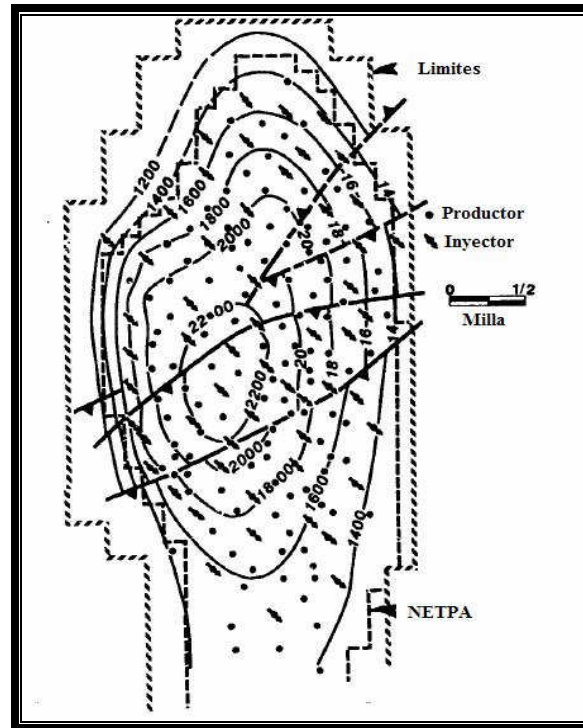


Figura 4.15 Campo Oregon Basin

Basin. Operaciones de mantenimiento de presión comenzaron en 1960 con inyección de agua periférica. La Inyección de Agua periférica permitió un completo desarrollo de 161875 m² (40 acres) durante los 60's y un área de 80937 m² (20 acres) perforada a lo largo de los 70's. Un continuo patrón de inyección de agua fue iniciado en 1980. Operaciones terciarias en todo el campo comenzaron en noviembre de 1983 mediante la Inyección de Polímero, una producción acumulada de 52,6 MM bls @ c. de tanque (8.4x10⁶ m³ @ c. de tanque) de Embar y 108 MM bls @ c. de tanque (17.2x10⁶ m³ @ c. de tanque) de Tensleep para octubre de 1985.

IV.5.4 Diseño.

Polímero ha sido proyectado para su uso en la cuenca Big Horn en estudios realizados en la década de los 70's. La implementación del proceso de Inyección de Polímeros

requirió extensos análisis de laboratorio y pruebas de campo, estas pruebas consisten de núcleo y pruebas de inyección en campo para establecer la base para calcular reservas del proyecto y viabilidad económica.

IV.5.5 Pruebas de inyección.

Pruebas de inyección fueron conducidas en los campos Tensleep, Byron y en NETPA, estas pruebas fueron relativamente de corta duración y mostraron que 1000 ppm de polímero pueden ser inyectados sin mostrar taponamiento, estas pruebas confirmaron el comportamiento observado en pruebas de laboratorio a núcleos mediante la inyección de polímero.

IV.5.6 Optimización del proyecto.

Esfuerzos fueron hechos para mejorar el funcionamiento y eficiencia de la inyección de polímero, en NETPA adicional análisis de núcleos utilizando un nuevo polímero llamado PHPA - 11 mostraron buenos resultados. Inyección en núcleos fue probado evaluando el efecto de varias concentraciones de polímeros y volúmenes inyectados en la recuperación incremental de aceite. Los resultados de este trabajo son mostrados en las figuras 4.16 y 4.17 para las formaciones Embar y Tensleep, respectivamente.

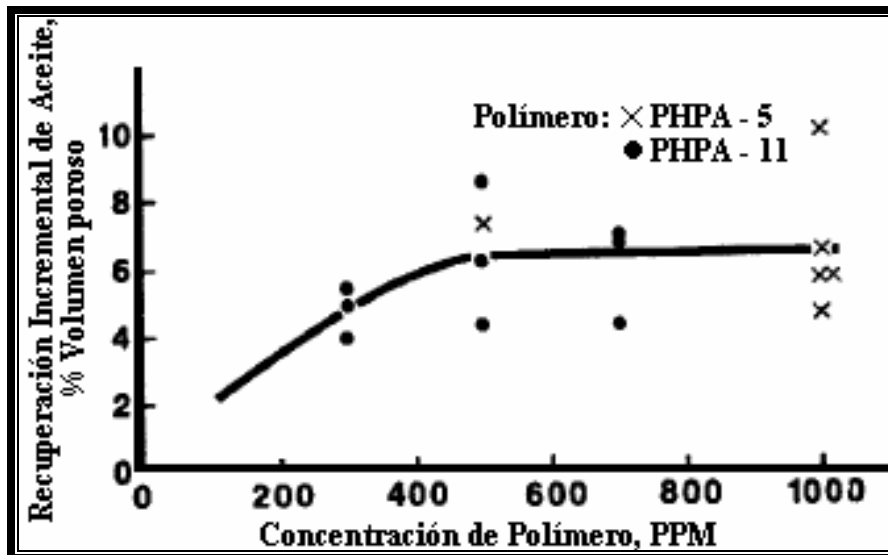


Figura 4.16 Resultados de la formación Embar

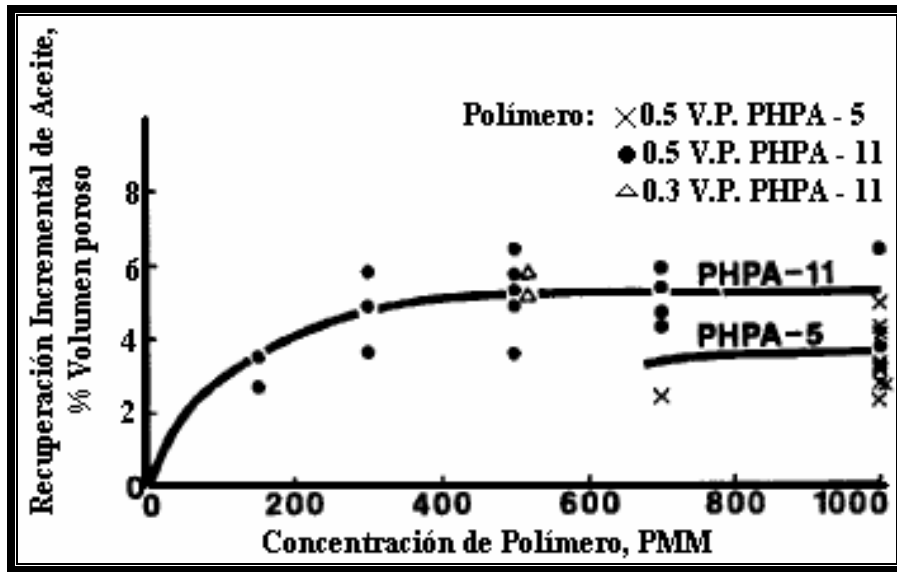


Figura 4.17 Resultados de la formación Tensleep

En Embar la recuperación aumentó con concentraciones arriba de 500 ppm, por arriba de tal concentración no hubo un fuerte incremento en la recuperación obtenida. A 500 ppm la solución PHPA - 11 recuperó montos equivalentes de aceite terciario similares a los recuperados por 1000 ppm de PHPA - 5. En la Formación Tensleep, recuperación de aceite incremental usando PHPA - 11 es claramente superior sobre aquellas que usaron PHPA - 5, basándose en estos resultados, el tipo de polímero y concentración fueron cambiados por 1000 ppm PHPA - 5 a 500 ppm PHPA - 11.

El modelado fue también empleado para evaluar los efectos de varias concentraciones y volúmenes de poro inyectado en la recuperación de aceite. Como resultado de tales estudios el programa de Inyección de Polímero en North Oregon Basin fue modificado a 0.3 volúmenes porosos (P.V.) de 500 ppm de PHPA - 11, seguido por 0.1 P.V. de 300 ppm y 165 ppm de polímero, con lo que se incrementan la reservas terciarias de 10 558 000 barriles de aceite @ c.s. ($1678 \times 10^3 \text{ m}^3$), un incremento de 122 000 barriles de aceite @ c.s. ($19 \times 10^3 \text{ m}^3$) sobre el programa original.

IV.5.7 Funcionamiento.

La Inyección de Polímeros en yacimientos de Byron y NETPA ha mejorado significativamente la recuperación de aceite en ambos campos, según lo demostrado por la producción total del campo y la Relación Agua - Aceite (WOR). La mejora del funcionamiento es debido a parámetros como: Inyección de Polímero, adecuaciones,

conversiones a inyección y programas de perforación de pozos de relleno. Análisis del funcionamiento de ambos campos indican que la Inyección de Polímeros desarrollarán reservas combinadas de aceite incremental de 12,721,000 barriles de aceite @ c.s. ($2,022 \times 10^3 \text{ m}^3$).

La producción total del campo Byron es mostrada en la Figura 4.18, la cual ilustra el incremento en la producción de aceite y el cambio en la tendencia de la WOR siguiendo el 0.37 P.V. de inyección de polímero (1 de diciembre 1985). Análisis de curvas de declinación y tendencias de la WOR indican que reservas incrementales de 2,163,000 barriles de aceite @ c.s. ($344 \times 10^3 \text{ m}^3$) han sido recuperados por Inyección de Polímero. Análisis de curvas de declinación individuales de pozos revelan que 12 pozos incrementan su producción máxima a 930 barriles de aceite por día lo cual puede ser atribuido al polímero. Un estimado de 500 barriles de aceite por día ($80 \text{ m}^3/\text{d}$) puede ser asociado a nuevos pozos, conversiones a inyectoros y adecuaciones a los pozos.

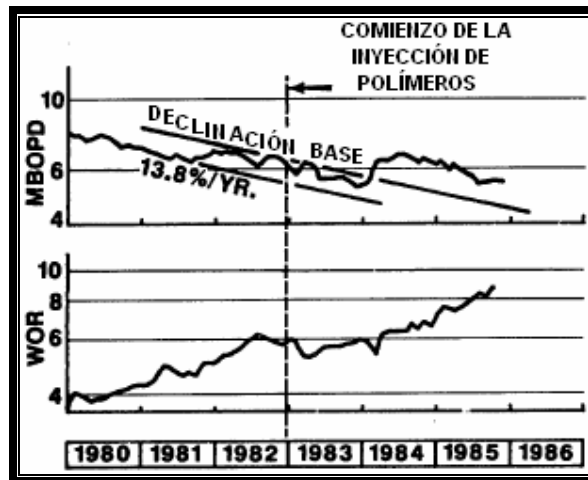


Figura 4.18 Producción total del campo Byron

Las tendencias de producción de aceite y WOR son mostradas en la Figura 4.19. La inyección total de polímero fue de 0.28 PV y la producción de aceite fue de 5,200 barriles/día ($827 \text{ m}^3/\text{d}$) sobre la base de declinación, de los cuales 2,550 barriles/día ($405 \text{ m}^3/\text{d}$) son atribuidos a la Inyección de Polímero.

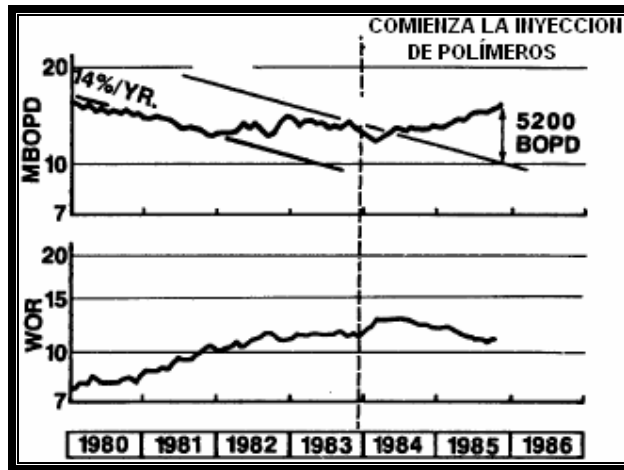


Figura 4.19 Producción total del campo NETPA

La Figura 4.20 muestra el incremento de producción de pozos seleccionados que experimentan respuesta a la Inyección de Polímero que suma 1,600 barriles/día (254 m³/d) de recuperación de aceite mejorada. El gráfico ha sido incluido para ilustrar claramente cambios en la producción de aceite y tendencias de WOR se asoció a las zonas en estos pozos determinadas por haber sido afectado solamente por las operaciones de inyección de polímero en North Oregon Basin. Esto también sugiere recuperación de reservas incrementales de aceite banqueado y diversidad de fluidos en el yacimiento.

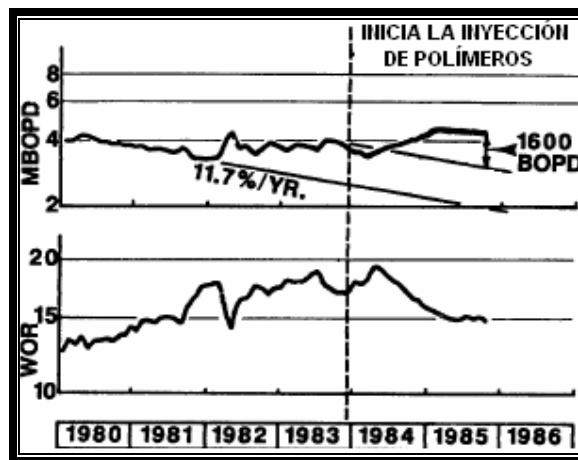


Figura 4.20 Incremento de Producción por Inyección de Polímeros

IV.5.8 Respuesta del yacimiento.

Durante la primera parte de 1984, varias pruebas de presión fueron conducidas en los pozos de inyección en ambos campos, estas pruebas proporcionan información de la

naturaleza de los yacimientos y del funcionamiento del polímero. Una prueba en Byron indica que algunas áreas del yacimiento están fuertemente fracturadas. Tres pruebas realizadas en las áreas menos fracturadas del yacimiento indican una reducción cercana al 58% en la transmisibilidad (permeabilidad x espesor/viscosidad) comparada con pruebas de variación de presión antes de la Inyección de Polímeros.

IV.5.9 Rompimiento del polímero.

En ambos campos, el rompimiento de polímero ocurre en una etapa temprana en la vida del flujo y se incrementó con el tiempo. Cierta cantidad de polímero que no se produce se recircula a través de canales de alta permeabilidad o fracturas naturales dentro del yacimiento. En Byron, concentraciones de polímero producido con un rango mayor a 1450 ppm (tal vez porque la planta de polímero diluía con agua producida que ya había circulado anteriormente en el yacimiento conteniendo arriba de 570 ppm de polímero). Cálculos de balance de materia muestran que 25% del polímero en Byron y 9% en North Oregon Basin, ha sido re – circulado a través de canales o fracturas en los yacimientos. La mayoría del polímero permanece en el yacimiento y desplazó al aceite con efectividad.

Referencias.

-
- ⁴¹ Improved Oil Recovery, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.
- ⁴² Latil Marcel, "Enhanced Oil Recovery." Houston Texas, 1980. Editorial Gulf Publishing Company.
- ⁴³ A. M. Sarem, "On the Theory of Polymer Solution Flooding Process", Union Oil Co. California, Paper SPE 3002.
- ⁴⁴ T.F. Yen, George V. Chilingarian and Erle Macdonaldson. "Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations", Edit. Elsevier Science Published Company, Netherlands, Chapter 9.
- ⁴⁵ *Ibid. em.*
- ⁴⁶ Surkalo, Harry. "Enhanced Alkaline Flooding". Surtek Inc, Paper SPE 19896.
- ⁴⁷ "Enhanced Oil Recovery". National Petroleum Council. Diciembre, 1976. EE.UU.
- ⁴⁸ *Ibid. em.*
- ⁴⁹ D. O. Shah, R. S. Schechter, "Improved Oil Recovery by Surfactant – Polymer Flooding", Edit. Academic Press. 1977
- ⁵⁰ Improved Oil Recovery, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.
- ⁵¹ *Ibid. em.*
- ⁵² Shawket G. Ghedan, Fred H. Poettman: "Effects of Polymers in the Imbibition Process: A Laboratory Study". Paper SPE 20244
- ⁵³ *Ibid. em.*
- ⁵⁴ Babadagli, T., 2001. "Selection of proper EOR method for efficient matrix recovery in naturally fractured reservoirs." SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 25– 28. SPE Paper 69564.
- ⁵⁵ J. R. Barnes, J. P. Smit and J. R. Smit: "Development of Surfactants for Chemical Flooding ay Difficult Reservoir Conditions" Paper SPE 113313.
- ⁵⁶ X. Xie, W. W. Weiss, Z. Tong and N. R. Morrow: "Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation" Paper SPE 89424.
- ⁵⁷ Standness, D. C., *et al.*: "An Evaluation of Spontaneous Imbibition of Water into Oil – Wet Carbonate Reservoirs Cores Using a Nonionic and a Cationic Surfactant": Energy and Fuels (2002) 16, 1557.
- ⁵⁸ T. Babadagli: "Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution" Paper SPE 84866
- ⁵⁹ T. G. DeHekker, J. L. Bowzer, R. B. Coleman, W. B. Bartos: "A Progress Report on Polymer – Augmented Waterflooding in Wyoming's North Oregon Basin and Byron Fields" Paper SPE /DOE 14953

Capítulo V. Otros Métodos de Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

V.1 Inyección Microbial en YNF.

Basándonos en el hecho de que los procesos de Recuperación Mejorada Microbial de Aceite, MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) por sus siglas en inglés, fueron reconocidos hace cerca de 80 años, uno podría pensar que esta tecnología está en amplio uso hoy en día. Sin embargo, la percepción general es algo más que opuesta, la percepción negativa en el uso de bacterias para la recuperación mejorada de aceite ha sido atribuida a los métodos inadecuados para saltar a esta tecnología. Los procesos de MEOR son potencialmente efectivos en costo y particularmente se ajustan muy bien a la economía de estos tiempos.

Portwood, después de revisar cientos de proyectos, concluyó que los rangos de costos de los procesos de MEOR son de 0.25 a 0.50 dólares por barril de aceite producido al tiempo que la MEOR comienza, y estos costos no incrementan a medida que la producción incrementa. El costo total del aceite producido incremental a partir de MEOR es sólo de 2.00 dólares por barril. Además de esto, los procesos de MEOR son considerados por pruebas realizadas por laboratorios de salud pública, como de bajo riesgo ambiental. Dichas pruebas reportaron que mezclas de cultivos de bacterias son seguras de manejar y no resultan ser una amenaza para plantas, animales o seres humanos⁶⁰.

MEOR puede recuperar aceite mejorando la eficiencia de barrido macroscópica a través de inducir una modificación en el perfil de permeabilidad o una disminución en la tensión interfacial (TIF) entre el aceite y el agua con bio – surfactantes microbiales para reducir las fuerzas de entrapamiento capilar o estimulando la porosidad y permeabilidad del yacimiento con productos microbiales como ácidos, o una combinación de los tres mecanismos⁶¹.

Los microorganismos utilizados en los procesos de MEOR favorecen el desplazamiento microscópico de aceite para mejorar la eficiencia de recuperación. Las especies más comúnmente utilizadas son *Bacillus* y *Clostridium*. Estos microorganismos tienen un mayor

potencial de sobrevivir bajo condiciones ambientales severas en los yacimientos petroleros que otras especies porque estas producen esporas, las cuales son inactivas, y células de formas resistentes que pueden sobrevivir bajo estas condiciones. La especie *Clostridium* produce surfactantes, gases, alcoholes y solventes; mientras que algunas especies de *Bacillus* producen surfactantes, ácidos y algunos gases. En los procesos de MEOR resulta importante que los microorganismos puedan viajar a través del medio poroso y movilizar el aceite.

Investigaciones de laboratorio han mostrado que los productos microbiales pueden cambiar las propiedades físicas y químicas del aceite y pueden obstruir selectivamente las zonas de alta permeabilidad, lo cual mejora la eficiencia de barrido volumétrica. Una vez que la bacteria esta en el yacimiento, un volumen diseñado de nutrientes puede ser inyectado para ayudar al metabolismo de la bacteria. El resultado de este metabolismo es la producción de masa celular capaz de inducir la obstrucción física. La obstrucción o taponamiento, provoca una reducción en la permeabilidad original y puede ser expresada como la Razón de Disminución a la Permeabilidad original.

Han y otros autores han simulado los efectos de las características de fractura en la reducción de la permeabilidad efectiva de rocas fracturadas debido al crecimiento de la bacteria en el yacimiento. Los resultados mostraron que el crecimiento de la bacteria reduce la permeabilidad, pero la porosidad de conexión de fractura no cambia significativamente.

Después de llevar a cabo dos experimentos en sistemas fracturados:

1. Inyección de Agua en un sistema fracturado seguida de una Inyección Microbial.
2. Inyección Microbial en un sistema fracturado.

El efecto de la permeabilidad y orientación de las fracturas presentaron resultados interesantes en cuanto al desempeño de los procesos y en la reducción de la permeabilidad.

V.1.1 La ciencia de la Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR).

Los microorganismos utilizados en MEOR pueden ser aplicados a un solo pozo o a un yacimiento de aceite. Estos necesitan ciertas condiciones para sobrevivir, por lo que nutrientes y oxígeno son introducidos al pozo al mismo tiempo. MEOR también requiere la presencia de agua. Los microorganismos crecen entre el aceite y la superficie de la roca para aumentar la recuperación de aceite mediante los siguientes métodos.

- **Reducción de la viscosidad del aceite.**

El aceite es un fluido comúnmente viscoso, lo cual significa que este no fluye fácilmente. Los microorganismos ayudan a romper la estructura molecular del aceite crudo, haciendo que este fluya con más facilidad y su recuperación en el pozo sea más sencilla.

- **Producción de biomasa.**

Cuando los microorganismos metabolizan los nutrientes que necesitan para su supervivencia, producen biomasa orgánica como consecuencia de este metabolismo. Esta biomasa se acumula entre el aceite y la superficie de la roca, esto provoca un desplazamiento físico del aceite y hace más fácil la conducción hacia el pozo.

- **Obstrucción selectiva.**

Algunos microorganismos segregan pequeñas sustancias llamadas exopolisacáridos, esta sustancia ayuda a obstruir los poros encontrados en las rocas por lo que este aceite puede moverse a través de las superficies de la roca más fácilmente. Bloquear los poros de la roca para facilitar el movimiento del aceite es conocido como obstrucción selectiva.

- **Producción de bio – surfactantes**

Los microorganismos producen sustancias llamadas surfactantes a medida que rompen la estructura del crudo. Debido a que son producidos por microorganismos biológicos, son referidos como bio – surfactantes. Los bio – surfactantes actúan

como detergentes, ayudando a que el aceite se mueva más libremente por las rocas y por lo tanto pueda viajar más fácilmente hacia los pozos⁶².

V.1.2 Efecto de la permeabilidad de matriz en el funcionamiento de una Inyección Microbial en un sistema fracturado.

La permeabilidad de la matriz, como es de esperarse, afecta el funcionamiento de la Inyección Microbial del sistema fracturado. Cerca del 20% de la mejora en la eficiencia de recuperación de la Inyección Microbial es obtenida como resultado de un incremento en la permeabilidad de la matriz.

La siguiente figura muestra que es necesario un mayor volumen poroso inyectado para alcanzar una tendencia horizontal en el caso de una baja permeabilidad de matriz en comparación con el caso en el que se tiene una mayor permeabilidad de matriz y esto es probablemente debido al lento proceso de drene de la matriz a la fractura.

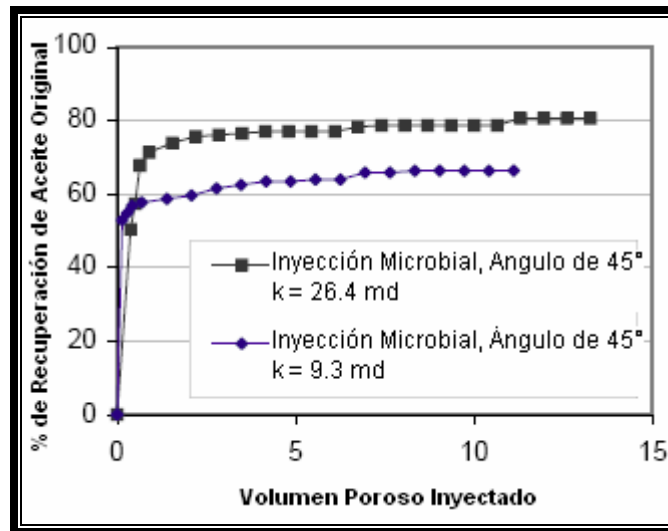


Figura 5.1 Efecto de la Permeabilidad en el flujo microbial a través del sistema fracturado

V.1.3 Efecto del ángulo de fractura en el funcionamiento de una Inyección Microbial en un sistema fracturado.

La Figura 5.2 muestra que el ángulo de fractura afecta significativamente el funcionamiento de una Inyección Microbial. Aproximadamente el 40% de la mejora en la eficiencia de

recuperación de la Inyección Microbial fue obtenida en el sistema fracturado teniendo ángulos de fractura de 90° al eje del flujo en comparación con los ángulos de 45° .

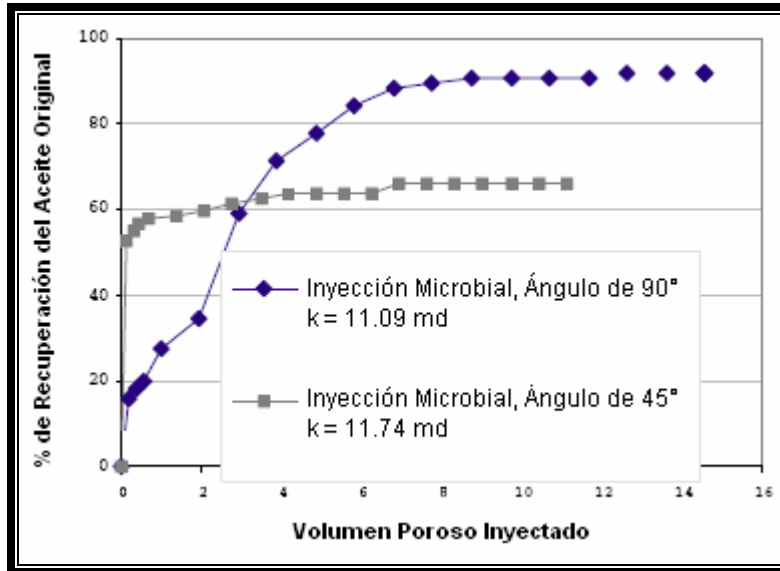


Figura 5.2 Efecto del ángulo de fractura en el flujo microbial a través del sistema fracturado

La Figura 5.3 muestra una posible causa de esto, ya que se observa que las bacterias alcanzan inmediatamente la fractura en el sistema de fracturas de 45° dado que esta se encuentra en las vecindades del pozo de inyección.

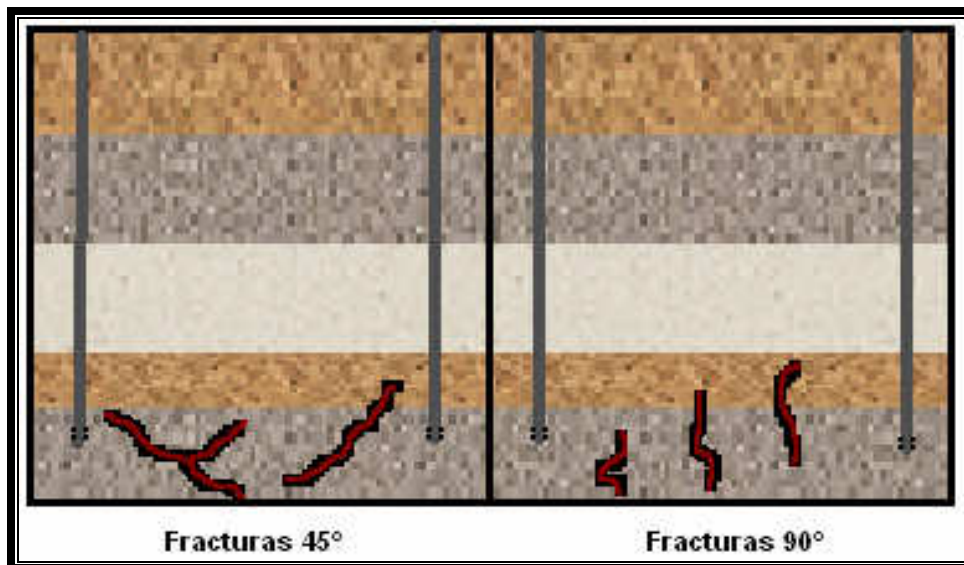


Figura 5.3 Diferencia entre los ángulos de fractura

Por lo tanto la mayor parte del sistema de fracturas que es la ruta conductiva para el aceite será obstruida por biomasa y consecuentemente ocasionará una reducción de la eficiencia de recuperación.

V.1.4 Efecto de la Inyección Microbial en la caída de presión a través del sistema fracturado.

La Figura 5.4 muestra una gráfica de la caída de presión a través del sistema fracturado contra el tiempo para dos sistemas fracturados; sistemas con ángulos de fractura de 45° y 90° y diferentes permeabilidades. Como se observa en la figura, la caída de presión incrementa en función del tiempo para los sistemas mostrados debido al taponamiento u obstrucción microbial.

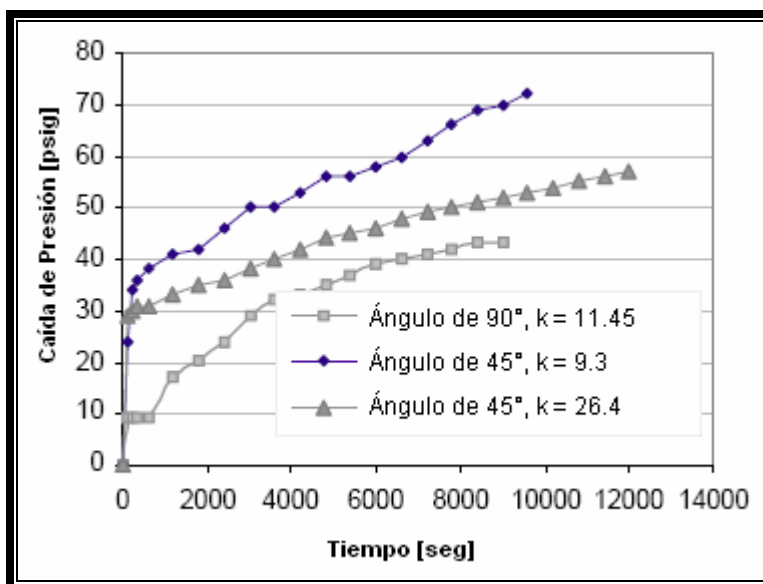


Figura 5.4 Caída de Presión a través de un sistema fracturado

V.1.5 Inyección Microbial como recuperación terciaria de sistemas fracturados

La siguiente figura muestra el funcionamiento de una Inyección Microbial en diferentes sistemas de ángulos de fractura. Esto indica que la Inyección Microbial es capaz de desplazar la saturación de aceite residual y recuperar aceite extra después de una Inyección de Agua en diferentes sistemas fracturados.

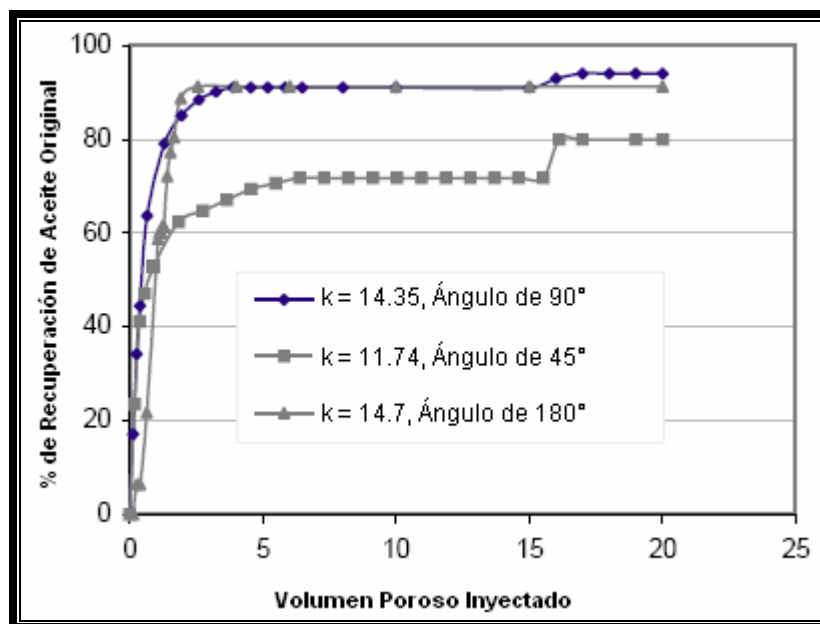


Figura 5.5 Recuperación Terciaria con Inyección Microbial

El ángulo de fractura ha tenido un efecto significativo en el desempeño del proceso. La Inyección Microbial fue capaz de mejorar la recuperación del 6% al 10% del aceite inicial dependiendo de la saturación de aceite al inicio del proceso⁶³.

V.2 Inyección de Agua en YNF.

La imbibición juega un papel muy importante en la recuperación de aceite de la matriz en condiciones preferentemente mojadas por agua en un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) sujeto a Inyección de Agua.

Mediante el uso de las fuerzas capilares, puede ser recuperado aceite dentro del bloque de matriz que no puede ser alcanzado por gradientes de presión externa durante la Inyección de Agua. La presión capilar es una función del radio capilar, tensión interfacial (TIF) y la mojabilidad de la roca.

La imbibición es un proceso de desplazamiento inmisible, por el que un fluido que se encuentra dentro del medio poroso es espontáneamente expulsado por otro fluido que se

encuentra rodeando tal medio, este fenómeno es el resultado de fuerzas de atracción diferencial entre las paredes de los poros y los fluidos.

La imbibición espontánea por contracorriente, en la cual el agua y el aceite fluyen a través de la misma cara pero en direcciones contrarias, es un mecanismo dominante para el intercambio entre fractura y matriz en yacimientos fracturados, preferentemente mojados por agua. En la imbibición espontánea, el fluido mojante entra a la roca por succión capilar y el fluido no mojante es expulsado.

Experiencias de bajas recuperaciones primarias en yacimientos con sistema matriz – fractura han guiado hacia diferentes métodos de recuperación. Muchos de los yacimientos más grandes del mundo tienen sistemas de doble porosidad, algunos ejemplos de campos son: Spraberry en Texas, Kirkuk en Irak, Dukhan en Qatar, Masjid-i-Sulaim y Haft – Kel en Irán. Métodos convencionales de inyección de fluido tales como Inyección de Agua, Inyección de Gas o Inyección de Gas Miscible tienen limitada aplicación en este tipo de yacimientos debido a que varias zonas de los fluidos del yacimiento no son alcanzadas por los fluidos de inyección.

En una típica formación con un sistema de porosidad matriz – fractura alrededor del 95% del aceite es almacenado en los bloques de matriz, la permeabilidad de tales formaciones es principalmente debido a la presencia del sistema de fracturas. En un caso típico, la permeabilidad del sistema compuesto matriz – fractura es más de 100 veces en comparación con aquellos de solo matriz en yacimientos convencionales (Graham. 1959). El flujo en sistemas fracturados es especialmente de gran dificultad debido a zonas no barridas por la tendencia de los fluidos inyectados a canalizarse a través de zonas más permeables, esto puede ser compensado por la tendencia del agua a ser imbibida en zonas reducidas.

Los dos mecanismos de expulsión involucrados en la producción de aceite de la porción de matriz del yacimiento mediante la Inyección de Agua son:

- Gradiente de presión aplicado,
- Gradiente de presión de capilaridad (Graham. 1959)

A altos ritmos de inyección el gradiente de presión aplicado tiende a controlar el proceso de desplazamiento, mientras que a muy bajos ritmos de inyección los gradientes de presión capilar dominan. Cuando la aplicación de un gradiente de presión controla el proceso de desplazamiento, el agua inyectada se mueve a lo largo del sistema de fracturas, muy poco volumen de agua es entonces imbibida dentro de la matriz y mayor cantidad de aceite es entonces dejado en la matriz. Por el contrario, cuando los gradientes de presión capilar dominan, el agua es imbibida con facilidad dentro de la matriz y entonces desplaza al aceite desde la matriz hacia el sistema de fracturas mediante desplazamiento y flujo en contracorriente.

Graham y Richardson (1959) mostraron a través de investigación de laboratorio, que la producción de aceite varía directamente con la tensión interfacial del aceite – agua y la raíz cuadrada de la permeabilidad. La relación de imbibición encontrada es una compleja relación de la permeabilidad y presión capilar característicos del medio poroso, mientras que la presencia de saturación de gas libre disminuye la imbibición.

La Figura 5.6 y 5.7 muestran los efectos del ritmo de inyección y la relación de permeabilidad fractura – matriz en la relación agua – aceite producida.

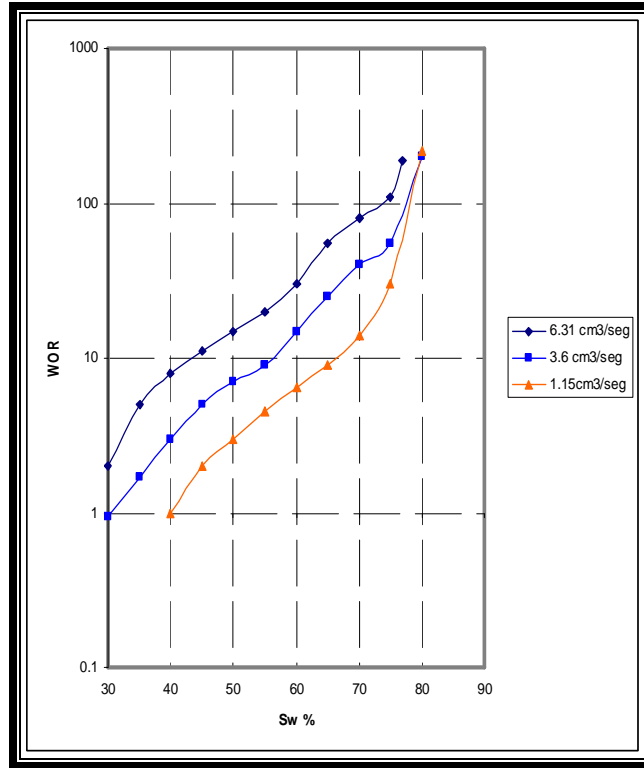


Figura 5.6 Efectos del ritmo de inyección en la WOR producida para un tamaño constante de fractura.

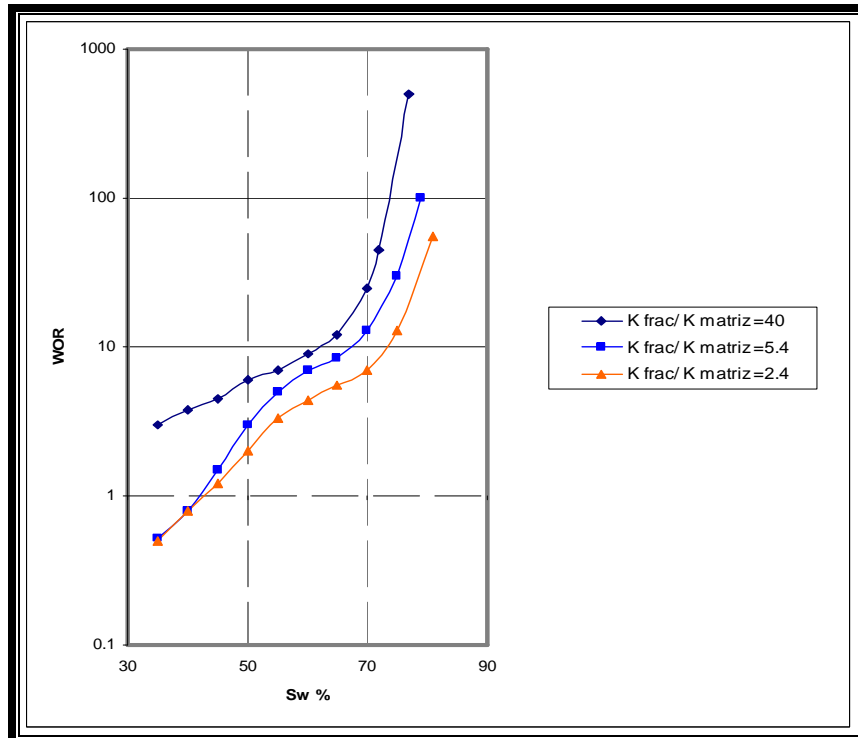


Figura 5.7 Efecto del ancho de la fractura en la WOR producida a un ritmo constante de inyección.

Importantes variables en el uso económico de la Inyección de Agua en YNF son:

- El espaciamiento de la fractura, el cuál debe estar suficientemente cerrado de modo que el área proporcionada para la imbibición de agua a un ritmo natural sea bastante grande para dar un ritmo económico de producción del yacimiento.
- La eficiencia de desplazamiento por imbibición natural, la cuál debe ser lo suficientemente alta para dar un factor de recuperación final de aceite rentable.

El ritmo de imbibición depende de la mojabilidad de la roca, de la estructura porosa, tensión interfacial, viscosidad, saturación de agua inicial y de las permeabilidades relativas. Todos estos factores deben ser sometidos a análisis y de este modo poder determinar la viabilidad de la Inyección de Agua en un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

Tres variaciones de flujo de imbibición fueron probadas en el laboratorio y en el campo Spraberry Texas. En la primera variación a – bajo ritmo de inyección –, parte de los pozos fueron convertidos a inyectores, el ritmo de inyección fue mantenido lo suficientemente bajo para permitir que las fuerzas capilares predominaran; el agua fue lentamente inyectada. En una segunda variación, – Inyección Cíclica –, parte de los pozos fueron convertidos a inyectores, el agua fue inyectada a altos ritmos para diferentes cantidades y entonces fue detenida, la producción de agua de los pozos productores disminuyó y la producción de aceite incrementó a causa de las fuerzas capilares que actuaron durante el periodo en que la inyección fue suspendida, el ciclo se repitió tantas veces como fue necesario hasta que una recuperación económica de aceite fue obtenida. En la tercera variación, – Pulsos de Presión –, todos los pozos fueron usados como inyectores y productores. Todos los pozos fueron primero usados como inyectores a altos ritmos por varios meses, para después ser cerrados de dos a tres meses antes de ser puestos en producción⁶⁴.

V.2.1 Efectos del tipo de inyección.

- **Bajo ritmo de inyección**

Tal prueba mostró que el proceso es técnicamente factible pero no es económicamente exitoso debido a los bajos ritmos de producción de aceite. Sin embargo, resultados de tal prueba indican un movimiento preferencial de agua paralelo a tendencia más fracturada (Barfield 1959) por lo que se concluyó que una alta eficiencia de barrido puede ser conseguida con cierto patrón de flujo y arreglo de pozos si tales operaciones son conducidas en una manera en la cual se tome ventaja de las condiciones de permeabilidad. Es necesario sin embargo, que los pozos de producción estén situados en un eje medio y paralelo entre las filas de los pozos de inyección los cuales están localizados en las tendencias de fractura. Acumulación de presión ocurre después del llenado de las fracturas y consecuentemente el agua debe moverse en dirección perpendicular a las tendencias de la fractura a lo largo de un extenso frente.

- **Inyección Cíclica**

Altos ritmos de Inyección de Agua dieron como resultado que las fuerzas capilares no fueran efectivas. Ingenieros a cargo postularon que detener la inyección podía permitir que las fuerzas capilares fueran dominantes y que las fuerzas de expansión de los fluidos y roca bajo presión actuarían para expulsar el aceite fuera de la roca hacia las fracturas a partir de las cuales fluiría hacia los pozos. Con el proceso cíclico, el funcionamiento es aún dependiente de fuerzas capilares, pero el agua es realmente forzada hacia la roca durante la inyección o por el aumento de presión durante el ciclo. Las fuerzas capilares mantienen el agua en la roca mientras las fuerzas de expansión se encuentran empujando al aceite hacia afuera. (Condiciones preferentemente mojadas por agua).

- **Pulsos de presión**

Los pulsos de presión parecen tener ventajas sobre la Inyección Cíclica de Agua:

1. Todos los pozos pueden ser para Inyección de Agua los cuales acelerarían el llenado y desarrollarían un más rápido y uniforme incremento de presión en el yacimiento.
2. Debido al incremento en los ritmos de inyección y presión, los gradientes de flujo forzarán al agua a entrar a la matriz del yacimiento más rápidamente en comparación con solo la imbibición.
3. Durante el agotamiento de presión del ciclo de flujo, la compresión creciente de los líquidos y gas en el yacimiento causado por represionamiento suministra energía para el desplazamiento de aceite a mayores ritmos que por inyección cíclica.
4. Durante el ciclo de caída de presión, todos los pozos son usados como productores resultando en una mayor tasa de gasto de aceite de la que es posible con el proceso cíclico. (Felsenthal y Ferrel 1967).

V.2.2 Efectos del ritmo de Inyección de Agua en rocas fracturadas.

Análisis de laboratorio fueron llevados a cabo por Aspenes para mostrar el efecto de la mojabilidad y el ritmo de inyección en rocas fracturadas. Tales efectos son resumidos en la siguiente figura, donde se observan dos bloques de matriz con distintos índices de mojabilidad (I_w) separados por una fractura, a los que se les inyecta agua variando el ritmo de inyección⁶⁵.

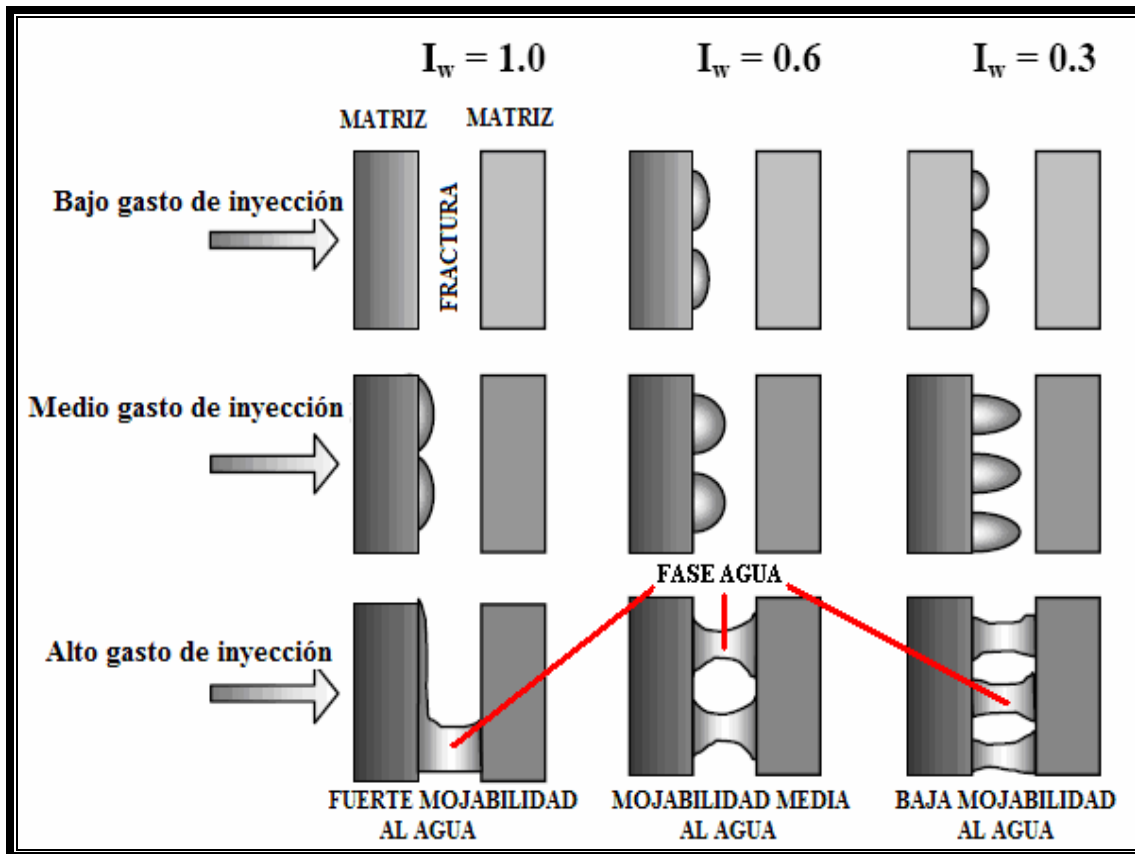


Figura 5.8 Efectos del ritmo de inyección y mojabilidad

De la figura se puede observar que a bajos ritmos de inyección y a condiciones fuertemente mojadas por agua, el efecto de imbibición es mayor y el agua desplazará una mayor cantidad de aceite hacia la fractura (la fase aceite no se muestra en la figura, para su mejor entendimiento), por lo que la fase de agua tendrá presencia de mínima a escasa en la fractura, mientras que para condiciones de alto gasto de inyección y mojabilidad baja al agua, la eficiencia de barrido dentro del bloque de matriz es pobre principalmente debido a que el agua no empuja al aceite fuera de la matriz atravesándola y llegando de esta forma a la fractura, el agua dependiendo del espaciamiento provocará puentes de conexión entre los bloques de matriz, estos puentes con el tiempo crecerán y colapsarán hacia el fondo de la fractura llenándola de agua, para mayor espaciamiento de fractura el llenado será más rápido debido a que los puentes de conexión colapsarán en menor tiempo.

V.3 Inyección de Agua y Gas Alternada (WAG) en YNF.

En años recientes algunos estudios acerca de la Inyección de Agua y Gas alternados (WAG) han sido llevados a cabo. Poco es conocido acerca de la aplicación de la Inyección WAG en yacimientos naturalmente fracturados. Se creyó que no era posible utilizar las ventajas de la Inyección de Agua y la Inyección de Gas juntas debido a la existencia de fracturas en el yacimiento. Las fracturas causan un rápido avance de los fluidos inyectados lo que proporciona una mayor ventaja de la Inyección WAG.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) existen a través del mundo y representan una gran porción de las reservas de aceite. Un yacimiento fracturado consiste de dos medios que interactúan entre si: el sistema de fracturas, un patrón de flujo de fluidos hacia los pozos productores, y un segundo sistema, el de matriz. En la literatura, diferentes tipos de YNF pueden ser encontrados. Este estudio se enfocó a yacimientos tipo III de acuerdo a la clasificación de Allan y Sun (Capítulo 1), estos yacimientos son caracterizados por alta porosidad y baja permeabilidad de matriz. La matriz proporciona la capacidad de almacenamiento, mientras que, las fracturas los conductos para el flujo de fluidos. La elección de este tipo de yacimiento para el presente estudio se debe a que la aplicación de las técnicas de recuperación mejorada y secundaria es esencial para maximizar la recuperación en este tipo de yacimientos, esto es porque las propiedades de la roca y los fluidos ejercen un mayor control en la recuperación final.

V.3.1 Mecanismos de recuperación.

Durante la Inyección WAG baches de agua serán alternados con baches de gas. Consecuentemente diferentes mecanismos físicos actuarán en los YNF. Contrario a los yacimientos convencionales, las fuerzas viscosas usualmente juegan un papel menor en la recuperación de aceite en los YNF. Por el contrario, el flujo de fluidos entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas es determinado por fuerzas de gravedad y capilares.

- **Imbibición Capilar**

Algunos de los yacimientos fracturados encontrados hoy en día son clasificados principalmente como mojados por agua. Cuando el agua es inyectada a las fracturas, el agua fluiría bajo fuerzas capilares al sistema matriz, desplazando el aceite. Dentro de las fracturas se asume que la presión capilar es cero. Este proceso se llama imbibición espontánea y es independiente de la altura del bloque de matriz y de la continuidad capilar.

- **Drene Gravitacional**

Cuando se inyecta gas este tiene preferencia a fluir hacia el sistema de fracturas altamente permeable. Los bloques de matriz, inicialmente saturados con aceite, se rodean en su totalidad por gas del sistema de fracturas. La diferencia de densidades y la fuerza gravitacional crean un potencial para que el gas desplace al aceite.

V.3.2 Operación técnica.

Algo en común de varios proyectos WAG reportados es que se han presentado problemas de canalización y/o inyectividad reducida. Esto también es esperado en los YNF, donde alta conductividad de las fracturas causa que el fluido inyectado fluya por el sistema de fracturas directamente desde el pozo inyector hasta el productor.

Las dos distinciones más comunes en la clasificación de procesos WAG son la Inyección de WAG Miscible y la Inyección de WAG Inmiscible. La Inyección de WAG Miscible ocurre cuando el yacimiento está por encima de la presión mínima de miscibilidad (PMM). En este estudio la presión del yacimiento inicial está por debajo de la PMM y por lo tanto es inmiscible.

El proceso de recuperación terciaria conocido como WAG es una combinación de dos procesos de recuperación secundaria de Inyección de Gas e Inyección de Agua. El proceso WAG fue propuesto originalmente para lograr un sistema ideal de recuperación de aceite: mejora en la eficiencia de barrido macroscópica y microscópica al mismo tiempo. El agua es utilizada para controlar la movilidad del gas, el ciclo natural del proceso WAG causa un

incremento en la saturación de agua durante medio ciclo que es Inyección de Agua y una reducción de la saturación de agua durante la segunda mitad del ciclo que es Inyección de Gas. Este proceso de inducir ciclos de imbibición y drene causa que la saturación residual de aceite del WAG sea típicamente menor en comparación con la Inyección de Agua y similar a aquellas Inyecciones de Gas o incluso mejor si el atrapamiento capilar debido a pequeñas heterogeneidades resulta ser significativo.

La Inyección de Gas por si sola disminuye significativamente la saturación residual de aceite en el yacimiento. El gas tiene menor densidad y menor movilidad por lo que puede fácilmente barrer al aceite atrapado en las partes altas del yacimiento. Sin embargo, la Inyección de Gas es costosa y existen problemas asociados como un temprano rompimiento y digitación. Por tal razón usar solo Inyección de Gas conduce a una baja eficiencia de barrido macroscópica. Por otro lado, la Inyección de Agua generalmente deja una mayor saturación residual de aceite, por lo que se tiene una baja eficiencia de barrido microscópica. Sin embargo, en la Inyección de Agua, el frente de inyección tiende a ser más estable que el de la Inyección de Gas por esta razón tiende a observarse una mejor eficiencia de barrido macroscópica. Además, el proceso de Inyección de Agua es relativamente barato. Mediante la Inyección de Agua y Gas Alternada, es posible reducir la saturación residual de aceite significativamente. Asimismo, ciclos de agua intentan estabilizar el frente de inyección. De hecho, en la técnica WAG, ambos ciclos el del agua y el del gas contribuyen a incrementar la producción. El ciclo de gas drene el aceite que existe en la parte superior del yacimiento al lugar donde el subsecuente ciclo de agua lo desplazará hacia los pozos productores⁶⁶.

Referencias.

- ⁶⁰ A. Y. Zekri, R. A. El-Mehaideb. "Microbial and Waterflooding of Fractured Carbonate Rocks: An Experimental Approach" Paper SPE 75217
- ⁶¹ M. Nourani, H. Panahi, D. Biria, R. R. Azad, M. Haghighi and A. Mohebbi. "Laboratory Studies of MEOR in Micromodel as a fractured System" Paper SPE 110988
- ⁶² M. A. Rafique, U. Ali. "Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) with emphasis to the uneconomical reserves" Paper SPE 113272
- ⁶³ A. Y. Zekri, R. A. El-Mehaideb. "Microbial and Waterflooding of Fractured Carbonate Rocks: An Experimental Approach" Paper SPE 75217
- ⁶⁴ E.C. Donaldson, G.V, Chilingarian, T.F, Yen, "Enhanced Oil Recovery I, Fundamentals and Analysis" Edit. ELSEVIER, 1985.
- ⁶⁵ E. Aspenes, A. Grave "Fluid Flow in Fractures visualized by MRI at various wettability conditions – emphasis on fracture width and flow rate" Paper SPE 77338
- ⁶⁶ J. C. Heeremans, T. E. H. Esmail and C. P. J. W. van Kruijsdijk. "Feasibility Study of WAG Injection in Naturally Fractured Reservoirs" Paper SPE 100034

Capítulo VI. Conclusiones y Recomendaciones.

Es importante, y evidente, que una clara caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado es trascendental y de suma importancia para la planificación en la explotación de este tipo de yacimientos debido a las interacciones presentes entre la fractura y la matriz de la roca y a las propiedades del sistema roca – fluidos. Es por esto que la toma de información así como las pruebas de campo y laboratorio resultan primordiales para una adecuada caracterización y un óptimo desarrollo del yacimiento.

La recopilación de la información obtenida a medida que el desarrollo del campo se realiza ofrece ventajas significativas para la selección, planificación y ejecución de los procesos que se llevarán a cabo durante la explotación del yacimiento.

Actualmente gran parte de las reservas de aceite mundiales son encontradas en yacimientos naturalmente fracturados. Es por esto que resulta necesario el estudio de estos yacimientos así como el comportamiento que presentan. A diferencia de los yacimientos convencionales, los yacimientos naturalmente fracturados están provistos de un sistema de doble porosidad y doble permeabilidad matriz – fractura. Por tal razón no se puede esperar una similitud en efectos y resultados si es aplicado un proceso de recuperación mejorada a un YNF, como se presentaría en un yacimiento convencional.

De acuerdo a los conceptos revisados durante la presente investigación bibliográfica, ciertas características del sistema roca – fluido mejoran el desplazamiento de los fluidos bajo un esquema de recuperación mejorada de aceite.

En la recuperación de aceite bajo los esquemas térmicos; características deseables en el yacimiento para obtener un factor de recuperación mayor son: espesores delgados de la formación para tener una mejor eficiencia de barrido evitando la segregación gravitacional, yacimientos poco profundos para evitar las pérdidas de calor durante la inyección del fluido caliente. En el caso de Combustión In – Situ poca profundidad del yacimiento es también deseable debido a las altas presiones generadas en superficie por este proceso, lo que eleva considerablemente el costo del proyecto.

La Inyección de Miscibles para la recuperación mejorada de aceite se basa en desplazamiento de la fase de aceite mediante un fluido desplazante, que a ciertas condiciones conseguirá miscibilidad con el aceite del yacimiento por el proceso de múltiple contacto; por lo que el parámetro clave dentro de este tipo de procesos de recuperación mejorada es la Presión Mínima de Miscibilidad.

Debido a los requerimientos de presión, para estos procesos de recuperación mejorada de aceite, es recomendable se realicen en formaciones profundas, mientras que el tipo de aceite requerido para este tipo de procesos debe de ser un aceite rico en componentes intermedios.

Otro tipo de recuperación mejorada de aceite son los métodos químicos, que generalmente son planeados para una recuperación terciaria, usualmente después de una Inyección de Agua. El objetivo común de estos métodos es alterar las condiciones presentes en el yacimiento ya sea de la roca, de los fluidos o de ambos. El resultado de estas alteraciones es una mayor eficiencia de desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores.

Dentro de los efectos que pueden llegar a tener los procesos químicos, existen parámetros de suma importancia que afectarán el funcionamiento de estos, entre los que se encuentran la imbibición capilar, la salinidad y la temperatura del yacimiento.

Existen otros métodos de recuperación en YNF que no pueden ser catalogados dentro de las variantes presentadas en esta investigación. Dentro de estos métodos se encuentra: la Inyección Microbial y la Inyección Alternada de Agua y Gas, WAG por sus siglas en inglés. La Inyección de Agua que es considerada como un proceso de recuperación secundaria fue presentada debido a la utilización de este proceso en los YNF.

Existen diversos tipos de Inyección de Agua tales como: Inyección Continua, Inyección Cíclica y Pulsos de Presión. Cada uno de estos tipos tendrá efectos diferentes en los fluidos del yacimiento y en la recuperación de los mismos.

Uno de los métodos combinados encontrados y que es factible para los yacimientos naturalmente fracturados es el proceso WAG. Este proceso pretende mejorar la eficiencia de barrido macroscópica y microscópica del yacimiento.

Durante los procesos de recuperación mejorada en los YNF, un problema que se presenta durante la inyección de los fluidos al yacimiento, a diferencia de los yacimientos convencionales, es la baja eficiencia de barrido de los fluidos inyectados debido al fenómeno de canalización lo que conlleva bajas recuperaciones finales de aceite.

Resulta evidente que la implementación de cualquiera de los procesos presentados requiere de instalaciones superficiales, específicas para cada caso y estas algunas veces resultan ser limitantes para su aplicación. Otra de las restricciones en los métodos de recuperación de aceite es la disponibilidad y costo del fluido a inyectar, por lo que es necesario un análisis costo/desempeño.

Los mecanismos, así como los resultados presentados en este trabajo, fueron tomados en su totalidad para yacimientos o campos dentro de los límites continentales. Sin embargo, esto no quiere decir que en yacimientos costa afuera no puedan ser adaptados. Si bien es cierto que las condiciones de operación en este tipo de yacimientos son completamente distintas, limitando así el uso de algunos métodos, la operación de algunos otros en teoría, y a condiciones de yacimiento, no deberían verse afectados de manera significativa.

Los mecanismos de recuperación presentados en esta investigación, son el resultado de un gran número de pruebas de campo y estudios de laboratorio llevados a cabo por distintos autores. Cabe mencionar que si bien los mecanismos presentados no se pueden generalizar para todos los yacimientos naturalmente fracturados, es también cierto, que esta información pueda ser una base de apoyo para próximos estudios de recuperación mejorada en YNF.

Apéndice A.

Numero	Localización	Formación	Espesor neto (m)	Profundidad de la cima (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Temp. Yacimiento (°C)	Presión yacimiento (kg/cm2)	°API	Viscosidad del aceite (cp)	Rec. Primaria (% OIP)
1	Guadalupe Field, Calif.	Arena No-consolidada	12.192	822.96					10		
2	Midway Sunset Field, Calif.	Arena Potter	12.192	347.472			43.3	5.3	15.4	150	
3	Midway Sunset Field, Calif.	Arena Potter	22.86	425.196			43.3	7.0	13	1700	
4	Midway Sunset Field, Calif.	Arena Mya	8.5344	373.38			38.9	5.3	13.5	4000	
5	Wilmington Field, Calif.	Zona Impregnada	38.1	624.84	35-40	1000 - 8000	48.9	21.13 - 42.2	12 - 15	150 - 400	12
6	Wilmington Field, Calif.	Ranger	45.72	701.04	36	1500 - 2000	57.2	21.13 - 70.4	14 - 20	20-100	12
7	Cat. Canyon Field, Calif.	Arenisca	45.72	975.36	35	293	54.4	98.6	12.2	1000	
8	Midway Sunset Sec. 5A, Calif.	Arena Potter	82.6008	243.84	36.5	1133	37.8	4.2	14	1100	11
9	Midway Sunset Sec. 5A, Calif.	Arena Tulare	73.152	271.272	25	956	40.6	6.7	14	1450	9
10	W. Newport, Calif.	Arena B.	76.2	426.72	37	1000	40.6	6.0	15	700	10-15
11	Huntington Beach, Calif.	Zona Superior Impregnada	30.48	609.6	38	2300	43.3	42.3	13	1800	
12	Santa Barbara Venezuela	Arena Sacacual	12.192 - 76.2	213.36	35	1000 - 2000	29.4		16 - 19	120 - 510	6.9
13	Emlichheim, W. Alemania	Arena Valendis	24.0792	800.1	35	800 - 900	36.1	88.0	24.5	175	11.5

Tabla 1. Pruebas de Inyección de Vapor Cíclica. Características de la Formación

Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Numero	Localización	Vapor-Iny. Total por pozo (Bl agua)	Presión de inyección (kg/cm ²)	Tiempo de inyección (Días)	Periodo de cierre (Días)	Gasto de Producción de aceite (antes) (BPD)	Gasto de Producción de aceite (después) (BPD)	Periodo de producción (días)	Increm. Aceite por pozo (Bl/s)	Numero de Ciclos	Bbl aceite por bbl vapor
1	Guadalupe Field, Calif.					45-50	250	11-12		4	
2	Midway Sunset Field, Calif.	3194, 3588, 3995	9.85-11.3	8,8,7	5,3,10	5	59,60,57	5,5,7,5,5	10974, 12710,9407	3	(8.8,9.07,6)
3	Midway Sunset Field, Calif.	3240, 5361, 6501	19-21.1	10,14,10	3,2,5	15	93,51,61	2,7,4	5763,10762, 8187	3	(4.2,2.2,7)
4	Midway Sunset Field, Calif.	3900, 4769	31.7, 21.1	6,9	8,7	5	15,10	9,6	4330,1756	2	(2.02,0.48)
5	Wilmington Field, Calif.	8100-32,000	45.8-98.6	6-17	5-8	30	240	9		1	
6	Wilmington Field, Calif.	8100-32,001	45.8-95.3	6-17	5-8	25	95	9		1	
7	Cat. Canyon Field, Calif.	2731-19685	88-176	5-16	1-6,5		37-241	5-6	0-15200		0.2-24
8	Midway Sunset Sec.5A, Calif.	12549, 14475, 9971			9,29,24	24	125-34	4-5		3	0.37
9	Midway Sunset Sec.5A, Calif.	12843, 8504, 3795			89,7,3			4-5		3	0.10
10	W. Newport, Calif.		56.3-70.4							1-5	
11	Huntington Beach, Calif.				1-10	850	3250			1-4	0.50
12	Santa Barbara Venezuela	11000			2-9	1075	3500			2-4	3.40
13	Emlichhein, W. Alemania	3430	43.5		1-7	12.5	25-88			1	1.3

Tabla 2. Resultados de Pruebas de Inyección de Vapor Cíclica

Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Numero	Localización	Formación	Espesor neto (m)	Profundidad de la cima (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Temp. Yacimiento (°C)	Presión Yacimiento (kg/cm ²)	So (% PV)	Sw (%PV)	API
1	Kern River Field, Calif.	Arena Kern River K	67.1	274.3	38.4	4070	32.2	2.5	49.85		13.5
2	Huntington Beach F., Calif.	Arenas impregnadas de brea	30.5	609.6	38	2300			76.07	35	13
3	Solcum Field, Texas	Arenisca Carrizo	13.4	163.1	38	4000	11.1	7.0	63	36	19
4	Czechoslovzki										13.5
5	Holman Ranch, Texas	Arena	1.6-4.6	167.6	31.4	12-2100	21.1		72.4	12	15.2
6	Deerfield, Mo.	Arenisca Warner	7.9	48.8	23.5	450	15.6	3.5	29.35		18
7	Sho-Vol-Tum, S. Okis.	Arena Des. Moines VIII	15.2	250-609.7	28	500	23.9		78		13-15
8	Inglewood F., Calif.	Arenisca UB	13.1	304.8	39	5900	37.8	8.5	64		14.5
9	SchooneKeek F., Holanda	Arena No-consolidada	24.4	731.5-853.4	30	1000-10000	37.8	8.5	85	11	25
10	Winkelman Doom P., Wyo.	Arenisca Nugget	22.3	371.9	24.8	638	27.2	14.8	75		14
11	Tia Juana F. Venezuela.	Arenisca	61.0	442, 518.1	33	1000-3000	45.0	12.3, 24.6	75	25	10-15
12	Brea Field, Calif.	Arenisca B.	38.4	1402.1	22	70	79.4	7.8	49	33	24
13	Smackover, F. Ark.	Arena Nachtoch	4.6-6.1	609.6	36	5000	43.3	0.7	80	20	19
14	El Dorado F. Xans.	Arena El Dorado	5.2	198.1	25-30	20-1000	21.1		48	26	37
15	N. Sakimlin	Arena 4th	50-60	88.4-149.3		2000					

Tabla 3. Prueba de Inyección de Vapor Continua

Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Numero	Localización	Tipo de Patron	Tamaño de Patron (m ²)	presión de inyección (kg/cm ²)	Gasto promedio de Inyección (BPD)	Gasto promedio de Producción de aceite (después) (BPD)	Recuperación de Aceite (%OIP)	Bbl aceite por bbl vapor
1	Kern River Field, Calif.	Arreglo 5 pozos normal	10117	30	300	190	45	0.217
2	Huntington Beach F., Calif.	Irregular	8093.72 - 12140.58	56-70.5	1300-1350			0.2
3	Solcum Field, Texas	Arreglo 7 pozos	24281	35	2500			
4	Czechoslovzki						42	
5	Holman Ranch, Texas	Arreglo 5 pozos Invertido	10117	63.4		60		0.17
6	Deerfield, Mo.	9, inv. 5-spots	2529	8.8	170	10	54	0.03
7	Sho-Vol-Tum, S. Okis.	Line Drive	242812		2570	650		0.23
8	Inglewood F. Calif.	Arreglo 6 pozos invertido	10522	30-25	1080	280	48	0.268
9	SchooneKeek F., Holanda	Arreglo 5 pozos	263046	48	4150	2000	33	0.37
10	Winkelman Doom P., Wyo.	Arreglo 5 pozos	214484	42-95	241	7100	15	0.17
11	Tia Juana F. Venezuela.	Arreglo 7 pozos	45851		8300	5000	21	0.62
12	Brea Field, Calif.	Irregular	117359	140	1144	310		0.15
13	Smackover, F. Ark.	Arreglo 5 pozos Invertido	89031	42	3090	282		0.241
14	El Dorado F. Xans.	Arreglo 5 pozos Invertido	6475	32	130	5		0.04
15	N. Sakhalin	Irregular				5	60-70	

Tabla 4. Resultados de Pruebas de Inyección de Vapor Continua

Tipo de degradación	Susceptibilidad		Causa	Comentarios
	Poliacrilamida	Goma Xantana		
Química	Alta	Moderada	Cationes Na ⁺ , Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Los iones divalentes son mas dañinos
Química	Alta	Alta	Transición de iones metálicos	Agravado por alta temperatura y alto pH
Química	Alta	Alta	Oxígeno y agentes oxidantes	Agravado por altas temperaturas
Química	Alta	Alta	Hidrólisis por químicos base o ácidos	Agravado bajo condiciones aeróbicas o altas temperaturas
Termal	Alta (>12 C)	Alta(>71 C)	Alta temperatura	Agravado bajo condiciones aeróbicas o alto pH
Microbial	Moderada	Alta	Levadura, bacterias, hongos	Agravado por temperaturas medias - altas y/o bajo condiciones aeróbicas
Corte Mecánico	Alta	baja	Esfuerzos de corte intensos y fuerte flujo como el que ocurre a través de válvulas, orificios y formaciones de baja permeabilidad	Agravado por cationes divalentes y trivalentes

Tabla 5. Mecanismos de degradación

Referencias

- Las tablas 1 – 4 fueron tomadas del artículo SPE 0004935
- La tabla 5 fue tomada del libro Improved Oil Recovery, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.

Bibliografía

- A. de Swaan, “Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs” Paper SPE 5892.
- A. Doraiah, S. Ray, G. Pankaj, “In – Situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery at Mehsana, ONGC – A Success History” Paper SPE 105248.
- A. Firoozabadi, J.C.T. Tan, “Miscible Displacement in Fractured Porous Media: Part II – Analysis” Paper SPE 27837.
- A. Firoozabadi, T.I. Markeset, “Miscible Displacement in Fractured porous Media: Part I – Experiments” Paper SPE 27743.
- A. M. Elsharkawy, F. H. Poettman and R. L. Christiansen, “Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim – Tube or Rising – Bubble Method?” Paper SPE 024114.
- A. Mollaei, B. Maini and M. Jalilavi, “Investigation of Steam Flooding in Naturally Fractured Reservoirs”, Paper IPTC 011087.
- A. Seethepalli, B. Adibhatla, K.K. Mohanty, “Wettability Alteration During Surfactant Flooding of Carbonate Reservoirs” Paper SPE 00089423.
- A. T. Gregory, “Fundamentals of Microbial Enhanced Hydrocarbon Recovery” Paper SPE 012947.
- A. Y. Zekri and R. A. El – Mehaideb, “Microbial and Waterflooding of Fractured Carbonate Rocks: An Experimental Approach” Paper SPE 075217.
- B. D. M. Gauthier, M. García and J. M. Daniel. “Integrated Fractured Reservoir Characterization: A Case Study in a North Africa Field” Paper SPE 079105.
- B. Guo, D.S. Schechter, R.O. Baker, “An Integrated Study of Imbibition Waterflooding in the Naturally Fractured Spraberry Trend Area Reservoirs” Paper SPE 39801.
- C. Bott Richard. “Cyclic Steam Project in a Virgin Tar Reservoir” Paper SPE 001650.
- C. Gatlin, R.L. Slobod, “The Alcohol Slug Process for Increasing Oil Recovery” Paper SPE 1356.
- C. Wachmann, “A Mathematical Theory for the Displacement of Oil and Water by Alcohol” Paper SPE 879.
- C.C. Mattax, J.R. Kyte, “Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water – Drive Reservoir” Paper SPE 187.
- C.F. Alcocer, D.E. Menzie “Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution” Paper SPE 12709.
- C.H. Lopez, “The Imbibition Process of Waterflooding in Naturally Fractured Reservoirs” Tesis, Texas A&M University, December 2003.
- C.P. Rosales, J.C. Hernandez, F.Samaniego, “Theoretical/Experimental Considerations About Oil Displacement by Water in a Fractured Porous Medium” Paper SPE 28702.
- D. Beliveau and D. A. Payne, “Analysis of a Tertiary CO₂ Flood Pilot in a Naturally Fractured Reservoir” Paper SPE 022947.
- D. Beliveau, D.A. Payne, M. Mundry, “Analysis of the Waterflood Response of a Naturally Fractured Reservoir” Paper SPE 22946.

- D. C. Standness, “An Evaluation of Spontaneous Imbibition of Water into Oil – Wet Carbonate Reservoirs Cores Using a Nonionic and a Cationic Surfactant”: *Energy and Fuels* (2002) 16, 1557.
- D. O. Shah, R. S. Schechter, “Improved Oil Recovery by Surfactant – Polymer Flooding”, Edit. Academic Press 1977.
- D.A. Hudgins, F.M. Llave, F.T.H. Chung, “Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study” Paper SPE 17372.
- D.W. Green, G.P. Willhite, “Enhanced Oil Recovery” Society of Petroleum Engineers, Edit. Richardson 1998, Texas 1998.
- E. Aspenes, A. Grave “Fluid Flow in Fractures Visualized by MRI at Various Wettability Conditions – Emphasis on Fracture Width and Flow Rate” Paper SPE 77338
- E. B. Coalson, D. J. Hartmann, y Thomas, J. B.; “Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity Types”, *Boletín de la Sociedad de Geología del Sur de Texas*, v. 15, No. 6. 1985.
- E. C. Donaldson, T.F. Yen, George and V. Chilingarian, “Enhanced Oil Recovery II, Processes and Operations”, Edit. Elsevier Science Published Company, Netherlands, Chapter 9.
- E. M. El, M. Shokir. “CO₂ – Oil Minimum Miscibility Pressure Model for Impure and Pure CO₂ Streams”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007.
- E. S. Pool, “ Evaluation and Implementation of CO₂ Injection at the Dollarhide Devonian Unit” Paper SPE 17277
- E.A. Spinler, D.R. Zornes, D.P. Moradi, “Enhancement of Oil Recovery using a Low Concentration of Surfactant to Improve Spontaneous and Forced Imbibition in Chalk” Paper SPE 59290.
- E.C. Donaldson, G.V, Chilingarian, T.F, Yen, “Enhanced Oil Recovery I, Fundamentals and Analysis” Edit. ELSEVIER, 1985.
- E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel, ”EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States” Paper SPE 100063.
- Enhanced Oil Recovery, National Petroleum Council. Diciembre, 1976. EE.UU.
- F. Tabasinejad, R. Karrat, “Feasibility Study of In - Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs” Paper SPE 103969
- G. D. Frazier and M. R. Todd. “Alvord (3000 ft Strawn) LPG Flood Design and Performance Evaluation” Paper SPE 010692.
- G. F. Teletzke and A. L. Chen. “Methodology for Miscible Gas Injection EOR Screening” Paper SPE 097650.
- G. G. Shawket, F. H. Poettman, “Effects of Polymers in the Imbibition Process: A Laboratory Study” Paper SPE 20244.
- G. J. Massonnat and M. O. B. Rebelle, “ Fractured Reservoirs: an Integrated Approach” Paper SPE 059045.
- G. R. Darvish, E. Lindberg, T. Holt and S. A. Utne. “Laboratory Experiments of Tertiary CO₂ Injection Into a Fractured Core” Paper SPE 099649.
- H. J. Haynes, W. T. Lawrence, K. L. Marvin, E. R. Theodore, “An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United Status – 1976 to 2000”. National Petroleum Council.
- H. S. Al – Hadhrami and M. J. Blunt. “Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoirs” Paper SPE 059289.
- H. Surkalo, “Enhanced Alkaline Flooding” Paper SPE 019896.

- H.L. Najurieta, N. Galacho, M.E. Chimienti, “Effects of Temperature and Interfacial Tension in Different Production mechanisms” Paper SPE 69398.
- I. S. Bousaid, “Hot – Water and Steamflood Studies Using Kern River Oil” Paper SPE 021543.
- Improved Oil Recovery, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.
- J. A. Mateo, O. V. Trevisan, “Heavy – Oil Recovery Mechanisms During Steam Injection in Naturally Fractured Reservoirs” Paper SPE 107372.
- J. Allan, Q. Sun, “Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons learned from 100 Fracture Fields” Paper SPE 84590.
- J. B. Meter, R. Paul Baron, J. Fulleylove Richard, S. W. Mervyn, “Development of Heavy – Oil Reservoirs” Paper SPE 15748.
- J. C. Heeremans, T. E. H. Esmail and C. P. J. W. van Kruijsdijk. “Feasibility Study of WAG Injection in Naturally Fractured Reservoirs” Paper SPE 100034.
- J. F. R. Bellavance, “Dollarhide Devonian CO2 Flood: Project Performance Review 10 Years Later” Paper SPE 35190.
- J. J. Rathmell, F. I. Stalkup and R. C. Hassinger. “A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide” Paper SPE 003483.
- J. J. Trivedi and T. Babadagli, “Efficiency of Miscible Displacement in Fractured Porous Media” Paper SPE 100411.
- J. Kleppe, R.A. Morse, “Oil Production from Fractured Reservoirs by Water Displacement” Paper SPE 5084.
- J. L. Thompson, N. Mungan, “A Laboratory Study of Gravity Drainage in Fractured Systems Under Miscible Conditions” Paper SPE 002232.
- J. P. Batycky, R.P. Leaute and B. A. Dawe, “A Mechanistic Model of Cyclic Steam Stimulation” Paper SPE 037550.
- J. R. Barnes, J. P. Smit and J. R. Smit, “Development of Surfactants for Chemical Flooding ay Difficult Reservoir Conditions” Paper SPE 113313.
- J.E. Rivera de la Ossa, J.C. Correa, C.A. Mantilla, “Evaluation of Displacement Efficiency in Volatile Oil Reservoir Under Nitrogen Injection” Paper SPE 70053.
- J.J. Taber, I.S.K. Kamath, R.L. Reed, “Mechanism of Alcohol Displacement of Oil from Porous Media” Paper SPE 1536.
- J.L. Sánchez, A. Astudillo, F. Rodríguez, J. Morales, A. Rodríguez, “Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results after Four Years of Operation” Paper SPE 97385.
- J.P.Clancy, R.E. Gilchirst, D.E. Kroll, “Nitrogen for the Enhanced Recovery of Oil and Gas” Paper SPE 9912.
- K. Uleberg and H. Lars, “Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs” Paper SPE 75136.
- K.S. Sorbie, A. Parker, P.J. Clifford, “Experimental an Theoretical Study of Polymer Flow in Porous Media” Paper SPE 14231.
- L. L. Harbert, P. W. Reed, R. K., Bray and J. N., Dew. “Progress Report of LPG Injection in the Meadow Creek Unit, Lakota B Reservoir” Paper SPE 001222.
- L. W. Holm and V. A. Josendal, “Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide” Paper SPE 004736.
- L.F. Elkins, A.M. Skov, “Cyclic Water Flooding the Spraberry Utilizes “End Effects” to Increase Oil Production Rate” Paper SPE 545.

- L.F. Elkins, A.M. Skov, “Large Scale Waterflood Performance, Spraberry Field, West Texas” Paper SPE 00405.
- L.W. Teufel, D.W. Rhett, “Failure of Chalk During Waterflooding of the Ekofisk Field” Paper SPE 24911.
- M. A. Escobar, C. A. Valera and R. E. Pérez/Lagoven. “A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences” Paper SPE 037551.
- M. A. Rafique, U. Ali. “Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) With Emphasis to the Uneconomical Reserves” Paper SPE 113272
- M. B. Roger, “Thermal Recovery of Oil and Bitumen”. Englewood Cliffs, New Jersey, E.U.A. Editorial Prentice – Hall.
- M. J. Kovarik, R. K. Prasad, W. Waddell and W. George, “North Dollarhide (Devonian) Unit: Reservoir Characterization and CO₂ Feasibility Study” Paper SPE 027678.
- M. L. Mao, “Evaluation of Cyclic Steam Injectors in China” Paper SPE 059463.
- M. Latil, “Enhanced Oil Recovery.” Houston Texas, 1980. Editorial Gulf Publishing Company.
- M. M. Eugenia, O. Klaudia, F. P. Jean, C. V. Fernando, T. Hind y P. B. Fernando, “Porosidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados: Una Clasificación Fractal”, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 23, Num. 2. 2006, pp 199 – 214.
- M. Nourani, H. Panahi, D. Biria, R. R. Azad, M. Haghghi and A. Mohebbi, “Laboratory Studies of MEOR in Micromodel as a Fractured System” Paper SPE 110988
- M. R. Pascual, “Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales” Paper SPE 069632.
- M. Sarem, “On the Theory of Polymer Solution Flooding Process” Paper SPE 3002.
- M. Verlaan, P. Boerrigter, “Miscible Gas/Oil Drainage” Paper SPE 103990.
- M.A. de Melo, I.P.G. da Silva, G.M.R. de Godoy, A.N. Sanmartim, “Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application an Evaluation” Paper SPE 75194.
- M.D. Sumnu, W.E. Brigham, K.Aziz, L.M. Castanier, ”An Experimental Study on Steam Injection in Fractured Systems” Paper SPE 35459.
- M.R. Fassihi, K.O. Meyers and P.F. Baslie, “Low – Temperature Oxidation of Viscous Crude Oils”. Journal SPE Reservoir Engineering, Pag. 609 – 616, 1990
- N. F. Najafabadi, M. Delshad, K. Sepehmooori, Q. P. Nguyen and J. Zhang. “Chemical Flooding of Fractured Carbonates Using Wettability Modifiers” Paper SPE 113369.
- N. Kumar and W. D. Von Gonten, “An Investigation of Oil Recovery by Injecting CO₂ and LPG Mixtures” Paper SPE 004581.
- P . Bedrikovetsky, A. Evtjukin, “Mathematical Model and Laboratory Study of the Miscible Gas Injection in Fractured Porous Reservoirs” Paper SPE 36131.
- P. C. Fernando, C. H. Juana y P. R. Candelario, “Miscible Displacement in Fractured Porous Media” Paper SPE 020798.
- P. H. Krumrine and J. S. Falcone, “Beyond Alkaline Flooding: Design of Complete Chemical Systems” Paper SPE 016280.
- P. Leonard, C. Rounding, ”Development of a Fracture Model for Spraberry Field, Texas USA” Paper SPE 71635.

- P.B. Crawford, "A Review of Many Improved Recovery Methods" Paper SPE 2849.
- Q. Feng, J. Zhou, Z. Chen, X. Wang, "Study on EOR Mechanism by Microbial Flooding" Paper SPE 79176.
- R. A. Nelson, "Evaluating Fractured Reservoirs: Introduction". Geologic Analysis of Fractured Reservoirs. 2da. Ed Woburn, Massachusetts EUA. Gulf Professional Publishing. 2001.
- R. Aguilera "Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs" Paper Servipetrol Ltd. Calgary Canada
- R. Aguilera, "Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs" The Leading Edge, Book Diciembre 1998
- R. C. Macaulay, J. F. Krafft, M. Hartemink and B. Escovedo, "Design of a Pilot in a Fractured Carbonate Reservoir – Qarn Alam Field, Oman" Paper SPE 030300.
- R. F. Wiemer, "LPG – Gas Injection Recovery Process Burkett Unit, Greenwood County, Kansas" Paper SPE 000625.
- R. Gupta and K. K. Mohanty, "Wettability Alteration of Fractured Carbonate Reservoirs" Paper SPE 113407.
- R. Iffly, D.C. Rousselet, J.L. Vermeulen, "Fundamental Study of Imbibition in Fissured Oil Fields" Paper SPE 4102.
- R. O. Baker and F. Kuppe, "Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs" Paper SPE 063286.
- R. Penney, S. Baqi Al Lawati, R. Hinai, O. van Ravestejin, K. Rawnsley, P. Putra, M. Geneau, A. Ikwumonu, M. Habsi and H. Harrasy, "First Full Field Steam Injection in a Fractured Carbonate at Qarn Alam, Oman" Paper SPE 105406.
- R. W., Payne and Zambrano, Gabaniel. "Cyclic Steam Injection in Quiriquire Field of Venezuela". Paper SPE 001157.
- R.O. Baker, F. Kuppe, "Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs" Paper SPE 63286.
- S. K. Chattopadhyay, B. Ram, R. N. Bhattacharya and T. K. Das. "Enhanced Oil Recovery by In – Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India – A Case Study" Paper SPE 089451.
- S. M. Farouq Ali, "Heavy Oil Recovery – Principles, Practicality, Potential and Problems." Member SPE – AIME, Pennsylvania State U. Paper SPE 4935.
- S. Q. Sun, R. Sloan, "Quantification of Uncertainty in Recovery Efficiency Predictions: Lessons Learned from 250 Mature Carbonate Fields" Paper SPE 84459.
- S. Stokka, A. Oesthus, J. Frangeul, "Evaluation of Air Injection as an IOR Method For the Giant Ekofisk Chalk Field" Paper SPE 97481.
- S.N. Zakirov, A.N. Shandrygin, T.N. Segin, "Miscible Displacement of Fluids within Fractured Porous Reservoirs" Paper SPE 22942.
- T. Ahmed, "A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure" Paper SPE 39034.
- T. Babadagli, "Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution" Paper SPE 084866.
- T. Babadagli, "Evaluation of EOR methods for heavy – oil recovery in naturally fractured reservoirs" Journal of Petroleum Science and Engineering 37, 2003

- T. Babadagli, “Recovery of Heavy Matrix Oil by Capillary Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs” Paper SPE 69843.
- T. Babadagli, “Scaling of Capillary Imbibition under Static Thermal and Dynamic Fracture Flow Conditions” Paper SPE 39027.
- T. Babadagli, “Selection of Proper EOR Method for Efficient Matrix Recovery in Naturally Fractured Reservoirs” Paper SPE 69564.
- T. Bratton, D. V., Canh, N. V., Duc, P. G., David, B., Li, R. M., Ray, M., Bernard, R., Nelson, S., David and S., Lars. “La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados”. Schlumberger, 2006.
- T. G. DeHekker, J. L. Bowzer, R. B. Coleman, W. B. Bartos, “A Progress Report on Polymer – Augmented Waterflooding in Wyoming’s North Oregon Basin and Byron Fields” Paper SPE 14953
- T. R., Blevins, “Steamflooding in the U.S.: A Status Report” Paper SPE 020401.
- Vahidi and Gh. Zargar “Sensitivity Analysis of Important Parameters Affecting Minimum Miscibility Pressure (MMP) of Nitrogen Injection into Conventional Oil Reservoirs”, Thran Petroleum U. of Technology, paper SPE 111411
- W. C. Chronister, G. E. Miller and R. H. Postker, “Production Stimulation by Surfactants” Paper SPE 000215.
- W.M. Schulte, A.S. de Vries, ”In – Situ Combustion in Natural Fractured Heavy Oil Reservoirs” Paper SPE 00010723.
- X. Xie, W. W. Weiss, Z. Tong and N. R. Morrow: “Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation” Paper SPE 89424.
- Y. Zekri, R. A. El-Mehaideb. “Microbial and Waterflooding of Fractured Carbonate Rocks: An Experimental Approach” Paper SPE 75217