



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA EN AKAL**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA
FABIÁN LÓPEZ AVENDAÑO**



**DIRECTOR
DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO**

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



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Agradecimientos

*Quiero expresar mi enorme gratitud a **Dios** por haber nacido en una familia que siempre me ha amado, con la cual puedo contar en todo momento y porque he tenido una vida feliz y plena. Además por haberme otorgado salud, fuerza, paciencia y sustento durante la realización de mis estudios universitarios.*

*Gracias a mi madre, la **Sra. Rosalba C. Avendaño Zarza** que siempre ha buscado lo mejor para mí y mis hermanos, por educarme, por enseñarme siempre lo que es correcto, por corregirme y por cada una de sus enseñanzas que ahora sé muy bien son una parte fundamental de mi ser.*

*Gracias a mi padre, el **Sr. Francisco López Medina** que a pesar de las dificultades, siempre supo cómo salir adelante, y hacer de mi un hombre de bien, gracias por las lecciones, por los regaños, por los momentos de diversión que siempre sabe provocar, por ser tan noble y buena persona.*

¡¡Gracias padres, este más que un logro mío, es un logro de ustedes!!

*Quiero agradecer a mis hermanos **Brenda I. López Avendaño** y **Francisco R. López Avendaño** por ser mis mejores amigos, con quienes, he pasado alegrías, tristezas, y simplemente por ser los mejores hermanos.*

*Gracias a mi tía la **Sra. M. Susana Avendaño Zarza**, por estar al pendiente de mis estudios y por haberme apoyado en todo momento durante toda mi carrera profesional.*

*Gracias a mi primo el **Ing. J. Adolfo Calderón Avendaño**, por los valiosos consejos que recibí y por el apoyo que siempre ha estado dispuesto a darme.*

*Quiero expresar mi total gratitud y admiración al **Dr. Rafael Rodríguez Nieto**, por la gran oportunidad que me dio de laborar con él, y por haber dirigido este trabajo de tesis; gracias por el tiempo invertido, por cada corrección realizada a este trabajo y por sus amables atenciones, le agradezco infinitamente.*

*A los profesores sinodales de este trabajo, **Ing. Manuel Villamar Viguera**, **Quím. María Guadalupe Contreras Ordaz**, **Dra. Rocío de la Torre Sánchez** **Ing. Manuel Serrano Saldaña** por sus amables atenciones y sus aportaciones, muchas gracias.*

*Gracias a la **Universidad Nacional Autónoma de México** por haberme abierto las puertas de sus aulas, primero en el **Colegio de Ciencias y Humanidades Plantel Sur** y después en la **Facultad de Ingeniería**, que se ha convertido en mi segunda casa.*

*Gracias a mis amigas **Nayeli Bustos Romero** y **Angélica García Guevara**, por esos momentos tan especiales que hemos pasado y sobre todo por compartir la vida de universitarios juntos, con sus éxitos y sus fracasos, además por los consejos que siempre han estado dispuestas a darme.*

*A mi querido perrito **Chamo** que siempre ha tenido una “sonrisa perruna” para mí, por ser tan buen perro y por estar siempre dispuesto a darme momentos de alegría.*

*Time won't wait for you
So do all the things you wanted to
Better hurry up
Take it in your stride
Use your resolution which you've been supplied
And love won't change you, it's true
I can tell you till my face is blue
Every second screams
Listen to your dreams
'Cause you just can't stop the clock*

Time Won't Wait, Jamiroquai

CONTENIDO

OBJETIVOS	10
INTRODUCCIÓN	11
RESUMEN	12
CAPÍTULO 1	14
ANTECEDENTES DE LA APLICACIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN EL MUNDO Y EN MÉXICO	
1.1 Recuperación mejorada en Estados Unidos	14
1.1.1. Inyección de productos químicos	14
1.1.2. Inyección de gas (desplazamiento miscible)	15
1.1.3. Procesos térmicos	15
1.1.4. Tecnologías potencialmente útiles en recuperación mejorada	15
1.2 Recuperación mejorada en México	19
1.2.1. Generalidades e inyección de nitrógeno en Cantarell	19
1.2.2. Reservas	22
1.3 Información generada en México respecto a recuperación mejorada	25
Referencias	27
CAPÍTULO 2	28
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	
2.1 Recuperación primaria	28
2.2 Recuperación secundaria	29
2.3 Descripción de los procesos de recuperación mejorada	31
2.4 Yacimiento candidato para un proceso de EOR	33
2.5 Características idealizadas de un proceso de EOR	34
2.5.1. Eficiencias de desplazamiento microscópico y macroscópico	34
2.6 Consideraciones prácticas	36
2.7 Clasificación general y descripción de los procesos de EOR	38
2.7.1. Procesos de control de movilidad	39
2.7.2. Procesos químicos	41
2.7.3. Procesos miscibles	43
2.7.4. Procesos térmicos	47
2.8 Criterios de selección de un proceso de EOR	51
Referencias	52
CAPÍTULO 3	53
INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS	
3.1 Introducción	53
3.2 Inyección de polímeros	53

3.2.1. Introducción	53
3.2.2. Fundamentos	54
3.2.3. Operación técnica	55
3.2.4. Explicación teórica del comportamiento de flujo anormal de algunas soluciones poliméricas	57
3.3 Inyección de productos químicos alcalinos	58
3.3.1. Introducción	58
3.3.2. Entrampamiento del aceite residual	59
3.3.3. Mecanismos de desplazamiento en la inyección de polímeros	60
3.3.3.1. Disminución de la tensión interfacial	60
3.3.3.2. Emulsificación y flujo	61
3.3.3.3. Alteración de la Mojabilidad	62
3.3.3.4. Solubilización de las películas interfaciales	63
3.3.4. Operación técnica	63
3.4 Inyección de tensoactivos	64
3.4.1. Introducción	64
3.4.2. Requerimientos de diseño	65
3.4.3. Operación técnica	65
Referencias	69
CAPÍTULO 4	70
PROCESOS TÉRMICOS	
4.1 Información requerida para realizar un proyecto de recuperación térmica	70
4.1.1. Viscosidad	71
4.1.1.1. Viscosidad de un líquido	71
4.1.2. Permeabilidad relativa	76
4.2 Efectos de la temperatura en las propiedades térmicas y termodinámicas de fluidos y sólidos	78
4.2.1. Expansión térmica	78
4.2.2. Capacidad térmica	78
4.3 Reacciones químicas que ocurren durante la recuperación térmica	80
4.3.1. Termodinámica de las reacciones químicas	80
4.3.1.1. Entalpía de reacción	80
4.3.2. Cinética Química	81
4.3.2.1. Principios básicos	81
4.3.2.2. Reacciones cinéticas en el medio poroso	82
4.4 Desplazamiento por fluidos calientes	84
4.4.1. Principios básicos	85
4.4.1.1. Desplazamiento por agua caliente	85
4.4.1.2. Desplazamiento por vapor saturado	87
4.4.1.3. Comparación de los desplazamientos por agua fría, agua caliente y vapor	89
4.4.2. Eficiencia areal de barrido y estabilidad del frente de desplazamiento	89
4.4.3. Pérdida de calor	92

4.4.3.1. Pérdida de calor desde el yacimiento	92
4.4.3.2. En el pozo inyector	96
4.4.4. Comparación de las técnicas de inyección de fluidos calientes	96
4.4.4.1. Inyección cíclica de vapor seguido de una inyección de vapor	97
4.4.4.2. Inyección de un bache de vapor seguido de agua fría	98
4.4.4.3. Desplazamiento por agua caliente	98
Referencias	99
CAPÍTULO 5	100
PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	
5.1 Baches miscibles	101
5.2 Miscibilidad termodinámica	102
5.3 Diagramas ternarios	102
5.4 Métodos básicos de conducción miscible	104
5.5 Conceptos y fundamentos de miscibilidad	104
5.5.1. Condiciones de fase en el yacimiento	104
5.5.2. Presión de miscibilidad	106
5.6 Métodos de laboratorio	107
5.6.1. Equipo de tubos delgados	107
5.6.2. Equipo de burbuja ascendente	108
5.7 Correlaciones para determinar la presión mínima de miscibilidad	109
5.7.1. Correlaciones para CO ₂	109
5.7.2. Correlaciones de miscibilidad para nitrógeno y gas	110
5.8 Inyección de dióxido de carbono	110
5.8.1. Introducción	110
5.8.2. Variaciones básicas en el proceso de inyección de CO ₂	112
5.8.3. Propiedades del CO ₂	112
5.8.4. Operación técnica	113
5.8.4.1. Miscibilidad	113
5.8.4.2. Proceso	113
5.9 Inyección de nitrógeno	115
5.9.1. Introducción	115
5.9.2. Operación técnica	116
5.10 Inyección de LPG	119
5.10.1. Introducción	119
5.10.2. Operación técnica	120
5.11 Inyección de alcohol	121
5.11.1. Introducción	121
5.11.2. Operación técnica	121
5.12 Procesos de desplazamiento miscible mejorados	123
5.12.1. Pre-inyección de agua	123
5.12.2. Baches miscibles seguidos de agua	124
Referencias	126

CAPÍTULO 6	127
ASPECTOS GEOLÓGICOS, TÉCNICOS, ECONÓMICOS, ASÍ COMO LOS DE LA ETAPA EN LA QUE SE ENCUENTRE LA EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO, EN LA TOMA DE DECISIÓN SOBRE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	
6.1 Principales factores en la eficiencia de la recuperación mejorada	127
6.2 Características del yacimiento	128
6.2.1. Profundidad	128
6.2.2. Inclinación	129
6.2.3. Homogeneidad	131
6.2.3.1. Yacimientos estratificados	131
6.2.3.2. Yacimientos con heterogeneidades aleatorias	132
6.2.4. Propiedades petrofísicas	133
6.3 Características del fluido	134
6.4 Factores técnicos y geológicos	136
6.4.1. Procesos de desplazamiento miscible	136
6.4.1.1. Recuperación por desplazamiento con hidrocarburos miscibles	136
6.4.1.1.1. Mecanismos de recuperación	137
6.4.1.1.2. Guías de selección técnicas	137
6.4.1.1.3. Limitaciones	137
6.4.1.1.4. Desventajas	138
6.4.1.2. Recuperación por desplazamiento con nitrógeno y gases de combustión	138
6.4.1.2.1. Mecanismos de recuperación	138
6.4.1.2.2. Guías de selección técnicas	139
6.4.1.2.3. Limitaciones	139
6.4.1.2.4. Desventajas	139
6.4.1.3. Recuperación por desplazamiento por dióxido de carbono	139
6.4.1.3.1. Mecanismos de recuperación	140
6.4.1.3.2. Guías de selección técnica	141
6.4.1.3.3. Limitaciones	141
6.4.1.3.4. Desventajas	141
6.4.2. Procesos químicos	141
6.4.2.1. Inyección de tensoactivos y polímeros	142
6.4.2.1.1. Mecanismos de recuperación	142
6.4.2.1.2. Guías de selección técnica	143
6.4.2.1.3. Limitaciones	143
6.4.2.1.4. Desventajas	143
6.4.2.2. Inyección de polímeros	143
6.4.2.2.1. Mecanismos de recuperación	144
6.4.2.2.2. Guías de selección técnica	145
6.4.2.2.3. Limitaciones	145
6.4.2.2.4. Desventajas	145
6.4.2.3. Inyección de productos químicos cáusticos	145
6.4.2.3.1. Mecanismos de recuperación	146
6.4.2.3.2. Guías de selección técnica	147

6.4.2.3.3. Limitaciones	147
6.4.2.3.4. Desventajas	147
6.4.3. Procesos térmicos	148
6.4.3.1. Combustión <i>In-situ</i>	148
6.4.3.1.1. Mecanismos de recuperación	148
6.4.3.1.2. Guías de selección técnica	149
6.4.3.1.3. Limitaciones	149
6.4.3.1.4. Desventajas	150
6.4.3.2. Inyección de vapor	150
6.4.3.2.1. Mecanismos de recuperación	151
6.4.3.2.2. Guías de selección técnica	151
6.4.3.2.3. Limitaciones	152
6.4.3.2.4. Desventajas	152
6.4.4. Representación gráfica comparativa	152
6.5 Heterogeneidades en los yacimientos	154
6.5.1. Tipos de heterogeneidad	155
6.5.2. Modelos matemáticos para expresar la estratificación de la permeabilidad	156
6.5.3. Estructura y composición de las rocas de los yacimientos	157
6.5.4. Presión necesaria para abrir fracturas	157
6.6 Aspectos económicos	158
6.7 Etapa de explotación en la que se encuentre el yacimiento	160
6.7.1. Etapa primaria de explotación	160
6.7.2. Etapa secundaria de explotación	161
Referencias	162
CAPÍTULO 7	163
APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO AKAL	
7.1 Información general del Complejo Cantarell	163
7.1.1. Historia del Complejo Cantarell	164
7.1.1.1. Exploración, desarrollo y explotación inicial	164
7.1.2. Desarrollo complementario y máxima producción	165
7.1.3. Declinación	167
7.1.4. Reservas de la Región Marina Noreste al 1 de enero del 2009	167
7.1.5. Reservas del Complejo Cantarell	169
7.1.5.1. Volumen Original	169
7.1.6. Comportamiento de la Producción del Complejo Cantarell	170
7.1.7. Importancia Económica Petrolera del Complejo Cantarell	174
7.1.8. Importancia del Complejo Cantarell en la Evolución del Mercado Nacional de Petróleo Crudo 2007-2016	178
7.1.8.1. Escenario Sobresaliente	178
7.1.8.2. Escenario de producción bajo	179
7.1.9. Comercio Exterior, 2006-2016	180
7.1.9.1. Escenario Sobresaliente	180
7.1.9.2. Escenario de producción bajo	181

7.2 Estudio de factibilidad	182
7.2.1. Introducción	182
7.2.2. Información Técnica del Yacimiento Akal	184
7.2.3. Resultados del Primer Filtro, Utilizando las Tablas 7.2 y 7.3	185
7.2.4. Resultados del Segundo Filtro	192
7.3 Resultados Finales	192
Referencias	193
CONCLUSIONES	194
PROPUESTAS	196
NOMENCLATURA	197
BIBLIOGRAFÍA	200

NOTA: LAS REFERENCIAS QUE SE MARCAN A LO LARGO DE ESTE TRABAJO, SE PUEDEN ENCONTRAR AL FINAL DEL CAPÍTULO CORRESPONDIENTE.



OBJETIVOS

1. **Describir** los procesos de Recuperación Mejorada existentes, a través de los mecanismos físicos y químicos que actúan en el desplazamiento del aceite.
2. **Analizar** bajo qué condiciones se pueden aplicar los diferentes procesos de Recuperación Mejorada (factores geológicos, técnicos, económicos, así como los de la etapa o proceso en operación en la explotación del yacimiento).
3. **Analizar** bajo qué condiciones técnicas, económicas y de la etapa de explotación del yacimiento, se han realizado proyectos de Recuperación Mejorada en yacimientos de México, así como los beneficios y las dificultades que se hayan presentado durante su ejecución.
4. **Presentar** un estudio de factibilidad sobre la implantación de un proceso de Recuperación Mejorada en el Yacimiento Akal, del Complejo Cantarell, considerando sólo información ya publicada y los resultados de la inyección de nitrógeno.
5. **Formular** una propuesta de un proyecto de Recuperación Mejorada en el Yacimiento Akal, a fin de aumentar las reservas probadas de petróleo del país, con base en el estudio mencionado en el objetivo anterior.

INTRODUCCIÓN

Una gran cantidad de campos petroleros, han sido explotados durante un largo tiempo, actualmente son revisados para evaluar las opciones que permitan incrementar la recuperación final de los hidrocarburos. Esta tarea involucra determinar y evaluar procesos con los que se incremente el volumen que se recupera de aceite, por lo que muchos de los campos maduros están próximos a reintegrarse a las oportunidades de inversión y existe una expectativa general de aquellos procesos y técnicas que puedan conducir estos proyectos hacia una recuperación adicional de hidrocarburos, con lo cual se incrementarán las reservas.

Los criterios de selección de procesos de recuperación mejorada utilizados ampliamente, están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos) o bien desde un entendimiento de las características y de la física de cada uno de los procesos de recuperación mejorada. Además, los criterios de selección permiten obtener una visión general de los procesos posibles de implantar en un determinado campo, antes de seleccionar el más adecuado.

La incorporación de reservas de hidrocarburos es una tarea de vital importancia en nuestro país, ya que la economía está basada principalmente en el petróleo; México se enfrenta a grandes retos en cuestiones de recuperación de aceite, ya que la mayoría de sus campos se encuentran en su etapa de madurez. La mayor parte de la energía que actualmente se consume también depende de los combustibles fósiles, por lo que la demanda de hidrocarburos va en aumento continuamente y la incorporación de reservas se ha quedado rezagada, lo cual representa un reto. **Una de las maneras de incorporar reservas probadas es mediante la aplicación de procesos de recuperación mejorada**, ya que permite reclasificar las reservas probables y posibles en probadas, revirtiendo así este fenómeno.

Partiendo de lo anterior, se necesita realizar un análisis respecto a la implantación de procesos de recuperación mejorada en algunos de los yacimientos que se encuentren en la etapa de madurez; en este trabajo se considera el yacimiento más importante del Complejo Cantarell, el yacimiento Akal.

A través de una descripción general de la recuperación mejorada y de la explicación de cada uno de los procesos que podrían aplicarse, se presenta un estudio de factibilidad de cada proceso, explicando las ventajas, desventajas, operaciones técnicas, limitaciones, factores geológicos, técnicos, económicos y por supuesto, la mejor opción que convendría aplicar al yacimiento; es importante mencionar que **el autor y el asesor de este trabajo consideramos una opción más viable invertir más dinero en la investigación e implantación de algún proceso de recuperación mejorada en yacimientos maduros, que la inversión que se hace actualmente en el Proyecto Chicontepec o en Aguas Profundas.**

RESUMEN

A manera introductoria, el lector podrá encontrar en el Capítulo 1 de este trabajo el estado actual de la tecnología en cuanto a la recuperación mejorada en México y en el mundo; se explican mediante tablas cuáles han sido los proyectos implantados en distintas partes del país, así como la recuperación que se haya obtenido a partir de éstos.

Los procesos de recuperación de aceite pueden ser subdivididos en tres grandes categorías: recuperaciones primaria, secundaria y mejorada. En el proceso primario, el aceite es forzado a salir del yacimiento petrolero por los mecanismos naturales de expulsión de los fluidos, como expansión del aceite con su gas disuelto, entrada de agua, etc. Cuando la presión del yacimiento ha disminuido y se tiene la suficiente información desde el punto de vista técnico y económico, se puede inyectar agua o gas para mantener o al menos reducir la rapidez de declinación de la presión existente en el yacimiento, así como reducir también el ritmo de declinación de la producción y aumentar la recuperación final. La conversión de algunos pozos productores a pozos inyectores y la subsecuente inyección de gas o agua para desplazar el aceite en el yacimiento, ha sido denominada como recuperación secundaria de aceite.

La recuperación terciaria, que es la tercera etapa de producción, ha sido la que se aplica después de la inyección de agua (o de cualquier proceso secundario usado). En los procesos terciarios se han usado fluidos miscibles, productos químicos y energía térmica, para el desplazamiento adicional de aceite después de que un proceso de recuperación secundaria ya no sea rentable. Los procesos de recuperación que pertenecen a esta categoría son: inyección de gases, productos químicos y el uso de energía térmica. Los gases usados son gases hidrocarburos (C_1-C_4), CO_2 , nitrógeno (el nitrógeno se considera dentro de este rubro, al ser considerado éste un gas inerte y que entra en la clasificación de los métodos de desplazamiento miscible) y gases de combustión. Para fines prácticos, el uso de gas se ha de considerar un proceso de recuperación terciaria si la eficiencia de recuperación depende de otro mecanismo donde no haya habido desplazamiento frontal miscible, caracterizado por la alta tensión interfacial en las permeabilidades.

Los procesos de recuperación terciaria implican la inyección al yacimiento, de uno o varios fluidos de diferentes tipos. Estos fluidos inyectados y los procesos de inyección proveen energía al yacimiento, para así desplazar al aceite hacia los pozos productores. Adicionalmente, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido del yacimiento, creando las condiciones favorables para la recuperación del aceite. Estas interacciones pueden dar lugar a: reducir la tensión interfacial, reducir la densidad del aceite, disminuir la viscosidad del aceite, cambiar la mojabilidad o crear un comportamiento favorable de fases.

Todas las ideas anteriores se pueden entender más a fondo en el Capítulo 2 de este trabajo.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se presenta una descripción más detallada de los procesos de desplazamiento miscible, los cuales buscan reducir a cero las fuerzas interfaciales a fin de mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite. Se estudiarán los procesos de inyección de dióxido de carbono, inyección de alcoholes, inyección de nitrógeno, así como conceptos fundamentales como la presión mínima para que exista miscibilidad y el concepto de miscibilidad termodinámica.

Se presenta en el Capítulo 4 un estudio acerca de los procesos térmicos de recuperación mejorada, los cuales buscan reducir la viscosidad del aceite para mejorar su eficiencia de desplazamiento; se hace especial énfasis en el concepto “desplome de viscosidad” y se ofrecen correlaciones para determinar viscosidades del aceite a ciertos puntos de presión y temperatura (comportamiento reológico). También se hace un estudio termodinámico en cuanto a la cantidad de calor transferido y perdido dentro del sistema roca-fluidos.

En el Capítulo 5 se presenta un estudio de los procesos químicos que buscan mejorar la relación de movibilidades entre el aceite y el agua, a través de la adición al agua de productos químicos como pueden ser productos químicos cáusticos, polímeros, alcalinos y tensoactivos.

Posteriormente, en el Capítulo 6, se presentan los factores geológicos, técnicos, económicos, así como los de la etapa en la que se encuentre la explotación del yacimiento, en la toma de decisión sobre un método de recuperación mejorada. Se hizo este análisis para cada uno de los procesos de recuperación mejorada mencionados en los tres capítulos anteriores, con sus respectivas condiciones mínimas de operación y sus limitaciones.

Finalmente, en el Capítulo 7 se ofrece una visión general de lo que es el Complejo Cantarell actualmente, para poder hacer el estudio geológico, técnico y económico de la implantación de algún proceso de recuperación mejorada en el Yacimiento Akal; este análisis se hizo considerando cada uno de los procesos explicados anteriormente, considerando sus ventajas, desventajas, limitaciones, etc., para así poder ofrecer la mejor opción a ser aplicada en dicho yacimiento, con el fin de aumentar las reservas de aceite; todo esto sólo en base a información ya publicada del citado yacimiento.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES DE LA APLICACIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN EL MUNDO Y EN MÉXICO

1.1 RECUPERACIÓN MEJORADA EN ESTADOS UNIDOS

Se ha considerado que la recuperación mejorada representa una de las mejores opciones para incrementar las reservas en Estados Unidos (EEUU) desde la década de los años ochentas¹.

La expectativa de recuperar aceite en EEUU a través de procesos de recuperación mejorada es muy grande: de los 450 billones de barriles de aceite (un billón = 10^9) que han sido descubiertos a la fecha, sólo la tercera parte (150 billones de barriles), serán producidos por procesos de recuperaciones primaria y secundaria; esto es, por agotamiento natural e inyección de agua, lo que implica dejar en los yacimientos 300 billones de barriles de aceite.

De los 450 billones de barriles hallados en los EEUU, 350 billones de barriles son considerados de aceite medio (alrededor de 25° API (0.91 g/cc)). Después de la inyección de agua, 230 billones de barriles de este aceite ligero permanecen en el yacimiento aguardando tecnologías de recuperación mejorada, y un gran porcentaje de aceites pesados siguen sin ser descubiertos. Existe incertidumbre acerca de cuánto aceite podría ser recuperado por procesos de recuperación mejorada; un rango de 18 a 52 billones de barriles de aceite es razonable, dependiendo de la tecnología y de los precios de la energía en el futuro. El aceite ligero representa entre 12 y 33 billones de barriles, en tanto que el aceite pesado representa entre 6 y 19 billones de barriles. En orden de comparación, 52 billones de barriles representan casi el doble de las reservas probadas de EEUU.

Existen tres grupos principales de procesos de recuperación mejorada: inyección de productos químicos, inyección de gases (desplazamiento miscible) y térmicos.

1.1.1. Inyección de productos químicos

- Inyección de polímeros. Se basa en el concepto de “espesamiento” del agua para incrementar la eficiencia de desplazamiento, a través de la reducción de la movilidad del fluido desplazante.
- Inyección de productos alcalinos. Se basa en la adición de fuertes sustancias cáusticas al agua de inyección, con el fin de reducir la tensión superficial entre los fluidos del yacimiento, por lo tanto el fluido se mueve más fácilmente.
- Inyección de polímeros tensoactivos. Agentes tensoactivos son inyectados para desplazar el aceite reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite la formación de un banco de aceite, que es subsecuentemente empujado por polímeros y agua.

1.1.2. Inyección de gases (desplazamiento miscible o no-miscible)

- Inyección de gas hidrocarburo. La miscibilidad se obtiene por la inyección de gases hidrocarburos que se disuelven en el aceite, reduciendo la viscosidad y ayudando a la creación de bancos de aceite, que pueden ser después desplazados por agua hacia los pozos productores. Actualmente, el costo del gas natural y del LPG son altos por lo que el proceso no es muy usado.
- Inyección de CO₂. Uno de los mecanismos principales es el hinchamiento del aceite. En condiciones miscibles con el aceite llega a formar bancos de aceite que pueden ser desplazados con gas o agua.
- Inyección de gas no-hidrocarburo. Gases inertes pueden ser usados como el nitrógeno; se usan para incrementar la presión en el yacimiento pero también pueden alcanzar la miscibilidad (dependiendo de la presión). El desplazamiento de aceite se da de una forma muy parecida a la del CO₂ o el gas natural.

1.1.3. Procesos térmicos

- Inyección de vapor. El vapor es inyectado continuamente en un pozo, la viscosidad del aceite es reducida aumentando su movilidad y puede ser desplazado o producido por acción de la segregación gravitacional hacia los pozos circundantes.
- Combustión *in-situ*. Consiste en la inyección de aire y de gas hidrocarburo al yacimiento para provocar una ignición subterránea mediante una chispa a fin de generar el calor dentro del yacimiento.

1.1.4. Tecnologías potencialmente útiles en recuperación mejorada

- Recuperación mejorada microbiana. Los microorganismos pueden ser usados para generar bio-surfactantes, produciendo CO₂ en el yacimiento, lo cual puede cambiar la composición del aceite para mejorar la recuperación.
- Inyección de vapor en aceite ligero. Esta es una evidencia de que la inyección de vapor podría funcionar en yacimientos someros de aceite ligero, donde otros procesos han fallado.
- Calor generado por radio frecuencia (RF). Se basa en emitir ondas de energía de radio frecuencia dentro de un yacimiento de aceite pesado. Este proceso está en pruebas para determinar su potencial.

Un resumen histórico² de proyectos de recuperación mejorada en los EEUU se presenta en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1. Resumen histórico de proyectos de recuperación mejorada en los EEUU
Fuente (F. J. Fayers. *Enhanced Oil Recovery*, 1981).

Proceso	1970	1973	1975	1977	1979
Inyección de productos químicos					
<u>Inyección de polímeros</u>	14	9	14	21	22
<u>Inyección de cáusticos</u>	0	2	1	3	6
<u>Desplazamiento miscible por polímeros</u>	5	7	13	22	14
Desplazamiento miscible					
<u>Gas hidrocarburo</u>	21	12	15	15	9
<u>Dióxido de carbono</u>	1	6	9	14	17
<u>Otros gases</u>	0	1	1	6	8
Térmicos					
<u>Inyección de vapor</u>	22	22	31	43	79
<u>Inyección cíclica de vapor</u>	31	42	54	56	54
<u>Combustión <i>in-situ</i></u>	38	19	21	16	17
	132	120	159	196	226

Una inspección detenida de la inyección de productos químicos muestra: aumento constante en el número de proyectos de inyección de polímeros desde 1973; experimentación cuidadosa con la inyección de productos cáusticos que se ha incrementado constantemente con el tiempo; incremento constante en nuevos comienzos de proyectos de desplazamiento miscible por polímeros hasta 1977 y luego una fuerte disminución en respuesta a los resultados desalentadores.

Los proyectos de desplazamiento miscible por gas muestran una eliminación gradual de proyectos de desplazamiento miscible por gas hidrocarburo, debido al rápido incremento en el costo del gas natural; existen incrementos constantes en el número de proyectos de inyección de dióxido de carbono, los cuales aparentemente han reemplazado a los de inyección de gas natural, finalmente se observa un creciente interés en los gases no-hidrocarburos.

Los proyectos de recuperación térmica son más numerosos; esto refleja la madurez que ha alcanzado esta tecnología, observándose un incremento constante en el número de proyectos de inyección de vapor, con un fuerte incremento en 1979; hubo un incremento gradual para después nivelarse, después hubo un ligero descenso en 1979 debido al interés de los proyectos más eficientes de inyección de vapor, y; una fuerte declinación de los proyectos de combustión *in-situ* después de 1970, cuando la euforia sobre las nuevas tecnologías decayó porque eran difíciles de aplicar.

Estas observaciones marcan la tendencia del sector privado a preferir proyectos de bajo-riesgo; proveen tecnologías como la inyección cíclica de vapor y la inyección de vapor a fin de evitar lo menos seguro y lo menos predecible, debido al alto grado de riesgo y al bajo desempeño de poder predecir acertadamente.

La **Tabla 1.2**² muestra algunos de los procesos que podrían llegar a ser exitosos, técnica y económicamente.

Tabla 1.2. Procesos que podrían llegar a ser exitosos técnica y económicamente en campos de los EEUU Fuente (F. J. Fayers. *Enhanced Oil Recovery*, 1981).

Proceso	Exitoso técnica y económicamente	Exitoso técnicamente pero no económicamente	Prometedor	Terminado o desalentador	Muy pronto para poder proponer	Total
Vapor	57	6	26	5	19	113
Combustión <i>In-situ</i>	7	2	1	1	3	14
Polímeros	10	-	4	3	5	22
Cáusticos	-	2	1	-	3	6
Desplazamiento Miscible de polímeros	-	1	2	3	8	14
CO ₂	2	1	5	2	7	17
Otros gases	2	-	3	-	3	8
Total	77	11	42	14	48	194

En marzo de 1981 se propuso un **plan de incentivos** de parte de la Economic Regulatory Administration (ERA), que ayudó a generar más inversiones dentro de los procesos de recuperación mejorada, tanto en tecnología como en procesos de aplicación. La **Tabla 1.3** muestra los resultados de dicho plan en cuanto al número de procesos aplicables en EEUU.

Tabla 1.3. Proyectos realizados por ERA
 Fuente (F. J. Fayers. *Enhanced Oil Recovery*, 1981).

Procesos de Recuperación Mejorada	Número de proyectos
Desplazamiento miscible (sin CO ₂)	13
Desplazamiento miscible con CO ₂	95
Inyección de vapor convencional	93
Inyección de vapor no-convencional	34
Inyección de microemulsiones	37
Combustión <i>in-situ</i>	35
Inyección de agua + polímeros	48
Inyección cíclica de vapor	16
Inyección de productos cáusticos	32
Desplazamiento no miscible de gas no-hidrocarburo	11
Recuperación Mejorada para aceites pesados	3
Otros procesos	6
Total	423

Finalmente, en la **Fig. 1.1** se muestra el porcentaje de aceite producido por recuperación mejorada en EEUU³.

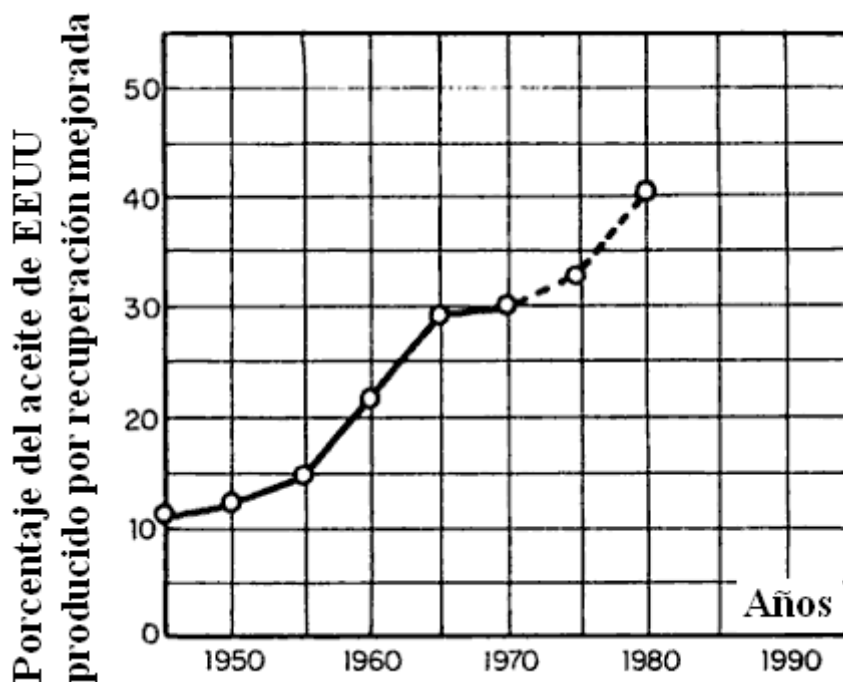


Fig. 1.1. La importancia de la recuperación mejorada en los EEUU
 Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

1.2 RECUPERACIÓN MEJORADA EN MÉXICO

Es importante mencionar que en México los procesos de recuperación mejorada no se han realizado de una manera intensa; sin embargo, existen algunos proyectos que se han llevado a cabo en el país, algunos con buenos resultados, otros no, como se esperaba. A fin de dar a conocer algunas cifras importantes se citará el caso más conocido en México, el cual es la inyección de nitrógeno en el Complejo Cantarell; para más detalles generales del campo consulte la sección 7.1. *Información general del Complejo Cantarell* del Capítulo 7 de este trabajo.

1.2.1. Generalidades e inyección de nitrógeno en Cantarell⁴

Cantarell es el mayor campo petrolero que se haya descubierto en México y el sexto en el mundo.

En junio de 2009, Cantarell, cumplió 30 años de vida productiva. Cinco y medio años antes alcanzó su nivel máximo de producción de petróleo crudo: 2.2 millones de barriles diarios (mmbd). Inmediatamente después inició su declinación, a un ritmo que se aceleró, hasta llegar a mediados del presente año a 659 mil barriles diarios (mbd). La madurez de este complejo de yacimientos petroleros queda de manifiesto en el hecho de que, al término de 2008, se habían extraído más de las tres cuartas partes de las reservas originales de crudo. Al ritmo actual de extracción, **la vida media de las reservas probadas es de menos de 8 años y el de las reservas probadas y probables, de 11 años**. Sin embargo, debido al colapso reciente de la producción, resulta difícil pronosticar su trayectoria y el ritmo de agotamiento en la etapa final de su ciclo de vida. Aún así, Cantarell sigue siendo el campo con el mayor volumen de reservas probadas del país, razón por la que aún merece atención prioritaria.

En términos de reservas, y por el nivel de la producción alcanzado, Cantarell es considerado uno de los campos súper-gigantes más grandes del mundo. Sus reservas originales, que ascendieron a más de **17 mil millones de barriles de petróleo crudo y de 8 millones de millones de pies cúbicos de gas natural**, lo ubican entre los 6 principales campos del planeta. En 2004 sólo en el Campo Ghawar, en Arabia Saudita, se extrajo un mayor volumen de petróleo. Cantarell también se distingue por ser el campo marino de mayor tamaño en el mundo. Ha sido, por mucho, el campo petrolero más rico y prolífico en la historia de México. Sus reservas probadas originales de crudo superan el 34 por ciento de las reservas originales del país. En 2004 aportó el 63 por ciento de la producción nacional. Es la joya de una corona formada por otros tres complejos súper-gigantes y gigantes Ku-Maloob-Zap, Abkatún-Pol-Chuc y Antonio J. Bermúdez-, media docena de otros campos gigantes y una cuarentena de grandes campos. Esta generosa dotación de la naturaleza explica la importancia histórica que ha tenido la industria petrolera mexicana, en diversos momentos del siglo XX y la primera década del XXI.

El Complejo Cantarell está formado por cinco campos o bloques: Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Sihil, localizados en aguas someras con tirantes de agua entre 35 y 50 metros. **El predominio de Akal es absoluto, pues acumula el 94 por ciento de las reservas originales del complejo.** Estos campos están comunicados hidráulicamente y comparten múltiples instalaciones superficiales. El Activo Integral Cantarell incorpora otros seis campos y constituye una unidad administrativa de Pemex Exploración y Producción. La roca almacén del complejo es una brecha de clastos de caliza y carbonatos dolomitizados, naturalmente fracturada, de muy alta calidad. Su porosidad y permeabilidad elevadas permiten almacenar grandes volúmenes de crudo y facilitan su desplazamiento. La extensión del complejo es de 162 km² y **el espesor neto de sus formaciones llega a alcanzar 980 metros.** Se trata de una de las acumulaciones de petróleo más concentradas del mundo. Puede contrastarse con Prudhoe Bay, el campo más prolífico de Estados Unidos, que tiene una extensión de 800 km² y un espesor aproximado de 100 metros.

Cantarell ha contado con diversos mecanismos naturales que permitieron desplazar eficazmente el petróleo en sus yacimientos. A estos **se sumó la inyección de nitrógeno, que aceleró el proceso.** Uno de estos mecanismos ha sido la expansión del casquete de gas secundario que se formó al reducirse la presión del yacimiento, debido a la extracción de crudo y de gas. El petróleo fue así desplazado por el gas. Asimismo, se contó con un fuerte empuje hidráulico gracias al acuífero presente en el área. El movimiento del contacto entre el gas y el aceite, así como el correspondiente al agua y el aceite, permitieron desalojar una elevada proporción del petróleo impregnado en rocas saturadas. Un tercer mecanismo de empuje –el de segregación gravitacional- se debe a la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus densidades. Así por ejemplo, siendo el agua más pesada que el petróleo, esta tiende a ubicarse en la parte inferior del yacimiento. Finalmente, la expansión misma de los fluidos contribuyó también de manera importante al desplazamiento del crudo. Estos mecanismos y la calidad de las rocas hicieron posible drenar eficientemente los yacimientos de Cantarell, lográndose factores de recuperación del petróleo excepcionalmente altos (40.68%).

Para mantener la presión de los yacimientos de Cantarell se consideró la opción de inyectarles gas natural o nitrógeno. La recuperación final esperada con ambos fluidos era muy similar, aunque marginalmente mayor si se utilizaba gas natural. Sin embargo, en términos de su beneficio económico, la inyección de nitrógeno era una alternativa más atractiva, porque su costo era menor. El nitrógeno ha sido adquirido a un precio de 38 centavos de dólar por millar de pies cúbicos, mientras que el precio promedio de referencia externa del gas natural ha sido, entre el año 2000 y junio de 2009 de cerca de 6 dólares por millar de pies cúbicos, un nivel casi 16 veces mayor. Aún al incorporar el costo de eliminar el contenido de nitrógeno de la corriente de gas producido en Cantarell, la diferencia es enorme. El argumento económico fue claro: el costo de oportunidad de inyectar 1.2 mmpcd de gas en lugar de nitrógeno era la importación adicional de gas que ello suponía, dado el balance nacional esperado de gas de los años noventa y de la primera década del presente siglo.

Una de las premisas básicas para inyectar nitrógeno es la necesidad de detener el avance del contacto agua-aceite; sin embargo, los ingenieros **José Luís Sánchez Bujanos, Guillermo Ortega y Antonio Acuña Rosado**, aseguran en la revista

Ingeniería Petrolera de mayo de 1998, respecto al contacto agua-aceite, que "en los últimos años prácticamente no se nota avance". La compañía asesora Netherland-Sewell (N-S) concluye que la inyección de nitrógeno puede reducir la recuperación; sin embargo el **Dr. Tomás Limón Hernández**, en el Boletín del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de enero de 1998, indica que con la inyección de nitrógeno será posible obtener un volumen adicional recuperable de 2000 millones de barriles.

La compañía asesora N-S, justifica y recomienda el mantenimiento de la presión por inyección de nitrógeno con la finalidad de sostener la producción, ya que ésta, que inicialmente era de 30 000 barriles por día (bpd) había declinado a menos de 7000 bpd por pozo; sin embargo, la terminación reciente de pozos con tuberías de mayor diámetro ha permitido producir más de 20000 bpd por pozo. Se demuestra así en forma indiscutible y definitiva que se puede no tan sólo sostener sino incrementar la producción sin necesidad de inyectar nitrógeno.

Mediante cálculos erróneos la compañía asesora N-S concluye que no es rentable la aplicación del Bombeo Electrocentrífugo (BEC), debido a sus altos costos de inversión, operación y mantenimiento, por la problemática operativa que presenta y por la pérdida de recuperación que implica. Al respecto cabe mencionar que el BEC se utiliza prácticamente en todo el mundo. En el Mar del Norte hay más de 10 campos con BEC y en Estados Unidos más de 23 000 pozos.

La contradicción mayor corresponde a las reservas auditadas por N-S. Esta compañía asesora en realidad degrada las reservas de Cantarell al convertirlas de reservas probadas a no probadas, ya que de acuerdo con la definición de reservas establecida por la *Securities and Exchange Commission (SEC)*, sólo se consideran reservas probadas cuando se haya mediado una prueba de campo, que en este caso no se ha realizado. Al respecto cabe señalar que dicha prueba pudo realizarse en el yacimiento Chac del Campo Cantarell o en algún otro yacimiento de la región marina donde se repite la misma columna geológica que se presenta en el Campo Cantarell⁵.

En los últimos 30 años, la prodigiosa historia natural de Cantarell ha dominado la trayectoria de la producción petrolera del país. Su primera producción se obtuvo tan sólo tres años después de haber sido descubierto en 1976 y aumentó a más de 1 mmbd en 22 meses, estabilizándose en torno a este nivel durante los siguientes 15 años. En 1996, Pemex estructuró un ambicioso proyecto, complejo y de gran escala, que tuvo por objeto aumentar la recuperación final de petróleo y duplicar el volumen producido en este campo súper-gigante. Fue necesario desarrollar una nueva perspectiva integral y de largo plazo del comportamiento de sus yacimientos, para optimizar la explotación.

Era imperativo frenar la caída de presión registrada, que ponía en riesgo el valor económico de este activo. Se perforaron pozos, se construyó infraestructura adicional y se desarrolló un programa de mantenimiento de la presión de sus yacimientos. Su éxito fue notable: la producción de petróleo crudo de Cantarell aumentó a 2.2 mmbd. Sin embargo, por tratarse de recursos finitos no renovables, la bonanza llegó inevitablemente a su fin. **En febrero de 2009 la producción de Cantarell había sido superada por la de Ku-Maloob-Zaap** y, en junio, la producción había descendido a 30 por ciento del pico alcanzado. El ritmo de la declinación observada es absolutamente inusual en campos de grandes dimensiones, incluso si se les compara con yacimientos

de declinación acelerada, explotados en aguas profundas. Desafortunadamente, cuando un campo súper-gigante declina, su impacto tiende a ser abrumador y muy difícil de compensar.

La producción petrolera de México está en franco proceso de declinación: ha caído en más de 900 mbd y cerca de las dos terceras partes de las reservas originales ya fueron producidas. La madurez de estas reservas obliga a centrar la discusión en torno al ritmo de disminución de la producción y a la manera de administrar este proceso. Por ahora, nada permite suponer que la producción podrá sostenerse a su nivel actual de 2.5 mmbd. Además, debe tenerse presente que será cada vez más difícil y costoso mantener la producción. **Sólo una oleada de grandes descubrimientos o la implantación de procesos de recuperación mejorada en los yacimientos maduros, permitirían revertir esta tendencia.** Aún así, su impacto sobre la producción no sería perceptible antes de 8 a 10 años, a partir de la fecha en la que se hicieran tales descubrimientos. Mientras tanto es importante contar con un buen pronóstico del futuro ritmo de declinación de Cantarell y de los principales campos productores maduros del país. Dichas tasas determinan críticamente el volumen de capacidad adicional que se requiere instalar, y la inversión que se necesita realizar, para hacer frente al crecimiento de la demanda interna de hidrocarburos, y para generar un cierto excedente exportable de petróleo.

Como sucede en las mejores familias, también otras importantes provincias petroleras, cuyo desarrollo fue contemporáneo al del Sureste mexicano, comenzaron su declinación hace algún tiempo. Esto explica el estancamiento y, más recientemente, la baja en la producción de países que no forman parte de la OPEP. El desarrollo de nuevas provincias en Rusia, el Mar Caspio y Brasil ha permitido moderar la caída. La producción petrolera de Siberia Occidental declina desde 1988, si bien tuvo un repunte temporal a finales de los años 90 y la primera mitad del presente decenio. Alaska alcanzó su máximo nivel de producción en 1989, Gran Bretaña en 1998, Noruega en 2001 y México en 2004. Llama la atención que la declinación en estas provincias petroleras fue precedida por la de sus campos de mayor tamaño: Samotlor, Prudhoe Bay, Statfjord, Forties, Ekofisk y Cantarell; respectivamente.

La elevada concentración de la producción en unos cuantos campos súper-gigantes y gigantes en cada una de estas provincias explica su declive. Paradójicamente, la tecnología parece haber contribuido a acelerar el ritmo de la declinación, sobre todo en regiones mar adentro. Nuevas tecnologías, avances en la ingeniería de pozos y de yacimientos, así como mejores prácticas, permiten un mejor barrido del yacimiento que logra drenarlos más eficientemente y alcanzar factores elevados de recuperación de petróleo, pero aceleran la velocidad de la declinación una vez que esta se inicia.

1.2.2. Reservas

Pemex cuenta con una serie de 13 estimaciones anuales de las reservas originales de Cantarell, que fueron auditadas por empresas de ingeniería especializadas a partir de finales de 1996. Las estimaciones son consistentes; fueron hechas con base en principios y criterios utilizados internacionalmente, y sus ajustes han tendido a ser graduales. No se han presentado verdaderas sorpresas. Son el producto de un sistema robusto de administración de reservas, cuyos resultados detallados son publicados

periódicamente. A partir del año 2000, las reservas originales han disminuido a una tasa media anual ligeramente superior al 1 por ciento. Antes habían aumentado gracias al descubrimiento del bloque Sihil, que también forma parte del Complejo Cantarell, y a otros ajustes menores (ver Fig. 1.2).



Fig. 1.2. Producción mensual de crudo y promedio mensual en Cantarell

Fuente (www.pemex.com)

Es usual que estimaciones sucesivas de reservas incrementen el volumen de hidrocarburos recuperables de campos ya descubiertos. Múltiples factores contribuyen a explicar este proceso de crecimiento o apreciación de reservas, que se presenta en casi todos los sistemas petroleros, y que constituye la principal fuente de reservas adicionales en regiones maduras. Entre ellos destacan la extensión de los límites de los campos, tanto por una perforación más intensiva como por el desarrollo extensivo a zonas periféricas; mejoras en las tecnologías de perforación, terminación, recuperación y producción; avances en la tecnología de exploración, particularmente más y mejor información sísmológica; y una comprensión más profunda de la geología y de la ingeniería de los yacimientos a partir de información adquirida conforme maduran los campos. Sorprende que en Cantarell no se haya dado en la presente década revaloración alguna de reservas. Una posible explicación es que este crecimiento quedó registrado en 1996, cuando se hizo la primera estimación de reservas bajo criterios aceptados internacionalmente.

Entre fines de 1996 y de 2008, las reservas remanentes de Cantarell disminuyeron 69 por ciento. A la producción acumulada se agregaron todos los años revisiones a la baja de las reservas estimadas, salvo en 1999. Esta tendencia se reforzó en los últimos cuatro años, una vez iniciado el proceso de declinación del volumen producido. Las revisiones realizadas fueron el fruto de nueva información geológica y geofísica, de operación y de comportamiento de yacimientos, así como de la perforación de nuevos pozos de desarrollo. En este breve lapso las reservas probadas cayeron 51 por ciento; el 29 por ciento de dicha disminución es atribuible a la revisión a la baja de las estimaciones, un signo ominoso en esa etapa de la vida de Cantarell. Visto retrospectivamente, no deja de sorprender la caída experimentada en la vida media de

las reservas. Al iniciarse el Proyecto Cantarell en 1997 la relación de reservas probadas a **producción era de 24 años y hoy es de sólo 8 años.**

Pemex estima extraer el 48 por ciento del volumen original de petróleo que se encontró en Cantarell y el 51 por ciento del yacimiento Akal. Si bien estos factores de recuperación son un poco inferiores al anticipado en los grandes campos de petróleo ligero en el Mar del Norte, son muy superiores a los de campos de crudo pesado en esa y en otras provincias petroleras. Es también sustancialmente mayor al de otros campos gigantes y súper-gigantes de México y al promedio nacional. Este último es de 25 por ciento y, si se excluyen Chicontepec y el propio Cantarell, es de 30 por ciento. El factor de recuperación de Cantarell se estabilizó en 50 por ciento entre 2002 y 2003. Sin embargo, una vez iniciada su declinación se registró una discontinuidad que redujo este factor en tres puntos porcentuales. Esta evolución es preocupante y Pemex deberá desplegar sus mejores esfuerzos y evitar descensos adicionales. El valor de aumentar (o disminuir) un punto porcentual el factor de recuperación es sustancial. Actualmente, equivale a 745 millones de barriles de crudo que, a un valor de 65 dólares el barril, ascienden a 48 mil millones de dólares. **Estas cifras son indicativas del valor potencial de un programa de recuperación mejorada en Cantarell.**

El factor de recuperación final esperado de Cantarell es, a todas luces, excepcional. Es el producto de un eficaz proceso de recuperación primaria logrado con la energía natural de sus yacimientos y mediante el bombeo neumático en sus pozos. **Más tarde, el mecanismo de recuperación secundaria seleccionado –el mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno– resultó particularmente efectivo. Resta ahora experimentar con mecanismos de recuperación mejorada como puede ser la inyección de productos químicos, implantación de procesos térmicos o de desplazamiento miscible. Ello deberá hacerse lo antes posible para no perder la oportunidad que estas tecnologías aún pueden brindar para prolongar la vida económica de este complejo.**

1.3 INFORMACIÓN GENERADA EN MÉXICO RESPECTO A RECUPERACIÓN MEJORADA⁶

En la **Fig. 1.3** se puede apreciar la reducida aplicación de los procesos de recuperación mejorada en México.

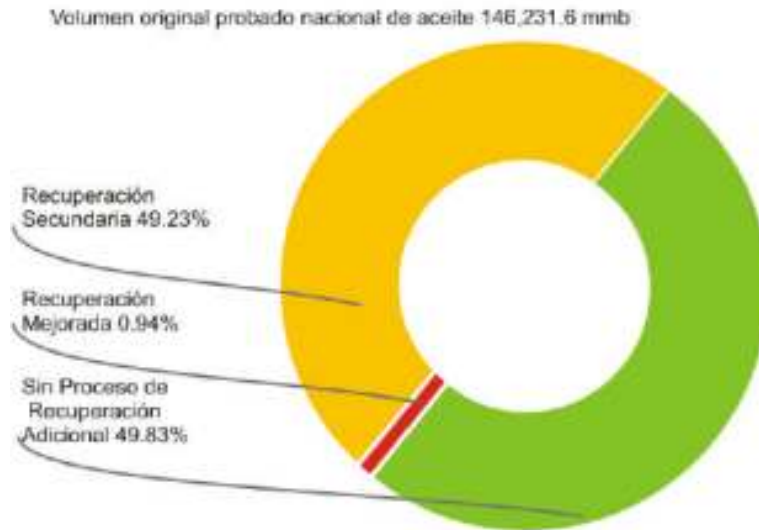


Fig. 1.3. Distribución del volumen original probado de aceite descubierto en México, entre los procesos de recuperación adicional de aceite
Fuente (Recuperación secundaria y mejorada en México, Pemex Anuario 2007).

En cuanto a la geología, la **Fig. 1.4** muestra que son los carbonatos naturalmente fracturados donde se han aplicado la mayor cantidad de procesos de recuperación adicional.



Fig. 1.4. Distribución del volumen original sometido a proceso de recuperación adicional, agrupado por tipo de roca
Fuente (Recuperación secundaria y mejorada en México, Pemex Anuario 2007).

Finalmente en la **Tabla 1.4** se muestra el status actual de la recuperación mejorada en México; como se puede observar, a la fecha se desarrollan 29 proyectos de recuperación adicional de aceite (recuperaciones secundaria y mejorada).

Tabla 1.4. Resumen de los proyectos de recuperación adicional de aceite en México distribuidos entre las regiones de PEP, conforme al tipo de roca

Fuente (Recuperación secundaria y mejorada en México, Pemex Anuario 2007).

Región	Fluido	Carbonatos NF	Carbonatos	Arenas	Total
Marina NE					2
	N ₂ .	2			2
Marina SO					1
	Agua	1			1
Norte					8
	Agua		7		7
	Gas hidrocarburo		1		1
Sur					18
	Agua	4		12	16
	CO ₂ .	2			2
Total Nacional		9	8	12	29

Referencias Capítulo 1

1. Fayers, F. J.: *Enhanced Oil Recovery*. Edit. Elsevier, 1981.
2. Shannon, L. y Matheny, J.: *EOR Methods Help Ultimate Recovery*, Oil and Gas Journal, 1981. pp. 79.
3. Latil, M.: *Enhanced Oil Recovery*, Editions Technip, 1980.
4. Lajous, A.: *El Ocaso de Cantarell*. Junta de Gobierno del Oxford Institute for Energy Studies, 2009.
5. Garaicochea, P. F.: *Cantarell ???*, Grupo Ingenieros Pemex Constitución del 17, 2008.
6. Rivera, R. J.: *La Recuperación Mejorada en México, ponencia presentada en la Semana de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Octubre 2009*.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Las etapas de la vida productiva de un yacimiento pueden ser subdivididas en tres grandes categorías: recuperaciones primaria, secundaria y mejorada. En el proceso primario, el aceite es forzado a salir del yacimiento petrolero por los mecanismos naturales de expulsión de los fluidos, como expansión del aceite con su gas disuelto, entrada de agua, etc. Cuando la presión del yacimiento ha disminuido y se tiene la suficiente información desde el punto de vista técnico y económico, se puede inyectar agua o gas para mantener o al menos reducir la rapidez de declinación de la presión existente en el yacimiento, así como reducir también el ritmo de declinación la producción y aumentar la recuperación final. La conversión de algunos pozos productores a pozos inyectoros y la subsecuente inyección de gas o agua para desplazar el aceite en el yacimiento, ha sido denominada como recuperación secundaria de aceite.

El aceite final recuperado de ambos procesos, primario y secundario, está en un rango que va del 20 hasta el 50% del volumen original, **comúnmente**, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento, así como los mecanismos de expulsión de fluidos que actúen¹. El objetivo de los procesos de recuperación mejorada es producir parte del aceite remanente en el yacimiento, bajo condiciones económicas favorables.

Existen varios procesos de recuperación mejorada a considerar: (1) Inyección de productos químicos con el agua, (2) Recuperación térmica de aceite y (3) Métodos de desplazamiento miscible. Estos y otros procesos, en los que varios mecanismos están relacionados en la recuperación de aceite, son brevemente descritos en este capítulo

2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

La eficiencia del desplazamiento del aceite en la etapa de recuperación primaria depende de las propiedades del sistema roca-fluidos y de los mecanismos de empuje que existan en el yacimiento petrolero. Estos mecanismos son: (1) Expansión del gas disuelto, (2) Fuerzas gravitacionales, (3) Empuje hidráulico, y (4) Fuerza expulsiva debida a la compactación de las rocas del yacimiento pobremente consolidadas (Expansión de la roca y de los fluidos). Estos mecanismos en el yacimiento pueden actuar simultáneamente o en forma secuencial, dependiendo de la composición y de las propiedades del yacimiento.

La fuerza de segregación gravitacional es más efectiva en yacimientos inclinados, donde existen facilidades para el flujo del aceite. Esta fuerza por sí sola, es muy efectiva desplazando grandes cantidades de aceite hacia los pozos productores. La capacidad del agua para barrer la zona de aceite depende de la distribución de presiones en el yacimiento y de la permeabilidad.

2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

El mecanismo general de la recuperación de aceite es el desplazamiento de los hidrocarburos a los pozos productores y es debido a la diferencia de presión entre el yacimiento y la presión de los pozos productores. Así, los objetivos de la Recuperación Mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR) son adicionar energía al yacimiento, además de incrementar la movilidad del aceite a través de la reducción de su viscosidad o disminuir la tensión interfacial entre los fluidos desplazantes y el aceite.

La recuperación secundaria puede consistir en el mantenimiento de presión o en un barrido de aceite por inyección de agua y/o gas en un arreglo de pozos, las operaciones efectuadas a escala de pozo, no se consideran como procesos de recuperación mejorada.

Los procesos EOR incluyen la aplicación desde un vacío en el pozo, la inyección de gas, aire, agua y/o soluciones acuosas de productos químicos o polímeros.

El decaimiento de la presión en el yacimiento durante la recuperación primaria puede ser restaurado parcialmente inyectando gas al yacimiento. Los métodos de inyección de gas pueden ser subdivididos en tres categorías: (a) Restauración de presión, (b) Mantenimiento de presión y (c) Manejo de gas, dependiendo del camino a elegir, el gas se inyecta al yacimiento.

En el método de *restauración de presión*, el gas es inyectado en la formación a través de un solo pozo mientras que los demás pozos permanecen cerrados hasta que la presión se restaura en el yacimiento. Esto puede tomar mucho tiempo, desde un año o más. Cuando la presión deseada del yacimiento se alcanza, la inyección de gas se detiene y todos los demás pozos comienzan a producir aceite bajo la influencia de la presión artificialmente incrementada.

En el método de *mantenimiento de presión*, el gas proveniente de los pozos productores es recomprimido e inyectado dentro de pozos seleccionados, antes de que la presión del yacimiento decline totalmente. En este método, algunos pozos son operados como pozos de inyección considerando que otros son operados como pozos productores. En el método de *barrido de gas*, éste es inyectado al yacimiento bajo presión, en un flujo continuo desde los pozos de inyección hasta los pozos productores.

Después de la etapa de recuperación primaria, la presión de los yacimientos depresionados puede ser restaurada con la *inyección de agua*, aunque no necesariamente este proceso tiene que ser implantado. En los procesos de inyección de agua, ésta es inyectada en el yacimiento a través de pozos inyectoras. El agua desplazará al aceite a través de las rocas del yacimiento hacia los pozos productores. Para la inyección de agua, el arreglo más común de pozos productores e inyectoras en Estados Unidos es el llamado *arreglo de cinco pozos*, mostrado en la **Fig. 2.1**, donde el agua es inyectada en el pozo central desplazando el aceite hacia los cuatro pozos productores localizados en las esquinas. La **Fig. 2.1** muestra el mecanismo de desplazamiento de aceite a través de las rocas del yacimiento por la influencia de la inyección del agua. Para mejorar la eficiencia de la inyección de agua, algunos productos químicos como cáusticos o polímeros son agregados al agua.

Las investigaciones de Reisberg y Doscher² consideraron de gran importancia el disminuir la tensión interfacial con la ayuda de inyección de cáusticos, los cuales podrían dar lugar a la formación de una emulsión de aceite en agua. Así, el aceite sería producido como una emulsión con baja viscosidad, porque la emulsión adopta la viscosidad de la fase externa.

La eficiencia de la inyección de agua puede ser también incrementada disminuyendo la relación de movilidades agua-aceite, M , la cual se define como:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \dots\dots\dots (2.1)$$

donde:

- λ_w = movilidad del agua, mD/cp.
- λ_o = movilidad del aceite, mD/cp.
- k_w = permeabilidad efectiva al agua, mD.
- k_o = permeabilidad efectiva al aceite, mD.
- μ_w = viscosidad del agua, cp.
- μ_o = viscosidad del aceite, cp.

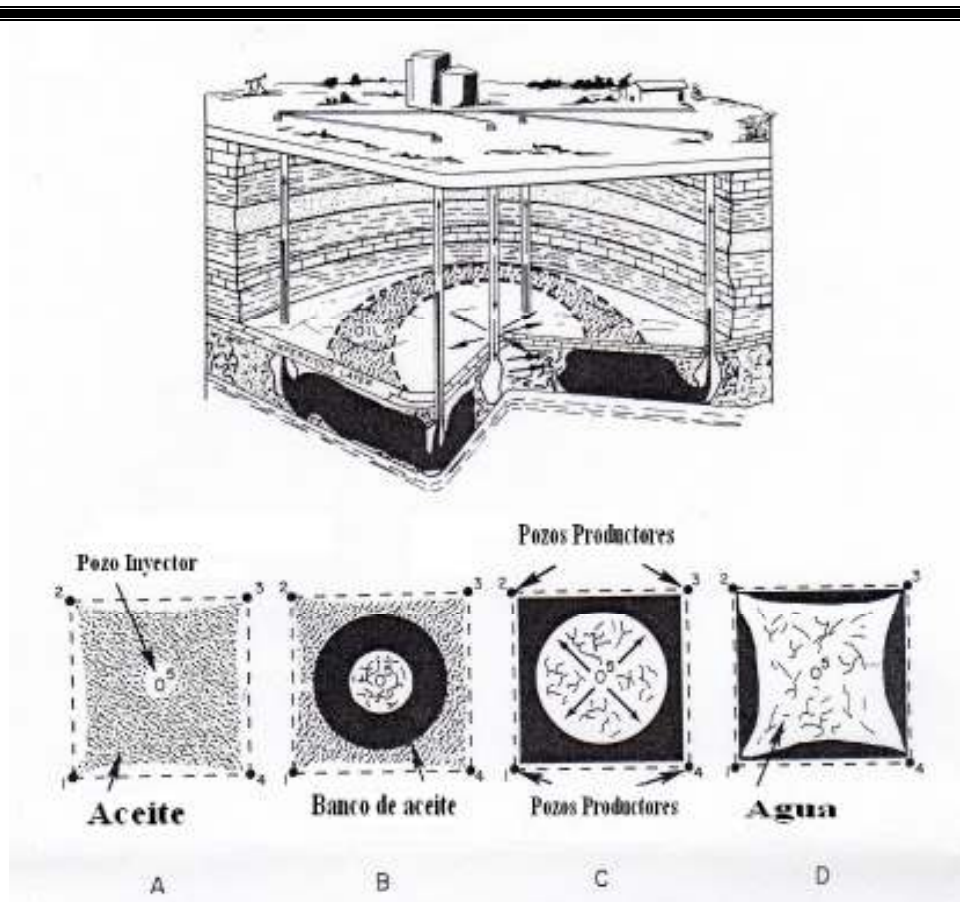


Fig. 2.1 Desplazamiento del aceite a través del medio poroso por inyección de agua (arreglo de cinco pozos). Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

Una relación de movilidades más grande que la unidad es desfavorable porque el agua se mueve mejor que el aceite. El agua se movería a través de la zona del aceite y, por lo tanto, reduciría la eficiencia de la recuperación. Si la relación de movilidades es menor a uno, el desplazamiento de aceite por agua ocurriría más o menos como un desplazamiento tipo pistón, que es más eficiente. En la inyección de agua, la relación de movilidades puede ser reducida disminuyendo la movilidad del agua, lo cual, puede ser logrado adicionando productos químicos como alcoholes, azúcares, glicerina, polímeros, etc., al agua a inyectarse. Bajas concentraciones de polímeros (250-1500 ppm) en el agua pueden reducir la relación de movilidades drásticamente.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación terciaria, que es la tercera etapa de producción, ha sido la que se aplica después de la inyección de agua (o de cualquier proceso secundario usado). En los procesos terciarios se han usado fluidos miscibles, productos químicos y energía térmica, para el desplazamiento adicional de aceite después de que un proceso de recuperación secundaria ya no sea rentable.

En otras situaciones, el proceso terciario podría ser aplicado como una operación secundaria, en lugar de la inyección de agua. Esta acción podría ser dictada por factores técnicos y económicos, tales como la naturaleza del proceso terciario, disponibilidad de reactivos de inyección, etc. Por ejemplo, si la inyección de agua antes

de la aplicación del proceso terciario disminuye la eficiencia, entonces la etapa de inyección de agua podría ser razonablemente omitida.

A causa de estas situaciones, el término “Recuperación Terciaria” no es aprobado dentro de la literatura de la Ingeniería Petrolera, cambiándolo por Recuperación Mejorada que en inglés es “Enhanced Oil Recovery” (EOR) y se ha convertido en lo más aceptado, también se le conoce como “Improved Oil Recovery” (IOR).

Los procesos de recuperación de aceite ahora son clasificados como: Primarios, Secundarios y de EOR. La clasificación mostrada es claramente útil, ya que se establecen las bases para la comunicación efectiva entre técnicos. Sin embargo, esto también tiene una utilidad práctica en la instrumentación de impuestos y reglas de contabilidad¹.

Los procesos de EOR son principalmente por la inyección de gases, productos químicos y el uso de energía térmica. Los gases usados en los procesos son gases hidrocarburos, CO₂, nitrógeno (se contempla dentro de este rubro, al ser considerado éste un gas inerte y que entra dentro de la clasificación de los métodos de desplazamiento miscible)³ y gases de combustión. Para fines prácticos, el uso de gas se ha de considerar un proceso de EOR si la eficiencia de recuperación depende de otro mecanismo donde no haya habido desplazamiento frontal miscible.

Un gran número de productos químicos se han usado comúnmente como son polímeros, tensoactivos y solventes hidrocarburos.

Los procesos térmicos consisten típicamente en el uso de vapor o agua caliente; también pueden depender de la generación *in-situ* de energía térmica, a través de la combustión del aceite que se encuentra en la formación.

Los procesos de EOR implican la inyección al yacimiento, de uno o varios fluidos de diferentes tipos. Estos fluidos inyectados y los procesos de inyección proveen energía al yacimiento, para así desplazar al aceite hacia los pozos productores. Adicionalmente, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluidos del yacimiento, creando las condiciones favorables para la recuperación del aceite. Estas interacciones pueden dar lugar a: reducir la tensión interfacial, reducir la densidad del aceite, disminuir la viscosidad del aceite, cambiar la mojabilidad o crear un comportamiento favorable de fases.

La interacción se ha atribuido a mecanismos físicos y químicos, debidos a inyección de fluidos o generación de energía térmica. **La simple inyección de agua o de gas seco para el mantenimiento de presión o desplazamiento de aceite es excluida de la definición.**

Los procesos de EOR a menudo implican la inyección de más de un fluido¹. En un caso típico, un volumen relativamente pequeño de un producto químico costoso (primer bache) es inyectado para movilizar al aceite en un frente de inyección.

Este primer bache es desplazado con un volumen más grande de otro producto químico relativamente poco caro (segundo bache). El propósito del segundo bache es desplazar al primero eficientemente y con el menor deterioro posible.

En algunos casos, fluidos adicionales de una unidad de costo más baja son inyectados después del bache secundario, para reducir costos¹. En tales casos de múltiple inyección de fluidos, todos los fluidos inyectados han de considerarse parte del proceso de EOR, aunque el producto que ha sido inyectado uniformemente al final, pueda ser agua o gas seco, inyectado solamente para crear un desplazamiento volumétrico de los fluidos previamente inyectados dentro del proceso.

2.4 YACIMIENTO CANDIDATO PARA UN PROCESO DE EOR

Las características físico-químicas del aceite a recuperar son variadas: corresponden desde aceites pesados (alta viscosidad y alta densidad) hasta aceites volátiles (baja viscosidad y una baja densidad). Este rango de aceites involucra una gran gama de propiedades físico-químicas; por tal motivo la tecnología de EOR no puede enfocarse a un tipo particular de aceite.

Claramente, un proceso complicado de EOR no podrá ser aplicable a todos los crudos, ya que los procesos conllevan diferentes tecnologías, las cuales habrán de ser ajustadas al tipo de aceite.

Una dificultad paralela consiste en los tipos de yacimientos, que varían desde formaciones de carbonatos a profundidades someras o considerablemente profundas, hasta pequeños cuerpos de arena.

Finalmente, la saturación, distribución y composición física del aceite en el yacimiento, como resultado de las operaciones de producción realizadas, son factores importantes en la implantación de un proceso de EOR. Tradicionalmente, a un yacimiento que experimentó una producción primaria, le sigue la inyección de agua como fuente de energía.

La recuperación en yacimientos individuales, según una gran cantidad de estudios realizados en EUA^{4,5} mediante la implantación de los procesos de EOR, puede acercarse a un total promedio, incluyendo recuperaciones primaria y secundaria, si es el caso, de 43% del aceite original, cuando la inyección de agua alcanza el límite económico. El aceite remanente detrás del frente de inyección de agua, queda en gran parte aislado como gotas entrampadas dentro de los poros o como películas de aceite alrededor de las partículas de roca; esto depende de la mojabilidad de la roca.

En las regiones barridas, la saturación de aceite remanente normalmente es alrededor de 30%. Un proceso EOR necesita ser capaz de movilizar las gotas de aceite y crear un banco de aceite que pueda ser propagado eficientemente hacia los pozos productores y de mejorar la eficiencia volumétrica, todo esto en condiciones económicas favorables.

En algunos casos, los procesos de EOR son implantados como una etapa de producción primaria, después de obtener la información técnica y la económica

mínimas, para la planeación necesaria. La situación en la que el aceite presente una viscosidad tal que no pueda ser producido en cantidades económicamente viables, ya sea por mecanismos primarios o por inyección de agua, el uso de energía térmica disminuye la viscosidad del aceite, por lo cual es generalmente el proceso preferido en tal caso. Una vez más, un proceso de EOR debe de mover el aceite y desplazarlo eficientemente hacia los pozos productores, en condiciones económicas favorables.

En resumen, el aceite remanente, con una saturación promedio aproximada de 57% del volumen original, es un recurso muy importante para implantar un proceso de EOR y se encuentra bajo muchas circunstancias: El tipo de aceite, el yacimiento, la formación, la buena distribución del aceite, la saturación, el estado físico resultado de operaciones pasadas, etc., todos estos aspectos y el económico deben ser considerados particularmente para el diseño de un proceso de EOR en cada yacimiento.

Esta diversidad ha conducido al desarrollo de una amplia variedad de procesos de EOR, los cuales pueden ser considerados para su implantación, dependiendo del caso que se presente.

2.5 CARACTERÍSTICAS IDEALIZADAS DE UN PROCESO DE EOR

2.5.1. Eficiencias de desplazamiento microscópico y macroscópico

La eficiencia total de desplazamiento, en cualquier proceso de recuperación de aceite, puede ser considerada convenientemente como el producto entre la eficiencia de desplazamiento microscópico y la eficiencia de desplazamiento macroscópico. Es decir:

$$E = E_D E_V$$

donde:

E = eficiencia total de desplazamiento (volumen de aceite @ cs recuperado por el proceso entre volumen de aceite a las mismas condiciones al inicio del proceso).

E_D = eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como una fracción de la eficiencia total de desplazamiento.

E_V = eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) expresada como una fracción de la eficiencia total de desplazamiento.

Además, E_D es el volumen de aceite desplazado de los poros que se ponen en contacto con el fluido desplazante, entre el volumen de aceite que había en esos poros antes del proceso de desplazamiento.

El desplazamiento microscópico se relaciona con la movilización de aceite a una escala de poro; E_D es la medida de efectividad del fluido desplazante en movimiento, donde entra en contacto con el aceite, desplazándolo por los poros dentro de la roca. La E_D es reflejada en la magnitud de la saturación remanente S_{or} , en las regiones que entran en contacto con el fluido desplazante.

El desplazamiento macroscópico se relaciona con la efectividad de los fluidos desplazantes en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. El mismo concepto general de transportación, en términos alternativos, es la eficiencia de barrido. E_V es la medida de cómo el fluido desplazante barre efectivamente, el volumen del yacimiento tanto areal como verticalmente, así como qué tan efectivamente el fluido desplazante mueve el aceite desplazado hacia los pozos productores. Ambos barridos, vertical y areal, deben de ser considerados y a menudo es muy útil subdividir E_V en el producto de las eficiencias de desplazamientos vertical y areal.

La E_V se ve reflejada en la magnitud de la saturación promedio de aceite remanente total, \bar{S}_{or} , debido a que este promedio es basado en el aceite residual del yacimiento, tanto en las partes barridas como en las no barridas.

Considere la magnitud de estas eficiencias en una inyección de agua típica. Por ejemplo se tiene una saturación al inicio del proceso $S_{oi} = 0.60$ y una saturación de aceite remanente en la zona barrida $S_{or} = 0.30$:

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

Una eficiencia de barrido volumétrica típica en una inyección de agua, en un yacimiento relativamente homogéneo y para un cierto arreglo de pozos, E_V , en su límite económico es del orden de 0.7 (según estudios realizados en EUA)^{2,6}. Por lo tanto:

$$E = E_D E_V = 0.50(0.70) = 0.35$$

Así, la eficiencia de desplazamiento total por inyección de agua es de cerca de una tercera parte del total al inicio de una inyección típica de agua, la cual también representa la eficiencia de recuperación de aceite (despreciando los efectos de volumen asociados a cambios de presión).

Este escenario de la tercera parte de aceite recuperado al final de un proceso de inyección de agua no es un resultado universal aplicable a todos los yacimientos, es más bien un promedio. El rendimiento individual de los yacimientos con eficiencias de recuperación altas o bajas, depende de las características particulares del yacimiento y del aceite. Sin embargo, el resultado está indicando que siguen quedando cantidades significativas de aceite al final de una inyección de agua o detrás del frente de inyección, **del orden de 2/3 del volumen original**. Se ha visto que este aceite remanente es el resultado de dos factores:

El primero, detrás del frente de inyección de agua, queda la saturación de aceite residual.

El segundo, una porción grande del yacimiento no es barrida por el agua inyectada y el aceite no ha sido desplazado en esos lugares; es decir, no existe continuidad y el aceite queda entrampado, por tal motivo no fluye a los pozos productores.

En un proceso de EOR se busca que E tienda a 1.0; en un proceso de EOR donde la eficiencia total pudiera ser 1.0, entonces la S_{or} sería cero, que significa que el proceso sería ideal. Esto se da si el fluido desplazante primario o primer bache ha barrido por completo el aceite, dentro de los poros conectados, hacia los pozos productores.

Los fluidos que se han estado utilizando como desplazadores primarios o como primer bache, tienen una o más interacciones físico-químicas favorables con el aceite. Los fluidos que se han estado utilizando como desplazantes del primer bache, idealmente también deberían tener una interacción favorable. La meta aceptable de un fluido para el proceso de EOR es, mantener interacciones favorables el mayor tiempo posible, cuando se aplica el proceso de inyección.

Un fluido ideal desde el punto de vista técnico para el proceso de EOR, es aquel que tenga una condición favorable de movilidades con el fluido que se habrá de desplazar y adicionalmente que esta condición favorable se mantenga durante todo el proceso. Además, la densidad de un fluido ideal para el proceso de EOR, debería ser comparativamente igual que la del fluido desplazado, excepto si la inyección habrá de hacerse en alguna dirección (ejemplos son debajo del contacto gas aceite o por arriba del contacto gas aceite).

2.6 CONSIDERACIONES PRÁCTICAS

Los fluidos que poseen las propiedades necesarias para crear buenas eficiencias de desplazamiento, tanto macroscópica como microscópica, son ciertamente conocidos o pueden desarrollarse. Una consideración práctica, es que los fluidos son costosos; para el caso de los procesos térmicos, se requiere de una gran infraestructura para desarrollar energía térmica, ya que el transporte de los fluidos de combustión es complicado.

Las interacciones naturales del flujo dentro del medio poroso con el sistema roca-fluidos, provocan la reducción o disminución en la efectividad.

Por ejemplo, las mezclas de fluidos causadas por la concentración del fluido de inyección, provocan el cambio en la adsorción física, perdiendo certeza en los componentes químicos del frente de inyección. Para los procesos térmicos, la conducción térmica a lo largo del proceso alcanza bloques que no son de interés, lo que genera pérdidas de energía térmica.

Las pérdidas de energía térmica o cambios en los componentes químicos, se deben a que el diseño del frente de inyección no se ajusta a los requerimientos del yacimiento; por lo que se debe tomar en cuenta muy bien el tamaño del bache de fluido desplazante, ya que así se podrán soportar las pérdidas de energía térmica o los cambios químicos y el bache actuará efectivamente durante todo el proceso.

Así, el tamaño del bache y su unidad de costo, así como los demás costos, han de ser las mayores consideraciones en el diseño de un proceso de EOR. De hecho, el costo de los fluidos de inyección y el precio del aceite (considerar la inestabilidad de los precios), son los dos factores más importantes que controlan la implantación económica de un proceso de EOR.

Otra consideración es el manejo del fluido de EOR y su compatibilidad general con el sistema integral de producción. Fluidos extremadamente tóxicos o corrosivos no son buenos candidatos para ser fluidos de EOR, ya que éstos necesitan de instalaciones superficiales especiales y de un manejo muy delicado en cuanto al factor humano, haciendo que el costo se incremente y su aplicación sea limitada.

Otro factor a considerar es la disponibilidad del fluido de EOR; si un proceso de EOR es aplicado en un yacimiento grande, la cantidad de fluidos requeridos para éste sería mayor en comparación con un yacimiento pequeño. Si este proceso fuera aceptado para aplicarse en diferentes partes alrededor del mundo, la demanda volumétrica podría ser un factor limitante en su aplicación.

Un estudio⁶ de la oficina de asesoramiento tecnológico de EUA, indicó que el total de CO₂ requerido para este país podía alcanzar los 50×10^{12} pies³. Mientras el CO₂ se encuentre de manera natural en yacimientos del subsuelo o sea un subproducto de algunas operaciones industriales, como son: producción de fertilizantes y amoníaco, esta demanda proyectada será muy difícil de satisfacer, especialmente cuando sean considerados los factores geográficos.

La implantación y el éxito o fracaso de un proceso de EOR, son siempre afectados por las condiciones geológicas del yacimiento y las heterogeneidades que éste presente, así como por los aspectos económicos. Los procesos que son bien entendidos a condiciones de laboratorio y diseñados para las condiciones particulares del yacimiento, puede ser que fallen cuando se implanten en el yacimiento a causa de factores geológicos o bien que no sean exitosos debido a los aspectos económicos.

Estos factores geológicos podrían disminuir considerablemente la efectividad del bache, creando puentes donde se presente la canalización del frente de inyección, principalmente en las zonas de mayor permeabilidad o en las fracturas. Similarmente, el flujo podría no moverse uniformemente a causa de las variaciones en las propiedades de la roca. Una inesperada adsorción química puede suscitarse en un cierto momento, causando el deterioro del frente de inyección. Factores como estos, si no son propiamente identificados y entendidos antes del inicio del proceso, seguramente serán una causa de que el proyecto no sea exitoso.

Un gran número de procedimientos logran ser de gran ayuda en la descripción geológica, por ejemplo: evaluación geológica de núcleos y de registros geofísicos, secciones geológicas y correlaciones entre pozos, estudios de caracterización dinámica de yacimientos, pruebas de laboratorio e investigación sísmica; son sólo algunas de las herramientas que se han estado utilizando antes de la implantación de cualquier proceso de EOR.

2.7 CLASIFICACIÓN GENERAL Y DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE EOR

Los procesos de EOR pueden ser clasificados dentro de cinco categorías: controladores de movilidad, químicos, miscibles, térmicos y otros procesos de EOR como el microbiano.

Los procesos que controlan la movilidad, como su nombre lo indica, son aquellos basados primordialmente en mantener un control favorable en las relaciones de movilidades, para así mejorar la magnitud de la E_v ; por ejemplo, el caso de añadir polímeros al agua o el de reducir la movilidad del gas con espumas.

Los procesos químicos son aquellos en los cuales se inyectan ciertos productos químicos, como son: los tensoactivos y los agentes alcalinos, los cuales mediante la combinación del comportamiento de fases y la reducción en la tensión interfacial, logran desplazar al aceite y consecuentemente logran mejorar la E_D . En algunos casos, el control de la movilidad también es parte de los procesos químicos, teniendo así estos procesos el potencial de mejorar tanto E_v como E_D .

El objetivo de los procesos miscibles es inyectar fluidos que sean directamente miscibles con el aceite o bien que generen la miscibilidad en el yacimiento; esto se logra mediante la alteración de la composición o lo que es lo mismo, la ruptura de la cadena principal de carbonos del aceite; algunos ejemplos de estos métodos son: la inyección de solventes hidrocarburos o de CO_2 . El comportamiento de fases es el mayor factor a considerar en la aplicación de estos procesos.

Los procesos térmicos dependen de la inyección de energía térmica o de la generación *in-situ* de calor, para el mejoramiento de la recuperación de aceite. La inyección de vapor o la inyección de aire u oxígeno para el proceso de combustión, son ejemplos de estos procesos.

La alteración en la viscosidad del aceite, el comportamiento de fases favorable y en algunos casos las reacciones químicas, son los mecanismos primarios de la recuperación mejorada.

Se les llama otros procesos, a todos aquellos procesos que no entran en las categorías mostradas anteriormente, como son: las técnicas de recuperación microbiana de aceite, inyección inmisible de CO_2 , entre otros.

La clasificación mostrada no es totalmente satisfactoria; de hecho existe cierta carencia en la precisión de los términos utilizados. Por ejemplo, los procesos químicos caen dentro de una categoría, pero en todos los procesos se utilizan productos químicos. También se notan algunas coincidencias en los mecanismos de los procesos mencionados; por ejemplo, los procesos químicos dependen del comportamiento de fases y de una limitada solubilidad entre diferentes fluidos, siendo similar para los procesos miscibles.

2.7.1. Procesos de control de movilidad

Una aplicación general de los procesos de control de movilidad es mostrada en la **Fig. 2.2**, en la cual se puede apreciar una inyección de agua con polímeros; típicamente, se ha usado una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) en una solución salina; esta PHPA es un polímero aniónico o con carga negativa, que comúnmente se utiliza en concentraciones que van desde unos pocos cientos a varios cientos de ppm de polímero; éste es inyectado para desplazar al aceite (y el agua asociada) en la dirección de los pozos productores.

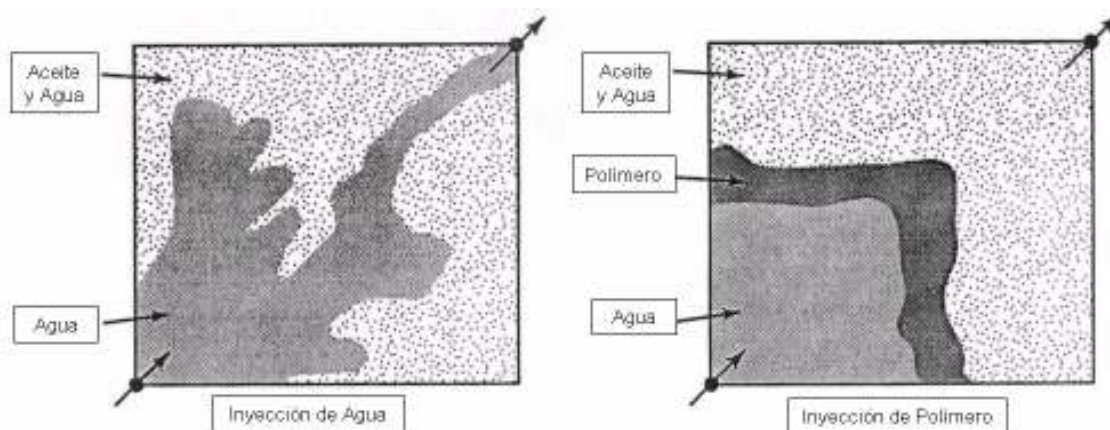


Fig. 2.2 Eficiencia de desplazamiento macroscópica mejorada con polímeros.

Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica Huff and Puff de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

El tamaño del bache de polímero desplazante podrá estar en un rango que va desde el 50 hasta el 100% del volumen poroso (VP) y también podrá variar en cuanto a su composición; esto quiere decir que una concentración de polímero será usada en un cierto intervalo de tiempo, seguido por baches con menores concentraciones sucesivas, hasta que el último bache llegue a ser simplemente salmuera o agua.

Los baches de polímero son diseñados para mostrar una relación favorable de movilidades entre la solución diseñada y el banco de agua/aceite que está siendo desplazado delante del frente de inyección; el propósito es desarrollar un uniforme y mejor barrido volumétrico en todo el yacimiento, tanto areal como verticalmente, como el que se muestra en la **Fig. 2.2**, en la que se aprecia una comparación entre una inyección típica de agua y una inyección con polímeros; en una inyección convencional de agua, si existiese una desfavorable relación de movilidades, el agua tendería a viajar por los canales de mayor permeabilidad, haciendo que el barrido no se realice satisfactoriamente; este efecto se amplifica por las heterogeneidades geológicas del yacimiento.

El movimiento de una solución con polímeros tiende a comportarse de una manera más uniforme, ya que mientras que el movimiento del fluido en una inyección de agua típica es hacia las zonas de mayor permeabilidad, enfocándose en pequeños caminos entre los pozos inyectoros y productores, no es así en la inyección con

polímeros, ya que este efecto será reducido, a causa de que la movilidad en los polímeros es menor que la movilidad del agua.

Así, E_v es mayor para una inyección de polímeros que para una inyección de agua, debido a que la saturación de aceite residual alcanza menores valores en una inyección con polímeros; esto depende de la naturaleza de la curva de flujo fraccional y del volumen de agua inyectada. Así, la saturación de aceite residual efectiva, en un nivel económico de inyección, podría ser baja para la inyección de polímeros, en comparación con la inyección de agua para aceites viscosos.

El objetivo en una inyección de polímeros, para cualquier clase de polímero a utilizar, es el incremento en la eficiencia de barrido macroscópica. Particularmente, la PHPA afecta a la movilidad de dos maneras:

La primera, es que las soluciones de este polímero tienen viscosidades aparentes; (es decir que no existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación); las soluciones de polímeros son fluidos no Newtonianos y pueden mostrar sensibilidades considerables al esfuerzo cortante; este esfuerzo cortante varía de acuerdo a la solución que sea utilizada. Por lo general, las soluciones son salmueras que varían en concentración de ppm de sal, generando un cambio en la viscosidad aparente.

En la segunda, la PHPA es adsorbida en la superficie del medio poroso y/o es atrapada mecánicamente, como resultado de su gran tamaño físico; estas retenciones antes mencionadas, reducen el porcentaje de polímero en solución pero también causan el decrecimiento de la permeabilidad efectiva del fluido.

Así, la movilidad de la PHPA en solución, es reducida en comparación con la del banco de agua/aceite desplazado; esto se debe a una combinación de reducciones en la permeabilidad efectiva y en la viscosidad.

Polímeros diferentes a la PHPA, probablemente sean usados; las alternativas más comunes son los llamados bio-polímeros, producidos mediante procesos de fermentación; estos polímeros afectan la viscosidad aparente, pero tienen un efecto muy pequeño en la permeabilidad efectiva, debido a que la retención es pequeña.

La recuperación es la limitante más seria en la inyección de polímeros, ya que es pequeña en comparación con los demás procesos de EOR; la inyección de polímeros actúa primordialmente mejorando la eficiencia macroscópica, dejando en segundo término a la eficiencia microscópica.

El proceso se ve afectado por operaciones de producción previas a la inyección; por ejemplo, una inyección previa de agua con éxito, puede provocar que la inyección de polímeros tenga un mínimo efecto.

2.7.2. *Procesos químicos*

Los procesos químicos involucran la inyección de un líquido con ciertos productos químicos, los cuales provocan cambios específicos en las propiedades del aceite; de acuerdo al comportamiento de fase del aceite, la tensión interfacial entre el líquido desplazante y el banco de aceite es reducida, generando así un desplazamiento más efectivo.

Se ha demostrado¹ que el proceso de polímero tensoactivo mostrado en la **Fig. 2.3** tiene el mayor potencial en términos de recuperación final, dentro de esta categoría de métodos de EOR; en este proceso, el bache de líquido desplazante primario es un complejo sistema químico, llamado solución micelar. Esta solución contiene un tensoactivo (usualmente un sulfonato de petróleo), un co-tensoactivo (un alcohol), aceite, electrolitos y agua.

El bache de tensoactivo es relativamente pequeño, típicamente un 10% del VP (volumen de poros) y es seguido por un protector de movilidad, el cual es una solución que contiene un polímero a una concentración de unos pocos cientos de ppm; frecuentemente estos protectores de movilidad tienen grados de concentración que disminuyen o se diluyen conforme avanza la inyección. Por lo general, el volumen total de polímero en solución es cerca de 1 VP.

La solución micelar tiene una solubilidad limitada con el aceite y es diseñada para tener una muy baja o casi nula tensión interfacial con la fase aceite; cuando esta solución se desplaza dentro del medio poroso, bajo el efecto de un gradiente de presión, la fase aceite es desplazada, el aceite es deformado y a partir del fenómeno de coalescencia, el aceite crea un banco que contiene agua y es desplazado delante del frente de inyección.

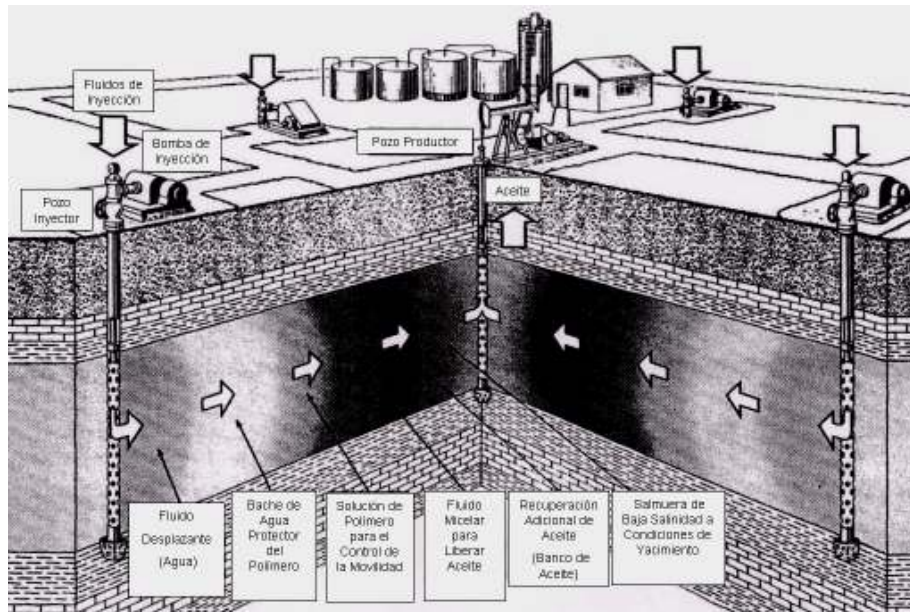


Fig. 2.3 Proceso de polímero tensoactivo (DOE EUA) Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica *Huff and Puff* de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

Para aumentar la eficiencia de desplazamiento macroscópica y prevenir la canalización del bache químico en el banco de aceite, se requiere que la solución micelar sea diseñada para tener una favorable relación de movilidades con el banco de aceite y el agua fluyente delante del frente de inyección; otra manera de contribuir con la eficiencia de desplazamiento, es la existencia de una relación favorable de movilidades entre el polímero y la solución micelar; de hecho la tensión interfacial entre el polímero protector de la movilidad y la solución micelar es definitivamente baja, ya que este polímero es inyectado para desplazar a la solución micelar.

En este proceso, los desplazamientos son inmiscibles; no existe solubilidad alguna entre la solución micelar y el aceite o entre la solución micelar y la solución de polímeros; una baja tensión interfacial es deseable entre los fluidos desplazantes de ambos lados de la solución micelar.

Una baja tensión interfacial entre la solución micelar y el aceite es requerida para movilizar el aceite en su totalidad; por otro lado, detrás del bache de solución micelar es necesaria una baja tensión interfacial para tener un mínimo entrapamiento o adherencia de la solución micelar. Es claro que si la solución micelar no fuera eficientemente desplazada por la solución de polímero, el bache micelar seguro se deterioraría rápidamente.

Los procesos que utilizan tensoactivos tienen una potencial importancia debido a la posibilidad de diseñar un proceso en el cual se incrementen tanto E_D como E_V ; para lograr esto se enfrentan problemas importantes. De cualquier manera, el proceso es tecnológicamente complicado y puede ser justificado sólo cuando el precio del aceite es relativamente alto y cuando la saturación de aceite residual después de la inyección de agua es alta.

Las soluciones químicas que contienen tensoactivos, co-tensoactivos y a veces aceite, son caras y pueden ser severas las pérdidas químicas; grandes pérdidas pueden ocurrir como resultado de la adsorción, el rompimiento de fase y el entrapamiento o por la canalización misma; si el control de la movilidad no es mantenido, estas pérdidas muchas veces se ven compensadas por el incremento en el volumen de la solución micelar inyectada.

Se sabe que la estabilidad del sistema tensoactivo, en general tiende a ser sensible a las altas temperaturas y a salinidades altas; si este tipo de procesos de EOR quiere tener una aplicación substancial, los sistemas que no puedan sobrepasar estas condiciones deberán ser desarrollados; un ejemplo de esto es visto en las primeras aplicaciones, donde los yacimientos carbonatados eran excluidos, debido en parte a la alta concentración de iones divalentes y a la alta salinidad normalmente asociada a este tipo de formaciones.

Existen muchas variantes de los procesos tensoactivos; las inyecciones alcalinas son los procesos en los cuales se inyectan reactivos químicos alcalinos con ciertos componentes en el aceite, para generar un tensoactivo *in-situ*; los procesos tienen potencial, pero aparentemente es limitado a algunas aplicaciones debido a sus altos costos; varios procesos de alcohol también han sido probados a las condiciones de laboratorio, pero estos no se han intentado aplicar en un yacimiento.

2.7.3. Procesos miscibles

El objetivo primario en un proceso miscible, es desplazar al aceite con un fluido miscible en el aceite (y/o formar una fase simple cuando se mezcle por completo en el aceite) a las condiciones existentes entre las interfases del fluido inyectado y del volumen de aceite que está siendo desplazado.

Dentro de estos procesos, existen dos grandes variantes: la primera consiste en los procesos llamados de primer-contacto-miscible (PCM), donde los fluidos inyectados son directamente miscibles en el aceite del yacimiento, a las condiciones de presión y temperatura existentes; en la **Fig. 2.4** se ilustran los procesos de PCM.

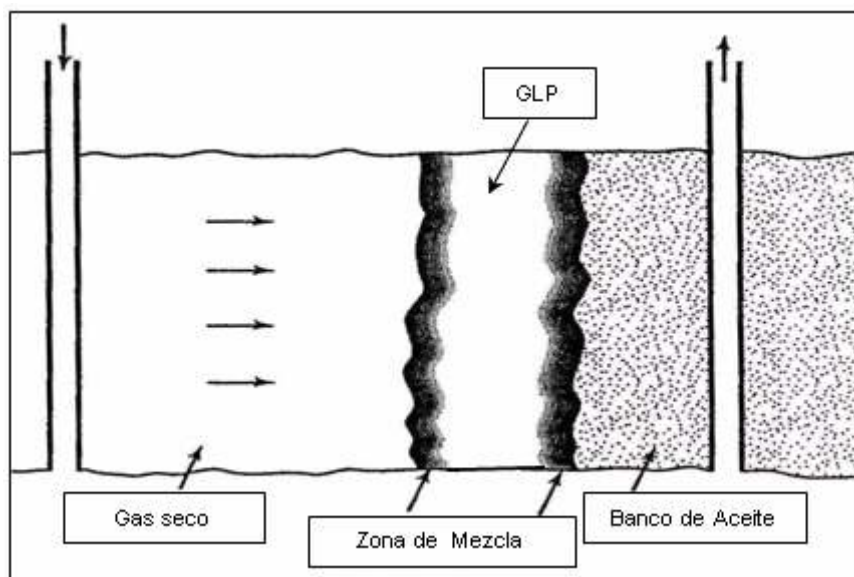


Fig. 2.4 Proceso PCM con GLP y gas seco. Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica *Huff and Puff* de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

Un bache relativamente pequeño de un fluido hidrocarburo, como por ejemplo el gas licuado del petróleo (GLP), es inyectado para desplazar al aceite; el tamaño del bache primario debería ser de alrededor de 12.5% del VP; el bache de GLP inyectado es desplazado por un gran volumen de un gas menos caro, que tenga una alta concentración de metano (gas seco); en algunos casos el agua pudiera ser utilizada como fluido desplazante secundario.

El proceso es efectivo debido primordialmente a la miscibilidad entre el primer bache y la fase aceite; primero las interfases entre el bache y el aceite son eliminadas y el aceite dentro del medio poroso es desplazado y movido delante del frente de inyección; es también deseable que exista miscibilidad entre el primer bache y el segundo fluido desplazante (**Fig. 2.4**); por otro lado, el bache primario debería ser atrapado como una fase residual mientras progresa la inyección.

La segunda variante de estos procesos son los de múltiple-contacto-miscible (MCM); en estos procesos, el fluido de inyección no es miscible en su primer contacto o interacción con el aceite del yacimiento, por el contrario los procesos de MCM dependen de la modificación composicional de la fase inyectada o de la fase aceite, lo que se logra a través de múltiples interacciones de fases dentro del yacimiento y de la transferencia de masa entre sus componentes.

A condiciones apropiadas de presión, temperatura y composición, esta modificación composicional puede generar una miscibilidad *in-situ* entre las fases de los desplazantes y desplazados.

El proceso miscible de CO₂ ilustrado en la **Fig. 2.5**, es uno de los procesos de MCM; un volumen relativamente puro de CO₂ es inyectado para movilizar y desplazar al aceite residual a través de múltiples interacciones entre el CO₂ y la fase aceite; pesos moleculares de hidrocarburos tanto intermedios como pesados son extraídos dentro de

la fase rica en CO₂; a condiciones apropiadas, esta fase rica en CO₂ puede llegar a tener una alta composición que puede ser miscible con el aceite original del yacimiento.

Desde este punto de vista, las condiciones de miscibilidad parcial o total existen en la interfase del frente de desplazamiento; a condiciones ideales, estas condiciones de miscibilidad se incrementan rápidamente dentro del yacimiento y la distancia requerida para establecer la miscibilidad de múltiple contacto, es inicialmente insignificante comparada con la distancia entre los pozos; el volumen de CO₂ inyectado durante un proceso, es típicamente cercano a 25% del VP.

La temperatura crítica del CO₂ es 87.8° F; así en la mayoría de los casos éste es inyectado como un fluido muy por arriba de su temperatura crítica; la viscosidad del CO₂ a condiciones de inyección es pequeña, varía en un rango que va de 0.06 a 0.10 cp, dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento; por lo tanto, en la mayoría de los casos el agua y el aceite son desplazados por el CO₂ a condiciones desfavorables en la relación de movilidades, generando una canalización del CO₂ a través de la fase aceite y también una baja eficiencia de desplazamiento macroscópica.

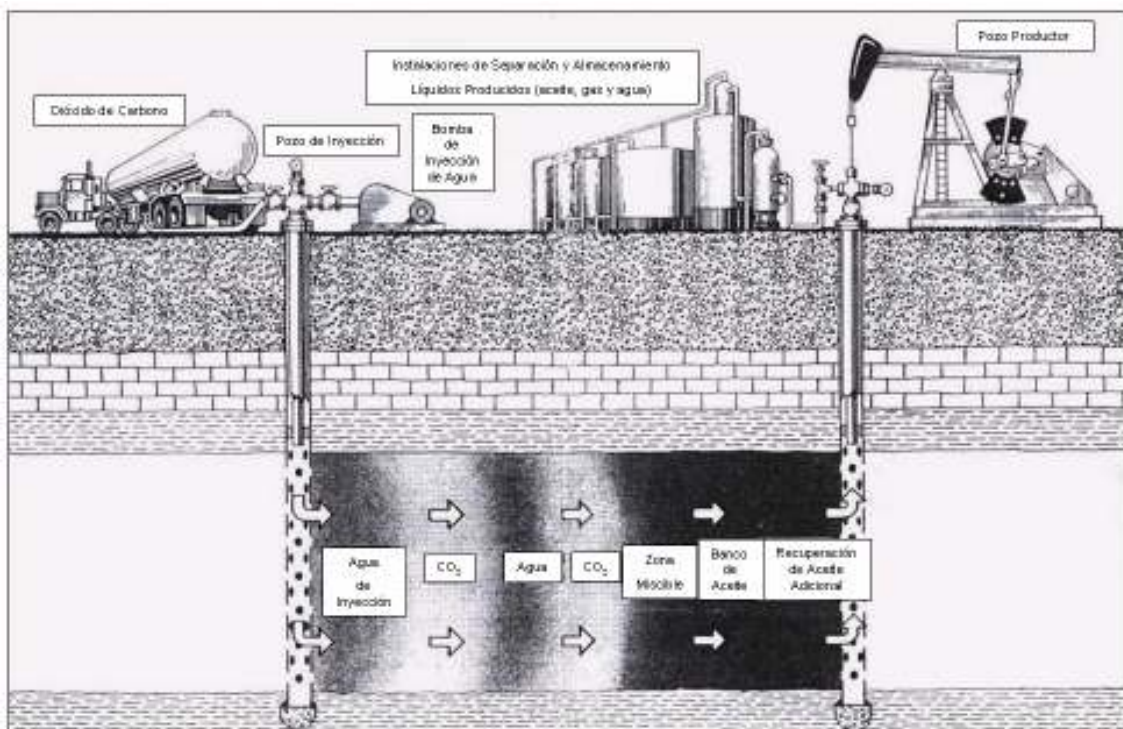


Fig. 2.5 Proceso de CO₂ miscible (DOE EUA) Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica *Huff and Puff* de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

Una consideración para eliminar esta dificultad, ha venido siendo la inyección alternada de baches de CO₂ y agua; el proceso “Water-Alternating-Gas” es llamado WAG por sus siglas en inglés. El propósito de la inyección de agua es reducir la permeabilidad relativa al CO₂ y como consecuencia reducir su movilidad; otra ventaja del proceso WAG es que cubre el requerimiento de CO₂ en todo momento.

Otros métodos de control de movilidad han sido probados, como el uso de espumas y polímeros conjuntamente con la inyección de CO₂; otro problema con los procesos de CO₂, resulta de la diferencia de densidades entre el agua y el CO₂ y en algún momento entre el CO₂ y el aceite.

A las condiciones de inyección, el CO₂ tiene una densidad relativa de cerca de 0.4 (aire = 1) (nuevamente, dependiendo de las condiciones del yacimiento), dependiendo de la densidad del aceite, el CO₂ puede tender hacia la cima de la formación y no ser aceptado por los fluidos desplazados; en algunos casos, este efecto gravitacional es explotado por los fluidos desplazantes de la cima y de la base del yacimiento según sea el caso, pero esto sólo puede llevarse a cabo donde la estructura del yacimiento sea apropiada.

Por las razones anteriormente citadas, el CO₂ de una manera relativamente temprana ofrece dentro de los procesos, canales preferenciales de flujo en el yacimiento y una surgencia o irrupción prematura hacia los pozos productores.

Debido a que el CO₂ tiene un valor nulo como combustible y tiene el carácter de contaminante, es usualmente separado de los gases producidos, represionado y reinyectado; el reciclaje de CO₂ se debe tomar en cuenta en el diseño del proceso ya que implica un costo extra, pero por lo general el gasto es menor que comprar todo el CO₂ nuevo; de esta manera el gas natural separado tiene una mejor calidad para comercialarlo.

En los procesos de MCM, otros gases son usados como fluidos desplazantes de una manera similar a la descrita con el CO₂, y estos son: los gases hidrocarburos relativamente secos (con altos contenidos de CH₄), el nitrógeno y en general los gases de combustión (atmosféricos o de chimenea); la diferencia entre estos gases y el CO₂ es que requieren de una presión mucho mayor para alcanzar el mismo efecto miscible. Estos gases son utilizados provechosamente en yacimientos profundos donde pueden manejarse altas presiones sin fracturar la formación.

Un gradiente de presión de fractura aproximado es 0.6 psi/ft de profundidad; cuando la presión de fractura es sobrepasada, el proceso presentará problemas de canalización a través de las fracturas, haciendo que el barrido del bache inyectado no sea bueno; así el diseño del proceso y la elección de los fluidos desplazantes dependen de la presión de operación originada por la profundidad del yacimiento.

Otra modificación de los procesos MCM es que usan líquidos hidrocarburos, los cuales son ricos en etano y propano; en estos procesos, los componentes inyectados se condensan dentro de la fase aceite, enriqueciendo al aceite de componentes ligeros; nuevamente, bajo las condiciones apropiadas, la composición de la fase aceite puede ser modificada por el fluido inyectado y generar la miscibilidad *in-situ*.

Los problemas con el proceso miscible son primordialmente los descritos para el proceso de MCM con CO₂; los fluidos miscibles generalmente tienen viscosidades pequeñas y por eso tienden a canalizarse, resultando en un bajo barrido volumétrico; las heterogeneidades del yacimiento amplifican este problema. Está comprobado que el desarrollo de métodos de control de movilidad es un trabajo difícil por desarrollar.

2.7.4. Procesos térmicos

Los procesos térmicos pueden ser subdivididos en: inyección de agua caliente, procesos con vapor y combustión *in-situ*. La inyección de agua caliente ha sido usada con moderación y con poco éxito; el vapor es usado de dos diferentes maneras: estimulación por inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor.

La **Fig. 2.6** muestra la estimulación por vapor, algunas veces llamada inyección cíclica de vapor (CSS) o simplemente “Huff & Puff”; este es un método en el cual se usa un pozo para inyectar vapor en la dirección de los pozos productores por un periodo de tiempo específico; después el pozo es cerrado por un cierto intervalo de tiempo, finalmente el pozo es abierto para ponerlo a producción hasta que los gastos disminuyan al punto en el que el procedimiento es repetido completamente; el efecto del vapor disminuirá gradualmente conforme se apliquen los ciclos y por lo general, a través de un pozo se inyectan bastantes ciclos.

La producción en la inyección cíclica es incrementada mediante una combinación de diferentes mecanismos, incluyendo: la reducción de la viscosidad, la vaporización y el barrido del aceite, así como la extracción de sus componentes ligeros; el efecto acumulado de estos mecanismos es mayor en aceites pesados, con altas viscosidades (bajos °API). Del mismo modo, la inyección de vapor tiende a ser usada para aceites viscosos.

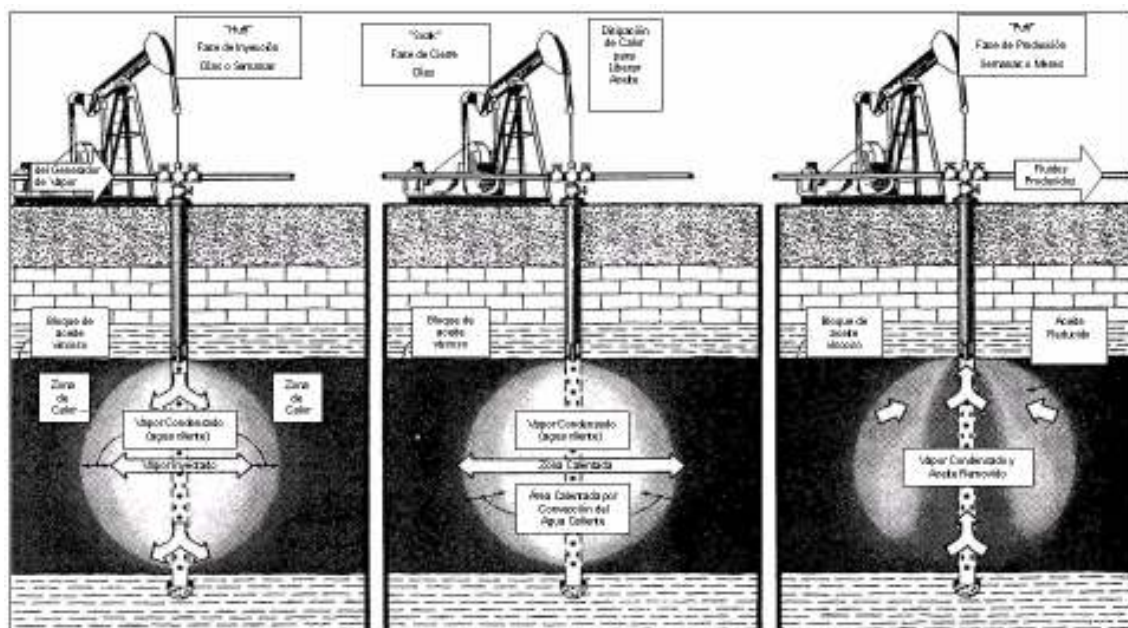


Fig. 2.6 Proceso de estimulación cíclica con vapor (DOE EUA) Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica **Huff** and **Puff** de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

El segundo método general donde se aplica la inyección de vapor es el proceso mostrado en la **Fig. 2.7**; en este método el vapor es inyectado y los fluidos son desplazados hacia los pozos productores que han sido diseñados con un arreglo definido.

Los mecanismos de recuperación en este método también son basados en: la reducción de la viscosidad, en el barrido del aceite, en la extracción de los componentes ligeros del aceite y en la conducción del vapor; puede darse la condensación del vapor por las pérdidas de energía a través del yacimiento, pero de cualquier modo el proceso consiste en una inyección de agua caliente en la región de condensación, seguida por el desplazamiento del vapor. El proceso se había aplicado principalmente a aceites con altas viscosidades, pero también es aplicable a aceites ligeros.

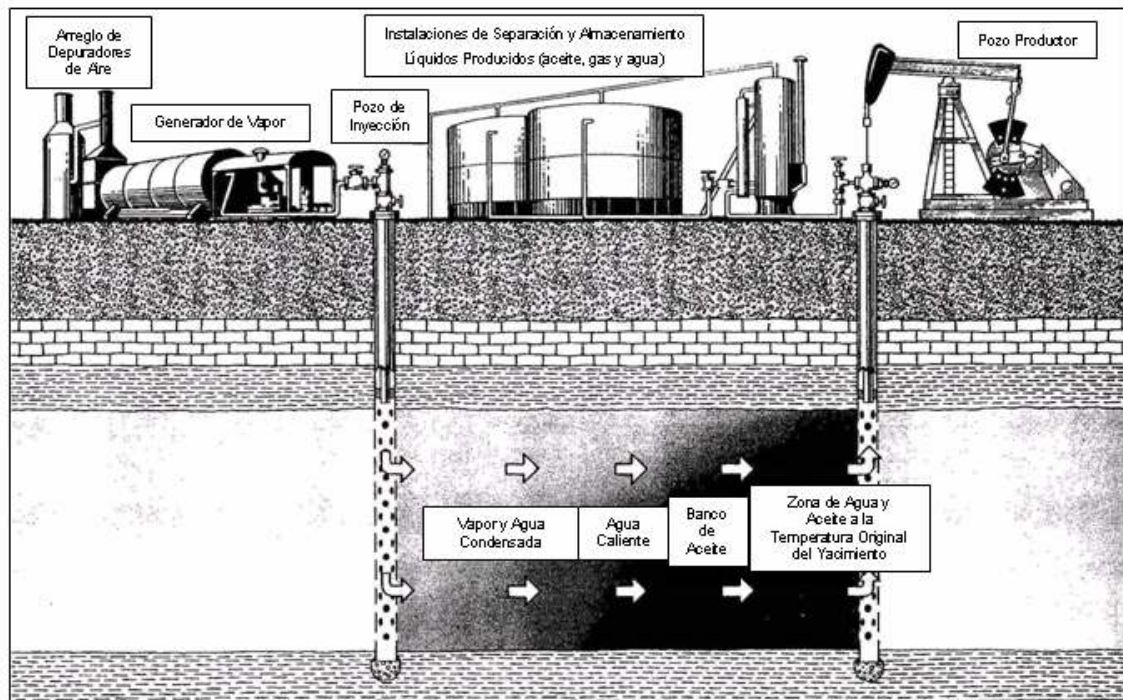


Fig. 2.7 Proceso de inyección de vapor (DOE EUA) Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica *Huff and Puff* de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

El problema más grande con el proceso de vapor es que su densidad es mucho menor que la del agua y la del aceite, por lo que tiende a ubicarse en la cima del yacimiento, dejando fuera del barrido gran parte del aceite; esto es compensado parcialmente por la conducción de calor que se presenta cuando el vapor hace contacto dentro del yacimiento. Aunque se condense sigue existiendo un intercambio de energía y la parte del yacimiento calentada puede ser un gran porcentaje del volumen total yacimiento, lo cual depende significativamente de la estructura del yacimiento.

El control de la movilidad es otro problema en el proceso de inyección de vapor, a causa de que la viscosidad del vapor es pequeña comparada con la viscosidad del agua y del aceite; otros aspectos involucrados en este proceso son: las pérdidas de calor, problemas con el equipo para operar a altas temperaturas, emisiones de contaminantes por la generación de energía o por la generación de vapor en la superficie, etc.

La combustión *in-situ* mostrada esquemáticamente en la **Fig. 2.8**, es otro proceso térmico, en el cual, la energía térmica es generada dentro del yacimiento por combustión, la cual puede ser iniciada mediante una resistencia eléctrica causando la

ignición del gas, o también puede ser debida a la ignición espontánea; el oxígeno del aire, en una presentación enriquecida (30% O, 70% N), es comprimido en la superficie e inyectado continuamente (proceso seco) o frecuentemente con agua (proceso húmedo).

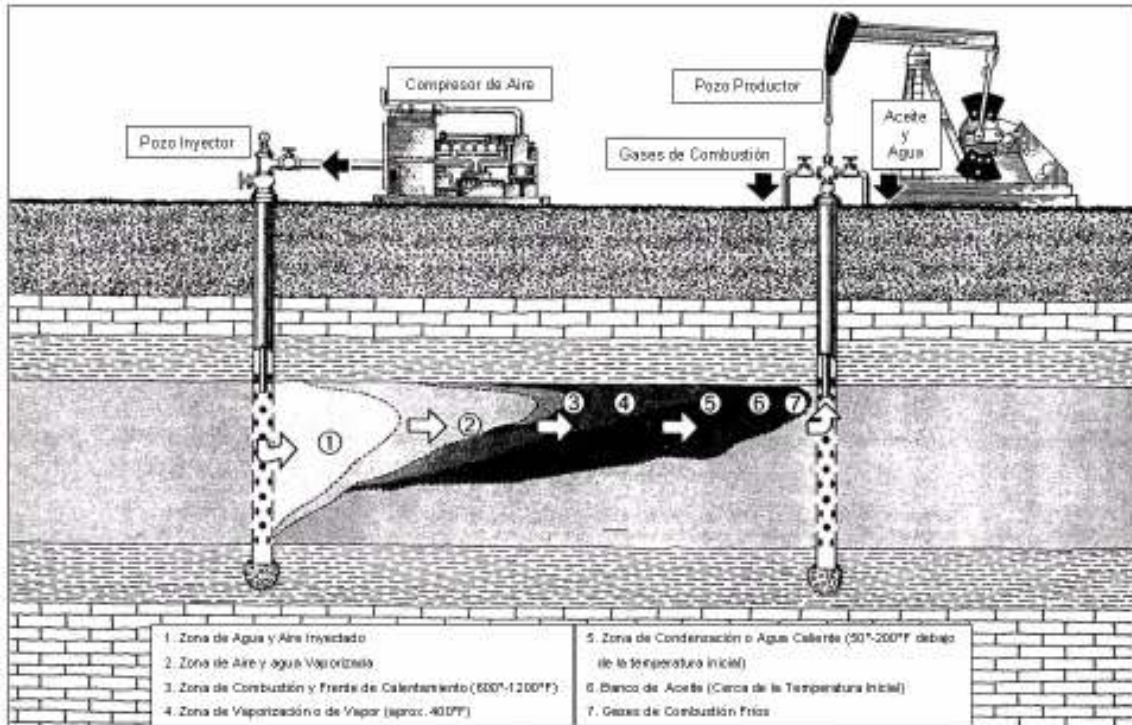


Fig. 2.8 Proceso de combustión *in-situ* (DOE EUA) Fuente (Cortés, C. M. A. Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica *Huff and Puff* de bióxido de carbono, Tesis UNAM 2008).

Dentro del calentamiento y combustión que ocurren, los componentes ligeros del aceite son vaporizados y movilizados hacia delante del frente de inyección; dependiendo de la temperatura máxima alcanzada, puede ocurrir el craqueo térmico ya que el aceite objetivo de este proceso es pesado y por ende tiene largas cadenas de HC's. Una parte del aceite es convertida en coque y es depositado sobre las rocas del yacimiento; este material sólido es aprovechado como combustible en el proceso.

Mientras la inyección de oxígeno sea continua, el frente de combustión se propagará de una manera lenta a través del yacimiento, desplazando vapor y líquidos junto con los componentes de la reacción delante del frente de inyección, hacia los pozos productores.

Los mecanismos de recuperación de este método incluyen: la reducción de la viscosidad por el calor, vaporización de los fluidos del yacimiento y craqueo térmico; los gases inyectados y el agua incrementan la energía cuando pasan a través de la zona de ignición y se mueven hacia el frente de combustión.

Delante del frente de combustión existe una película de vapor y una región de vapor condensado, en la cual la temperatura es casi constante, e igual a la temperatura de saturación del vapor correspondiente a la presión del yacimiento; en esta región

existe esencialmente un flujo de agua caliente, de la misma manera que en el proceso de inyección de vapor, delante de la película de vapor la temperatura decrece hasta la temperatura original del yacimiento.

Existen variaciones de los procesos de combustión *in-situ*; en la combustión húmeda se inyecta solamente agua con aire, el agua aumenta efectivamente la energía en la zona de ignición detrás del frente de inyección. Esto también tiene efectos benéficos en el proceso de combustión y reduce la temperatura en la zona de combustión.

En otra variación no comúnmente aplicada, la combustión es llevada a cabo de una manera inversa; se inicia en los pozos productores, el oxígeno continúa siendo inyectado en los pozos inyectoros, entonces la zona de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de fluidos.

El proceso de combustión *in-situ* desplaza efectivamente al aceite en las regiones donde exista contacto con el frente de combustión; se requiere de aproximadamente el 30% del aceite residual como combustible, porcentaje que puede variar dependiendo de la composición y saturación del aceite, las condiciones de combustión y las propiedades de la roca.

El problema más grande que se presenta en estos métodos es el control del movimiento del frente de combustión, dependiendo de las características del yacimiento y de la distribución de los fluidos dentro del mismo; el frente de combustión puede moverse de una manera no uniforme a través del yacimiento, dando lugar a un reducido contacto volumétrico.

También si no son mantenidas las condiciones apropiadas en el frente de combustión, la reacción de combustión puede debilitarse o cesar por completo; si esto ocurriese, la efectividad del proceso estaría perdida. Finalmente, a causa de las altas temperaturas generadas, pueden ocurrir significantes problemas en el equipo de los pozos y en algunos casos, el control de las emisiones contaminantes puede ser una limitante.

2.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO DE EOR

Existen restricciones en la aplicación de los procesos de EOR; por ejemplo, el proceso miscible de CO₂ se ve limitado para yacimientos con una profundidad suficiente tal que se obtenga una presión de miscibilidad apropiada y en general es utilizado en aceites con una alta viscosidad, debido a los problemas que se presentan respecto a las movilidades. Además, es importante mencionar que en el presente estudio, la disponibilidad de CO₂ es limitada hacia instalaciones costa afuera, para más información al respecto refiérase al Capítulo 7.

La inyección de vapor se ve limitada respecto a la profundidad del yacimiento, debido a las pérdidas de calor y a la obtención de la calidad adecuada del vapor la cual es requerida a cierta profundidad en el yacimiento.

Los procesos de inyección de tensoactivos son limitados generalmente debido a la salinidad y temperatura del yacimiento; también se ven limitados por la dificultad asociada al diseño de un sistema estable de polímero/tensoactivo.

Referencias Capítulo 2

1. Cortés, C. M. A.: *Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica Huff and Puff de bióxido de carbono*, Tesis UNAM 2008.
2. Reisberg, J. y Doscher, T.M., 1956. *Interfacial phenomena in crude-oil-water systems*. Prod. Mon., p. 43.
3. Donaldson E.C., Chilingarian G.V. y Yen T.F., *Enhanced Oil Recovery, II processes and operations*, Elsevier 1989.
4. *Oil Research Program Implementation Plan*, U.S. DOE, Washington, DC (April 1990).
5. *Research and Development in Enhanced Oil Recovery*, Energy R&D Admin., Washington, DC (1976).
6. *Enhanced Oil Recovery Potential in the United States*, Office of Technology Assessment, U.S. Congress, Washington, DC (1978) Library of Congress Catalog Card No. 77-600063.

CAPÍTULO 3

INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

3.1 INTRODUCCIÓN

Al final de la explotación de un yacimiento, una cantidad considerable de aceite permanece en él debido a:

- a) Un barrido parcial del yacimiento.
- b) Aceite atrapado por fuerzas capilares en las zonas invadidas.

La investigación para desarrollar procesos más eficientes de recuperación mejorada, por tanto, tiene los siguientes objetivos:

- a) Mejorar la eficiencia de barrido, reduciendo la relación de movilidades entre los fluidos inyectados y los fluidos que se encuentran en el yacimiento.
- b) Eliminar o reducir las fuerzas capilares y por tanto mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- c) Actuar en ambos fenómenos simultáneamente.

En este capítulo se tratarán los procesos químicos que pueden llegar a aplicarse a un yacimiento, siguiendo los objetivos tratados previamente.

3.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

3.2.1. Introducción

El propósito de la inyección de polímeros es reducir la relación de movilidades 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, se mejora la recuperación de aceite.

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)¹. 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 incremento de 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 movilidades 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 una cierta cantidad 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 agua¹.

3.2.2. Fundamentos

Ciertos tipos de aditivos poliméricos solubles en agua incrementan la recuperación de aceite mediante la inyección de agua. Pye² ha expresado la efectividad de estos polímeros en términos de un factor de resistencia “R”, como se muestra a continuación:

$$R = \frac{\frac{\lambda_w}{\lambda_o}}{\frac{\lambda_p}{\lambda_o}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_p}, \dots\dots\dots (3.1)$$

donde:

λ = movilidad del fluido ($\lambda = k / \mu$)

Subíndices w, o y p significan agua, aceite y polímero respectivamente.

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 movilidades 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, éste 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 movilidades agua – aceite, además las propiedades del fluido y la roca del yacimiento, deben ser considerados.

Para ser efectiva, la solución polimérica debe permanecer estable por un largo período de tiempo a condiciones de yacimiento. Los polímeros son sensibles a degradaciones térmica, química, mecánica y microbiana; sin embargo, estas soluciones trabajan mejor por degradaciones mecánica y microbiana que por degradaciones química y térmica. Como una consecuencia, **la temperatura y la salinidad son las principales limitantes de los parámetros del proceso.**

Las características como la viscosidad y los °API son también importantes; además, si el polímero no está 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.

3.2.3. 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 en la que son solubles (insolubles en alcohol y aceite) mejorando la relación de movilidades 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 relación de movilidades es mayor, por lo que es mejorada la eficiencia de barrido. Los polímeros son adicionados al agua de inyección 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 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 $1:10^3$.

El proceso de inyección de polímero es similar al proceso de inyección de agua, (**Fig. 3.1**); 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 aceite 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.



Fig. 3.1. Inyección de polímeros Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008).

La 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 dado lugar a 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, 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 (ver **Fig. 3.2**).

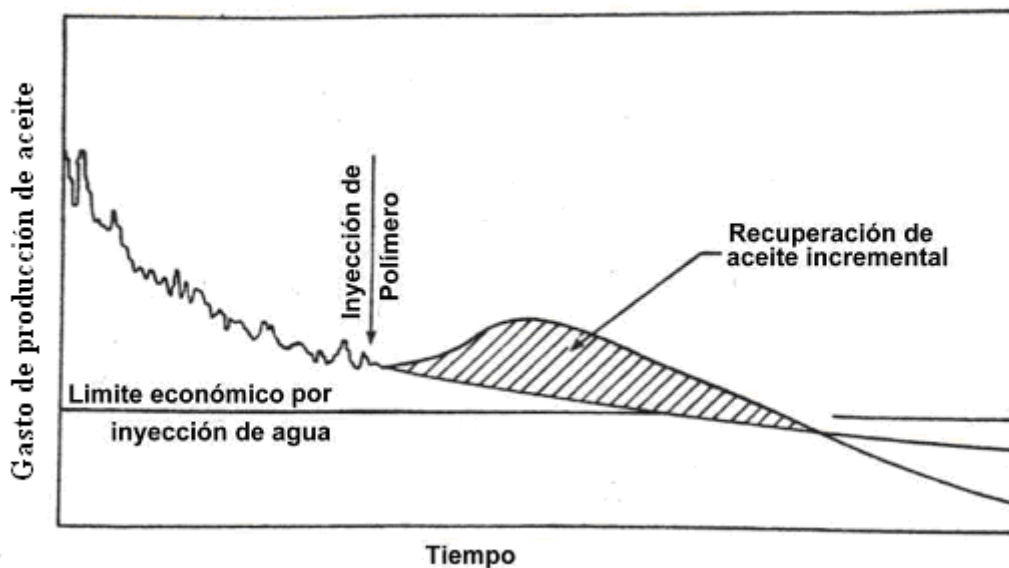


Fig. 3.2. Límite económico para un proyecto de inyección de polímeros
Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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**. La goma xantana tiene más resistencia a las degradaciones 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.

Está bien establecido que la viscosidad de las soluciones de poliacrilamidas, que es el 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 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 **Fig. 3.3**.

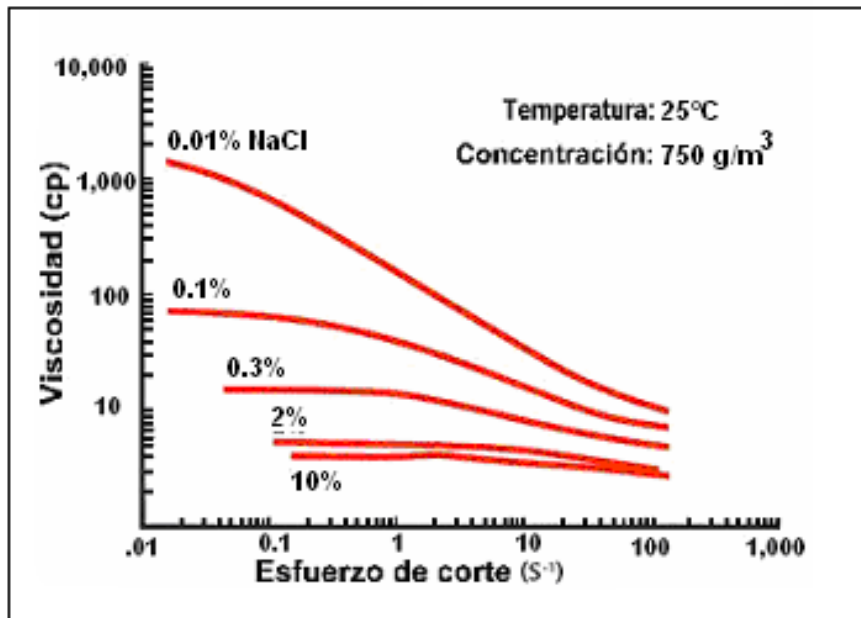


Fig. 3.3. Efecto de la viscosidad en las poliacrilamidas

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008).

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, la pérdida en la reducción de movilidades puede ser muy severa⁴.

3.2.4. 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, éstas 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 cloruro de sodio (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, dando lugar a una 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 factores⁵.

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

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

3.3 INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS ALCALINOS

3.3.1. Introducción

Fue determinado a principios de 1917, por F. Squires¹, que el desplazamiento de aceite puede ser mejorado añadiendo productos químicos alcalinos al agua. A pesar de este temprano reconocimiento, las aplicaciones de campo no son muy numerosas y la mayoría de ellas han fracasado. En estos tiempos, sin embargo, parece haber un renovado interés en la inyección de productos químicos alcalinos siendo la razón el bajo costo y la relativa simplicidad del proceso, además de la inmediata disponibilidad de los productos químicos alcalinos.

En el proceso de inyección de productos químicos alcalinos, éstos reaccionan con los componentes ácidos del aceite crudo, conduciendo a una disminución en la tensión interfacial entre el agua y el aceite, emulsificación del agua y el aceite y solubilización de las películas interfaciales; además, el producto químico 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 productos químicos alcalinos es un proceso relativamente simple, si se compara con otros procesos de inyección de productos químicos, pero continúa siendo muy complejo para garantizarlo, aún con investigación cuidadosa de laboratorio y pruebas en campo, antes de su aplicación.

3.3.2. Entrampamiento del aceite residual

Tal como lo señaló Stegemeier⁶ (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 la etapa de producción primaria, 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 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, ésta mejora la producción primaria, a través de dos mecanismos:

- a) Provee la suficiente energía para superar las fuerzas capilares que entrapan al aceite y,
- b) Ofrece una mejor relación de movilidades 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 entrampados en una fase mojante continua.

3.3.3. Mecanismos de desplazamiento en la inyección de polímeros

La inyección de productos químicos 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 producto químico alcalino y los ácidos orgánicos en el aceite residual. Los tensoactivos 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.
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.

Johnson⁷ (1976) revisó los mecanismos mediante los cuales la inyección de productos químicos 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 yacimiento⁸.

3.3.3.1. Disminución de la tensión interfacial

La **Fig. 3.4** 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 (se define línea de enlace como aquella división que separa las condiciones antes y después de la reacción química entre la solución cáustica y los fluidos en el yacimiento). 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 con una solución cáustica es un mecanismo que puede influenciar la recuperación. Este mecanismo se relaciona con el potencial de hidrógeno (pH), 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 $\text{pH} = 7.0^9$.

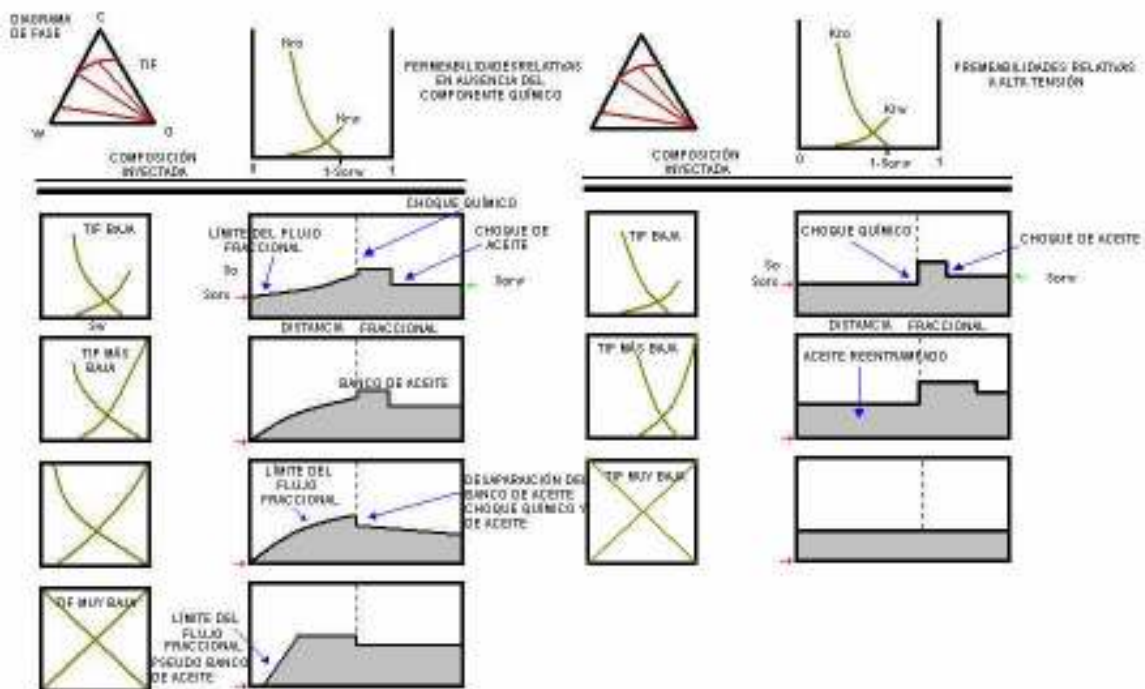


Fig. 3.4. Recuperación de aceite mediante la reducción de la tensión interfacial

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis UNAM, 2008).

3.3.3.2. Emulsificación y flujo

Existe una concordancia en general que establece que la disminución de la tensión interfacial debido a las reacciones entre la solución 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 producto químico 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 da lugar a 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 es debida al mejoramiento en las eficiencias de barridos areal y vertical.

3.3.3.3. Alteración de la Mojabilidad

El éxito de una inyección de algún producto químico cáustico como método de recuperación terciaria depende en gran medida de la distribución de aceite residual en el espacio poroso que es controlado por la mojabilidad de 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 ésta sea preferentemente mojada por aceite. Se ha demostrado que un cambio en el pH puede provocar un cambio en la mojabilidad¹⁰ 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 tensoactivos. Generalmente pueden ocurrir los siguientes casos:

Alteración de la mojabilidad por aceite a mojabilidad por agua. La mojabilidad es cambiada por la reacción entre el producto químico 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 permeabilidades relativas aceite/agua y un subsecuente incremento en la eficiencia de desplazamiento.

Alteración de la mojabilidad por agua a mojabilidad 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.

3.3.3.4. Solubilización de las películas interfaciales

Algunos crudos forman películas insolubles en la interfase aceite crudo – agua; se ha sugerido que las resinas y los asfaltenos son los responsables de estas películas, que 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.

3.3.4. Operación técnica

En una inyección de agua con productos químicos alcalinos, un bache de agua conteniendo productos químicos cáusticos es inyectado en el yacimiento, seguido de agua o salmuera tal como se muestra en la **Fig. 3.5**.

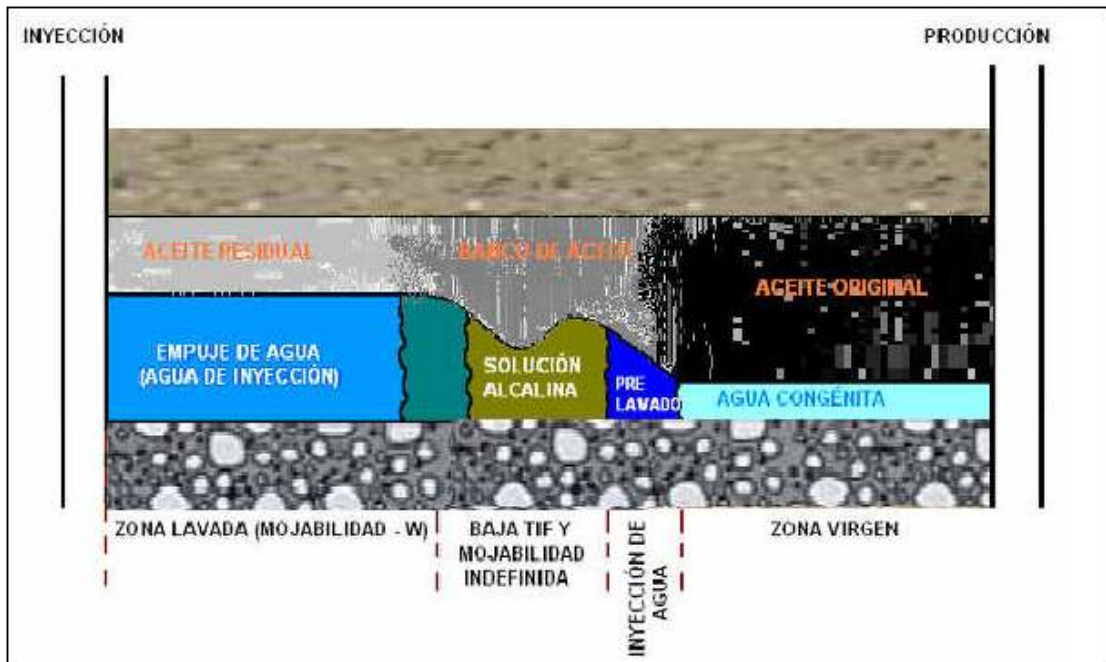


Fig. 3.5. Inyección de productos químicos alcalinos Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008).

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 secundaria una inyección de agua, las condiciones del yacimiento, así como la distribución de fluidos habrán 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 ésta hacia el frente de desplazamiento.

Aunque la inyección de productos químicos 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. La reacción química entre el producto químico alcalino inyectado y el aceite del lugar forma un tensoactivo que reduce la tensión interfacial. El nivel de reducción de tensión interfacial es dependiente del tipo y de la concentración del producto químico alcalino y de la composición del aceite crudo¹⁰.

Existe una concentración óptima de producto químico alcalino que debe ser identificada para diseñar el sistema apropiado. Así como en la inyección convencional de soluciones miscelares¹, la salinidad afecta dramáticamente la respuesta de la tensión interfacial. Si la salinidad es muy baja, el tensoactivo se concentra en la fase acuosa; y si ésta es muy alta, el tensoactivo actúa principalmente en la fase de aceite. La situación ideal es tener al tensoactivo concentrado en la interfase agua/aceite, lo cual sólo puede ocurrir sobre un muy estrecho rango de salinidades.

En la inyección alcalina, los productos químicos alcalinos son, no sólo un tensoactivo precursor, sino también, por naturaleza, una sal. Por lo tanto, a medida que la concentración de productos químicos alcalinos es incrementada, el nivel de sal aumenta más allá de la óptima y la tensión interfacial incrementa.

3.4 INYECCIÓN DE TENSOACTIVOS

3.4.1. *Introducción*

Aunque a principios de los años veintes del siglo pasado el uso de tensoactivos fue en su mayoría de poco éxito, el interés en esta técnica ha sido revivido por varias compañías petroleras debido a la simplicidad en la operación técnica y a los beneficios que se obtienen en su implantación. 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 entrampado.

La inyección de tensoactivos se define como cualquiera de los varios procesos que utilizan inyección de soluciones tensoactivas en yacimientos de aceite, para mejorar la recuperación. 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 por este método incluyen:

- ◆ Reducción de la tensión interfacial 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 productos químicos, el volumen inyectado debe de ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento. Este pequeño bache de tensoactivo 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 tensoactivo; por otro lado, el agua tiende a invadir el bache de tensoactivo a medida que esta atraviesa el yacimiento¹¹.

3.4.2. Requerimientos de diseño

La inyección de tensoactivos es 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 tensoactivos puede ser aplicada a un mayor rango de permeabilidades. La inyección de tensoactivos 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 productos químicos son frecuentemente requeridos para compensar la retención de tensoactivo de las arcillas.

El rango de viscosidad del aceite crudo en pruebas de campo ha sido de 0.36 a 17.0 centipoises (cp) @ cs. A más alto valor de viscosidad del aceite, menos atractivo es el yacimiento para la inyección de tensoactivos. 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 que los yacimientos sean candidatos a una inyección de tensoactivos, incluyen uniformidades 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 tensoactivos¹².

3.4.3. Operación técnica

Generalmente se utiliza el nombre genérico de inyección de tensoactivos para implicar aquellos procesos que comúnmente son referidos en la literatura como inyección de tensoactivos, inyección de detergentes, inyección de microemulsiones, inyección de emulsiones, inyección de soluciones miscelares e inyección de aceites solubles¹³. 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 tensoactivos, co - tensoactivos, agua – hidrocarburos y/o concentraciones salinas que otorgan

características únicas del bache. Las evaluaciones para determinar cuál 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 tensoactivo en solución forman agregados llamados miscelas; estas miscelas son capaces de solubilizar fluidos en sus núcleos y son llamadas miscelas hinchadas. Algunas miscelas esféricas tienen el tamaño en el rango de 10^{-6} a 10^{-4} milímetros; estas soluciones miscelares o microemulsiones son homogéneas, transparentes o translúcidas y estables a la separación de fases. El término aceite soluble es frecuentemente usado para describir un sistema de aceite externo, teniendo poco o nada de agua dispersa.

Aunque usados para describir el proceso, ninguna “solución miscelar” o tensoactivo describe 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 terminantemente¹⁴.

El término de inyección de tensoactivo como generalmente es usado, se refiere al proceso de inyección de fluido en donde una fase estable, ópticamente clara (transparente o translúcida), solución de aceite, agua y uno o más tensoactivos 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 tensoactivo puede ser descrito de manera muy simple (ver **Fig. 3.6**). Un bache de tensoactivo diseñado para un yacimiento específico, desplazará esencialmente todo el aceite contactado al frente de éste. 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 tensoactivo 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 tensoactivos, 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.

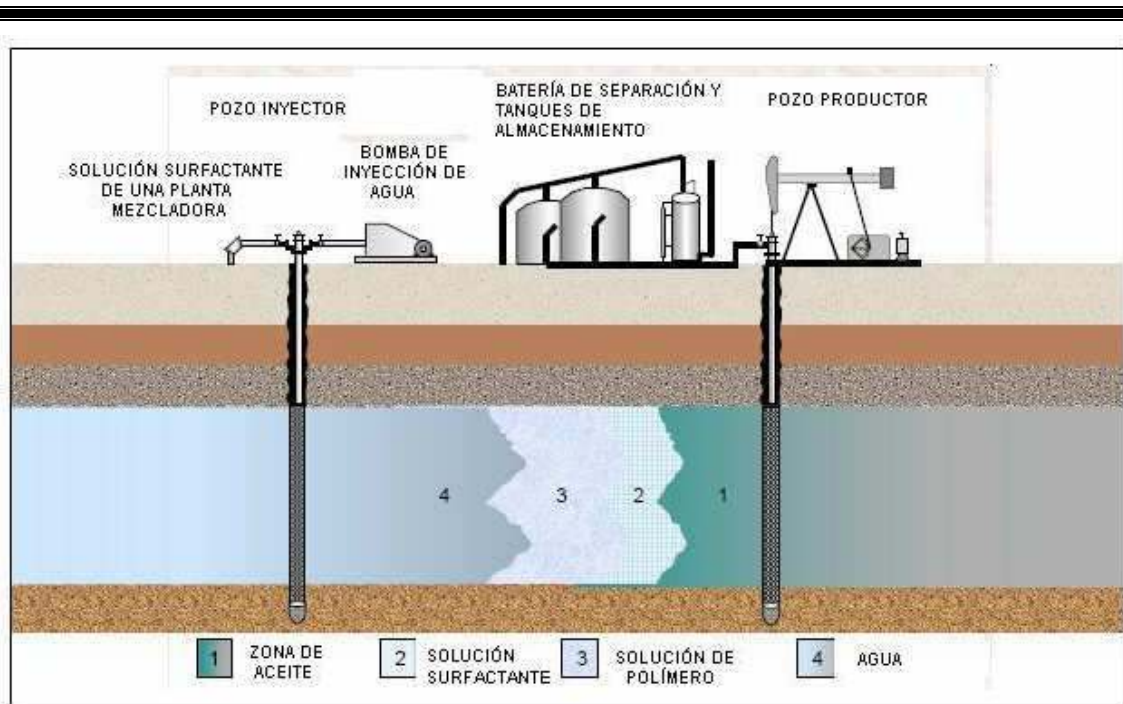


Fig. 3.6. Proceso de inyección de tensoactivos

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis UNAM, 2008).

El mecanismo de desplazamiento es el mismo bajo condiciones de recuperaciones 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 pozo¹⁵ (Fig. 3.7).

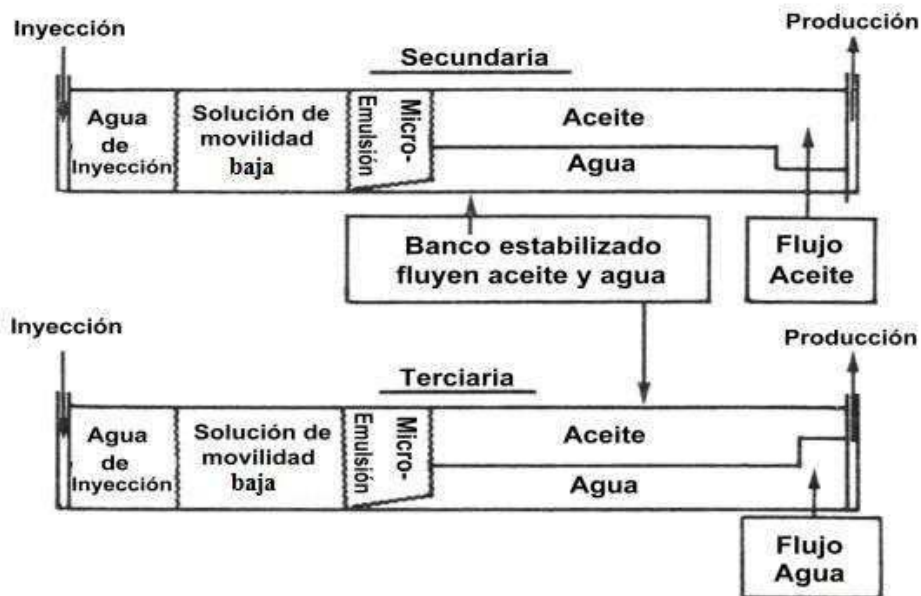


Fig. 3.7. Recuperaciones secundaria y mejorada con tensoactivos

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis UNAM, 2008).

El control de movilidad es muy importante para el proceso; la movilidad de la microemulsión se puede aproximar 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 una cantidad requerida de solución de baja movilidad es inyectada, este es sucesivamente desplazado por agua.

Referencias Capítulo 3

1. Arriaga E. R. y Córdova R.: *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008.
2. Pye D. J.: *Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility*, SPE Paper number 845 – PA, 1964.
3. *Improved Oil Recovery*, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.
4. Latil. M.: *Enhanced Oil Recovery*, Editions Technip, 1980.
5. Sarem A. M.: *On the Theory of Polymer Solution Flooding Process*, Union Oil Co. California, SPE Paper number 3002, 2000.
6. Stegemeier G. L. y Myhill N. A.: *Steam Dive Correlation and Prediction*, Journal of Petroleum Technology, SPE Paper number 5572 PA, 1978.
7. Johnson M.: *An Evaluation of Spontaneous Imbibition of Water into Oil*, Elsevier 1990.
8. Yen T. F., George V, Chilangarian F. y McDonaldson E. *Enhanced Oil Recovery Volume II, Processes and Operations*, Elsevier, 1989.
9. Babadagli T.: *Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Water into Oil*, SPE Paper number 84866, 2000.
10. Surkalo H.: *Enhanced Alkaline Flooding*, SPE Paper number 19896, 1996.
11. Standess D. C.: *Enhanced Oil Recovery*, National Petroleum Council, 1976.
12. Weiss W.: *Improved Oil Recovery for Carbonate Reservoirs*, SPE Paper number 89424, 2002.
13. Shah D. O. y Schechter R. S.: *Improved Oil Recovery by Surfactant – Polymer Flooding*, Academic Press, 1977.
14. Barnes J. R.: *Improved Oil Recovery*, Interstate Oil Compact Commission, 1983.
15. Poettman H.: *Effects on Polymers in the Imbibition Process*, SPE Paper number 20244, 2003.

CAPÍTULO 4

PROCESOS TÉRMICOS

En el Capítulo 2 de este trabajo se ha hecho notar la diferencia que existe entre los procesos térmicos de recuperación mejorada y otros procesos de recuperación, que se basan en el hecho de inyectar fluidos que suministren energía térmica al yacimiento.

Existen dos categorías de procesos térmicos: aquéllas en las cuales el calor es generado en la superficie (inyección de fluido caliente) y aquéllas en las cuales el calor es generado en la formación (combustión *in-situ*). En el primer caso el fluido inyectado transporta el calor producido al yacimiento, mientras que en el segundo caso, el fluido inyectado es uno de los reactivos involucrados en una reacción exotérmica, que tiene lugar en el yacimiento. Ésta es la diferencia básica entre las dos categorías de procesos, ya que el calor tiende a fluir de la zona más caliente a la zona menos caliente; es evidente que la pérdida de calor será mucho más grande en el primer caso que en el segundo.

En el primer caso, los fluidos inyectados, a su máxima temperatura, inicialmente tendrán contacto con la zona de barrido y esto significa consecuentemente una gran pérdida de calor¹. En el segundo caso, el calor es liberado donde es requerido, es decir, hacia donde el aceite va a ser desplazado. Así la aplicación de la inyección de fluido caliente es esencialmente dependiente de su eficiencia térmica. Esto a su vez depende de las pérdidas de calor, desde el punto de inyección superficial hasta las formaciones circundantes y desde el yacimiento hasta la base de rocas de éste. Las pérdidas de calor no son, generalmente, un factor limitante para los procesos de combustión *in-situ*.

La eficiencia térmica de varios procesos se puede mejorar a través de la recuperación de una parte de calor atrapado en la formación o en las rocas circundantes. Por ejemplo, el proceso de la combustión “por delante” puede ser mejorado por la inyección simultánea de aire y de agua. Otras posibilidades incluyen la aplicación sucesiva de diferentes procesos, como podría ser la inyección de agua fría después de un barrido parcial de vapor o por combustión *in situ*.

El factor común en todos los procesos térmicos es el de incrementar la temperatura de una parte del yacimiento. Esto involucra mecanismos específicos, los cuales mejoran el desplazamiento y la eficiencia de barrido, y a su vez, incrementan el gasto de producción. Por lo tanto, se debe considerar, en primer lugar la influencia de la temperatura en las propiedades de la roca y de los fluidos y consecuentemente en el comportamiento dinámico de los fluidos; los procesos químicos involucrados en los procesos térmicos también serán considerados. La inyección de un fluido caliente y la combustión *in-situ* serán discutidas en este capítulo.

4.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA REALIZAR UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA

De acuerdo con la ley de Darcy, el flujo de un fluido en un medio poroso es directamente proporcional a la permeabilidad relativa de dicho fluido e inversamente

proporcional a su viscosidad. Estos dos parámetros son muy dependientes de la temperatura.

4.1.1. Viscosidad

4.1.1.1. Viscosidad de un líquido

La viscosidad de un líquido cae notablemente cuando la temperatura se incrementa. Esta relación tiene una forma exponencial; a mayor sea la viscosidad del líquido, mayor es también la reducción de la viscosidad, para un incremento de temperatura dado.

Un ejemplo de la variación de la viscosidad a causa de la temperatura, para un aceite crudo en particular, está dado en la **Fig. 4.1** y en una gráfica estándar viscosidad-temperatura de la *American Section of the International Association for Testing Materials (ASTM)* para algunos crudos, que es mostrada en la **Fig. 4.2**. Como se puede ver, por ejemplo, para un aceite crudo con una viscosidad de alrededor de 50 000 cSt a 40° C tiene una pérdida de viscosidad de 20 000 cSt a 50° C. Por otro lado, un aceite crudo de 9 cSt de viscosidad a 40° C todavía tiene una viscosidad de 6 cSt a 50° C.

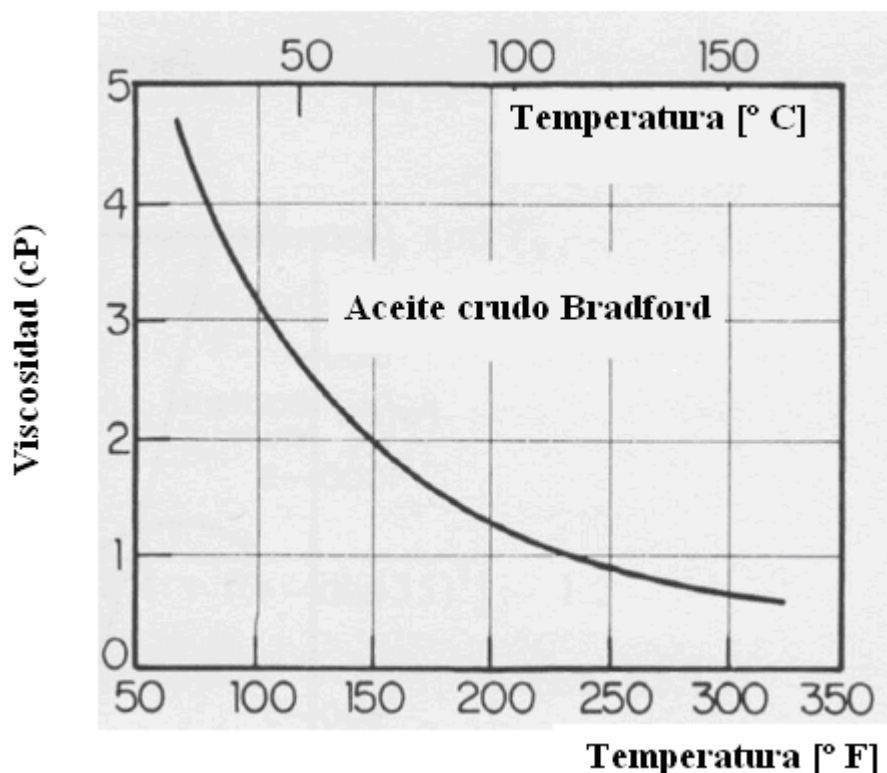


Fig. 4.1. Disminución de la viscosidad con el incremento de la temperatura para un aceite crudo Bradford Fuente (*M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.*)

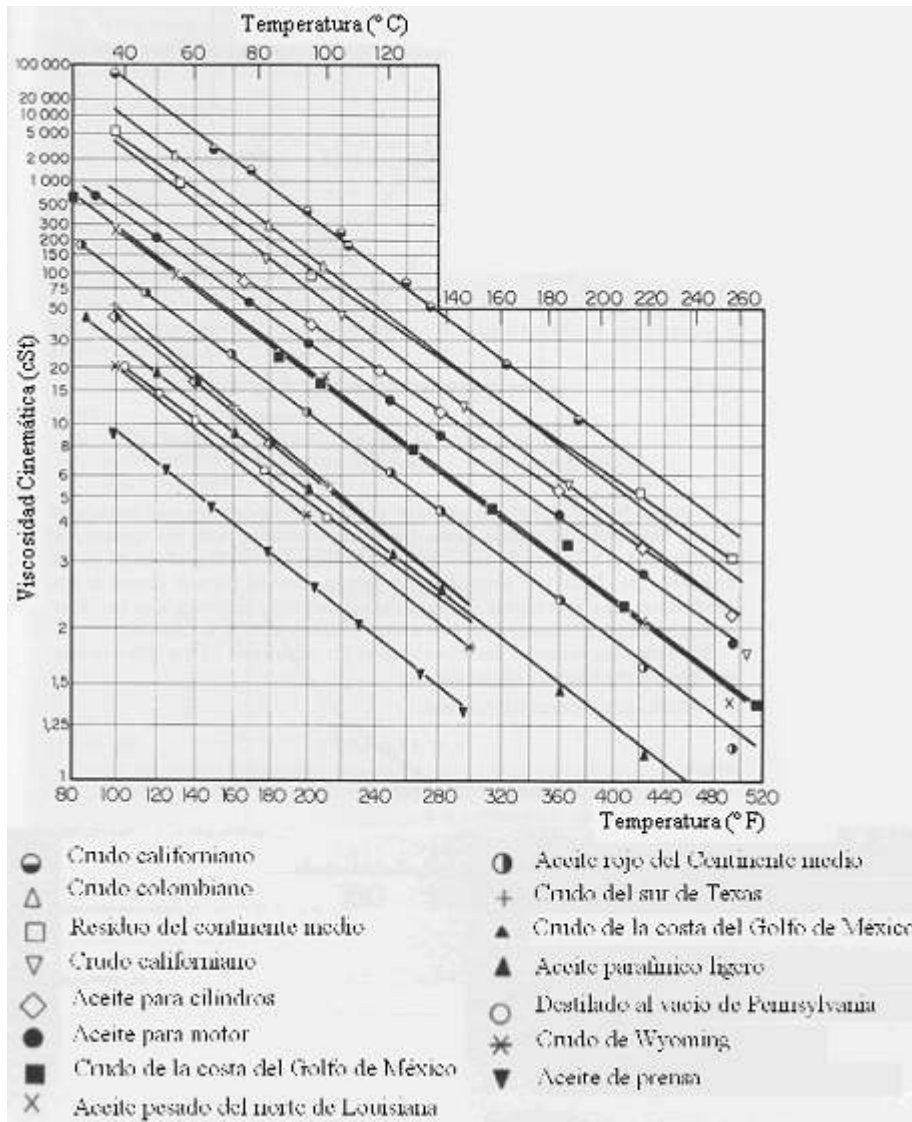


Fig. 4.2. Disminución de la viscosidad con el incremento de la temperatura para varios tipos de crudos Fuente (*M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.*)

La viscosidad del agua líquida a 20° C es de 1 cp, y entre 40 y 50° C su viscosidad sólo cambia de 0.65 a 0.55 cp.

Por lo tanto, se puede apreciar que incluso un pequeño incremento de la temperatura en una formación que contenga agua y aceite viscoso, conduce a una significativa reducción en la viscosidad, favoreciendo el flujo de aceite más que el flujo de agua. Esto explica el interés de los procesos térmicos de recuperación aplicables para la explotación de yacimientos de aceite viscoso. El decremento de la relación μ_o / μ_w cuando la temperatura se incrementa es mostrado para dos aceites crudos en la Fig. 4.3. Ciertos aceites ligeros exhiben una relación inversa (línea discontinua en la Fig. 4.3) pero esto es bastante raro¹.

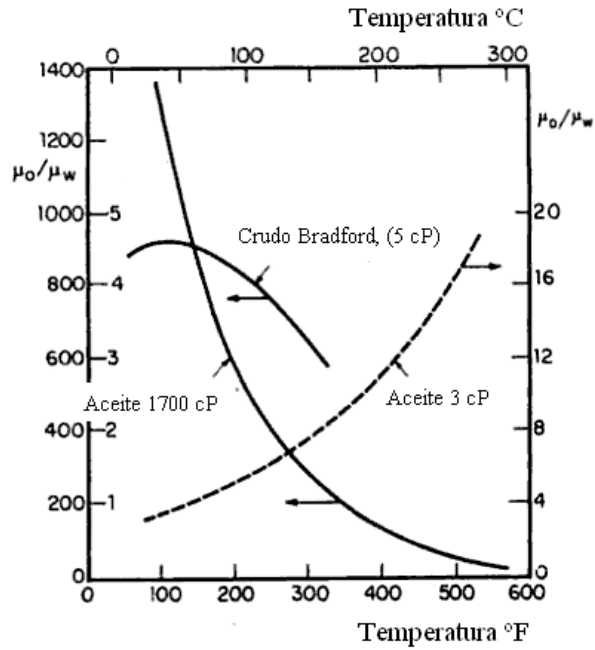


Fig. 4.3. Desplome de la relación μ_o/μ_w cuando aumenta la temperatura
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

Se debe hacer notar que la viscosidad de los hidrocarburos líquidos puede ser reducida por la absorción de ciertos gases; este efecto, se incrementa a medida que aumenta la cantidad de gas disuelto. En consecuencia, la absorción de dióxido de carbono formado durante la combustión *in-situ* puede apreciablemente incrementar la movilidad del aceite, asumiendo que la presión del yacimiento es suficientemente alta para que una gran cantidad de dióxido de carbono sea disuelta.

La siguiente ecuación ha sido usada en los cálculos del efecto de la temperatura en la viscosidad de los líquidos:

➡ Ecuación exponencial de Andrade¹¹:

$$\mu = Ae^{(B/T)}, \dots\dots\dots (4.1)$$

donde:

- μ es la viscosidad en centipoise,
- T es la temperatura absoluta en Kelvin,
- A y B son constantes.

► Ecuación de Braden para aceites²:

$$\log(v_2 + C) = \left(\frac{T_1}{T_2}\right)^D \log(v_1 + C), \dots\dots\dots (4.2)$$

donde:

los subíndices 1 y 2 se refieren a las temperaturas absolutas T_1 y T_2 ,

v es la viscosidad en centistokes,

C es una constante (igual a 0.6 si $v > 1.5$ cSt),

D es una constante del orden de 3.5 a 4.

► Ecuación de Bingham para el agua¹¹:

$$\frac{1}{\mu_B} = 0.021482 \left[(\theta - 8.435) + \sqrt{8078.4 + (\theta - 8.435)^2} \right] - 1.2, \dots\dots (4.3)$$

donde:

μ_B es la viscosidad en centipoise,

θ es la temperatura en °C.

Esta última ecuación requiere una corrección cerca del punto crítico (ver **Fig. 4.4**) y se sugiere la siguiente ecuación si la temperatura es mayor de 160° C:

$$\mu_e = \mu_B + 7 \times 10^{-9} (\theta - 160)^2 (351 - \theta), \dots\dots\dots (4.4)$$

donde:

μ_e es la viscosidad del agua a $\theta > 160$ °C, centipoise,

μ_B es la viscosidad del agua de la ecuación de Bingham (Ec. 4.3), centipoise,

θ es la temperatura en °C.

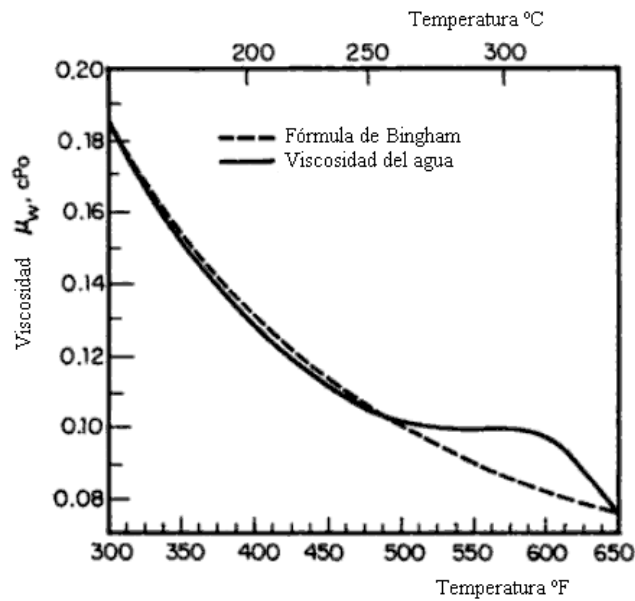


Fig. 4.4. Corrección para el punto crítico de la ecuación de Bingham
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

De acuerdo con la teoría cinética de los gases ideales, la viscosidad de un gas debe ser independiente de la presión y proporcional a la raíz cuadrada de la temperatura absoluta. Sin embargo, los gases reales distan de la teoría hasta cierto punto: la viscosidad del gas tiende a incrementar con la presión y normalmente se incrementa más rápido que la raíz cuadrada de la temperatura absoluta, T. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad puede ser aproximada con la siguiente ecuación:

$$\mu = AT^n \quad \dots\dots\dots (4.5)$$

El exponente *n* varía entre 0.7 y 1.0 para algunos gases. Por ejemplo, de la Referencia 1 tenemos:

Vapor entre 0° C y 400° C: $\mu = 1.7 \times 10^{-5} T^{1.116}$ cp
 Metano entre 0° C y 500° C: $\mu = 1.36 \times 10^{-4} T^{0.77}$ cp

Para ciertos gases de relación lineal, se puede expresar la viscosidad como una función de la temperatura en ° C:

Vapor	$\mu = 88 + 0.38 \theta$ μP	$0 < \theta < 700^\circ \text{C}$
Aire	$\mu = 175 + 0.38 \theta$ μP	$0 < \theta < 500^\circ \text{C}$
Nitrógeno	$\mu = 170 + 0.38 \theta$ μP	$0 < \theta < 400^\circ \text{C}$
Dióxido de Carbono	$\mu = 145 + 0.38 \theta$ μP	$0 < \theta < 500^\circ \text{C}$

Estas ecuaciones son válidas para presiones menores a 100 atmósferas.

4.1.2. Permeabilidad relativa

Varios experimentos han mostrado^{3, 4, 5} que la permeabilidad relativa de los fluidos varía con la temperatura para flujo bifásico agua-aceite. Ejemplos de curvas de permeabilidad relativa a dos diferentes temperaturas se muestran en la **Fig. 4.5**.

Como se puede observar, cuando la temperatura se incrementa, la saturación de agua irreductible S_{wi} también aumenta, mientras que la saturación de aceite residual S_{or} decrece (Ver **Fig. 4.6**). Esto ilustra claramente una mejora en la eficiencia de desplazamiento que puede ser obtenida a través de los procesos térmicos de recuperación.

El efecto de la temperatura sobre S_{wi} y S_{or} es el resultado de la reducción en la relación de viscosidad μ_o / μ_w cuando aumenta la temperatura y de cambios físicos y químicos en el equilibrio dentro del medio poroso.

En efecto, una correlación aproximada⁶ muestra que S_{or} se incrementa cuando μ_o / μ_w aumenta. En adición, se ha observado que las curvas de permeabilidad relativa están fuertemente influenciadas por la temperatura en el caso de un sistema agua-tetradecano, para el cual la relación μ_o / μ_w es bastante insensible a la temperatura⁵ (**Fig. 4.7**).

Sin embargo, la viscosidad no es el único parámetro a ser considerado, ya que la roca también es relevante, lejos de ser un sólido inerte, tiene una influencia, debida a sus propiedades adsorbentes; además, los aceites son mezclas complejas de hidrocarburos. Claramente la tensión interfacial del fluido y la mojabilidad de la roca varían cuando la temperatura se incrementa; esto aparece cuando hay reducción en la saturación de aceite: la tensión interfacial decrece del 10 al 20% por un incremento de temperatura de 60° C por encima de la temperatura ambiente, y el ángulo de contacto de un sistema agua-aceite cambia en la dirección de la mejor mojabilidad al agua. Sin embargo, habrá que seguir teniendo cuidado, pues por ejemplo, durante el desplazamiento de aceite por un frente de agua caliente de combustión *in-situ*, la presencia de productos oxidados provenientes de la reacción entre el oxígeno inyectado y los hidrocarburos en el yacimiento pueden hacer a la roca más mojante por aceite, con lo cual, aumenta la tensión interfacial.

La variación de la relación k_{ro} / k_{rw} contra la temperatura es menos predecible que la variación de la saturación de aceite residual. Un cambio considerable en esta relación ha sido observado, pero la dirección del cambio no se puede predecir.

En el caso más complejo donde una fase gaseosa está presente, el fenómeno de vaporización-condensación puede ser agregado al desplazamiento hidrodinámico representado por la forma generalizada de la ley de Darcy. Puede haber una gran cantidad de calor y transferencia de masa, los cuales afectan principalmente a las fracciones más ligeras en el aceite. Esta es la razón del por qué la saturación de aceite residual es menor para desplazamiento por vapor saturado que por desplazamiento por agua líquida a la misma temperatura (considerando una alta presión que no genere una fase vapor).

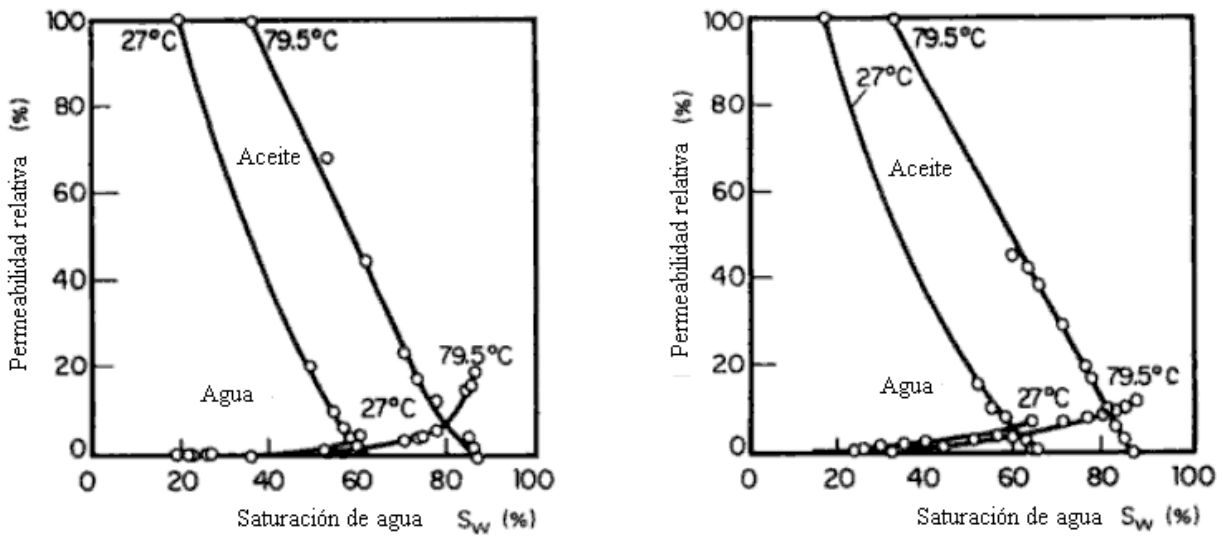


Fig. 4.5. Curvas de permeabilidad relativa a dos diferentes temperaturas
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

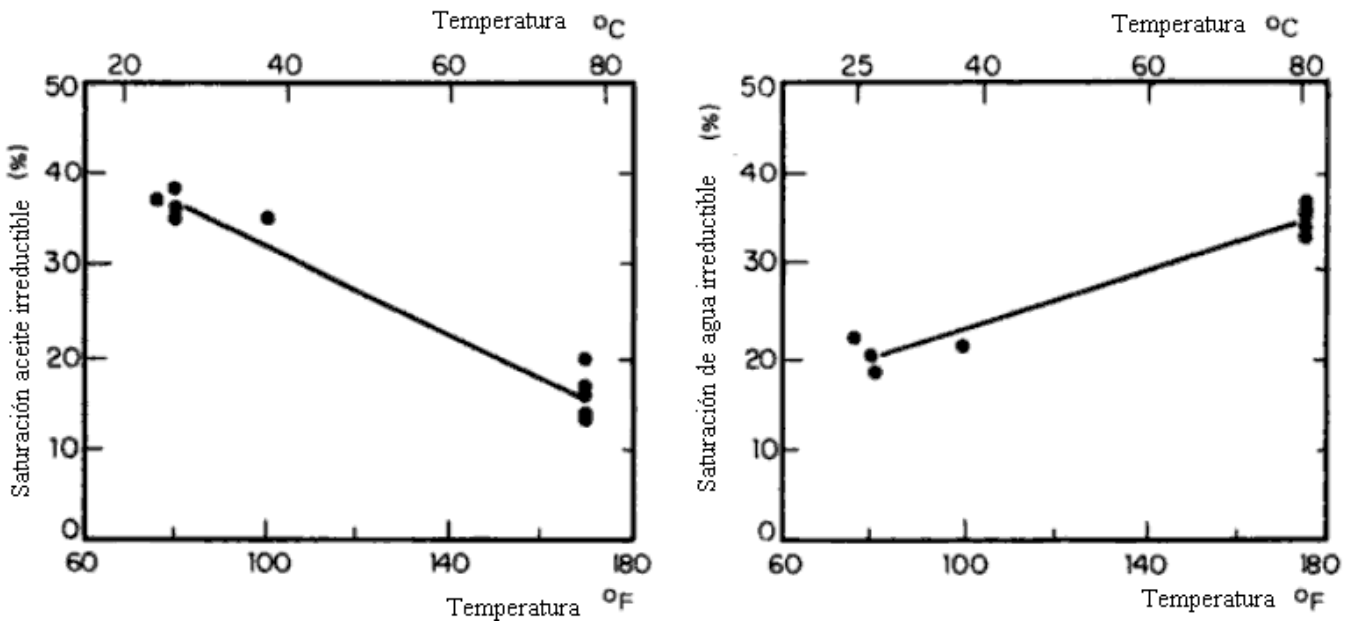


Fig. 4.6. Variaciones de la S_{or} y de la S_{wi} respecto a la temperatura
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

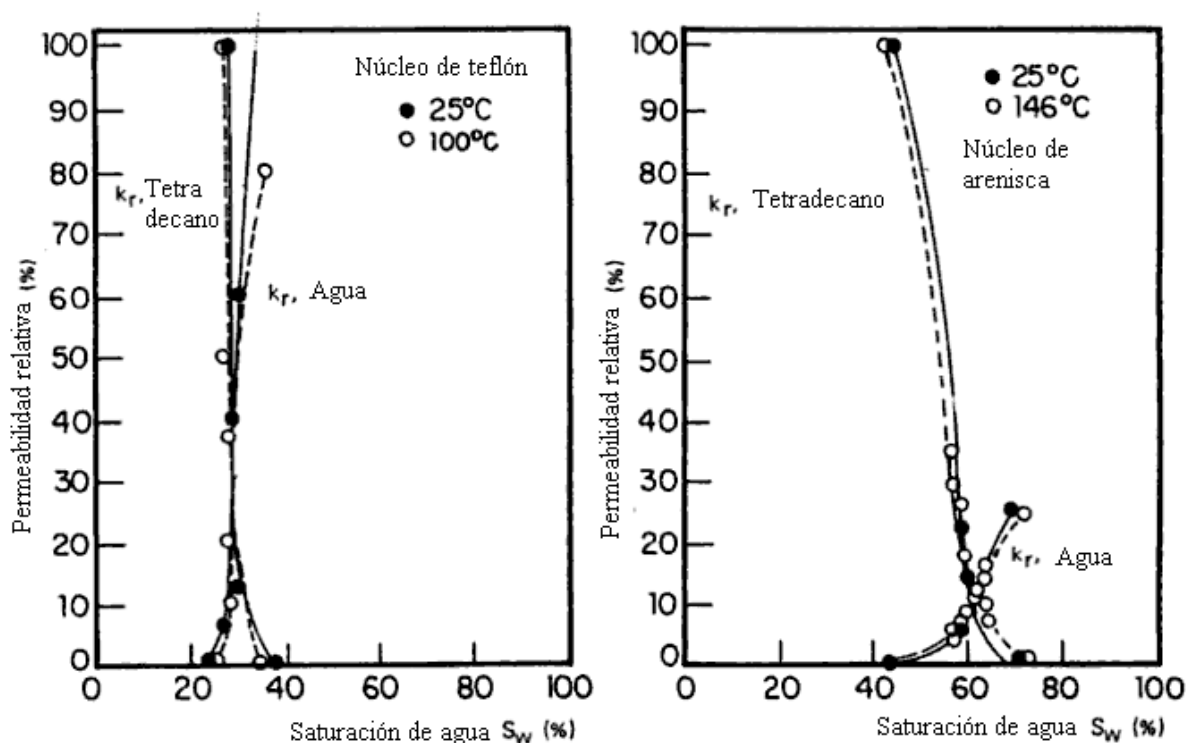


Fig. 4.7. Comportamiento de curvas de permeabilidad relativa respecto a la temperatura en un sistema agua-tetradecano
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

El efecto del fenómeno vaporización-condensación ha sido observado tanto en el laboratorio como en el campo.

4.2 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES TÉRMICAS Y TERMODINÁMICAS DE FLUIDOS Y SÓLIDOS

4.2.1. Expansión térmica

El valor del coeficiente de la expansión térmica es del orden de $10^{-3}/^{\circ}\text{C}$ para aceite y de $3 \times 10^{-4}/^{\circ}\text{C}$ para agua. Para roca, el coeficiente es del orden de $10^{-5}/^{\circ}\text{C}$. Un incremento de temperatura provoca la estimulación de expulsión del aceite del espacio poroso.

4.2.2. Capacidad térmica

En general, la capacidad térmica por unidad de masa (o calor específico) de sólidos, líquidos y gases aumenta con la temperatura y a menudo es afectada por la presión. Para gases ideales, el calor específico es independiente de la presión pero se incrementa con la temperatura debido a la progresiva excitación molecular.

La influencia de la temperatura absoluta, T, sobre el calor específico a menudo se expresa de la forma:

$$c_p = A + BT + CT^2, \dots\dots\dots (4.6)$$

donde:

c_p es el calor específico a presión constante, y

A, B y C son constantes.

Para fracciones de petróleo y aceites en estado líquido, la siguiente ecuación aproximada puede ser usada¹:

$$c_p = \frac{0.403 + 0.00081\theta}{\sqrt{d}} \left(\frac{cal}{g \times ^\circ C} \right), \dots\dots\dots (4.7)$$

donde:

θ es la temperatura en $^\circ C$ y,

d es la gravedad específica a $15^\circ C$.

Nótese que la capacidad térmica de aceites crudos es del orden de $0.45 \text{ cal}/(g \text{ } ^\circ C)$ a temperatura ambiente siendo menos de la mitad de la capacidad térmica del agua.

El calor específico de las rocas varía ligeramente de acuerdo a su naturaleza⁷: a temperatura ambiente, el valor de c_p está entre 0.18 y $0.21 \text{ cal}/(g \text{ } ^\circ C)$ para areniscas y rocas naturales en estado seco. Para estos sólidos, el valor de c_p a una temperatura θ ($^\circ C$) puede ser expresado por la siguiente relación promedio:

$$c_p \approx 0.2 + 1.8 \times 10^{-4} \theta \text{ cal}/(g \text{ } ^\circ C) \quad 0 \leq \theta \leq 500^\circ C$$

Las capacidades térmicas son sumadas, así el calor específico equivalente por unidad de volumen $(\rho c)^*$ de un medio de poroso ϕ , sobre el cual se sustenta material mineral s que contiene i fluidos con saturaciones de volumen de poro S_{fi} está dado por:

$$(\rho c)^* = (1 - \phi)(\rho c)_s + \phi \sum_i S_{fi} (\rho c)_i$$

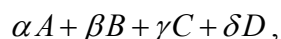
4.3 REACCIONES QUÍMICAS QUE OCURREN DURANTE LA RECUPERACIÓN TÉRMICA

Ciertos procesos térmicos de recuperación se benefician de la reactividad de los hidrocarburos que constituyen el aceite crudo, particularmente respecto a la oxidación y a la combustión. En este subtema se discutirán las reacciones cinéticas y termodinámicas básicas.

4.3.1. Termodinámica de las reacciones químicas

4.3.1.1. Entalpía de reacción

Considere una transformación química correspondiente al siguiente balance estequiométrico:



donde:

α , β , γ , y δ son las partes proporcionales de los componentes de la reacción (de tal modo que $\alpha + \beta + \gamma + \delta = 1$).

A, B, C y D son los componentes de la reacción (por ejemplo, el combustible, el comburente, etc.).

El acompañamiento en el cambio de entalpía, o entalpía de reacción ΔH° , determinada a una temperatura estándar de referencia, es una combinación de entalpías estándar de formación ΔH_f° de los reactivos y de los productos:

$$\Delta H^\circ = \left[\gamma \Delta H_{fC}^\circ + \delta \Delta H_{fD}^\circ \right] - \left[\alpha \Delta H_{fA}^\circ + \beta \Delta H_{fB}^\circ \right]$$

La entalpía de reacción es negativa para reacciones exotérmicas y positiva para reacciones endotérmicas. La oxidación y la combustión de los hidrocarburos son reacciones altamente exotérmicas: la combustión completa a CO_2 y agua libera alrededor de 11 000 kcal/kg de combustible.

En la práctica, los hidrocarburos pueden ser transformados en una gran variedad de productos, por oxidación o combustión, cuando éstos reaccionan con oxígeno (por ejemplo, aldehídos, cetonas, alcoholes, monóxido de carbono, ácidos carboxílicos, CO_2 , etc.)⁸. Todas estas reacciones son muy exotérmicas: el calor liberado está entre 90 y 105 kcal/mol de oxígeno consumido (ver **Fig. 4.8**). Solamente la formación transitoria de peróxidos es relativamente poco exotérmica (del orden de 30 kcal/mol de oxígeno).

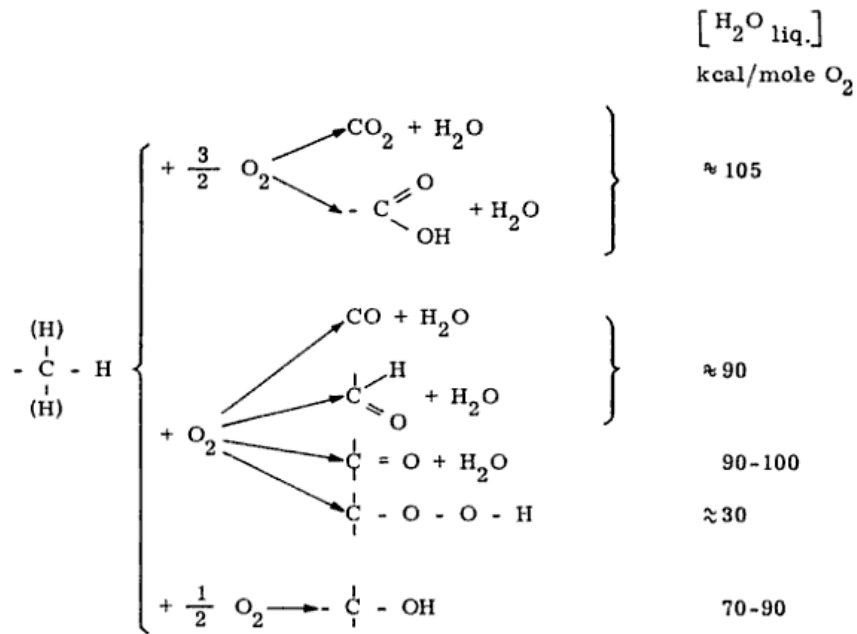


Fig. 4.8. Reacción de combustión considerando cantidades variables de oxígeno y sus respectivas cantidades de energía liberadas.
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

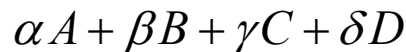
4.3.2. Cinética Química

4.3.2.1 Principios básicos

Si en un volumen v_r , el número de moles n_J de un componente J cambia con el tiempo t debido a una reacción química, la velocidad de reacción U'_J se define como sigue:

$$U'_J = \frac{1}{v_r} \left| \frac{dn_J}{dt} \right| \dots\dots\dots (4.12)$$

La velocidad de reacción puede ser determinada considerando cualquiera de los reactivos o productos involucrados en la reacción. Para cada reacción del tipo:



tenemos:

$$\frac{U'_A}{\alpha} = \frac{U'_B}{\beta} = \frac{U'_C}{\gamma} = \frac{U'_D}{\delta} = U' \dots\dots\dots (4.13)$$

La velocidad de reacción en un proceso que no involucre cambio de fase, puede ser expresada como sigue:

$$U' = K \prod_J \left(\frac{n_J}{v_r} \right)^{r_J} \dots\dots\dots (4.14)$$

El exponente r_J es conocido como el “orden” de la reacción en relación con el componente J. Los valores de este exponente pueden ser determinados experimentalmente y provee información acerca de los mecanismos presentes en la reacción. Para reacciones simples el exponente es igual a la unidad. K es la constante de velocidad de reacción y se incrementa con la temperatura, de acuerdo a la ley de Arrhenius:

$$K = K_0 \exp(-E / RT) \dots\dots\dots (4.15)$$

donde:

- K_0 es una constante de proporcionalidad
- E es la energía de activación, normalmente expresada en kcal/mol o en joule/mol,
- R es la constante universal de los gases,
- T es la temperatura absoluta.

En el caso especial de una reacción superficial, el área donde la reacción tiene lugar debe ser considerada, luego la **Ec. 4.14** se escribe como:

$$U' = K \frac{S_r}{v_r} \prod_J \left(\frac{n_J}{v_r} \right)^{r_J} \dots\dots\dots (4.16)$$

4.3.2.2. Reacciones cinéticas en el medio poroso

Algunas reacciones químicas pueden tener lugar en los poros de un medio poroso: dada la estructura de un medio típico, estas reacciones involucran superficies de poro o superficies de una interfase entre fases⁸.

Considere el caso de un medio cuyos poros (volumen v_n) contienen una saturación S_o de aceite de densidad ρ_o . Ya se ha señalado que los hidrocarburos están pirolizados por efecto del calor y que la reacción con oxígeno genera una gran cantidad de calor.

En particular las siguientes reacciones pueden ocurrir:

- a) Oxidación de gotas de aceite por el oxígeno disuelto. Si el oxígeno está uniformemente disuelto en las gotas (esto supone gotas pequeñas y temperatura baja) la velocidad de reacción, expresada como la masa de oxígeno consumido por unidad de volumen v del medio poroso ($v = v_p/\phi$) puede ser escrita como sigue:

$$U_1' = \frac{1}{v} \left| \frac{dm_{O_2}}{dt} \right| = K_1 \phi \rho_o S_o P_{O_2}^n \dots\dots\dots (4.17)$$

- b) La combustión de un depósito de carbono sólido: esta reacción involucra el oxígeno reaccionando en la superficie s_d del depósito. El cambio en la masa del depósito puede ser expresada como sigue:

$$\frac{1}{v_p} \left| \frac{dm_d}{dt} \right| = K_2 \left(\frac{s_d}{v_p} \right) \left(\frac{m_d}{v_p} \right) P_{O_2}^{n*} \dots\dots\dots (4.18)$$

El valor de s_d/v_p es una función compleja del área superficial por unidad de volumen poroso del medio poroso; depende de la distribución de los poros en el depósito.

Por unidad de volumen poroso tenemos:

$$U_2' = \frac{1}{v} \left| \frac{dm_d}{dt} \right| = K_2 \phi \left(\frac{s_d}{v_p} \right) \left(\frac{m_d}{v_p} \right) P_{O_2}^{n*} \dots (4.19)$$

- c) Pirólisis superficial de las gotas de aceite (masa m_o , área de la superficie s_o , volumen poroso v_p) para formar un depósito de carbono:

$$\frac{1}{v_p} \frac{dm_d}{dt} = K_3 \left(\frac{s_o}{v_p} \right) \left(\frac{m_o}{v_p} \right) = K_3 \left(\frac{s_o}{v_p} \right) \rho_o S_o \dots (4.20)$$

El valor de s_o/v_p depende de la distribución de las gotas de aceite dentro de los poros, Finalmente tenemos:

$$U_3' = \frac{1}{v} \frac{dm_d}{dt} = K_3 \phi \rho_o S_o \left(\frac{s_o}{v_p} \right) \dots\dots\dots (4.21)$$

Obviamente, la reacción (b) no puede tener lugar después de la reacción (c) y esto da lugar a la formación de un depósito carbonoso.

4.4 DESPLAZAMIENTO POR FLUIDOS CALIENTES

Como se ha visto en líneas anteriores, el agua tiene la ventaja de poseer la más alta capacidad de transportar calor hacia la formación, más que cualquier otra sustancia, en ambas fases líquida y gaseosa. Por esta razón, **el agua es el único fluido caliente usado para inyectar al yacimiento.**

La calidad X de un vapor saturado generalmente se define como la masa de vapor seco contenida en una unidad de masa de vapor húmedo. La entalpía de la mezcla está dada por:

$$H = H_l + XL \dots\dots\dots (4.22)$$

donde:

H_l es la entalpía del agua líquida en la curva de saturación y,
L es el calor latente de vaporización a presión constante.

A la temperatura de vaporización, el vapor seco transporta mucho más calor que el agua líquida. Considere por ejemplo (ver **Fig. 4.9**) yacimientos en los cuales, la temperatura varía de acuerdo al gradiente geotérmico normal de 3° C/ 100 m (basado en una temperatura superficial de 20° C) y además, la presión de inyección es igual a la presión hidrostática. El calor recuperable se define como la diferencia de entalpías entre el fluido caliente inyectado y el agua líquida a condiciones de fondo. La relación entre el calor recuperable a X = 1 y a X = 0 es de 3.4 a 20 bar de presión y de 1.8 a 150 bar.

Se debe hacer notar, que esto generalmente, no es una ventaja en el uso de vapor súper-caliente. Por ejemplo, usando la hipótesis anterior, en la vecindad de la curva de saturación, el incremento de energía recuperable por ° C de sobrecalentamiento es de solo 0.1% a 20 bar y de 0.2% a 100 bar. Esta ganancia menor no compensa los problemas mecánicos que ocurren al trabajar a altas temperaturas.

Durante la inyección de vapor saturado, parte de ese calor se pierde a través de las rocas adyacentes al pozo y consecuentemente la calidad del vapor decae. Sin embargo, siempre y cuando la calidad no sea demasiado baja, el calor recuperable sigue siendo alto. Por ejemplo, la relación de calor recuperable para X = 0.6 y X = 1 se incrementa desde 0.72 a 20 bar hasta 0.83 a 150 bar.

Lo anterior parece dar a entender que desde el punto de vista de la eficiencia térmica, la inyección de vapor saturado es preferible a la inyección de agua caliente. En la práctica esto no siempre es así.

4.4.1. Principios básicos

4.4.1.1. Desplazamiento por agua caliente

Considere un yacimiento homogéneo sometido a un desplazamiento unidimensional, en el cual las pérdidas de calor a las formaciones circundantes son despreciadas. El agua caliente inyectada se enfría al entrar en contacto con las rocas y los fluidos en el yacimiento; bajo condiciones de estado estacionario, dos zonas principales pueden ser distinguidas en los perfiles de temperatura y de saturación. Dichas zonas serán descritas de abajo hacia arriba (**Fig. 4.10**).

Zona II. El aceite en el yacimiento es desplazado por agua a la misma temperatura. Consecuentemente, el desplazamiento por agua caliente sufre los mismos problemas de inestabilidad que los del agua fría; la saturación de aceite residual por encima de la zona **II** es la misma que produciría una inyección de agua fría.

Zona I. Conforme nos vamos moviendo más allá por arriba, la temperatura se incrementa constantemente a medida que la saturación de aceite residual decrece como se muestra en la **Fig. 4.6** En adición, la expansión de los fluidos y de la matriz significa que, para cualquier saturación dada, la masa de aceite atrapado se reduce conforme la temperatura se incrementa. Si el aceite contiene hidrocarburos sumamente volátiles, ciertas fracciones pueden ser desplazadas por el proceso vaporización-condensación.

En la práctica, la pérdida de calor desde la zona caliente hacia las formaciones circundantes da lugar a una pérdida significativa de temperatura en la dirección de flujo, pero no afecta la rapidez de avance en esta zona (**Fig. 4.11**).

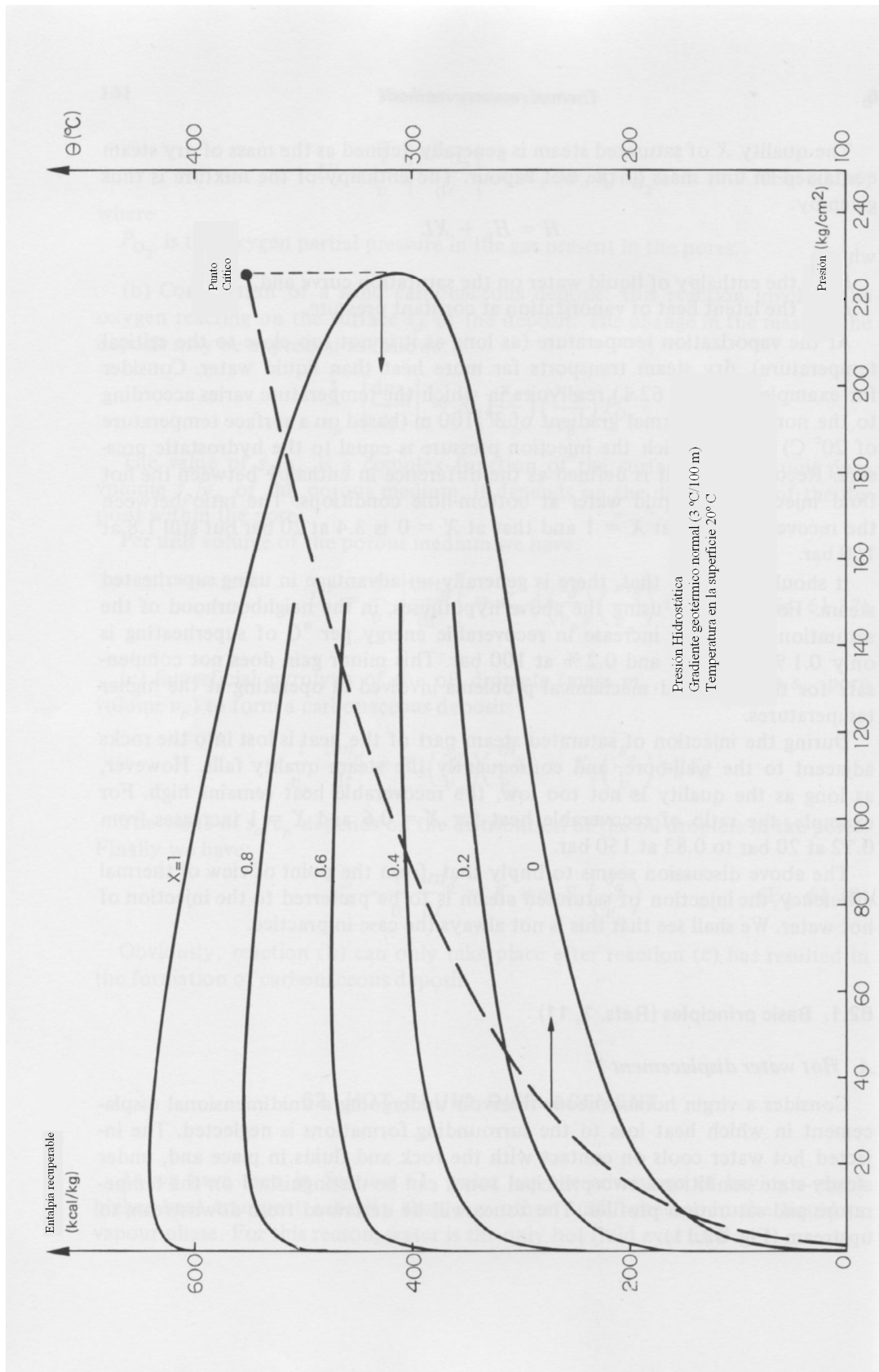


Fig. 4.9. Variación de la temperatura de acuerdo al gradiente geotérmico
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, Editions Technip, 1980.)

4.4.1.2. Desplazamiento por vapor saturado

Con la misma hipótesis asumida para el desplazamiento por agua caliente, tres zonas principales pueden ser identificadas (**Fig. 4.12**), pero en esta ocasión las analizaremos desde arriba hacia abajo.

Zona I. En la parte de arriba de la zona de condensación, la temperatura es alta y cae sólo un poco conforme a la temperatura de saturación del vapor a la presión actual, la cual, naturalmente declina en la dirección del flujo. Las saturaciones siguen siendo aproximadamente constantes, a pesar de que el aceite es poco, en la parte de arriba debido a la vaporización de sus componentes más volátiles. La temperatura de la matriz es prácticamente igual a la temperatura del vapor. En esta zona, existen tres fases de fluido, de las cuales sólo dos, las fases agua y vapor, se encuentran fluyendo.

Zona II. El vapor entra en contacto con la matriz fría y se condensa, así que, a pesar de la temperatura promedio (es decir, la única temperatura que se puede medir en un medio poroso, usando por ejemplo un termopar) se encuentra entre la del vapor y la de la matriz, una conductividad térmica equivalente ya no puede ser determinada. Durante la condensación, la temperatura promedio decrece y los hidrocarburos previamente vaporizados se condensan al mismo tiempo que el vapor.

Zona III. En esta zona el desplazamiento es por agua caliente. Sin embargo, ya que el volumen específico del vapor es mucho mayor que el del agua, la velocidad del agua es más alta si el agua líquida ha sido inyectada en la misma dirección de flujo.

La relativa importancia de la vaporización y de la condensación de los componentes más volátiles del aceite depende de su composición química. Puede ser estimado que el incremento en la recuperación de aceite debida a la expansión térmica varía del 3 al 5% del aceite en el yacimiento por desplazamiento por agua caliente (aceites ligeros tienen altos coeficientes de expansión) y que ese incremento debido a la destilación del vapor puede llegar al 20% para un crudo, el cual es 50% destilado a 170° C. La saturación de aceite residual después del desplazamiento puede ser ligeramente reducida a través de un incremento de temperatura, por lo tanto, en el caso de aceites ligeros, la destilación de vapor es el factor que más contribuye a la eficiencia del desplazamiento por fluidos calientes. Para aceites pesados, lo contrario es cierto.

Si ahora tomamos en cuenta las pérdidas de calor hacia las formaciones, encontraremos que el vapor se condensa continuamente y esto hace que la zona de condensación se extienda, lo cual, inicia prácticamente en el pozo inyector, además se incrementa con el tiempo. Las zonas I y II pueden seguir distinguiéndose. En la zona I la temperatura permanece prácticamente constante porque la condensación del vapor no compensa las pérdidas de calor. En la zona II, donde el frente de condensación se mueve hacia abajo calentando las rocas y los fluidos, la saturación de vapor decrece a cero.

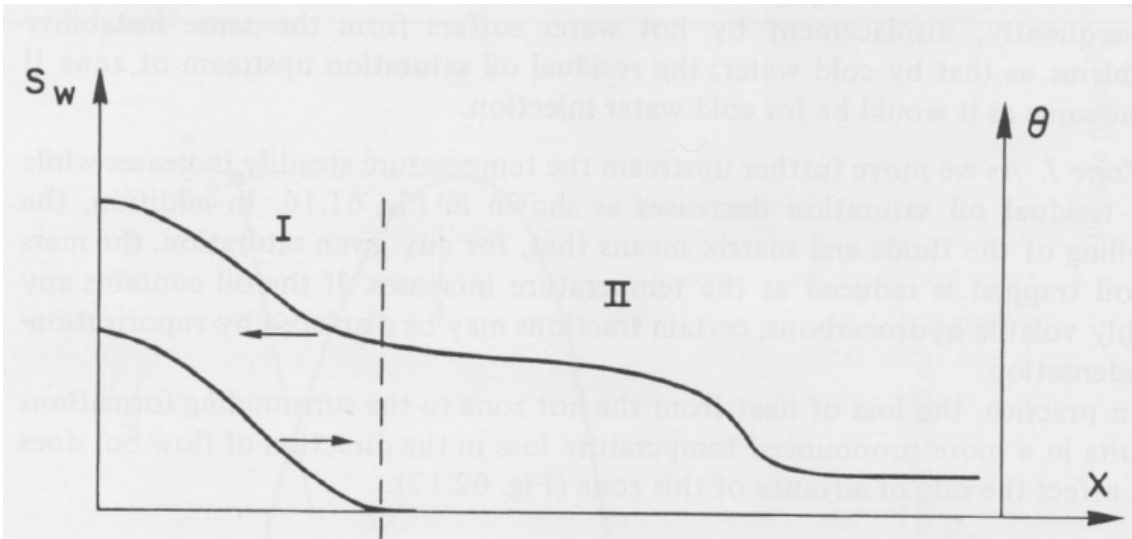


Fig. 4.10. Perfiles de temperatura y saturación de un yacimiento hipotético
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

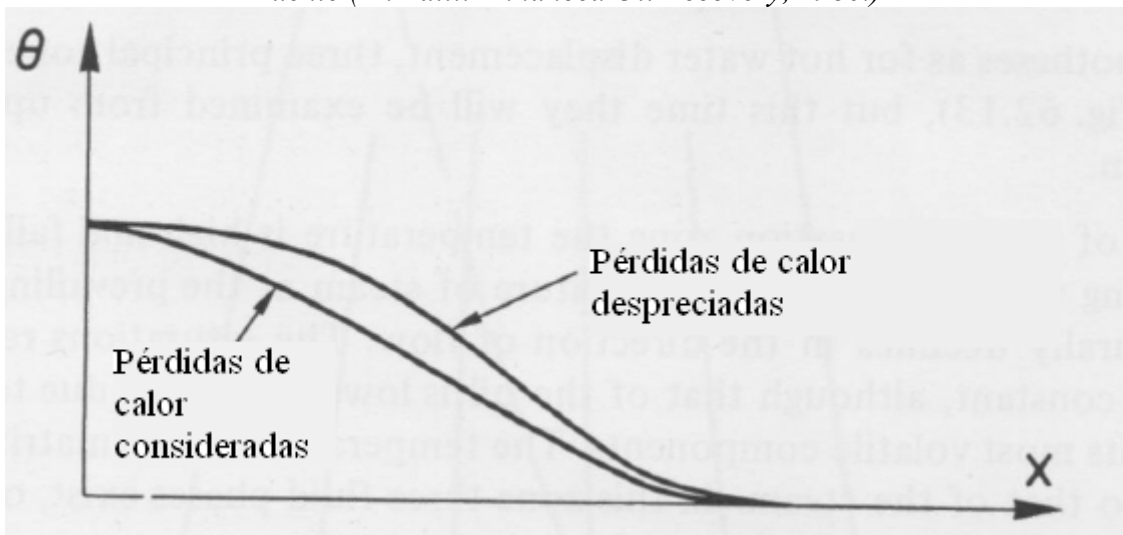


Fig. 4.11. Pérdidas de calor hacia formaciones circundantes
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

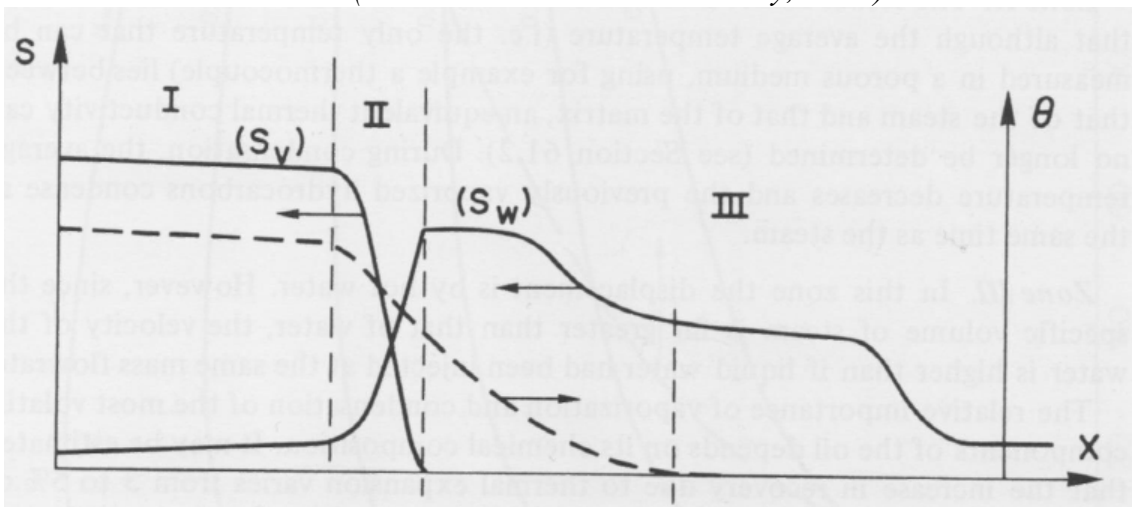


Fig. 4.12. Zonas principalmente distinguidas durante desplazamiento de vapor saturado
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

4.4.1.3. Comparación de los desplazamientos por agua fría, agua caliente y vapor

Como hemos visto, para la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, la recuperación es mejor que la alcanzada por agua fría. En el caso de la inyección de vapor, el aceite es producido incluso después del avance del agua y hasta el avance del frente de vapor. Esto ha sido confirmado por experimentos en laboratorios en sistemas lineales, los resultados de cuáles muestran recuperaciones a menudo superiores a 80% en el avance de vapor se muestran en la **Fig. 4.13**.

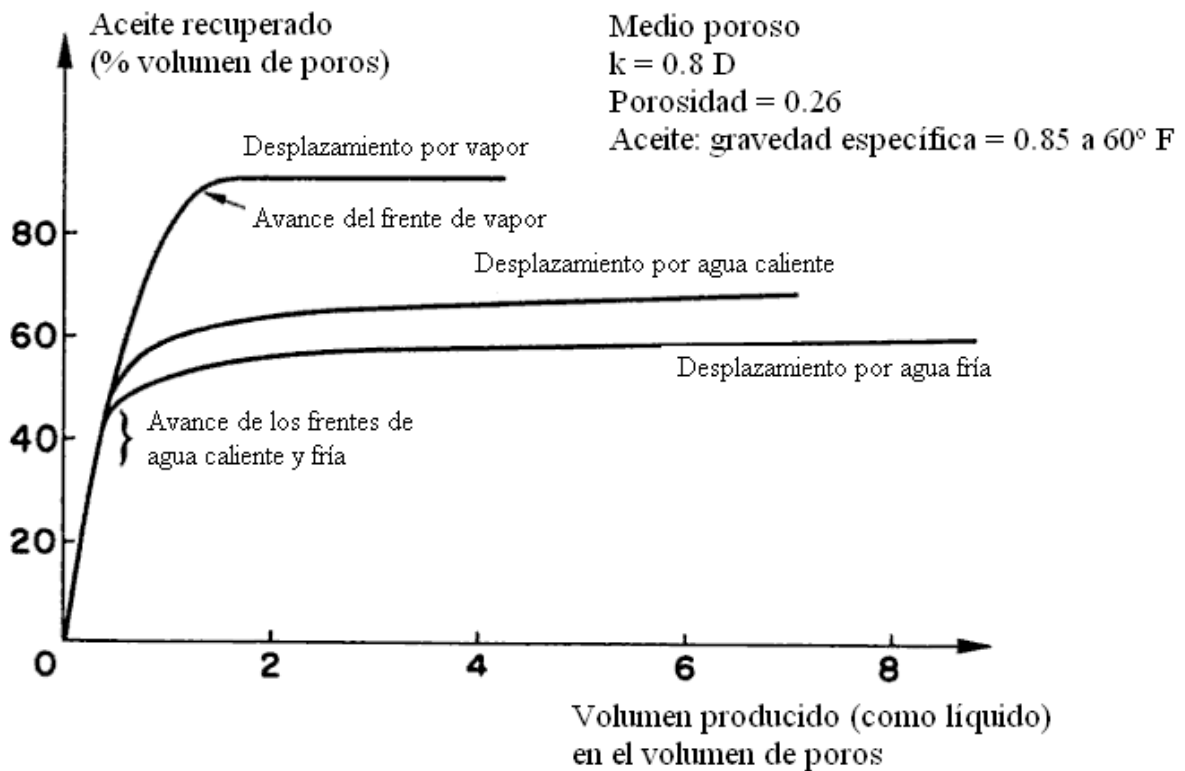


Fig. 4.13. Comparación de los desplazamientos por agua fría, agua caliente y vapor
Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery, Editions Technip, 1980.*)

4.4.2. Eficiencia areal de barrido y estabilidad del frente de desplazamiento

En el Capítulo 2 de este trabajo se vio que el área de barrido durante un desplazamiento isotérmico y la estabilidad del desplazamiento son altamente dependientes de la relación de movilidades M . Si asumimos que la permeabilidad relativa k_r es independiente de la viscosidad, entonces, como una primera aproximación la eficiencia del área de barrido y la estabilidad dependen de la relación de viscosidades aceite-agua μ_o/μ_w . Cuanto mayor es esta relación, menor es la eficiencia de área barrida. Para ilustrar esto, se usará el concepto de desplazamiento frontal.

Si consideramos un desplazamiento de agua caliente sin transferencia de masa entre fases, un desplazamiento tipo pistón y una alta relación de viscosidades μ_o/μ_w

(viscosidad del aceite a la temperatura del yacimiento / viscosidad del agua a la temperatura de inyección), la eficiencia del área barrida será baja y el desplazamiento puede volverse inestable. Esto siempre ocurre alrededor del pozo inyector al inicio de la inyección.

En la práctica, a medida que avanza el frente, la conductividad térmica horizontal, la capacidad térmica de las rocas y de los fluidos en el yacimiento y la convección forzada provocan que el aceite se comience a calentar y el agua inyectada a enfriar, siempre y cuando no haya pérdidas de calor a las formaciones circundantes. Esta zona de temperatura gradual cambia en distancia conforme crece el tiempo y la hipótesis de un frente de temperatura se vuelve inválida.

Adicionalmente, si ocurre inestabilidad, cambios en la viscosidad de los fluidos acarrearán calor hacia la parte de abajo por convección y esto conducirá a que el aceite y las rocas no sean lo suficientemente calentados. Esto además extenderá el perfil de temperatura aún más. Los mismos efectos aplican a los perfiles de saturación, y la suposición de un frente hidrodinámico no puede ser mantenida.

El resultado es que a cierto tiempo el aceite es desplazado por un fluido a la misma temperatura, por lo tanto, la eficiencia del área de barrido es mejor que la que se calculará con la suposición de un frente térmico.

Si seguimos deseando considerar un desplazamiento por vapor conservando la noción de un frente térmico y uno hidrodinámico, una relación de la forma μ_o/μ_w no es un parámetro lo suficientemente útil. A la temperatura de saturación, la relación de volúmenes específicos del vapor y del agua es de 86.4 a 20 bar e incluso a 100 bar se conserva en 12.8, así, en todo el frente de condensación las velocidades de los fluidos no pueden ser iguales. La tasa de velocidad depende de la presión y de la capacidad térmica de la roca. Si las suposiciones hechas al inicio de este Capítulo siguen considerando el parámetro μ_o/μ_v (donde el subíndice v se refiere a agua gaseosa o vapor) entonces debe de ser reemplazado por $\mu_o V_o/\mu_v V_v$, donde V representa velocidad.

Usando la **Fig. 4.14** podemos comparar, para velocidades de desplazamiento de aceite, el desplazamiento unidireccional por vapor saturado, seco o súper caliente (subíndice v), agua a la temperatura de saturación (subíndice c), y agua a la temperatura del yacimiento (subíndice w)⁹. Esta figura da las relaciones μV a una profundidad de 1000 m. A lo que se refiere eficiencia del área de barrido y estabilidad, podemos ver que:

- a) Para un yacimiento con 20% de porosidad, el desplazamiento por aceite saturado es más eficiente que con inyección de agua a la temperatura del yacimiento, hasta alrededor de los 130 m, este último es más eficiente.
- b) Incluso un súper-calor relativamente bajo incrementa en gran medida la profundidad a la cual la inyección de vapor es más eficiente que el agua fría.
- c) El vapor es más eficiente a bajas porosidades.
- d) El grado de inestabilidad del desplazamiento por agua caliente comparado al hecho por agua fría es prácticamente dependiente de la profundidad.

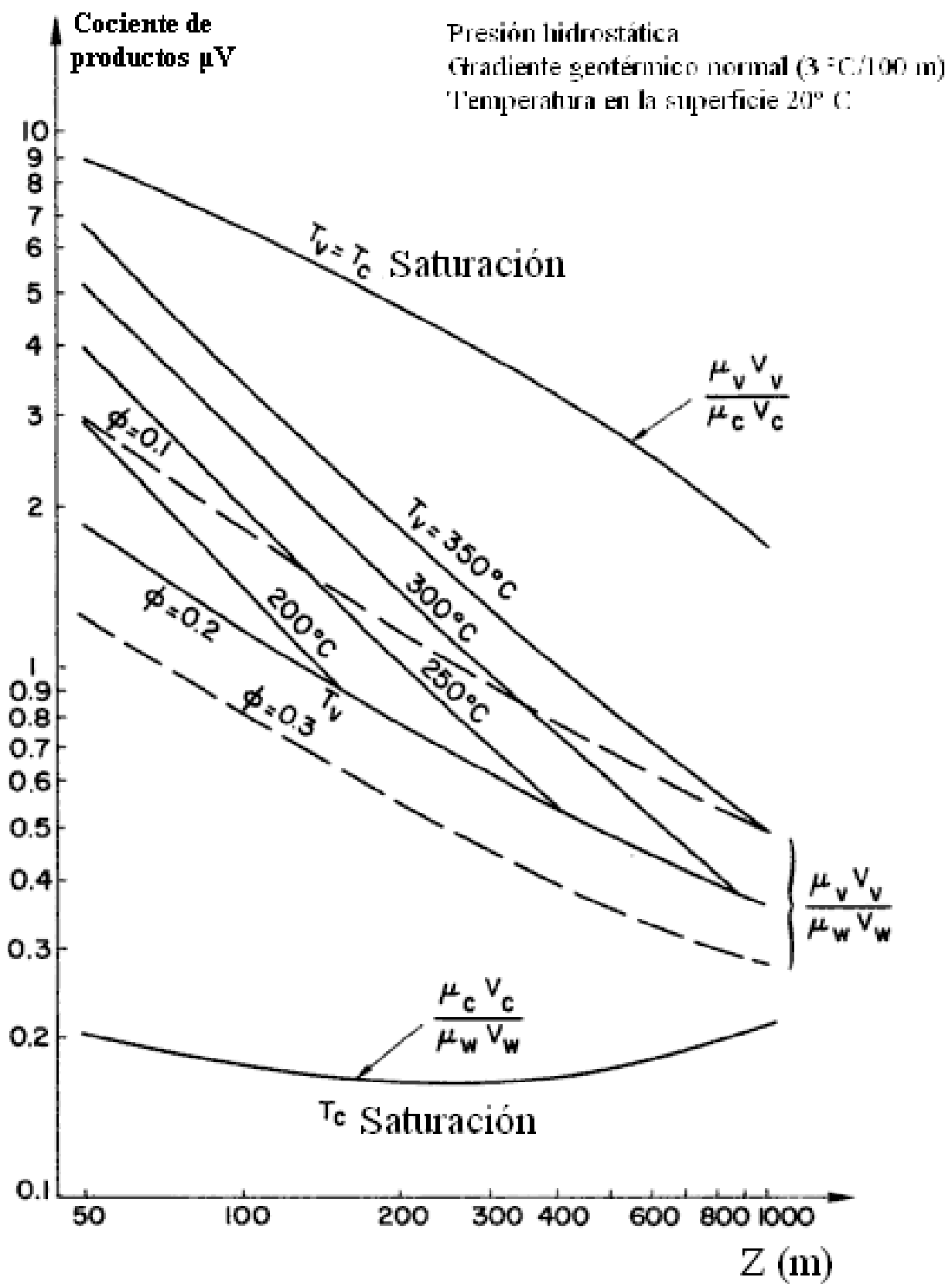


Fig. 4.14. Relaciones μV a una profundidad de 1000 m
Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

Estos resultados ilustran el comportamiento general, y las observaciones hechas anteriormente para desplazamiento por agua caliente referentes al “aplanamiento” del perfil de temperatura, con el tiempo siguen siendo igualmente válidas para el desplazamiento por vapor. Además, cuando la digitación ocurre la transferencia lateral de calor por conducción posee una influencia estabilizadora, ya que provoca la condensación del vapor que ha avanzado más en el medio poroso.

Estas conclusiones son igualmente aplicables a la “combustión húmeda” la cual da una mayor eficiencia del área de barrido que la combustión en seco, la cual será discutida más adelante.

4.4.3. Pérdida de calor

Cuando el calor es transportado alguna distancia por el fluido desplazante hasta el destino final en el yacimiento, la pérdida de calor es un factor importante en el uso de varios procesos de recuperación por inyección de fluidos calientes.

4.4.3.1. Pérdida de calor desde el yacimiento

Aunque el calor perdido hacia las formaciones circundantes no reduce la velocidad en la zona caliente, sí hace que se reduzca la temperatura, excepto en la zona de condensación del vapor. Sin embargo, la ampliación de ésta zona es reducida y consecuentemente también lo es la eficiencia térmica del proceso. Es por lo tanto importante determinar la magnitud de las pérdidas de calor. El método simple¹⁰ consiste en considerar al yacimiento como un modelo tipo pistón con las siguientes suposiciones (**Fig. 4.15**):

- a) En las formaciones circundantes, la transferencia paralela de calor hacia el yacimiento es despreciada, por lo tanto, solamente la componente vertical del gradiente de temperatura $\partial\theta/\partial z$ es tomado en cuenta.
- b) En el medio poroso de espesor Z , los procesos dinámicos y térmicos son unidireccionales.
- c) Existe una discontinuidad de temperatura entre la temperatura constante de la zona caliente y la zona que está a la temperatura del yacimiento, así, la transferencia de calor longitudinal por conducción y convección es despreciada.

La temperatura inicial del yacimiento es θ_{∞} . Sea $\psi(t)$ el flujo de calor correspondiente a la pérdida de calor y $A(t)$ el área barrida por la zona caliente a la temperatura θ_c ; sea además M un punto en el yacimiento alcanzado por la zona caliente al tiempo τ .

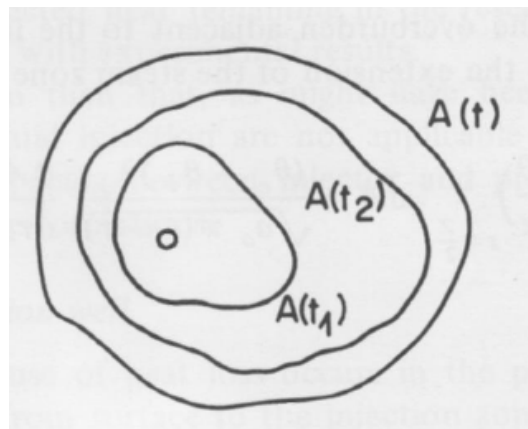
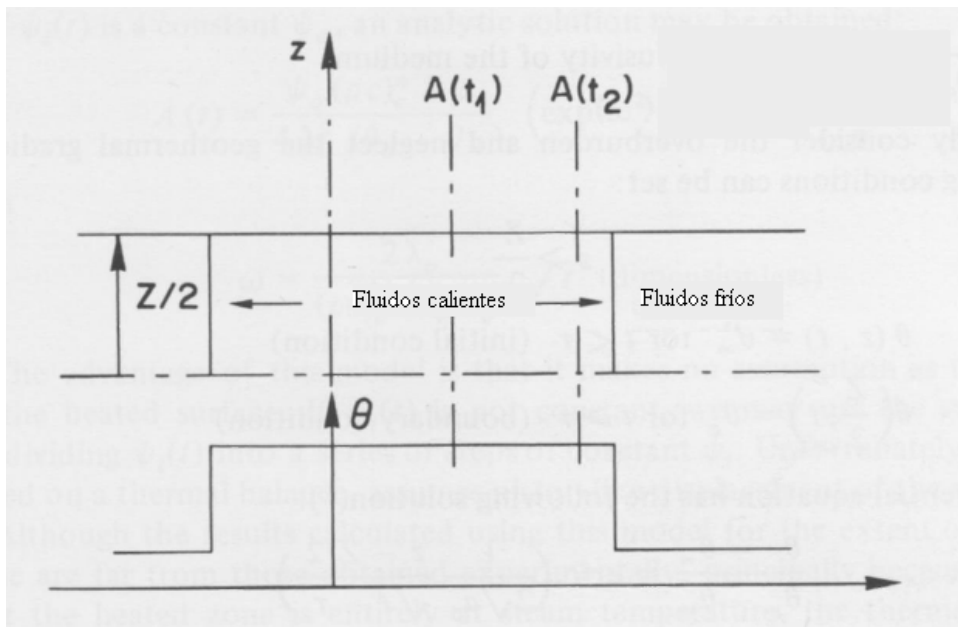
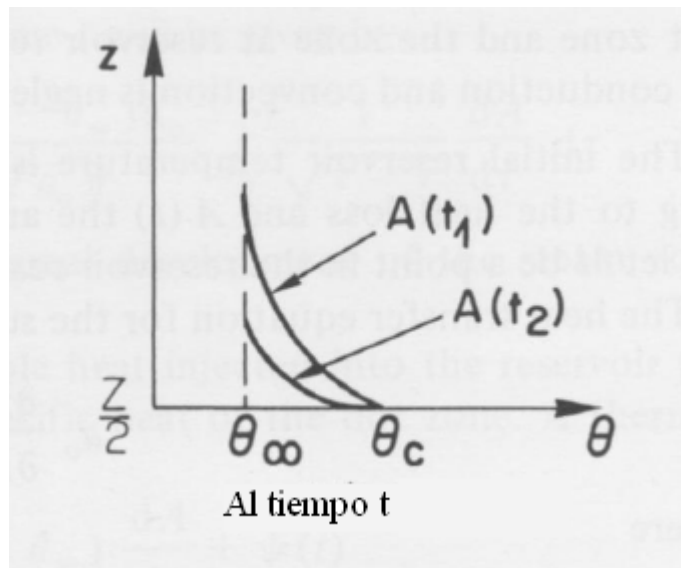


Fig. 4.15. Pérdidas de calor en el yacimiento
 Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

La ecuación de transferencia de calor hacia las formaciones circundantes es:

$$a_o \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} = \frac{\partial \theta}{\partial t} \dots\dots\dots (4.23)$$

donde:

θ es la temperatura y,

$a_o = \frac{\lambda_o}{(\rho c)_o}$ es la difusividad térmica del medio.

Si se considera la sobrecarga y se desprecia el gradiente geotérmico, las siguientes condiciones son establecidas como sigue:

$$z > \frac{Z}{2}$$

$$\theta(z, t) = \theta_\infty \text{ para } t < \tau \text{ (condición inicial)}$$

$$\theta\left(\frac{Z}{2}, t\right) = \theta_c \text{ para } t \geq \tau \text{ (condición en la frontera)}$$

La ecuación diferencial tiene la siguiente solución⁺:

$$\frac{\theta - \theta_\infty}{\theta - \theta_\infty} = \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{a_o}} \frac{z - \frac{Z}{2}}{\sqrt{t - \tau}} \right) \dots\dots\dots (4.24)$$

La pérdida de calor $d\psi(t, \tau)$ a la sobrecarga adyacente hacia el área incremental dA representa el incremento en la extensión de la zona de vapor entre el tiempo τ y el tiempo $\tau + d\tau$ por lo tanto:

⁺ $\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty \exp(-\alpha^2) d\alpha = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x \exp(-\alpha^2) d\alpha$

El valor de la función error complementario (erfc) puede ser encontrado en tablas.

$$d\psi(t, \tau) = -\lambda_o \left(\frac{\partial \theta}{\partial z} \right)_{z=\frac{Z}{2}} \dots \dots \dots (4.25)$$

$$dA = \frac{(\theta_c - \theta_\infty) \lambda_o}{\sqrt{a_o \pi (t - \tau)}} \frac{dA}{d\tau} d\tau \dots \dots \dots (4.26)$$

Si asumimos que las características de la bajocarga son idénticas a las de las sobrecarga, la pérdida de calor total al tiempo t estará dada por:

$$\psi(t) = 2 \int_0^t d\psi(t, \tau) d\tau = \frac{2(\theta_c - \theta_\infty) \lambda_o}{\sqrt{a_o \pi}} \int_0^t \frac{1}{\sqrt{t - \tau}} \frac{dA}{d\tau} d\tau \dots (4.27)$$

Con el fin de evaluar esta integral y el desempeño areal de la zona de vapor debemos saber que:

Sea $\psi_i(t)$ la cantidad de calor recuperable inyectado en el yacimiento por unidad de tiempo y $(\rho c)_c^*$ el calor específico equivalente de la zona caliente. Un balance térmico puede ser escrito como sigue:

$$\psi_i(t) = (\rho c)_c^* Z (\theta_c - \theta_\infty) \frac{dA}{dt} + \psi(t) \dots \dots \dots (4.28)$$

Si $\psi_i(t)$ es una constante ψ_o , una solución analítica puede ser obtenida:

$$A(t) = \frac{\psi_o (\rho c)_c^* Z a_o}{4 \lambda_o^2 (\theta_c - \theta_\infty)} \left(\exp(\omega^2) \operatorname{erfc}(\omega) + \frac{2\omega}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \dots \dots \dots (4.29)$$

$$\text{Con } \omega = \frac{2\lambda_o}{(\rho c)_c^* Z \sqrt{a_o}} \sqrt{t} \text{ (adimensional)}$$

La ventaja de este modelo radica en que no considera la forma de la superficie calentada. Si $\psi_i(t)$ no es una constante, podemos usar el mismo método dividiendo $\psi_i(t)$ en una serie de pasos de constante ψ_i . Desafortunadamente este modelo, basado en un balance térmico, asume desplazamiento tipo-pistón del aceite.

A pesar de que el resultado calculado usando este modelo para la extensión de la zona caliente está lejos del obtenido en forma experimental, principalmente porque asume que la zona caliente está enteramente a la temperatura del vapor, la eficiencia térmica (fracción de calor inyectado remanente en el yacimiento) así calculada está bastante cerca respecto a los resultados experimentales.

Hemos visto que, como era de esperarse, los procesos de recuperación que involucran inyección de fluidos calientes no son aplicables a yacimientos con poco espesor o en los cuales el espacio entre pozo productor e inyector es grande, lo que ocurre a menudo para formaciones muy profundas.

4.4.3.2. En el pozo inyector

Otro caso de pérdida de calor ocurre durante el paso de los fluidos calientes a través del pozo inyector desde la superficie hasta la zona de inyección. Puesto que varias formaciones se encuentran más frías que el fluido inyectado, parte de la entalpía del fluido se pierde, ya sea por la disminución de la temperatura en el caso del agua caliente o por la reducción de la calidad en el caso del vapor. La transferencia de calor tiene lugar por tres mecanismos clásicos: conducción, convección y radiación. Algunas técnicas eficientes de terminación de pozos pueden reducir las pérdidas de calor. Por supuesto, esas pérdidas decrecen con el tiempo, pero podremos ver forman un límite adicional para la explotación de formaciones profundas por este método.

4.4.4. Comparación de las técnicas de inyección de fluidos calientes¹¹

A pesar de su alto costo, el desplazamiento por vapor generalmente parece ser más favorable que la inyección de agua caliente porque es mucho más estable, posee mayor eficiencia de barrido y la gran cantidad de energía térmica que acarrea por unidad de fluido inyectado.

Sin embargo, la inyección de agua caliente puede llegar a ser competitiva en yacimientos que contienen aceites ligeros de viscosidad del orden de unos pocos cientos de centipoises, siempre y cuando el espaciamiento entre pozos sea grande o que la presión también sea grande, de modo que una determinada cantidad de calor inyectado puede llegar a grandes superficies aún a bajas temperaturas de operación.

Si el yacimiento ya ha pasado por una inyección de agua, la inyección de agua caliente puede ser la opción más adecuada, ya que podría ser bastante grande el volumen de vapor requerido para calentar y desplazar estas grandes cantidades de agua.

Como hemos podido ver, las pérdidas de calor juegan un papel importantísimo en la eficiencia térmica de la operación, las cuales a lo sumo pueden llegar al 50%. Si, en adición, tomamos en cuenta el hecho de que gran parte del calor es retenido por las rocas del yacimiento, podremos ver que sólo una pequeña parte de la energía térmica inyectada podrá calentar los fluidos.

El problema es, por lo tanto, obtener la mayor recuperación con el menor gasto económico posible de energía térmica. Algunos métodos han sido propuestos y aplicados con el fin de alcanzar este objetivo:

- a) Inyección cíclica de vapor (también conocida como “huff & puff” o “empapamiento de vapor”) seguido de una inyección de vapor.
- b) Inyección de un bache de vapor seguido de agua fría.
- c) Inyección de agua caliente.

4.4.4.1. Inyección cíclica de vapor seguido de una inyección de vapor

La técnica cíclica, la cual requiere solamente un pozo usado alternadamente como inyector y como productor, puede reducir la desfavorable influencia de los mecanismos descritos en la eficiencia térmica de la operación, y permite una mejor utilización de la energía inyectada. Como un proceso, el cual permite a los alrededores inmediatos del pozo productor mantenerse a una alta temperatura, es frecuentemente utilizado como técnica de estimulación. Tiene la ventaja de mejorar el flujo de aceite cercano al pozo, donde el gradiente de presión es normalmente el más alto. El calor es transportado por el vapor inyectado dentro de la formación.

Esta técnica es preferentemente aplicable a yacimientos que siguen teniendo un poco de desplazamiento natural, ya que la mayoría de la energía mecánica transportada por el vapor es convertida a energía térmica (calor latente de condensación). En general, uno no puede confiar en la energía inyectada para impulsar el reflujo de aceite, ya que el volumen de agua inyectada, cuando está en forma líquida, representa solamente el 1% del volumen de poros impregnado, y el pequeño incremento en la presión cerca del pozo se disipa rápidamente.

Esta técnica comprende tres etapas:

- a) Una fase de inyección comparable a la inyección de vapor.
- b) Un periodo de “empapamiento” durante el cual el pozo está cerrado. El calor se difunde y todo el vapor inyectado se condensa, dando lugar a un incremento en la temperatura del aceite y en una subsecuente reducción en la producción de agua durante la tercera etapa. Experimentos de laboratorio indican que este periodo de “empapamiento” tiene un pequeño efecto en la producción.
- c) La etapa de producción. Después de recuperar parte del agua condensada, la producción de aceite se estabiliza a un grado mucho mayor comparado con el obtenido antes del inicio del proceso. La pérdida de calor por conducción hacia las formaciones circundantes y hacia la matriz es parcialmente recuperada durante la etapa de producción, pero a baja temperatura, y la productividad continúa declinando.

La inyección cíclica puede, por supuesto, ser repetida. Lo mínimo del gasto normal de producción es debido a la alta viscosidad del aceite, por lo que el proceso se vuelve el más económico. El incremento en el gasto de producción puede justificar la perforación de pozos adicionales. Si la viscosidad del aceite es muy alta, el aceite no podrá ser desplazado desde la zona fría hasta la zona caliente, y solamente la zona caliente será productiva.

Cuando, después de algunos ciclos de estimulación por vapor, la energía del yacimiento se vuelve demasiado baja para dar soporte económico, la inyección de vapor de pozo a pozo puede ser considerada, aprovechando la declinación de la presión del yacimiento, permite usar vapor más económico e incrementa la temperatura de la formación debido a las anteriores estimulaciones.

4.4.4.2. Inyección de un bache de vapor seguido de agua fría

Como hemos podido observar, el vapor tiene la ventaja de transportar una mayor cantidad de valor por unidad de masa; pero muy a menudo su temperatura, impuesta por la presión del yacimiento, es más alta que la requerida para obtener la relación de movilidades deseada. Por lo tanto, después de inyectar un bache de vapor de determinada magnitud, y tomando en cuenta las características de la formación y el espaciamiento entre pozos, se inyecta agua fría. Esto recupera la energía térmica almacenada en las rocas del yacimiento, y una pequeña parte de la contenida en las formaciones circundantes. La temperatura del agua caliente es por lo tanto, obtenida es lo suficientemente alta para asegurar una buena eficiencia de recuperación.

4.4.4.3. Desplazamiento por agua caliente

Como se indicó anteriormente, algunas veces es preferible inyectar agua caliente, pero se debe de tener cuidado en evitar dar preferencia a los casos en los que el agua caliente es más susceptible a las pérdidas de calor que el vapor.

Referencias Capítulo 4

1. Farouq S. M.: *Oil Recovery by Steam Injection*, Producers Publ. Cy., Bradford 1970.
2. Braden W. D.: *A Viscosity – Temperature Correlation at Atmospheric Pressure for Gas-Free Oils*, SPE Paper number 1580, 1966.
3. Poston S. M., Ysrael S.C., Hossain A.K.M.S., Montgomery E.F. III, Ramey H.J.: *The effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands*, Trans. Soc. Petroleum Engrs. AIME, 1970, p. 171.180.
4. Weinbrandt R.M., Ramey H.J.: *The effect of Temperature on Relative Permeability of Consolidated Rocks*, Annual Fall Meeting of SPE, Paper 4142, 1972.
5. Lo H.Y., Mungan N.: *Effect of Temperature on Water – Oil Relative Permeabilities in Oil – Wet and Water – Wet Systems*, SPE Paper 4505, 1973.
6. Combarous M., Pavan J.: *Déplacement par l'eau chaude d'huiles en place dans un milieu poreux*, Editions Technip, 1969, p. 737-757.
7. Somerton W.H.: *Some Thermal Characteristics of Porous Rocks*, J. Petroleum Technol, 1978, p. 61-64.
8. Burger J., Sahuquet B.: *Chemical Aspects of In-Situ Combustion. Heat of Combustion and Kinetics*, SPE, 1972, p. 410-422.
9. Sourieau P.: *Comparaison de la stabilité des déplacements par fluide (eau ou vapeur d'eau) et par l'eau froide*, IFP, 1973.
10. Marx J.W., Langenheim R.H.: *Reservoir Heating by Hot Fluid Injection*, SPE, AIME 216, 1959, p. 312 – 315.
11. Latil M.: *Enhanced Oil Recovery*, Edit. Technip, 1981.

CAPÍTULO 5

PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

El desplazamiento de fluidos en 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 llamado desplazamiento miscible¹. 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:

$$E = E_s \times E_i \times E_d \dots\dots\dots (5.1)$$

El factor E_d involucra el entrampamiento 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_d sería del 100% en teoría. Según pruebas de laboratorio, el desplazamiento por fluidos miscibles ha sido utilizado, donde el aceite residual es removido de un núcleo simple mediante el flujo de un solvente apropiado.

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; 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.

5.1 BACHES MISCIBLES

Es 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 (**Fig. 5.1**).

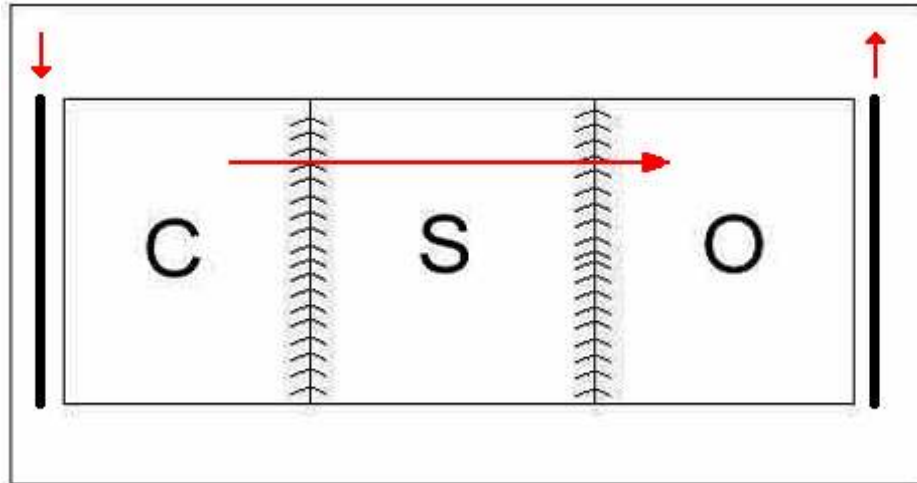


Fig. 5.1. Bache miscible Fuente (*M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.*)

Los sistemas típicos de desplazamiento miscible 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 una siguiendo la relación de la **Fig. 5.1**. El tamaño del bache de solvente puro, continuamente decrece conforme el barrido es llevado a cabo. El volumen del bache inyectado de solvente debe ser tal que el bache 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.

5.2 MISCIBILIDAD TERMODINÁMICA²

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. Ambos, el gas y el aceite contienen hidrocarburos ligeros (principalmente metano), hidrocarburos intermedios (etano a hexano) y finalmente pesados (heptano y superiores, C7+) 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 respecto a dicho gas miscible y 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 CO₂ y N₂ 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 :

$$K_i = f(P, T, P_K) \dots\dots\dots (5.2)$$

5.3 DIAGRAMAS TERNARIOS²

El uso de diagramas ternarios resulta de amplia aplicación en la recuperación mejorada por inyección de miscibles a una presión y temperatura dadas; el punto M (**Fig. 5.2**) 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 dadas están a temperatura y presión crítica. Para algún líquido saturado A dado hay una correspondiente saturación de vapor B con la cual está 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.

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 toque la curva de rocío o la curva de burbuja.

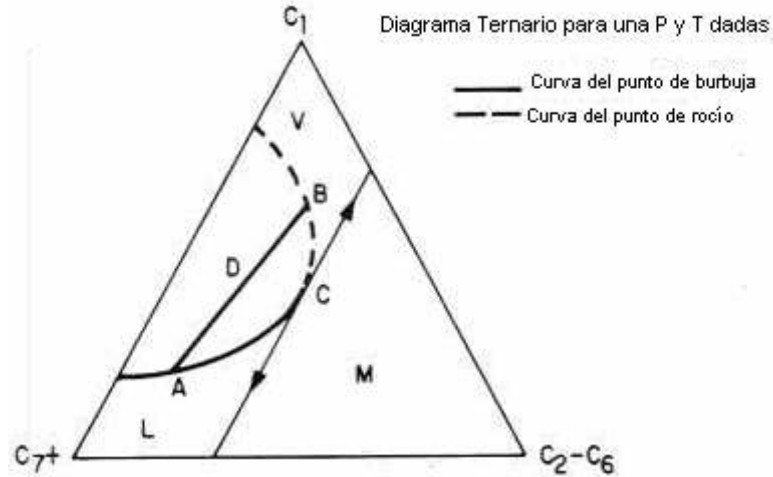


Fig. 5.2. Diagrama ternario para una presión y temperatura dadas
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

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 (Fig. 5.3).

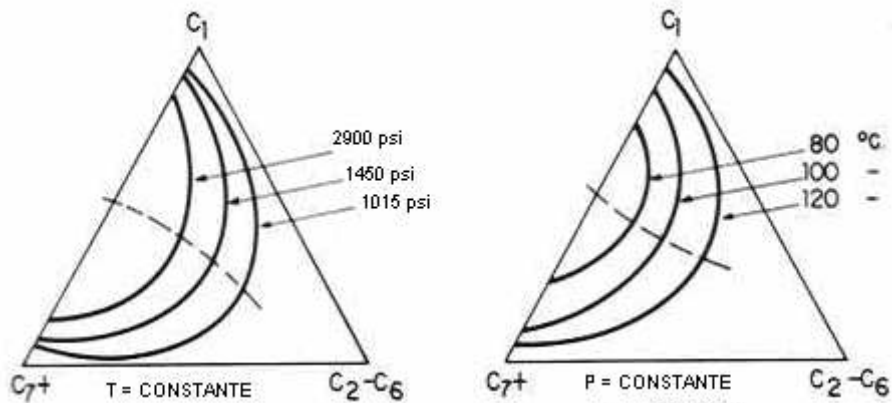


Fig. 5.3. Efectos de la presión y de la temperatura en la miscibilidad
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

5.4 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.

5.5 CONCEPTOS Y FUNDAMENTOS DE MISCIBILIDAD³

5.5.1. Condiciones de fase en el yacimiento

La **Fig. 5.4** 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 dados, 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 está cambiando de composición a o_1 , tiende a encogerse. (**Fig. 5.5**). La saturación de aceite detrás del frente permanece debajo del valor crítico y está 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, va perdiendo más intermedios y su composición llega a ser o_a (Etapa 3).

El proceso continúa 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.

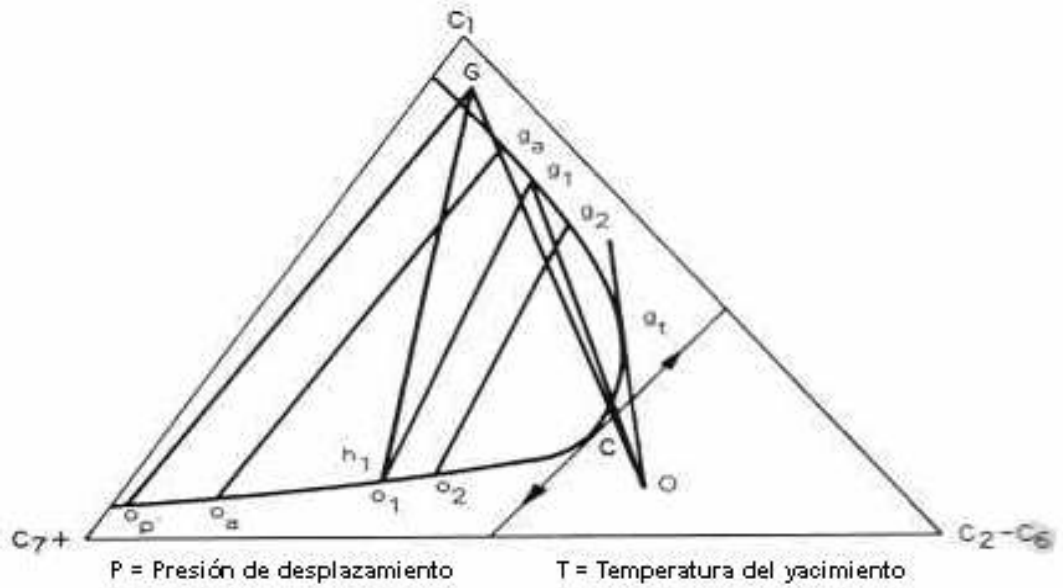


Fig. 5.4. Esquematación de la miscibilidad en un diagrama ternario
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

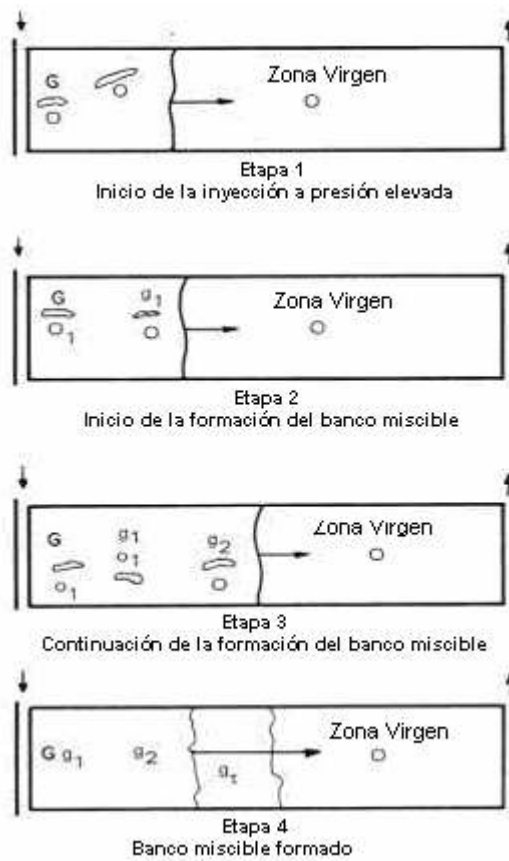


Fig. 5.5. Etapas de formación de un frente de desplazamiento miscible
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

5.5.2. Presión de miscibilidad

Como se puede observar en la Fig. 5.4, la miscibilidad sólo puede ser alcanzada entre el aceite y el gas de composiciones G y O respectivamente, si la línea O – g_t es una tangente a la curva de rocío; esto sólo se presenta en el caso en el que la presión es igual o mayor a la presión de miscibilidad (P_m), en la cual la tangente en el punto crítico pasa por el punto O (ver Fig. 5.6).

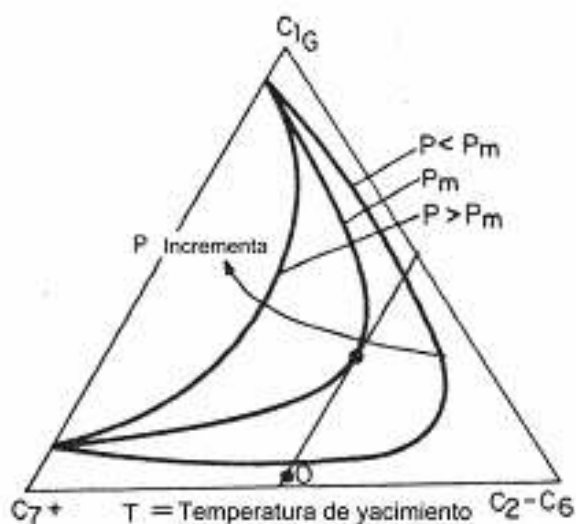


Fig. 5.6. Presión de miscibilidad

Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

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 PMM.

5.6 MÉTODOS DE LABORATORIO

5.6.1. 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 Fig. 5.7.

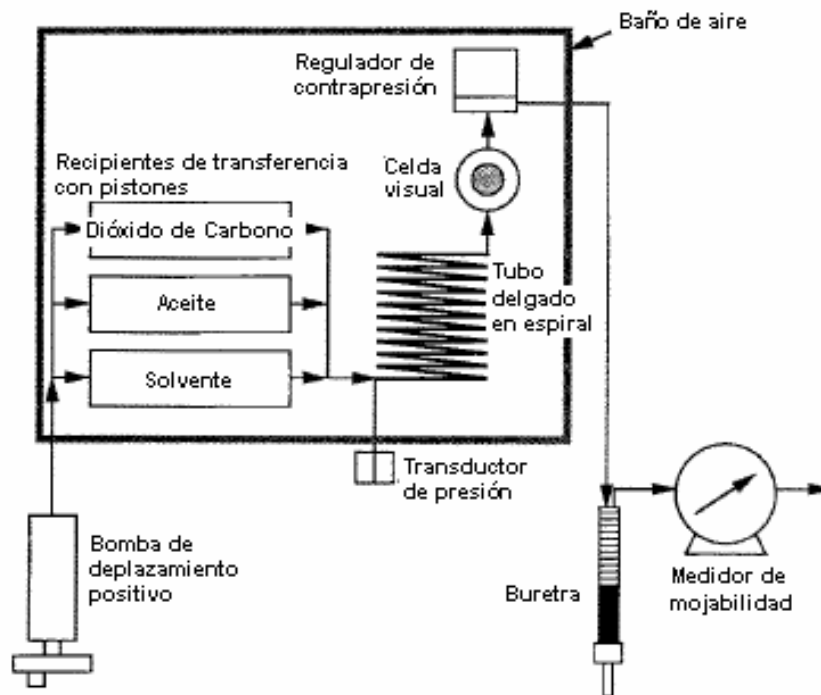


Fig. 5.7. Esquema de un aparato de tubos delgados

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación Mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

El aparato consta de un tubo delgado de 0.25 pulgadas de diámetro exterior y 0.12 pulgadas 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 empaqueta con 100 tipos de arena 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).

5.6.2. 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 (**Fig. 5.8**).

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.

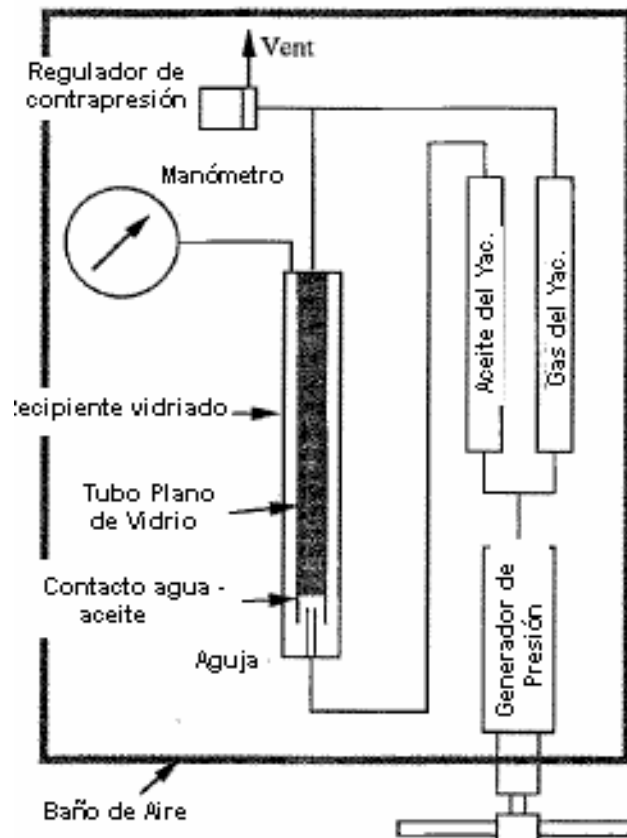


Fig. 5.8. Esquema de un aparato de burbuja ascendente
Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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.

5.7 CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (PMM)

5.7.1. Correlaciones para CO₂

- 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 coautores* 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) *Cronquist*. 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 los por ciento mol de metano y nitrógeno.

5.7.2. 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 N₂.

5.8 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO⁴

5.8.1. 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 CO_2 . El desplazamiento miscible con dióxido de carbono es considerado para miscibilidad dinámica; por tal razón el CO_2 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 CO_2 . 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 permeabilidad.

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 (**Fig. 5.9**).

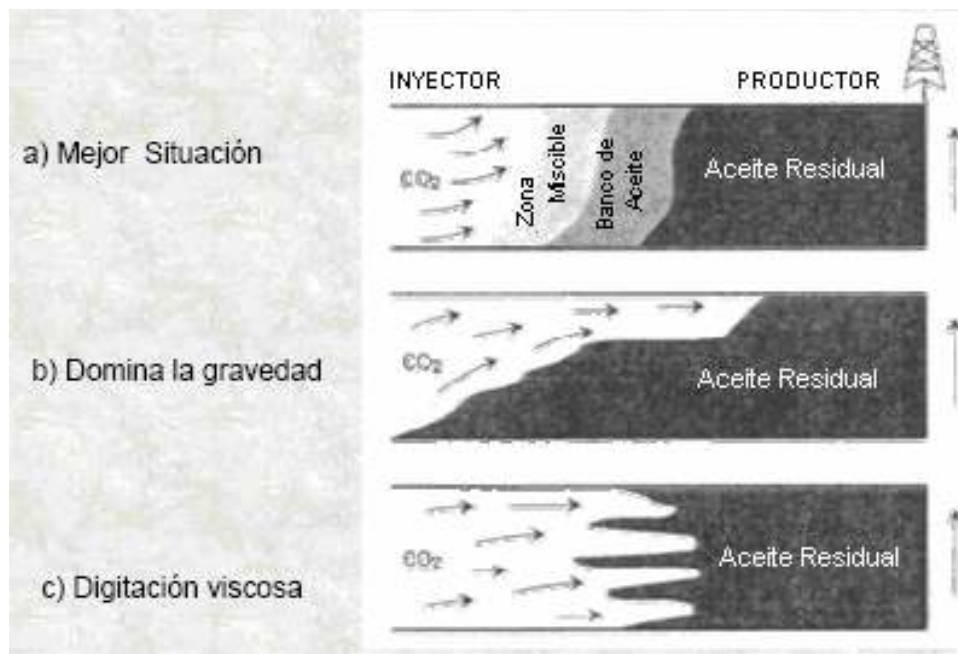


Fig. 5.9. Influencia de la relación de viscosidades

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

5.8.2. 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).
- 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, se deduce 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.

5.8.3. 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:

- Provoca hinchamiento del aceite crudo.
- Reduce la viscosidad del aceite.
- Incrementa la densidad del aceite.
- Es altamente soluble en agua.

-
-
- ◆ Ejerce una acidificación en la roca.
 - ◆ 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 CO_2 en aceites hidrocarburos causa que estos aceites se hinchen. Una consecuencia favorable de este hinchamiento es el efecto que puede tener en las permeabilidades relativas.

5.8.4. Operación técnica

5.8.4.1. 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 CO_2 es un vaporizador muy poderoso de hidrocarburos. Las fracciones de hidrocarburos pesadas se vaporizan en el CO_2 inyectado. Esto permite al CO_2 desarrollar miscibilidad. El mecanismo mediante el cual el CO_2 miscible desplaza el aceite es a través del mecanismo de múltiple contacto de hidrocarburos en el rango de $C_5 - C_{30}$. 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 CO_2 se mueva cierta distancia en el yacimiento. A medida que el banco se forma y se mueve, éste tiende a ser dispersado de maneras transversal y longitudinal.

5.8.4.2. Proceso

Para evaluar una posible Inyección de CO_2 (**Fig. 5.10**) 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 CO_2 .
- ◆ Información PVT.

El CO_2 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 CO_2 es capaz de

generar desplazamiento miscible del aceite es llamado Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

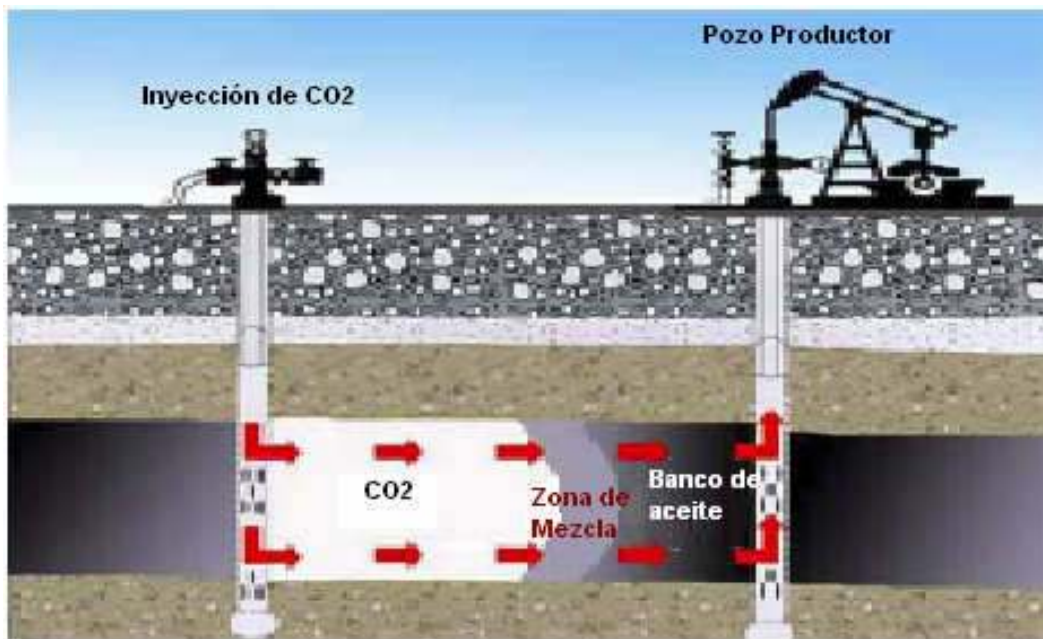


Fig. 5.10. Inyección de CO₂ miscible

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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 cual 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 (**Fig. 5.11**).

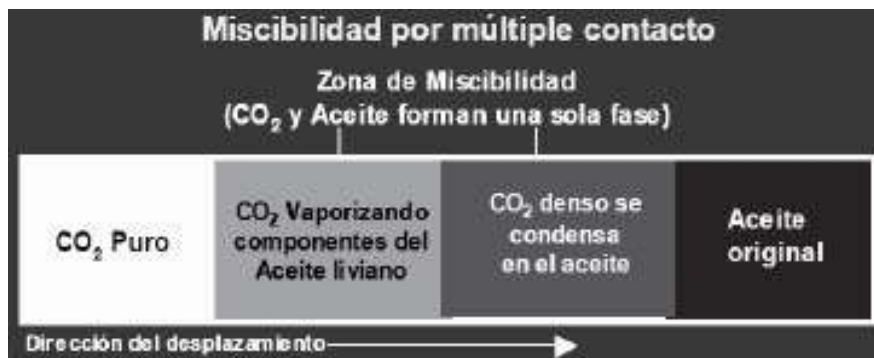


Fig. 5.11. Zonas que se presentan en el proceso de miscibilidad

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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 inyección.

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.

5.9 INYECCIÓN DE NITRÓGENO

5.9.1. Introducción

La extracción por solventes (tipo miscibles) incluye inyección de N₂, CO₂ e inyección de hidrocarburos. La inyección de fluidos hidrocarburos miscibles es muy cara comparada 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 su abundancia y disponibilidad. 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 gravedad.

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.

5.9.2. 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 como:

- 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 (**Fig. 5.12**):

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.

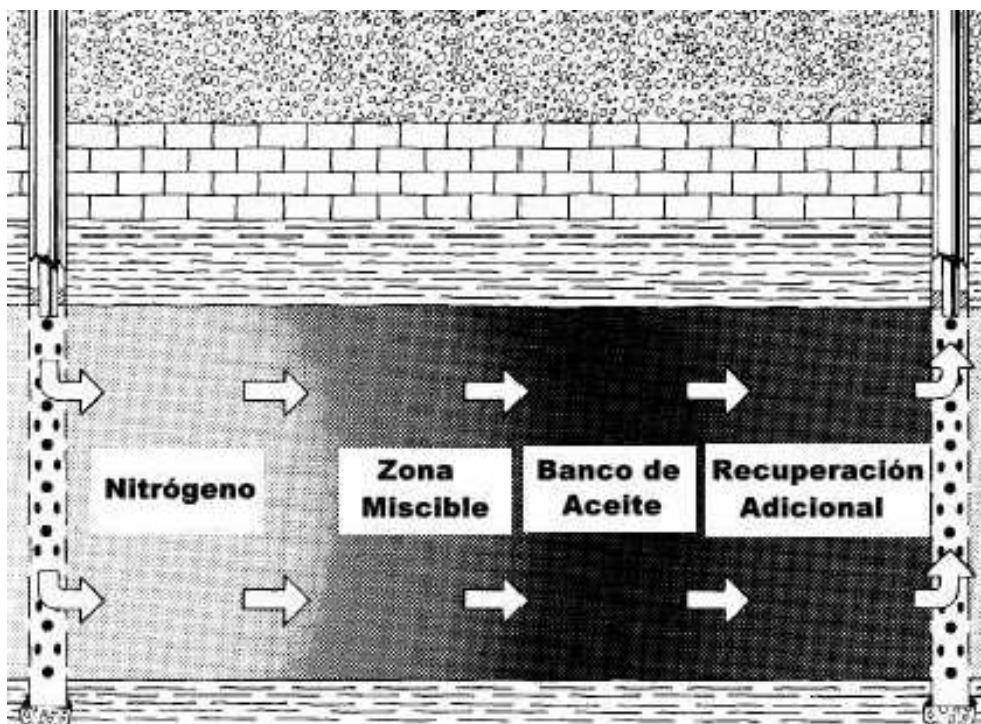


Fig. 5.12. Desplazamiento miscible con nitrógeno

Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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 (**Fig. 5.13**).

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 rápidamente.

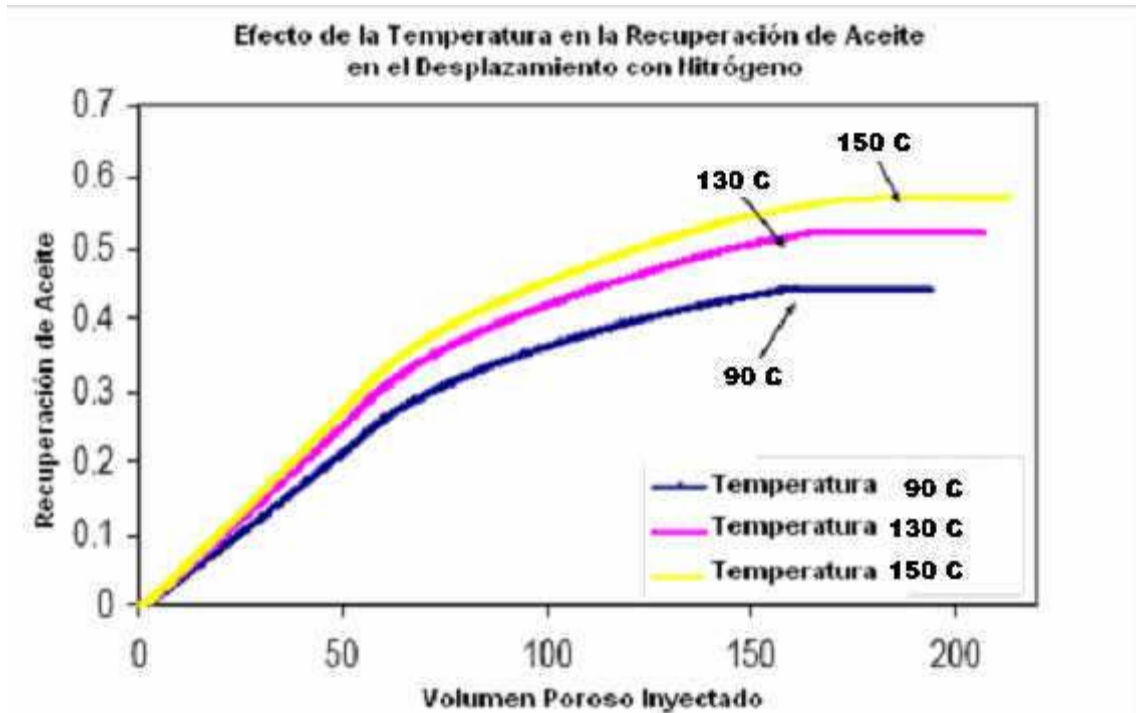


Fig. 5.13. Recuperación de aceite por inyección de nitrógeno variando la temperatura Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. *Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados*, Tesis UNAM, 2008).

5.10 INYECCIÓN DE LPG⁵

5.10.1. 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 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.

5.10.2. Operación técnica

El proceso de Inyección de LPG ha presentado resultados muy favorables, para su consideración, en yacimientos previamente tratados con agua. 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 (Fig. 5.14).

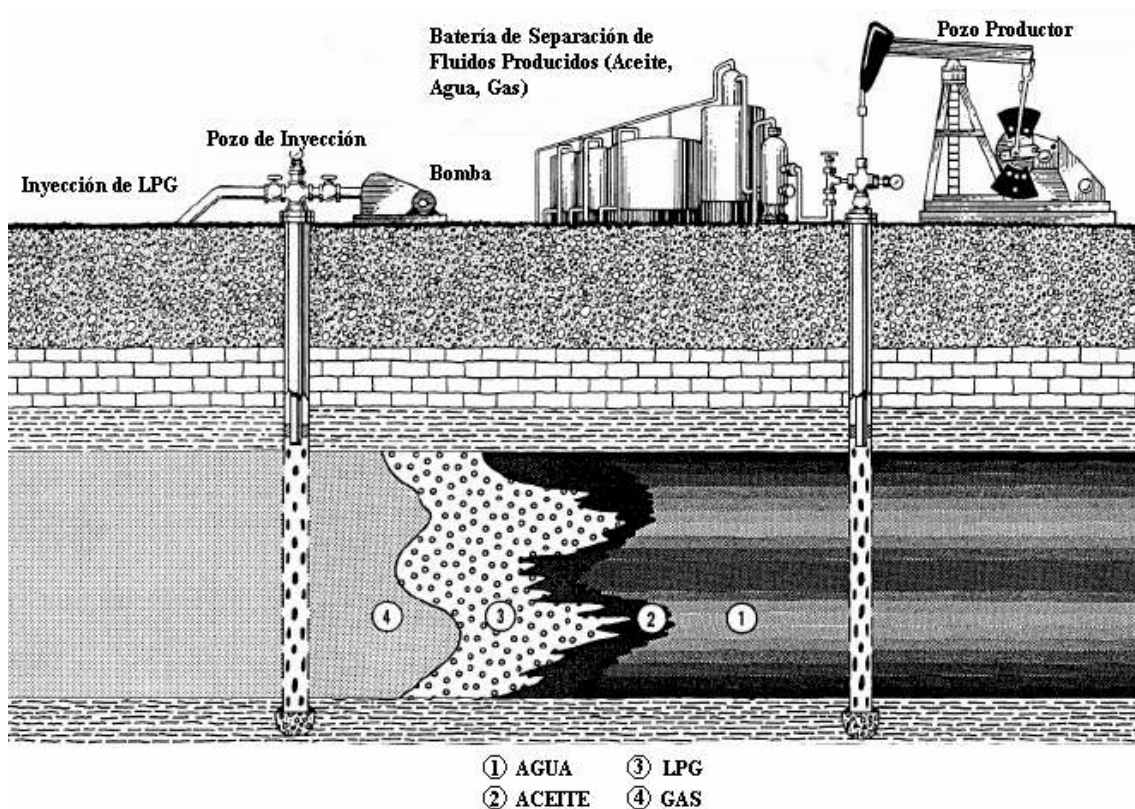


Fig. 5.14. Desplazamiento miscible mediante LPG

Fuente (Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

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 e 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.

5.11 INYECCIÓN DE ALCOHOL

5.11.1 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 movilidades altamente desfavorable. Más aún, la miscibilidad de todos estos procesos los cuales usan gas, son dependientes de la presión. Estas limitaciones de presión evitan 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.

5.11.2 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 movilidades 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 **Fig. 5.15** 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 sólo se producirá agua, si el yacimiento tuviera condiciones de presentar una saturación de agua irreductible, sólo aceite debería ser producido durante este periodo.
- *Etapa 2.* Esta etapa es caracterizada por el flujo de dos fases aceite y agua, antes de la irrupción 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 de 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 desplazamiento.

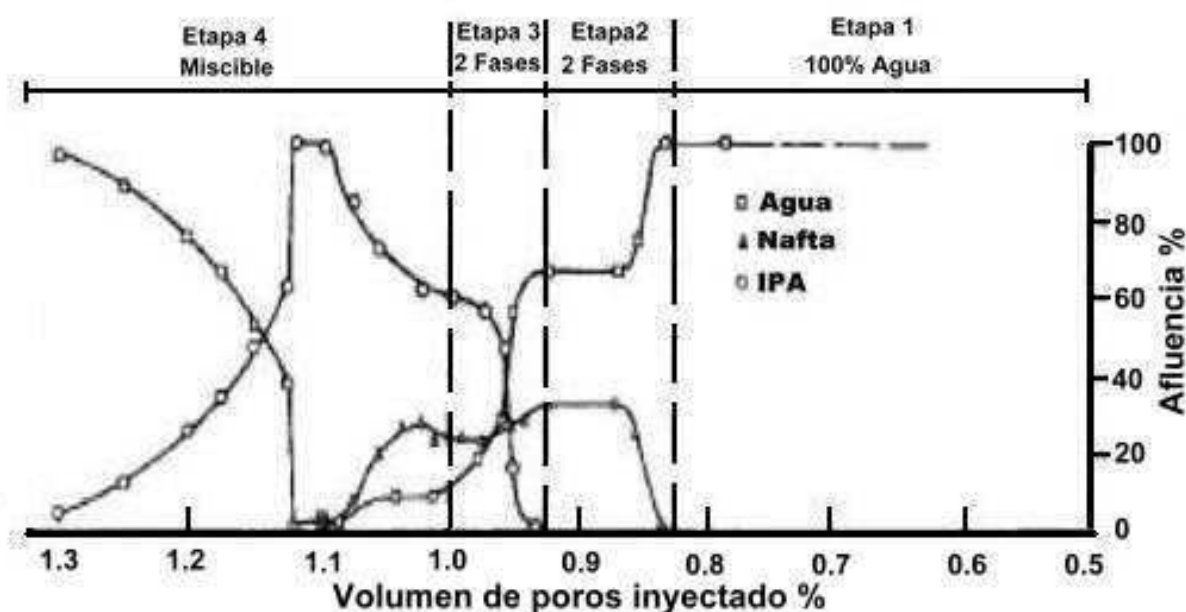


Fig. 5.15. Desplazamiento mediante la Inyección de Alcohol Isopropil IPA
Fuente (E.R. Arriaga y R. Córdova. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, Tesis UNAM, 2008).

5.12 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE MEJORADOS

En algunas ocasiones, las operaciones de desplazamiento miscible no ofrecen las ventajas tratadas previamente, y entre algunas de sus desventajas se encuentran:

- Eficiencia de barrido vertical pobre, E_v , en formaciones heterogéneas (frecuentemente debido a que la roca no está suficientemente mojada por gas).
- Eficiencia areal pobre, E_a (debido a una relación de movilidad desfavorable).

Para mejorar los procesos, los siguientes dos métodos son usados:

- Pre-inyección de agua
- Inyección de agua después de un bache miscible.

5.12.1 Pre-inyección de agua¹

La inyección de un solvente (gas enriquecido, LPG) en un yacimiento estratificado normalmente resulta en más capas permeables recibiendo más veces el volumen de solvente requerido para alcanzar el desplazamiento miscible por todo el campo, antes de que las capas menos permeables hayan recibido el volumen mínimo requerido. La distribución del solvente en la formación gobierna la fracción donde puede darse la miscibilidad en el yacimiento. Mediante la reducción de la permeabilidad efectiva, la eficiencia del desplazamiento miscible puede ser mejorada. Esto puede ser alcanzado por la pre-inyección de agua.

Durante la pre-inyección de agua, las zonas más permeables toman mucha más agua que las zonas menos permeables. Si se tiene una relación de movilidad favorable ($M < 1$), la inyección de solvente en las zonas más permeables sufre una mayor reducción que en las zonas de baja permeabilidad. El resultado es aún mejor con la inyección subsecuente de solventes. Ya que la mayor influencia en la inyección es la zona inmediata al pozo de inyección, sólo un pequeño volumen relativamente pequeño de agua es necesario. La **Fig. 5.16** muestra, por ejemplo, la mejora en la eficiencia calculada para una unidad del yacimiento “Lobstich Cardium” en el Campo Pembina (Alberta, Canadá).

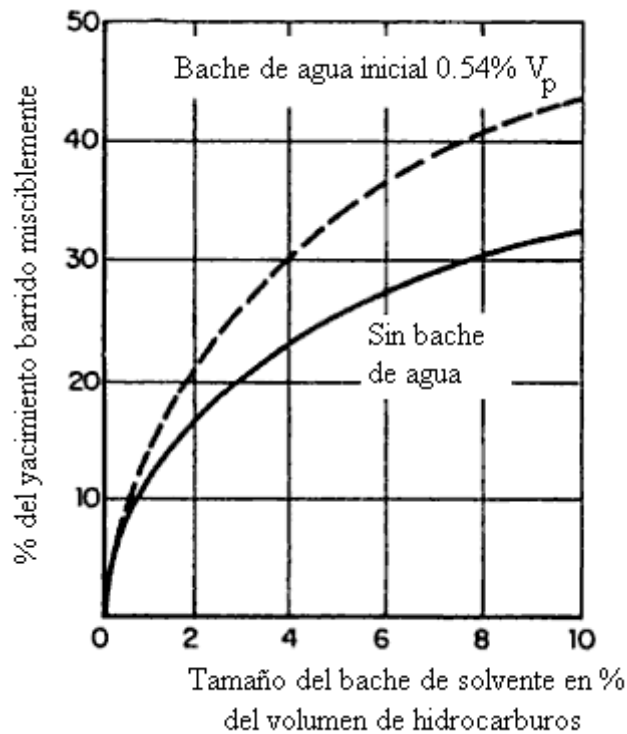


Fig. 5.16. Comparación entre dos casos en los que se inyectó agua al comienzo del desplazamiento miscible y en el que no se hizo para el Campo Pembina

Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

5.12.2. Baches miscibles seguidos de agua

En el desplazamiento miscible por gas, la relación de movilidades gas-aceite es muy desfavorable y por lo tanto las eficiencias E_s y E_i son pobres.

La relación de movilidades puede ser reducida inyectando agua con el gas, ya sea simultánea o alternadamente. El límite más bajo para la relación gas-agua es en el cual el gas y el agua tienen igual velocidad en el yacimiento. Si la relación gas-agua es menor a este límite, el agua se desplazará a una mayor velocidad, teniendo contacto con el bache de solvente y consecuentemente el desplazamiento miscible se convertirá en una inyección de agua.

La relación gas-agua requerida puede ser estimada con la ayuda de una curva de flujo fraccional de agua, para el caso particular del medio poroso (**Fig. 5.17**).

Si u es la velocidad de filtración total, la mezcla gas-aceite avanza con una velocidad dada por:

$$W_m = \frac{u}{\phi(1 - S_{wm})} \dots\dots\dots (5.3)$$

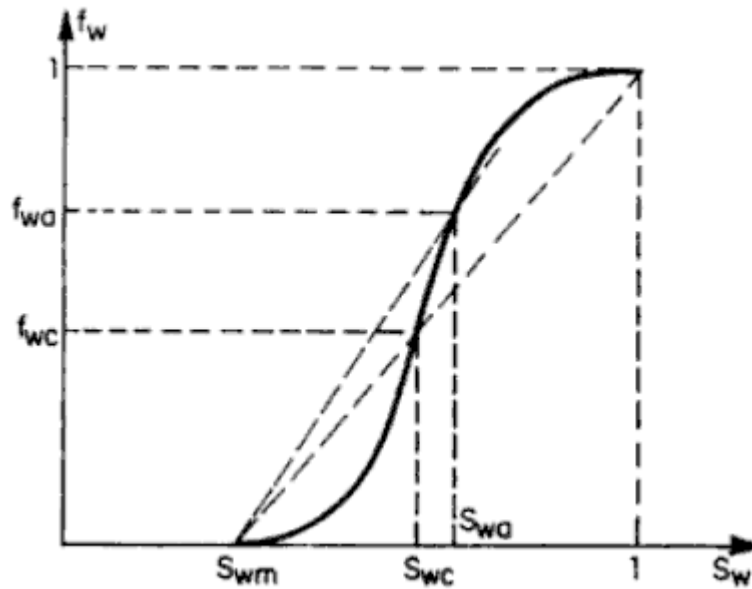


Fig. 5.17. Curva de flujo fraccional
 Fuente (M. Latil. *Enhanced Oil Recovery*, 1980.)

Si S_{wa} es la saturación de agua cerca de los pozos de inyección, y tomando en cuenta la relación de los gastos de inyección del gas y del agua, la zona estable de capilaridad avanza a una velocidad dada por:

$$W = \frac{uf_{wa}}{\phi(S_{wa} - S_{wm})} \dots\dots\dots (5.4)$$

Sean S_{wc} y f_{wc} las coordenadas del punto de intersección de la línea que une los puntos $(S_{wm}, 0)$ y $(1, 1)$ con la curva de flujo fraccional. Entonces:

- a) Si $f_{wa} > f_{wc}$, $W > W_m$: la zona de capilaridad gas-agua tenderá a atrapar la mezcla gas-aceite y el agua tendrá contacto directo con el aceite.
- b) Si $f_{wa} < f_{wc}$, $W < W_m$: la zona de capilaridad gas-agua avanzará a menor velocidad que la mezcla gas-aceite. En este caso el agua no tendrá contacto directo con el aceite.

Referencias Capítulo 5

1. Arriaga E. R. y Córdova R.: *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008.
2. Latil M.: *Enhanced Oil Recovery*, Edit. Technip, 1981.
3. Elsharkawy A.M., Poettmann F.H., Christiansen R.L.: *Measuring Minimum Miscibility Pressure*, SPE Paper 24114, 1995.
4. Holm L.W., Josendal V.A.: *Mechanims of Oil Displacement by Carbon Dioxide*, JPT Paper 4736, 1985.
5. Uleberg K., Hoier L.: *Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs*, Statoil SPE Paper 75136, 1989.

CAPÍTULO 6

ASPECTOS GEOLÓGICOS, TÉCNICOS, ECONÓMICOS, ASÍ COMO LOS DE LA ETAPA EN LA QUE SE ENCUENTRE LA EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO, EN LA TOMA DE DECISIÓN SOBRE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

6.1 PRINCIPALES FACTORES EN LA EFICIENCIA DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA

La eficiencia de un proceso de recuperación mejorada es la medida de su capacidad para proveer la máxima recuperación de hidrocarburos, después de la etapa primaria o secundaria de producción, a un gasto de producción económicamente atractivo¹.

En la **Fig. 6.1** se puede comparar, para un yacimiento hipotético, tres pronósticos de producción acumulada de hidrocarburos en función del tiempo: $N_p(t)$. Una curva es el pronóstico de agotamiento natural de presión y las otras dos corresponden a dos procesos diferentes propuestos de recuperación mejorada, A y B. Todos los pronósticos inician al tiempo actual, T, hasta el punto donde la producción ha sido obtenida por agotamiento natural de presión.

Cualquier comparación debe tomar en cuenta no sólo $N_p(t)$ sino también $\frac{dN_p(t)}{dt}$, que es el gasto de producción. Cuando $\frac{dN_p(t)}{dt}$ cae por debajo de cierto límite económico, el proceso de recuperación mejorada en uso, debe ser interrumpido.

La recuperación teórica máxima para cualquier proceso (véanse las asíntotas R_1 , R_2 y R_3 de la **Fig. 6.1**) es sólo de interés académico, ya que sólo se alcanzaría a un gasto de producción no rentable.

La eficiencia de un proceso de recuperación mejorada depende de:

- a) Las características del yacimiento.
- b) La naturaleza del desplazamiento y de los fluidos desplazados.
- c) El arreglo de los pozos de producción y de inyección (véase el Capítulo 2)

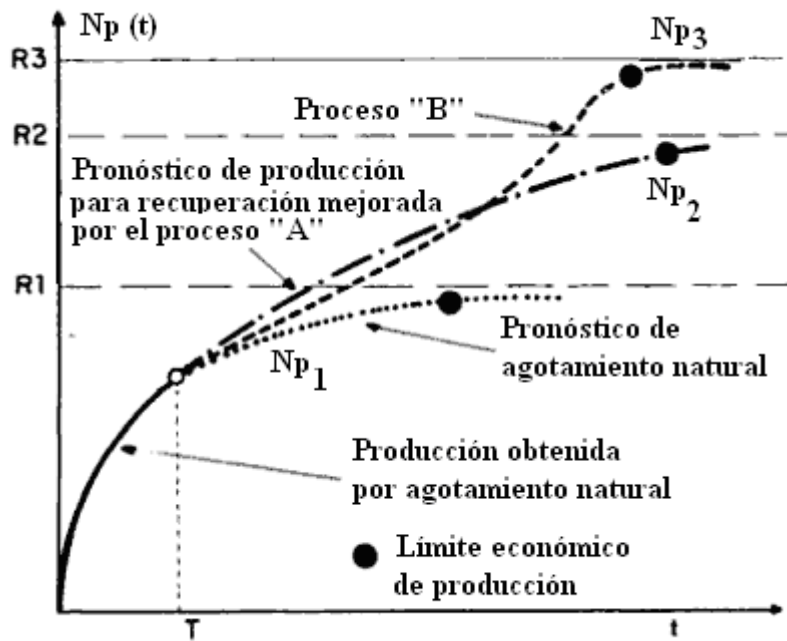


Fig. 6.1. Pronósticos de producción para agotamiento natural y para la implantación de dos posibles procesos "A" y "B"

Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

6.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las siguientes son algunas de las más importantes características de un yacimiento:

- a) Profundidad promedio.
- b) Estructura, en particular la inclinación de las capas.
- c) Grado de heterogeneidad.
- d) Propiedades petrofísicas (permeabilidad, presión capilar, mojabilidad).

6.2.1. Profundidad

La profundidad del yacimiento tiene una importante influencia en el aspecto técnico y en el aspecto económico de un proyecto de recuperación mejorada.

A nivel técnico, un yacimiento somero supone una restricción a la presión de inyección con la que se pretende inyectar, ya que ésta tiene que ser menor que la presión de fractura.

El costo de un proyecto de recuperación mejorada está directamente relacionado a la profundidad; por ejemplo, en el costo de perforar los pozos que son requeridos para el proyecto, o en la inversión para generar compresión en el caso de la inyección de gas.

6.2.2. Inclinación

Para flujo en dos fases en una capa inclinada, en la cual la gravedad se opone al barrido, el flujo fraccional (f_l) del fluido desplazante está dado por:

$$f_l = \frac{1 - \frac{Ak_{ro}}{\mu_o Q_t} \Delta \rho g s \sin \alpha}{1 + \frac{k_{ro} \mu_d}{\mu_o k_{rd}}} < \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_d}{\mu_o k_{rd}}}, \quad \dots\dots\dots (6.1)$$

para cada valor de saturación de fluido, S_l . El signo “<” indica que la ecuación general de flujo fraccional será siempre menor a la ecuación simplificada que desprecia los efectos de la presión capilar y de la segregación gravitacional. En la **Ec. 6.1** tenemos que:

- f_l es el flujo fraccional del fluido desplazante,
- A es el área del yacimiento barrido por el fluido desplazante,
- Q_t es el gasto de inyección del fluido desplazante dentro del yacimiento,
- $\Delta \rho$ es la diferencia de densidades entre el aceite y el fluido desplazante ($\Delta \rho = \rho_o - \rho_d$),
- g es la aceleración gravitacional,
- α es el ángulo del echado de las capas del yacimiento,
- k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite,
- μ_o es la viscosidad del aceite,
- k_{rd} es la permeabilidad relativa al fluido desplazante,
- μ_d es la viscosidad del fluido desplazante

Usando esta ecuación, se puede demostrar que la desaturación del medio poroso, para cualquier límite económico dado del flujo fraccional del fluido desplazado en el gasto de producción, es más grande cuando la segregación gravitacional predomina que en el caso en el que no lo hace así (caso B de la **Fig. 6.2**).

En la práctica, las fuerzas gravitacionales son verdaderamente efectivas en yacimientos que contienen arenas altamente permeables, cuya inclinación sea muy grande.

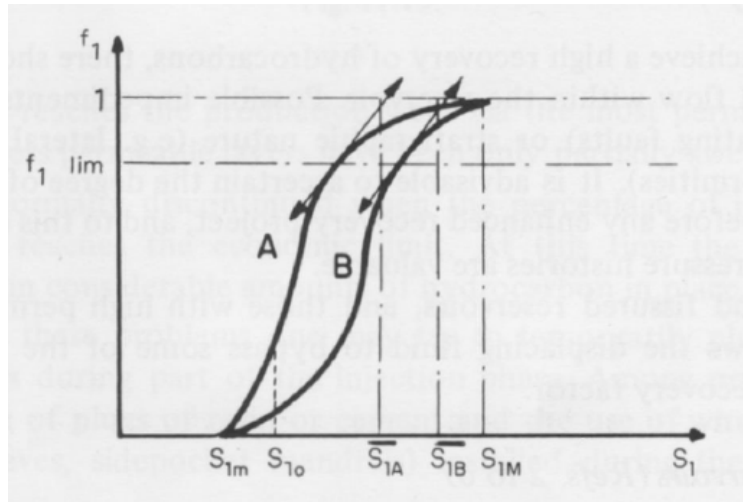


Fig. 6.2. Comparación de flujos fraccionales para un caso en el que la segregación gravitacional actúa más que en el otro.

Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

Por otra parte, si la zona de transición es despreciada (por ejemplo, si se asume que los fluidos inyectados y desplazados están separados por una superficie o “frente” sin espesor), el frente de desplazamiento se vuelve inestable para velocidades de fluidos inyectados mayores que:

$$v_c = \frac{\Delta\rho g k s \sin\alpha}{\phi_u \left(\frac{\mu_o}{k_{ro}} - \frac{\mu_d}{k_{rd}} \right)}, \quad \dots\dots\dots (6.2)$$

donde:

v_c es la velocidad crítica,

ϕ_u es la porosidad “útil”; $\phi_u = \phi(S_{1M} - S_{1m})$; S_{1M} y S_{1m} son los límites de la saturación del medio poroso en el fluido desplazante.

Para capas horizontales la velocidad crítica es cero, el agua inyectada forma una “cama” en la base de la capa y el gas inyectado forma una “sombriilla” en la parte alta de la capa (**Fig. 6.3**). Estos fenómenos causan una rápida penetración de los fluidos desplazados a los pozos productores.

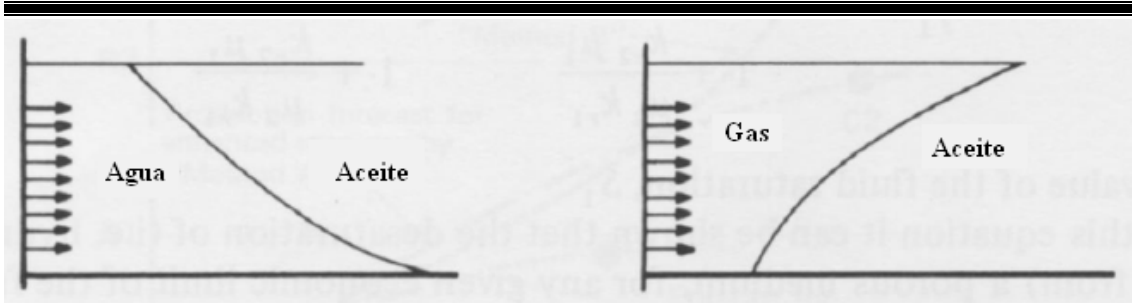


Fig. 6.3. Comportamiento del agua y del gas para capas horizontales
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

6.2.3. Homogeneidad

Para alcanzar una alta recuperación de hidrocarburos, no debe haber ningún impedimento para el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Posibles impedimentos pueden ser fallas tectónicas o la misma naturaleza estratigráfica (por ejemplo, variación lateral de facies, discordancias, etc.). Es aconsejable determinar el grado de comunicación entre los pozos antes de implantar un proyecto de recuperación mejorada, y para este fin pruebas de interferencia y datos históricos de presión de los pozos son muy importantes.

En yacimientos fracturados y con capas con una alta permeabilidad, la canalización del fluido inyectado impide tener una eficiencia de barrido adecuada para desplazar el aceite en el lugar y esto conlleva a un bajo factor de recuperación.

6.2.3.1 Yacimientos estratificados

Consideremos el caso de un yacimiento en el que existan algunas capas que no estén comunicadas, inicialmente conteniendo un hidrocarburo “B” y que por detrás esté un fluido no-miscible “A” barriendo linealmente (**Fig. 6.4**).

Asumamos, por simplicidad, que las capas son idénticas en cuanto a litología y porosidad, diferenciándose por su espesor y por su permeabilidad.

Al inicio del desplazamiento (sólo “B” es el fluido que está presente en el yacimiento) el gasto de inyección Q_t de fluido “A” puede ser dividido entre las capas usando la ecuación:

$$Q_i = Q_t \frac{k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \dots\dots\dots (6.3)$$

Así, en cada capa un frente separando los dos fluidos es formado, el cual avanza inicialmente con una velocidad proporcional a k_i . Los frentes son por lo tanto, “escalonados”, comenzando potencialmente por arriba de las capas con la mayor permeabilidad.

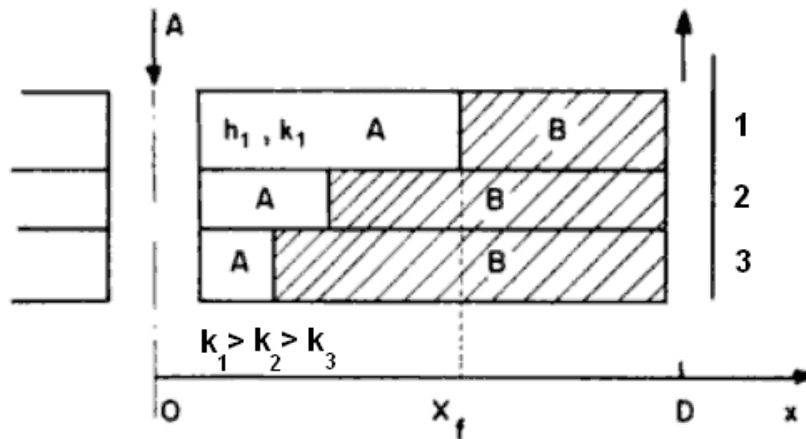


Fig. 6.4. Yacimiento con capas no-comunicadas, donde existe un hidrocarburo “B” y por detrás fluido no-miscible “A”

Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

Si, como muy a menudo sucede, la viscosidad del fluido inyectado es menor a la del fluido en el yacimiento, las diferencias entre las posiciones del frente se incrementan con el tiempo.

El fluido inyectado llega a los pozos productores a través de las capas más permeables, al tiempo en el que las capas menos permeables han sido parcialmente barridas.

La inyección es normalmente interrumpida cuando el porcentaje de fluido inyectado en la producción alcanza el límite económico. A este tiempo, las capas menos permeables siguen conteniendo cantidades considerables de aceite.

Para solucionar estos problemas se puede intentar incomunicar temporalmente las capas más permeables durante alguna parte de la fase de inyección. Entre los métodos prácticos están la inyección de tapones de resina o de cemento y el uso de equipos de línea fija instalados durante la terminación del pozo.

Este método de inyección, conocido como *inyección selectiva*, es sólo usado en ciertos tipos de yacimientos estratificados.

Se debe hacer notar que en la práctica nunca podremos estar seguros de qué capas están completamente incomunicadas; la calidad del sello entre zonas es muy variable a través de todo el yacimiento.

6.2.3.2. Yacimientos con heterogeneidades aleatorias

En un yacimiento que consiste en un medio permeable intercalado con depósitos lenticulares de baja densidad, más o menos paralelos a la inclinación, la permeabilidad horizontal promedio puede ser alta (permeabilidades en paralelo) mientras que la permeabilidad vertical es baja (permeabilidades en serie). En el extremo, la segregación vertical de fluidos es despreciada. Sin embargo, el frente de inyección no avanza uniformemente a través del yacimiento ya que una gran variedad de “rutas” son rápidamente ofrecidas al fluido inyectado. El primer avance ocurre en un nivel inicial

del desplazamiento; el avance en otras direcciones ocurre después, de acuerdo a la permeabilidad de las capas con las que se va encontrando (Fig. 6.5).

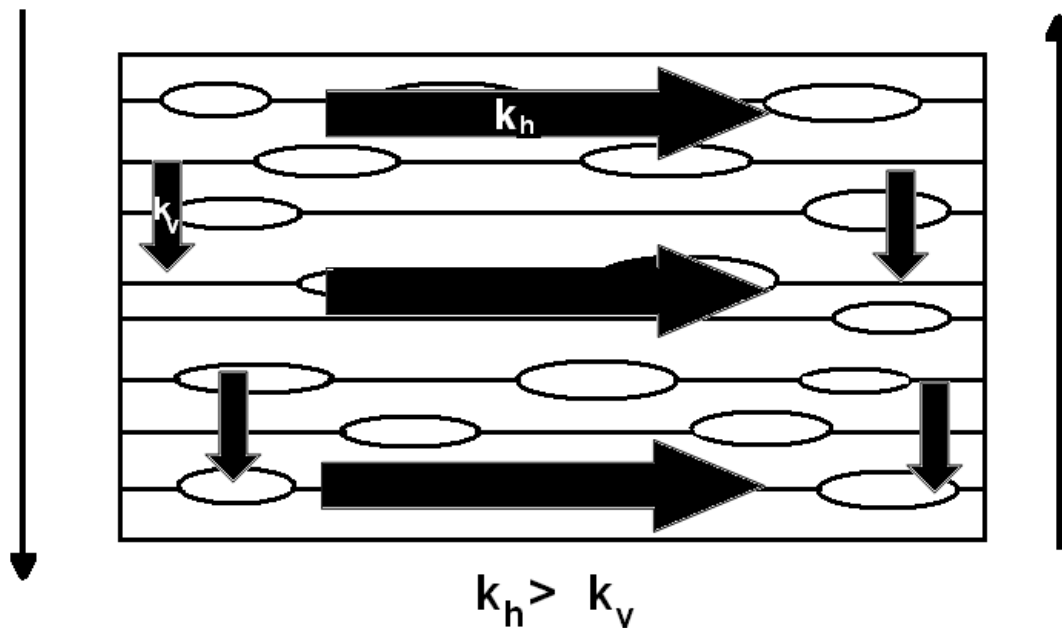


Fig. 6.5. Comportamiento de la permeabilidad en un medio homogéneo intercalado con depósitos lenticulares de baja densidad

6.2.4. Propiedades petrofísicas

La porosidad, la permeabilidad, la permeabilidad relativa (como una función de la saturación), la presión capilar y la mojabilidad son algunas de las propiedades que deben ser tomadas en cuenta en el estudio de un proyecto de recuperación mejorada.

Cuanto mayor es la porosidad y cuanto mayor sea la saturación de aceite residual al final de la etapa de recuperación primaria (o al final de la etapa de recuperación secundaria), un proyecto de recuperación mejorada se convierte en lo más viable y eficaz.

Tanto para la recuperación mejorada como para la recuperación primaria, una alta permeabilidad es buena señal.

La distribución de permeabilidad en el yacimiento depende del grado de homogeneidad y de sus afectos que ya se han tratado previamente.

El efecto de las fuerzas capilares en la eficiencia de recuperación depende del gasto de producción. Esto ocasionalmente es benéfico, por ejemplo cuando ayuda a mantener un frente uniforme entre dos fluidos inmiscibles un medio poroso heterogéneo (imbibición). Pero las fuerzas capilares a menudo tienen un efecto no deseado, ya que son las responsables de que el aceite se atrape en los poros. Este entrampamiento es función de la relación $\frac{v\mu}{\sigma \cos \theta}$ (relación de fuerzas viscosas y de fuerzas capilares), v es la velocidad del frente.

De acuerdo con análisis de núcleos desarrollados por Moore y Slobod⁹, la saturación de aceite residual decrece cuando la relación $\frac{v\mu}{\sigma \cos \theta}$ se incrementa.

6.3 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

La principal propiedad del fluido que debe ser tomada en cuenta cuando se diseña un proyecto de recuperación mejorada es la viscosidad.

Si los fluidos son muy viscosos, las velocidades de desplazamiento serán bajas, ya que la aplicación de gradientes de presión es limitada. La producción de aceite será a un gasto tan bajo que no será económicamente atractivo.

Para un volumen dado de fluido inyectado, con los demás parámetros iguales, la saturación de aceite residual será alta si la viscosidad del aceite también es alta.

Reexaminemos la ecuación de flujo fraccional (**Ec. 6.1**) para el caso en el que consideramos constante la presión capilar en el medio poroso⁸.

Derivando la **Ec. 6.1** respecto a μ_2 tenemos:

$$\frac{\partial f_1}{\partial \mu_o} = \frac{1 - f_1}{k_{rd} \left(\frac{\mu_d}{k_{rd}} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \right)} \dots\dots\dots (6.4)$$

Como f_1 siempre es menor a 1, $\partial f_1 / \partial \mu_o$ es siempre positiva. Graficando curvas de flujo fraccional para varias viscosidades generamos la **Fig. 6.6** para areniscas barridas con agua en el Campo Bartlesville.

Para todos los aceites usados en este experimento, la recuperación final de aceite (inyección continua hasta producir agua completamente: $f_1 = f_w = 1$) es la misma: $(0.80 - 0.20) / 0.80$ o 75% del aceite original en el yacimiento.

Sin embargo, por razones económicas los pozos serían abandonados a cierto límite de fracción de agua, y se puede ver que, para cualquier valor dado de f_1 menor a uno, la recuperación decrece cuando la viscosidad del aceite se incrementa.

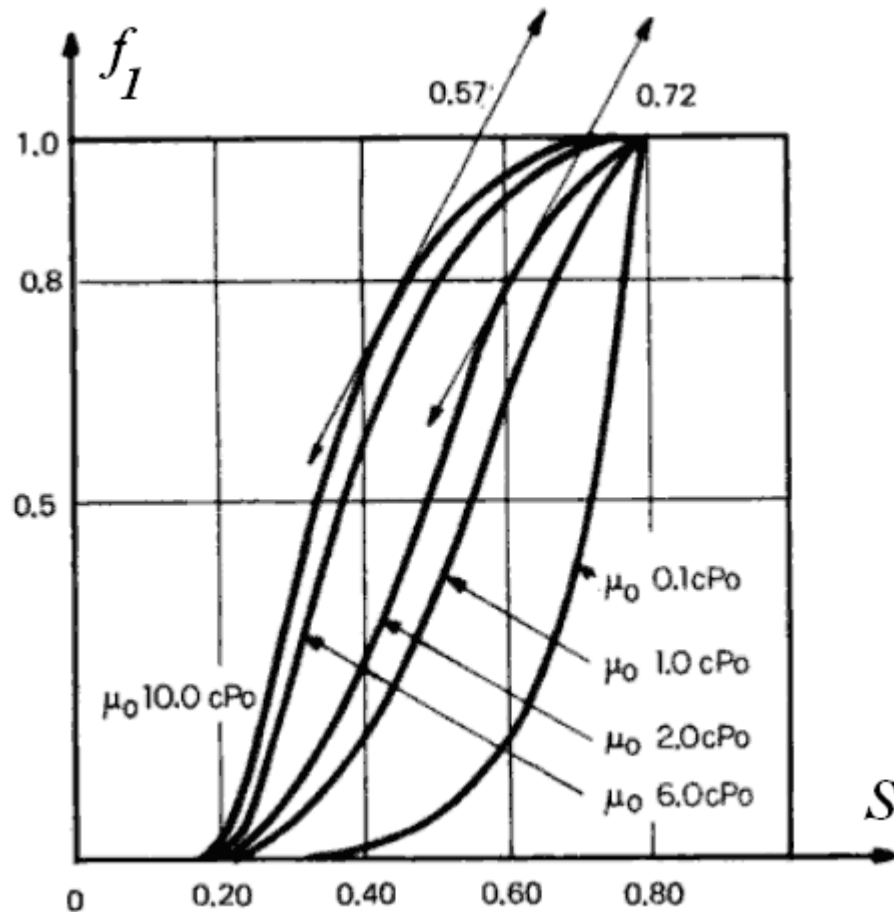


Fig. 6.6. Curvas de flujo fraccional para varias viscosidades del aceite
Fuente (M. Latil. Enhanced Oil Recovery, 1980.)

Por lo tanto, para un flujo fraccional de 0.8, la recuperación final obtenida a través de la **Fig. 6.6** y por el método descrito en la teoría de Buckley y Leverett, es como sigue:

$$\text{Aceite de 2 cP} \quad R = \frac{0.72 - 0.2}{0.8} = 0.65$$

$$\text{Aceite de 10 cP} \quad R = \frac{0.57 - 0.2}{0.8} = 0.46$$

La viscosidad tiene un efecto importante en la eficiencia de barrido porque es uno de los parámetros que determinan la relación de movilidades, la cual ya se ha explicado en el Capítulo 2.

6.4 FACTORES TÉCNICOS Y GEOLÓGICOS²

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

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

6.4.1. Procesos de desplazamiento miscible

En este tipo de procesos de recuperación, un rango de presiones es necesario para alcanzar la miscibilidad (véase el Capítulo 5); por lo tanto, existe un requerimiento mínimo de profundidad para estos procesos. La permeabilidad no es un factor crítico si la estructura es relativamente uniforme. Por otro lado las características del aceite son de suma importancia.

6.4.1.1. Recuperación por desplazamiento con hidrocarburos miscibles

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste en inyectar hidrocarburos de componentes ligeros al yacimiento, con el fin de alcanzar un desplazamiento miscible. Existen tres diferentes métodos. Un método utiliza un bache de gas licuado de 5% del volumen poroso del yacimiento, seguido por gas natural o gas y agua. Un segundo método llamado desplazamiento por gas enriquecido, consiste en inyectar un bache de gas natural del 10 al 20% del volumen poroso, el cual es enriquecido con componentes desde el etano hasta el hexano, seguido por gas en su mayoría metano y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos desde el gas hasta el aceite. El tercer método y el más común es llamado: desplazamiento por gas a alta presión, consiste en la inyección de gas a alta presión para vaporizar los componentes desde el etano hasta el hexano del aceite desplazado.

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

6.4.1.1.1. Mecanismos de Recuperación

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

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

6.4.1.1.2. Guías de selección técnicas (Tabla 6.1)

Nota: Los valores de viscosidad de las guías de selección técnicas se encuentran a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Tabla 6.1. Guías de selección técnica para la inyección de hidrocarburos miscibles

Fuente (J. J. Mata. Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010).

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

6.4.1.1.3. Limitaciones

- La profundidad mínima para estos procesos está dada por la presión necesaria para alcanzar la miscibilidad. Los requerimientos de presión están en un rango de alrededor de 85 kg/cm² (1,200 lb/pg²) para un proceso de bache de gas licuado y de 280 a 350 kg/cm² (4,000 a 5,000 lb/pg²) para inyección de gas a alta presión, esto depende del tipo de aceite.
- Una abrupta inclinación de la formación es deseada para permitir una estabilización gravitacional del desplazamiento (esto no ocurre cuando el desplazamiento es descendente en forma vertical).

6.4.1.1.4. Desventajas

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

6.4.1.2. Recuperación por desplazamiento con nitrógeno y gases de combustión

La inyección de nitrógeno o gases de combustión son métodos que utilizan dichos gases (no-hidrocarburos) para desplazar aceite en yacimientos donde puede o no presentarse un proceso miscible, dependiendo de la presión a condiciones de yacimiento y de la composición del aceite. Debido a sus bajos costos, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados. El nitrógeno y los gases de combustión también son considerados como gases de seguimiento en procesos de recuperación con hidrocarburos miscibles y CO₂.

El desplazamiento con N₂ o gases de combustión es menos eficiente que el desplazamiento con gases hidrocarburos. El nitrógeno tiene una baja viscosidad, es poco soluble en el aceite y requiere presiones altas para alcanzar la miscibilidad.

El criterio de selección para el desplazamiento con nitrógeno o gases de combustión es similar al desplazamiento de gas a alta presión. Los requerimientos de presión y temperatura, así como la necesidad de que se aplique en yacimientos de aceite ligero son mayores si se alcanza una miscibilidad total en el yacimiento. Los métodos de desplazamiento con N₂ y gases de combustión se encuentran posicionados entre los métodos de desplazamiento con hidrocarburos miscibles y desplazamiento con CO₂, debido a que el proceso puede proporcionar recuperación de aceite aún si no se presenta miscibilidad.

6.4.1.2.1. Mecanismos de recuperación

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

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

6.4.1.2.2. Guías de selección técnicas (Tabla 6.2)

Tabla 6.2. Guías de selección técnica para la inyección de nitrógeno y gases de combustión Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010*).

Aceite	
Densidad	> 24° API (> 35° API para nitrógeno).
Viscosidad	< 2 cp
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de componentes ligeros (C ₁ -C ₇).
Yacimiento	
Saturación de Aceite	> 40% del volumen poroso.
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con algunas fracturas y alta permeabilidad.
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación esté inclinada.
Permeabilidad	No es un parámetro crítico.
Profundidad	> 1,830 metros (6,000 pies).
Temperatura	No es un parámetro determinante en la implantación

6.4.1.2.3. Limitaciones

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

6.4.1.2.4. Desventajas

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

6.4.1.3. Recuperación por desplazamiento por dióxido de carbono

Este método es llevado a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂ al yacimiento, aproximadamente 30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos. El CO₂ extrae los componentes ligeros e intermedios del aceite y si la

presión es lo suficientemente alta, se alcanza la miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento. Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero estos suelen tener una mejor recuperación que la inyección de agua.

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

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

6.4.1.3.1. Mecanismos de recuperación

En la inyección de CO₂ el aceite se recupera mediante:

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

6.4.1.3.2. Guías de selección técnica (Tabla 6.3)

Tabla 6.3. Guías de selección técnica para la inyección de dióxido de carbono
Fuente (J. J. Mata. Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010).

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

6.4.1.3.3. Limitaciones

- ➡ Muy baja viscosidad del CO₂ da lugar a un bajo control de la movilidad.
- ➡ Disponibilidad del CO₂.

6.4.1.3.4. Desventajas

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

6.4.2. Procesos químicos

Los métodos de recuperación mediante el uso de productos químicos incluyen el uso de polímeros, tensoactivos/polímeros (las variaciones de éstos son llamados polímeros miscelares, microemulsiones, o bien inyección de agua de baja tensión), e inyección de cáusticos (alcalinos). Todos estos métodos involucran una mezcla de químicos y otras sustancias en agua. Por consiguiente estos métodos requieren condiciones favorables para inyectar agua, es decir; viscosidades de bajas a moderadas, y permeabilidades de moderadas a altas. Por lo tanto, la inyección de productos

químicos es usada para aceites más viscosos que aquellos que se pueden recuperar con la inyección de algún tipo de gas o bien para aquellos que sean menos viscosos que los económicamente recuperables mediante el uso de métodos térmicos. Las permeabilidades del yacimiento deben ser mayores que en aquellos en donde la inyección de gas se puede llevar a cabo, pero sin ser tan alta como en los que son tratados mediante métodos térmicos. Generalmente en yacimientos que cuentan con un acuífero asociado activo, debe evitarse la aplicación de estos métodos debido a las bajas saturaciones de aceite remanente. Los yacimientos con casquete de gas tampoco serán considerados ya que el aceite desplazado podría volver a saturar el casquete. Las formaciones con alto contenido de arcillas no son favorables, debido a que éstas incrementan la absorción de los productos químicos inyectados. En la mayoría de los casos, se desea que la salmuera en los yacimientos tenga una salinidad moderada, con un bajo contenido de iones divalentes, ya que una alta concentración puede interactuar desfavorablemente con los productos químicos.

6.4.2.1. Inyección de tensoactivos y polímeros

Este proceso consiste en la inyección de un bache que contiene agua, tensoactivo, electrolito (sal), usualmente un disolvente (alcohol); el tamaño del bache es usualmente del 5 al 15% del volumen poroso, para una alta concentración de tensoactivos en éste y del 15 al 50% para concentraciones bajas. El bache de tensoactivo es seguido por agua con polímeros. Las concentraciones de polímeros están en el rango de 500 a 2,000 mg/l; el volumen de la solución de polímeros inyectados depende del diseño del proceso.

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

6.4.2.1.1. Mecanismos de recuperación

En la inyección de tensoactivos y polímeros el aceite se recupera mediante:

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

6.4.2.1.2. Guías de selección técnicas (Tabla 6.4)

Tabla 6.4. Guías de selección técnica para la inyección de tensoactivos y polímeros Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010*).

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

6.4.2.1.3. Limitaciones

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

6.4.2.1.4. Desventajas

- ◆ Sistemas complejos y caros.
- ◆ Posibilidad de separación cromatográfica de los productos químicos.
- ◆ Alta absorción del tensoactivo.
- ◆ Interacción entre los tensoactivos y polímeros.
- ◆ Degradación de los productos químicos a altas temperaturas.

6.4.2.2. Inyección de polímeros

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

concentraciones de ciertos polímeros sintéticos o biopolímeros.

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

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

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

6.4.2.2.1. Mecanismos de recuperación

En la inyección de polímeros el aceite se recupera mediante:

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

6.4.2.2.2. Guías de selección técnica (Tabla 6.5)

Tabla 6.5. Guías de selección técnica para la inyección de polímeros Fuente (J. J. Mata. Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010).

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

6.4.2.2.3. Limitaciones

- Si la viscosidad del aceite es alta, una alta concentración de polímeros será necesaria para alcanzar el control de la movilidad deseado.
- Los resultados serán mejores si la inyección de polímeros se realiza antes de que las relaciones agua-aceite comiencen a ser excesivas.
- Las arcillas incrementan la absorción de los polímeros.
- Algunas heterogeneidades de la formación son aceptadas; sin embargo, se debe evitar la aplicación de este método si el yacimiento presenta grandes fracturas.

6.4.2.2.4. Desventajas

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

6.4.2.3. Inyección de productos químicos cáusticos

La inyección de productos químicos alcalinos o cáusticos consiste en la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio e hidróxido de potasio. Los productos químicos alcalinos reaccionan con ácidos

orgánicos de algunos aceites para producir tensoactivos *in-situ*, que dramáticamente disminuyen la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Los agentes alcalinos además reaccionan con la superficie de la roca del yacimiento alterando así la mojabilidad, ya sea la superficie de la roca mojada por aceite o bien mojada por agua.

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

Aceites con densidades moderadas de 13 a 35 °API son normalmente el blanco para la inyección de productos químicos alcalinos. Estos aceites son lo suficientemente pesados para contener ácidos orgánicos, pero suficientemente ligeros para permitir el control de la movilidad. El rango máximo de viscosidad para la aplicación de este método es menor de 200 cp, que es ligeramente mayor al de los polímeros inyectados. La permeabilidad mínima requerida debe ser mayor a 20 mD. La aplicación de este método se debe llevar a cabo preferentemente en yacimientos de areniscas, dado que los yacimientos carbonatados contienen anhidrita y sulfato de calcio los cuales reaccionan con los productos químicos alcalinos y los consumen. Los materiales alcalinos también son consumidos por arcillas, minerales y silicatos; este consumo es mayor a temperaturas elevadas, por lo que la temperatura máxima para este proceso es de 93 °C (200 °F).

6.4.2.3.1. Mecanismos de recuperación

En la inyección de productos químicos alcalinos el aceite se recupera mediante:

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

6.4.2.3.2. Guías de selección técnica (Tabla 6.6)

Tabla 6.6. Guías de selección técnica para la inyección de productos químicos cáusticos Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010*).

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

6.4.2.3.3. Limitaciones

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

6.4.2.3.4. Desventajas

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

6.4.3. Métodos térmicos

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

6.4.3.1. Combustión In-situ

La combustión *in-situ* implica una ignición dentro del yacimiento y la inyección de aire adicional para mantener la quema de ciertos componentes del aceite. La técnica más común es el frente de combustión, en la cual, dentro del yacimiento mediante la inyección de aire enriquecido con oxígeno, se produce una ignición y la inyección continua de aire propaga la combustión desde el pozo inyector hacia el frente. Una de las variaciones de esta técnica es el frente de combustión seguida por la inyección de agua. Una segunda técnica es la combustión inversa, en la cual, una ignición es provocada en un pozo mismo que eventualmente será el pozo productor y la posterior inyección de aire se llevará a cabo desde pozos adyacentes.

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

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

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

6.4.3.1.1. Mecanismos de recuperación

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

- ➡ Transferencia de energía en forma de calor mediante conducción y convección que por lo tanto, disminuye la viscosidad del aceite.

- Los productos de la destilación de vapor y del craqueo térmico que son llevados en el frente de combustión para mezclarse con el aceite de mejor calidad.
- Quema de coque que es producto de los componentes más pesados del aceite.
- Por la presión suministrada al yacimiento mediante la inyección de aire.

6.4.3.1.2. Guías de selección técnica (Tabla 6.7)

Tabla 6.7. Guías de selección técnica para la combustión *in-situ* Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010*).

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

6.4.3.1.3. Limitaciones

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

6.4.3.1.4. Desventajas

- ◆ Se puede dar una relación de movilidades desfavorable.
- ◆ Es un proceso complejo; se requieren para su implantación grandes inversiones de capital, además de ser un proceso de difícil control.
- ◆ La producción de gases de combustión puede presentar problemas en el entorno.
- ◆ Problemas operacionales tales como una alta corrosión debido al pH del agua caliente, serias emulsiones agua-aceite, incremento en la producción de arena, deposición de carbón y parafinas, fallas en las tuberías y en los pozos productores debido a las altas temperaturas.

6.4.3.2. Inyección de vapor

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

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

Aunque la inyección de vapor es comúnmente usada en aceites con densidades de alrededor de 10-25 °API, este método puede ser aplicado a aceites con densidades mayores. Aceites con viscosidades menores a 20 cp usualmente no son candidatos para la inyección de aire, ya que la inyección de agua resulta ser una opción más atractiva debido a su menor costo; el rango normal de viscosidades donde puede ser aplicado este método es de 100-5,000 cp. Una alta saturación de aceite en el yacimiento es requerida debido al intenso uso de energía para la generación de vapor. Con el propósito de minimizar la cantidad de energía transferida a la roca y maximizar la cantidad transferida al aceite, se desea tener yacimientos con porosidades altas, esto significa que las formaciones de areniscas o de arenas no consolidadas son el principal objetivo para este método. El producto de la saturación de aceite por la porosidad debe de ser mayor a 0.08. Mientras mayor sea el espesor del yacimiento, mayor será la eficiencia térmica. Se requieren altas permeabilidades para llevar a cabo un adecuado proceso de inyección de vapor, éstas deben de ser mayores a 200 mD o bien preferentemente mayores a 500 mD;

la transmisibilidad debe ser mayor a 30 mD-m/cp (100 mD-pie/cp) a condiciones de yacimiento. Las pérdidas de energía en forma de calor comienzan a ser un factor importante a profundidades mayores a 762 metros (2,500 pies) y el método usualmente no es considerado para yacimientos con profundidades mayores a los 1,371 metros (4,500 pies); por otro lado, profundidades someras alrededor de 90 metros (300 pies) pueden no permitir un buen proceso de inyección debido a las presiones requeridas que pueden exceder el gradiente de fractura.

6.4.3.2.1. Mecanismos de recuperación

En la inyección de vapor el aceite se recupera mediante:

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

6.4.3.2.2. Guías de selección técnica (Tabla 6.8)

Tabla 6.8. Guías de selección técnica para la inyección de vapor Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado, Tesis UNAM, 2010*).

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

6.4.3.2.3. Limitaciones

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

6.4.3.2.4. Desventajas

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

6.4.4. Representación gráfica comparativa

Los criterios de selección de viscosidad, profundidad y permeabilidad se presentan gráficamente en las **Figs. 6.7 – 6.9**. Las figuras contienen algunas características, las cuales permiten una rápida aplicación de los criterios de selección; sin embargo, éstas no pueden remplazar un criterio de selección detallado. El rango de valores en las figuras está indicado por diferentes áreas, las cuales están designadas con diferentes palabras tales como, “*Bueno*”, “*Difícil*”, “*Posible*”; no obstante, esta notación no quiere decir que los métodos indicados sean seguros para su aplicación; estas gráficas sólo indican cual es el rango de preferencia para determinadas características del aceite o del yacimiento. La mayoría de las guías de selección están sujetas a cambios debidos a nueva información producto de estudios de laboratorio y pruebas de campo.

La influencia de la viscosidad sobre la factibilidad técnica de los diferentes métodos de recuperación mejorada está ilustrada en la **Fig. 6.7**.

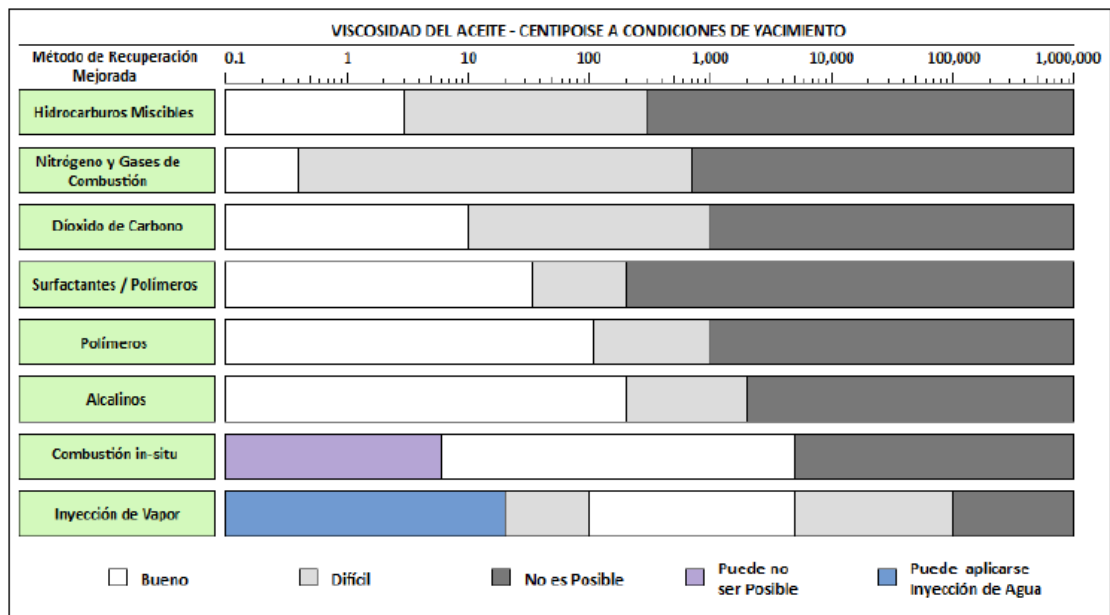


Fig. 6.7. Rangos de viscosidad preferentes para los procesos de recuperación mejorada Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010).

La Fig. 6.8 muestra que los procesos de recuperación mejorada que trabajan bien con aceites ligeros, tienen más requerimientos específicos de profundidad. Como se mencionó anteriormente, cada método de inyección de gas tiene una presión mínima de miscibilidad para un aceite dado y el yacimiento debe ser lo suficientemente profundo de tal manera que se pueda tener la presión requerida.

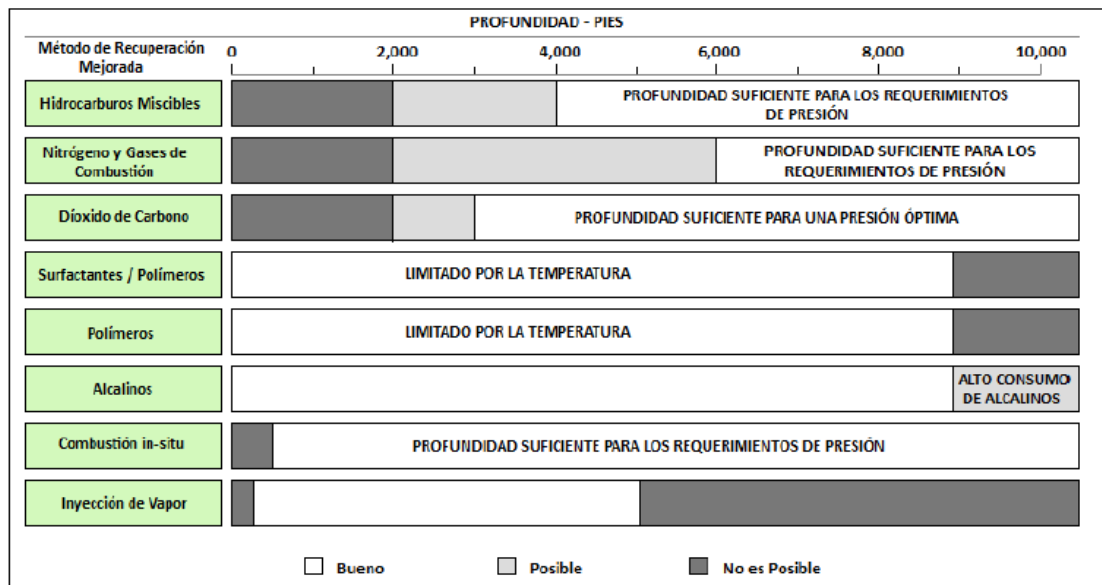


Fig. 6.8. Limitaciones de profundidad para los métodos de recuperación mejorada Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010).

En la **Fig. 6.9** se muestra que los tres métodos que cuentan con inyección de gas, son los únicos técnicamente factibles en yacimientos con permeabilidades extremadamente bajas. Los tres métodos que utilizan como apoyo la inyección de agua necesitan permeabilidades mayores a los 10 mD, para poder inyectar los productos químicos o emulsiones y lograr recuperar parte del aceite remanente del yacimiento.

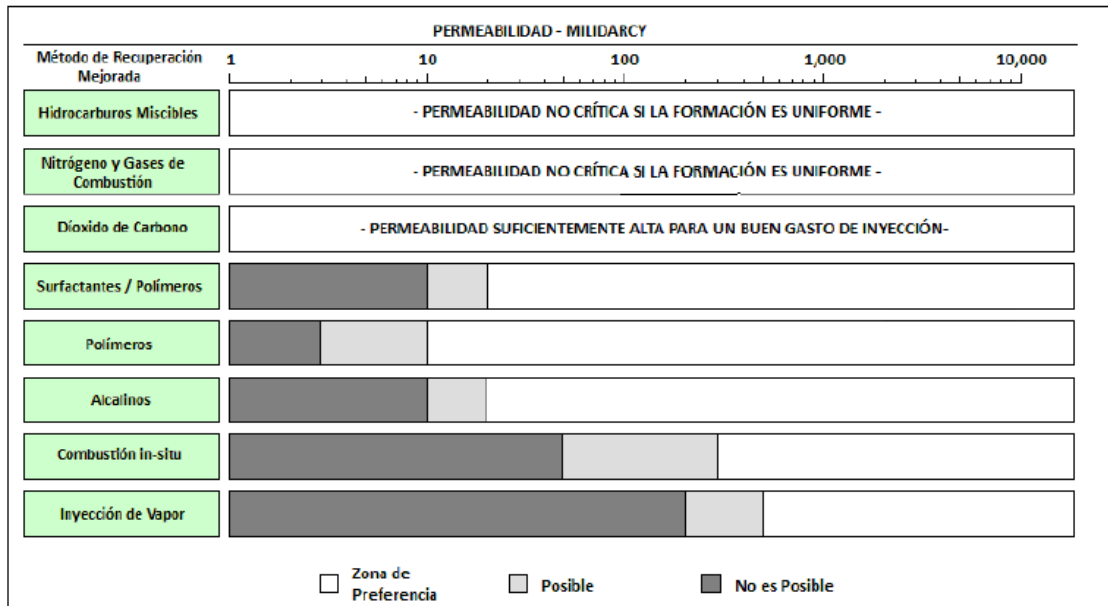


Fig. 6.9. Guías de permeabilidad para métodos de recuperación mejorada
Fuente (J. J. Mata. *Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010).

6.5 HETEROGENEIDADES EN LOS YACIMIENTOS³

Un gran número (probablemente mucho más alto que la media) de las primeras pruebas de proyectos de recuperación mejorada han sido fracasos debido a que se recupera menos aceite del que ha sido proyectado. La causa más común de estos fracasos ha sido la heterogeneidad en el yacimiento, la cual da lugar a una baja eficiencia de barrido. El medio por el cual se da la recuperación es, por lo tanto, inyectar los fluidos y atravesar por las capas más permeables de la roca del yacimiento omitiendo las capas menos permeables. El omitir estas capas menos permeables, es además, por supuesto, una seria dificultad con los procesos de recuperación secundaria. El agua y el metano son accesibles y baratos, pero serán en vano utilizados si se circulan a través de capas con baja permeabilidad. Todos los fluidos de recuperación mejorada son caros. Algunos de ellos son viscosos para modificar la relación de movilidades. Esto puede dar lugar a que no haya un desplazamiento efectivo en las zonas menos permeables.

Los reportes en recuperación mejorada concluyen con la declaración en que “la heterogeneidad del yacimiento fue mucho más grande que la esperada”. “La geología y las heterogeneidades de la permeabilidad son las causas más probables de una baja eficiencia de barrido”⁴.

A pesar de que la heterogeneidad en el yacimiento es la causa más común de fracasos, algunas listas de “yacimientos de destino”⁵ y tablas de criterios de “proyección” no dan esta referencia. Es inexcusable empezar un proyecto de recuperación mejorada sin obtener ni analizar información como la forma, el tamaño y la heterogeneidad del yacimiento.

6.5.1. Tipos de heterogeneidad

El tipo más común de heterogeneidad de un yacimiento consiste en la existencia de variaciones simples en la permeabilidad de la roca del yacimiento, tanto lateral como verticalmente. Aunado a esto, algunos yacimientos presentan fallas, las cuales, actúan como barreras. A menudo los yacimientos contienen una serie de canales los cuales extraen fluidos lateral, parcial o completamente.

Algunas veces existe un sistema de fracturas paralelas, las cuales están bien cerradas, pero pueden ser abiertas fácilmente por la presión ejercida por los fluidos inyectados.

Todas las areniscas y algunos carbonatos están laminados, y consisten en capas horizontales de diferente permeabilidad. Esas capas normalmente están separadas por capas impermeables, y normalmente dividen al yacimiento en una serie de sub-yacimientos independientes, cada uno con su porosidad y su permeabilidad. La presencia de barreras verticales e impermeables, puede en algunos casos ser benéfica para los métodos de recuperación secundaria, porque mantienen los fluidos inyectados fluyendo paralelamente a la estratificación. Si esto no se cumple, todo el flujo de fluidos inyectados cruzaría los estratos hacia la capa más permeable y la eficiencia de barrido vertical se reduciría drásticamente.

La estratificación resultó sorpresivamente efectiva en dolomitas del Pérmico en el Oeste de Texas cuando se comenzó con la inyección de agua⁶. Se supuso que todo el espesor en las dolomitas era uniforme. Cuando se probó la inyección de agua periféricamente se obtuvo un resultado desfavorable.

La geometría de los poros tiene un efecto dentro de la eficiencia de los métodos de recuperación mejorada. Frecuentemente los poros de las rocas, están parcialmente rellenos de arcilla autigénica, la cual a su vez posee microporosidad. Esta microporosidad está saturada con agua inmóvil y no es capaz de almacenar aceite. El área superficial de esos cristales es grande y además es capaz de adsorber los tensoactivos inyectados.

Si la relación de diámetros de garganta y de poro es pequeña, la eficiencia de la recuperación se verá reducida. La mojabilidad de la superficie de los sólidos afecta la eficiencia de la recuperación, pero este efecto es despreciable entendiéndose que es casi imposible determinar cuales porciones de la superficie están siendo mojadas por aceite y cuales están siendo mojadas por agua en la subsuperficie.

En carbonatos, las propiedades de los poros tienen un mayor efecto. Muchos yacimientos de carbonatos poseen una porosidad intergranular uniforme y significativa y esto hace que se comporten como yacimientos de areniscas. En otros casos, los carbonatos poseen doble porosidad con la mayoría del aceite en la matriz de baja permeabilidad, la cual es atravesada por canales de alta permeabilidad o por fracturas. Cada roca tiende a responder pobremente a la inyección de agua y probablemente no responderá a la recuperación mejorada. Los fluidos inyectados simplemente atraviesan los canales permeables sin penetrar la matriz.

6.5.2. Modelos matemáticos para expresar la estratificación de la permeabilidad

Cuando los procesos de recuperación mejorada comenzaron a aplicarse a los yacimientos a finales de los años cuarentas, los resultados fueron decepcionantes porque recuperaban menos que en los experimentos de laboratorio realizados, muchos de los cuales, fueron en una sola dimensión. Los experimentadores de laboratorio propusieron el concepto de “conformidad”, una expresión numérica, la cual cuantificaría los resultados de campo para hacer predicciones en base a las pruebas de laboratorio. Este concepto ilustra una pobre ciencia y una pobre ingeniería.

Tiempo después, otros esfuerzos fueron hechos para expresar las variaciones de la permeabilidad utilizando análisis de núcleos en forma cuantitativa. Una buena revisión de esos métodos está dada en Craig⁷ (1971). El más comúnmente usado es el “coeficiente de variación de permeabilidad” propuesto por Dykstra y Parsons⁸ (1950). Definieron la variación de permeabilidad V como se muestra a continuación:

$$V = \frac{\bar{k} - k_o}{\bar{k}} , \dots\dots\dots (6.5)$$

donde \bar{k} es la permeabilidad media, y k_o es la permeabilidad al 84.1% de la muestra acumulativa. Un sistema completamente uniforme tendría un valor de cero.

La variación de permeabilidad, como otras propiedades geológicas, usualmente tiene una distribución log-normal. El significado de la distribución log-normal es un significado geométrico. Así, la permeabilidad promedio, \bar{k} es:

$$\bar{k} = \sqrt[n]{k_1 \times k_2 \times k_3 \dots \times k_n} . \dots\dots\dots (6.6)$$

Ninguna de estas expresiones matemáticas, sin embargo, es muy usada en la predicción de la eficiencia de barrido. El promedio ponderado de la capacidad de flujo (kh, producto permeabilidad-espesor) determinado a partir de pruebas de presión de pozos es un valor cuestionado. En muchos, quizás en la mayoría, de los yacimientos, la mayor parte de de la producción primaria de aceite proviene de una pequeña parte del total del espesor de arena, esto ha sido estimado a partir de registros de pozos. La mayoría del aceite remanente se encuentra en arena compacta y es absolutamente irrecuperable. Eso es, por lo tanto, una tendencia a sobre estimar el volumen efectivo

del yacimiento y así el volumen de aceite residual. Posiblemente las recuperaciones primaria y secundaria han sido más efectivas de lo que se había pensado.

6.5.3. Estructura y composición de las rocas de los yacimientos

Propiedades petrofísicas importantes de los yacimientos petroleros son la porosidad y la permeabilidad. Dichas propiedades con usualmente referidas a un sedimento, el cual pasa por el proceso de “lavado” a fin de remover las partículas finas de las más gruesas, dejando a los poros suficientemente grandes para permitir que el aceite y el gas entren a pesar de las fuerzas capilares, las cuales tienden a excluirlos.

El lavado puede ocurrir naturalmente sólo donde existan corrientes de agua o de aire. Más comúnmente los yacimientos de aceite y gas se fueron depositando sobre agua. Los dos principales lugares donde la arena puede ser lavada son los cauces de los ríos y en las playas. La gran mayoría de los campos de aceite consisten en arenas establecidas en una o en otra área de ese entorno. La mayoría de los grandes yacimientos de aceite consisten en arenas de cauces de ríos con un echado de lado a lado o en arenas apiladas encima de otras arenas. Consecuentemente, esto genera una heterogeneidad muy compleja.

Los orígenes de los yacimientos carbonatados de aceite no son tan simples como los de areniscas, ya que estos yacimientos se depositaron en aguas poco profundas donde las olas y las corrientes marinas promovieron el desarrollo de la porosidad. A principio de los años cincuentas, algunos geólogos se embarcaron en entender los procesos de depositación de los sedimentos antiguos y esto constituye el actual estudio de los procesos de depositación de hoy en día.

El primer estudio exhaustivo lo hizo F.P. Shepard y sus estudiantes en el delta del río Mississippi y en la costa del Golfo de Texas⁹. Desde luego, algunos estudios de ambientes de depósito han sido desarrollados por instituciones académicas y por compañías petroleras.

6.5.4. Presión necesaria para abrir fracturas

Cuando los fluidos son inyectados dentro de una roca porosa, ésta se fractura; las fracturas pueden ser abiertas si se excede su presión crítica. Las fracturas se mantienen cerradas por el esfuerzo horizontal en la roca. Si el esfuerzo vertical es σ_v , luego el esfuerzo horizontal (σ_h) será:

$$\sigma_h = \sigma_v \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right), \dots\dots\dots (6.7)$$

donde μ es la relación de Poisson. El gradiente de esfuerzo vertical está en alrededor de 1 psi/pie (23 kPa/m), pero se reduce por el efecto de flotabilidad del agua en los poros, la cual tiene un gradiente de presión de alrededor de 0.5 psi/pie. La relación de Poisson

para rocas sedimentarias¹⁰ tiene un rango que va desde 0.2 hasta 0.4, así el gradiente de presión necesario para abrir las fracturas (p^*) es:

$$p^* = 0.2 + 0.5 = 0.7 \text{ psi/pie.}$$

Si la presión de poro es baja porque declinó a causa de la producción, el gradiente de presión necesario para abrir las fracturas es mucho menor. Si el gradiente de presión de poro es de 0.2 psi/pie, entonces la presión de ruptura es:

$$p^* = 0.2 + 0.2 = 0.4 \text{ psi/pie.}$$

Esto es menor que la presión de una columna de agua.

Si las fracturas son abiertas por un periodo corto de tiempo, éstas se cerrarán otra vez. Si están abiertas por un periodo de tiempo largo, el paso de los fluidos inyectados erosiona la superficie de la fractura y entonces ya nunca se cerrará.

Algunas operaciones de inyección de agua han sido dañadas irreparablemente por el incremento de la presión de inyección por encima de la presión de ruptura.

6.6 ASPECTOS ECONÓMICOS

Sin duda alguna, el aspecto económico dentro del análisis para implantar un proceso de recuperación mejorada en algún yacimiento es de suma importancia; es por esta razón que los análisis económicos deben forzosamente contemplar todo lo mencionado en la sección tratada anteriormente (Factores técnicos y geológicos), además de datos de producción, datos históricos de presión, propiedades de los fluidos, análisis pVT, entre otros. En las siguientes líneas se tratarán de manera general, los costos que implica implantar algún proceso de recuperación mejorada, así como los beneficios en el aumento de la producción, a fin de conocer qué opción es la más viable a aplicar en ciertos yacimientos.

En la **Tabla 6.9** se muestra la producción estimada anual mediante distintos procesos de recuperación mejorada y para varias regiones del mundo; de dicha tabla podemos apreciar que los **procesos térmicos** son los más utilizados al menos en Estados Unidos; en Venezuela también son los más utilizados por no decir que son los únicos que se implantan. Esto nos dice que dichos procesos ofrecen una buena recuperación. Por otra parte es importante mencionar que a nivel mundial, también los **procesos de desplazamiento miscible** se emplean en gran medida casi como los procesos térmicos; esto sin lugar a dudas es una señal de que ambos procesos pueden operar satisfactoriamente bajo las condiciones geológicas, técnicas y por supuesto económicas. Aunque como sabemos, siempre será necesario un diseño adecuado de un proceso de recuperación mejorada para cada yacimiento.

Tabla 6.9. Producción mundial de aceite estimada anual por procesos de recuperación mejorada Fuente (P. Simandoux y E. Valentin. *Improved Recovery, Strategic Option or Not? Oil & Gas Journal* no. 88, 1990).

Producción mundial de aceite estimada anual por procesos de recuperación mejorada (bl/día x 1000)					
País	Procesos térmicos	Procesos miscibles	Procesos químicos	Total de RM	% (Total de RM de cada país respecto al TOTAL)
Estados Unidos	454	191	11.9	656.9	42
Canadá	8	127	17.2	152.2	10
Europa	14	3	-	17.0	1
Venezuela	108	11	-	119.0	7
Sudamérica	2	-	-	17.0	1
Rusia	20	90	50.0	160.0	10
Otros	171*	280**	1.5	452.5	29
TOTAL	777	702	80.6	1574.6	100

* Campo Durf (Indonesia)

** Campos Hassai-Messaoud (Algeria) e Intisar (Libia)

La **Fig. 6.10** ilustra a grandes rasgos cuál es el costo incremental aproximado por cada barril de petróleo extraído a través del proceso en cuestión, así como la recuperación total en % de volumen original de aceite en el yacimiento (OOIP). Como se puede observar los **procesos térmicos** y los **procesos de desplazamiento miscible** se encuentran en un “término medio” pues la recuperación total máxima de los procesos térmicos es de aproximadamente 60% OOIP a un costo aproximado de 26 \$/bl y los procesos de desplazamiento miscible tienen una recuperación total máxima de 55% OOIP a un costo de 31 \$/bl; es decir, tenemos una recuperación aceptable a un precio razonable, a comparación de los otros procesos.

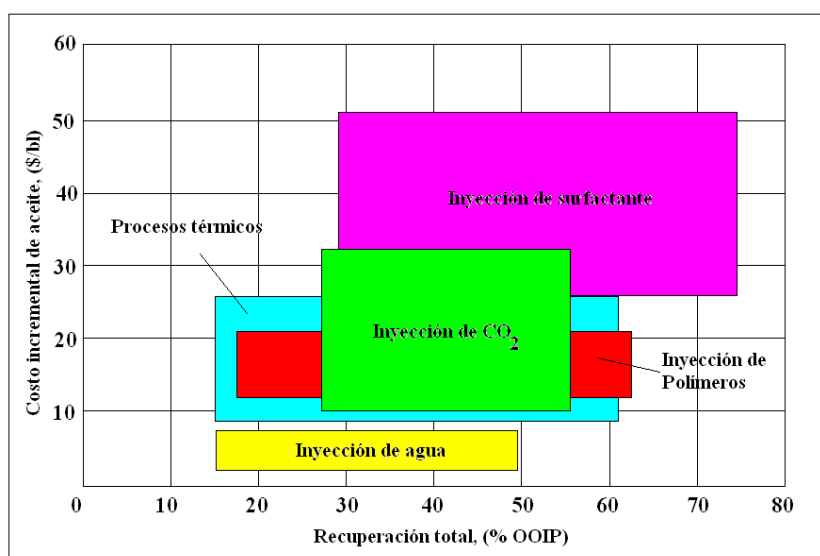


Fig. 6.10. Gráfica comparativa de costos para distintos procesos de recuperación mejorada Fuente (P. Simandoux. *Managing the cost of enhanced oil recovery, Editions Technip, 1990*).

6.7 ETAPA DE EXPLOTACIÓN EN LA QUE SE ENCUENTRE EL YACIMIENTO

En esta sección, se mencionarán brevemente los procesos que son viables o que ofrecen mejores resultados de aplicar durante la etapa de explotación en la que se encuentre el yacimiento, ya sea la etapa primaria o la secundaria.

6.7.1. *Etapa primaria de explotación*

Dado que durante esta etapa no son requeridas mayores cantidades de energía adicional, pocos son los procesos de recuperación mejorada que se pudieran implantar. Algunas opciones viables pueden ser:

- a) **Inyección de gases hidrocarburos.** Este proceso resulta una buena opción durante esta etapa de producción, ya que con sólo un equipo de compresión y la perforación de pozos inyectoros o incluso la conversión de pozos productores a inyectoros, se puede aprovechar el gas natural que proviene de los separadores para comprimirlo y reinyectarlo al yacimiento; es importante mencionar que la instalación y el mantenimiento son de gran facilidad, tomando en cuenta que son pocos los aditamentos que son necesarios para su instalación; sin embargo, habrá que considerar el precio del gas natural que rija actualmente y los gastos de compresión.
- b) **Inyección de vapor.** Es una opción más costosa que la anterior y más limitada; sin embargo, resulta una opción viable de aplicar ya que no requiere de equipos de procesamiento del crudo para remover impurezas debidas al fluido de inyección. Si en el campo en el que se pretenda implantar se cuenta con separadores de agua, resulta una mejor opción; el fluido de inyección resulta relativamente barato de conseguir. El costo elevado del proceso radica en la forma en cómo se conseguirá la mejor eficiencia respecto a la calidad con la que el vapor transmitirá la energía calorífica al yacimiento, aunado al equipo necesario para tal fin y en la forma en cómo se transportará hasta donde es requerido.
- c) **Inyección alternada de agua y gas.** Combina las ventajas de la **Inyección de gases hidrocarburos** con las ventajas que ofrece la simple **Inyección de agua** que se implanta durante los procesos de recuperación secundaria; es decir, no necesita de equipos para eliminar la mayor parte de las impurezas debidas al fluido de inyección. Los fluidos a inyectar resultan fáciles de comprimir y bombear si, por supuesto, en el campo donde se pretende implantar se produzca gas y se cuente con las suficientes baterías de separación y además con separadores de agua.

6.7.2. *Etapa secundaria de explotación*

En esta etapa se incluyen generalmente los procesos que involucran ya sea la **disolución de polímeros en volúmenes de agua de inyección** o la **Inyección de productos químicos**.

- a) **Inyección de polímeros.** Para poder implantar este proceso es necesario que haya habido una **recuperación secundaria exitosa** mediante la **Inyección de agua**; ésta es una excelente señal de que el agua inyectada puede desplazar eficazmente el aceite atrapado. Si además adicionamos polímeros para mejorar la relación de movilidades, obtendremos una mejor recuperación, de aquí la importancia de que se pudiera implantar este proceso durante la etapa de recuperación secundaria, puesto que el costo adicional sólo involucraría la obtención de los polímeros que mediante un debido estudio, son los idóneos a disolver e inyectar en el yacimiento.
- b) **Inyección de productos químicos.** Respecto a la operación técnica, es similar al proceso mencionado anteriormente, con la desventaja de que en algunas ocasiones los productos químicos empleados pudieran volver al proyecto no atractivo económicamente, pues el precio de las gomas, de los productos químicos cáusticos y tensoactivos pudieran no justificar su implantación; sin embargo, resulta una opción viable para esta etapa de explotación.

Referencias Capítulo 6

1. Latil M.: *Enhanced Oil Recovery*, Editions Technip, 1980
2. Mata, A. J.J.: *Procesos de Recuperación Mejorada Viables a Aplicar Mediante un Criterio de Selección Jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010.
3. Yen T. F., George V., Chilangarian F. y McDonaldson E. *Enhanced Oil Recovery Volume II, Processes and Operations*, Elsevier, 1989.
4. Barrett, D.D., Harpole K.J., Zaaza M.W. *Reservoir Data Pays off. Texas*, Soc. Petr. Eng. Pap, 1977.
5. Brown F.I. *Deltaic sandstone Facies of the Midcontinent*. Tulsa Geol. Soc. Spec. Publ., 1979.
6. Carroll P.W. *Impact of geologic parameters on enhanced oil recovery*. Workshop Proc., Tulsa Okla, 1981.
7. Craig F.F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. SPE, Dallas, Texas, 1971.
8. Dykstra H., Parsons R.L. *The prediction of oil recovery by waterflooding en Secondary Recovery of Oil in the U.S.*, API, Dallas Texas, 1950.
9. Friedman G.M. *Principles of Sedimentology*, New York, 1978.
10. Gogarty W.B. *Micellar-polymer flooding*. J. Pet. Technol, 1978.

CAPÍTULO 7

APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO AKAL

7.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL COMPLEJO CANTARELL

El Complejo Cantarell se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 75 Km. al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua entre 35 y 50 metros (**Fig. 7.1**). Está constituido por los Yacimientos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, estructuralmente, queda ubicado en el Cinturón Plegado dentro del denominado Pilar de Akal¹.



Fig. 7.1. Ubicación del Complejo Cantarell *Fuente (Anuario Pemex 2007).*

Los cuatro yacimientos tienen una extensión aproximada de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos petroleros, de los cuales 189 están activos, con un espaciado que varía de 400 a 800 metros. En términos de producción, Cantarell es la zona productora más importante del país; la segunda en reservas totales, después de Chicontepec con la diferencia de que es el primero en reservas probadas y de mayor rapidez de recuperación.

Los hidrocarburos producidos por este campo son aceites con densidades de 20 a 24° API, y su explotación se realiza a través de procesos de recuperaciones primaria y secundaria.

El Activo Integral Cantarell es el primer productor de aceite a nivel nacional con aproximadamente 1.5 millones de barriles diarios y tercer productor de gas natural con 717.7 millones de pies cúbicos diarios.

7.1.1. Historia del Complejo Cantarell

Exploración, desarrollo y explotación inicial

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción Sur de los estados de Veracruz y Tabasco; de 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de sismología de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en lo que hoy se conoce como la “Sonda de Campeche”.

Con la información geológica y geofísica obtenida, en los pozos perforados en la Península de Yucatán, Norte de Campeche y los del área continental de Chiapas-Tabasco, se inicio la elaboración de planos paleogeográficos del Jurásico y Cretácico, los cuales indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche y el Área de Chiapas-Tabasco. Adicionalmente, se tenía la evidencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 Km. de Ciudad del Carmen, Campeche, por lo que diversos trabajos exploratorios fueron implantados, incluyendo la realización de actividades geológicas e interpretaciones sísmicas, con preferencia en rocas mesozoicas de la parte continental de los estados de Tabasco, Campeche y Chiapas.

En la porción marina se reconocieron treinta estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos; de las estructuras interpretadas destacaban las del Complejo Cantarell, que fueron perforadas en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1, confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, produciendo aceite y gas en dolomías clásticas, brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior; su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento produjo el incremento de los trabajos geológicos, procesando e interpretando información sísmica, así como la adquisición de información sísmica en 1979.

Con la perforación de los primeros pozos exploratorios, la toma de registros geofísicos, los datos paleontológicos y el análisis litológico, se comenzó a conocer la secuencia estratigráfica y con esto, se inició la definición geológica y petrofísica de los diferentes yacimientos. Asimismo, otros trabajos más específicos a partir de estudios petrográficos, geoquímicos, análisis de muestras de canal y núcleos fueron determinando el valor del contenido orgánico y el grado de madurez de la roca generadora.

Con la elaboración de secciones geológicas estructurales y los mapas correspondientes, así como con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle, se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, además de obtener una mejor caracterización de los yacimientos. Posteriormente a la perforación del pozo Chac-1, se perforó en 1977 el pozo

exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, (**Tabla 7.1**). Esta perforación fue seguida de los pozos exploratorios Cantarell-2011 (Nohoch-1) y Cantarell-2095 (Nohoch-2), descubriendo hidrocarburos en la estructura de Nohoch.

Tabla 7.1. Condiciones Originales del Complejo Cantarell Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

Pozo descubridor	Chac 1
Inicio de la explotación	1979
Densidad de crudos (° API)	20 a 24
Producción de aceite (mbd)	52
Reservas originales 3P (mmbpce)	20617
Espesores roca impregnada (m)	140 hasta 900

Con los resultados obtenidos, se incrementó la perforación exploratoria en el área, siendo los pozos Akal-1, Akal-2, Akal-3, Akal-501, Akal-601, Akal-701, Akal-801, Akal-1501, Chac-2, Cantarell-1621, Ich-1, Cantarell-2207, Cantarell-2239 y Cantarell-91, los que aportaron información adicional para evaluar el potencial petrolero del complejo, que una vez conocido originó en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo.

Hacia 1981 ya se habían perforado 40 pozos, alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite.

7.1.2. Desarrollo complementario y máxima producción

En 1996 se llevó a cabo un nuevo estudio sísmológico tridimensional cuyos resultados ofrecieron perspectivas más aproximadas sobre el potencial de este campo; a partir de dichos modelos se examinaron planes alternativos de desarrollo a largo plazo, con objeto de seleccionar el más rentable. Éste fue complementado con un plan de corto plazo, que permitió eliminar cuellos de botella en la infraestructura de superficie, aumentar la confiabilidad de la operación y aprovechar mejor el gas natural producido.

Al inicio de 1999, las reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles.

En forma natural, la explotación del Complejo Cantarell durante 19 años redujo la presión del yacimiento. Ésta cayó a casi 60 por ciento de su valor original (**Fig. 7.2**).

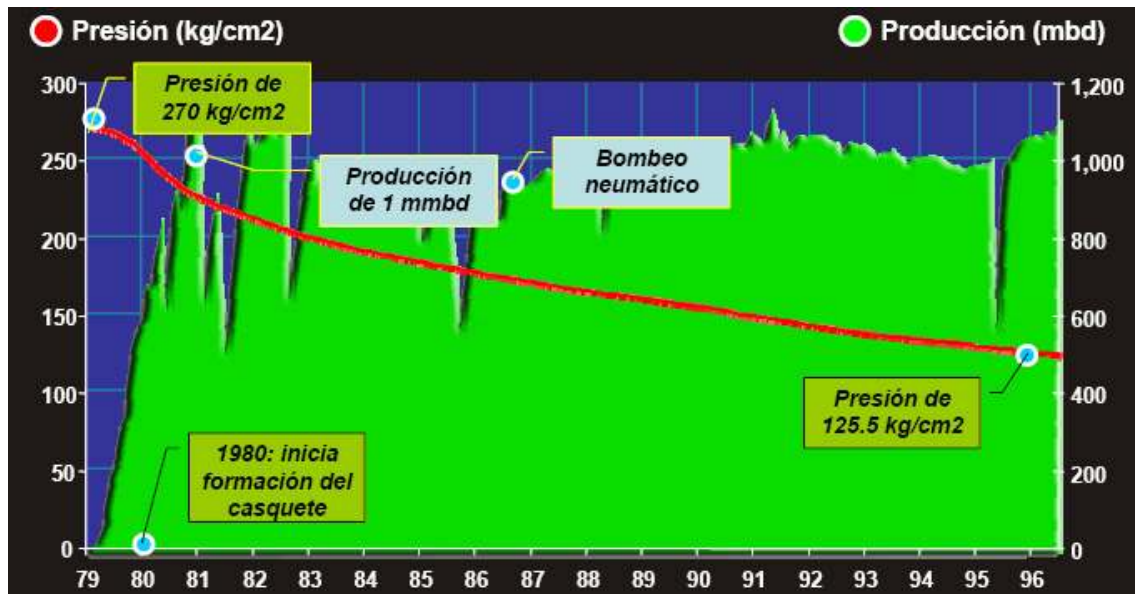


Fig. 7.2. Evolución de la presión y la producción de 1979-1996 Fuente (A. Hernández Juárez. Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008).

De 1979 a 1995, la presión en el plano de referencia disminuyó un 55%, mientras que la producción se mantuvo en promedio por arriba de un millón de barriles por día.

Para contrarrestar este proceso fue necesario suministrar energía al yacimiento, inyectándole fluidos, lo que permitió incrementar el volumen de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar la producción del campo; hizo posible también acelerar el ritmo de extracción. Una vez tomada la decisión de mantener la presión del yacimiento, se evaluó, en términos técnicos y económicos, que fluidos alternativos se podrían inyectar en el campo; primero se optó entre agua y algún gas. **El uso de agua fue descartado pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse a través de las fracturas**, sin desplazar el aceite contenido en la roca. Definida la conveniencia de inyectar gas, Pemex analizó diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características petrofísicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo. El objetivo fue maximizar el valor económico del yacimiento, por lo que se examinaron múltiples escenarios de largo plazo que consideraron diferentes niveles de inyección de fluidos, ritmos de producción de petróleo y volúmenes de recuperación final de hidrocarburos.

Después de realizar extensos estudios de laboratorio¹, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento, apoyados en modelos avanzados del mismo y una evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor opción técnica y la de menor costo; se constató que se trata de un método limpio y seguro. Los estudios fueron realizados por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Francés del Petróleo, así como otros laboratorios en México y en el extranjero.

Una vez definido el método de mantenimiento de presión del yacimiento, se procedió a diseñar programas de perforación de pozos de desarrollo y de la infraestructura costa afuera necesaria para producir, procesar, manejar y transportar el petróleo y gas natural adicional que se obtendría en Cantarell. El programa de mantenimiento de presión hizo posible recuperar un volumen adicional de 2 mil 300 millones de barriles de petróleo.

7.1.3. Declinación

Como ya se mencionó anteriormente, el proyecto de mantenimiento de presión aprobado en 1997 que incluye la inyección de 1,200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno y la perforación de 190 pozos, permitió incrementar la producción de aceite de 1.082 millones de barriles por día en 1996 a 2.032 millones en 2005.

En la actualidad el Complejo Cantarell se encuentra en su fase de declinación, por lo que es muy probable que en los próximos años su producción muestre una reducción considerable.

7.1.4. Reservas de la Región Marina Noreste al 1 de Enero del 2009

Al 1 de enero de 2009, la región administra veintitrés campos, trece de ellos están en etapa de producción, ocho se encuentran localizados en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. La producción anual durante el año 2007 fue de 804.7 millones de barriles de aceite y 335.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representa el 67.7% y 17.2%, respectivamente. Al primero de enero del 2009 los campos que no se encontraban en explotación son diez: Takin y Után en el Activo Integral Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Kayak, Nab, Numan, Pohp, Tson y Zazil-Ha en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

El volumen de reservas totales de aceite 3P que reportó esta región al primero de enero del 2009, representa 39.2% de las reservas totales con las que cuenta el país, (**Fig. 7.3**), posicionando a esta región como la segunda en cuanto a cantidad de reservas totales de aceite en territorio nacional, después de la Región Norte.

La Región Marina Noreste contiene 59.1% del volumen total de reservas probadas de aceite en el país; debido a que en esta región se encuentra localizado el Activo Cantarell que corresponde a un yacimiento súper gigante, por lo que concentra 66.8% de estas reservas en la región.

El volumen de las reservas probables de aceite de la región al primero de enero de 2009 representó 31.2% del total nacional. Ku-Maloob-Zaap es el Activo que más aporta a este tipo de reservas, con 64.5% del total de las reservas probables en la región.

La región concentra 25.8% del total de las reservas posibles en territorio nacional, siendo el Activo Cantarell el que concentra el 55% de estas reservas en la región, mientras que el Activo Ku-Maloob-Zaap contribuye con el 45% restante.

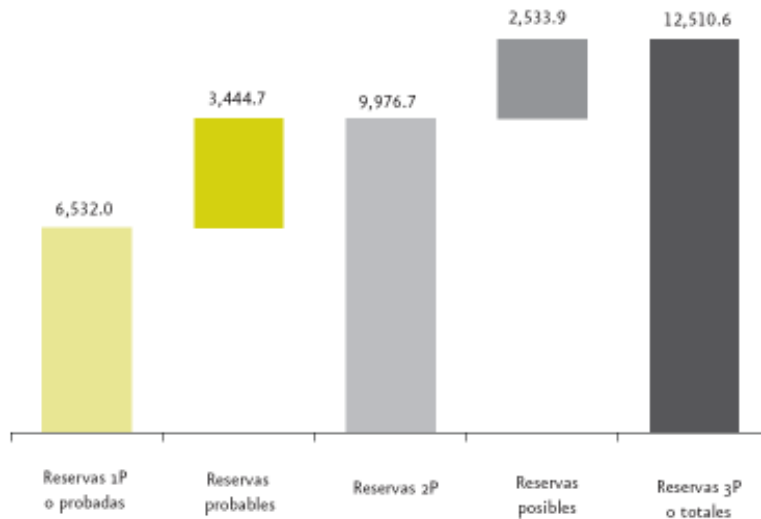


Fig. 7.3. Reservas de aceite en la Región Marina Noreste

Fuente (www.sener.gob.mx).

En cuanto a la composición de las reservas por calidad, el crudo pesado es el de mayor aportación para cualquiera de sus categorías (**Fig. 7.4**) En el total de las reservas probadas de la región, la participación de crudo pesado es de 99.4%; el 100% de participación en las reservas probables y 98.9% de las reservas posibles. De esta manera, del total de las reservas en la región o reservas 3P, el crudo pesado aporta el 99.5%.

Porcentaje de participación
por tipo de crudo en las reservas totales



Fig. 7.4. Calidad de las Reservas Totales en la Región Marina Noreste

Fuente (www.sener.gob.mx).

En lo que corresponde a la composición de las reservas totales o 3P en los dos activos de la región, considerando la calidad de aceite, se tiene que el Activo Ku-Maloob-Zaap posee el 100% de sus reservas totales de aceite pesado, mientras que en el Activo Cantarell predomina de igual manera el crudo pesado participando con 99.0% (**Fig. 7.5**).

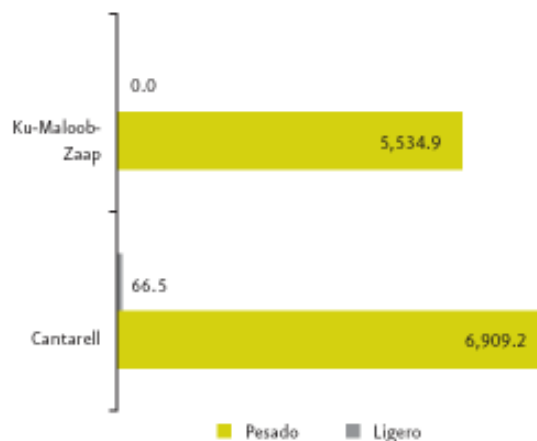


Fig. 7.5. Composición de las Reservas Totales por Activo
Fuente (www.sener.gob.mx).

7.1.5. Reservas del Complejo Cantarell

Volumen Original

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, expresándose a esas condiciones y también a condiciones de superficie, a estas últimas corresponden las cifras publicadas a continuación:

El volumen original de aceite al 1 de enero de 2009 en la Región Marina Noreste es de 53,417.6 millones de barriles, que representa 36.5 por ciento del total nacional (**Fig. 7.6**).

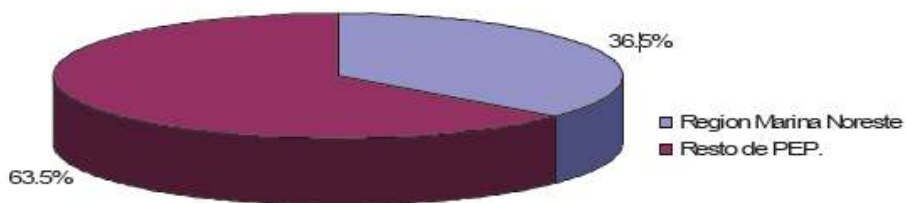


Fig. 7.6. Volumen Original Probado de Aceite al 1 de Enero del 2007
Fuente (A. Hernández Juárez. Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008).

La mayor parte del volumen original de aceite de la Región Marina Noreste se encuentra en el Activo Integral Cantarell, con 71.5% del total regional; lo que equivale a 38,193.584 millones de barriles, mientras que en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap se concentra el 28.5%.

7.1.6. Comportamiento de la Producción del Complejo Cantarell

El Complejo Cantarell es sin duda el más importante de nuestro país y uno de los más importantes del mundo; aportaba hasta hace poco, alrededor de dos terceras partes del petróleo que se produce en México. En este contexto, Cantarell ha sido y continúa siendo la fuente principal de contribución de crudo a la producción total nacional y por lo tanto **uno de los pilares de la economía de México**.

En la actualidad el Complejo Cantarell se encuentra en fase de declinación, por lo que es muy probable que en los próximos años siga mostrando una reducción considerable en su producción. Según cifras del Sistema de Información Energética (SIE) en el 2004 el Complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 2 136 587 barriles diarios, siendo este su año más productivo; la producción promedio para el 2007 fue tan solo de 1 497 264 barriles diarios, lo que representa una disminución del 30% respecto al promedio de producción anual del 2004 (**Fig. 7.7**).

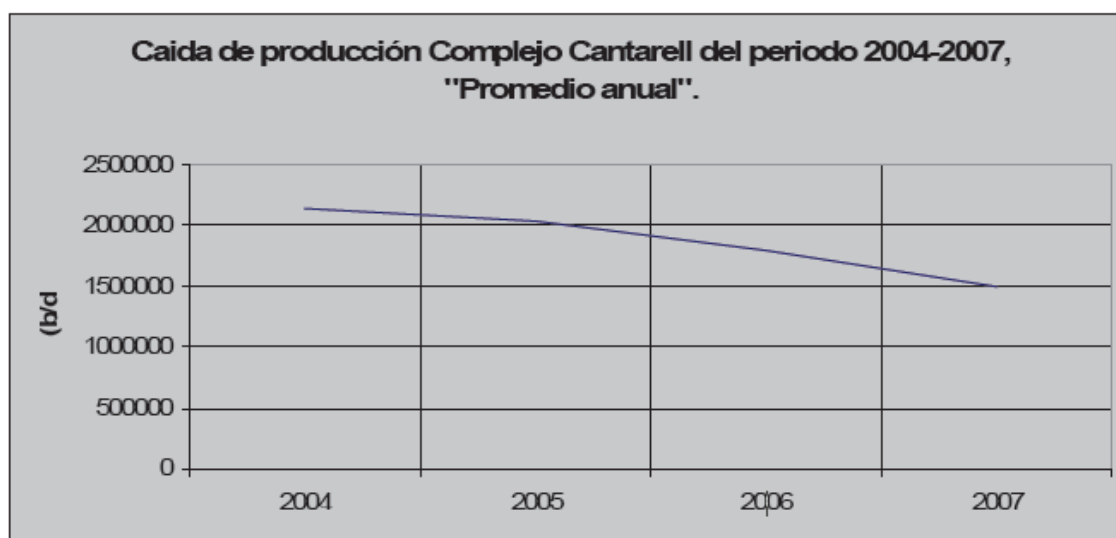


Fig. 7.7. Promedio anual de la caída de producción Complejo Cantarell del periodo 2004- 2007 Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

El Complejo Cantarell alcanzó su pico de producción en el mes de Diciembre del 2003, promediando 2 211 113 barriles diarios.

En el 2005 el Complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 2 036 324 barriles diarios, que corresponde a 100 263 barriles diarios menos que el promedio anual del 2004, lo que representa una caída de producción del orden de 4.69 % respecto al 2004 (**Fig. 7.8**).

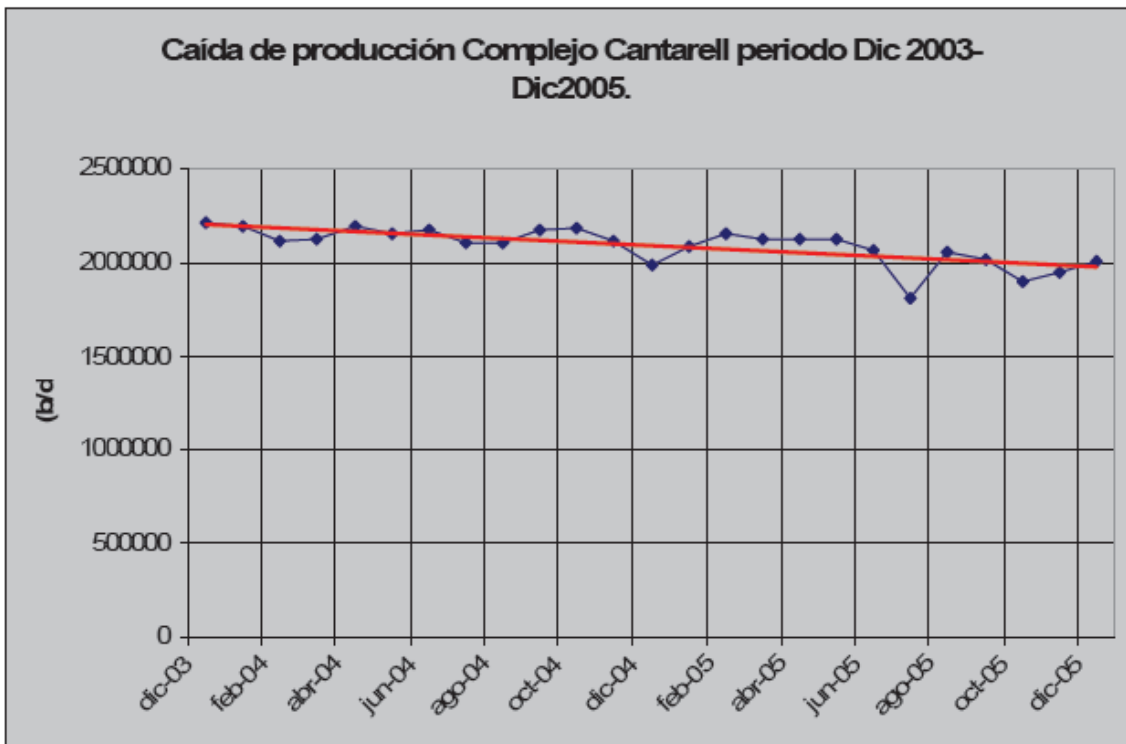


Fig. 7.8. Caída de producción del Complejo Cantarell, periodo Diciembre 2003 Diciembre 2005 Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

El inicio de la declinación de este campo petrolero súper-gigante era inminente y la incertidumbre crecía acerca de cómo se iba a comportar el yacimiento más importante del país, y cómo es que la declinación afectaría a la producción en los años por venir.

En el año 2005 aparece un estudio técnico de Pemex Exploración y Producción (PEP), llamado “Análisis del comportamiento del avance del casquete en el campo Akal resultados y recomendaciones”, elaborado por un grupo de expertos de Pemex, el cual señalaba que la declinación del Complejo Cantarell sería dramática y arrastraría a toda la capacidad de producción petrolera de México.

Este análisis informa que el escenario más probable en los próximos años, en relación a la producción de Cantarell, esta caería desde niveles superiores de 2 millones de barriles diarios a sólo 700 mil b/d como promedio en el 2008 y a 520 mil b/d al primero de enero de 2009.

Frente a la inquietud que generó el estudio antes expuesto, Pemex emitió un comunicado de prensa, sobre el comportamiento esperado del Complejo Cantarell, que de acuerdo con modelos elaborados internamente, la producción en Cantarell promediaría 1 905 000 b/d, aproximadamente, en el 2006. Esta magnitud es 6 por ciento inferior respecto a la producción que se obtuvo para el 2005. Para los años 2007 y 2008, las producciones estimadas son de 1,683 y 1,430 miles de barriles por día, respectivamente.

Lo que se puede ver con estas dos proyecciones es que la eficiencia de la producción es muy diferente, además de que existe un alto grado de incertidumbre acerca de cómo se va a comportar el campo petrolero.

En el 2006 el Complejo Cantarell tuvo una producción promedio anual de 1 801 730 barriles diarios, lo que representa una caída de producción del orden de 234 594 barriles diarios o 11.52% menos respecto al promedio de la producción anual para el 2005. La siguiente gráfica de la **Fig. 7.9** muestra la declinación del yacimiento a partir de Diciembre 2003 hasta Diciembre del 2006.

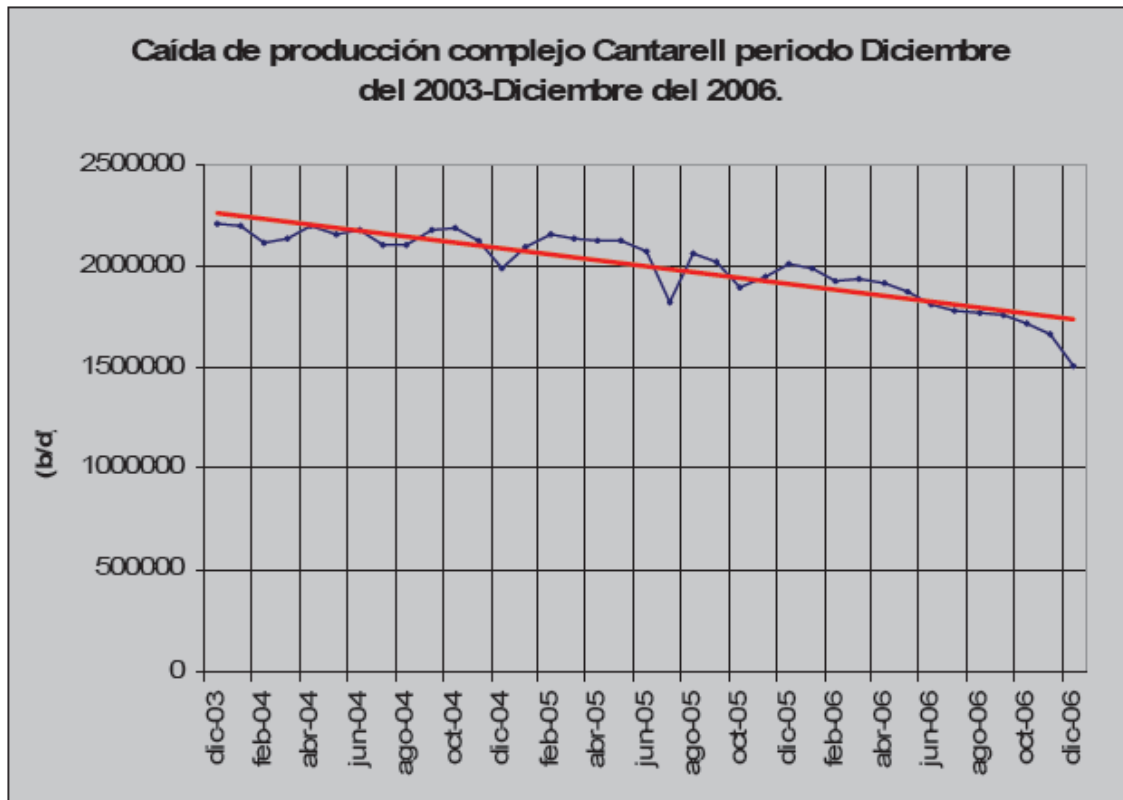


Fig. 7.9. Caída de producción del Complejo Cantarell, periodo Diciembre 2003 Diciembre 2006 Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

El promedio mensual de producción para enero del 2006 fue de 1 987 688 barriles diarios y para el mismo periodo del 2007 fue de 1 607 985, lo que representa una caída de producción del orden de 379 703 barriles diarios o lo que es igual, una caída del 19% en sólo 12 meses.

Recapitulando acerca de lo comunicado en el Boletín del 09 de Diciembre de 2005 en el cual según modelos de Pemex la producción para el 2006 y 2007 se iba a ubicar en 1 905 y 1 683 millones de barriles por día, respectivamente y haciendo la comparación con el promedio de producción anual obtenido con cifras del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía, se puede observar que la producción ha caído a una tasa más elevada que la que fue pronosticada por los

modelos de Pemex. En el periodo que comprende del mes de enero al mes de diciembre del 2007, la producción del Complejo Cantarell ha tenido una caída de producción del orden de 323 694 barriles por día, lo que representa una caída aproximada del 20% en el transcurso del año (**Fig. 7.10**). Para el 2010 Pemex tiene pronosticada una producción de 1 430 miles de barriles por día y el promedio de producción del mes de Diciembre del 2009 fue de 1 284 291 barriles por día, 145 709 barriles por debajo de la producción promedio anual calculada para el 2008.

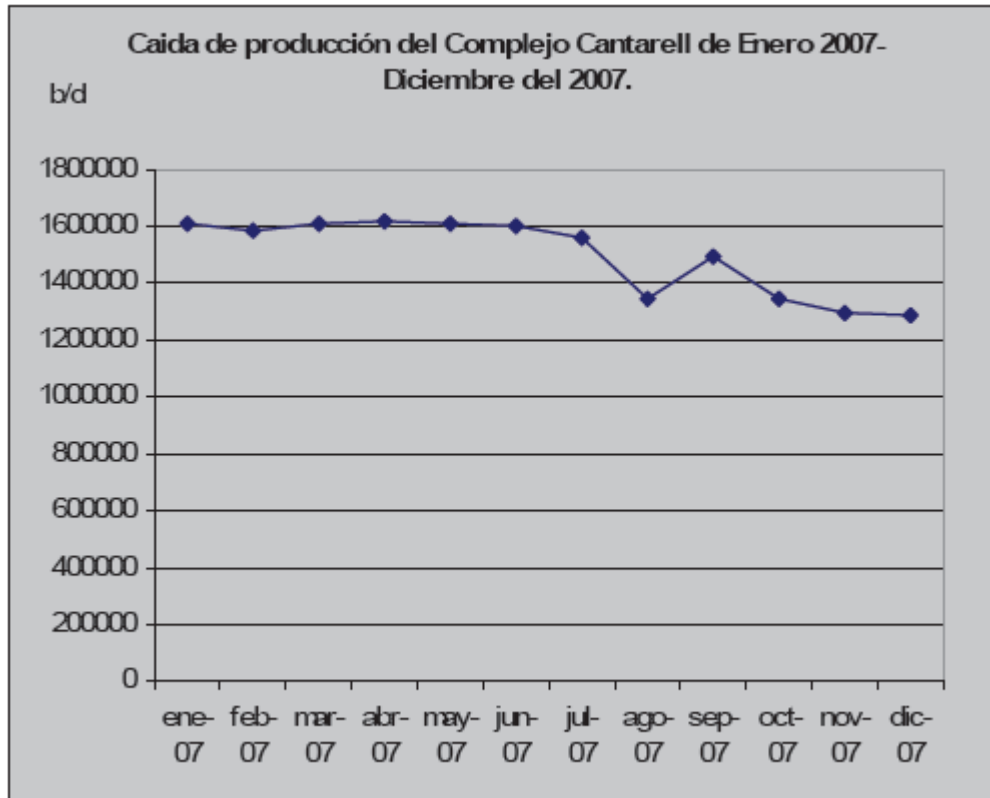


Fig. 7.10. Caída de producción del Complejo Cantarell Enero-Diciembre del 2007
Fuente (A. Hernández Juárez. Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008).

En la **Fig. 7.11** se puede observar el comportamiento del promedio mensual de la producción del Complejo Cantarell, desde el mes de diciembre del 2003 hasta el mes de diciembre del 2007; en esta gráfica se hace evidente que a partir del mes de diciembre del 2003, en términos generales, el comportamiento de la producción ha sido a la baja.



Descripción	Mbbl									
Producción Cantarell										
dic-03	ene-04	feb-04	mar-04	abr-04	may-04	jun-04	jul-04	ago-04	sep-04	
2211113	2192020	2114908	2129792	2192116	2151982	2179355	2106084	2102388	2174456	
oct-04	nov-04	dic-04	ene-05	feb-05	mar-05	abr-05	may-05	jun-05	jul-05	
2188078	2119845	1988050	2088189	2152612	2129751	2123007	2121944	2071595	1815784	
ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	
2051041	2019161	1896458	1949671	2006705	1897688	1922489	1934541	1913415	1871286	
jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06	ene-07	feb-07	mar-07	
1805951	1775276	1783429	1754813	1719405	1665901	1509582	1607985	1583911	1608402	
abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07		
1619503	1608512	1601819	1562625	1348683	1493029	1348128	1300275	1284291		

Fig. 7.11. Caída de producción del Complejo Cantarell de Diciembre 2003 Diciembre del 2007 Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

7.1.7. Importancia Económica Petrolera del Complejo Cantarell

México es el onceavo productor de crudo a nivel mundial y la relevancia de este recurso en nuestro país, es porque en él se basa la seguridad energética y, con su aportación a la economía nacional por ventas internas y externas, es un importante motor del desarrollo económico; por lo que la historia del México moderno está estrechamente relacionada con la del petróleo. Sin embargo, es también necesario pensar en el futuro, para poder vislumbrar los requerimientos de esta industria para que México satisfaga las necesidades internas del país.

Por los niveles de reservas que se tenían a principios de los noventa, hacían que la incorporación no fuera una prioridad, ya que la mayor parte de las reservas se dio como consecuencia del desarrollo de campos existentes. Sin embargo, esta tendencia no es sostenible en el largo plazo, ya que se requiere tener un nivel de reservas mínimo, que esta en función de la producción de hidrocarburos.

Durante los últimos años el esfuerzo se había concentrado en maximizar la producción de Cantarell, un complejo con gran nivel de reservas y bajos costos de producción. No obstante, la declinación esperada en la plataforma de producción en este yacimiento presenta grandes retos.

La caída de la extracción petrolera en México es un fenómeno que tendrá repercusiones internas considerables, vinculadas a la pérdida de ingresos externos y al gasto, pero también va a ocasionar caída de la posición internacional que el país tiene como décimo exportador mundial de petróleo y como uno de los tres principales proveedores del mercado estadounidense (**Fig. 4.36**).

Las razones principales que explican la caída de la producción petrolera en México son: la declinación acelerada de Complejo Cantarell y **la falta de restitución oportuna de reservas**.

En el caso de Cantarell, su participación siempre se ha hecho notar desde su descubrimiento, hasta ahora con su declinación. En el periodo que comprende de 1979 a 1982 la producción de Petróleos Mexicanos pasa de 1 470 000 barriles diarios a 2 746 000 barriles diarios, lo que sin lugar a dudas cobró un gran significado mundial; tiempo después Cantarell alcanzó su producción mayor en el mes de diciembre del 2003 con un promedio de 2 211 113 barriles diarios, lo que representó el 63% de la producción nacional en un solo campo petrolero.

La declinación de Cantarell no es asunto menor; solo hay que observar que se trata del mayor campo costa fuera en el mundo y en lo que respecta a la producción total del país, ésta se puede dividir entre la de Cantarell y la que se produce en todas las demás cuencas petroleras de México. En la (**Fig. 7.11**) se puede observar el porcentaje de producción que aporta el Complejo Cantarell al total de la producción nacional.

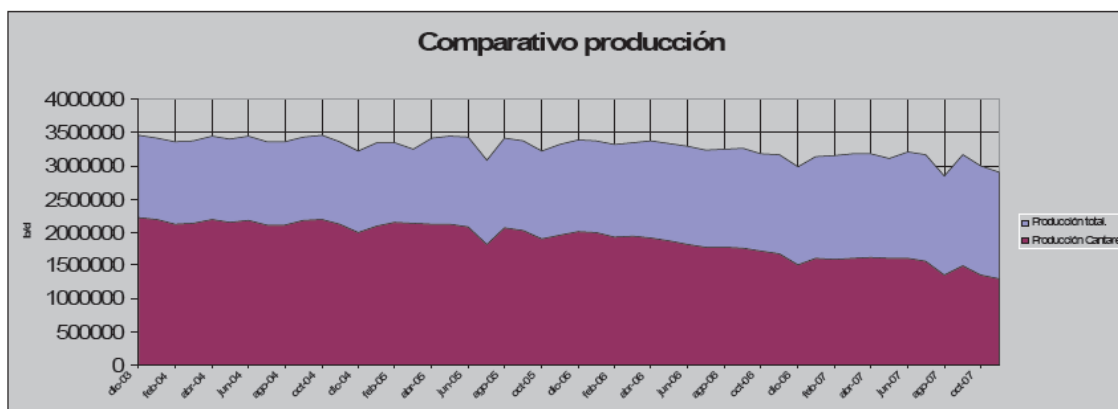


Fig. 7.11. Aporte de producción de Cantarell al total de PEP Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche*, Tesis UNAM 2008).

De acuerdo a las proyecciones realizadas por Pemex Exploración y Producción (PEP), la relación reservas-producción de la Región Marina Noreste es de 9 años bajo el supuesto de tener una producción constante de 883 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al año. Si se consideran las reservas probables, esta relación sería de 13 años y con las reservas posibles sería de 16 años. Lo grave es que el Activo Integral Cantarell es el que tiene la menor relación reserva probada-producción, al ser ésta de 7 años, y en caso de que se consideraran las reservas probables sería de 9 años y con las reservas posibles subiría a 11 años.

El volumen de producción que promedió la Región Marina Noreste, la ubica como la principal región productora de crudo a nivel nacional con 67.7% del total en el país. La producción de la región se compone de 98.6% de crudo pesado y el resto de crudo ligero. Cabe señalar que en esta región se encuentra el Activo más importante del país, Cantarell, que en 2006 reportó una producción promedio de 2 000 mbd.

El pico de producción en la Región Marina Noreste se alcanzó en 2004, después de ese año la producción ha venido a la baja, debido a una disminución gradual en la producción del Complejo Cantarell. La (Fig. 7.12) muestra la reducción en la producción de la Región Marina Noreste y su estrecha relación con la caída de la producción total.

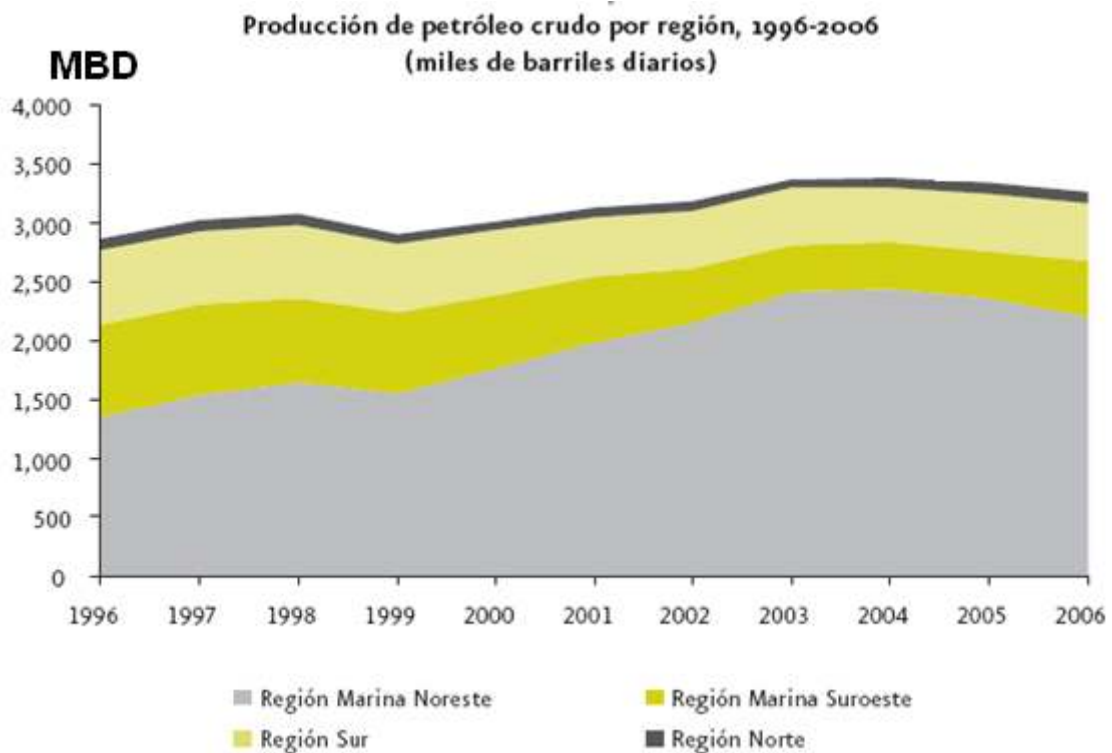


Fig. 7.12. Producción de petróleo por Región

Fuente (www.sener.gob.mx)

La caída de la producción petrolera en México es un fenómeno que tendrá repercusiones internas considerables, vinculadas a la pérdida de ingresos externos e internos; sin embargo, los altos precios que los hidrocarburos han alcanzado en los últimos cuatro años, han disminuido el impacto que por concepto de ingresos de exportación de hidrocarburos se refiere.

Petróleos Mexicanos obtuvo ingresos por 27.3 mil millones de dólares por la venta de 467 millones de barriles de crudo al mercado estadounidense entre enero y noviembre de 2007.

Sin lugar a dudas, los ingresos por venta de hidrocarburos han sido favorecidos en gran medida por los altos precios (dl/bl) que estos han presentado, característica que se observa en la **Fig. 7.13**.

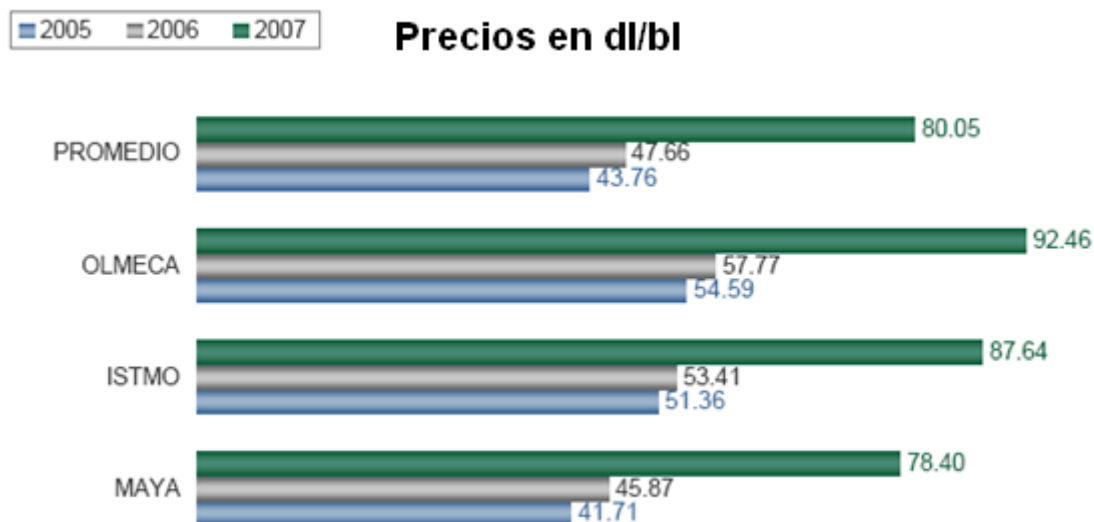


Fig. 7.13. Precios de exportación de petróleo crudo Fuente (A. Hernández Juárez. *Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche, Tesis UNAM 2008*).

Una de las principales repercusiones que traerá la caída de la producción de petróleo en México, es el riesgo de la pérdida de mercados por la caída del volumen de crudo de exportación, sobre todo hacia Estados Unidos, que es nuestro principal cliente, pues absorbe casi el 80% de las ventas totales externas del hidrocarburo.

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero hoy el comercio exterior de crudo mexicano empieza a tambalearse por la caída en la producción de crudo por la declinación de importantes yacimientos.

En los años setentas la demanda de crudo de importaciones de Estados Unidos se cifró, en un poco más de 5 millones de barriles por día, mismos que la OPEP abasteció hasta en un 78%, y de manera muy destacada los países el Golfo Pérsico. En esos años, México sólo contribuyó con un 3%, algo más de 150 mil barriles diarios. En los ochentas, la demanda estadounidense disminuyó (a 4.2 millones de barriles diarios) como resultado de un menor crecimiento económico; sin embargo, en ese periodo México logra desplazar a Nigeria y a Venezuela de los primeros lugares en ventas a Estados Unidos, y ubicarse como segundo – tercer proveedor, posición que ya no perderá hasta la actualidad. Recordemos que en el periodo 1979-1982, la producción de Pemex pasó de 1 millón 470 mil barriles diarios a 2 millones 746 mil, lo cual se explica en gran medida por la entrada en operación del Complejo Cantarell.

Entre 1990 y 2006 la demanda estadounidense se amplía hasta 10 millones de barriles por día, con un crecimiento de 3.4% anual; este ritmo forzaría la capacidad productiva de sus proveedores. Así, mientras Arabia Saudita, Nigeria y Venezuela incrementan sus exportaciones a los Estados Unidos en un poco más de 200 mil barriles diarios, Canadá y México lo hacen en más de 500 mil barriles; aún cuando estos últimos dos países son los que registran un menor nivel de reservas.

Con todo esto se puede concluir que durante los últimos años, Cantarell ha sido un factor significativo para sostener hasta en un tercio el incremento de la demanda estadounidense (a precios muy bajos), condición que hizo que esa demanda no hiciera a ese país más dependiente de sus proveedores del Golfo Pérsico; sin embargo, con la caída de la producción de Cantarell y por ende la caída de las exportaciones de crudo, se propiciará el paso a otros productores como Brasil, Venezuela y Canadá, así como del Medio Oriente desplazando a México de la situación de proveedor privilegiado de Estados Unidos de América.

7.1.8. Importancia del Complejo Cantarell en la Evolución del Mercado Nacional de Petróleo Crudo 2007-2016.

Por años, las exportaciones de petróleo crudo han significado la principal fuente de recursos para el gobierno federal y las finanzas públicas, pero la Secretaría de Energía advierte en su Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-2016, que en los años por venir la caída en la producción de crudo, asociada en gran medida a la declinación del Complejo Cantarell, afectarán las exportaciones.

La Secretaría de Economía en la primera edición de la Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016, describe los pronósticos de producción para el periodo antes mencionado en los que destacan dos escenarios posibles: 1) Escenario Sobresaliente y 2) Escenario de Producción Bajo; cabe señalar que para cualquiera de los dos escenarios el comportamiento del Complejo Cantarell es determinante; estos escenarios se describen a continuación.

7.1.8.1. Escenario Sobresaliente.

Este escenario supone la capacidad máxima de ejecución de PEP a través de intensificar la actividad exploratoria, el desarrollo inmediato de los descubrimientos realizados y la consecuente perforación de pozos de desarrollo, tanto en esos descubrimientos como en reservas ya identificadas.

Uno de los retos más importantes de este escenario es el continuar con la administración de la declinación del Proyecto Cantarell, principalmente por la importancia volumétrica que este Complejo ha tenido en la producción de crudo del país durante varias décadas. En este escenario la planeación técnica de Cantarell, diseñará un **nuevo proyecto que busque maximizar la producción a través de un proyecto de recuperación adicional de hidrocarburos**, de tal manera que la actual estrategia de explotación, basada en un mantenimiento de presión, deberá evolucionar a otro esquema de explotación.

El total de la producción en Cantarell disminuirá a una tasa de 14.1% anual entre 2006 y 2016, promediando un volumen de 921 mbd en el periodo, (**Fig. 7.14**). Se espera que la declinación de la producción de Cantarell sea parcialmente compensada por una mayor producción de Ku-Maloob- Zaap, Chicontepec y otros campos.

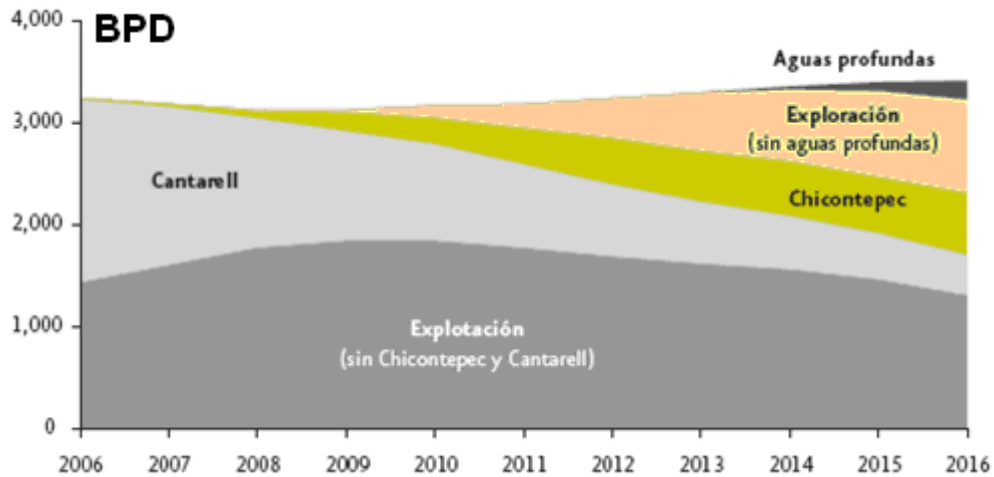


Fig. 7.14. Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario sobresaliente, 2006-2016 Fuente (www.sener.gob.mx)

7.1.8.2. Escenario de producción bajo

Este escenario presupone una inversión limitada y una reducida actividad exploratoria; estos factores, aunados a la declinación en la producción de Cantarell, darán como resultado una importante caída en la plataforma de producción de petróleo a nivel nacional durante el periodo de estudio. En este escenario no se contempla la incursión en aguas profundas por parte de PEP, lo que impactará en una mayor escala los pronósticos de producción al final del periodo.

Este escenario considera una declinación en la producción de los campos actuales al no incorporarse nuevos desarrollos. Se prevé que los proyectos de explotación tengan una producción promedio de 1,554 mbd a lo largo del periodo de análisis, con un máximo de producción hacia 2009 con 1,782 mbd y declinando hasta 1,277 mbd hacia el final del periodo y una tasa de decrecimiento de 1.2% en promedio anual.

En este escenario, la administración de la declinación será muy similar a la del escenario sobresaliente. Se espera que la producción promedio de este activo sea de 917 mbd y la tasa promedio de declinación sea de 14.1% anual. Esto significa una reducción de 1,399 mbd respecto a la producción de 2006, (**Fig. 7.15**).

Parte de esta baja en la producción será compensada por un aumento en la producción en Chicontepec, proyecto donde se estima que la producción crezca a un ritmo de 32% anual.

Sin embargo, en términos volumétricos, el aumento hacia el 2016 será de aproximadamente 360 mbd, en comparación con el volumen de producción obtenido en 2006, lo que significaría que el proyecto Chicontepec sería incapaz de compensar la caída en la producción de los proyectos de explotación y de Cantarell

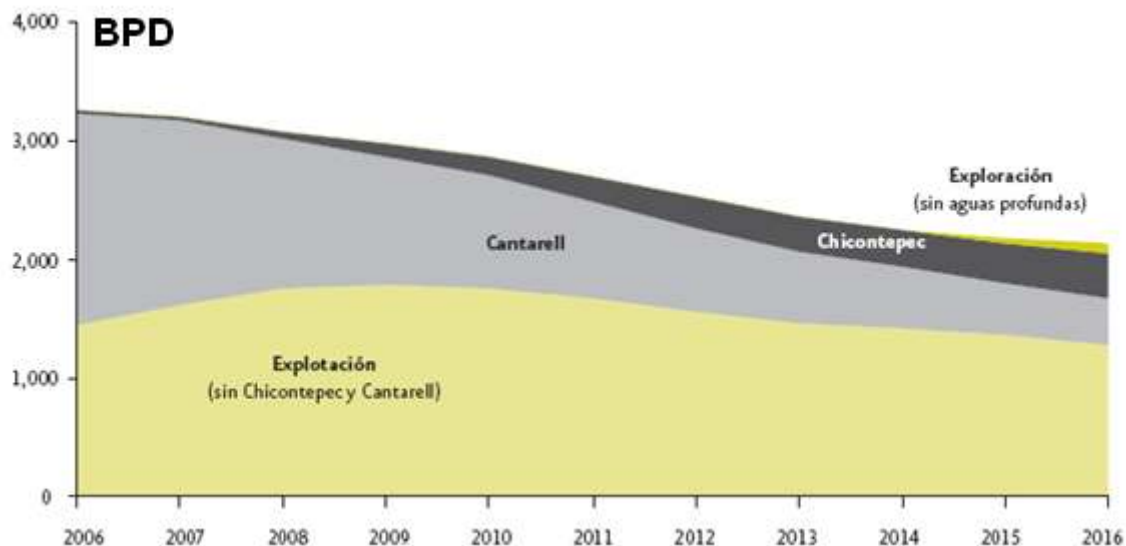


Fig. 7.15. Producción de crudo por proyectos, escenario bajo, 2006-2016

Fuente (www.sener.gob.mx)

7.1.9. Comercio Exterior, 2006-2016.

7.1.9.1. Escenario sobresaliente

Se prevé que las exportaciones de crudo del país disminuyan como consecuencia del aumento en la demanda nacional de crudo, lo que ocasiona que para el último año del periodo 2016, el volumen promedio total de crudo destinado a exportación se reduzca en 364 mbd respecto a 2006 (**Fig. 7.16**).

La tendencia que presentan las exportaciones de acuerdo a la calidad del crudo es, como consecuencia, el inverso de la tendencia en el consumo nacional y los cambios en los volúmenes de producción de los distintos tipos de crudo en el país. En el caso del crudo pesado, la menor plataforma de producción y un aumento en el consumo nacional, derivarán en que éste reduzca el volumen de sus exportaciones. Recordemos que la calidad de aceite que produce el Complejo Cantarell es baja en un 99% y en un 100% para el Proyecto Ku-Maloob-Zaap.

En 2006, el volumen de crudo pesado para exportación representó 75% del total de dicho crudo disponible para su distribución y se espera que hacia el final del periodo esta proporción baje a 37%. En términos de volumen, este decremento significa una reducción de 929 mbd en las exportaciones de este crudo en comparación con el primer año del periodo de estudio. En cuanto a su proporción dentro del total de crudo exportado, ésta pasa de 84% en 2006 a 43% para el último año.

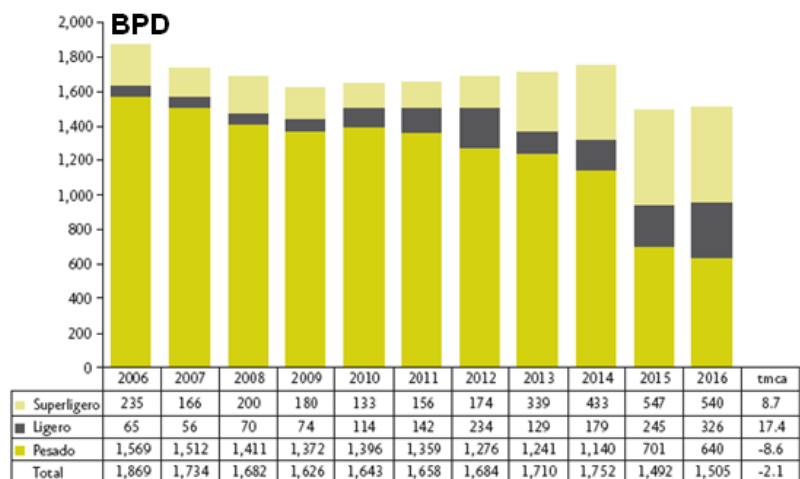


Fig. 7.16. Exportación nacional por tipo de crudo, escenario sobresaliente, 2006-2016 Fuente (*www.sener.gob.mx*)

7.1.9.2. Escenario de producción bajo

Las exportaciones de crudo serán las que verán la mayor reducción de entre los distintos destinos que tiene la producción nacional, (**Fig. 7.17**). El incremento en la demanda nacional y las reducciones en la producción impactarán de manera considerable el volumen destinado a este fin.

A lo largo del periodo prospectivo, la disminución esperada en este escenario sería de 85% en el volumen promedio respecto a 2006, lo que se traduce en que, hacia el final del periodo, las exportaciones se ubiquen en 289 mbd.

Con respecto a la calidad de crudo destinado al exterior, se prevé que el crudo pesado sea el que presente la mayor reducción, pasando de 1,569 mbd en 2006 a 267 mbd hacia el final del periodo de estudio. Aún así, este crudo aportará 92% del total de las exportaciones en 2016, manteniendo la mayor participación dentro de las exportaciones.

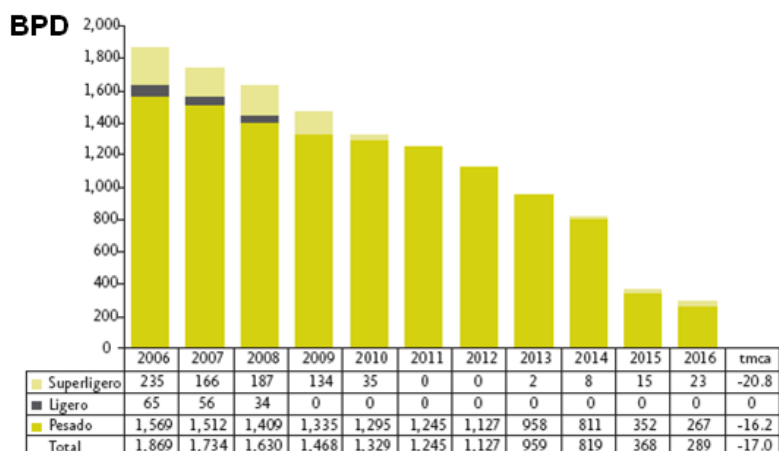


Fig. 7.17. Exportaciones nacionales por tipo de crudo, escenario bajo, 2006-2016 Fuente (*www.sener.gob.mx*)

7.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

7.2.1. Introducción

En la presente sección se presentarán las diversas opciones de recuperación mejorada que podrían ser implantadas en el yacimiento Akal; en la sección anterior se ha comentado el enorme desafío que representa incrementar las reservas de aceite, siendo una opción precisamente la implantación de procesos de recuperación mejorada en yacimientos maduros o en etapa de declinación.

Para la presentación del estudio de factibilidad se tratarán los procesos de recuperación mejorada analizados en los Capítulos 2, 3, 4 y 5, **utilizando la Tabla 7.2²**, que se basa en algunas propiedades petrofísicas, información geológica y propiedades, de los fluidos contenidos en el yacimiento en el que se implantará el proceso de recuperación mejorada; dichas propiedades se enumeran a continuación:

- a) Densidad del aceite (°API)
- b) Viscosidad del aceite (cp)
- c) Saturación de aceite (%)
- d) Espesor del intervalo productor (m)
- e) Permeabilidad de la roca (mD)
- f) Porosidad (%)
- g) Profundidad del intervalo (m)
- h) Temperatura del yacimiento (°C)
- i) Echado (°)
- j) Tipo de formación

Los procesos que pueden ser aplicados son los siguientes:

- a) Inyección de vapor
- b) Inyección de CO₂
- c) Inyección de gases hidrocarburos
- d) Inyección de polímeros
- e) Inyección de productos químicos tensoactivos
- f) Combustión *In-Situ*
- g) Inyección de nitrógeno
- h) Inyección de productos químicos cáusticos
- i) Inyección alternada de agua y gas
- j) Inyección cíclica de vapor (Huff 'n' Puff)

Tabla 7.2 Criterios para seleccionar un proceso de recuperación mejorada basándose en propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos e información geológica Fuente (J.J. Mata Argandoña. *Procesos de Recuperación Mejorada Viables a Aplicar Mediante un Criterio de Selección Jerarquizado*, Tesis UNAM 2010).

Proceso EOR	Densidad (%API)	Viscosidad (cp)	Saturación (%)	Espesor (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Estrado (°)	Tipo de formación
Inyección de vapor	8 - 20	100 - 100,000	> 40	> 6	> 200	> 20	< 1200	† 7.22 - 65.56	†	*
Inyección de CO ₂	> 30	< 2	> 35	†	† 0.1 - 500	> 10	> 1,250	† 33 - 83	> 15	**
Inyección de gases HC	> 24	< 1	> 30	†	† 3 - 5,000	† 4.25 - 26	> 1,100	† 57.78 - 143.3	> 15	**
Inyección de polímeros	> 13	5 - 100	> 50	†	> 170	> 20	< 1,700	< 85	†	**
Químicos surfactantes	> 20	< 35	> 35	> 3	> 10	> 20	< 2,740	< 80	†	*
Combustión In-Situ	> 10	1 - 1,000	> 50	> 3	> 90* > 10**	> 25* > 17**	< 3000	> 20	†	**
Inyección de nitrógeno	> 35	< 0.4	> 40	†	†	> 10	> 1,830	†	> 15	**
Químicos cáusticos	13 - 35	> 200	> 35	†	> 20	> 20	< 2,740	< 93	†	*
Inyección agua-gas	30 - 45	< 2	> 35	< 30.5	< 30.5	> 20	†	†	> 15	**
Huff 'n' Puff	11 - 38	0.4 - 3,000	> 35	2 - 67	10 - 3,000	12 - 32	350 - 3,923	†	> 15	**

Notas:

† No es una propiedad determinante en la toma de decisión

* Arenas y areniscas

** Arenas, areniscas, carbonatos y basamento.

7.2.2. Información Técnica del Yacimiento Akal^{3, 4}

A manera de resumen, la **Tabla 7.3** enumera las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y la información geológica del Yacimiento Akal.

Tabla 7.3. Información técnica del Yacimiento Akal

YACIMIENTO AKAL	
Inicio de la explotación	1979
Tipo de yacimiento	Aceite negro pesado
Litología	Brechas calcáreas dolomitizadas, altamente fracturadas
Volumen original @ cs (bl)	32 087 x 10 ⁶
Temperatura (°C)	115
Presión original (kg/cm ²)	270
Presión de saturación (kg/cm ²)	150
Presión actual (kg/cm ²)	87
Producción promedio de aceite (bpd) (Diciembre 2009)	434
Relación gas aceite (m ³ /m ³)	65
N _p (mmbbl) (Diciembre 2009)	12 382
Factor de recuperación (%) (Diciembre 2009)	40.68
Profundidad media (mvbnm)	2 550
Porosidad	0.09
Permeabilidad en la matriz (mD)	8.62
Densidad del aceite (°API)	22
Viscosidad (cp) @ Ty	2.59

Utilizando la información anterior y mediante la **Tabla 7.2** se puede establecer **un criterio de selección jerarquizado, con todos los procesos de recuperación mejorada que pueden ser candidatos a aplicarse en el Yacimiento Akal**; este será un **primer filtro** y primera aproximación al proceso por aplicar. Una vez que se tenga el primer filtro, se procederá a realizar el **segundo filtro**, en el cual, se involucran la litología, el aspecto económico y a otras propiedades, para así, seleccionar el proceso a implantar.

7.2.3. Resultados del Primer Filtro, Utilizando las Tablas 7.2 y 7.3

En las **Tablas 7.4 a 7.10** se muestra el criterio de selección jerarquizado respecto a la **densidad, viscosidad, permeabilidad, porosidad, profundidad, temperatura y tipo de formación** respectivamente, generado a partir de las **Tablas 7.2 y 7.3**; la viabilidad de los procesos a ser aplicados se establece de mayor a menor orden.

Nota: Los procesos se han enumerado de tal manera que primero se jerarquizan los procesos en los cuales el valor considerado (Tabla 7.3) se encuentre dentro del intervalo mencionado en la Tabla 7.2; la jerarquía consiste en enumerar primero los que se encuentran más cerca de la media dentro de dicho intervalo. Ahora bien, los procesos restantes (en los cuales el valor no entra en ningún intervalo), se enumeran de acuerdo a la cercanía que tiene el valor con respecto a cualquier extremo del intervalo mencionado en la Tabla 7.2.

Tabla 7.4. Jerarquía de acuerdo a la densidad

Densidad de 22° API	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de productos químicos cáusticos
2	Inyección de productos químicos tensoactivos
3	Proceso Huff 'n' Puff
4	Inyección de polímeros
5	Combustión <i>In-Situ</i>
6	Inyección de gases hidrocarburos
7	Inyección de Vapor
8	Inyección de CO ₂
9	Inyección alternada de agua y gas
10	Inyección de nitrógeno

Tabla 7.5. Jerarquía de acuerdo a la viscosidad

Viscosidad de 2.59 cp @ Ty	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de productos químicos tensoactivos
2	Combustión <i>In-Situ</i>
3	Proceso Huff 'n' Puff
4	Inyección de CO ₂
5	Inyección alternada de agua y gas
6	Inyección de gases hidrocarburos
7	Inyección de nitrógeno
8	Inyección de polímeros
9	Inyección de vapor
10	Inyección de productos químicos cáusticos

Tabla 7.6. Jerarquía de acuerdo a la permeabilidad

Permeabilidad de la matriz 8.62 mD	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de CO ₂
2	Inyección de gases hidrocarburos
3	Inyección de nitrógeno
4	Inyección alternada de agua y gas
5	Inyección de productos químicos tensoactivos
6	Combustión <i>In-Situ</i>
7	Proceso Huff 'n' Puff
8	Inyección de productos químicos cáusticos
9	Inyección de polímeros
10	Inyección de vapor

Tabla 7.7. Jerarquía de acuerdo a la porosidad

Porosidad media de 0.09	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de gases hidrocarburos
2	Inyección de CO ₂
3	Inyección de nitrógeno
4	Proceso Huff 'n' Puff
5	Combustión <i>In-Situ</i>
6	Inyección de vapor
7	Inyección de polímeros
8	Inyección de productos químicos tensoactivos
9	Inyección de productos químicos cáusticos
10	Inyección alternada de agua y gas

Tabla 7.8. Jerarquía de acuerdo a la profundidad

Profundidad de 2550 m	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de productos químicos tensoactivos
2	Inyección de productos químicos cáusticos
3	Proceso Huff 'n' Puff
4	Inyección alternada de agua y gas
5	Combustión <i>In-Situ</i>
6	Inyección de nitrógeno
7	Inyección de CO ₂
8	Inyección de gases hidrocarburos
9	Inyección de polímeros
10	Inyección de vapor

Tabla 7.9. Jerarquía de acuerdo a la temperatura

Temperatura de 115 °C	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de gases hidrocarburos
2	Combustión <i>In-Situ</i>
3	Inyección de nitrógeno
4	Inyección alternada de agua y gas
5	Proceso Huff 'n' Puff
6	Inyección de productos químicos cáusticos
7	Inyección de polímeros
8	Inyección de CO ₂
9	Inyección de productos químicos tensoactivos
10	Inyección de vapor

Tabla 7.10. Jerarquía de acuerdo al tipo de formación

Tipo de formación	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de gases hidrocarburos
2	Inyección de CO ₂
3	Combustión <i>In-Situ</i>
4	Proceso Huff 'n' Puff
5	Inyección alternada de agua y gas
6	Inyección de polímeros
7	Inyección de nitrógeno
8	Inyección de productos químicos tensoactivos
9	Inyección de productos químicos cáusticos
10	Inyección de vapor

Finalmente conjuntando los resultados de las tablas anteriores, se puede generar la jerarquización considerando simultáneamente todas las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y de la información geológica. En la **Tabla 7.11** se muestra el **primer filtro** de los procesos de recuperación mejorada viables a aplicar; como se puede observar, según esta primera aproximación, la opción más viable a implantar es la **Inyección de gases hidrocarburos**.

Tabla 7.11. Primer filtro de los posibles procesos de recuperación mejorada que se podrían implantar en el Yacimiento Akal

Primer filtro	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de gases hidrocarburos
2	Combustión <i>In-Situ</i>
3	Proceso Huff 'n' Puff
4	Inyección de CO ₂
5	Inyección de productos químicos tensoactivos
6	Inyección de nitrógeno
7	Inyección alternada de agua y gas
8	Inyección de productos químicos cáusticos
9	Inyección de polímeros
10	Inyección de vapor

Ahora bien, a partir de la jerarquización anterior, se realizará el **segundo filtro**, en el cual se abordarán los aspectos geológicos más importantes y el aspecto económico.

Definitivamente se considera que la **Inyección de gases hidrocarburos** es una buena opción, ya que la inyección de nitrógeno fue altamente controvertida por distintos expertos y especialistas, tanto en los medios académicos como en los medios petroleros, pues parecía irracional comprar nitrógeno para ser inyectado cuando se quemaban cantidades enormes de gas natural que podrían usarse para ese fin, además de los aspectos de contaminación de los fluidos producidos; hubo distintas alternativas que también se plantearon como el inyectar CO₂ entre otras muchas más, pero al final la decisión fue tomada por Pemex, que en su momento celebró los grandes resultados, alcanzando en 2003 el pico máximo de producción, pasando de un poco más de 1 millón de barriles diarios en 1997 a más de 2.2 millones de barriles por día en el 2003.

A continuación se hace la cita textual del Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Presidente del Grupo de Ingenieros jubilados de Pemex Constitución de 1917, acerca del por qué piensa que la **Inyección de gases hidrocarburos** es la mejor opción para implantar en el Complejo Cantarell: “Pemex siempre ha sido presionado por el gobierno para que produzca lo más que se pueda. Es una mentira pensar que existe una plataforma de producción: las instrucciones que se reciben del gobierno es que se produzca lo más que se pueda, independientemente de que los ingenieros protestamos para que no se realice la quema de gas asociado a la atmósfera, para que se tome información, núcleos, se hagan pruebas y se caractericen bien los yacimientos para

definir cómo hay que explotarlos. Toda explotación racional queda diferida por la urgencia de obtener recursos para el erario público.

Cuando se inició la inyección de nitrógeno se quemaron ese día, más de lo que se empezó a inyectar, más de 500 millones de pies cúbicos de gas natural rico en gasolinas. Esto está prohibido en todo el mundo. **¿Por qué compramos e inyectamos nitrógeno y simultáneamente el gas asociado, que es la mejor opción para recuperar petróleo, se quema a la atmósfera? ¿Por qué no usamos el gas natural para inyectarlo al yacimiento?** Quienes pueden aclarar esto son desde luego Pemex y las compañías que participaron en la implantación de la inyección de nitrógeno y de las instalaciones que supuestamente se debieron haber terminado antes de empezar a inyectar nitrógeno, para no caer en esa contradicción, en esa irracional y absurda situación, de estar inyectando nitrógeno para bajar la recuperación y quemar el gas natural que hubiera permitido incrementar la recuperación en 20 por ciento.

Con la inyección de nitrógeno sólo se recuperará la mitad del petróleo original. Si en vez de inyectar nitrógeno se hubiera inyectado gas natural, la recuperación habría sido mayor de 70 por ciento del petróleo original. La inyección del gas natural es obligatoria en otros países”⁵.

Además el Ing. Francisco Garaicochea Petrirena ofrece una serie de conclusiones y de recomendaciones que se enuncian a continuación:

- a) La mejor aplicación que se puede dar al gas natural es su inyección a yacimientos en proyectos de recuperación mejorada.
- b) Liberar gas natural para aplicarlo en proyectos de recuperación mejorada al invertir lo necesario en refinación de petróleo para producir combustibles líquidos que sustituyan al gas natural en la generación de energía eléctrica.

Económicamente es también una buena opción, ya que el aceite y el gas natural son químicamente afines, ello elimina los procesos para eliminar el nitrógeno y otras impurezas del aceite.

Siguiendo en la misma línea, la **Combustión *In-Situ*** es también una buena opción, ya que a diferencia de la **Inyección de gases hidrocarburos** sólo contempla la adición de aire para llevar a cabo la reacción de combustión en el medio poroso.

Los primeros procesos que se enumeran en la **Tabla 7.11** que se pueden descartar, son el **Proceso Huff ‘n’ Puff** ya que a una profundidad de 2550 m es muy probable que las pérdidas de calor en el yacimiento sean muy grandes, con lo cual, es posible que el vapor no llegue al lugar donde es requerido con la suficiente energía calorífica, y que el agua caliente condensada pueda transferir el calor suficiente a la formación, esto también aplica para la **Inyección de vapor alternada con agua**, y para la **Inyección de vapor**, que como se vio anteriormente resultó ser el proceso menos viable de todos, precisamente por su principal desventaja: la profundidad. Es importante mencionar también que estos procesos resultan unos de los más caros.

Respecto a la **Inyección de CO₂**, se considera que no es una buena opción, ya que forzosamente tendría que existir una planta generadora de CO₂ en tierra,

además de los gastos que implicaría su transporte hasta las instalaciones donde es requerido; es decir, aquí se ha descartado más bien por el aspecto económico y no por el aspecto técnico, ya que como se puede observar técnicamente es una buena opción a implantar.

Respecto a los procesos químicos (**Inyección de productos químicos tensoactivos e inyección de productos químicos cáusticos**), se considera que pueden llegar a ser una buena opción, ya que la temperatura en el Yacimiento Akal no es tan alta como para degradar los productos químicos inyectados; sin embargo, debido a que el Yacimiento Akal está conformado de carbonatos fracturados, es posible que los volúmenes de agua con productos químicos disueltos puedan canalizarse a través de las fracturas de alta conductividad y esto generase que los productos químicos no lleguen al lugar donde son requeridos. A continuación, se transcribe información en la cual el **Grupo Estratégico Cantarell** considera la **Inyección de productos químicos la mejor opción a implantar**: “Ante la declinación de Cantarell, el Ing. Carlos Morales Gil Director General de Pemex Exploración y Producción, integró en el 2006 un grupo estratégico con sus mejores especialistas, encargado de salvar a Cantarell del inevitable fenómeno declinatorio con las mejores soluciones posibles; en particular aquellas técnicas conocidas como: “Recuperación Mejorada o Recuperación Terciaria de Petróleo”.

Es así que se forma el **Grupo Estratégico Cantarell**, integrado por varias personalidades de Pemex donde figuran el Ing. Miguel Ángel Lozada y el Ing. Antonio Villavicencio Pino, así como el Dr. Fernando Rodríguez de la Garza, el Dr. Rodolfo Camacho y el Ing. Salvador Flores, entre otros muchos más; cada uno con diferentes enfoques de cómo resolver el problema y básicamente los primeros pasos fueron, hacer una extensiva investigación bibliográfica apoyándose en su propia experiencia y conocimientos; así como en buscar ayuda de las universidades extranjeras y centros de investigación a nivel internacional con más o menos tino y aunque trabajando en equipo, cada quien estaba enfocado a tareas distintas; hubo en particular gente que apostó a nuestros científicos mexicanos apoyados principalmente en el brazo tecnológico de Pemex: el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Es al Ing. Antonio Villavicencio Pino, a quien le toca organizar al grupo de especialistas de EOR (Recuperación Mejorada de Petróleo, abreviado así por sus siglas en inglés: “Enhanced Oil Recovery”) y quien decide apostar a México y sus investigadores; para ello hubo que rodearse de asesores apropiados, tanto mexicanos como extranjeros y entre ellos destacan el Dr. Jesús Rivera, el Ing. Héctor Rodríguez y la Dra. Sonia Embid; una vez que el equipo básico estuvo conformado, era necesario apoyarse en el IMP a fin de poder realizar los trabajos de investigación y experimentación que debían llevarse a cabo; dicha tarea no fue nada fácil; había mucho que hacer, altas expectativas, pocos candidatos y muchas lagunas en torno a todo lo que tenía que hacerse; uno de los primeros investigadores fue el Dr. Carlos Lira Galeana del IMP; sin embargo, su enfoque no convenció a Pemex del todo; por lo que se continuó con la difícil tarea de seleccionar las mejores alternativas y propuestas disponibles. Fue el Dr. Simón López y su equipo, quien resultó designado líder del proyecto Cantarell para la recuperación mejorada de petróleo. Cabe destacar que ellos forman parte del programa de Ingeniería Molecular coordinado por el Dr. Marcelo Lozada. En este equipo la participación de personalidades como el Dr. Luis Zamudio y la Dra. Cecilia

Durán fue clave para la consecución de los objetivos del proyecto que como tal arrancó en 2007.

Entre las muchas ideas que se generaron para detener la declinación de Cantarell y estabilizar la producción basados en una enorme selección de alternativas; **fueron los procesos químicos los que más convencieron a todo el grupo**; la complejidad del campo lo hace único en su tipo y no hay a nivel mundial experiencia en carbonatos fracturados como los que hay en Cantarell; la idea parecía simple: desarrollar una espuma capaz de resistir las condiciones de salinidad y temperatura del yacimiento a fin de **bloquear las fracturas y detener con eso la movilidad del gas en la zona del casquete, así como lograr cambiar la mojabilidad de la roca y con eso rescatar mucho del aceite atrapado en la matriz y que representaba algunos miles de millones de barriles de petróleo**; sin embargo, para lograrlo, hubo que realizar muchas pruebas de laboratorio con equipos que ni siquiera se habían inventado y desarrollar espumas capaces de resistir las condiciones de Cantarell y de su aceite a fin de poder ser inyectadas como “nitrógeno espumado”. Pero para ello había que desarrollar un método para evaluar y descartar los tensoactivos disponibles a nivel comercial hasta encontrar sólo aquellos que pudieran ser útiles en las condiciones particulares de nuestro yacimiento; todo esto sólo como primera etapa a fin de luego poder seguir con las muchas fases posteriores de optimización y hasta el desarrollo de nuevas moléculas como “trajes a la medida”. Y esto en condiciones reales de operación para cumplir con los requerimientos del proyecto.

Sin embargo podemos decir que Cantarell hoy tiene esperanzas para el futuro y no la muerte prematura que han vaticinado ya para uno de los mega yacimientos más importantes del mundo. Basta decir que desde las fases de laboratorio, Pemex y el IMP **han pasado ya a la implantación de las primeras pruebas piloto a nivel industrial en Akal**; con excelentes resultados y en tiempos record para los estándares de la industria petrolera; todo esto fue desarrollado con ingeniería 100% mexicana y demostrando que en México estamos al nivel de los mejores del mundo; en palabras del mismo director de PEP Ing. Carlos Morales Gil en un reciente artículo publicado por Bloomberg: “Petróleos Mexicanos (Pemex), en conjunto con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), estudia una nueva tecnología para inyectar espuma en Cantarell para incrementar la extracción de hidrocarburos en el yacimiento”... “Cantarell todavía tiene para rato, es un yacimiento que va a estar vivo y va a producir muchos años más, pero hay que llevar ese trabajo con cuidado”. En otra declaración hecha por el entonces Director del IMP, Dr. Heber Cinco Ley, afirma lo siguiente: “Con este desarrollo se obtendrían tres mil millones de barriles adicionales en Cantarell”⁶.

7.2.4. Resultados del Segundo Filtro

La **Tabla 7.12** enumera finalmente cuáles procesos son los más viables a aplicar basándose en aspectos técnicos y económicos.

Segundo filtro	
Jerarquía	Proceso
1	Inyección de gases hidrocarburos
2	Combustión <i>In-Situ</i>
3	Inyección de productos químicos tensoactivos
4	Inyección de productos químicos cáusticos
5	Inyección de polímeros

Es importante mencionar que los **Procesos térmicos** tienen ventaja sobre la **Inyección de productos químicos** en cuanto al aspecto económico.

7.3 RESULTADOS FINALES

Al considerar que la **Inyección de Gases Hidrocarburos** es la mejor opción; tanto desde el punto de vista técnico como del económico se entiende que es un gran reto para Pemex, ya que al implantar este proceso de recuperación mejorada se deberá incrementar sustancialmente la infraestructura en sus instalaciones del Complejo Cantarell, comenzando por ampliar su capacidad de separación para disminuir significativamente la quema de gas a la atmósfera. Por ello se cree conveniente implantar mejores opciones de separación costa afuera, como podría ser la separación submarina, además de considerar los gastos en cuanto a la compresión del gas para inyectarse a boca de pozo; sin duda es un gran reto, que por supuesto se puede implantar.

La principal desventaja de la **Inyección de Productos Químicos (tensoactivos y cáusticos)** es que son compuestos de costo elevado, por ello la enorme necesidad de hacer estudios para conocer la forma en cómo podrían reaccionar estos compuestos químicos a las temperaturas y a las salinidades en Akal; esta puede ser también una excelente opción a implantar.

Quizá lo más importante de todo esto, es que se debe analizar y poner más atención a estos procesos de recuperación mejorada enunciados anteriormente, puesto que hoy por hoy son una de las mejores opciones para incrementar las reservas del país; también se deben de destinar más recursos, ya que como se ha mencionado en la **Introducción** de este trabajo, es más viable destinar más recursos al diseño de estos procesos que a otros proyectos como **Chicontepec o Aguas Profundas** en los que no tenemos la certeza de incrementar las reservas de país.

Referencias Capítulo 7

1. Hernández, J.A.: *Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera del Campo Cantarell, en la Sonda de Campeche*, Tesis UNAM, 2008.
2. Mata A. J.J.: *Procesos de Recuperación Mejorada Viabiles a Aplicar Mediante un Criterio de Selección Jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010.
3. Rodríguez N.R.: *Comportamiento de la Producción de Petróleo en Yacimientos Fracturados. Caso Cantarell*. Simposio “La investigación en la Facultad de Ingeniería”, 2004.
4. *Acciones para Incrementar el Aprovechamiento de Gas. Caso Cantarell. Región Marina Noreste, Pemex*, Febrero 2010.
5. Garaicochea P.F.: *La Verdad sobre Nuestras Reservas y Cantarell, Ejemplo de Explotación Irracional*. Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, 2007.
6. Paláez Z.R.: *Cantarell Ayer y Hoy*. PetroQuiMex, la Revista de la Industria Petrolera, Junio 2008.

CONCLUSIONES

De acuerdo al conjunto de objetivos propuestos al inicio de este trabajo, se formularon las siguientes conclusiones:

1. Se describieron de manera concreta cada uno de los procesos de recuperación mejorada existentes, a través de dichas descripciones se han comprendido de una manera más profunda los mecanismos físicos y químicos que intervienen en la recuperación adicional de aceite, una vez estudiados los procesos, se puede entender de una manera más oportuna y viable su posible aplicación a determinados tipos de yacimientos.
2. Se analizaron de una manera detallada cuáles son las condiciones de los procesos de recuperación mejorada en que pueden o no ser diseñados y aplicados a ciertos yacimientos desde los puntos de vista técnico, geológico y económico. Además, se hizo un estudio de los principales procesos de recuperación mejorada, que en la actualidad se implantan en todo el mundo, a fin de darlos a conocer desde sus operaciones técnicas, el equipo que se requiere para implantarlos y hasta dar a conocer bajo qué factores técnicos, geológicos y económicos pueden operar satisfactoriamente.
3. Acerca de los procesos de recuperación mejorada implantados en México, se observó que actualmente se diseñan e implantan muy pocos procesos, principalmente en yacimientos naturalmente fracturados.
4. Se realizó y se presentó un estudio de factibilidad para poder implantar un proceso de recuperación mejorada en el Yacimiento Akal, del Complejo Cantarell con la finalidad de obtener un volumen adicional de aceite. A través del estudio de factibilidad realizado, se determinó que los procesos que son viables a aplicar desde el punto de vista técnico y económico, son la **Inyección de Gases Hidrocarburos** y la **Inyección de Productos Químicos (cáusticos, tensoactivos, polímeros)**, los cuales, si se pretenden implantar, deberán estar diseñados adecuadamente para determinar, por ejemplo, en el caso de la **Inyección de Productos Químicos**, cuáles son los compuestos idóneos en cuanto a temperatura y salinidad.
5. A través de la implantación de procesos de recuperación mejorada, se han obtenido volúmenes adicionales de hidrocarburos, que se traducen en el aumento de las ganancias para la Industria Petrolera; se tienen muchos ejemplos; se pueden ilustrar con el incremento de las reservas de los Estados Unidos, en un 10% del total gracias a la implantación de dichos procesos, a partir de los años setentas. He aquí la importancia de la pronta y eficiente implantación de los procesos en México.

-
-
6. Retomando el punto anterior, se hace especial énfasis en que es urgente la implantación de procesos de recuperación mejorada en yacimientos de México, comenzando por realizar las debidas investigaciones para el correcto diseño de los mismos, a fin de maximizar la producción de aceite e incrementar las reservas probadas del país
 7. Una parte importante del sostén económico del país se centra en el petróleo; como se vio a lo largo de este trabajo, algunos yacimientos importantes, como es el caso del Complejo Cantarell, están en proceso de declinación, por ello la gran importancia de incrementar las reservas de petróleo, a fin de poder evitar un posible colapso de la economía nacional a mediano plazo, debido a la falta de producción de crudo.
 8. Cantarell, el conjunto de yacimientos más importante del país, ha significado un importante avance de la economía nacional, necesita una pronta puesta en marcha de procesos de recuperación mejorada con el fin de disminuir la rapidez de declinación de la producción y de incrementar sus reservas probadas.
 9. Debido a que no se tiene una capacidad de separación adecuada en las instalaciones de Pemex y a que no se cuenta con la infraestructura necesaria para comprimir y enviar el gas proveniente de los yacimientos, éste debe quemarse por razones de seguridad, sin embargo, es importante mencionar que parte de ese gas que actualmente se quema, puede llegar a reinyectarse en el yacimiento para obtener volúmenes adicionales de aceite, gracias a los mecanismos de desplazamiento miscible entre el aceite y el gas. Considerando que es más barato inyectar nitrógeno, las repercusiones negativas son más grandes puesto que se ha visto que se han contaminado los pozos y no se ha alcanzado la recuperación proyectada por Pemex.
 10. El uso de dióxido de carbono como agente de recuperación, se desechó debido a que sería necesario construir una planta generadora en tierra, además de todo el equipo necesario para comprimir y transportar el gas, lo cual no es factible económicamente; es decir, como una opción técnica el proceso podría funcionar bien, pero el aspecto económico es lo que lo hace desalentador.
 11. Debido a la profundidad a la que se encuentran los intervalos productores en el Yacimiento Akal, también se ha desechado la inyección de vapor o la de agua caliente; el vapor no podría llegar con la suficiente energía calorífica hasta donde es requerido. En el caso del agua caliente, tampoco es buena opción pues habría importantes pérdidas de calor.

PROPUESTAS

1. Se propone que se hagan estudios e investigaciones más encaminadas a los procesos de recuperación mejorada, ya que al menos en México es mínimo el número de proyectos que se diseñan y más pequeño aún el número de los que se implantan.
2. Destinar más recursos a la investigación e implantación de procesos de recuperación mejorada.
3. Hacer convenios con empresas que ya tengan experiencia en la implantación de estos procesos.
4. Formular, diseñar e implantar el proceso de recuperación mejorada de la **Inyección de Gases Hidrocarburos** en el Yacimiento Akal, a fin de reducir la rapidez de declinación de la producción en el Complejo Cantarell.
5. Invertir más recursos al diseño y a la colocación de equipo que permita destinar parte del gas que actualmente se quema, a la compresión y a la reinyección al Yacimiento Akal en el Complejo Cantarell, a fin de mejorar la producción de aceite.
6. Detener en la medida de lo posible la inyección de nitrógeno e ir la sustituyendo por la **Inyección de Gases Hidrocarburos**.
7. Realizar más estudios para poder determinar cuáles productos químicos pueden ofrecer buenos resultados en la mejora de la producción de aceite en Akal.

NOMENCLATURA

UNIDADES

°API	Grados American Petroleum Institute
bl	Barril de petróleo
mbl	Miles de barriles de petróleo
mmbbl	Millones de barriles de petróleo
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
cal	Caloría
°C	Grado Celsius
cc	Centímetros cúbicos
mD	Milidarcy
d	Día
dl	Dólar
°F	Grado Fahrenheit
ft	Pie
g	Gramo
m	Metro
ppm	Partes por millón
cp	Centipoise
psi	Libra por pulgada cuadrada
cSt	Centistoke

SÍMBOLOS

A	Área del yacimiento barrida por el fluido desplazante	ft ² , km ² , acre
A(t)	Área barrida por la zona caliente	ft ² , km ² , acre
a_o	Difusividad térmica	ft ² /s
ASTM	American Section of the International Association for Testing Materials	
B_o	Factor de volumen del aceite	Bl @ cy/Bl @ cs
BEC	Bombeo electro-centrífugo	
Cp	Calor específico a presión constante	J/(kg*K)
cs	Condiciones estándar	1 atm, 60° F
cy	Condiciones de yacimiento	
CSS	Inyección cíclica de vapor	
d	Gravedad específica @ 15° C	Adimensional
E	Eficiencia total de desplazamiento	Fraccional (%)
E_d	Eficiencia de desplazamiento microscópico	Fraccional (%)
E_v	Eficiencia de desplazamiento macroscópico	Fraccional (%)
Ea	Energía de activación	J, cal
EOR	Enhanced Oil Recovery	
ERA	Economic Regulatory Administration	
erfc	Función error complementaria	
f_l	Flujo fraccional del fluido desplazante	Fraccional (%)
g	Aceleración gravitacional	ft/s ²

GLP	Gas licuado del petróleo	
H	Entalpía de la mezcla	J, cal, BTU
H_l	Entalpía del agua líquida	J, cal, BTU
ΔH°	Entalpía de reacción	J, cal, BTU
ΔH_f°	Entalpía estándar de formación	J, cal, BTU
h	Espesor	ft, m
IPA	Alcohol Isopropil	
K	Constante de Arrhenius	s ⁻¹
K_i	Coefficiente de equilibrio	Adimensional
k	Permeabilidad	mD
k_w	Permeabilidad efectiva al agua	mD
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite	mD
k_r	Permeabilidad relativa	mD
k_{rd}	Permeabilidad relativa al fluido desplazante	mD
\bar{k}	Permeabilidad media	mD
L	Calor latente de vaporización @ presión constante	kJ/kg
LPG	Gas enriquecido	
M	Relación de movilidades	Adimensional
m	Masa	lb, kg
MCM	Múltiple contacto miscible	
N_p	Volumen de aceite producido	bl
n	Número de moles	mol
NPC	National Petroleum Council	
OOIP	Volumen original de aceite en el yacimiento	bl
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo	
p	Presión	lb/pg ² , kg/cm ²
P*	Gradiente de presión necesario para abrir fracturas	lb/pg ² /ft
pH	Potencial de hidrógeno	
P_k	Presión de convergencia	lb/pg ² , kg/cm ²
P_m	Presión de miscibilidad	lb/pg ² , kg/cm ²
PCM	Primer contacto miscible	
PHPA	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada	
PMM	Presión mínima de miscibilidad	lb/pg ² , kg/cm ²
PVE	Presión de vapor extrapolada	lb/pg ² , kg/cm ²
Q_t	Gasto de inyección del fluido desplazante	bl/día, ft ³ /día
R	Constante universal de los gases	0.082 (atm*l/(mol*K))
R_f	Factor de resistencia residual	Adimensional
RF	Radio frecuencia	
RMNE	Región Marina Noreste	
RMSO	Región Marina Suroeste	
S_{fi}	Saturación del volumen poroso	Fraccional (%)
S_{oi}	Saturación inicial de aceite	Fraccional (%)
S_{or}	Saturación remanente de aceite	Fraccional (%)
\bar{S}_{or}	Saturación promedio de aceite remanente total	Fraccional (%)
S_{wi}	Saturación de agua irreductible	Fraccional (%)
SIE	Sistema de Información Energética	
T	Temperatura absoluta	K, °R
t	Tiempo	s, día

U'_j	Velocidad de reacción	mol/(ft ³ *s)
u	Velocidad de filtración total	
V	Coefficiente de variación de permeabilidad	Adimensional
v	Volumen	bl, ft ³
v_c	Velocidad crítica	
v_p	Volumen poroso	cm ³ , pg ³
WAG	Inyección alternada de agua y gas	
X	Calidad	Fraccional (%)
YNF	Yacimiento naturalmente fracturado	
Z	Espesor	ft, m
α	Ángulo del echado de las capas de un yacimiento	°
γ	Densidad relativa	Adimensional
θ	Temperatura absoluta	K, °R
θ_∞	Temperatura inicial del yacimiento	°F, °C
λ_o	Movilidad del aceite	mD/cp
λ_p	Movilidad del polímero	mD/cp
λ_w	Movilidad del agua	mD/cp
μ	Viscosidad	cp, cSt
μ_d	Viscosidad del fluido desplazante	cp, cSt
μ_o	Viscosidad del aceite	cp, cSt
μ_v	Viscosidad del vapor súper caliente	cp, cSt
μ_w	Viscosidad del agua	cp, cSt
$\Delta\rho$	Diferencia de densidades	cp, cSt
ρc	Calor específico equivalente por unidad de volumen	J/(kg*K)
ρ_o	Densidad del aceite	g/cm ³ , lb/ft ³
σ	Tensión interfacial	J/m ²
σ_h	Esfuerzo horizontal	lb/pg ²
σ_v	Esfuerzo vertical	lb/pg ²
τ	Tiempo	s, día
ϕ	Porosidad media	Fraccional (%)
ϕ_u	Porosidad útil	Fraccional (%)
$d\psi(t, \tau)$	Pérdidas de calor	BTU

BIBLIOGRAFÍA

- Arriaga E. R. y Córdova R.: *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis UNAM, 2008.
- Babadagli T.: *Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Water into Oil*, SPE Paper number 84866, 2000.
- Barnes J. R.: *Improved Oil Recovery*, Interstate Oil Compact Commission, 1983.
- Barrett, D.D., Harpole K.J., Zaaza M.W. *Reservoir Data Pays off. Texas*, Soc. Petr. Eng. Pap, 1977.
- Braden W. D.: *A Viscosity – Temperature Correlation at Atmospheric Pressure for Gas-Free Oils*, SPE Paper number 1580, 1966.
- Brown F.I. *Deltaic sandstone Facies of the Midcontinent*. Tulsa Geol. Soc. Spec. Publ., 1979.
- Burger J., Sahuquet B.: *Chemical Aspects of In-Situ Combustion. Heat of Combustion and Kinetics*, SPE, 1972, p. 410-422.
- Carroll P.W. *Impact of geologic parameters on enhanced oil recovery*. Workshop Proc., Tulsa Okla, 1981.
- Combarous M., Pavan J.: *Déplacement par l'eau chaude d'huiles en place dans un milieu poreux*, Editions Technip, 1969, p. 737-757.
- Cortés, C. M. A.: *Método de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica Huff and Puff de bióxido de carbono*, Tesis UNAM 2008.
- Craig F.F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. SPE, Dallas, Texas, 1971.
- Donaldson E.C., Chilingarian G.V. y Yen T.F., *Enhanced Oil Recovery, II processes and operations*, Elsevier 1989.
- Dykstra H., Parsons R.L. *The prediction of oil recovery by waterflooding en Secondary Recovery of Oil in the U.S., API, Dallas Texas, 1950*.
- Elsharkawy A.M., Poettmann F.H., Christiansen R.L.: *Measuring Minimum Miscibility Pressure*, SPE Paper 24114, 1995.
- *Enhanced Oil Recovery Potential in the United States*, Office of Technology
- Assessment, U.S. Congress, Washington, DC (1978) Library of Congress Catalog Card No. 77-600063.
- Farouq S. M.: *Oil Recovery by Steam Injection*, Producers Publ. Cy., Bradford 1970.
- Fayers, F. J.: *Enhanced Oil Recovery*. Edit. Elsevier, 1981.
- Friedman G.M. *Principles of Sedimentology*, New York, 1978.
- Garaicochea P.F.: *La Verdad sobre Nuestras Reservas y Cantarell, Ejemplo de Explotación Irracional*. Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, 2007.
- Garaicochea, P. F.: *Cantarell ???*, Grupo Ingenieros Pemex Constitución del 17, 2008.
- Gogarty W.B. *Micellar-polymer flooding*. J. Pet. Technol, 1978.
- Hernández, J.A.: *Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera del Campo Cantarell, en la Sonda de Campeche*, Tesis UNAM, 2008.
- Holm L.W., Josendal V.A.: *Mechanims of Oil Displacement by Carbon Dioxide*, JPT Paper 4736, 1985.
- *Improved Oil Recovery*, Interstate Oil Compact Commission, E.U.A, Oklahoma, 1983.
- Johnson M.: *An Evaluation of Spontaneous Imbibition of Water into Oil*, Elsevier 1990.

-
- Lajous, A.: *El Ocaso de Cantarell*. Junta de Gobierno del Oxford Institute for Energy Studies, 2009.
 - Latil, M.: *Enhanced Oil Recovery*, Editions Technip, 1980.
 - Lo H.Y., Mungan N.: *Effect of Temperature on Water – Oil Relative Permeabilities in Oil – Wet and Water – Wet Systems*, SPE Paper 4505, 1973.
 - Marx J.W., Langenheim R.H.: *Reservoir Heating by Hot Fluid Injection*, SPE, AIME 216, 1959, p. 312 – 315.
 - Mata, A. J.J.: *Procesos de Recuperación Mejorada Viabiles a Aplicar Mediante un Criterio de Selección Jerarquizado*, Tesis UNAM, 2010.
 - *Oil Research Program Implementation Plan*, U.S. DOE, Washington, DC (April 1990).
 - Paláez Z.R.: *Cantarell Ayer y Hoy*. PetroQuiMex, la Revista de la Industria Petrolera, Junio 2008.
 - Poettman H.: *Effects on Polymers in the Imbibition Process*, SPE Paper number 20244, 2003.
 - Poston S. M., Ysrael S.C., Hossain A.K.M.S., Montgomery E.F. III, Ramey H.J.: *The effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands*, Trans. Soc. Petroleum Engrs. AIME, 1970, p. 171.180.
 - Pye D. J.: *Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility*, SPE Paper number 845 – PA, 1964.
 - Reisberg, J. y Doscher, T.M., 1956. *Interfacial phenomena in crude-oil-water systems*. Prod. Mon., p. 43.
 - *Research and Development in Enhanced Oil Recovery*, Energy R&D Admin., Washington, DC (1976).
 - Rivera, R. J.: *La Recuperación Mejorada en México, ponencia presentada en la Semana de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Octubre 2009*.
 - Rodríguez N.R.: *Comportamiento de la Producción de Petróleo en Yacimientos Fracturados. Caso Cantarell*. Simposio “La investigación en la Facultad de Ingeniería”, 2004.
 - Sarem A. M.: *On the Theory of Polymer Solution Flooding Process*, Union Oil Co. California, SPE Paper number 3002, 2000.
 - Shah D. O. y Schechter R. S.: *Improved Oil Recovery by Surfactant – Polymer Flooding*, Academic Press, 1977.
 - Shannon, L. y Matheny, J.: *EOR Methods Help Ultimate Recovery*, Oil and Gas Journal, 1981. pp. 79.
 - Somerton W.H.: *Some Thermal Characteristics of Porous Rocks*, J. Petroleum Technol, 1978, p. 61-64.
 - Sourieau P.: *Comparaison de la stabilité des déplacements par fluide (eau ou vapeur d'eau) et par l'eau froide*, IFP, 1973.
 - Standess D. C.: *Enhanced Oil Recovery*, National Petroleum Council, 1976.
 - Stegemeier G. L. y Myhill N. A.: *Steam Dive Correlation and Prediction*, Journal of Petroleum Technology, SPE Paper number 5572 PA, 1978.
 - Surkalo H.: *Enhanced Alkaline Flooding*, SPE Paper number 19896, 1996.
 - Uleberg K., Hoier L.: *Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs*, Statoil SPE Paper 75136, 1989.
 - Weinbrandt R.M., Ramey H.J.: *The effect of Temperature on Relative Permeability of Consolidated Rocks*, Annual Fall Meeting of SPE, Paper 4142, 1972.
 - Weiss W.: *Improved Oil Recovery for Carbonate Reservoirs*, SPE Paper number 89424, 2002.
-