

17

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



*"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL
CO₂ EN EL ÁREA TRES HERMANOS"*

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

LOZANO SEGURA JOSÉ ANTONIO
SEGOVIA MÉNDEZ LÁZARO

DIR. DE TESIS: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

MÉXICO, D.F.

2001





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

NOMBRE DE LA TESIS.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO
DEL CO₂ EN EL ÁREA TRES HERMANOS

TESIS QUE PRESENTAN:

LOZANO SEGURA JOSÉ ANTONIO
SEGOVIA MÉNDEZ LÁZARO

DIRIGIDA POR:

M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO PARA EL EXAMEN PROFESIONAL

Presidente.- DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

Vocal.- M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

Secretario - DR. JOSÉ ANTONIO GONZALEZ GUEVARA

Primer Suplente - ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA

Segundo Suplente.- M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1515

SRS. JOSE ANTONIO LOZANO SEGURA
LAZARO SEGOVIA MENDEZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL CO₂ EN EL AREA 3 HERMANOS

- INTRODUCCION
- I DEFINICION DE PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA
- II PROPIEDADES GENERALES DEL CO₂
- III FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
- IV PROCESOS HUFF AND PUFF
- V MODELO PREDICTIVO
- VI ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 14 de noviembre de 2000
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

ff

AGRADECIMIENTOS:

Agradecimientos de Lázaro:

A mis padres:

Lázaro y María de los Angeles.

Con amor impercedero, quienes supieron guiarme en la vida y han dado todo por mí, llenándome de fe e inquebrantable espíritu de lucha, impulsándome a concluir esta obra. Mi eterno amor y agradecimiento.

A mis hermanos:

Hugo, Beatriz, y María Guadalupe.

Quienes han llenado de alegría mi vida. Les agradezco el apoyo y los alicientes que me han proporcionado siempre.

A mis abuelitos:

José de Jesús, Esperanza y José Lino.

Porque siempre estuvieron conmigo cuando más los necesite, apoyándome en la etapa más difícil de mi vida. Les agradezco inmensamente.

A mi amigo:

José Antonio.

Porque me soporto, alentó y apoyo para concluir esta obra. Gracias.

A mis familiares y amigos:

Quienes de alguna forma me brindaron su ayuda. Mi reconocimiento.

Agradecimientos de José Antonio:

A mis padres:

Alberto y Eva

Gracias por darme la vida y guiarme por el camino que hace a los hombres grandes y libres, el camino del amor, cariño, respeto, educación, y libertad

A mis hermanos:

Jesús, Catalina, Nayeli y Jesús Alberto

Gracias por ser mis hermanos y amigos a la vez, por el apoyo que he recibido para lograr este proyecto

A Ofelia:

Gracias por brindarme tu amor, cariño apoyo, tolerancia y respeto.

Gracias por permitir quererte y llenar mi vida de alegría y felicidad.

A la memoria de mi Abuelito:

Juan Lozano Díaz

A mi Abuelita.

Catalina. Gracias por quererme.

A mi tío:

Alfonso

Gracias por ser un ejemplo en todo momento de mi vida.

A mi Amigo:

Lázaro

Por ser el amigo, el compañero. Gracias

A mis Amigos y familiares:

Gracias por tu amistad.

De igual forma Agradecemos a:

Al M.I. Alfredo León García:

Por su paciencia y comprensión, por su tiempo y conocimientos, quien tuvo a bien dirigirnos este trabajo de tesis. Nuestro profundo agradecimiento

Al M.I. Néstor Martínez Romero:

Por apoyarnos en la revisión de la tesis y ayudarnos en nuestra formación profesional
Gracias

Al Dr. Fernando Rodríguez de la Garza:

Por el apoyo proporcionado por la STDP,
para la realización de la presente tesis

Agradecemos a la Universidad Nacional Autónoma de México y Facultad de Ingeniería, por habernos cobijado durante nuestra formación profesional, siendo para nosotros la mejor herencia.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DEL CO₂ EN EL ÁREA TRES HERMANOS

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. - DEFINICIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	
1.1 Definición.....	5
1.2 Panorama Mundial.....	11
2. - PROPIEDADES GENERALES DEL CO₂	
2.1 Propiedades físicas y químicas del CO ₂	18
2.2 Comportamiento de fases.....	27
2.3 Presión mínima de miscibilidad.....	28
2.3.1 Pruebas de laboratorio requeridas para determinar la presión mínima de miscibilidad.....	29
2.3.2 Métodos para determinar la presión mínima de miscibilidad.....	31
2.4 Técnicas de preselección de yacimientos para inyección de CO ₂	35
3. - FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.	
3.1 Relación de movilidades.....	38
3.2 Dispersión.....	39
3.3 Desplazamiento miscible.....	44
3.4 Digitación viscosa.....	49
3.5 Eficiencia areal y vertical.....	52
3.6 Eficiencia microscópica de desplazamiento.....	62
3.7 Eficiencia de desplazamiento.....	62
3.8 Métodos para mejorar la eficiencia de desplazamiento.....	65

4. - PROCESOS HUFF AND PUFF.....	74
5. - MODELO PREDICTIVO.	
5.1 . Modelo DOE.....	82
5.2 Técnicas análogas.....	83
6. - ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.	
6.1 Yacimientos del área Tres Hermanos.....	85
6.1.1. Aspectos generales.....	86
6.1.2. Geología.....	94
6.1.3. Historia de Presión- Producción.....	96
6.1.4. Volumen de CO ₂ disponible.....	100
6.1.5. Infraestructura de producción.....	106
6.2 Predicción del comportamiento con inyección de CO ₂	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	126
REFERENCIAS.....	130
NOMENCLATURA Y UNIDADES DE CONVERSIÓN.....	134

INTRODUCCIÓN

La reciente crisis económica internacional producto de la globalización mundial, pero sobre todo la crisis que actualmente vive México, han afectado adversamente la intensidad de las actividades de exploración, producción y desarrollo de nuevos campos de petróleo. Por otra parte las probabilidades de encontrar grandes yacimientos de hidrocarburos aparentemente son cada vez menores; lo anterior ha generado una creciente dificultad de los países productores para sostener su volumen de reservas probadas.

Estas circunstancias han inducido recientemente a los países productores a la búsqueda de nuevas alternativas para fortalecer sus reservas. Si se consideran las experiencias mundiales al respecto, se infiere que el mejoramiento de la recuperación de aceite durante las producciones primaria y secundaria, así como la eventual y correcta aplicación de técnicas de recuperación mejorada, pueden ser las respuestas más viables a este problema.

En los últimos años, los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (PRM), se han constituido en una alternativa viable para incrementar la extracción de hidrocarburos de un yacimiento, ya sea durante las recuperaciones primaria y secundaria de hidrocarburos. Los diversos PRM son de desarrollo tecnológico relativamente reciente, aun cuando existen casos como la inyección de vapor que se inició hace aproximadamente 60 años. Su importancia radica en que puede ser aplicada con éxito a yacimientos que se encuentren abandonados o en un estado avanzado de explotación.

La práctica ha demostrado que la aplicación de técnicas PRM es eficiente si las propiedades del yacimiento y de los fluidos son favorables. Cada una de estas técnicas no deben ser aplicadas a un yacimiento de petróleo sin un estudio técnico-económico previo a su implantación.

Un análisis de este tipo, para cada una de las técnicas de PRM, requiere de grandes recursos económicos, de herramientas analíticas y de laboratorio, así como de la participación de especialistas en diferentes disciplinas de la ingeniería y del seguimiento continuo de la evolución del proceso.

Por lo anterior, es preferible realizar un análisis previo de preselección de aquellas técnicas de RMP, así como un estudio de factibilidad que, con base en las características generales del yacimiento y sus fluidos, ofrezca las mayores posibilidades de éxito en su aplicación.

De acuerdo con estudios técnico-económicos recientes en los yacimientos del sistema petrolero nacional, se considera que la inyección de CO₂ ó N₂ son los que presentan las mayores posibilidades de aplicación en México

Con lo que respecta al uso del CO₂, ofrece una doble ventaja, ya que además de reducir el problema de contaminación ambiental, se tendría una mayor recuperación de hidrocarburos y en consecuencia un mayor beneficio económico para la empresa.

La experiencia internacional ha demostrado que los fenómenos que se generan cuando es inyectado el CO₂ en el medio poroso han ocasionado que se incrementen los factores de recuperación de aceite con buenos indicadores económicos del proceso. Uno de los grandes problemas que se presentan para su aplicación es disponer de una fuente de CO₂ cercana al yacimiento, por lo cual es necesario buscar fuentes generadoras de CO₂ las cuales pueden ser: fuentes naturales (yacimientos), plantas petroquímicas o plantas generadoras de energía eléctrica, entre otras.

Los PRM que se están aplicando en México son la inyección de N₂ en el campo (Cantarell) y la inyección de gas natural al campo Jacinto. Sin embargo, estos procesos están en su etapa inicial y requieren de un tiempo extenso para evaluar los resultados de los proyectos.

Prueba de ello es que actualmente las Regiones Marinas son de gran productividad (aceite), en la medida que contribuyen aproximadamente en un 90 % de la producción en México, el resto es producido por yacimientos de las regiones Norte y Sur, que además de su baja productividad, la mayoría de los yacimientos se encuentran en estado avanzado de explotación, aun cuando el volumen de hidrocarburos por recuperar todavía es considerable.

Actualmente, en la Región Norte, en el Sector Operativo Cerro Azul–Naranjos, se tienen campos como Tres Hermanos, Rancho Nuevo y Pontón, que de acuerdo a las propiedades de los yacimientos, composición del aceite, la disponibilidad del CO₂ y el estado avanzado de explotación en que se encuentran actualmente, resultan candidatos idóneos para la aplicación de los Procesos de Recuperación Mejorada específicamente para la inyección de CO₂. Las razones principales de su aplicación en este sector operativo son que existen yacimientos con cantidades apreciables de CO₂, el cual es venteadado a la atmósfera junto con gas natural, lo cual ocasiona una pérdida económica para PEP.

Por lo todo lo anterior, en este trabajo de tesis presentamos el desarrollo y los resultados del estudio de factibilidad de la inyección de CO₂ en el área Tres Hermanos.

En el Capítulo 1, se define el concepto de los Procesos de Recuperación Mejorada, su clasificación y una breve descripción de ellos. Además se presenta un panorama mundial de la aplicación de los PRM en los países productores de petróleo.

En el Capítulo 2, se presentan las propiedades generales del CO₂, su comportamiento en un proceso de recuperación mejorada, así como algunas técnicas de preselección de yacimientos candidatos para la inyección de CO₂.

En el Capítulo 3, se contemplan los factores que influyen en la eficiencia de desplazamiento, tal es el caso de la relación de movilidad, la digitación viscosa y el fenómeno de dispersión, las eficiencias de barrido areal y vertical, así como algunos métodos para mejorar la eficiencia de desplazamiento. Además se define lo que es un desplazamiento miscible.

En el Capítulo 4, se da una pequeña visión de lo que se conoce como un proceso Huff and Puff, así como una metodología para la aplicación de tal proceso.

En el Capítulo 5, se presentan algunas características del modelo predictivo CO2PM utilizado para realizar el estudio de factibilidad, el cual fue desarrollado por el departamento de energía de los E.U., para simular un desplazamiento miscible.

En el Capítulo 6, se presentan las características generales de los campos Tres Hermanos, Rancho Nuevo y Ponton ubicados en el Sector Operativo Cerro Azul-Naranjos; además se presenta el estudio de factibilidad de los campos antes mencionados, así como posibles alternativas de explotación.

Finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo.

CAPÍTULO 1

DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE (PRM).

1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE PRM.

En sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se procedió a inyectar: aire, gas natural o agua para represionar y aumentar la producción de los yacimientos, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, es decir, explotar los yacimientos proporcionándoles energía diferente a la propia, es a lo que se había venido entendiendo por Recuperación Mejorada²¹. Una definición formal podría ser la siguiente:

"La Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) es definida como la recuperación de aceite por la inyección de materiales que pueden estar presentes o no en el yacimiento²."

Lo más importante, es que esta definición no restringe PRM para una fase en particular (primaria, secundaria o terciaria) en la vida productiva del yacimiento.

Por otro lado, la definición excluye la inyección de agua, la inyección de gas a baja presión y los procesos de mantenimiento de presión. Esa última distinción no es clara, ya que los procesos de mantenimiento de presión tienen un carácter de desplazamiento.

La Recuperación Mejorada de Petróleo ha tomado gran importancia a nivel mundial, como técnica para incrementar la recuperación de hidrocarburos después de las recuperaciones primaria y secundaria. Su importancia radica en que puede ser aplicada con éxito a yacimientos que se encuentren abandonados o en estado avanzado de explotación²³.

CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.

La forma de cómo se clasifican los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo, ha adoptado varias modalidades dependiendo de la propiedad física que modifican (viscosidad, tensión interfacial), o bien del compuesto inyectado (químico, térmico). Generalmente se agrupan en tres categorías principales²³:

Térmicos, Gas miscible / inmiscible, Químicos y otros. Esta clasificación se ilustra en la Fig. 1.1.

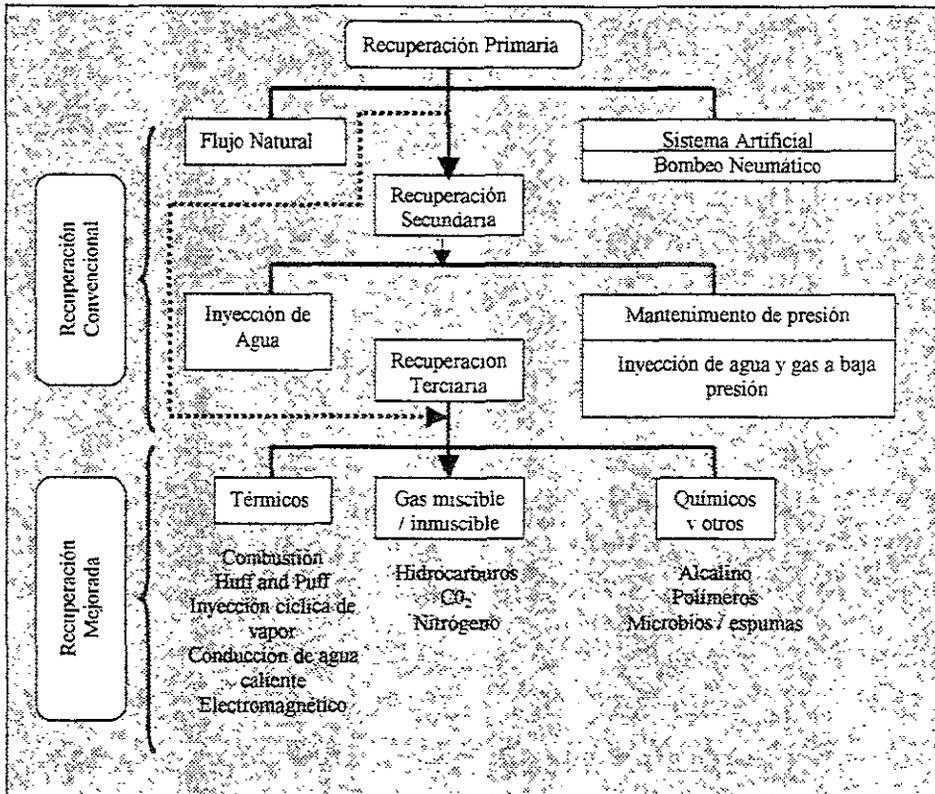


Fig. 1.1. Procesos de Producción de Aceite¹.

Debido a las diferencias que existen entre los diversos PRM se hace necesario resaltar las características más importantes de cada uno de ellos, las cuales se presentan en las Tablas 1.1. a la 1.3.

PROCESOS QUÍMICOS.

El PRM de inyección de químicos, Tabla 1.1, es muy sensible a las altas salinidades (total de sólidos disueltos será menor que 100,000 g/m³). Los agentes químicos son susceptibles a la pérdida por la interacción con el sistema roca-fluidos. Además se debe mantener una adecuada inyectabilidad. este es un problema persistente. La recuperación de aceite esta en el rango entre (5 -15 %) del aceite original contenido en el yacimiento. La utilización de productos químicos debe ser valuada con respecto al costo².

<u>Procesos</u>	<u>Mecanismos de Recuperación</u>	<u>Problema</u>	<u>Recuperación típica (%)</u>	<u>Utilización de agentes comunes</u>
Polímeros	Mejora del barrido volumétrico por reducción de la movilidad	Inyectabilidad Retención	5	2-3 lb de polímero / bl de aceite producido
Polímeros-Miscelares	Igual que el polímero, además reduce las fuerzas capilares	Igual que el polímero, además disponibilidad química y alta salinidad	15	15- 25 lb de surfactante / bl de aceite producido
Polímeros-Alcalinos	La solubilidad de aceite y alteración de la mojabilidad	Igual que el miscelar-polímero además composición del aceite	5	35-45 lb de químicos / bl de aceite producido

Tabla 1.1. Procesos Químicos².

PROCESOS TÉRMICOS

La Tabla 1.2. muestra una comparación similar para el proceso térmico. La recuperación es generalmente alta para estos procesos(10 - 65 %), comparada con los métodos químicos. Los problemas son pérdida de calor y contaminación del aire, este último ocurre porque el vapor es generado por una combustión de aceite, si la combustión es hecha en la superficie, la emisión de productos contribuye a la contaminación del aire. Si la

combustión es in-situ, la producción de los pozos puede ser una fuente de contaminación, por el gas de combustión, si este es producido en la superficie².

<u>Procesos</u>	<u>Mecanismos de Recuperación</u>	<u>Problema</u>	<u>Recuperación típica (%)</u>	<u>Utilización de agentes comunes</u>
Vapor	Fuerzas viscosas, densidad, drene, vaporización de fracciones volátiles	Profundidad Pérdida de calor Contaminación	50-65	0.5 bi de aceite consumido/bi de aceite producido
Combustión in situ	Igual que el vapor además Cracking (Descomposición térmica)	Igual que el vapor, además control de combustión	10-15	10 Mp ² de aire/bi de aceite producido

Tabla 1.2. Procesos Térmicos².

PROCESOS DE INYECCIÓN DE GASES.

La Tabla 1.3. compara el proceso de inyección de gases. Hay solo dos grupos en esta categoría: que el gas desarrolle miscibilidad y que el gas no desarrolle miscibilidad con el aceite. Las recuperaciones de aceite son generalmente bajas, pero los factores de utilización del solvente (y el respectivo costo del solvente) tienen altos rendimientos en esos procesos, particularmente la inyección de bióxido de carbono (CO₂), para aplicación comercial². La diferencia entre un proceso miscible e inmiscible es mostrada en la tabla siguiente:

<u>Procesos</u>	<u>Mecanismos de Recuperación</u>	<u>Problema</u>	<u>Recuperación típica (%)</u>	<u>Utilización de agentes comunes</u>
Inmiscible	Fuerzas viscosas, Hinchamiento de aceite	Estabilidad del frente Suministro del solvente	5-10	10 Mp ² de solvente/bi de aceite producido
Miscible	Igual que el inmiscible, además desarrolla el desplazamiento miscible	Igual que el inmiscible	5-15	10 Mp ² de solvente/bi de aceite producido

Tabla 1.3. Procesos con gas².

IMPORTANCIA DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

La falta de empuje natural suficiente para explotar en forma eficaz a la mayoría de los yacimientos, ha derivado en la necesidad de inyectar a la formación productora algún agente desplazante como vapor, gas u otros productos químicos. Entre los principales parámetros que definen la tendencia de la aplicación de los procesos de recuperación mejorada se deben considerar los siguientes³:

- El económico, que depende básicamente del precio de venta del barril de petróleo.
- Las propiedades PVT de los hidrocarburos y petrofísicas de la roca de los yacimientos en explotación.
- Del avance tecnológico relacionado con los procesos de recuperación mejorada y la capacidad de ser utilizado por las compañías petroleras.

Esto ha derivado en la necesidad de implementar procesos de recuperación mejorada teniendo como objetivos principales los siguientes:

1. INCREMENTO DE RESERVAS:

Dada la gran dispersión que existe entre el éxito comercial de varios procesos, se requiere evaluar y aplicar los PRM para mantener las reservas a un nivel aceptable. Las reservas son definidas como el petróleo (crudo y condensado) recuperable de yacimientos conocidos bajo la tecnología predominante y en forma económica. Está dada por la siguiente ecuación de balance de materia²:

$$\begin{array}{l} \text{Reservas} \\ \text{Actuales} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Reservas} \\ \text{originales} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Incremento de} \\ \text{reservas} \end{array} - \begin{array}{l} \text{Reservas} \\ \text{producidas} \end{array}$$

Las reservas pueden cambiar porque los dos últimos términos pueden variar con respecto al tiempo. Los PRM del aceite pueden incrementar las reservas, y dependen de los cambios económicos y/o tecnológicos que se generan constantemente para explotar las reservas.

El incremento de reservas se deriva en cuatro categorías²:

1. Aplicación de procesos de recuperaciones secundaria y mejorada.
2. Descubrimiento de nuevos yacimientos.
3. Adición de nuevas áreas.
4. Aplicación de tecnología de punta.

2. DECLINACIÓN DE RESERVAS.

La declinación de las reservas y el ritmo de producción de las reservas son un mayor incentivo para la aplicación de PRM. Desde el punto de vista de explotación de los yacimientos, el ritmo de declinación puede ser afectado únicamente por el descubrimiento de nuevos campos².

3. INCREMENTO DE LAS RESERVAS INCLUYENDO PRM.

La probabilidad de incrementar las reservas a través del descubrimiento de nuevos campos, y ampliar los yacimientos conocidos es muy pequeña en función del tiempo. Lo cuál sugiere que otras técnicas, aparte de exploración y producción, son necesarias para incrementar las reservas en nuestro país; estas técnicas están basadas en los PRM².

La efectividad de un PRM se ilustra en la Fig. 1.2. La cual se basa en la cantidad del "incremento de aceite" recuperado si se tiene un campo, un yacimiento o un pozo, en el cuál el gasto de aceite declina desde A hasta B. En B un PRM es iniciado y si tiene éxito, el gasto mostrara una desviación en la declinación del proyecto en el tiempo después de B. El incremento es la diferencia entre lo que fue actualmente recuperado, B hasta D y lo que pudo haberse recuperado si no se hubiese iniciado el PRM, línea B a C. Esta es el área marcada de la Fig. 1.2. Por supuesto, una evaluación exacta del incremento de aceite requiere una estimación precisa de la declinación continua. Esta tiene una mayor dificultad en la evaluación, particularmente para proyectos cuya respuesta no es grande. Sin embargo, la técnica correcta de medición del éxito de un PRM es la cantidad en el incremento del aceite recuperado, usualmente reportado como porcentaje del volumen de aceite original²

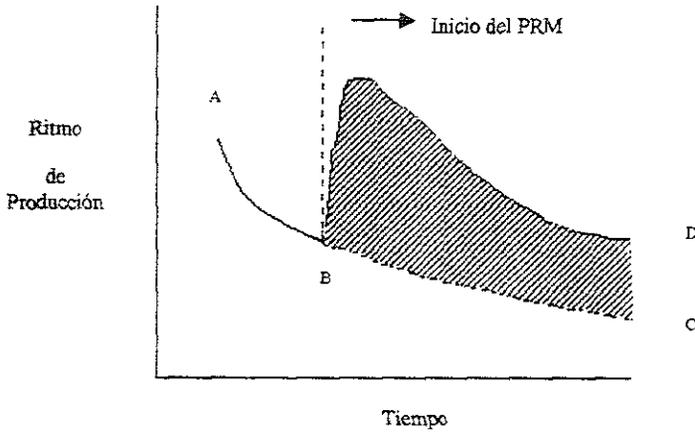


Fig. 1.2. Incremento de Producción de Aceite².

1.2. PANORAMA MUNDIAL

Los Procesos de Recuperación Mejorada (PRM) han sido experimentados, probados y en su mayoría aplicados en varios países productores de petróleo en el mundo. En México, la recuperación secundaria se empezó a aplicar desde 1951.

La explotación de los yacimientos aplicando los PRM resulta más costosa que cuando los yacimientos producen a buen nivel por medios naturales; pero aún así, cuando se aplique un PRM y se obtengan resultados favorables, los beneficios económicos son notablemente substanciosos. La importancia económica y de incremento de producción por estos métodos equivale a descubrir nuevas reservas, pero con inversiones menores que las necesarias para explotar y descubrir campos nuevos sin que se pretenda desvirtuar estos últimos, sino más bien obtener su máxima utilidad²¹.

La aplicación de un PRM ha contribuido al incremento de la producción en E.U. en 748,000 bpd (Gráficas. 1.1., 1.2 y Tabla 1.4) aproximadamente el 12% de su producción al iniciar el año 2000¹.

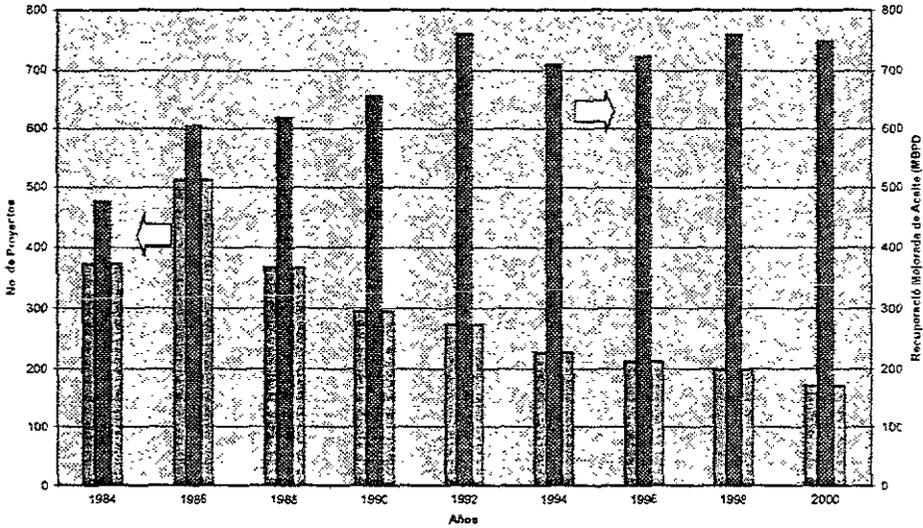


Gráfico. 1.1. Historia de producción en E.U. por PRM¹.

Otros países con incremento significativo en su producción son¹:

- Venezuela 370,000 bpd (producción de bitumen pesado de Orinoco agrega otros 130,000 bpd)
- Canadá 200,000 bpd (producción de bitumen pesado agrega otros 200,000 bpd)
- Indonesia 300,000 bpd
- China 280,000 bpd

	1986	1988	1990	1992	bpd		1998	2000	Cambio de 1998 %
					1994	1996			
Térmico									
Vapor	468,692	455,484	444,137	454,009	415,801	419,349	439,010	417,675	-5.5
Combustión In Situ	10,272	6,525	6,090	4,702	2,520	4,485	4,780	2,781	-41.6
Agua caliente	705	2,896	3,985	1,980	250	250	2,200	-306	-86.4
Total de Térmicos	479,669	464,905	454,212	460,691	418,571	424,084	445,084	417,675	-6.3
Químicos y otros									
Miscelar/polímeros	1,403	1,509	617	254	64	-	-	-	0
Polímeros/químicos	15,498	20,992	11,239	1,940	1,828	139	139	1,598	1,049.6
Otros	-	-	-	-	-	-	-	60	-
Total de químicos	16,901	22,501	11,856	2,194	1,892	139	139	1,658	1,092.6
Gas y otros									
Hidrocarburo miscible/inmiscible	33,767	25,935	55,366	113,072	99,693	96,263	102,053	124,500	22
CO ₂ miscible	28,440	64,192	95,591	144,973	161,486	170,715	179,024	198,493	5.8
CO ₂ inmisible	1,349	420	95	95	-	-	-	66	-
Nitrógeno	18,510	19,050	22,260	22,580	23,050	28,017	28,117	14,700	-47.7
Gas de chimenea (miscible e inmisible)	26,150	21,400	17,300	11,000	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	6,300	4,400	4,350	4,350	-	4.9
Total de gas y otros	108,216	130,997	190,632	296,020	268,629	299,345	307,544	328,759	4.7
Total	604,786	618,403	656,700	760,907	709,094	723,568	759,653	748,092	-1.5

 Tabla 1.4. Producción de aceite en E.U. por PRM¹.

Del análisis de la Tabla 1.4. se observa que del total de 748,092 bpd que aportan los PRM, el 55.83 % es de inyección de térmicos, el 0.22 % de inyección de químicos y el 43.95 % de inyección de gas y otros (de este 43.95 % de inyección de gas, la inyección de CO₂ miscible aporta un 57.63 %, teniendo un incremento de 5.8 % con respecto al año 1998). Como se observa en las Gráficas 1.2, 1.3 y Tabla 1.4.

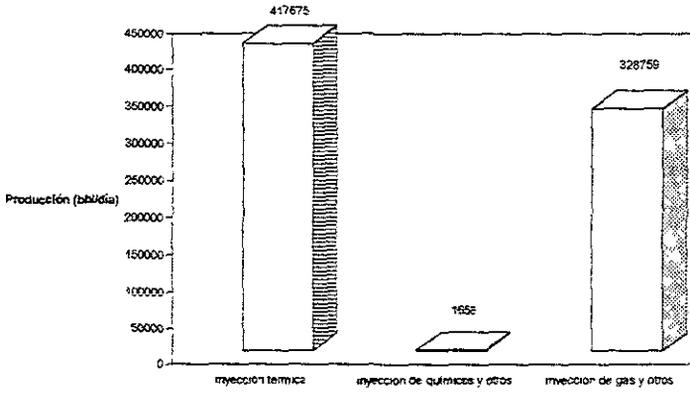


Gráfico 1.2. Aportación de producción de PRM en E.U.

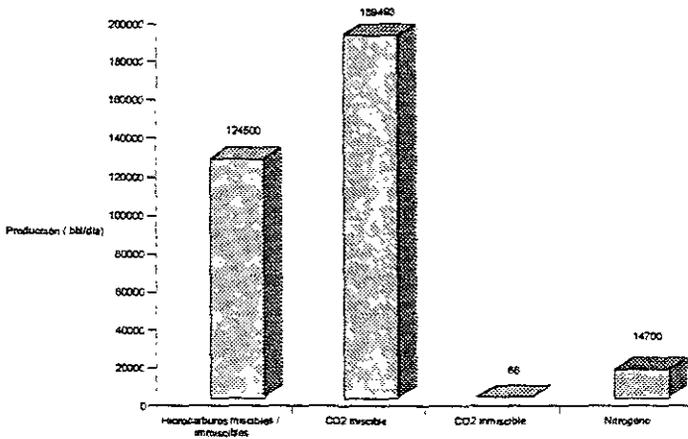


Gráfico 1.3. Aportación de la Producción por inyección de gas en E.U.

La inyección de CO₂ ha tenido auge en los E.U. en los últimos años, debido, principalmente a que ese gas se ha podido obtener en grandes volúmenes y a bajos precios. El desplazamiento miscible con CO₂ es el segundo PRM en orden de importancia en los E.U.; en 1990 se tenían 52 proyectos de CO₂ miscible, y en el año 2000 se tienen implementados 63 proyectos (Tabla 1.5) con una producción atribuible de 189493 barriles, lo que corresponde al 25.33 % de la producción de aceite por PRM en los E.U. Es interesante observar que los proyectos de CO₂ inmisible se redujeron de 4 en 1990 a 1 en el 2000.

	Número de proyectos						1998	2000	Cambio de 1998 %
	1986	1988	1990	1992	1994	1996			
Térmico									
Vapor	181	133	137	119	109	105	92	80	-6.5
Combustión in Situ	17	9	8	8	5	8	7	5	-28.6
Agua caliente	3	10	9	6	2	2	1	1	-50
Total de Térmicos	201	152	154	133	116	115	100	86	-8.0
Químicos y otros									
Miscelar/polímeros	20	9	5	3	2	-	-	-	-
Polímeros/químicos	186	115	45	46	28	11	10	10	-9.1
Total de químicos	206	124	60	49	30	12	11	10	-9.1
Gas y otros									
Hidrocarburo	26	22	23	25	15	14	11	6	-45.5
Miscible/inmiscible									
CO ₂ miscible	38	48	52	52	54	60	66	63	-4.5
CO ₂ inmisible	28	8	4	2	1	1	0	1	-100
Nitrógeno	9	9	9	7	8	9	10	4	-60
Gas de chimeneas (miscible e inmiscible)	3	2	3	2	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	3	2	1	1	-	-
Total de gas y otros	104	90	91	91	81	85	88	74	-14.9
Total	512	366	295	273	266	212	199	170	-11.6

Tabla 1.5 Número de proyectos en E.U. por recuperación mejorada del aceite¹.

INFLUENCIA DE LA CAÍDA DE LOS PRECIOS EN LA APLICACIÓN DE PRM.

Los años 1998 y 1999 estuvieron marcados por el colapso en el precio del petróleo que terminó a finales de 1999. Como un ejemplo, Berry Petroleum Co, Taft, Calif; enfrentó un precio del aceite pesado en un máximo histórico bajo de \$ 6.50/bl al inicio del año 1999. Pero en Noviembre de 1999, el precio subió a \$ 20.75/bl, y se mantuvo a \$19.75/bl antes de finalizar el año, aproximadamente el triple que cuando inició el año¹.

En Canadá, la caída de los precios del petróleo forzó a la suspensión de cualquier plan o proyecto atractivo de aceite pesado. Por lo que vio que el número de sus proyectos de hidrocarburos miscibles disminuyó. Un operador atribuye esto al alto costo de inyección comparado con la caída del precio del petróleo en los últimos años, así como los precios relativamente altos del aceite ligero¹.

Con la incertidumbre causada por el colapso de la caída de los precios del petróleo antes de la mitad de 1999, los operadores ven los PRM como una oportunidad para incrementar factores de recuperación de yacimientos de aceite ya conocidos.

Venezuela ha tenido un incremento en su producción por PRM, comparada con años anteriores, esto es resultado de tres proyectos de inyección de hidrocarburos miscibles en los campos Carito Central, Carito Oeste y Furrial. Estos proyectos iniciaron entre Diciembre de 1996 y Agosto de 1998, produciendo 160,000 bpd para Petróleos de Venezuela (PDVSA) atribuíbles a la recuperación mejorada del aceite. Los proyectos de inyección de vapor contribuyeron en 200,000 bpd en la producción total. PDVSA esta dando grandes pasos en el mejoramiento de la recuperación de aceite ligero y medio con procesos recuperación mejorada de aceite¹.

ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN

En Canadá, los operadores superficiales existentes, Syncrude Canadá, Ltd. Y Suncor Energy Inc, tienen planes de expansión en las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta.

Los pozos horizontales permiten producir económicamente el aceite pesado con producción a baja temperatura, sin la inyección de vapor in-situ. Los dos proyectos más importantes de producción a baja temperatura, tienen su producción en las arenas bituminosas de la faja del Orinoco en Venezuela. Un proyecto de este tipo Petrozuata CA, una asociación estratégica entre Conoco Inc. (50.1 %) y PDVSA (49.9%) que produce cerca de 93,500 bpd de acuerdo con la densidad del crudo de 9 ° API.

El otro proyecto activo en producción es Cerro Negro (41.67% Exxon Mobil Corp. , 41.65 % PDVSA y 1.66% Veba Oel AG). Esta produce 60,000 bpd de crudo diluido y existen planes de recuperación adicional de 140,000 bpd en el 2001.

Mientras en Indonesia El PT Caltex Indonesia opera el proyecto de inyección de vapor más grande del mundo en el campo Dun en la Isla de Sumatra.

Por otro lado Pemex Exploración y Producción (PEP) opera el proyecto de inyección de nitrógeno más grande del mundo en el campo Akai, el principal campo del complejo Cantarell en la bahía de Campeche en el Golfo de México. Las expectativas de inyección de nitrógeno de PEP iniciaron en Abril del 2000.

Por último artículos publicados indican que China tiene cerca de 120 proyectos de PRM con una producción cercana a los 280,000 bpd de aceite.

CAPÍTULO 2

PROPIEDADES GENERALES DEL CO₂

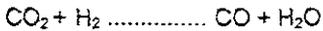
2.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL CO₂

PROPIEDADES QUÍMICAS

El CO₂ es el producto final de la combustión del carbón, a temperaturas ordinarias no es muy reactivo. Sin embargo algunas disoluciones acuosas de CO₂ son ácidas y muchas reacciones se desarrollan con facilidad:

El bióxido de carbono puede ser reducido de diferentes formas como sigue:

- a) La reacción con hidrógeno:



- b) Catalíticamente con varios hidrocarburos y con carbón mismo a elevadas temperaturas:



- c) Reacción con amoníaco en la primera etapa para la producción de urea, formando carbonato de amonio.



- d) La reacción con el agua genera el ácido carbónico, el cual, es el causante del fenómeno de corrosión en tuberías.



PROPIEDADES FÍSICAS

El bióxido de carbono (CO₂) también conocido como anhídrido carbónico o gas ácido carbónico, es un gas aproximadamente una y media veces más pesado que el aire, inodoro, incoloro y de sabor ligeramente ácido.

El CO₂ es soluble en agua, en alcohol y es fácilmente absorbido por un gran número de soluciones alcalinas, presenta las siguientes constantes físicas:

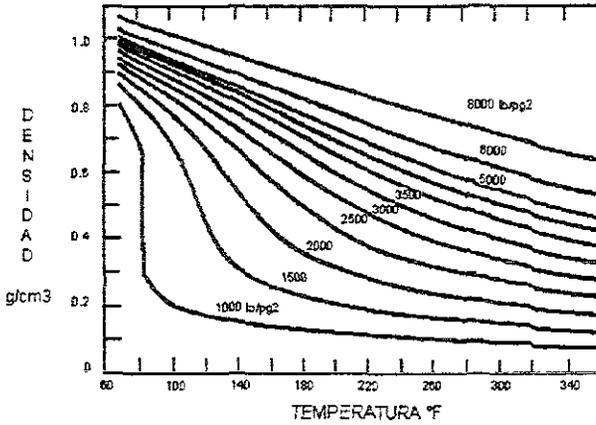
PARAMETRO	VALOR
Peso molecular	44.01
Densidad de 0° C y 1 atm	1.9768x10 ⁻³ g/cm ³
Viscosidad a 0° C y 1 atm.	1.3x10 ⁻⁴ cp
Gravedad específica	1.528
Temperatura de fusión	-134.85 °C
Temperatura de ebullición	-79.0 °C
Temperatura crítica:	31.15 °C
Presión crítica:	74.96 Kg/cm ²
Calor de fusión:	184.219 Kj/Kg
Calor de vaporización.	573.592 Kj/Kg
Conductividad térmica a 0° C y 1 atm:	0.01424 w/m k

Tabla 2.1. Propiedades del CO₂²².

DENSIDAD DEL CO₂

A las condiciones prevalecientes en la mayoría de los yacimientos del país, la densidad del nitrógeno y metano es dos o más veces menor que la del aceite. En cambio la densidad del CO₂ a las condiciones del yacimiento es similar a la del aceite o aún puede ser mayor. Por ejemplo, de la Fig. 2.1, a una presión de 2900 lb/pg² y una temperatura de 194 °F, la densidad del CO₂ es de 0.5 g/cm³.

Entre mayor sea la diferencia de densidades de los fluidos desplazante y desplazado, la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede ser afectada por los efectos gravitacionales, por la canalización del fluido menos denso a través de las fracturas y zonas de alta permeabilidad y conificación de pozos productores. A las condiciones de temperatura crítica, el CO₂ se comporta como un vapor el cual incrementa su densidad al incrementarse la presión.

Fig. 2.1. Densidad del CO₂¹⁰.

La Fig. 2.1. muestra que la densidad del fluido es función de la presión y de la temperatura, el cual se convierte en el parámetro más sensible, también se observan discontinuidades abruptas, las cuales se presentan a presiones y temperaturas menores a las críticas; cerca de la región crítica el CO₂ tiende al desplazamiento del aceite y puede ser más pesado que los hidrocarburos residentes en el yacimiento^{6, 10}.

VISCOSIDAD DEL CO₂

La viscosidad del CO₂ esta en función de la presión y la temperatura, este efecto es mostrado en la Fig. 2.2, donde se observa que a medida que aumenta la temperatura independientemente de la presión, tiende a disminuir la viscosidad. A pesar de que el CO₂ pudiera tener una alta densidad, la viscosidad se mantiene con valores relativamente bajos, lo que implica que a condiciones de yacimiento, el CO₂ puede rebasar fácilmente el crudo, que generalmente es de mayor viscosidad, lo que ocasionaría un rápido surgimiento del gas en los pozos productores, dejando zonas intactas con alta saturación de aceite, con lo que se tendrían bajas eficiencias de desplazamiento; con el propósito de solucionar lo anterior, amortiguando la alta movilidad del fluido desplazante, generalmente se efectúa la inyección de CO₂ en forma de baches, es decir se introduce al yacimiento un volumen determinado de CO₂, desplazado por un fluido de mayor viscosidad y de menor costo generalmente agua.

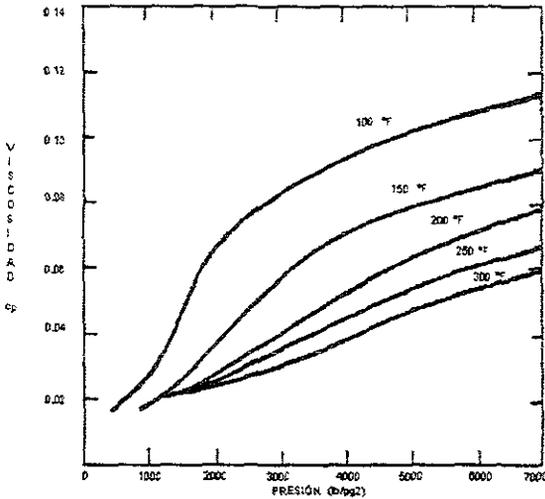


Fig 2.2. Viscosidad del CO₂¹⁰.

La condición de temperatura que prevalece en la mayoría de los yacimientos esta, por arriba de la crítica del CO₂ por lo que este permanecerá como gas antes de mezclarse con los hidrocarburos, a estas condiciones la viscosidad del CO₂ es baja. Por ejemplo a 210 ° F y 1500 lb/pg², la viscosidad es alrededor de 0.025 cp y a 3000 lb/pg² es de 0.04 cp. Esta baja viscosidad ocasiona una relación de movilidades desfavorable durante el desplazamiento^{3, 10}.

SOLUBILIDAD EN AGUA DEL CO₂

El CO₂ es altamente soluble en agua y una parte del CO₂ inyectado en un desplazamiento miscible va a disolverse en agua de la formación o en agua inyectada con CO₂ para mejorar la relación de movilidades.

Esto reduce el volumen disponible para el desplazamiento miscible del aceite. La Fig. 2 3 proporciona la solubilidad del CO₂ en agua dulce. La solubilidad del CO₂ se incrementa con la presión, pero decrece con el incremento de la temperatura. A medida que aumenta la salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

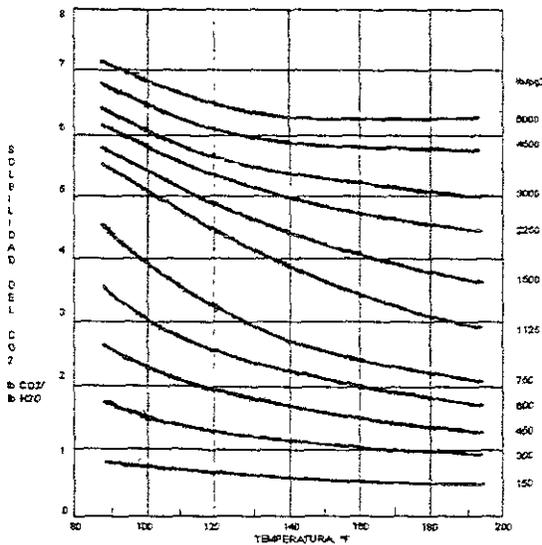


Fig. 2.3. Solubilidad del CO₂⁶.

Hace tiempo, en el transporte de CO₂ en tuberías o inyección de CO₂ en campos con inyección de agua, el agua era removida por los deshidratadores para prevenir condensación y corrosión en las líneas. Por lo que en un diseño de un proceso de desplazamiento de CO₂, es importante estimar la cantidad de CO₂ que esta disuelto en la fase de agua, ya que la pérdida de CO₂ debido a la solubilidad es significativa; el efecto de la salinidad en la solubilidad es importante ya que esta en función de la presión y la temperatura¹⁰.

FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (Bg)

Una desventaja que presenta el CO₂ con respecto a los demás gases es su factor de volumen alto, es decir 370 m³ a c.s. de CO₂ se convierten en solo 1 m³ a c.y. (condiciones de yacimiento: 2500 lb/pg² y 150 °F), mientras que 1 m³ de aire a las mismas c.y., requiere, casi una tercera parte 140 m³ a c.s. Este parámetro esta íntimamente relacionado con los requerimientos del CO₂, por lo que generalmente se reconoce que para un proyecto de PRM se necesitan grandes cantidades, lo cual incide directamente en la economía del proyecto.

El factor de volumen del gas es la relación entre, el volumen del gas @ c.y. entre el volumen del gas @ c.s., suponiendo Z_{sup}=1 y V_{sup} = 1, entonces tenemos Bg definido como³.

$$Bg = \frac{P_{sup} ZT}{T_{sup} P} \quad \text{si se considera } P_{sup}=14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ y } T_{sup}=520 \text{ }^\circ\text{R, sustituyendo}$$

$$Bg = 0.02827 \frac{ZT}{P} \quad p^3 / p^3 @ \text{ c.s}$$

$$Bg = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad \text{bl} / p^3 @ \text{ c.s}$$

$$Bg = 35.37 \frac{P}{ZT} \quad p^3 @ \text{ c.s} / p^3$$

$$Bg = 198.6 \frac{P}{ZT} \quad p^3 @ \text{ c.s} / \text{bl}$$

El ejemplo siguiente corresponde al cálculo del factor de volumen para el CO₂ del Campo Tres Hermanos a presión y temperatura del yacimiento al inicio de la explotación del campo. Los datos que se presentan son los correspondientes a presión y temperatura promedios para el yacimiento, donde $P_{yi} = 217 \text{ kg/cm}^2$ y $T_{yi} = 92 \text{ }^\circ\text{C}$ se tiene que:

De la Fig. 2.5. entrando con P_{yi} y T_{yi} se tiene $Z_{yi} = 0.56$. Calculando B_g :

$$B_g = 0.00504 \frac{Z_{yi} T_{yi}}{P_{yi}} = 0.00504 \frac{(0.56)(657.6)}{3085.74} = 6.0148 \times 10^{-4} \left[\text{bl/p}^3 @ \text{c.s.} \right]$$

ENTALPIA. H

La entalpia o contenido de calor de un material, es una cantidad termodinámica igual a la suma de la energía interna de un sistema más el producto del trabajo de la presión – volumen realizado en el sistema. Por definición:

$$H = U + PV$$

Así el cambio de entalpia esta dado por

$$\Delta H = \Delta U + \Delta PV$$

El cambio de entalpia en un sistema es normalmente asociado con el diseño de caballos de fuerza requeridos para el compresor bajo diferentes factores de carga. En la inyección del CO₂ el cambio de entalpia puede ser explicada por una determinada presión de fondo donde la fase cambia en la cabeza del pozo. El efecto de la presión y la temperatura en el contenido de calor, H , de un sistema CO₂ es dado en la Fig. 2.4¹²

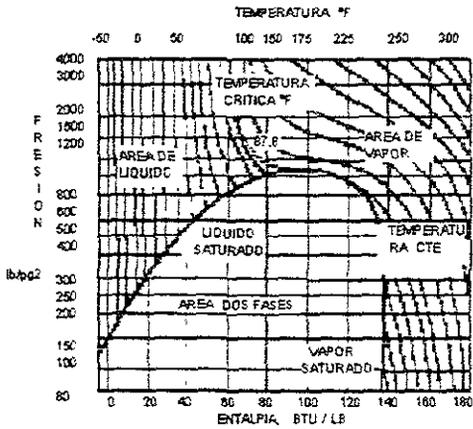


Fig. 2.4. Entalpia¹².

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z

La ley del gas perfecto, la cual expresa la relación entre presión, temperatura y volumen de una gas ideal, es una combinación de las leyes de Boyle's, Charle's y Avogadro. Los gases no siempre reaccionan idealmente a todas las presiones y temperaturas, las dos aproximaciones que nos llevan a un modelo del comportamiento de un gas actual son: la ecuación de Van Der Waals's y la ley de los gases no ideales. La ecuación de Van Der Waals's es difícil de manejar para muchos cálculos ingenieriles, y en consecuencia el segundo método, es desarrollado. Esta ley es en su forma general:

$$PV = ZnRT$$

Donde:

Z = conocido como factor de compresibilidad o desviación, es un factor empírico determinado experimentalmente a una presión y temperatura particular

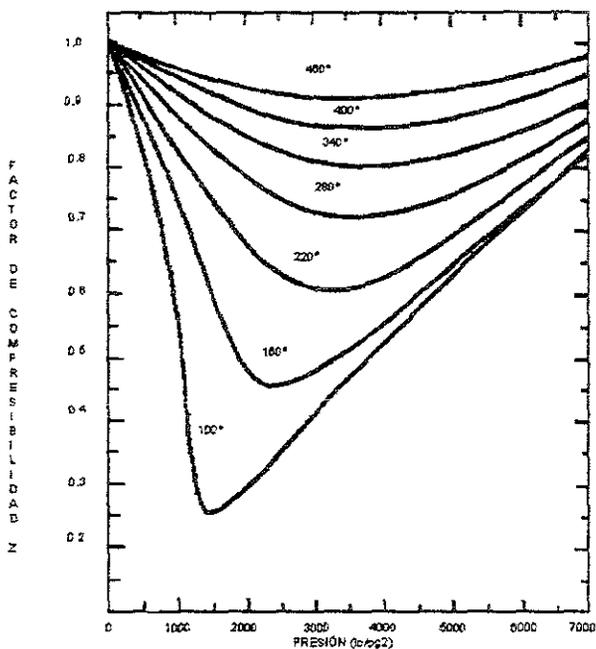


Fig. 2.5. Factor de compresibilidad del CO₂¹⁰.

A una temperatura dada el factor Z es graficado como una función de presión que usualmente toma la forma mostrada en la Fig. 2.5. La desviación del CO₂ de un comportamiento del gas ideal, Z es dada como una función de presión y temperatura dadas^{3, 10}.

2.2 COMPORTAMIENTO DE FASES

La Fig. 2.6. muestra las condiciones necesarias para que coexistan las dos fases: vapor/líquido, vapor/sólido ó líquido/ líquido. El punto triple, donde coexisten las tres fases, ocurre a -70°F y 75 lb/pg^2 .

Cuando el agua se presenta, el CO₂ puede formar hidratos a cierta temperatura y presión apropiada, la figura muestra esas condiciones que se presentan a temperaturas altas, como ejemplo 50°F , y presiones mayores de 650 lb/pg^2 . La formación de hidratos puede ser inquietante en válvulas y estranguladores, es decir donde la presión es reducida sustancialmente y el CO₂ se expande por el enfriamiento¹⁰

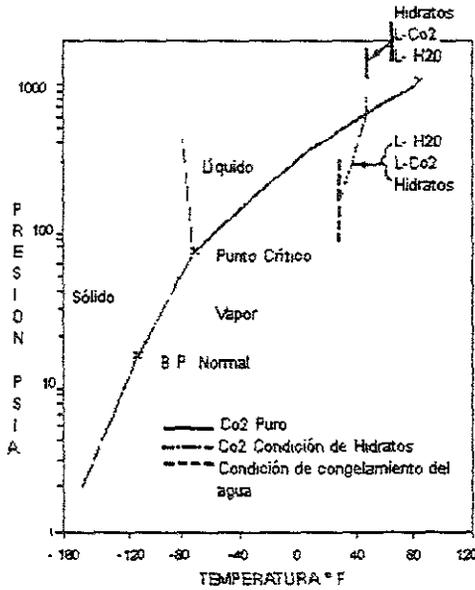


Fig. 2.6. Comportamiento de Fases¹⁰.

2.3 PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

En un desplazamiento de fluidos en forma miscible, las fuerzas debido a la tensión interfacial, tienden a cero, lo que implica que en las regiones porosas contactadas por el frente de desplazamiento, todo el aceite residual puede ser removido hacia delante. Un proceso miscible puede generarse en forma directa cuando los fluidos son totalmente miscibles al primer contacto. La gasolina y los gases licuables del petróleo (LPG) son miscibles al primer contacto con el aceite. También es posible generar un proceso tipo miscible aun cuando los fluidos inicialmente no lo sean, pero que bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición son capaces de intercambiar la suficiente cantidad de componentes intermedios, que resultan miscibles después de un número dado de contactos; a este tipo de miscibilidad se le denomina por contacto múltiple³.

Es suficiente una presión superior a la cricondenbara (una sola fase) para lograr un desplazamiento miscible de primer contacto entre el solvente y el crudo. En estas condiciones, los factores de recuperación de aceite son máximos. No obstante, la presión requerida en el proceso normalmente es muy superior a la del yacimiento, e incluso a la presión de fracturamiento. Por lo anterior, técnica y/o económicamente no es factible el desplazamiento miscible de primer contacto de crudo mediante la inyección de solventes. Afortunadamente, a presiones substancialmente menores que la cricondenbara, aún es posible un desplazamiento miscible a través del proceso de contacto múltiple entre el solvente y el crudo, por lo que resulta de especial importancia conocer la presión mínima a la cual aún es posible un desplazamiento miscible por contacto múltiple. Este valor se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), y como es de esperarse depende del tipo de solvente, temperatura de la formación y composición del crudo. Resulta de gran importancia durante el diseño de la aplicación de un proceso, ya que en gran medida define el costo económico del mismo^{6,7}.

Dado que la eficiencia de un proceso miscible es mayor que la de un inmisible, la mayor parte de las definiciones de la PMM están basadas en los factores de recuperación de aceite que se obtienen durante su desplazamiento lineal con solvente. Entre las más populares se tienen las siguientes⁷:

Yellig y Metcalfe (1980). - Presión mínima a la cual la recuperación de aceite, después de inyectar 1.2 volúmenes porosos de solvente, es muy similar a la máxima obtenible por un desplazamiento miscible de primer contacto.

Holm y Josendali (1974) - Presión a la cual se obtiene una recuperación de aceite del 80 % a la surgencia de CO₂ y un 94 % de recuperación cuando la relación gas aceite alcanza el valor de 40,000 p³/bl.

Williams (1980). - Presión que permite la recuperación de un 90 % de aceite, cuando el CO₂ se inyecta en una cantidad igual a 1.2 veces el volumen poroso ocupado por el aceite.

2.3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO REQUERIDAS PARA DETERMINAR LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

Uno de los procedimientos de laboratorio más utilizados para evaluar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) es el denominado Desplazamiento en Tubo Delgado. En la Fig. 2.7 se presenta el diagrama de la celda experimental de Tubo Delgado diseñada y construida en el departamento de Recuperación Mejorada del Instituto Mexicano del Petróleo.

Mediante su uso se evalúa la PMM en condiciones dinámicas para cualquier tipo de aceite. Consiste en un tubo de acero inoxidable, de aproximadamente 15 metros de largo y 0.64 centímetros de diámetro, empacado con arena sílica de malla No. 125. La celda está conectada a un regulador de presión inversa y a los depósitos de los fluidos, el conjunto se encuentra dentro de un baño de temperatura constante. Inicialmente la celda es evacuada para eliminar el aire, y posteriormente saturada con el crudo de interés. Una vez alcanzada la temperatura del yacimiento, se inicia una serie de desplazamientos midiendo el factor de recuperación de aceite para diferentes presiones.

La presión que satisface la definición PMM se conoce como la presión a la cual en un desplazamiento de aceite en tubo delgado, obtiene una recuperación de aceite mayor de 90% para un aceite específico y una temperatura dada; será el valor de la Presión Mínima de Miscibilidad de la mezcla crudo-solvente de interés.

Desde un punto de vista termodinámico la PMM se ubica entre la cricondenbara y el punto crítico. Dado que la celda está construida en forma modular, es posible evaluar eficiencias de desplazamiento lineal a condiciones de yacimiento⁷.

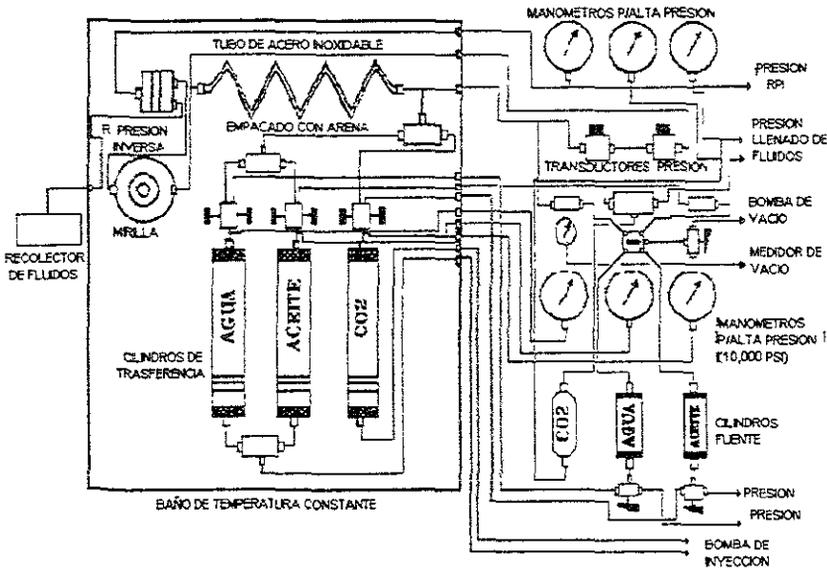


Fig. 2.7. Diagrama de la celda experimental de Tubo Delgado⁷.

2.3.2 METODOS PARA DETERMINAR LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

Varios autores han desarrollado técnicas para determinar la PMM, para diferentes gases y para algunas mezclas de ellos. Los valores que proporcionan estas correlaciones pueden utilizarse como una aproximación o como guía para la selección de yacimientos candidatos. Para una aplicación particular la PMM debe obtenerse a partir de datos experimentales

Como se ha mencionado anteriormente, el desarrollo de miscibilidad por contacto múltiple es el resultado de una extracción de hidrocarburos intermedios del aceite al solvente. Esta idea permitió a Holm y Josendall correlacionar la densidad mínima de miscibilidad del CO₂ (ρ_{MCO_2}) con el contenido de hidrocarburos intermedios C₅ a C₃₀ en la fracción C₅₊ que incluye la fracción pesada del crudo. Posteriormente esta densidad fue a su vez correlacionada con la presión mínima de miscibilidad y la temperatura de la formación.

En la Fig. 2.8. se muestran estas correlaciones, en las cuales se utilizaron los datos experimentales de desplazamientos en tubo delgado de 11 mezclas de crudo; además establece que la PMM aumenta en relación directa a la temperatura. La figura anterior establece que existe una relación inversamente proporcional entre la ρ_{MCO_2} y el contenido de hidrocarburos intermedios en el crudo. Por otra parte se observa que para una ρ_{MCO_2} dada, la presión mínima de miscibilidad varía en una relación directamente proporcional a la temperatura^{6, 7}.

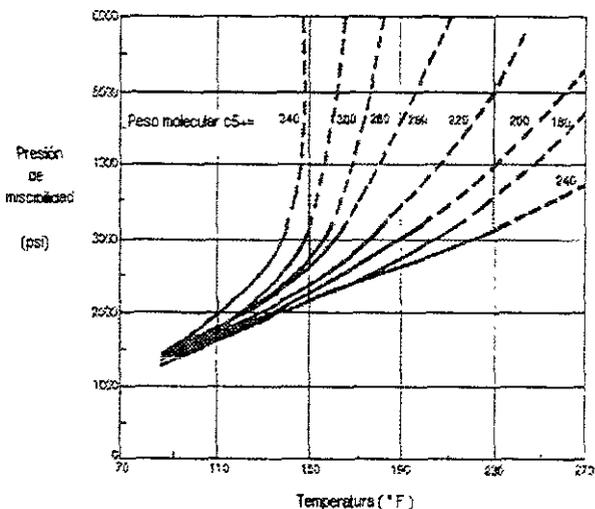
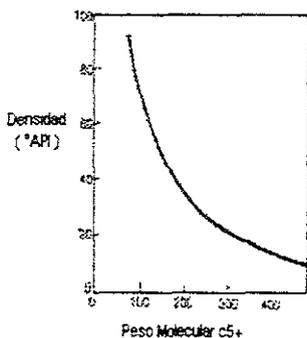


Fig. 2.8. Gráficas para determinar las PMM²⁴.

En la literatura se pueden encontrar una variedad de correlaciones algebraicas, para predecir la PMM en función de la temperatura, tipo de solvente y la composición del crudo. A continuación se presentan unos ejemplos de ellas:

CORRELACIÓN DE GLASO⁷:

$$PMM = 29479 - 3.404M_{WC_7} - \left[1.7 \times 10^{-9} M_{WC_7} + e^{(78633M_{WC_7} - 1.058)} \right] T_{yac} - 1212X_{C_2-C_4}$$

donde :

PMM = Presión mínima de miscibilidad (lb/pg²)

M_{WC₇} = Peso molecular de la fracción c₇⁺

X_{C₂-C₄} = Fracción mol de C₂ a C₄

CORRELACIÓN DE CRONQUIST⁷:

$$PMM = 15.988T \left(0.744206 + 0.001138 M_w C_4 C_5 + 0.015279 X_{C_4-N_2} \right)$$

donde :

PMM = Presión mínima de miscibilidad (lb/pg²)

M_{wC₅₊} = Peso molecular de la fracción C₅₊

X_{C₄+N₂} = Fracción mol de C₄ más N₂

CORRELACIÓN DEL NATIONAL PETROLEUM COUNCIL⁷:

PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD VS DENSIDAD	
CONDICION	PMM (lb/pg ²)
°API < 27	PMM = 4000
30 < °API > 27	PMM = 3000
°API > 30	PMM = 1200

CORRECCIÓN POR TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	
TEMPERATURA(°F)	PRESIÓN ADICIONAL REQUERIDA (lb/pg ²)
T < 120	PMM = PMM
150 < T > 120	PMM = PMM + 200
200 < T > 150	PMM = PMM + 350
250 < T > 200	PMM = PMM + 500

Donde:

PMM = Presión mínima de miscibilidad (lb/pg²)

°API = Densidad

T = Temperatura (°F)

CORRELACIÓN DE ALSTON⁶:

$$PMM = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (M_{WC_5})^{1.78} \left(\frac{X_{VOL}}{X_{INT}} \right)^{0.136}$$

Donde:

PMM = Presión mínima de miscibilidad (lb/pg²)

T = Temperatura del yacimiento (°F)

M_{WC₅} = Peso molecular de la fracción de C₅- en el aceite

X_{vol} = Fracción molar del componente volátil del aceite suponiendo C₁+N₂

X_{int} = Fracción molar de los componentes intermedios del aceite, suponiendo que consiste de C₂ hasta C₄ y H₂S

Para aceites con fracciones casi iguales de componentes volátiles e intermedios, el factor de correlación (xvol / X_{int})^{0.126} es casi la unidad (1).

CORRELACIÓN DE W. F. YELLING Y R. S. METCALFE⁷.

W.F. Yelling y R.S. Metcalfe⁷ presentaron una correlación para determinar la presión mínima de miscibilidad (PMM) de sistemas CO₂-aceite. Con la temperatura del yacimiento se entra a la correlación y se determina la PMM, si resulta menor que la correspondiente presión de saturación del aceite entonces se corrige igualándola a esta última.

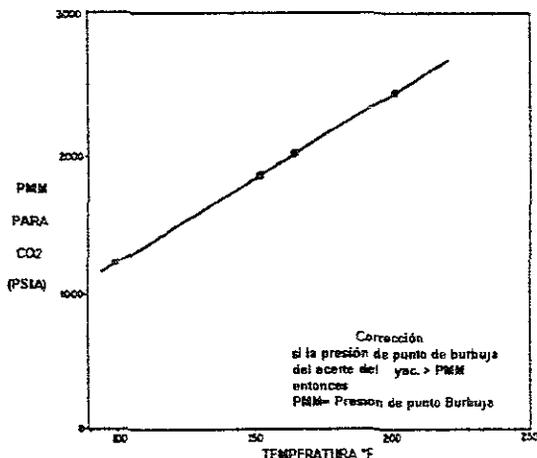


Fig. 2.9. Gráfico para predecir la PMM de W.F. Yelling y R.S. Metcalfe con CO₂²⁴.

2.4 TÉCNICAS DE PRESELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA INYECCIÓN DE CO₂

Actualmente existen una gran cantidad de procesos que se clasifican como técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP). La práctica ha demostrado que su aplicación es eficiente si las propiedades del yacimiento y de los fluidos residentes son favorables. Cada una de estas técnicas no deben ser aplicadas a un yacimiento de petróleo sin un análisis previo detallado de factibilidad técnico-económico. Un análisis de este tipo, para cada una de las técnicas de RMP, requiere de grandes recursos económicos y de un consumo de tiempo que resultaría excesivo.

Por lo anterior es preferible realizar un análisis previo de preselección de aquellas técnicas de RMP que, con base en las características generales del yacimiento y sus fluidos, ofrezca las mayores posibilidades de éxito en su aplicación.

Para que un yacimiento sea candidato a la inyección de CO₂ miscible, la presión de miscibilidad deberá ser alcanzada a un volumen significativo del yacimiento. La presión de miscibilidad para CO₂ es con frecuencia significativamente menor que la presión requerida para la miscibilidad con gas natural ó nitrógeno, lo cuál proporciona al CO₂ una mayor ventaja comparada con estos gases. La opción para la inyección miscible con gas natural ó nitrógeno es limitada, porque se requiere una alta presión para lograr una miscibilidad dinámica, la cual es inalcanzable en muchos yacimientos. Sin embargo este no es el caso del CO₂ y la miscibilidad puede ser alcanzada en profundidades someras para un amplio rango de aceites, aún así en algunos casos la miscibilidad con CO₂ no será alcanzada

Generalmente, los yacimientos someros (aproximadamente 609.6 m) no son candidatos, debido a su poca profundidad, la presión del yacimiento es baja y se tiene una baja presión de miscibilidad, la cual usualmente no puede ser alcanzada a excepción de yacimientos fracturados. La presión de miscibilidad se incrementa con el decremento de la densidad °API del aceite y yacimientos que contienen aceites con densidad menor a 25 °API generalmente no van a ser candidatos a la inyección de CO₂ porque se requiere una alta presión de miscibilidad⁸.

La viscosidad del aceite y la heterogeneidad del yacimiento también determinan la susceptibilidad de un yacimiento para la inyección de CO₂. Debido a que el CO₂ tiene una viscosidad baja, la relación de la viscosidad del solvente, a la viscosidad del aceite del yacimiento puede ser desfavorable; y la relación de movilidad del desplazamiento puede ser desfavorable a menos que la permeabilidad relativa del CO₂ sea reducida suficientemente por la alternativa de inyección de agua, precipitación de semisólidos o líquidos pesados, u otros factores para mantener la relación de movilidad favorable. Una relación de movilidad desfavorable afecta el barrido del aceite y puede apresurar la destrucción del bache miscible de CO₂ por digitación viscosa. Por estas razones, los yacimientos que contienen aceites de viscosidad relativamente alta no son buenos candidatos para la inyección de CO₂ miscible.

Por lo anterior, el comportamiento en términos de aceite recuperado por pie cúbico de CO₂ inyectado decrece con el incremento de la viscosidad del aceite. El límite superior para la viscosidad del aceite es determinado por aspectos económicos en la evaluación del yacimiento, entre 10 a 12 cp sugieren en varias publicaciones⁸.

En la inyección miscible de CO₂, la heterogeneidad de los yacimientos provoca excesiva producción de CO₂ que deberá ser evitada. Varias investigaciones sobre la estratificación y fracturamiento del yacimiento, demostraron que estas características pueden reducir el porcentaje de aceite recuperado referido a la cantidad de pies cúbicos de CO₂ inyectado obteniendo así resultados no económicos, por tal motivo los yacimientos con estas características no deben ser candidatos factibles para la inyección miscible de CO₂. La historia de producción de agua, geología, registros y pruebas de pozo pueden ser indicadores de la heterogeneidad del yacimiento⁸.

En los procesos miscibles, los factores económicos determinan la saturación mínima de aceite que es aceptada para la inyección de CO₂. La saturación de aceite no debe ser menor a 20 % PV (volumen poroso hidrocarburo) del yacimiento candidato a la inyección de CO₂

En la Tabla 2.2. se trata de dar una idea más clara de los requerimientos necesarios para la preselección de yacimientos candidatos a la inyección de CO₂

REGLAS PARA LA PRESELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA INYECCIÓN DE CO₂

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	REQUERIMIENTOS
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Saturación del aceite % VP Tipo de formación Permeabilidad promedio (md) Temperatura (°F) Profundidad (ft) Porosidad Espesores (ft)	> 25 ° API < 10 cp Altos porcentajes de hidrocarburos intermedios especialmente (C ₅ – C ₁₂) > 20 – 55 Arenisca y Carbonatos No crítica No crítica > 2500 ft (> 750 m) No crítica Amplio rango
FACTORES POSITIVOS: *Buena eficiencia de barrido *Razonables rangos de productividad *Formación homogénea *Alta inclinación	
FACTORES NEGATIVOS: *Severa heterogeneidad del yacimiento *Zonas adyacentes de pérdida (casquetes de gas) *Sistemas de fracturas dominantes *Disponibilidad del CO ₂ *Empuje hidrostático	

Tabla 2.2 ^{4,5,9,12,22}

CAPÍTULO 3

FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

3.1 RELACIÓN DE MOVILIDADES

La ecuación de Darcy¹¹, describe el flujo de los fluidos en un medio poroso, la cual relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión, por medio de un factor de proporcionalidad, como se ilustra en la ecuación 3.1.

$$u_f = \frac{K_f}{\mu_f} \frac{dp}{dx} \quad 3.1$$

Donde:

u_f = Velocidad superficial, cm/s

K_f = Permeabilidad, md

p = Presión, atm

x = Longitud, cm

μ_f = Viscosidad, cp

El índice f representa el fluido desplazante en particular.

El factor de proporcionalidad denominado movilidad del fluido, es una medición de la facilidad con la cual se representa el flujo de fluidos a través de la roca, y es definido como la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido, dividido por la viscosidad del fluido.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad 3.2$$

Cuando un fluido desplaza a otro, la relación de movilidades M , del desplazamiento es definido como la movilidad del fluido desplazante dividido por la movilidad del fluido desplazado³.

$$M = \frac{K_f \mu_o}{\mu_f K_o} \quad 3.3$$

Para desplazamientos miscibles, sin flujo de agua, las permeabilidades al aceite y el solvente son iguales; por lo tanto la relación de movilidades en ese caso, es una simple relación de viscosidades del aceite y el solvente:

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_s} \quad 3.4$$

De acuerdo con el uso convencional, las relaciones de movilidades menores de la unidad ($M < 1$) se denominan "favorables" y las mayores a la unidad ($M > 1$) son "desfavorables" ⁴. La relación de movilidades es uno de los parámetros más importantes del desplazamiento miscible, una favorable relación de movilidad entre el fluido desplazado y el desplazante mejora la eficiencia de desplazamiento microscópica y macroscópica y el comportamiento del bache de solvente; y consecuentemente aumentando la relación de Movilidades ($M > 1$), disminuye el área barrida. El valor de la movilidad depende de la saturación del fluido.

3.2 DISPERSIÓN

El estudio de la dispersión y la difusión en medios porosos es de gran interés debido a la influencia que tienen sobre los procesos miscibles, ya que existe la posibilidad de perder la miscibilidad por disipación del fluido miscible o por la canalización (digitación) a través de la zona miscible.

Dispersión: es la mezcla adicional entre dos fluidos cuando están en movimiento causada por un flujo no uniforme o por los gradientes de concentración resultante.

Difusión: es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición; esta tendencia es el efecto del movimiento errático de sus moléculas. La difusión entre dos fluidos se expresa si no hay cambio de volumen en la mezcla resultante.

La difusión y la dispersión son dos mecanismos que pueden ocasionar que el bache se mezcle y se disipe. Por otra parte, la dispersión puede suavizar la digitación.

Suponiendo un desplazamiento miscible, en donde, un solvente miscible al primer contacto es inyectado en un tubo lineal empacado con arena para desplazar un aceite que tiene la misma densidad y viscosidad que el solvente. El mezclado entre el solvente y el aceite en el paquete de arena da como resultado un perfil de concentración del solvente en forma de S como el mostrado en la Fig. 3.1. Al principio el solvente es producido a baja concentración, seguido por un periodo de creciente concentración y finalmente por un periodo donde la concentración del afluente se aproxima gradualmente a la concentración inyectada. A causa de este mezclado, una zona de transición de la mezcla solvente/aceite separan 100 % de solvente de 100 % de aceite. Este mezclado en la dirección de flujo es conocido como "*dispersión longitudinal*"¹⁰, Fig. 3.2.

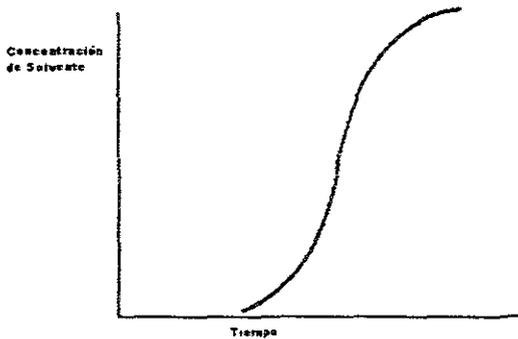


Fig. 3.1. Perfil de concentración de solvente producido de un tubo empacado con arena en un experimento con igual viscosidad y densidad¹⁰.

Ahora suponiendo el mismo desplazamiento realizado en un modelo de dos dimensiones como el mostrado en la Fig. 3.2, que contiene dos capas de arena, siendo una de las capas mucho más permeable que la otra tal que el solvente, el cual es inyectado transversalmente en la cara izquierda del modelo, entra en su mayor parte a la capa permeable. En este desplazamiento, el solvente no solo se mezcla con el aceite por dispersión longitudinal en la dirección de flujo, sino además se mezcla con el aceite transversalmente en la capa de menor permeabilidad como lo indica la figura. Si las concentraciones fueran medidas in-situ a través de la sección marcada AA, un perfil de concentración en forma de S nuevamente sería formado. Este mezclado transversal a la dirección de flujo es conocido como "*Dispersión transversal*"¹⁰.

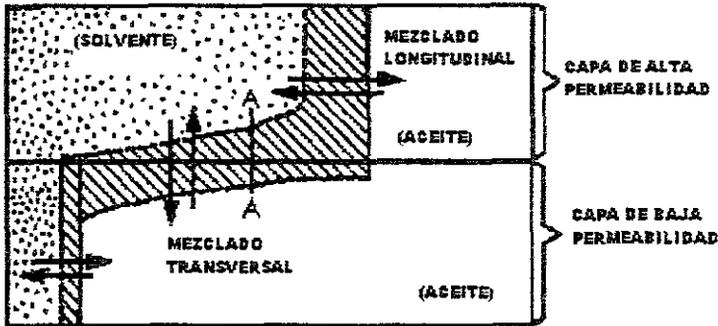


Fig. 3.2 Mezclado de solvente y aceite por dispersión transversal y longitudinal¹⁰.

La dispersión longitudinal y transversal puede influir fuertemente en el desplazamiento miscible. El mezclado por dispersión también modera las diferencias de viscosidad y densidad entre el solvente y el aceite, en algunos casos, esta moderación puede ser suficiente para alterar significativamente el comportamiento de flujo.

Por otra parte, también se ha visto que la dispersión transversal es más importante que la dispersión longitudinal en yacimientos no estables gravitacionalmente; esto es porque en la mayoría de los desplazamientos la digitación de solvente penetra en el aceite por varias razones, una de las cuales es la exposición de una gran superficie areal de aceite frente a una pequeña área de la interface solvente/aceite en la punta de la digitación. La dispersión transversal puede afectar el aumento de la digitación viscosa y de esta manera tener una influencia sobre el barrido, además, puede moderar el crecimiento de una digitación por gravedad de solvente y esto puede diluir severamente el bache de solvente en comunicación con el estrato, pero también puede afectar el crecimiento de la digitación y tener una influencia sobre el barrido, así como en la segregación del solvente¹⁰

En desplazamientos gravitacionales estables, en yacimientos inclinados, la dispersión longitudinal es muy importante. Por ejemplo, cuando el solvente desplaza al aceite en forma descendente, la gravedad provocará que los fluidos sean segregados, evitando que el solvente se digite dentro del aceite.

Existen tres mecanismos que contribuyen al mezclado de fluidos miscible: ¹³

1. *-Difusión molecular*: Resultado del movimiento por diferencia de concentraciones moleculares entre dos fluidos.
2. *-Dispersión convectiva microscópica*: Resultado del patrón de flujo causado por heterogeneidades de la roca, que son pequeñas comparadas con las dimensiones de núcleos de laboratorio.
3. *-Dispersión convectiva macroscópica*: Resulta del patrón de flujo causado por heterogeneidades en la permeabilidad, que son mayores comparadas con las dimensiones de núcleos de laboratorio, pero son más pequeñas que el espesor del yacimiento.

DIFUSIÓN MOLECULAR Y DISPERSIÓN CONVECTIVA MICROSCÓPICA

Si dos fluidos son miscibles, las moléculas de un fluido podrán difundirse dentro del otro fluido como un proceso espontáneo y la razón puede explicarse de la siguiente manera:

Si se consideran dos fluidos en contacto en un plano, dentro de cada fluido las moléculas tendrán un movimiento aleatorio, que depende de la temperatura absoluta. Este movimiento es isotrópico, es decir, en cualquier región homogénea existe un número igual de moléculas moviéndose en todas direcciones y con la misma distribución de velocidades. En el plano de separación figuran moléculas de cierta clase (A) a la izquierda y moléculas de otra clase (B) a la derecha. El movimiento aleatorio provoca que algunas moléculas de clase (A) pasen a través del plano hacia el lado derecho y algunas moléculas de clase (B) pasen al lado izquierdo, hasta provocar una mezcla homogénea de los dos tipos de moléculas. A este proceso se le denomina “**Difusión Molecular**”.¹³

Cuando fluyen fluidos en el medio poroso, existe un mezclado en la dirección de flujo, adicional al que podría esperarse solamente por difusión molecular. Este mezclado

adicional causado por flujo o convección será explicado por la teoría de "celda de mezclado" que es ilustrado en la Fig. 3.3.

En tal figura, las trayectorias de flujo 1, 2 y 3 siguen un camino tortuoso a través del medio poroso, aunque la dirección de cada trayectoria será en la dirección de flujo promedio, suponiendo que inicialmente diferentes concentraciones de solvente están viajando a lo largo de cada una de ellas, entonces la concentración del solvente asociada con las trayectorias de flujo 1 y 2 entran al poro A, en donde la concentración de solvente es igualada por difusión molecular de tal manera que una concentración uniforme emerge de este poro. El solvente de composición alterada asociado con la trayectoria de flujo 2 se mezcla en el poro C con el solvente de composición asociada con la trayectoria de flujo 3, y una vez más se iguala la concentración por difusión molecular. En el poro D, vuelve a repetirse el mecanismo y así sucesivamente.¹⁰

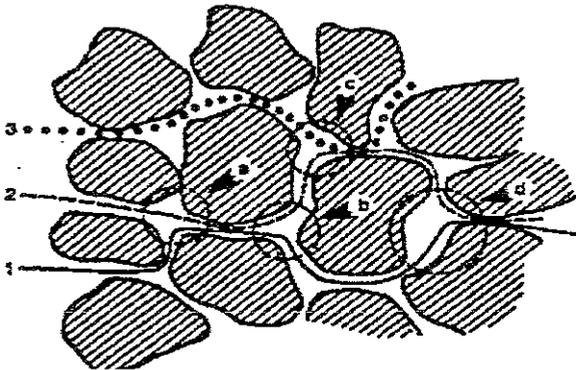


Fig. 3.3 Dispersión convectiva microscópica¹⁰.

La figura, además ilustra como los fluidos son mezclados por dispersión convectiva transversal, donde nuevamente, considera las trayectorias de flujo de flujo 1, 2 y 3, pero suponiendo que la trayectoria de flujo 1 lleva inicialmente solo moléculas de solvente, mientras que las trayectorias de flujo 2 y 3 llevan inicialmente solo moléculas de aceite. En el poro A, los fluidos de las trayectorias de flujo 1 y 2 son mezclados, y la trayectoria

de flujo 2 deja al poro A transmitiendo algo de solvente. En el poro C, el fluido de la trayectoria de flujo 2 es mezclado con el fluido solvente libre de la trayectoria de flujo 3. La trayectoria de flujo 3 ahora, permite al poro C llevar algo de solvente. En este comportamiento el solvente llega a ser progresivamente dispersado en un plano normal a la dirección de flujo¹⁰.

Algunas variables como la distribución del tamaño de grano en el medio poroso, saturaciones de fluido, relación de movilidades, relación de densidades y forma de partículas afectan en algún grado la magnitud de la dispersión.

Un efecto de la saturación del fluido es que altera la distribución del tamaño de poro disponible para el desplazamiento miscible. La gravedad también puede suprimir en algún grado la dispersión por desplazamientos donde el solvente desplaza el aceite hacia abajo.

DISPERSIÓN CONVECTIVA MACROSCÓPICA

Warren y Skiba¹⁰ ilustraron que un alto nivel de dispersión en el yacimiento resulta de las variaciones de permeabilidad dentro del estrato y que la magnitud de la dispersión macroscópica es relacionada al tamaño de las heterogeneidades de la permeabilidad así como en función de la distribución de permeabilidades. Algunas pruebas¹⁰ confirman que en muchos yacimientos, el mezclado por dispersión convectiva macroscópica, es mayor que él debido a la difusión molecular o a la dispersión convectiva microscópica.

3.3 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

Dependiendo del comportamiento termodinámico de fases que muestre el solvente y el aceite durante su desplazamiento a través de la formación porosa y permeable, los procesos se clasifican en *miscibles* o *inmiscibles*.

Un proceso inmisible es de carácter multifásico distinguiéndose una fase rica en solvente y una fase rica en aceite, en el proceso se generan fuerzas interfasiales que favorece el fenómeno de imbibición, el cual genera el movimiento espontaneo de la fase mojante y simultáneamente a la retención de los fluidos en el medio poroso como

resultado de la presencia de fuerzas capilares, debido a que una de las fases presentes moja preferentemente a la roca, ya que en el medio poroso existen al menos dos fases, así el fenómeno capilar actúa en todos los poros, por lo que resulta que estas fuerzas de retención son las responsables de la mayor parte del aceite que se queda como residual en los yacimientos explotados por agotamiento natural o por la inyección de fluidos inmiscibles³.

El proceso miscible es definido como un proceso donde la eficiencia de desplazamiento resulta principalmente de la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el fluido inyectado⁹. El principal objetivo de un proceso miscible es desplazar aceite con un fluido que sea miscible con él, a las condiciones existentes en la interfase entre el fluido inyectado y el banco de aceite existente en el yacimiento

En el *proceso miscible*, los fluidos pueden mezclarse en todas proporciones y permanecer en una sola fase, estas condiciones dependen: del tipo de solvente, presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento. Esta fase es dividida en tres zonas en la formación, en la parte delantera se tiene el banco de aceite, mientras que en la parte posterior se tiene el solvente, y ambos están separados por una zona de mezclado miscible. En este proceso las fuerzas debidas a la tensión interfasial tienden a cero, lo que implica que las regiones porosas conectadas por el frente de desplazamiento, todo el aceite residual pueda ser removido hacia delante.

Uno de los primeros procesos miscibles utilizados en la recuperación mejorada del aceite, fue la inyección de solventes hidrocarburos en formaciones productoras. Los que se dividieron en dos tipos:

- *Procesos Miscibles al primer contacto*: Proceso mediante el cual los fluidos que se inyectan al yacimiento se mezclan directamente con el aceite que contienen con cualquier porción, y su mezcla, resulta en una sola fase homogénea.
- *Procesos Miscibles por contacto múltiple*: En este proceso la miscibilidad es alcanzada por numerosos contactos entre el fluido del yacimiento y el fluido desplazante, también llamados "Procesos por Miscibilidad Dinámica". La miscibilidad es alcanzada por una transferencia de masa in-situ de los hidrocarburos de peso

intermedio; es posible generar un proceso tipo miscible aún cuando los fluidos inicialmente no lo sean, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición, los fluidos son capaces de intercambiar la suficiente cantidad de componentes intermedios, que resultan miscibles después de un número dado de contactos. A este tipo de miscibilidad se denomina por contacto múltiple³.

Al inicio de la década de los años 60's se inyectaban pequeños baches de LPG (gas licuado del petróleo) seguidos de baches de gas pobre, pero como consecuencia del aumento en el precio del solvente hidrocarburo se volvió rápidamente incosteable este proceso, lo que dio lugar al inicio de la década de los 70's el empleo de solventes como el bióxido de carbono, gas de combustión y nitrógeno.

Dependiendo de la dirección en que se efectúe la transferencia de los componentes hidrocarburos entre las fases en contacto, se definen dos tipos de miscibilidad:

Miscibilidad por condensación³ En los casos en que el aceite del yacimiento es pobre en el contenido de intermedios, el gas de inyección requiere tener una riqueza mínima en estos componentes, para que el proceso resulte miscible a alguna presión de desplazamiento práctica, lo cual se logra después que los componentes intermedios del gas se condensan en el aceite en una cantidad suficiente después de varios contactos para generar un frente de desplazamiento miscible. En este proceso el gas de inyección que primero se pone en contacto con el aceite del yacimiento lo hace en forma inmisible, pero debido al gradiente composicional existente entre ambas fases, da lugar a un intercambio de componentes que es parcial, dada la alta movilidad de la fase gaseosa la cual se mueve hacia delante contactando aceite de composición original, con el que complementa su transferencia de componentes intermedios. La fase líquida en el frente de desplazamiento es nuevamente contactada con nuevo gas de inyección, el cual le cede parte de sus componentes. El proceso se repite hasta que el gas de inyección encuentra una fase líquida con la cual ya es miscible.

Miscibilidad por evaporación³ En este proceso la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el fluido de inyección se crea in-situ, por la transferencia de componentes intermedios y más pesados, en este caso, del aceite al gas desplazante, el cual puede ser gas natural o gases no hidrocarburos, como el nitrógeno, bióxido de carbono o mezclas

de ellos. En este proceso, el aceite del yacimiento requiere tener una composición con un mínimo de componentes de peso molecular intermedio y el gas de inyección necesita inyectarse a una presión más alta, para proporcionar la vaporización de dichos componentes en el grado requerido.

Los parámetros que limitan el desarrollo de la miscibilidad en ambos procesos son: la composición de los fluidos, la presión de inyección y la temperatura. A mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio contenido en el aceite, para el caso del mecanismo de vaporización, o en el gas de inyección, para el proceso de condensación, los requerimientos de presión de inyección disminuyen. O bien, un aumento en la presión de inyección reduce la región de dos fases, y así los requerimientos de concentración de componentes de peso molecular intermedio decrecen.

Si un volumen relativo de CO₂ es inyectado para movilizar y desplazar aceite residual, a través de contactos múltiples entre el CO₂ y la fase de aceite⁹, el CO₂ desarrolla miscibilidad por evaporación, además de vaporizar componentes de peso molecular intermedio es capaz de extraer selectivamente componentes tan pesados con C₃₀ o más pesados. Esta característica del CO₂ le da su principal ventaja, ya que la presión para generar miscibilidad, es significativamente menor que con gas natural, nitrógeno y adicionalmente él poder alcanzar miscibilidad para un mayor número de yacimientos, ya que el contenido de componentes intermedios en el aceite es menos crítico, comparado con lo requerido por los otros gases.

El CO₂ se disuelve en el aceite reduciendo su viscosidad, incrementando su volumen, su permeabilidad relativa y bajando la tensión interfacial lo que permite extraer al aceite atrapado en los poros pequeños por agotamiento natural o inyección de agua. El CO₂ tiene una más baja viscosidad comparada con la del aceite dando una relación de movilidad desfavorable, lo cual ocasionará una rápida surgencia de desplazante en los pozos productores. Es práctica común inyectar agua alternada con gas, para mejorar la movilidad, Fig. 3.4. la máxima producción ocurre después de la surgencia del CO₂.

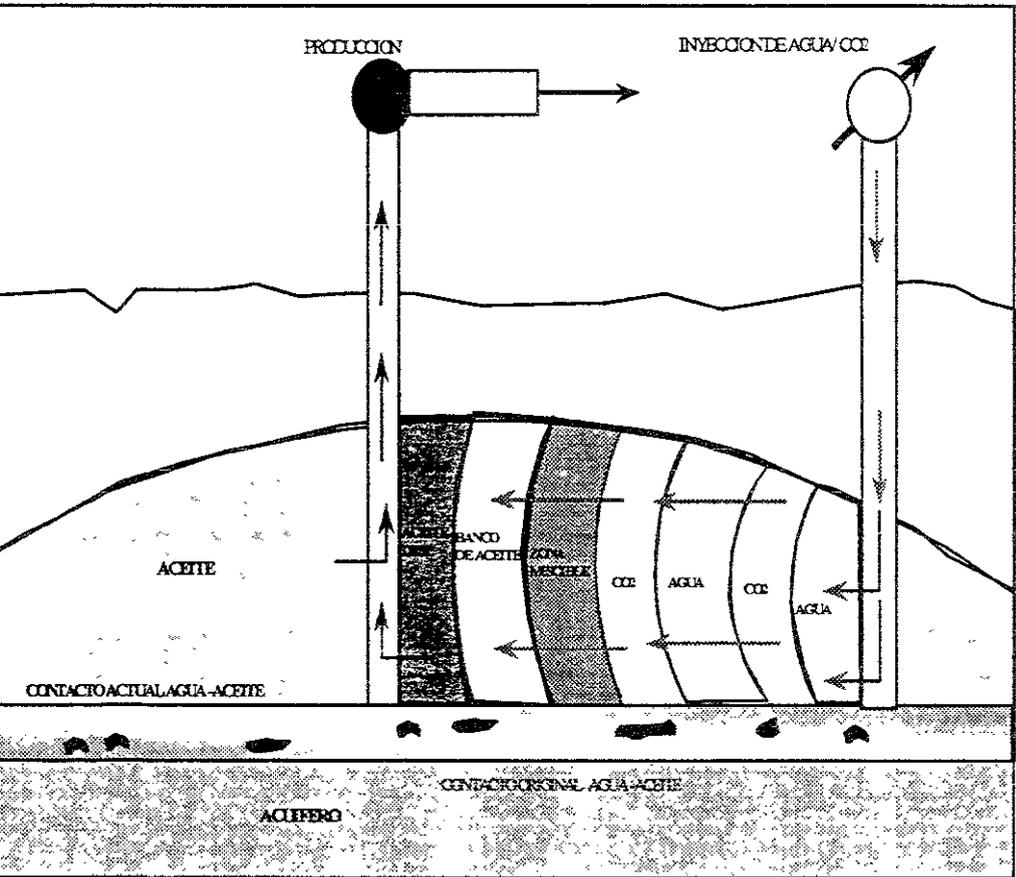


Fig. 3.4. Mecanismo de producción de aceite por inyección de CO₂²⁴.

3.4 DIGITACIÓN VISCOSA

La digitación, fenómeno asociado con el desplazamiento miscible, es el avance irregular del solvente (dedos) en el frente de desplazamiento, debido al empleo de un fluido menos viscoso para desplazar a otro más viscoso¹³.

La Fig. 3.5, muestra los frentes de desplazamiento a la surgencia, para diferentes relaciones de movilidades y diferentes volúmenes de poro inyectado.

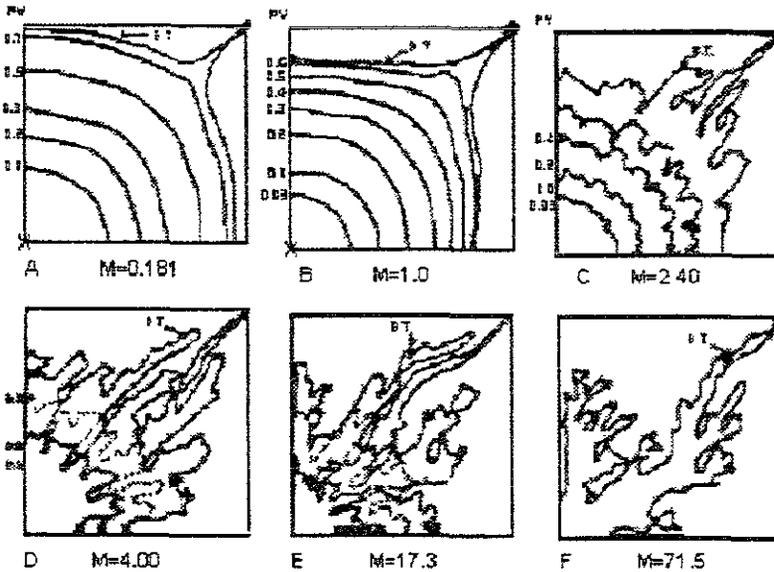


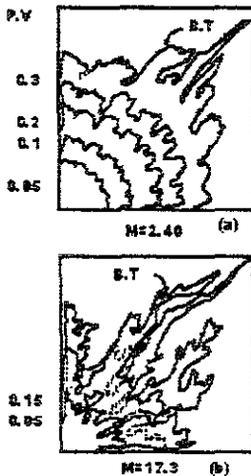
Fig. 3.5. Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidades y volúmenes de poros inyectados hasta la surgencia¹⁰.

Se observa que cuando $M \leq 1$, el frente es radial, hasta el momento en que se forma un dedo central causado por la influencia del pozo productor. Para estas condiciones el aceite es desplazado eficientemente antes que el solvente, y este último no penetra dentro del aceite excepto por dispersión. El frente de desplazamiento es estable, desarrolla una zona de mezclado y crece de acuerdo a los principios de dispersión¹⁰.

Cuando $M > 1$, el desplazamiento tiene características totalmente diferentes, el frente irá perdiendo su forma radial y habrá un rápido surgimiento con un menor volumen de poros inyectados, pero el desplazamiento se hará independiente de la influencia del pozo productor. El frente del solvente es inestable y se desarrolla una digitación del solvente que penetra dentro del aceite de manera irregular. Esta digitación viscosa resulta al inicio del rompimiento del solvente lo cual genera una pobre recuperación de aceite, para dar un alto volumen del solvente inyectado, comparado si el frente de desplazamiento se mantiene estable¹⁰.

En consecuencia, se observa que el número de dedos desarrollados crecía a un valor bajo de M y disminuían con un incremento en M .

La Fig. 3.6a y 3.6b ilustran las digitaciones viscosas en modelos de laboratorio areales de 5 pozos. En estas ilustraciones, la severidad de la digitación areal se incrementa cuando la relación de movilidad es más desfavorable resultando una surgencia temprana del solvente.



La razón por la cual el frente de desplazamiento es inestable cuando la relación de movilidad es desfavorable puede ser observada en la Fig. 3.7. Donde el solvente desplaza al aceite linealmente a una porosidad promedio; la cual inicialmente estaba completamente saturada con aceite. La relación de movilidad en este caso es la relación de viscosidades entre el aceite y el solvente.

El frente entra en la región de alta permeabilidad momentáneamente viajando más rápidamente que el resto del frente, causando una pequeña protuberancia a una distancia ϵ , observada en la Fig. 3.7.

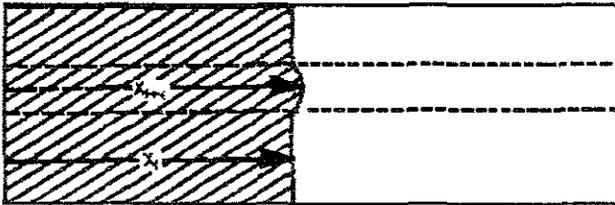


Fig. 3.7. Modelo simplificado del frente de inestabilidad¹⁰.

El proceso de la digitación inicial, es atribuido a la presencia de la variación de la permeabilidad. La digitación inicial es fácil de visualizar en una porosidad promedio, donde la estructura del poro es microscópicamente o superficialmente heterogénea, estas pequeñas variaciones microscópicas son suficientes para iniciar la digitación.

Una vez que la digitación, es iniciada, crece longitudinalmente, el resultado de un patrón de digitación asemeja ramas y ramitas de un árbol. Fig. 3.6a y 3.6b Una vez que se incrementa la relación de movilidad se incrementa la viscosidad inestable y consecuentemente se incrementa la relación a la cual la digitación crece¹⁰.

Aun cuando la digitación crece longitudinalmente, también puede crecer en amplitud, esto se logra por la combinación de la propagación por dispersión transversal, por anulación de pequeños dedos, por dispersión transversal y fusión – unión de pequeña digitación dentro de los dedos más desarrollados.

Estos mecanismos trabajan para controlar el crecimiento en longitud de la digitación por mezclado de solvente/aceite, que moderan la relación de viscosidad efectiva del desplazamiento. La dispersión longitudinal es un factor poco importante en el crecimiento de la longitud de la digitación; una relación alta de dispersión transversal puede estabilizar el desplazamiento de la digitación.

3.5 EFICIENCIA AREAL Y VERTICAL

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

La eficiencia de barrido areal (E_A) es la fracción del área total del yacimiento que es invadida por el fluido inyectado. De esta manera, la eficiencia de barrido puede ser aumentada por el mejoramiento del patrón de barrido.

Los factores que determinan el barrido areal son¹²:

- ☑ Las movilidades de los fluidos (permeabilidad/viscosidad).
- ☑ Tipo de patrón.
- ☑ Heterogeneidad areal.
- ☑ Extensión del campo desarrollado.
- ☑ Volumen total de fluido inyectado.

La eficiencia del patrón de barrido areal, es el área fraccional de un patrón que será invadida por el fluido inyectado a un volumen de inyección dado; es principalmente función de las movilidades de los fluidos y del tipo de patrón. Craig¹² (1971) ha realizado estudios de eficiencia de barrido para diferentes tipos de patrones y ha presentado correlaciones que grafican el barrido areal contra la relación de movilidades (M), o una relación de viscosidades¹².

Para un proceso secundario de desplazamiento miscible, con relación de viscosidad (movilidad) de 100, se obtiene de la Fig. 3.8 que E_A a la surgencia es 0.40. Esta eficiencia de barrido areal es mucho menor que la de un desplazamiento inmisible.

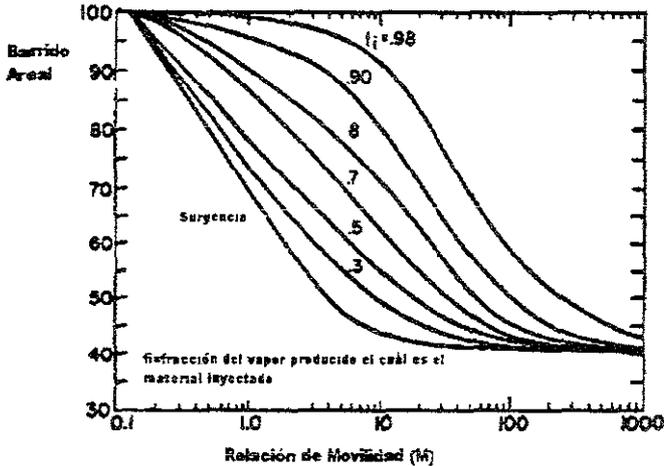


Fig. 3.8 Eficiencia de barrido como una función de la relación de movilidades para un patrón de cinco pozos a varios cortes de producción¹².

Por otra parte, para incrementar la eficiencia de barrido areal de desplazamientos miscibles, Caudle y Dyes (1958)¹² investigaron la inyección simultánea de solvente y agua, cuyo objetivo es reducir la movilidad del solvente en la zona de barrido, disminuyendo la permeabilidad relativa. Ellos recomendaron la inyección de un bache de solvente lo suficientemente grande para mantener un banco de solvente entre el aceite y el avance del frente de agua y conduciendo este banco a través del yacimiento por inyección simultánea de agua y solvente (o algún fluido miscible con el solvente)¹².

Actualmente se estudia el uso alternativo de espuma (tratado en este capítulo en la sección 3.7) para reducir la viscosidad y por medio de esto aumentar el barrido areal para sistemas de inyección de CO₂ y vapor.

Para un proceso terciario de inyección de miscibles, el agua será desplazada por aceite (si un banco de aceite libre se desarrolla) o, más propiamente por alguna mezcla de aceite y solvente. De esta manera, el barrido areal es determinado por la movilidad del agua del frente y la movilidad efectiva de la mezcla solvente-aceite detrás del frente de desplazamiento. Mientras la evaluación de la movilidad del agua es directa, el factor de la viscosidad de la fase no acuosa detrás del frente puede variar desde la del aceite hasta la del solvente puro esto hace difícil determinar la relación de movilidad efectiva. De cualquier modo, permite considerar dos extremos: que el desplazamiento de agua y la eficiencia de barrido pueden ser caracterizados por agua desplazando al aceite y que el desplazamiento de agua es caracterizado por agua desplazando al CO₂.

La Fig. 3.9 muestra las curvas de flujo fraccional para estos dos casos, suponiendo $\mu_w = \mu_o = 0.3$ cp, $\mu_c = 0.03$ cp. Además muestra las líneas tangentes de Welge para el proceso. Para estos casos las condiciones de saturación de agua inicial y flujo fraccional son $S_w = 1 - S_{wv}$ para una inyección de agua y $f_w = 1$. Por lo tanto las líneas tangentes empiezan a esta condición.

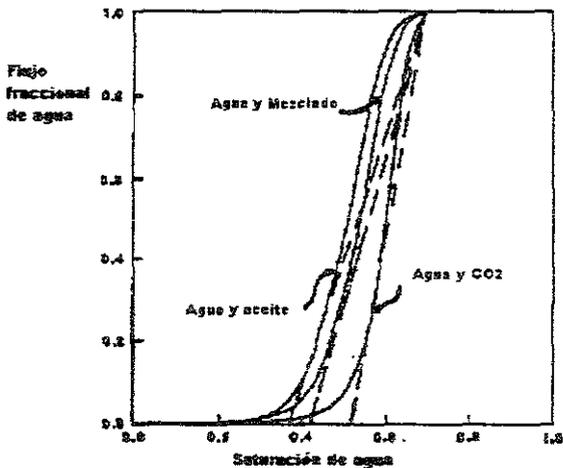


Fig. 3.9 Flujo fraccional de agua para varios fluidos desplazados¹².

Para agua desplazando aceite, la saturación de agua promedio detrás del frente es 0.375, mientras $S_{wporo} = 0.520$ para agua desplazando solvente. La Tabla 3.1 muestra la relación de movilidades estimada y barrido areal para estos casos. También incluidos en la Fig. 3.9 y la Tabla 3.1 están los resultados para agua desplazando una mezcla de 22% solvente y 78% aceite. Estas corresponden a la viscosidad efectiva para desplazamientos miscibles. La relación de movilidad relativamente baja ($M < 3$) en la Tabla 3.1 indica que la eficiencia de barrido areal de un desplazamiento miscible terciario es más alta de la que puede esperarse cuando solamente las viscosidades de los fluidos son consideradas. El volumen de poros inyectado a la surgencia depende no solamente del barrido areal sino además de la eficiencia de desplazamiento de la zona barrida. Los volúmenes a la surgencia son dados por la ecuación 3.5, suponiendo un barrido vertical del 100%,

$$\left(V_{pl} \right)_{bt} = E_{A_{bt}} \left(S_{wi} - \bar{S}_{w_{bt}} \right) \quad 3.5$$

Fluido desplazado	μ	S_w	$K_{rel}(S_w)$	M	$(E_A)_{bt}$
Aceite	0.3	0.375	0.34	1.13	0.68
Solvente	0.03	0.520	0.08	2.67	0.55
Mezcla	0.16	0.415	0.24	1.50	0.64

Tabla 3.1. Relación de movilidades estimada y barridos areales para un desplazamiento terciario miscible¹².

Así que, para agua desplazando solvente, la surgencia podrá ocurrir alrededor de 0.10 VP inyectado mientras, si el aceite es el fluido desplazante efectivo, la surgencia ocurre alrededor de 0.22 VP. Donde VP es el volumen del fluido medido en volúmenes de poro inyectados.

EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL

La eficiencia de barrido vertical (E_v) es la fracción de la sección vertical de un yacimiento que es contactada por el fluido inyectado. La eficiencia de barrido vertical es función:

- ∩ De la heterogeneidad vertical
- ∩ Del grado de segregación gravitacional (dependiente de la inclinación, permeabilidad vertical y horizontal) en el yacimiento.

Al igual que el barrido areal, el barrido vertical puede aumentarse incrementando el volumen total de inyección. El barrido máximo es obtenido cuando el avance del frente de desplazamiento a través del yacimiento se realiza como un plano perpendicular al plano de estratificación. Cualquier fuerza que actúe para distorsionar este plano puede reducir el barrido vertical, y a la inversa, cualquier fuerza que sirva para llevar un frente distorsionado próximo a la perpendicular puede incrementar el barrido vertical¹².

Yacimientos inclinados

Hawthorne¹² (1960) considero los casos de estabilización de la gravedad para situaciones donde la eficiencia de desplazamiento será uno y donde las interfaces estabilizadas podrán desarrollarse. Considera el desplazamiento miscible mostrado en la Fig. 3.10, donde el desplazamiento se realiza buzamiento abajo. En la cual, α es el ángulo de inclinación y β es el ángulo de la interface relativa a la horizontal.

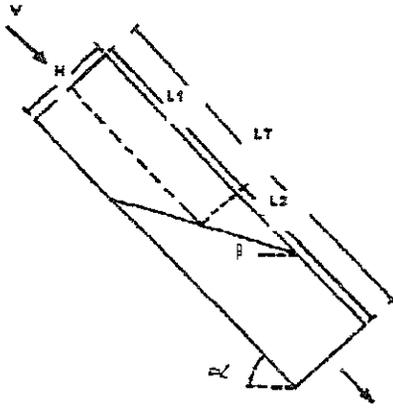


Fig. 3.10 Geometría del sistema de Hawthorne (1960)¹².

Dumoré¹² mostró que, si la zona de transición entre el solvente (gas) y el aceite es considerada, se presenta un criterio de estabilidad adicional (llamado el gasto estable), este es dependiente de la composición de la mezcla, densidad, y viscosidad. A gastos menores que el gasto estable, no se desarrolla digitación viscosa, el desplazamiento es totalmente estable y es dominado por un frente de avance por gravedad; por otra parte, a gastos entre el gasto estable y el crítico, parte de la zona de transición forma digitaciones viscosas y el desplazamiento es parcialmente estable; finalmente para gastos que exceden el gasto crítico, el proceso es totalmente inestable y el barrido vertical es dominado por digitación viscosa en vez de la gravedad. La Fig. 3.11 muestra resultados de experimentos realizados por Dumoré para desplazamientos miscibles en la dirección vertical. Como se esperaba, la recuperación a la surgencia disminuyó, cuando el gasto excede al gasto estable desarrollándose así digitación viscosa. Una reducción en la recuperación ocurre a gastos cercanos al gasto crítico donde la digitación viscosa domina¹².

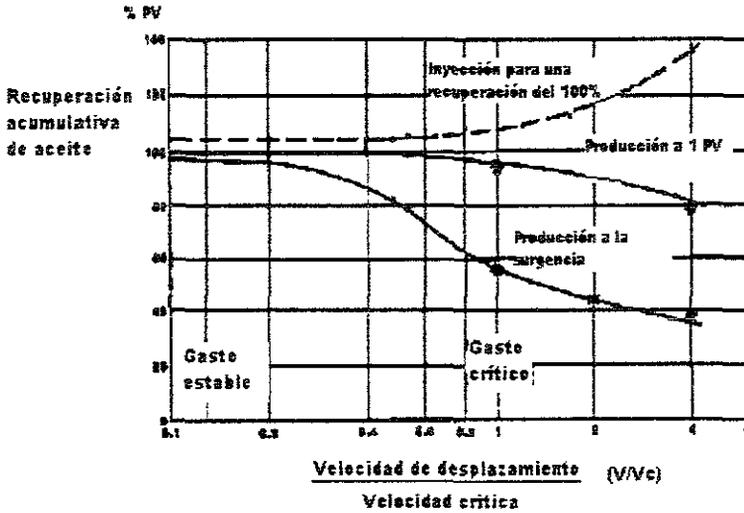


Fig. 3.11 Resultados experimentales de conducción lineal de solvente en dirección vertical descendente¹².

Gardner y Ypma¹² (1982) tienen postulado que, alta dispersión de solvente ayudara a retardar el crecimiento de la digitación viscosa y permitirá que la inyección de gas pueda ser aplicada a altos gastos sin aparición de digitación viscosa¹².

El volumen poroso inyectado a la surgencia es:

$$(V_{pl})_{bl} = (S_{oi} - S_{org}) \left[1 - \frac{1}{2} \frac{\frac{h}{L_t}}{\tan(\alpha - \beta)} \right] \quad 3.6$$

Entonces el barrido areal y la eficiencia de desplazamiento se suponen igual a uno, por lo tanto, el barrido vertical a la surgencia es igual a la recuperación a la surgencia. Por lo que,

$$(E_v)_{bl} = 1 - \frac{1}{2} \frac{\frac{h}{L_t}}{\tan(\alpha - \beta)} \quad 3.7$$

Donde:

$$L_1 = L_1 + L_2 \text{ (ft)}$$

L_1 = Longitud de la zona de gas. (ft)

L_2 = Zona de aceite. (ft)

h = Espesor. (ft)

Yacimientos horizontales

Craig y otros¹² (1957) estudiaron la eficiencia de barrido vertical para inyecciones horizontales a bajos gastos donde, el desplazamiento será caracterizado como estable (sin digitación viscosa con barrido vertical dominado por digitación por gravedad). Para cada sistema, las eficiencias areal y de desplazamiento son uno, de manera que la eficiencia de barrido volumétrica es esencialmente la eficiencia de barrido vertical.

Blackwell y otros¹² (1960) sugirieron usar simultáneamente la inyección agua / solvente para incrementar el barrido vertical en desplazamientos miscibles. Resultados de laboratorio¹² mostraron que la inyección simultánea de agua y solvente a una relación de 3 a 1 resultó en una recuperación de 83 % a 1 HCPV inyectado y cerca del 70% para la inyección de solvente convencional. Una inyección de agua da una recuperación de cerca de 68 % para el mismo sistema.

Warner¹² (1977) realizó estudios de inyección de CO₂ terciarios que indicaron la segregación gravitacional de agua y CO₂. En estos resultados la recuperación de aceite podrá incrementarse por el uso de inyección simultánea de CO₂ y agua por el uso de procesos WAG (inyección alternada de gas y agua)

En el trabajo de Later y Fayers (1981)¹² se analizaron los aspectos de la segregación gravitacional de CO₂, estudiaron cuatro casos principales: (1) inyección de CO₂ continua; (2) inyección de CO₂ como un bache para 500 días, seguido por una corriente de agua; (3) inyección de CO₂ como un bache para 1000 días, seguido por una corriente de agua; y (4) inyección simultánea de CO₂ en la parte inferior y agua en la parte superior para 1000 días, seguido por una corriente de agua. El caso 1 logró una recuperación de 45 % del banco de aceite después de 3000 días de inyección de CO₂. El caso 2 logra una

recuperación de 32 % después de 1000 días de la corriente de agua. El caso 3 dio una recuperación de 42 % después de 1200 días de corriente de agua. La inyección simultánea en el caso 4 produjo una recuperación de 40 % después de 700 días de corriente de agua y se presenta para ser el más económico en términos de utilización del CO₂.

HETEROGENEIDAD VERTICAL

El efecto de estratificación o heterogeneidad vertical es discutido extensamente por Craig¹² (1971). El método comúnmente usado de caracterización de heterogeneidad vertical es el coeficiente de variación de permeabilidad propuesto por Dykstra & Parsons (1951), el cual hace uso del factor de las permeabilidades de la roca que son usualmente distribuidas en una gráfica logarítmica de forma normal. En la determinación del coeficiente de Dykstra & Parsons (V_{DP}), los valores de la permeabilidad de un núcleo son ordenados en orden descendente y el porcentaje de muestra con permeabilidad igual o mayor que el valor de permeabilidad seleccionado, graficado en papel logarítmico de probabilidad. La mejor línea recta a través de los puntos es usada para determinar K_{prom} (permeabilidad a 50%) y K_{σ} (permeabilidad a 84.1 %). V_{DP} es entonces dado por¹²:

$$V_{DP} = \frac{\bar{K} - K_{\sigma}}{\bar{K}} \tag{3.8}$$

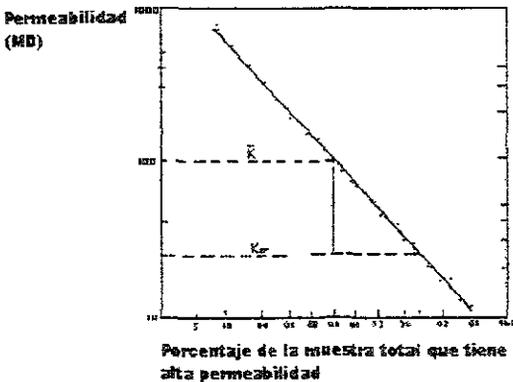


Fig. 3.12 Definición de coeficiente de variación de Dykstra & Parsons (1950)¹².

Este procedimiento es ilustrado en la Fig. 3.12. El V_{DP} de Dykstra & Parsons no toma en cuenta el ordenamiento de capas discretas dentro del yacimiento, esto es, un yacimiento heterogéneo al azar, puede dar el mismo V_{DP} como uno con estratificación definida.

Existen métodos¹² para predecir la recuperación de aceite de yacimientos heterogéneos verticalmente. Estos métodos suponen que el yacimiento se forma por una pila de estratos no comunicados, y de esta manera la recuperación de aceite y el corte de agua están basadas en la suma del comportamiento de los estratos individuales. El modelo de Stiles (1949)¹² supone que la inyección en cada capa es proporcional solamente al producto de los espesores permeables de las capas y que ocurre desplazamiento de pistoneo.

Dystra & Parsons también desarrollaron una correlación de la recuperación de inyección de agua como una función de la relación de movilidad y la variación de la permeabilidad. Los resultados de la inyección lineal de núcleos son usados para calcular recuperaciones de un modelo lineal estratificado sin flujo transversal. La Fig. 3.13 muestra la eficiencia de barrido vertical (como el calculado por el método de Dystra & Parsons) a una relación de producción agua-aceite (WOR) de 100 para varias relaciones de movilidad y V_{DP} .

La discusión de barrido vertical esta enfocada en dos extremos: el homogéneo, yacimientos dominados gravitatoriamente y la heterogénea, sistemas de flujo transversal cero. Algunos yacimientos son propiamente representados por dos extremos heterogeneidad y flujo transversal que existen en alguna extensión en todos los yacimientos. Actualmente, modelos de simulación numérica son la principal herramienta disponible para analizar sistemas como los anteriormente mencionados¹².

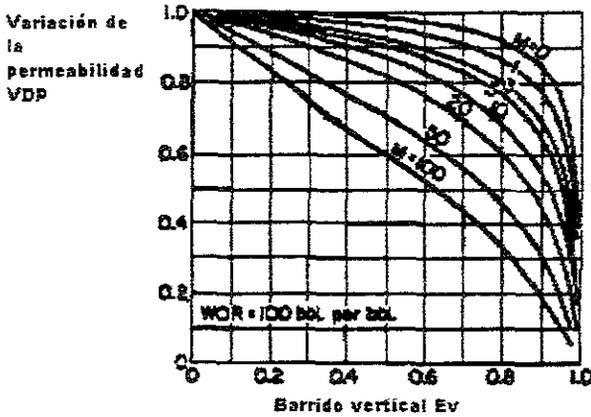


Fig.3.13 Efecto de la variación de la permeabilidad en la eficiencia de barrido vertical¹².

3.6 EFICIENCIA MICROSCÓPICA DE DESPLAZAMIENTO

La *eficiencia microscópica de desplazamiento* E_M , es la fracción volumétrica desplazada del aceite original contactado desplazante.

Relaciona el desplazamiento o movilización del aceite a escala de poro, es reflejada en la magnitud de la saturación de aceite residual, S_{or} , en las regiones de contacto por el fluido desplazante.

3.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

La eficiencia con la cual un fluido inyectado desplaza aceite, depende de mecanismos complejos asociados a las propiedades geológicas, litológicas y petrofísicas de la formación productora; por lo anterior es de esperarse que los mecanismos que controlan este proceso de desplazamiento sean de naturaleza microscópica y macroscópica.

La eficiencia de desplazamiento de la recuperación de aceite se considera convenientemente como el producto de las eficiencias de desplazamiento microscópica y macroscópica.

$$E_D = E_M E_V \quad 3.9$$

donde :

E_D = Eficiencia de desplazamiento (aceite recuperado por el proceso/ aceite en el sitio al inicio del proceso)

E_M = Eficiencia microscópica de desplazamiento, expresada en fracción.

E_V = Eficiencia macroscópica de desplazamiento (volumétrica), expresada en fracción.

La eficiencia macroscópica de desplazamiento E_V es una medida de cómo el fluido desplazante barre el volumen del yacimiento, areal y verticalmente; además de cómo el fluido desplazante mueve al aceite desplazado hacia el pozo productor. Asimismo relaciona la eficiencia del fluido desplazante en contacto al yacimiento en un sentido volumétrico; la geología y la heterogeneidad del yacimiento es un factor importante que afecta la eficiencia de desplazamiento macroscópica.

También podemos definir a la eficiencia de desplazamiento (E_D) como una fracción del aceite móvil que es desplazado de la zona barrida, es función del volumen inyectado, la viscosidad de los fluidos y las permeabilidades relativas de la roca.

$$E_D(v_{pi}) = \frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{S_{oi} - S_{orp}} \quad 3.10$$

donde:

\bar{S}_o = Es el promedio de la saturación del aceite en la zona barrida

S_{orp} = Es la saturación del aceite residual

S_{oi} = Saturación inicial del aceite

La Fig. 3.14 muestra la eficiencia de desplazamiento calculada para diferentes viscosidades de solvente/aceite. Establece que para $\mu_o/\mu_s=1$, la eficiencia de desplazamiento es 1, indicando que todo el aceite puede ser desplazado a la surgencia del solvente. La dispersión puede conducir al solvente a la surgencia antes del 100% de aceite recuperado.

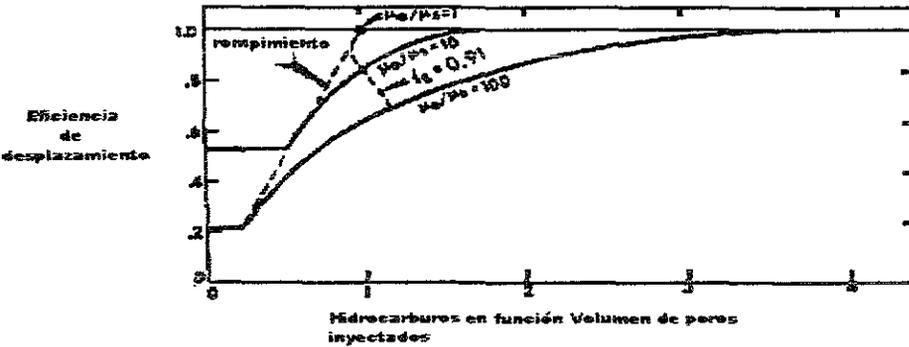


Fig.3.14. Eficiencias de desplazamiento para desplazamiento miscible¹².

Observar que la eficiencia de desplazamiento es función de la relación de viscosidades del fluido, del volumen inyectado y la permeabilidad relativa de la roca. La Fig 3 15 muestra el efecto de la viscosidad en la eficiencia de desplazamiento. Si el bache o el proyecto de inyección alterna agua/gas es utilizado, la relación de eficiencia de desplazamiento puede ser considerablemente diferente a la Fig. 3.15.

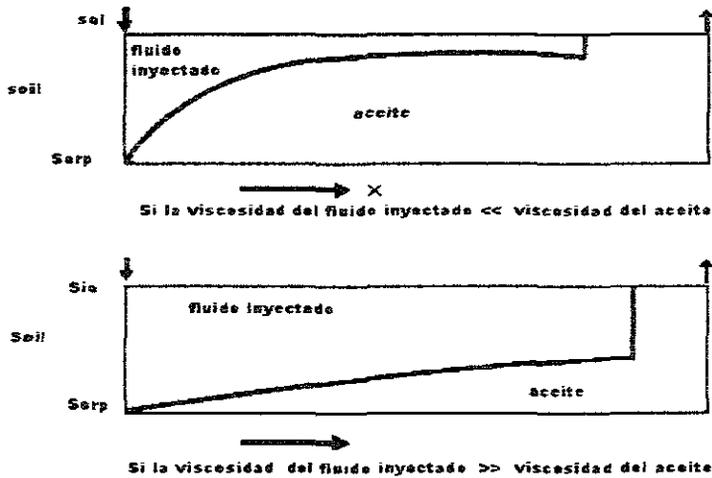


Fig.3.15. Efecto de la viscosidad en la eficiencia de desplazamiento¹².

3.8 METODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

INYECCIÓN SOLVENTE / AGUA

En 1958, Claudie y Dyes, propusieron la inyección de agua con solvente para reducir la movilidad del solvente provocando la reducción de la permeabilidad relativa de la roca del yacimiento al solvente.

En yacimientos horizontales o con inclinación apreciable, la inyección de agua actualmente es solo un método practicado para reducir la movilidad del solvente, en el campo, el agua y el solvente son inyectados en pequeños baches alternados, en vez de simultáneamente, debido principalmente a las siguientes razones:

- ✓ El solvente y el agua se segregan en el pozo cuando son inyectados simultáneamente.
- ✓ La inyección alterna es más conveniente operacionalmente que la inyección simultánea.
- ✓ La inyectividad de cualquiera de los dos fluidos permanece alta, como en el caso de la inyección simultánea.

El desplazamiento, puede ser complicado por factores tales como: *canalización* causada por la estratificación, *flujo transversal* entre los estratos, *segregación* completa o limitada dentro de los estratos, *reducción de la permeabilidad* por precipitación del líquido causado por el mezclado dentro de la región multifásica y el limitado o severo entrapamiento del aceite por la movilidad del agua.

Asimismo, la movilidad, el barrido, el efecto de la inyección alternada o inyectividad y la duración del proyecto, son factores que se deben considerar en la selección de la relación de inyección. El uso óptimo del agua para mejorar el barrido del solvente en yacimientos complejos, puede ser mejor estudiado con modelos de simulación de yacimientos.

FLUJO NO SEGREGADO

En un intento para analizar matemáticamente la inyección solvente/agua cuando la segregación gravitacional es despreciable, se adoptan dos criterios:

- ◆ Uno considera que el agua/solvente se desplazan a través del yacimiento en baches separados.
- ◆ El otro considera el flujo de modo que el solvente/agua sean inyectados simultáneamente y fluyendo de manera complementemente dispersa.

Considerando un yacimiento homogéneo en el cual la permeabilidad vertical es tan baja que no ocurre segregación gravitacional del solvente/agua. La ecuación 3.11 resulta de la inyección simultánea solvente/agua, y nos da la condición a la cual los frentes del solvente y el agua viajan a la misma velocidad.

$$\frac{f_w^* - f_{wi}}{s_w^* - s_{wi}} = \frac{1 - f_w^*}{(1 - S_{orm} + S_{orm} \cdot R_{so} + s_w^* \cdot R_{sw} - s_w^*)} \quad 3.11$$

donde :

- Sw* = Saturación del agua en la región solvente/agua, fracción del volumen poroso
- Swi = Saturación del agua a condiciones iniciales, fracción del volumen poroso
- Sorm = Saturación de aceite, si algunas condiciones del yacimiento permanecen en la región solvente/agua
- fw* = Flujo fraccional del agua en la región solvente/agua
- fwi = Flujo fraccional del agua a las condiciones iniciales
- Rsw = Solubilidad del solvente en el agua inyectada, bl @ c.y / bl @ c.y
- Rso = Solubilidad del solvente en el aceite residual, bl @ c.y / bl @ c.y

La condición de flujo de igual velocidad, es debido a que, cuando se inyecta poca agua, el frente del solvente viaja más rápido que ésta, provocando que un banco de solvente se forme delante de la región solvente/agua. Cuando esto sucede, la relación de movilidades en el frente del banco solvente/agua es sólo una relación de viscosidades entre el solvente y el agua, formando así la digitación del solvente en el aceite. Aún si la baja movilidad del solvente en la región solvente/agua causa el barrido volumétrico total del aceite este suele ser mayor del que se obtendría si no se inyectara agua.

Por otro lado si se inyecta mucha agua, el frente de agua se desplaza más rápido que el banco de aceite, una mayor saturación de agua se establecerá en el frente solvente/aceite, provocando el entrapamiento de los hidrocarburos.

En yacimientos estratificados, el solvente avanzará más rápido en los estratos más permeables, mientras que el agua avanzará más rápido que el solvente en las capas menos permeables, ocasionando que en las capas más permeables sea mayor la relación solvente/agua, que la calculada con la ecuación 3.11 y en las capas de menor permeabilidad, sea menor. Para prevenir un banco de solvente de alta movilidad en las capas más permeables, es recomendable inyectar una relación menor a la calculada en la ecuación 3.11.

Debido a la diferencia de densidades entre los solventes y el agua, el flujo no segregado no se encuentra en la realidad.

FLUJO COMPLETAMENTE SEGREGADO

Por medio de experimentos de laboratorio y de simulación matemática de yacimientos se ha observado que la recuperación mejorada del aceite puede ser mejorada por la inyección alternada de solvente /agua.

La Fig. 3.16 es una representación de modelos experimentales realizados por Blackwell y colaboradores¹⁰ para estudiar la segregación en el desplazamiento miscible en procesos de recuperación mejorada.

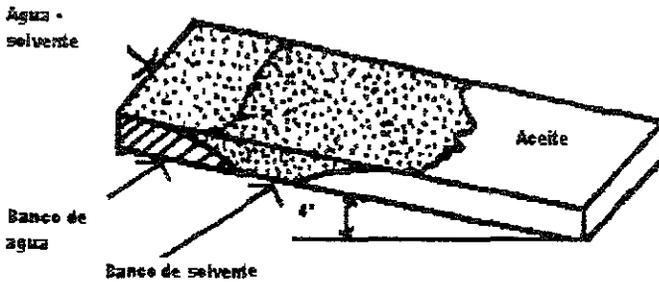


Fig.3.16 Perfil típico de un desplazamiento con una mezcla agua- solvente desplazando aceite de baja viscosidad, en un yacimiento inclinado¹⁰.

Estos autores, propusieron la siguiente ecuación modificada, para calcular la mínima relación de inyección solvente/agua, cuando se tiene segregación de estos fluidos.

$$\frac{q_s}{q_w} = (1 - S_{w,rs} - S_{orm} + S_{orm} \cdot R_{so} + S_{wr}) + \left[(S_{w,rs} - S_{wr}) \cdot \left(\frac{K_{w,sr}}{K_{s,wr}} \right) \left(\frac{\mu_s}{\mu_w} \right) \cdot (1 - S_{wr} - S_{orm} + S_{orm} \cdot R_{so} + S_{wr} \cdot R_{sw}) \right] \quad 3.12$$

Las permeabilidades relativas $K_{w,sr}$ y $K_{s,wr}$ son evaluadas en $S_{w,sr} = (1 - S_{sw} - S_{orm})$ y $S_s = (1 - S_{orm} - S_{wr})$, donde S_{sw} es la saturación del solvente atrapado por agua.

Normalmente, se acostumbra inyectar por arriba de esta relación, para asegurar que el solvente precederá al frente del agua y mantendrá un adecuado banco de solvente delante de ésta.

Blackwell¹⁰ también recomendó que la relación de movilidad efectiva para flujo completamente segregado es estimada por la ecuación siguiente:

$$M = \left[\frac{1 + \frac{q_w}{q_s}}{\left(\frac{K_{w,sr}}{K_{s,wr}} \right) \left(\frac{\mu_s}{\mu_w} \right) + \frac{q_w}{q_s}} \right] \cdot \left(\frac{K_{w,sr}}{K_{o,wr}} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad 3.13$$

donde :

- qs,qw = Gasto de inyección del solvente y agua, respectivamente (bpd)
- Sw, rs = Saturación de agua a una saturación de solvente residual.
- Swr = Saturación de agua residual.
- Kwrs = Permeabilidad relativa al agua a una saturación de solvente residual.
- Kswr = Permeabilidad relativa al solvente a una saturación de agua residual.
- Kowr = Permeabilidad relativa al aceite en la saturación del agua irreductible.
- μs = Viscosidad del solvente.(cp)
- μw = Viscosidad del agua.(cp)

IGUALACIÓN DE VISCOSIDAD

En este método debe inyectarse, adelante del fluido puro, una zona de transición fluido desplazado—fluido desplazante, para causar un cambio gradual en la viscosidad del fluido desplazado al fluido desplazante, y así evitar la digitación o moderar su crecimiento

El método es costoso para la inyección en un campo petrolero con solvente miscible, ya que una cantidad de aceite deberá inyectarse en la parte delantera de la zona de transición. Por lo que este método no tiene aplicación en proyectos de inyección miscible en el campo. Esto es más aplicable en la inyección de polímeros y en la inyección de polímeros/miscelares para prevenir el manejo de agua de la digitación aunque el banco de polímero tiene alguna aplicación con estos procesos.

ESTABILIZACIÓN GRAVITACIONAL

Cuando los yacimientos son inclinados, la acción de la gravedad puede utilizarse como un factor adicional para mejorar el barrido y la recuperación de aceite. Esto se alcanza inyectando el solvente por la parte superior y produciendo el yacimiento a un gasto más bajo que el de la acción de la gravedad, para así mantener el solvente (menos denso) segregado del aceite, suprimiendo la digitación del solvente.

Para simular un desplazamiento gravitacional estable, la interfase se supone con un ángulo de inclinación, β , con respecto a la horizontal tal como se muestra a continuación en la Fig. 3.17.

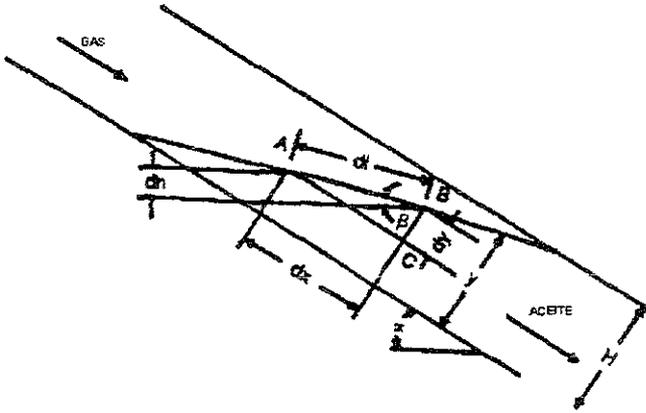


Fig. 3.17. Geometría de un sistema de inyección de gas¹⁰.

El ángulo se puede calcular con la ecuación:

$$\frac{\text{Sen}\beta}{\text{Cos}(\alpha - \beta)} = \frac{22.8v \left[\frac{\mu_o}{K_o} - \frac{\mu_s}{K_s} \right]}{\rho_o - \rho_s}$$

3 14

Donde:

α = Angulo de inclinación con respecto a la horizontal.

v = Velocidad, pie/día.

μ_o, μ_s = Viscosidades del aceite y del solvente, cp.

K_o, K_s = Permeabilidades al aceite y al solvente, Darcys.

ρ_o, ρ_s = Densidades del aceite y del solvente, lbm/ft

Dumore¹¹ encontró la máxima velocidad de flujo (V_{st}) para obtener un desplazamiento estable, representada por la ecuación:

$$V_{st} = 0.0439 \left[\frac{d\rho}{d\mu} \right]_{min} K S e n \alpha \quad 3.15$$

donde:

$\left[\frac{d\rho}{d\mu} \right]_{min}$ = Es el mínimo, como una función de la concentración de solvente, de la derivada de la densidad de la mezcla solvente/aceite con respecto a la viscosidad de la mezcla solvente/aceite.

En esta ecuación, las permeabilidades al solvente y al aceite se suponen iguales y la velocidad calculada, v_{st} , es llamada "Velocidad Estable", la cual indica, que por abajo de este valor, el desplazamiento miscible será completamente estable a través de la zona de transición de composiciones del rango de aceite puro a solvente puro.

Otro criterio utilizado para diseñar un desplazamiento miscible gravitacionalmente estable es la velocidad crítica, v_c , dada por la ecuación 3.16.

$$v_c = \frac{0.0439 (\rho_o - \rho_s) S e n \alpha}{\left[\frac{\mu_o}{K_o} - \frac{\mu_s}{K_s} \right]} \quad 3.16$$

Si $v > v_c$ el desplazamiento será inestable y existirá una digitación del solvente en el aceite. Si $v < v_{st}$, el desplazamiento será estable. Si $v_{st} < v < v_c$, una parte de zona de transición resultará inestable y se digitara en el aceite. En donde v es la velocidad real del desplazamiento.

Si se utiliza agua para empujar el bache de solvente en un yacimiento inclinado, la fase densa viajara por la parte inferior del solvente y podrá entrapar aceite, para que no ocurra esto, un frente estable solvente/agua puede ser mantenido si se inyecta agua una velocidad mayor que la calculada por la ecuación 3.16 se sustituyen las propiedades del aceite, por las del agua.

La efectividad de la segregación gravitacional para mejorar la eficiencia de desplazamiento, se reduce rápidamente cuando la velocidad de desplazamiento excede la velocidad crítica.

ESPUMAS

Se tienen diferentes investigaciones y estudios de laboratorio enfocados ha disminuir la movilidad de los gases de inyección por espumas con agua o surfactantes. La movilidad de un gas en la presencia de una agente espumante puede ser ajustada en parte por el grado de concentración del agente espumante y la relación gas/líquido.

Los requerimientos que deberá reunir una espuma para su aplicación en los yacimientos son:

- Estabilidad química del surfactante por largos periodos de tiempo.
- Niveles aceptables de absorción del surfactante en la roca del yacimiento
- Estabilidad de la espuma por largos periodos de tiempo a niveles deseados de la movilidad efectiva.

Los resultados de laboratorio, en la inyección de núcleos son alentadores y se han publicado reportes de pruebas de inyección con espuma, pero, por otro lado la eficiencia y la efectividad económica del método no han podido ser probados extensivamente en el campo.

CAPÍTULO 4

PROCESO HUFF AND PUFF^{12, 18,19,20}

El proceso CO₂ Huff and Puff (desplazamiento inmiscible con dióxido de carbono), es similar a la inyección cíclica de vapor; la inyección de CO₂ puede considerarse como una simple estimulación al pozo en lugar de un método de empuje para aceites pesados.

En su procedimiento, un bache de CO₂ es inyectado en un pozo durante un periodo de tiempo, posteriormente el pozo es cerrado de dos a cuatro semanas, al término de estas el pozo es abierto a la producción, el ciclo es repetitivo hasta que la producción de aceite disminuye. Si se inyecta CO₂ al mayor gasto posible y a una alta presión, un mayor frente de avance puede digitarse en todo el yacimiento, por lo cual, se tendrá una mayor cantidad de aceite que puede ser contactado por el CO₂, y en consecuencia, una mayor recuperación de aceite.

El CO₂ se mueve a través del yacimiento desplazando la fase de agua móvil, este es principalmente absorbido por el aceite, debido a que el agua es saturada con CO₂ muy rápido; la solubilidad del CO₂ en el aceite es mucho mayor que la solubilidad del CO₂ en el agua, de esta manera, el aceite puede retener mucho mas tiempo una cantidad de CO₂ que al agua a condiciones de yacimiento.

El CO₂ hace que el aceite se hinche, disminuyendo la viscosidad y reduciendo la tensión interfacial que retiene el aceite en los espacios porosos. Al hincharse el aceite y disminuir su viscosidad se incrementa la movilidad relativa del aceite, provocando que este sea producido a grandes gastos.

Aun cuando no ocurre la miscibilidad completa, el CO₂ reduce la tensión interfacial que retiene al aceite en el yacimiento durante las recuperaciones primaria o secundaria. Esta reducción en la tensión interfacial permite al agua desalojar aceite que no podría ser producido sin la inyección de CO₂.

El proceso CO₂ Huff and Puff, no manifiesta ser muy sensible a la heterogeneidad del yacimiento, esto es directamente contrario a la inyección miscible de CO₂ la cual es muy

sensible a la heterogeneidad del yacimiento; una explicación puede atribuirse a que en una inyección miscible, la alta heterogeneidad del yacimiento degrada su comportamiento porque mantiene canalización a través de la zona en la cual el aceite ya fue recuperado, mientras que en un CO₂ Huff and Puff esto no sucede, mejor dicho todo el CO₂ que es inyectado, excepto por el volumen entrampado, es producido.

El volumen de inyección de CO₂ es una consecuencia de porque la recuperación es fundamentada en la cantidad de CO₂ disponible, *similar a la inyección miscible típica*^{12, 18, 19, 20}.

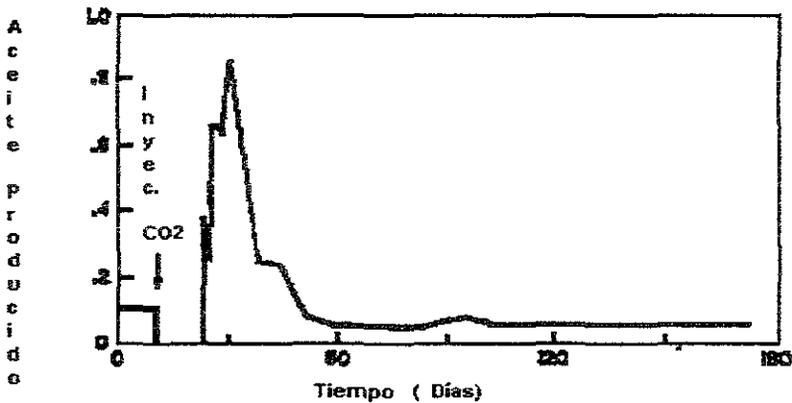


Fig.4 1. Respuesta del pozo al proceso Huff and Puff¹⁹.

El proceso CO₂ Huff and Puff puede tener una amplia aplicación, la propuesta tecnológica promete varias ventajas. Se espera que el proceso CO₂ Huff and Puff pueda extenderse en los próximos años, con el objeto de mantener las reservas domesticas, en los E.U. En la Fig. 4.1. Se muestra la respuesta del pozo en el proceso CO₂ Huff and Puff.

Los campos elegidos para la aplicación del proceso CO₂ Huff and Puff, deben contar con información del yacimiento y datos de producción (por ejemplo, presión de yacimiento, mecanismos de conducción, espesores, y relación gas aceite), y permiten al proceso ser evaluado bajo diferentes condiciones.

Los parámetros que permiten incrementos en la recuperación aceite son los siguientes:

1. - Alta saturación de aceite cercana al pozo.
2. - Presión de yacimiento cerca o excediendo la presión mínima de miscibilidad.
3. - Espesor del intervalo productor.
4. - Profundidad del yacimiento con baja permeabilidad.

Variables de operación y del yacimiento involucrados en el proceso CO₂ Huff and Puff.

Sankur y Emanuel¹² (1983) y (Reid y Robinson 1981), estudiaron el manejo del CO₂ y la técnica de CO₂ Huff and Puff para la recuperación terciaria de un crudo de California de 14°API. A 1250 lb/pg². El manejo de CO₂ recupera arriba del 54 % del aceite remanente en el yacimiento y el rango de eficiencia de 1.1 Mp³ @ c.s./bi a 8 Mp³ @ c. s./bi dependiendo del tamaño del bache.

Un estudio de simulación de aceite negro realizado por Patton¹² (1982) pronosticó una recuperación de aceite en función de variables de operación y del yacimiento, para proyectos del proceso CO₂ Huff and Puff

Un control apropiado de los parámetros de operación puede mejorar el potencial de rentabilidad del proceso, entre los parámetros de operación más importantes están:

- *CO₂ inyectado por ciclo:* Un buen tratamiento puede hacerse utilizando de entre 0.1 y 0.2 MMp³ @ c.s./pie de arena.
- *Número de ciclos:* La efectividad del CO₂ disminuye con el número de ciclos. Dos a tres ciclos son sugeridos.
- *Contrapresión durante la producción:* Se tiene un incremento de la productividad con la declinación de la presión de fondo.

- *Presión de tratamiento*: La alta presión de tratamiento obliga que más CO₂ se disuelva en el aceite, provocando la disminución de la viscosidad del fluido. Se recomienda que el pozo debe ser tratado con una presión alta.

Los parámetros del yacimiento, que dictan la selección del potencial de las aplicaciones comerciales son:

- *Viscosidad del aceite*: La viscosidad del aceite es menor que 2000 cp, este valor es usualmente requerido para aplicaciones comerciales.
- *Saturación crítica de gas*: El CO₂ no puede fluir en el yacimiento hasta que la saturación crítica de gas aumente, lo que provoca que mayor una cantidad gas deba ser inyectada para que al CO₂ pueda propagarse dentro del yacimiento.
- *Saturación de aceite*: La alta saturación de aceite tiende a reducir la efectividad del proceso. Esto obliga a la decisión de evaluar el proceso para incrementar solo la producción. Sin embargo, la recuperación total de aceite, es mayor para yacimientos que tienen una alta saturación de aceite.
- *Saturación de agua*: El incremento de la producción no es afectada por la alta saturación de agua. El proceso es adaptable para altos cortes de agua en el yacimiento.
- *Permeabilidad* : La permeabilidad muestra un efecto de mezclado en la eficiencia del proceso. Para aceites con viscosidades mayores que 1000 cp, la alta permeabilidad del yacimiento sirve para mejorar la efectividad del CO₂. Para bajas viscosidades, las altas permeabilidades disminuyen la eficiencia del proceso, por lo tanto, más aceite es producido bajo condiciones primarias.
- *Mojabilidad* : Un cambio en la mojabilidad del aceite, se caracteriza por la alta cantidad de agua y baja permeabilidad al aceite para la misma saturación, tiende a reducir la eficiencia del tratamiento.

Para llevar a cabo un proceso CO₂ Huff and Puff se requiere tener especial cuidado en la adquisición de los datos para analizar el proyecto. La Tabla 4.1 contiene una base de datos para la aplicación de un proceso CO₂ Huff and Puff.

- ☑ Temperatura del yacimiento.
- ☑ Presión del yacimiento.
- ☑ Permeabilidad del yacimiento.
- ☑ Viscosidad del aceite a condiciones del yacimiento.
- ☑ Estructura de los espesores en el pozo de interés.
- ☑ Espesores perforados.
- ☑ Densidad del Aceite a condiciones de tanque, °API.
- ☑ Peso molecular del aceite a condiciones de tanque.
- ☑ Estimación de la saturación de aceite inicial y actual.
- ☑ Distribución del peso molecular en un aceite vivo o en una muestra de aceite recombinada (utilizando la presión mínima de miscibilidad estimada)
- ☑ Volumen de CO₂ inyectado
- ☑ CO₂ temperatura en la cabeza del pozo, presión y relación de inyección.
- ☑ Relación gas-aceite de aceite saturado.
- ☑ Datos de producción de cuatro meses, diario o semanal de aceite, agua y gas. para establecer las condiciones de los aspectos del fondo en el pre- CO₂ Huff and Puff.
- ☑ El funcionamiento de la operación, de 2 meses de datos de producción antes de que se inicio la inyección de CO₂.
- ☑ Presión y temperatura de fondo, presión de superficie registrada durante la inyección de CO₂.
- ☑ Después de retomar el pozo a la producción, registrar diario al gasto de aceite, agua y la relación de producción de CO₂ hasta la respuesta del CO₂ Huff and Puff finalice.

Tabla. 4.1 Base de datos sugerida en el método CO₂ Huff and Puff¹².

Método para estimar la eficiencia de recuperación de aceite en los procesos Huff and Puff¹².

Patton¹² analizó la regresión múltiple de 200 puntos de datos generados en su estudio de simulación.

La regresión de Patton produjo la ecuación 4.1 para estimar la eficiencia de recuperación (bl @ c.s./ Mp³ @ c.s.):

$$E = 0.33 - 0.035N_c - 4.5 \cdot 10^{-5} \mu_o + 1.6 \cdot 10^{-4} P_i + 1.3 \cdot 10^{-9} P_i^2 + 4.3 \cdot 10^{-5} K - 0.013 S_{oi} - 0.69 V_c \tag{4.1}$$

Donde:

E = Eficiencia del ciclo del CO₂ en el proceso de estimulación, bl @ c.s del incremento de aceite/ Mp³ @ c.s. de CO₂ inyectado (0.01 a 0.97).

K = Permeabilidad del yacimiento, md, (176 a 800)

N_c = Número de ciclos (1 a 5).

P_i = Presión de tratamiento, máxima presión de inyección de CO₂ en el fondo de pozo, lb/pg² (350 a 1800).

S_{oi} = Saturación de aceite inicial en el yacimiento, fracción (0.59 a 0.75).

V_c = Volumen de CO₂ inyectado por ciclo por pie de arena, MMP³ @ c.s./ft (0.05 a 0.75).

μ_o = Viscosidad del aceite, cp (177 a 28000).

Casos Históricos²⁰.

Campo Paradis, arena productora principal, yacimiento T

Dos ciclos del proceso CO₂ Huff and Puff fueron desarrollados en el campo Paradis, en el yacimiento seleccionado. en el Pozo No. 21 fue trabajado durante septiembre de 1982 en algunas terminaciones. El pozo produjo bajo condiciones de recuperación secundaria hasta Marzo de 1984 cuando se inició el primer ciclo de inyección de CO₂. La Fig. 4.2, muestra el gasto de aceite vs. Tiempo.

Previo a la inyección de CO₂, el pozo estuvo produciendo 23 bpd (3.7 m³/día) con un corte de agua del 90%. Ochenta millones de p³ (509,706 m³) de una mezcla cuya composición de 92% de CO₂, 2% de nitrógeno y 6% de metano fue inyectada durante un periodo de tres días en marzo de 1984. El pozo fue cerrado por tres semanas.

La producción promedió durante la primer semana de producción fue de 150 bpd (24 m³/día) con un de corte de agua del 70% (agua emulsificada). El pozo continuo con su producción hasta principios de febrero de 1985 cuando se inicio un segundo ciclo. Este produjo aproximadamente 9,000 barriles (1431 m³) de incremento de aceite como resultado de la primera inyección de CO₂.

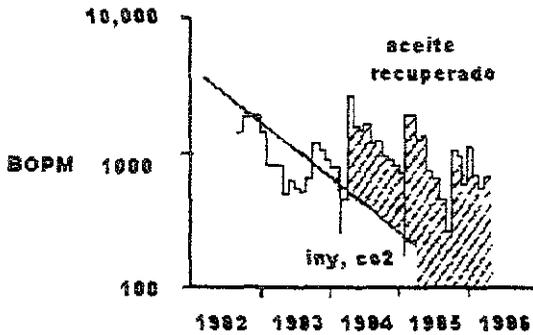


Fig. 4.2. Gasto de aceite vs. tiempo²⁰.

El pozo produjo 20 bpd (3.2 m³/día) con un corte de agua del 96 % cuando se inicio el segundo ciclo. Veintiún millones de p³ (594,510 m³) de una mezcla de CO₂ fueron inyectadas en un periodo de cinco días. El pozo fue abierto en Marzo y inicialmente produjo 125 bpd (20 m³/día) con un 77% de corte de agua (agua emulsificada). Una semana después el pozo produjo a 228 bpd (36 m³/día) con un corte de agua de 62% por en un estrangulador de 30/64 de pulgada (12 mm) a una presión de TP de 500 lb/pg² (3448 kPa). Se obtuvo un incremento del 20 % en la producción de aceite. La relación gas-aceite fue 4700 p³/bl (837 m³/m³) con una composición del gas de 76% de CO₂, 3% de nitrógeno y 21% de metano.

El pozo continuo produciendo aceite hasta Mayo de 1986 cuando este fue trabajado sobre el cuerpo medio de la arena. Un proyecto CO₂ Huff and Puff es planeado iniciarlo en un futuro próximo. La producción de aceite incremental acumulativa fue de 20,700 barriles (3291 m³) como resultado de las dos inyecciones de CO₂.

El limite económico de un pozo en el campo Paradis fue de siete barriles (1.1 m³) de aceite por día o cerca de 200 barriles (32 m³) por mes. Como un resultado, todo el aceite producido del pozo No. 21 después de Marzo de 1985 fue considerado aceite incremental. El pozo podrá producir fuera de este intervalo si no se inyecta CO₂.

Campo West Cote Blanche Bay. arena 14. yacimiento 312

Un ciclo del proceso CO₂ Huff and Puff fue desarrollado en el pozo No. 539 en el yacimiento del Campo West Cote Blanche Bay. El pozo No 539 produjo bajo condiciones de recuperación secundaria hasta Noviembre de 1983 cuando se efectuó una limpieza para preparar al pozo para la inyección de CO₂. Ocho millones de p³ (225,560 m³) de CO₂ fueron inyectados en 16 horas el 30 de marzo de 1984. El pozo fue cerrado por 2 ½ semanas, produjo 100% de agua durante una prueba. El pozo fue probado de nuevo en dos días con los mismos resultados y fue cerrado una semana más.

El pozo No. 539 fue puesto en producción continua por un estrangulador pequeño para limitar la baja producción de gas, se obtuvo una producción de CO₂ de 250 mil p³/día (295 m³/hr). A las dos semanas este estuvo produciendo 170 bpd (27 m³/día) con un corte de agua del 60%. La última medida previa a la inyección de CO₂ muestra que el pozo producía 6 bpd (1 m³/día) y con un corte de agua del 90%. El pozo continuó produciendo aceite incremental hasta Febrero de 1985. La producción de aceite incremental acumulada fue 3267 bl (519 m³) como resultado de la inyección de CO₂.

CAPÍTULO 5

MODELO PREDICTIVO

5.1 MODELO DOE²⁶.

El proceso consiste de un modelo del yacimiento para la predicción de los gastos de aceite, agua y CO₂, combinado con un modelo económico para el cálculo de la reducción del flujo efectivo y otros índices de rentabilidad. La predicción del modelo presenta la sensibilidad de la rentabilidad de algunas propiedades del yacimiento y costo de las instalaciones superficiales.

El modelo predictivo de inyección de CO₂ miscible (CO2PM), fue desarrollado por *Scientific Software-Intercomp* para el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE). El CO2PM se puede utilizar para la recuperación secundaria (aceite móvil) y terciaria (aceite residual), ya sea por inyección continua o alternada con agua (WAG) de CO₂.

El modelo es tridimensional, puede representar el flujo de dos fases y tres componentes (aceite, agua y CO₂) en un arreglo de cinco pozos. El modelo considera yacimientos heterogéneos; el método del factor de Koval describe la digitación viscosa. El CO2PM calcula la surgencia del CO₂ usando teoría de flujo fraccional modificada para los efectos de digitación viscosa, eficiencia areal, heterogeneidad vertical y segregación gravitacional

Este modelo fue desarrollado para la inyección de flujo miscible al primer contacto; pero también puede ser usado con resultados confiables para desplazamientos miscibles por contacto múltiple. Si consideramos que la mayoría de los desplazamientos con CO₂ son miscibles por contacto múltiple se puede tener una buena aproximación para este fenómeno. Para usar este programa se recomienda que la presión mínima de miscibilidad (PMM) entre el CO₂ y el aceite sea mayor en 200 lb/pg² que la presión actual del yacimiento.

El CO₂PM tiene una opción para efectuar análisis financieros y de riesgos, en los que se consideran: ingresos, costos, impuestos, precios, etc. Para obtener a valor actual diversos indicadores económicos. El modelo también permite una evaluación de la incertidumbre en algunas variables importantes y así estimar el riesgo del proyecto en un intervalo de 80 % de confiabilidad.

El modelo puede ser usado para determinar los límites en rentabilidad de la inyección miscible de CO₂ como una función de parámetros de yacimiento y operativos.

5.2 TÉCNICAS ANÁLOGAS

Una técnica análoga forma parte de un grupo de modelos disponibles para realizar un estudio inicial del yacimiento con el objetivo de evaluar el potencial de la inyección de CO₂ en un área determinada. Este tipo de técnicas aprovechan la experiencia obtenida de la inyección de CO₂ en otros campos y por analogía pronosticar la recuperación esperada del campo.

La determinación de si la inyección de CO₂ es un proceso factible, es el primer paso en la evaluación de un yacimiento candidato. Las "reglas de dedo" pueden indicar si hay potencial para la inyección de CO₂ miscible.

El primer criterio es que la miscibilidad pueda ser obtenida en una parte significativa del yacimiento, debido a esto el yacimiento debe tener una profundidad mayor que 2500 ft (>750 m), y la densidad del aceite debe ser mayor que 25 °API (0.75 g/cm³); además, yacimientos que exhiben buen comportamiento a la de inyección de agua (como buena eficiencia de barrido, gastos razonables de inyección, buen equilibrio de vaciamiento) son buenos candidatos para la inyección de CO₂.

Por otro lado, los yacimientos con heterogeneidad severa, zonas de pérdida adyacente (como casquete de gas) o sistemas de fracturas dominantes deben evaluarse cuidadosamente porque producen a una eficiencia de barrido pobre y por lo tanto una limitada aplicación del proceso miscible de inyección de CO₂

Una aproximación de "reglas de dedo" pueden estimar el incremento en la Recuperación Mejorada de Aceite para un campo. Generalmente la recuperación es del orden de 10 – 15 % del aceite original en el yacimiento con la inyección del CO₂.

Tal fue el caso del proyecto de la inyección de CO₂ en Bennett Ranch Unit en el estado de Texas, donde las reglas de dedo indicaron aproximadamente 12 –18 MMbl @ c.s. de aceite por el método de Recuperación Mejorada de las reservas de dicho campo

CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

6.1 YACIMIENTOS DEL ÁREA DE 3 HERMANOS

En los últimos años, la Recuperación Mejorada de Petróleo (PRM) se ha constituido en una alternativa viable para incrementar la extracción de hidrocarburos de un yacimiento, al término de las recuperaciones primaria y secundaria. Los diversos procesos de Recuperación Mejorada (PRM) son de desarrollo tecnológico relativamente reciente, aun cuando existen casos como la inyección de vapor que se inició hace aproximadamente 60 años.

En México se ha iniciado la aplicación de PRM como es el caso de la inyección de N₂ al campo Cantarell, la inyección de gas seco al campo Jacinto y la inyección de CO₂ al campo Artesa. Los procesos de recuperación mejorada no se han aplicado extensivamente en México debido al descubrimiento de campos gigantes de petróleo en la Zona Manna, a finales de la década de los 60's. Actualmente, de los 3.1 MMbpd³⁴ de hidrocarburos líquidos que se producen en nuestro país, el 90 % es atribuible a producción primaria de estas zonas y el resto a la inyección de agua. No obstante, solo el 10 % de esta producción proviene de yacimientos de las Regiones Norte y Sur. Algunos de estos campos se encuentran en estado avanzado de explotación, aún cuando el volumen de hidrocarburos a recuperar todavía es considerable²³.

Específicamente, Actualmente, en la Región Norte, en el Sector Operativo Cerro Azul-Naranjos, se tienen campos como Tres Hermanos, Rancho Nuevo y Ponton, que de acuerdo a las propiedades de los yacimientos, composición del aceite, la disponibilidad del CO₂ y el estado avanzado de explotación en que se encuentran actualmente, resultan candidatos idóneos para la aplicación de los Procesos de Recuperación Mejorada, específicamente para la inyección de CO₂.

La estimación de la recuperación adicional de aceite por el desplazamiento miscible con bióxido de carbono se hizo con el modelo predictivo CO₂PM.

6.1.1 ASPECTOS GENERALES^{27, 28,29,30,31,33}

Campo Tres Hermanos

El campo Tres Hermanos se localiza hacia la porción norte del estado de Veracruz a una distancia de 50 Km al norte de la ciudad de Cerro Azul, Veracruz correspondiente al Sector Operativo Cerro Azul – Naranjos del Activo Altamira de la Región Norte, Fig. 6.4.

El campo Tres Hermanos se descubrió el 14 de Mayo de 1959, con la perforación del pozo No.103 a la profundidad de 2076 mbnm, con una producción de 69 m³ de aceite y R.G.A. de 41 m³/m³, el pozo se terminó en roca ígnea que intrusión en la formación Pimienta de la edad Jurásico.

El campo cuenta con 155 pozos perforados en un área de 42 Km², con un espaciamiento entre ellos de 400 m, alcanzó una producción de 24.000 bpd y 24 MMpcd en 1964 Actualmente es el principal campo productor del área Cerro Azul – Naranjos, con una producción de 3165 bpd y 10.12 MMpcd³¹. En la Fig. 6.1 se muestra la configuración estructural del campo

La presión original del yacimiento fue de 217 kg/cm² con una presión de saturación de 204 kg/cm². La formación productora es la caliza Tamabra, el yacimiento presenta un mecanismo combinado de empuje hidráulico y casquete de gas. La Presión actual es de 140 kg/cm², y el estado actual de los pozos se presenta en la Tabla 6.1.

El campo se encuentra en etapa avanzada de explotación; a la fecha enero del 2000, se han recuperado 126.954 MMbbl y 242.816 MMMp³ de aceite y gas respectivamente y con un factor de recuperación de 38 %.

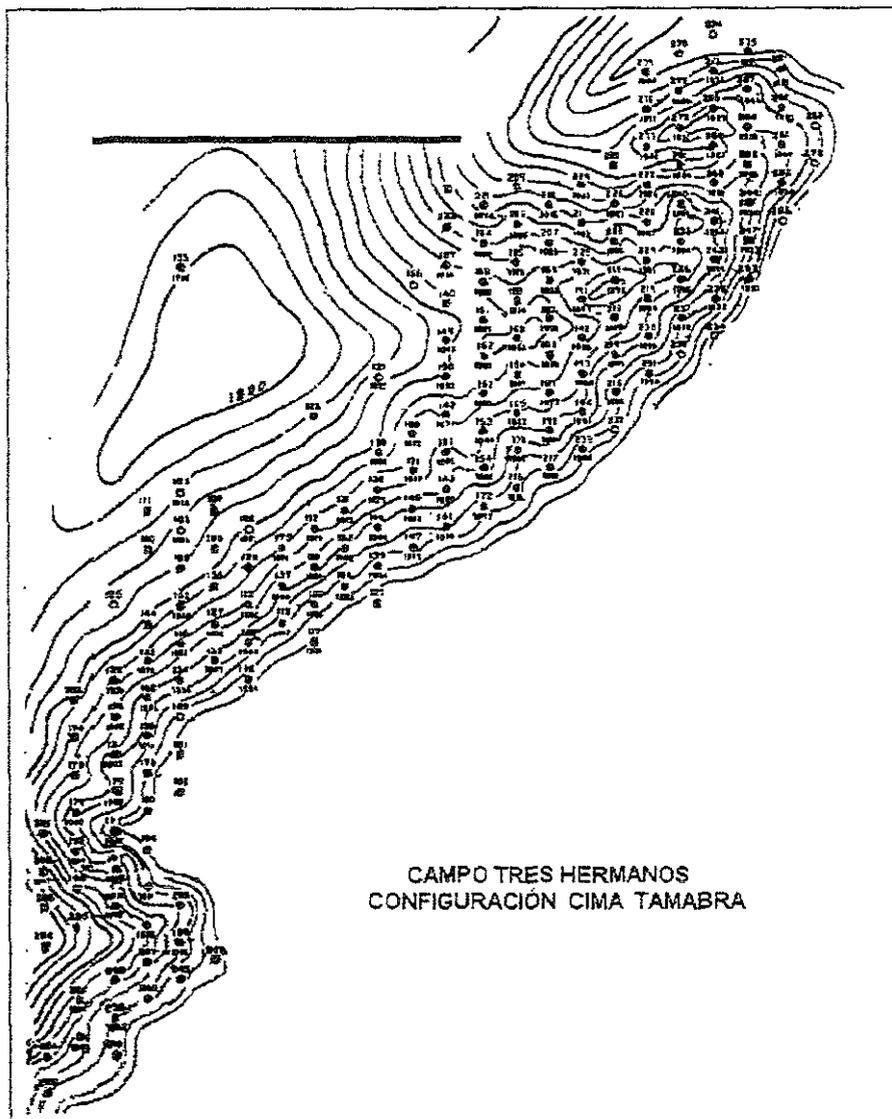


Fig. 6.1. Configuración estructural del campo Tres Hermanos³¹.

Campo Rancho Nuevo

El campo Rancho Nuevo se localiza en la porción norte del Estado de Veracruz, en el Sector Operativo Cerro Azul – Naranjos del Activo Altamira de la Región Norte, Fig. 6.4, en el municipio de Tamalín a 55 Km al norte de la ciudad de Cerro Azul, Veracruz.

En el año de 1943, mediante estudios sísmológicos se esbozó un anticlinal al occidente del Atolón de la Faja de Oro; perforándose los pozos Rancho Nuevo No. 1 y 2 resultando invadidos por agua. Posteriormente en 1960, el pozo No. 3 perforado al poniente de los dos primeros pozos, resultó productor con un gasto de 522 bpd de aceite (28 °API) y una RGA 66 m³/m³, siendo este pozo el descubridor del yacimiento Tamabra. Se efectuó la extracción de hidrocarburos hasta 1984, a través de 3 pozos; en el periodo 1984 - 1992 se continuó con el desarrollo del campo perforándose 39 pozos, llegando a tener 14 pozos productores en la formación Tamabra y 10 en la Formación Jurásico San Andrés, delimitándose así, la estructura actualmente conocida. En la Fig. 6.2 se muestra la configuración estructural del campo.

A la fecha, la presión original del yacimiento ha disminuido de 209 kg/cm² a 203 kg/cm², esto debido a que se tiene un yacimiento bajosaturado y con empuje hidráulico muy fuerte. La presión de saturación es de 114 kg/cm².

La producción actual del campo es de 1073 bpd, la cual se obtiene a través de 14 pozos. A la fecha se han perforado un total de 49 pozos; la Np al 01 de enero de 1995, asciende a 6.960 MMbl y la Gp es de 2,357,033 MMp³, con un factor de recuperación del orden del 16 %. El estado actual de los pozos se muestra en la Tabla 6.1.

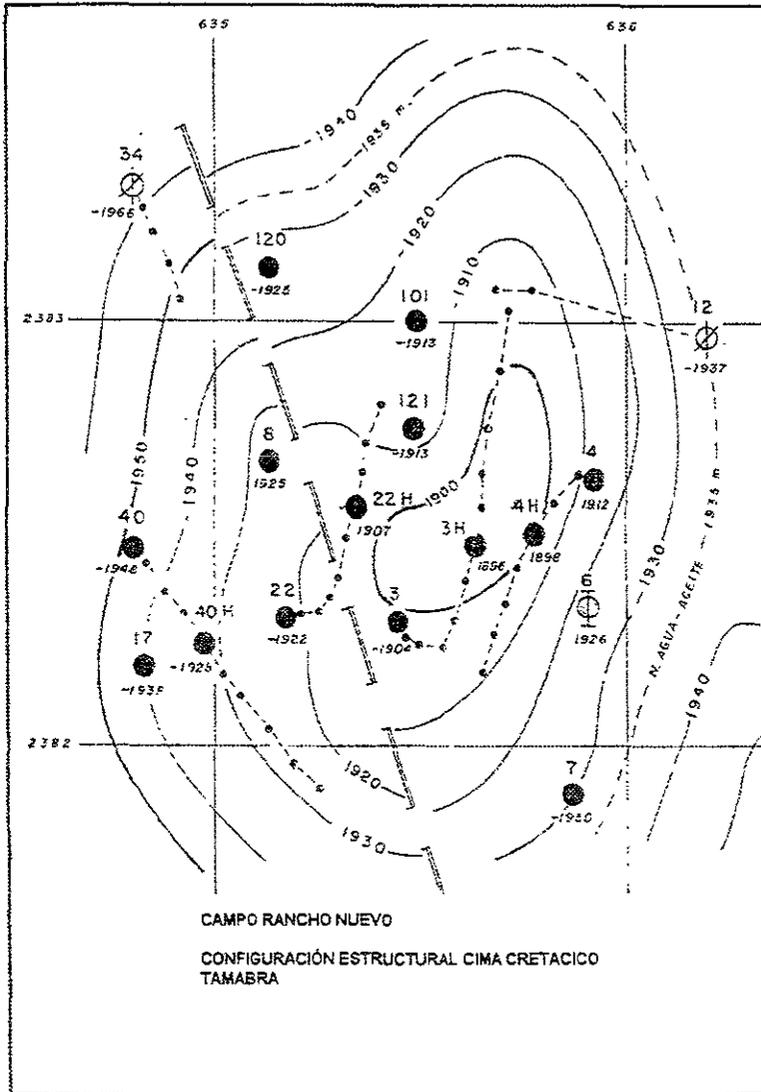


Fig. 6.2 Configuración estructural del campo Rancho Nuevo³⁹.

Campo Ponton

El campo Ponton se localiza al norte del estado de Veracruz, en la Provincia Geológica Tampico–Mizantla, correspondiente al Sector Operativo Cerro Azul–Naranjos del Activo Altamira de la Región Norte, Fig. 6.4. dicha provincia se localiza en la costa oriental de la República Mexicana, abarcando parte de los estados de: Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí, Puebla e Hidalgo

El campo inició su producción el 16 de enero de 1972, cuenta con 15 pozos perforados en una área de 6.679 Km², con un espaciamiento entre pozos de 400 m. La presión original del yacimiento fue de 133.7 kg/cm² la actual de 103 kg/cm² y la presión de saturación de 128.3 kg/cm² y con un factor de recuperación de 5.9 %. El estado actual de los pozos se presenta en la Tabla 6.1.

El tipo de yacimiento es bajosaturado, aceite negro, con empuje de gas disuelto. El volumen original es de 1,740,000 m³ @ c.y, una porosidad de 0.11 % y la temperatura del yacimiento de 60 °C.

En la Fig 6 3 se muestra la configuración estructural del campo Ponton.

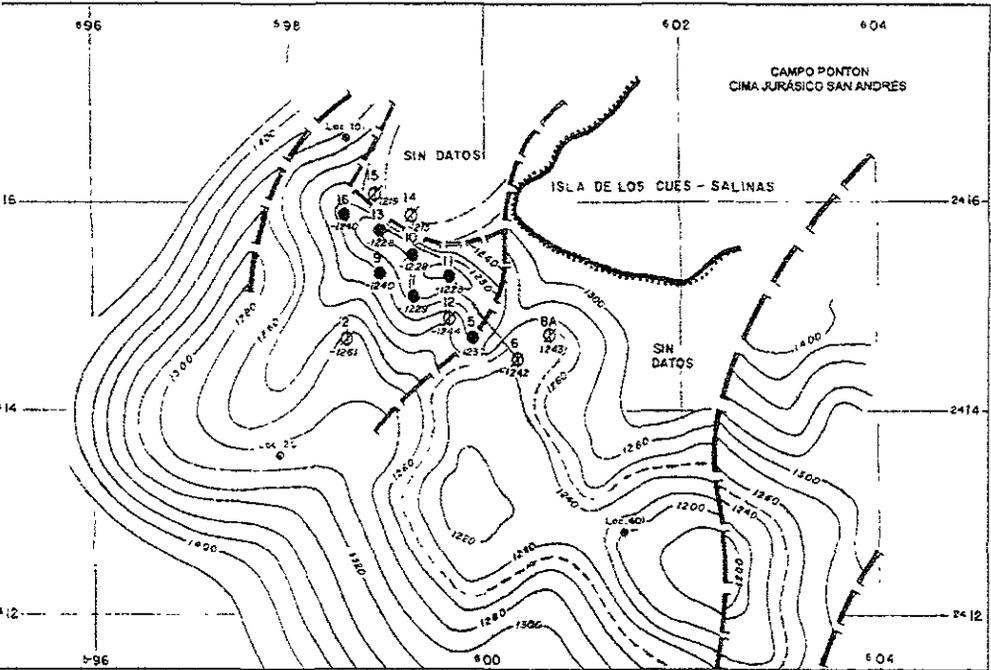


Fig. 6.3. Configuración estructural del campo Ponton³⁹.

CONCEPTO	Tres Hermanos	Rancho Nuevo	Ponton
Total de pozos	176	54	15
Con posibilidades o en explotación.	112	39	12
Operando	32	20	0
Productores	32	20	0
Fluyente	16	20	0
Bombeo mecánico	2	-	-
Bombec neumático	11	-	-
Intermitentes	3	0	0
Inyectores	-	0	-
Cerrados, con posibilidad de explotación	20	6	9
En estudio	16	4	4
Observación	18	4	3
Programa. Estimulación o limpieza	1	1	0
Acidificación	1	-	-
Problema instalaciones Superficiales	1	1	0
Equipo superficial	1	0	0
Temporalmente Separados de Explotación	60	13	3
Alta relación gas - aceite	9	0	1
Alto porcentaje de agua	17	9	1
Baja presión de fondo	9	0	1
Cerrado intermitente	25	2	0
Programa de taponamiento	30	8	0
Taponado	34	7	3
Por agotarse	11	1	0
No comercial	0	-	-
Seco -improductivo	0	1	0
Otras causas	23	5	3

Tabla 6 1. Estado Actual de los Pozos^{30, 33}.

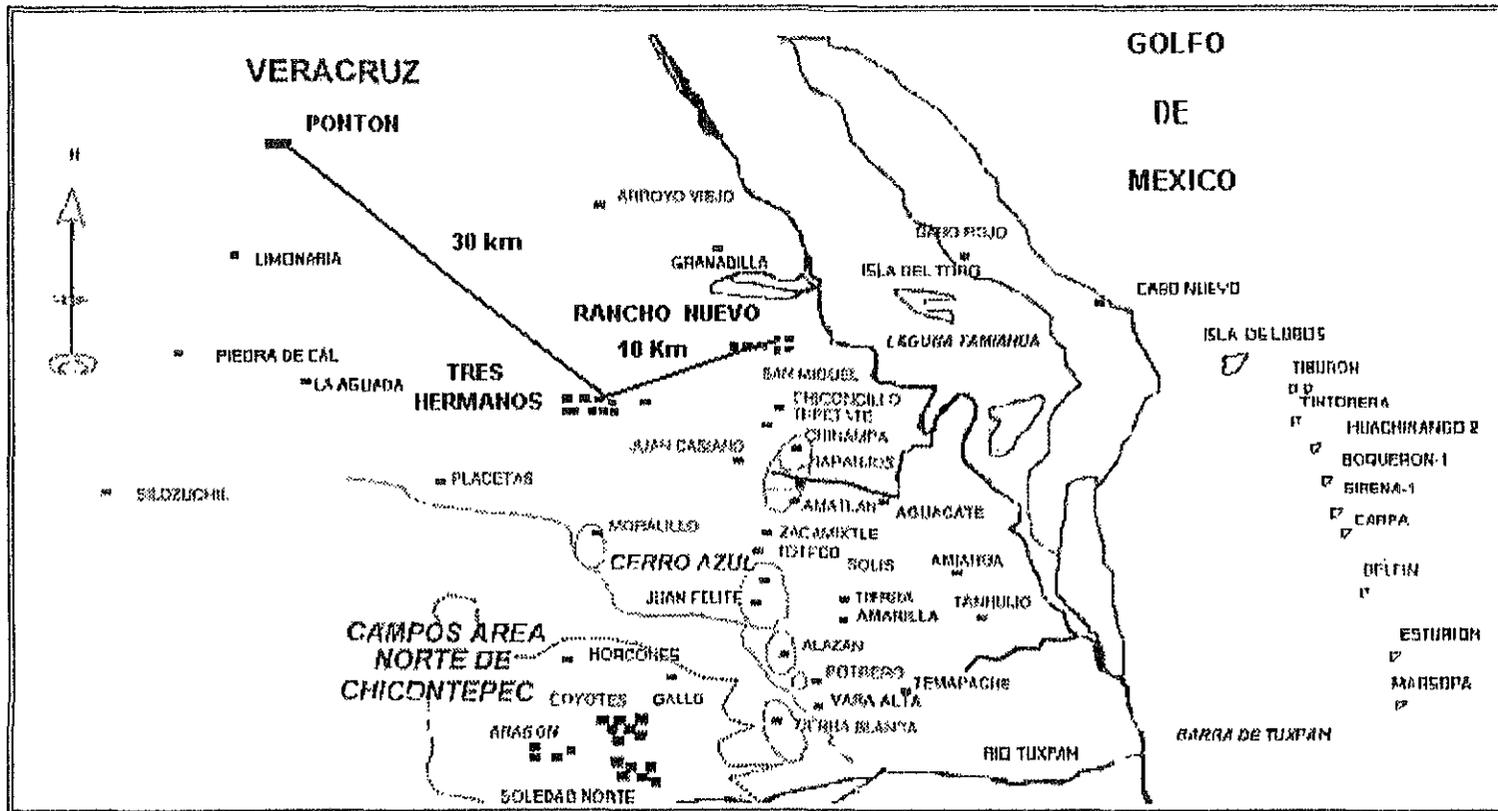


Fig. 6.4. Ubicación de los campos del área Tres Hermanos

6.1.2 GEOLOGIA^{27, 28,29,30,31,33}

Campo Tres Hermanos

Geológicamente, se encuentra en la porción central de la Provincia Geológica Tampico – Mizantla dicha provincia se localiza en la costa oriental de la República Mexicana, abarcando parte de los estados de Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí, Puebla e Hidalgo.

La estructura de la formación Tamabra (KM) corresponde a una nariz estructural con orientación SO-NE, buzando al SE, con una superficie de 42 Km². Es cortada por diez fallas normales y una inversa. Se observa fracturamiento escaso e irregular en tres sistemas, siendo el más importante el de planos verticales que en algunas zonas comunica la formación Tamabra (KM) con la formación Agua Nueva (KS).

La formación Tamabra esta constituida por una caliza bioclástica dolomítica y brecha dolomítica, con porosidad interpartícula, intercristalina, fracturas y fracturas con disolución. La dolomitización se presenta generalmente en las áreas central y norte del campo; la formación corresponde a un ambiente de frente y pie de talud arrecifal y tiende a acuñarse y cambiar a facies de calizas de cuenca al poniente.

La columna geológica atravesada por los pozos: TH-106, TH-133 y Mellizo-1, está representada por formaciones que van del Oligoceno al basamento metamórfico de probable edad Permo-Trásica, siendo las rocas carbonatadas de la formación Tamabra, cuya edad es Cretácico Medio, el principal yacimiento y objetivo de estudio

Campo Rancho Nuevo

Geológicamente, el campo se localiza en la provincia Tampico-Misantla, en la porción sur oriental del paleocanal Bejuco-La Laja, al noroeste del Atolón de la Faja de Oro Terrestre y al oriente de la Paleoisla de la Aguada-Pitahaya.

El yacimiento Cretácico Tamabra corresponde a un alineamiento de dos altos estructurales con orientación NE-SE, afectados por dos fallas normales en la parte SE del campo. Hacia la parte oriental, la pendiente es mas fuerte ya que, se encuentra limitada por el "Atolón de la Faja de Oro, Terrestre" Hacia la parte norte las pendientes son más suaves. El campo presenta una serie de fracturas. Los hidrocarburos contenidos en este yacimiento son del tipo ligero (28 °API)

El espesor aproximado de la columna geológica es del orden de los 2150 m. El área de Rancho nuevo esta representada por las Facies Tamabra y Tamaulipas Superior. Se tiene dolomitización en el campo.

Campo Ponton

De acuerdo con el análisis geofísico-geológico del área se han detectado algunas condiciones estructurales—estratigráficas de interés asociadas principalmente con posibles entrapamientos de tipo anticlinal a nivel de Jurásico Superior tratando de encontrar los sedimentos de borde de plataforma de la formación San Andrés, así como algunos acuíferos del Jurásico Inferior—medio contra levantamientos prejurásicos.

Este tipo de condiciones se ubican en varios lugares del área donde se espera encontrar entrapamientos de hidrocarburos. Actualmente se cuenta con dos localizaciones someras aprobadas y se estudia una serie de posibilidades para proponerlas a muy corto plazo. La edad geológica es Jurásico superior, la formación productora es Jurásico San Andrés, con tipo de trampa estratigráfica—estructural.

6.1.3. HISTORIA DE PRESIÓN- PRODUCCIÓN.

En las Fig. 6.5, a la 6.10 se presenta el comportamiento de la producción de hidrocarburos, así como el comportamiento de la presión, ambos antes de la inyección de CO₂. Dicho comportamiento es analizado para los campos Tres Hermanos, Rancho Nuevo y Ponton.

En general se puede observar que los campos se encuentran en una etapa avanzada de explotación con baja producción; con lo que respecta a la presión en el campo Rancho Nuevo no se aprecia una disminución, esto debido a que el campo cuenta con un acuífero activo.

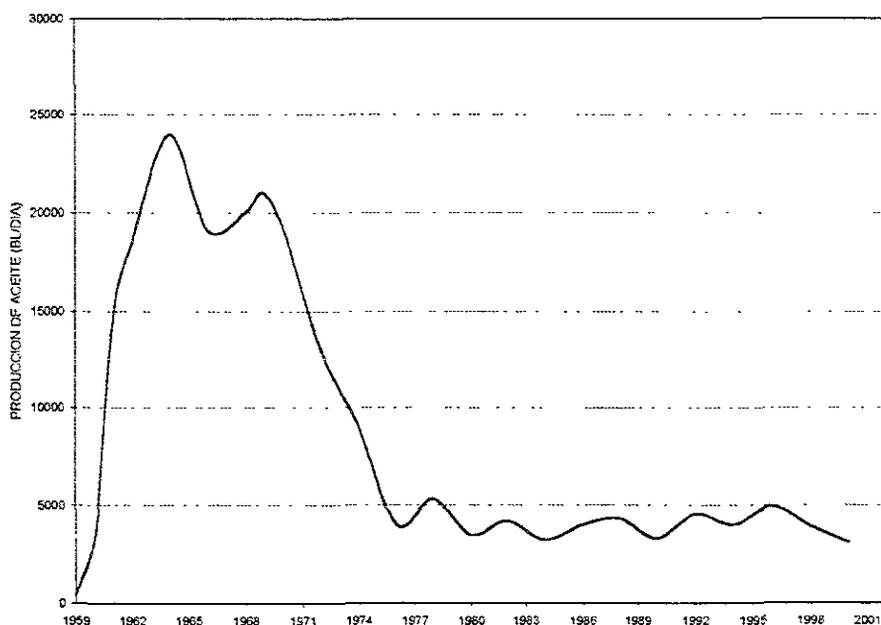


Fig 6.5. Historia de producción Campo Tres Hermanos³¹.

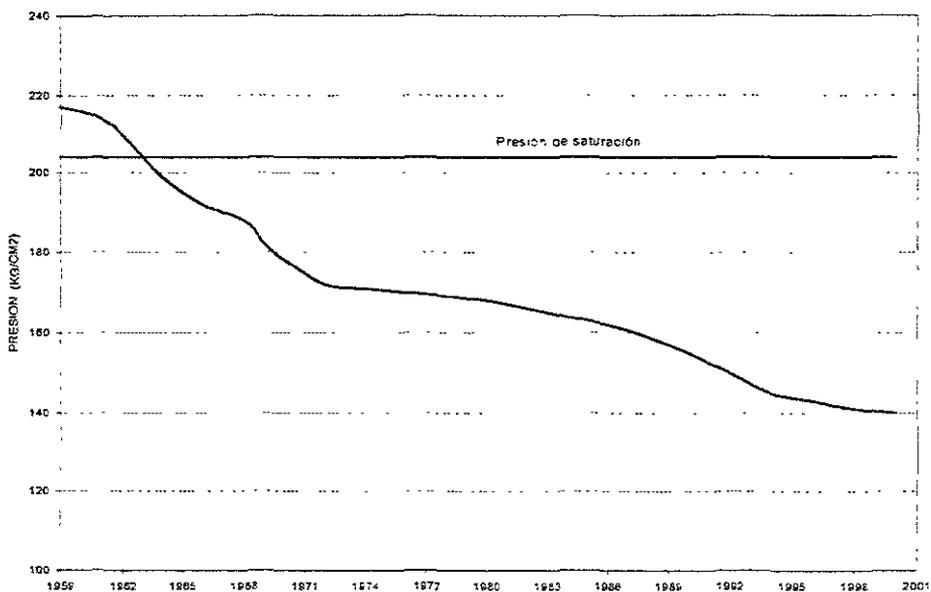


Fig 6.6. Historia de Presión Campo Tres Hermanos³¹.

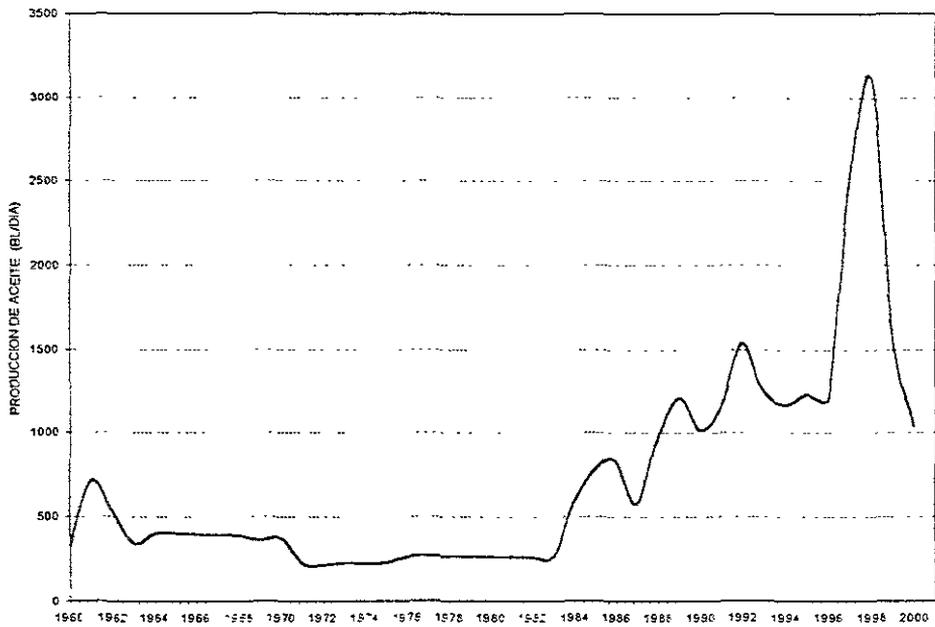


Fig 6.7. Historia de producción Campo Rancho Nuevo³¹.

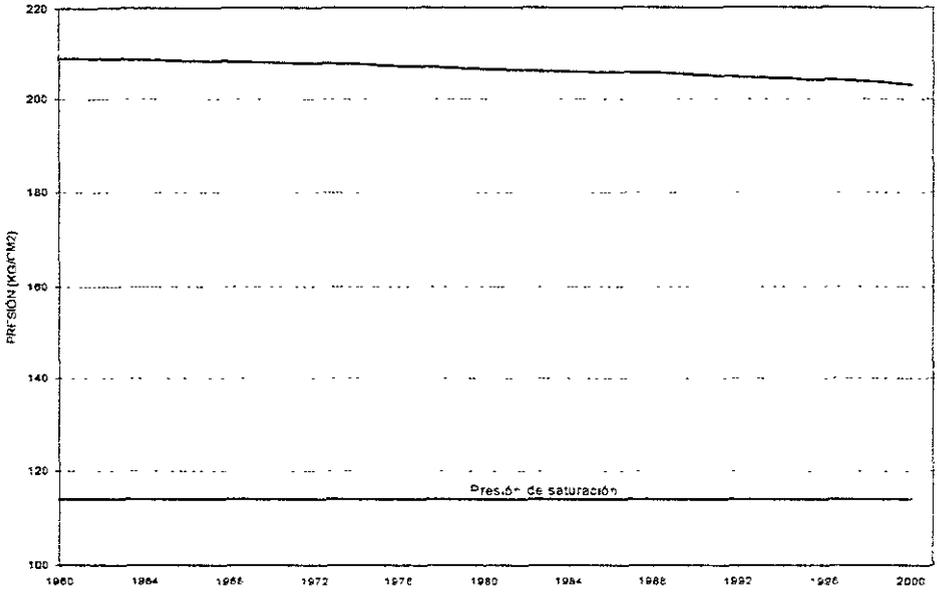


Fig. 6.8. Historia de presión Campo Rancho Nuevo³¹.

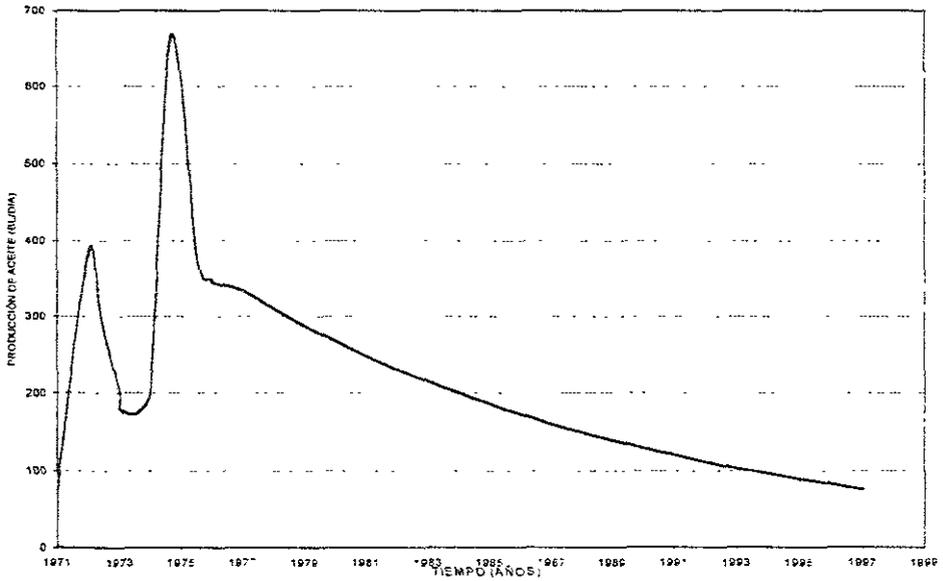


Fig. 6.9. Historia de producción Campo Ponton³¹.

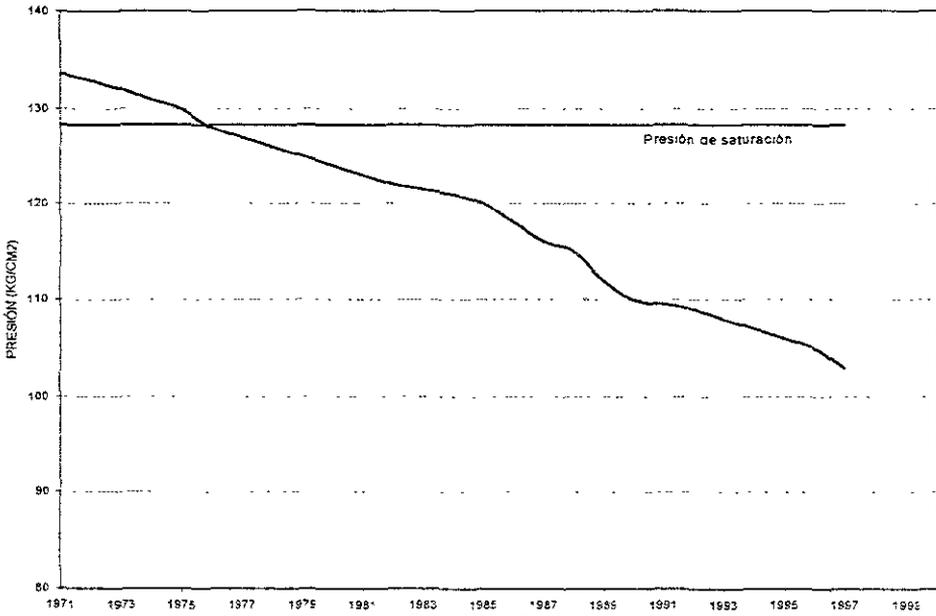


Fig 6.10. Historia de presión Campo Pontón³¹.

6.1.4. VOLUMEN DE CO₂ DISPONIBLE.

El desarrollo de la inyección de bióxido de carbono como proceso de recuperación mejorada, obedece a un gran número de factores, entre los que se encuentran:

- ☑ Es una tecnología madura, con gran potencial de aplicación.
- ☑ Su efectividad con respecto a otros métodos de recuperación mejorada.
- ☑ La disponibilidad constante de fuentes confiables de CO₂ en volúmenes suficientes
- ☑ Procesamiento del gas de las fuentes contaminadas.
- ☑ Transporte del CO₂ al yacimiento, incluyendo compresión, deshidratación y tuberías.
- ☑ Su costo.

En los yacimientos de nuestro país, aún cuando la recuperación mejorada por la inyección de bióxido de carbono puede tener un buen potencial, el principal problema por resolver es su disponibilidad, ya que se requieren del orden de 7 mil pies cúbicos de este gas por cada barril de crudo producido

La disponibilidad de fuentes confiables de CO₂ en grandes volúmenes es reconocida como una de las principales razones de la implantación de muchos proyectos. Las fuentes posibles para obtener CO₂ y poder utilizarlo en proyectos de recuperación mejorada, son plantas industriales y/o yacimientos de gas o de aceite, en que la concentración de CO₂ sea muy alta.

El sector operativo Cerro Azul –Naranjos (en la Tabla 6.2 se muestra un ejemplo de la composición del gas producido en el campo Tres Hermanos) cuenta con campos que tienen una gran producción de CO₂, mismo que en la actualidad es descargado a la atmósfera. Esta fuente podría representar grandes beneficios si se utilizara para inyección en yacimientos de aceite con un estado avanzado de explotación, tal es el caso de campos de este Sector, traduciéndose así el problema en beneficios ecológicos y económicos.

BATERIA 1(Campo Tres Hermanos)	
	P de separación 2 kg/cm ²
	T de separación 30°C
Componente	% Mol
Nitrógeno	1.036
Bióxido de carbono	59.348
Acido sulfhídrico	0.089
Agua	0.00
Metano	29.259
Etano	5.025
Propano	3.293
Isobutano	0.223
Butano normal	0.805
Isopentano	0.203
Pentano normal	0.302
Hexanos y más pesados	0.417
Total	100
Peso molecular	35.476
Densidad relativa (aire=1)	1.225

Tabla 6.2 Composición y características del gas del separador (batería 1) del campo Rancho Nuevo²⁹.

En la Tabla 6.3 se muestran algunos campos de este sector con potencial de producción de CO₂.

CAMPO	GAS (MMPCD)	CO ₂ (MMPCD)
TRES HERMANOS	3.72	6.18
RANCHO NUEVO	0.156	0.260
PONTON	0.45	0.24
TIERRA BLANCA	0.25	0.04
POTRERO DEL LLANO - HORCONES	0.16	0.03
TETECO CERRO - AZUL	0.84	0.15
JUAN FELIPE	0.20	0.03
MORALILLO	0.08	0.12
ZACAMIXTLE	0.05	0.01
TOTAL	5.906	7.06

Tabla 6.3. Campos con CO₂ Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos³³.

Del análisis de la Tabla 6.3 el problema económico y ecológico se traduce en números de la manera siguiente, para un costo promedio del gas natural de 5.17 dls/Mp³ y un costo del CO₂ de 0.60 dls/Mp³, se están quemando 30,534.02 dls/día de gas, más 4236 dls/día por concepto de CO₂, da un total de 34,770.02 dls/día, 1.043 MMdls/mes o bien 380.695 MMdls/año, considerando la producción constante durante un año; en el problema ecológico se dejarían de quemar 13 MMpcd, esta incineración y venteo implica el desperdicio de una fuente natural de uno de los fluidos más importantes para la Recuperación Mejorada de Petróleo.

Los campos de esta área con mayores perspectivas de aplicación para un proceso de este tipo, debido a la cercanía con la fuente de suministro de CO₂ son:

- ☒ Tres hermanos.
- ☒ Rancho Nuevo.
- ☒ Ponton.

Estimación del volumen de CO₂ requerido en un proyecto de desplazamiento miscible de aceite²⁴.

El siguiente análisis se basa en datos que frecuentemente son mencionados en la literatura técnica como representativos de muchos proyectos de desplazamiento miscible de aceite con CO₂ que han tenido éxito en los últimos años; los puntos más importantes son los siguientes:

- Tamaño de bache de CO₂: 40 % del volumen poroso, a condiciones de yacimiento.
- Recuperación adicional de aceite. 15% del volumen original de aceite en el yacimiento.
- Eficiencia en el proceso del CO₂: 7,000 p³/ barril de aceite adicional recuperado.

Actualmente el campo Tres Hermanos produce un gasto de CO₂ y gas natural de 7.2 MMpcd @ c.s.

Volumen de CO₂ requerido en un proyecto²⁴

1. - Por tamaño de bache de CO₂.

Se considera un yacimiento con las siguientes condiciones:

Presión	203 Kg/cm ²
Temperatura	90 °C
Factor de volumen inicial del aceite	1.28 m ³ /m ³
Factor de volumen del gas de inyección (CO ₂ + gas)	0.00753 p ³ /p ³

En un proyecto a 15 años se debe inyectar un volumen de CO₂ equivalente al 40% del volumen poroso del yacimiento, @ c.y. ¿Qué volumen original debe tener el yacimiento para un desplazamiento miscible con el CO₂ producido en el campo Tres Hermanos?

$$(365 \times 15 \times 7.2 \times 10^6 \times 0.00753) / (0.4 \times 5.614 \times 1.28) = 103.27 \times 10^6 \text{ bl.}$$

La producción de gas (gas+CO₂) del campo Tres Hermanos correspondiente a 15 años alcanzaría para inyectar a un yacimiento de 103.26 millones de barriles de volumen original @ c.s, suponiendo que la producción de CO₂ permanezca constante.

2 - Por eficiencia en el proceso del CO₂

Suponiendo un proyecto cuya base de diseño fuera la eficiencia en el proceso del CO₂ y que durante 15 años se inyectara el total de la actual producción del campo Tres Hermanos. ¿Para que volumen original de aceite en el yacimiento alcanzaría?

$$(365 \times 15 \times 7.2 \times 10^6) / (7000 \times 0.15) = 37.54 \times 10^6 \text{ bl}$$

Con este criterio de diseño la producción de gas (CO₂+gas) del campo Tres Hermanos correspondiente a 15 años alcanzaría para tratar un yacimiento de 37.54 millones de barriles de volumen original @ c.s.

Si el volumen actual de hidrocarburos del campo Tres Hermanos es de 271.517 x 10⁶ bl @ c. s, la producción actual de gas (CO₂ + gas) de 7.2 x 10⁶ MMpdc, no alcanzaría para inyectar este yacimiento.

En la Fig. 6 11 se muestra la declinación de la producción en el campo Tres Hermanos. Se espera que para el año 2002 se cuente con una producción de gas de 5.2 MMbpd

Por otra parte realizando un ejercicio similar, pero ahora considerando la producción que se espera en el 2002 cuando se inicie la inyección del gas (CO₂+gas) se tiene que:

1. - Por tamaño de bache de CO₂.

$$(365 \times 15 \times 5.2 \times 10^6 \times 0.00753) / (0.4 \times 5.614 \times 1.28) = 74.58 \times 10^6 \text{ bl.}$$

La producción de gas (gas+CO₂) alcanzaría para inyectar a un yacimiento de 74.58 millones de barriles de volumen original @ c.s, suponiendo que la producción de CO₂ permanezca constante.

2. - Por eficiencia en el proceso del CO₂

$$(365 \times 15 \times 5.2 \times 10^6) / (7000 \times 0.15) = 27.11 \times 10^6 \text{ bl}$$

Con este criterio de diseño la producción alcanzaría para tratar un yacimiento de 27.11 millones de barriles de volumen original @ c.s.

Por tal motivo, se considera que la producción de 5.2 MMpcd de gas del campo Tres Hermanos y considerando el criterio de tamaño de bache, alcanzaría para tratar al campo Rancho Nuevo que cuenta con un volumen actual de hidrocarburos de 34 42 MMbl

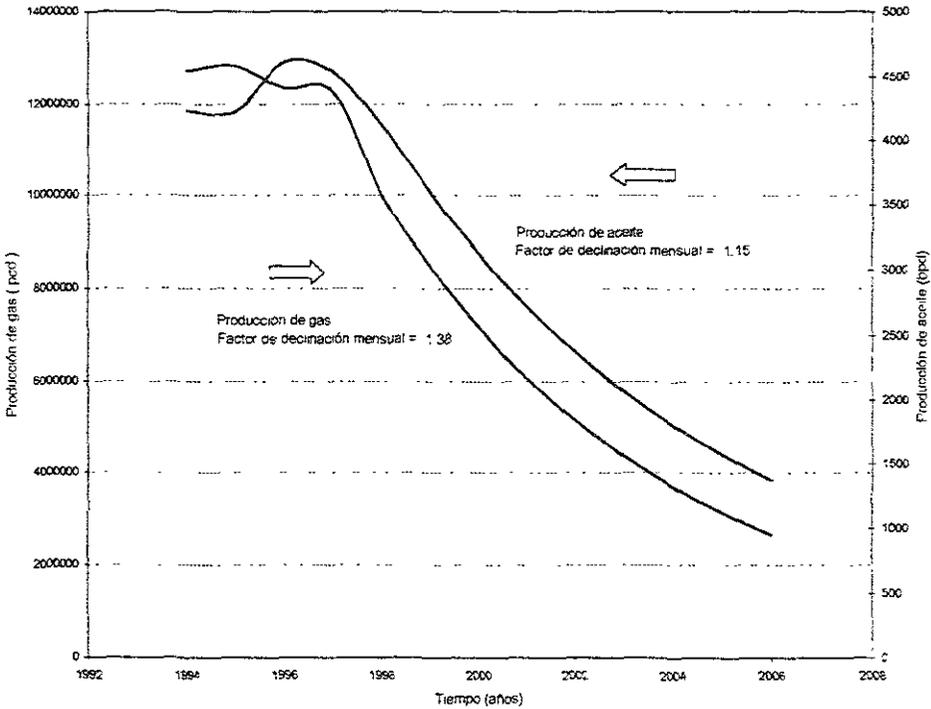


Fig. 6.11. Declinación de la producción del campo Tres Hermanos

6.1.5. INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN^{30, 31,32,33}

Las instalaciones superficiales de producción del campo Tres Hermanos no fueron diseñadas para manejar y procesar el gas separado, es por ello que actualmente el gas se manda directamente a quemadores. Esta acción además de ser un problema de contaminación ambiental, propicia un desperdicio de CO₂ (alrededor de 6 MMpcpd) que puede ser inyectado al yacimiento, esto también propicia un desperdicio de gas natural (alrededor de 4 MMpcpd) que podría ser utilizado como elemento de empuje en sistemas

de bombeo neumático o bien para venta. Es conveniente que en un futuro estudio se analice la posibilidad de separar el gas del CO₂ por medio de una planta de membranas para ver la posibilidad de comercializarlo.

El campo "Tres Hermanos" cuenta con 2 baterías de separación, y está en proyecto la construcción del gasoducto Arenque – Poza Rica que pasará a una distancia cercana del campo.

En cuanto a las instalaciones del campo Ponton no están diseñadas para manejar y procesar gas; es por ello que también se manda a quemadores. Se cuenta con 15 pozos (actualmente están cerrados todos).

Para manejar los hidrocarburos provenientes del campo Rancho Nuevo se tiene una batería de separación, que cuenta con dos cabezales de llegada: el primero para 14 pozos y el segundo para 22 pozos de 3 y 2 pg de diámetro respectivamente. Para la separación se tienen tres separadores verticales de 36" x 10' que manejan 1890 bpd de líquidos y 6.2 MMpcd de gas cada uno.

Para almacenar los líquidos existen cuatro tanques: uno de 795 m³ y tres de 159 m³. La capacidad total de almacenamiento es de 1272 m³ (8000 bl).

Los fluidos almacenados se desplazan con dos motobombas ubicadas en el área de la batería, con capacidad de 22,180 bpd. La producción de líquidos se bombea al oleoducto de 8" de diámetro Cabo Nuevo- Naranjos, en donde se deshidrata la producción del sector Cerro - Azul.

6.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE CO₂

Se presentó la propuesta del proyecto ante el personal del Sector operativo Cerro Azul – Naranjos³⁹. Se hizo la recolección de la información necesaria para la aplicación del modelo predictivo del comportamiento del yacimiento por inyección miscible de CO₂ y que también analiza el aspecto financiero del proyecto. Se establecieron criterios bajo los cuales se llevó a cabo la selección de los yacimientos para inyección de CO₂

Con el apoyo de la Gerencia de Producción del IMP³⁷ se llevó a cabo un estudio para el transporte del CO₂ del campo Tres Hermanos a los campos Rancho Nuevo y Pontón.

Con los yacimientos seleccionados se realizaron dos series de corridas, bajo diferentes estrategias de operación, usando el modelo predictivo CO₂PM. Se hizo un análisis de los resultados de las dos corridas.

Selección de yacimientos y recolección de la información.

Se realizó una visita al Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos con la finalidad de presentar la propuesta del proyecto y recolectar la información necesaria para la aplicación del modelo predictivo CO₂PM. En la propuesta del proyecto se sugirió una lista de los 6 campos del Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos, para que de ellos se seleccionaran yacimientos candidatos para la inyección miscible de bióxido de carbono. Una vez que se presentó el proyecto a los coordinadores del Sector Operativo ellos opinaron que se excluyeran algunos campos, argumentando que no se contaba con la información para la correcta aplicación del modelo³⁸.

Personal del activo llevó a cabo la selección de los yacimientos, en base a la información disponible de cada campo, a la distancia de la fuente de CO₂, y a la información requerida por el modelo predictivo.

Se estableció que como condición para que un yacimiento fuera considerado como candidato, debería tener la siguiente información mínima para la correcta aplicación del modelo predictivo:

- ☑ Porosidad.
- ☑ Volumen original de aceite.
- ☑ Densidad °API del aceite.
- ☑ Presión del yacimiento.
- ☑ Espesor del yacimiento.

Bajo estos criterios se seleccionaron los campos Tres Hermanos, Ponton y Rancho Nuevo. Parte de la información recolectada se muestra en la Tabla 6.5.

Las propiedades de los yacimientos se compararon con criterios de preselección de yacimientos (capítulo 2), establecidos por la experiencia de muchos proyectos, para verificar que estuviesen dentro de los rangos considerados aceptables se realizó el análisis correspondiente a los campos seleccionados Tabla 6.4.

PARÁMETROS DE PREDICCIÓN	RANGOS	CAMPO TRES HERMANOS	CAMPO RANCHO NUEVO	CAMPO PONTON
Densidad (°API) del aceite	> 25 ° API	27	28	34
Viscosidad (cp)	< 10 cp	0.90	0.13	0.13
Tipo de formación	Arenisca y Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	carbonatos
Profundidad (pies)	> 2500 pies	6397	6266	4035
Espesores (pies)	Amplio rango	62	43	20

Tabla. 6.4 Análisis de los criterios de preselección

Si calculamos el vaciamiento en el campo Tres hermanos se tiene:

$$\text{Vaciamiento} = Q_o \cdot B_o + (Q_g \cdot B_g - Q_o R_s B_g) / 5.61 + Q_w \cdot B_w$$

$$Q_o = 3165 \text{ bpd}$$

$$Q_g = 7.20 \text{ MMpcd}$$

$$Q_w = 1502 \text{ bpd}$$

$$B_o \text{ a } 140 \text{ kg/cm}^2 = 1.31 \text{ bl/bl}$$

$$B_g \text{ a } 140 \text{ kg/cm}^2 = 6.83 \times 10^{-3} \text{ bl/bl}$$

$$B_w = 1.001 \text{ bl/bl}$$

$$R_s \text{ a } 140 \text{ kg/cm}^2 = 617 \text{ p}^3/\text{bl}$$

$$\text{Vaciamiento} = 12,000 \text{ bpd @ c. y.}$$

$$\text{Gasto de inyección} = Q_g * B_g / 5.615$$

$$\text{Gasto de inyección} = 8,750 \text{ bpd @ c.y.}$$

Por consiguiente en esta primera etapa se descartó la inyección del gas producido en el campo Tres Hermanos, debido a que su vaciamiento de 12,000 bpd @ c.y. es mayor que el gasto de gas disponible 8 750 bpd @ c.y., para la inyección en el yacimiento. Sin embargo puede ser benéfico para el yacimiento la reinyección de CO₂ con la finalidad de evitar su desperdicio y evitar daños ecológicos al medio ambiente. Además, si se puede recolectar todo el CO₂ producido en la zona, se podría comprimir todo el gas que sale de las baterías, para inyectarlo en la parte superior del yacimiento (casquete), como una forma de mantenimiento de presión y como almacenamiento de un producto muy valioso.

Por otra parte se podría analizar la opción de reemplazar el gas del casquete con nitrógeno y así explotar el gas del casquete para poder contar con este gas para algún proyecto de recuperación mejorada.

Con respecto a los otros dos campos estos cumplieron con la primera etapa preliminar de selección.

NOMBRE DEL CAMPO	TRES HERMANOS	RANCHO NUEVO	PONTON
Nombre del yacimiento	Tamabra	Cretácico Tamabra	J San Andrés
Volumen original de hidrocarburos, (bl c s)	437,930,794	41,780,405	8,495,381
Volumen actual de hidrocarburos (bl c s)	271,517,394	34,422,000	7,991,981
Factor de recuperación de aceite actual (%)	38	16	5.9
Litología	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos
Heterogeneidad	Si	Si	Si
Profundidad media del yacimiento, (m)	1,950	1,910	1,230
Espesor neto, (m)	19	13	6
Permeabilidad (md)	37	35	16
Saturación del agua inicial, (%)	24	30	44
Porosidad (%)	15	16	11
Densidad del aceite (°API)	27	28	34
Viscosidad del aceite (cp, a Pb y Ty)	0.90	0.13	0.13
Tipo de aceite	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Factor de volumen del aceite (m ³ / m ³)	1.44	1.18	1.29
Salinidad del agua, (ppm)	50000	50000	50000
Relación gas disuelto aceite, (m ³ / m ³)	95	67	103
Presión inicial, (kg/cm ²)	217	209	133.7
Presión de saturación (kg/cm ²)	204	114	128.3
Presión actual (kg/cm ²)	140	203	103
Temperatura, (°C)	92	90	60
Espaciamiento, (m)	400	400	400
Longitud del ducto para transporte de CO ₂ , (km)	-	10	-

Tabla 6.5. Información recolectada y utilizada en el modelo predictivo.

Transporte del CO₂

Con el apoyo de personal de la Gerencia de Producción del IMP³⁷ se hizo un estudio para el transporte del CO₂, desde el campo Tres Hermanos (fuente) hasta el campo Rancho nuevo y Ponton. Para este caso se utilizó el simulador PIPESIM de la compañía Baker Jardine.

Se trata de transportar solo el CO₂ requerido que el campo Tres Hermanos entrega a 2 kg/cm² hasta los campos Rancho Nuevo y Ponton a una presión de 170 kg/cm² y que están a 10 y 30 Km. de distancia respectivamente

Se analizaron diversas alternativas en cuanto a diámetros del ducto y presión de envío. Este análisis recomienda por costo y seguridad, contar con dos estaciones de compresión.

Para las distancias consideradas del diámetro del ducto que resultó más conveniente es de 6 pulgadas. La inversión requerida se presenta en la Tabla 6.6.

Distancia (Km)	Inversión (MM pesos)
10	\$ 37
30	\$ 76

Tabla 6.6. Inversión del capital para el transporte de CO₂.

Estas inversiones de capital son consideradas en el estudio económico.

Primer grupo de corridas

La inversión requerida para el transporte del CO₂ es probablemente la más cuantiosa en cualquier proyecto de desplazamiento miscible en el Sector Operativo Cerro Azul – Naranjos. Por otra parte la extensión de los yacimientos no es muy grande. Para mostrar con mayor claridad cual sería el beneficio producido por la inyección del solvente se realizaron dos grupos de corridas para cada uno de los campos seleccionados en el Sector Operativo Cerro Azul – Naranjos bajo las siguientes consideraciones:

- ❑ Un ducto para cada campo
- ❑ Se transporta solo la mezcla requerida por el yacimiento en estudio; de la fuente (Campo Tres Hermanos) hacia los campos Rancho Nuevo y Ponton.
- ❑ Se inyectar agua y CO₂ en forma alternada en proporción 1/1 en volúmenes a condiciones del yacimiento, y durante un tiempo tal que se inyecte un volumen poroso.
- ❑ El flujo fraccional del aceite en el yacimiento puede obtenerse al ajustar la producción inicial del modelo predictivo a la producción inicial del campo.
- ❑ Los precios alto, medio y bajo que se dieron al modelo predictivo fueron 27.6, 23 y 18.4 dólares por barril de aceite.

La presión mínima de miscibilidad (PMM) para cada campo fue determinada con correlaciones (capítulo 3). Los resultados se muestran en la Tabla 6.7 y en la Fig 6.4 se mostró un diagrama con la posición de algunos campos del Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos.

Los gastos de inyección de bióxido de carbono y del agua fueron variados para el campo Rancho Nuevo de un rango de 800 a 1,800 bpd y para el campo Ponton de 60 a 90 bpd @ c.y. El gasto fue el mínimo necesario para que todos los arreglos del yacimiento fuesen agotados por el desplazamiento miscible dentro del período considerado en el análisis económico del yacimiento.

Las recuperaciones de aceite fueron para el campo Rancho Nuevo y para el campo Ponton de 46.9 % y 45 % del volumen de aceite remanente en el yacimiento respectivamente (solo el área de los arreglos considerados), al iniciarse el desplazamiento miscible.

Los indicadores económicos que se muestran en la Tabla 6.7 para el campo Rancho Nuevo fueron buenos, para el campo Ponton no se recomienda el CO₂, debido a que se encuentra a una distancia de 30 Km respecto a la fuente de suministro del CO₂, lo cual representa una fuerte inversión en el transporte, en la Fig. 6.12 se muestra un esquema de localización de los campos. El riesgo resulto bajo para el campo Rancho Nuevo y alto para Ponton.

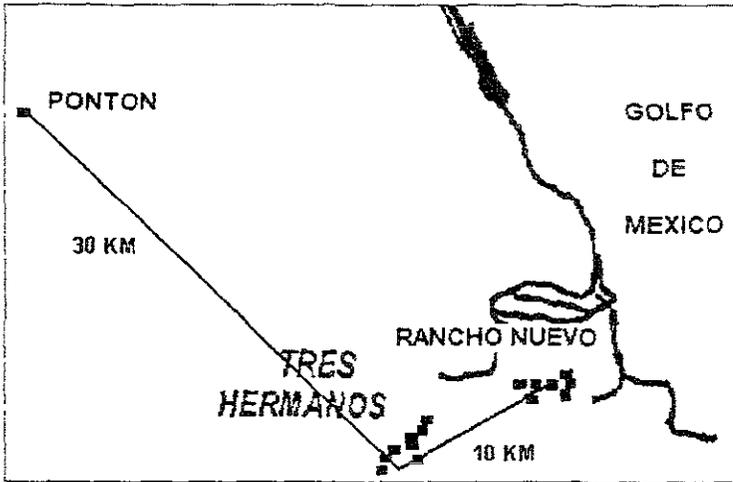


Fig. 6.12 Esquema de localización de los campos Tres Hermanos, Rancho Nuevo y Ponton.

Por la gran distancia que existe entre el campo Tres Hermanos y el campo Ponton³⁶ y en base a los indicadores económicos tan desfavorables arrojados por el modelo predictivo en el primer grupo de corridas, se considero la inyección del gas producido en el campo Ponton de la formación Cretácico Tamaulipas Inferior que tiene un alto contenido de CO₂ a la formación Jurásico San Andrés del mismo campo, mostrado en la Fig. 6 13 del plano de cimas y bases, obteniéndose los siguientes resultados.

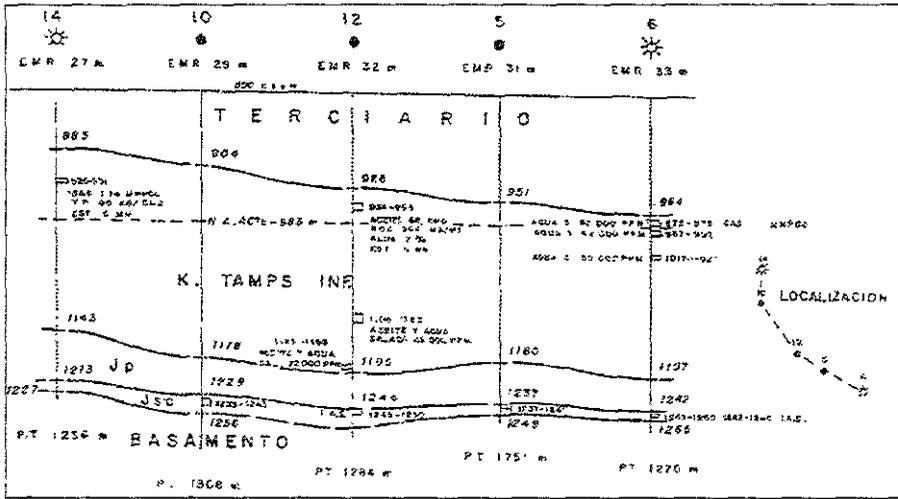


Fig 6 13. plano de Cimas y Bases campo Ponton³².

Campo	Presión mínima de miscibilidad (kg/cm ²)	Longitud del Ducto (Km)	Gasto de inyección (Mpcd)	Recuperación de aceite (frac del volumen inicial)	Aceite Producido (MMbbls)	Utilidad (MMUSD)	Inversión del capital (MMUSD)	Período de cancelación (Años)	Tasa de ganancia (%)
Rancho Nuevo	236	10	661	0.46	1.23	5.2	10.4	5.9	20.95
Ponton	148	30	29	0.45	0.145	-12.4	13.118	-	-

Tabla 6.7. Comportamiento esperado de los yacimientos y análisis financiero

Segundo grupo de corridas

Para mostrar con mayor claridad cuál sería el beneficio producido por la inyección del solvente, y para un uso más eficiente del mismo, se hizo un segundo grupo de corridas del modelo predictivo. En este caso las consideraciones fueron:

- ✓ Un ducto por campo. En el caso del campo Ponton no se considero ducto para el transporte de la mezcla, ya que en este campo se plantea la opción de inyectar el CO₂ que ahí se produce, es decir, ya no se transporta CO₂
- ✓ Se transporta solo la mezcla requerida por el yacimiento en estudio; de la fuente (Campo Tres Hermanos) hacia el campo Rancho Nuevo solamente.
- ✓ Se inyectan agua y CO₂ en forma alternada en proporción 1.5/1 en volúmenes a condiciones del yacimiento y durante un tiempo tal que se inyecte un volumen poroso, para el campo Ponton. mientras que para el campo Rancho Nuevo se considero la inyección continua de solvente (gas+CO₂) durante toda la vida del proyecto.
- ✓ Uso más eficiente del CO₂.
- ✓ Los precios alto, medio y bajo que se dieron al modelo predictivo fueron 27.6, 23 y 18.4 dólares por barril de aceite.

Campo Rancho Nuevo

Se estudio la formación Cretácico Tamabra. La información utilizada aparece en la Tabla 6.5. Se realizaron 6 corridas variando el gasto de inyección por arreglo y el costo por compresión del gas. Solo se consideraron 2 arreglos en base al estado actual del campo (referencia configuración estructural). Se considero la inyección continua de CO₂ debido a que el yacimiento posee un acuífero muy activo y se esta invadiendo por agua.

En la Tabla 6.8 se muestran los resultados de las corridas del modelo predictivo. Cada renglón de la tabla representa una comida del modelo. La primera columna muestra el volumen que debería ser transportado por el ducto diariamente para ser inyectado al pozo.

En la Fig. 6.14 se muestra la historia de producción del campo Rancho Nuevo, a los últimos años se le ajusto una tendencia logarítmica para hacer extrapolaciones, además, se muestra la predicción del comportamiento del yacimiento con la inyección de CO₂, la inyección inicia en el año 2002, en dos arreglos del yacimiento.

En la Fig. 6.15 se muestra el comportamiento de dos indicadores económicos, la tasa interna de retorno, y el cociente ganancia inversión, como funciones del gasto de inyección de CO₂. Se puede observar que el gasto óptimo se encuentra entre los gastos de 1.98 a 2.31 MMpcd @ c.s.

La inyección continua de solvente dura 15 años. La producción total de los dos arreglos será de 1.83 millones de barriles.

El espaciamiento de 400 metros hace poco eficiente el barrido por lo que la recuperación llega a ser de 58% del volumen de aceite contenido en las zonas del yacimiento estudiadas al iniciarse el proyecto de inyección miscible. Por lo cual se recomienda perforar pozos con un espaciamiento de 200 metros, para que el barrido del arreglo sea más eficiente.

Debido a las limitaciones con las que cuenta el modelo predictivo CO₂PM, se recomienda realizar un estudio de simulación más detallado con alguna herramienta de mayores alcances, ya que la herramienta aquí utilizada presenta las siguientes limitaciones: a) no se pueden manejar acuíferos activos como el del campo Rancho Nuevo, b) el sistema presenta fracturas naturales por lo cual se debe utilizar un modelo de simulación para yacimientos fracturados.

Gasto de inyección por campo (CO ₂ + gas) (MMpcd)	Gasto de inyección por arreglo (CO ₂ + gas) (b/d)	Tasa de ganancia (%)	Utilidad (MMUSD)	Período de cancelación (año)	Recuperación de aceite (fracción)	Recuperación de aceite (MMbl)	Inversión de capital (MMUSD)	Relación P/I
1.32	800	21.81	6.18	5.85	0.438	1.36	11.09	0.565
1.65	1000	29.85	9.28	4.36	0.499	1.58	11.45	0.809
1.98	1200	37.43	11.74	3.59	0.547	1.74	11.81	0.993
2.31	1400	44.43	13.35	3.11	0.575	1.83	12.16	1.097
2.64	1600	51.70	14.79	2.79	0.604	1.92	12.51	1.181
2.98	1800	63.62	17.08	2.44	0.647	2.06	12.86	1.327

Tabla 6.8. Campo Rancho Nuevo
Análisis económico de alternativas de inyección de CO₂

Resumen de resultados: Formación Cretácico Tamabra, Campo Rancho Nuevo

Transporte del CO₂

- Se transportaran en promedio 2.31 MMpcd del campo Tres Hermanos al Campo Rancho Nuevo por un ducto de 6 pg de diámetro y 10 Km de longitud
- Dos estaciones de compresión de 2 Kg/cm² a 170 Kg/cm² y 55 °C.

Condiciones de operación

- Presión mínima de fondo de pozo 236 Kg/cm².
- Gasto de inyección 1400 bpd @ c.y. (2.31 MMpcd @ c.s.)
- Dos pozos inyectoros.
- Inyección continua de CO₂
- Periodo de inyección continua de CO₂ durante todo proyecto.

Comportamiento esperado e indicadores económicos

- Se recuperara 58 % del aceite original correspondiente al barrido del área de dos arreglos del campo. En volumen serian 1.79 MMbl @ c.s.
- Recuperación adicional de aceite: aproximadamente 19 % del volumen de aceite contenido en ambos arreglos al iniciar la inyección de CO₂.
- Periodo de vida del proyecto: 15 años
- Periodo de cancelación: 3 11 años
- Tasa de ganancia. 44.43 %
- Cociente ganancia/inversión de capital 1 097
- Ganancia: \$ 13.35 MMUSD.

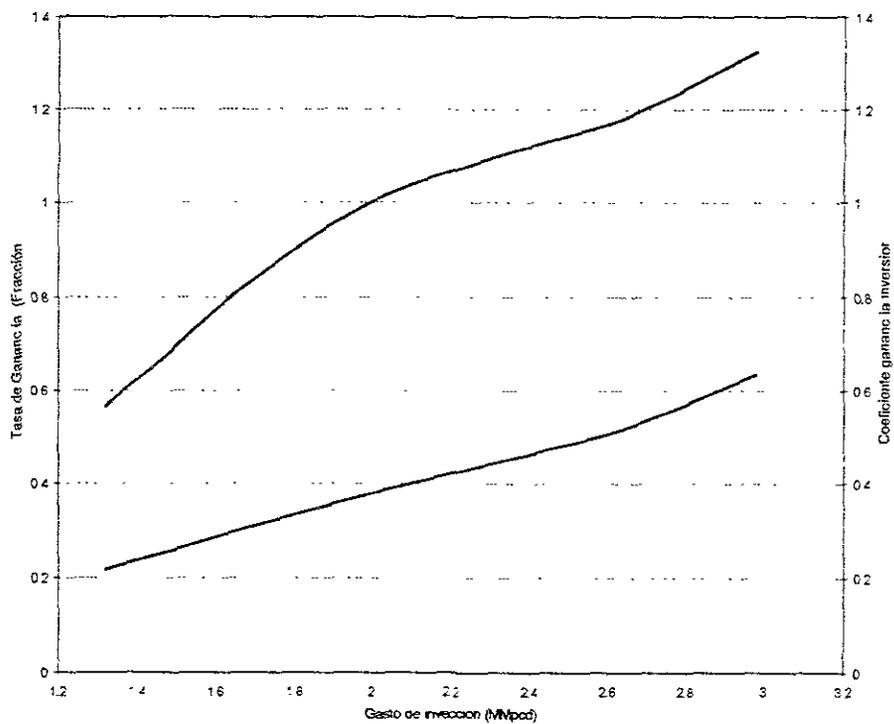


Figura.6 15. Rancho Nuevo
Yacimiento Jurásico Tamabra

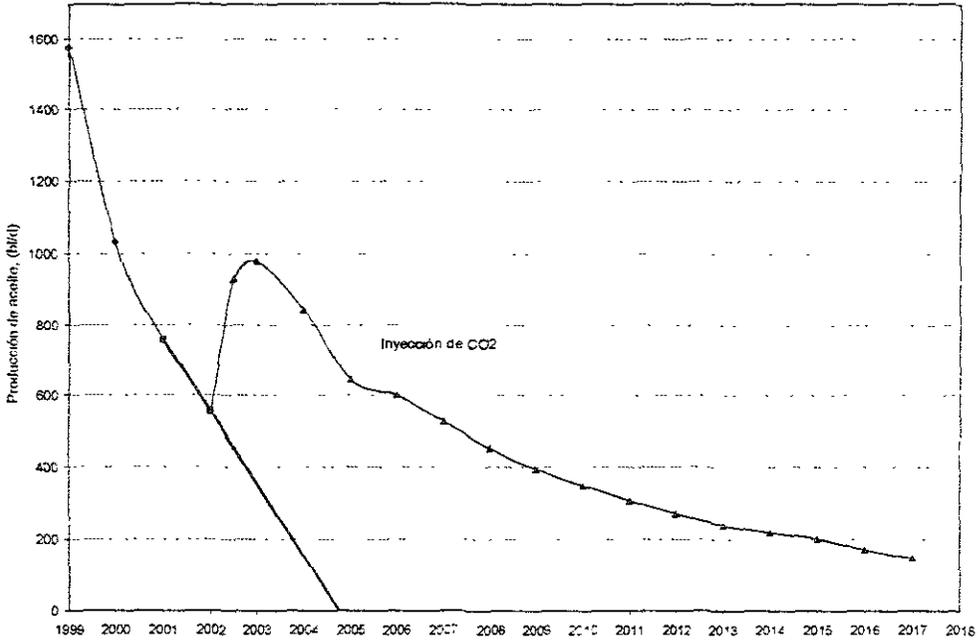


Figura.6.14. Rancho Nuevo. Yacimiento Jurásico Tamabra, comportamiento de la producción con inyección continua de CO₂.

Campo Ponton

Se estudió el yacimiento Jurásico San Andrés. La información utilizada aparece en la Tabla 6.5. Se realizaron cinco corridas variando el gasto de inyección por arreglo y el costo por compresión. Los resultados aparecen en la Tabla 6.9.

En la columna 2 aparece el volumen de agua y bióxido de carbono, en proporción 1.5 a 1 en volumen a condiciones de yacimiento, que diariamente se introduce al yacimiento

En la Fig. 6.16 se muestra la historia de producción del campo Ponton, a los últimos 10 años se le ajustó una tendencia logarítmica para hacer extrapolaciones, además, se muestra la predicción del comportamiento del yacimiento con la inyección de CO₂, la inyección inicia en el año 2002, el comportamiento es sólo para un arreglo, debido a que el tamaño del campo es pequeño.

La inyección de agua alternada con solvente dura 15 años.

En la Fig. 6.17 se muestra el comportamiento de los indicadores económicos: la tasa interna de retorno, y el cociente ganancia inversión, como funciones del gasto de inyección de CO₂. Se puede observar que el mejor se encuentra entre los gastos de 23.2 y 24.6 Mpcd @ c.s

El espaciamiento de 400 metros hace poco eficiente el barrido por lo que la recuperación llega a ser de 23.3 % del volumen de aceite contenido en las zonas del yacimiento al iniciarse el proyecto de inyección miscible. Por lo cual se recomienda perforar pozos a 200 metros para que el barrido del arreglo sea más eficiente.

Gasto de inyección (CO ₂ +gas) por campo (Mpcd/d)	Gasto de inyección (CO ₂ +gas) mas agua por arreglo (bl/d)	Tasa de ganancia %	Utilidad (MMUSD)	Periodo de cancelación (años)	Recuperación de aceite (fracción)	Recuperación de aceite (MMbl)	Inversión de capital (MMUSD)	Relación P/I
24.6	90	77.36	0.866	2.27	0.239	0.124	0.505	1.697
23.2	85	70.07	0.814	2.43	0.233	0.120	0.503	1.597
21.8	80	58.77	0.733	2.71	0.222	0.115	0.502	1.441
19.1	70	45.21	0.579	3.29	0.203	0.105	0.499	1.140
16.4	60	32.56	0.424	4.25	0.185	0.096	0.496	0.835

Tabla 6.9. Campo Ponton.
Análisis económico de alternativas de inyección de CO₂
Relación WAG 1.5 a 1

Resumen de resultados: Formación Jurásico San Andrés, Campo Ponton.

Condiciones de operación

- Presión mínima de fondo de pozo 148 kg/cm²
- Gasto de inyección 85 bpd @ c.y. (agua alternando CO₂.)
- 1 pozo inyector.
- 1 solo arreglo en el campo
- Relación agua gas de inyección, WAG 1.5 volumen/volumen.
- Tamaño de bache de CO₂: 40% del volumen poroso a condiciones de yacimiento
- Periodo de inyección alternada agua/gas. 1 volumen poroso
- Periodo de inyección de agua de desplazamiento del banco de aceite: 2 volúmenes porosos.

Comportamiento esperado e indicadores económicos

- Se recuperara 23.3 % del aceite original correspondiente al barrido del área por el arreglo del campo. En volumen serian 0.120 MMbl @. c.s.
- Recuperación adicional de aceite: aproximadamente 8 % del volumen de aceite contenido en el arreglo al iniciar la inyección de CO₂.
- Periodo de cancelación. 2.43 años
- Tasa de ganancia: 70.07%

- Cociente ganancia/inversión de capital: 1.197
- Ganancia: \$ 0.814 MMUSD

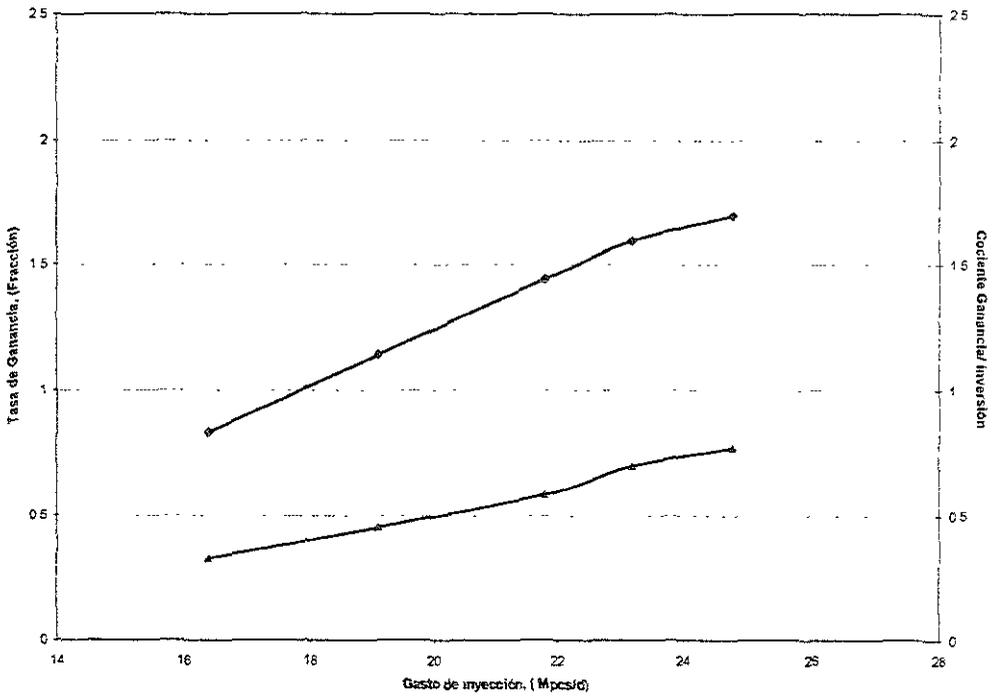


Figura 6.17. Ponton
Yacimiento Jurásico San Andrés.

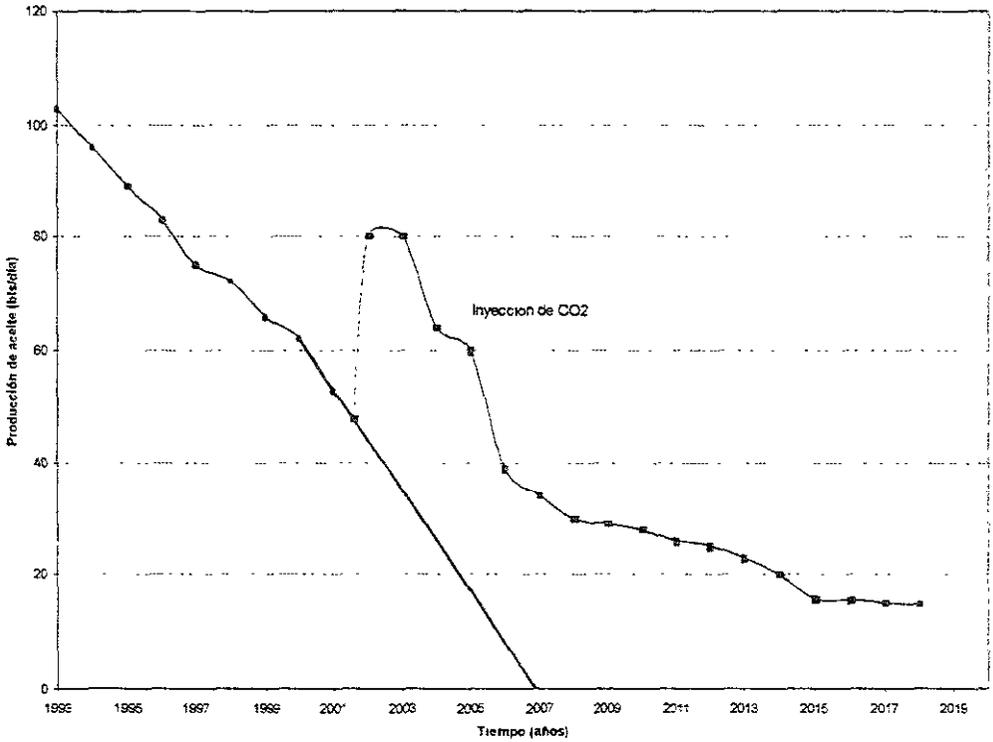


Figura.6.16. Ponton. Yacimiento Jurásico San Andrés.
Comportamiento de la producción con inyección de CO₂

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ❖ Se dispone en el campo Tres Hermanos de una fuente importante de CO₂ para su inyección en yacimientos de aceite maduros cercanos a este campo.

- ❖ Actualmente, en la Región Norte, en el Sector Operativo Cerro Azul–Naranjos, se tienen campos, como Rancho Nuevo y Pontón, que de acuerdo a las propiedades de los yacimientos, composición del aceite, la disponibilidad del CO₂ y el estado avanzado de explotación en que se encuentran actualmente, resultan candidatos idóneos para la aplicación de los Procesos de Recuperación Mejorada, específicamente para la inyección de CO₂ tipo miscible.

- ❖ El rubro más cuantioso de inversión es el relativo al transporte e inyección del CO₂ del campo Tres Hermanos al campo Pontón, por lo que a este campo se inyecta CO₂ de su propia producción.

- ❖ La introducción al campo Pontón de baches alternados de CO₂ y agua permite un uso más eficiente del CO₂ disponible.

- ❖ Dados los indicadores económicos, la cercanía a la fuente del CO₂ y las propiedades del yacimiento, el campo Rancho Nuevo es el mejor candidato para iniciar un proyecto de inyección de CO₂.

- ❖ Dada la estructura geológica tan compleja del campo Tres Hermanos y que el vaciamiento es mayor que el gasto disponible de CO₂, el campo Tres Hermanos no es buen candidato para la aplicación del proceso miscible de inyección de CO₂. Pero este gasto de CO₂ se podría ocupar como mecanismo de mantenimiento de presión.

- ❖ El uso del CO₂ como proceso miscible es una alternativa que debe analizarse para reactivar campos maduros cercanos al campo Tres Hermanos.

- ❖ Los campos del Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos, son buenos candidatos para la implantación de un proyecto de recuperación de aceite por inyección de CO₂ miscible a largo plazo.

- ❖ Desde el punto de vista ecológico, es muy conveniente que un proyecto de esta naturaleza se lleve a cabo, ya que de esta manera se prevean problemas por contaminación ambiental en nuestro planeta.

- ❖ El trabajo de la presente tesis pretende dar un enfoque de los beneficios que tiene el implementar un proyecto de recuperación mejorada.

RECOMENDACIONES

- ❖ Dada la importancia que representa el CO₂ como agente desplazante de hidrocarburos, es necesario considerar la incorporación entre los objetivos de la exploración petrolera, la detección y evaluación de formaciones con acumulación de CO₂. Así como el llevar a cabo una investigación con el fin de cuantificar las acumulaciones de CO₂ ya identificadas y que por no ser del interés de los trabajos exploratorios, no fueron evaluadas, ni consideradas como fuentes de CO₂.

- ❖ De llevarse a cabo este proyecto, sería conveniente que tanto personal de yacimientos como personal de producción tuvieran un mayor acercamiento para la planeación de todos los campos prospectos a la implantación de este proceso.

- ❖ Con todo el gas producido en el sector Operativo Cerro Azul - Naranjos y en campos de la faja de oro (aproximadamente 19 MMpcd)³⁶, se podría iniciar un proyecto de recuperación mejorada en el campo Tres Hermanos, aun así se recomienda realizar un estudio de mayores alcances para identificar zonas del yacimiento en las que se podría iniciar un proceso de esta naturaleza

- ❖ Considerar la inyección del gas producido al casquete del campo Tres Hermanos, como parte de un proceso de prevención de impacto ambiental y con opción a mantenimiento de presión del yacimiento.

- ❖ Se recomienda estudiar la opción de explotar el gas del casquete del campo Tres Hermanos desplazándolo con Nitrógeno, para poder contar con el gas del casquete e implementar un proceso de recuperación mejorada en campos vecinos.

- ❖ El CO₂ es un recurso muy valioso que debe ser aprovechado de la mejor manera posible.

- ❖ Se recomienda perforar pozos con un espaciamiento menor de 400 metros en los campos para que el barrido del arreglo sea más eficiente.

- ❖ Se recomienda realizar un estudio de simulación más detallado con alguna herramienta de mayores alcances, ya que la herramienta aquí utilizada presenta algunas limitaciones. En primer lugar esta herramienta no presenta la opción de manejar acuíferos como el del campo Rancho Nuevo, además de que el yacimiento es fracturado y debe efectuarse un estudio de simulación que considere la doble porosidad.

- ❖ Los yacimientos aquí estudiados presentan fracturas, lo que provoca la necesidad de llevar a cabo un estudio mas profundo para definir en que porcentaje afectarían el proceso de recuperación mejorada.

REFERENCIAS

1. Moritis G.: " EOR Weathers Low Oil Prices" OGJ. Especial. Mar. 20. 2000. Oil & Gas Journal.
2. Prats M.: " Course Covering Selected Topics On Gas Injection , And Enhanced Oil Recovery Processes In Fractured Reservoirs ". The University of Texas Austin.
3. García G.F., Ortiz D.A.: "Evaluación Preliminar de Fuentes Disponibles de Agentes de Inyección Factibles de Utilizarse para Mejorar la Recuperación de Hidrocarburos en México, Informe Final". Subdirección de Tecnología de Explotación Gerencia de Tecnología de Yacimientos. Marzo 1991.
4. Taber.: J.J, Martin F.D. " EOR Screening Criterial Revisited—Part 1. Introduction to Screening Criteria And Enhanced Recovery Field Projects", New Mexico Petroleum Recovery Research Center. SPE, Reservoir Engineering, August 1997.
5. Taber. J.J, Martin F.D.. " EOR Screening Criterial Revisited—Part 2 Applications And Impact Of The Oil Prices", New Mexico Petroleum Recovery Research Center. SPE. Reservoir Engineering, August 1997
6. Katz.: " Miscible Displacement Processes" Prentice Hall, New Yersey, 1987
7. Arriola T.A., Arteaga C.M.: "Recuperación Mejorada de Petróleo". Mayo 1993.
8. Lake W.L.: " Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, New Yersey, 1989
9. Green W.D., Willhite P.G.: " Enhanced Oil Recovery". SPE Textbook series Vol. 6. Richardson Texas , 1998.

10. Stalkup I.F.: " Miscible Displacement". Monograph Vol.8. SPE of AIME. New York. 1984.
11. Craig F.F.: " Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Monografía Volumen 3. SPE of AIME. New York 1982.
12. Kiins A.M.: "Carbon Dioxide Flooding: Basic Mechanisms And Project Design". The Pennsylvania State University. 1984.
13. Peña de la Meza, A.: " Desplazamiento Miscible como un Proceso de Recuperación Mejorada". , Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F 1986.
14. Brock R W, Bryan A.L.: "Summary Results Of CO₂ EOR Field Test, 1972-1987". SPE. 18977 Denver. Colorado, March 5-6, 1989.
15. Holm W.L.: " Evolution Of The Carbon Dioxide Flooding Processes". SPE 17134 Journal Of Petroleum Technology, November 1967.
16. Meneses C.E.: "Notas Breves sobre el Proceso de Inyección de CO₂ a Yacimientos".
17. Taber J.J.. " International Conference On Carbon Dioxide Utilization". Bari. Italy. September 26-30 1993
18. Wehner C.S.: Prieditis J.: "CO₂ Huff And Puff: Initial Results From A Waterflooded SSC Reservoir". SPE 35223 Conference Oil & Gas Recovery. Texas March 1996.
19. Haskin K.H., Aiston B.R.: " An Evaluation Of CO₂ Huff And Puff Test In Texas". SPE 15502 Journal Of Petroleum Technology, February 1989.
20. Palmer S F., Landry W.: "Design and Implementation of Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff And Puff) in South Louisiana". SPE 15497 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA October 5-8, 1986

21. Loreto M.E., Silva R.J.: "Apuntes de Recuperación Mejorada", Facultad de Ingeniería UNAM. Departamento de Explotación del Petróleo. 1979
22. Fox E.T.: "Technology and Experience Speed CO₂ Flood Design". Memorias , Exitep 98.
23. Arteaga C.M., Arriola T.A.: "Factibilidad de Aplicación de los Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo a los Campos: San Andrés, Cerro del Carbón, Nuevo Progreso y Jiliapa". AIPM. Agosto de 1991.
24. López F.F., Astudillo A.L.: "Prueba Piloto de Inyección de CO₂ en el Campo Cuichapa" IMP. Junio 1998.
25. López F.F., Urquieta E.: " Análisis del Comportamiento de Fases de un Yacimiento Inicialmente Saturado con Alta Concentración de CO₂". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XVIII, Num.2, Julio - Diciembre de 1995.
26. Department of Energy of the United States of America. "CO₂ Miscible Flood Predictive Model". Diciembre 1986
27. Reyes G.S.: " Estudio Integral del Campo Tres Hermanos Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos de la Formación Tamabra". Instituto Mexicano del Petróleo. Septiembre de 1998.
28. Reyes G S.: "Análisis de Ingeniería Básica de Yacimientos para la Inyección de Gas y Agua en el Campo Tres Hermanos". Instituto Mexicano del Petróleo. Abril de 1997.
29. Reyes G S.: "Estudio Integral del Campo Tres Hermanos Proyecto CCB - 0301. Vol. 1. Instituto Mexicano del Petróleo. Noviembre de 1998.
30. Instituto Mexicano del Petróleo. " Proyecto CCB-0301 - Estudio Integral del Campo Tres Hermanos, Incluyendo Técnicas de Recuperación Secundaria". Junio de 1996.

31. PEMEX. Exploración y Producción. Grupo interdisciplinario Cerro Azul "Campo Tres Hermanos". 1995.
32. Lonngi C.J.: "Diseño de un Sistema Absorción – Desorción para la Recuperación de CO₂ en Gases de Chimenea". , Tesis Profesional. Facultad de Química, UNAM, México, D.F. 1986.
33. PEMEX. Exploración y Producción. Grupo Interdisciplinario Cerro Azul. Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos. 1997.
34. JPT. "Formation Evaluation, Drilling And Completion Fluids, Reservoir Performance", Noviembre del 2000. SPE. Volumen 52. No. 2
35. López C.F. Gerencia de Ingeniería de yacimientos IMP. "Comunicación Personal". Noviembre 2000.
36. Reyes G.S. Gerencia de Ingeniería de yacimientos IMP. "Comunicación Personal". Noviembre 2000.
37. Clavel L.J. Gerencia de Producción IMP. "Comunicación personal" Diciembre 2000
38. León G.A. PEP México STDP. "Comunicación personal", Asesoría continua
39. Gómez V.G. Coordinador del Grupo Multidisciplinario Cerro Azul- Naranjos. Pemex "Comunicación Personal". Noviembre 2000.

NOMENCLATURA Y UNIDADES DE CONVERSIÓN

NOMENCLATURA

API.	Densidad API
atm.	Atmósferas
bl.	Barriles.
bpd.	Barriles por día.
BTU.	Unidad Británica de Calor
C.	Grados Centígrados
cm.	Centímetros.
cp.	Centipoise
d.	Darcy
°F.	Grados Fahrenheit
p.	Pies
gr.	Gramos
hr.	Hora
Kg.	Kilogramos
Km	Kilómetros
Kpa	Kilopascales
lb.	Libra
lbm.	Libra mol.
m.	Metros
md.	Milidarcys
mm.	Milímetros
Pa.	Pascales
pc.	Pies cúbicos
pcd.	Pies cúbicos por día
pg.	Pulgadas
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas.
°R.	Grados Rankine
s.	Segundos

NOMENCLATURA

A	Área
CO ₂ PM.	Modelo predictivo para la inyección de CO ₂ miscible.
DOE.	Departamento de energía de los E.U.
E. U.	Estados Unidos de Norte América.
LPG.	Gases licuables de petróleo.
m̄b̄nm.	Metros bajo el nivel del mar.
M.	Relación de movilidades.
NE.	Noroeste.
Np	Aceite producido.
PDVSA.	Petróleos de Venezuela.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PEP.	Pemex Exploración y Producción.
PMM.	Presión mínima de miscibilidad.
PRM	Proceso de Recuperación Mejorada de aceite.
P _{sup.}	Presión superficial
PVT.	Análisis de presión, volumen y temperatura.
RMP.	Recuperación Mejorada de Petróleo.
ROS	Relación solvente aceite
RGA.	Relación gas aceite instantánea.
SE.	Sureste.
SO.	Suroeste.
TP	Tubería de producción.
TR	Tubería de revestimiento.
T _{sup.}	Temperatura superficial.
T _{yac.}	Temperatura del yacimiento.
VP.	Volumen poroso.
V _{DP.}	Coefficiente de Dystra & Parson.
VPHC.	Volumen poroso de hidrocarburos inyectado.
V _{sup.}	Volumen a condiciones de superficie.
WAG.	Inyección alterna de gas y agua.
WOR.	Relación de producción agua aceite.
φ.	Porosidad.

ρ .	Densidad del fluido.
ρ_o .	Densidad del aceite.
ρ_s .	Densidad del solvente.
μ .	2.1415
@ c.s.	Medido a condiciones superficiales.
@ c.y.	Medido a condiciones de yacimiento.

Subíndices

bt	Surgencia
f	Fluido
g	Gas
o	Aceite
s	Solvente
sup.	Superficial
w	Agua

Prefijos

M	Mil
MM	Millones
MMM	Miles de millones

UNIDADES DE CONVERSIÓN

LONGITUD

1Km=1000 m	1m=39.37 pg
1m =3.28 pies	1milla=1609 m
1pg=2.54cm	1pie=30 48cm
1milla=5280 ft	1yd=0. 9144m

VOLUMEN

1m ³ aceite=6.29bbbl	1m ³ gas=35.7ft ³
1gal=3.785lt	1 bbl=5.615ft ³
1p ³ =.028 m ³	1 gal=231 pg ³
1lt=0.035 ft ³	1 pg ³ =.000016m ³
1p ³ =28.352 lt	1bbl=159.9 lt
1 lt=1000mmi	1bbl=0.15897m ³
1bbl=42 gal	1gal=0.00378m ³
1ft ³ =1728pg ³	

DENSIDAD

1 gr/cm ³ =0.6242 lbm/ft ³	1 kg/cm ³ =350.5lb/bbl
1 kg/cm ³ =62.4lb/ft ³	1s lug/ft ³ =515.4 kg/m ³
°API=141.5/densidad – 131.5	

TEMPERATURA

$$^{\circ}\text{K} = ^{\circ}\text{C} + 273$$

$$^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 459.7$$

$$^{\circ}\text{C} = (^{\circ}\text{F} - 32) / 1.8$$

$$^{\circ}\text{K} = ^{\circ}\text{R} / 1.8$$

PRESION

$$1 \text{ atm} = 760 \text{ mmHg}$$

$$1 \text{ atm} = 14.69 \text{ lb/pg}^2$$

$$1 \text{ lb/pg}^2 = 0.07 \text{ kg/cm}^2$$

$$1 \text{ atm} = 101325 \text{ pa}$$

AREA

$$1 \text{ acre} = 4046.873 \text{ m}^2$$

$$1 \text{ acre} = 43560 \text{ ft}^2$$

$$1 \text{ hectarea} = 10000 \text{ m}^2$$

$$1 \text{ pg}^2 = 000064 \text{ m}^2$$

$$1 \text{ acre} = 0.4046873 \text{ ha}$$