



01174²
**Universidad Nacional Autónoma
de México**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO
EN INGENIERÍA**

Entidad Participante: Facultad de Ingeniería

**“Factores que Afectan la Presión
Mínima de Miscibilidad en Sistemas
Aceite Crudo-Gases no Hidrocarburos”**

TESIS

**que para obtener el grado de
Maestro en Ingeniería Petrolera
presenta**

SERGIO GARCÍA REYES

TUTOR

**Dr. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ
M. en I. ALFREDO LEÓN GARCÍA**

México, D.F.

Abril de 2003





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.

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Beatriz Reyes y Ceferino García

Con todo respeto a quienes supieron darme la vida y una buena educación para intentar ser una persona de provecho.

A MI ESPOSA E HIJAS

Merce, Gaby y Caro

Por la motivación que representó para mí tenerlas a mi lado en esta nueva oportunidad de superarme.

A MIS HERMANOS

Leticia

Javier

Guadalupe

Armando

Elizabeth

Porque siempre me han dado lo mejor de sí, su comprensión, cariño, y ayuda, gracias

A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS

Jesús Rodríguez Roman

Alejandro Noyola Olvera

Amando Vargas del Campo

Eduardo Poblano Romero

Miguel Angel García Montoya

Francisco Machuca Sánchez

Por que la amistad es uno de los valores que debemos dejar florecer, gracias por permitirme aprender de ustedes.

RECONOCIMIENTOS

A PETROLEOS MEXICANOS

Por el apoyo y las facilidades proporcionadas para estudiar la maestría en ingeniería petrolera.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONAMA DE MÉXICO, EN ESPECIAL AL PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERIA

Por permitirnos ser universitarios y darme lo más valioso, la educación profesional.

A MIS PROFESORES

Por haberme transmitido parte de sus conocimientos, legándome así un cúmulo de experiencias y una sólida preparación académica, que me permita desarrollar con responsabilidad y cariño mi vida profesional

CON ESPECIAL ATENCIÓN

Al Dr. Jesús Rivera Rodríguez y al M. en I. Alfredo León García

Directores de este trabajo

Por su interés, apoyo y tiempo que desinteresadamente dedicaron al desarrollo de este trabajo. Gracias por sus consejos, conocimientos y paciencia.

A LOS INGENIEROS:

Miguel Angel Méndez

Coordinador de Diseño de Explotación

Activo Jujo-Tecominoacan

Bernardo Martínez García

Jefe del área de Ingeniería de Yacimientos

Diseño de Explotación

Activo Jujo-Tecominoacan

Por el apoyo y las facilidades proporcionadas para la utilización del material presentado de los campos Jujo-Tecominoacan

CONTENIDO

Página

1.	Introducción	1
2.	Conceptos Fundamentales	
2.1.	Métodos de recuperación convencionales	3
2.2.	Definición de recuperación mejorada de hidrocarburos	5
2.3.	Métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos	6
2.3.1.	Recuperación térmica	7
2.3.1.1.	Desplazamiento con vapor	7
2.3.1.2.	Desplazamiento por combustión in-situ	9
2.3.2.	Recuperación con productos químicos	10
2.3.2.1.	Desplazamiento por surfactante combinado con soluciones poliméricas	11
2.3.2.2.	Desplazamiento con soluciones poliméricas	13
2.3.2.3.	Desplazamiento alcalino o cáustico	15
2.3.3.	Recuperación de aceite mediante el desplazamiento con solventes	16
2.3.3.1.	Desplazamiento con hidrocarburos miscibles	16
2.3.3.2.	Desplazamiento miscible con CO ₂	17
2.3.3.3.	Desplazamiento con gas inerte (N ₂)	18
2.4.	Tipos de desplazamiento en un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos	19
2.4.1.	Desplazamiento inmisible del aceite de la formación productora	19
2.4.2.	Desplazamiento miscible del aceite del yacimiento	21
2.4.2.1.	Diagramas ternarios	23
2.4.2.2.	Proceso de desplazamiento miscible de primer contacto	25
2.4.2.3.	Proceso de empuje por condensación	28
2.4.2.4.	Proceso de empuje por vaporización	30

3.	Conceptos generales de la ecuación de estado	
3.1.	Definición de ecuación de estado	33
3.2.	Ecuaciones de estado cúbicas	33
3.3.	Evolución de las ecuaciones de estado	35
3.4.	Ecuación de estado de Redlich Kwong	39
3.5.	Ecuación de estado de Soave Redlich Kwong	41
3.6.	Ecuación de estado de Peng Robinson	43
3.7.	Caracterización de fluidos con la ecuación de estado	46
3.7.1.	Caracterización de la fracción C_7+	46
3.7.2.	Agrupamiento de componentes para formar los pseudocomponentes	48
3.7.3.	Regresión	50
4.	Experimentos de laboratorio	
4.1.	Experimentos convencionales	51
4.1.1.	Expansión a composición constante (CCE)	51
4.1.2.	Separación diferencial (DL)	52
4.1.3.	Agotamiento a volumen constante	54
4.2.	Experimentos no convencionales	55
4.2.1.	Pruebas de hinchamiento	55
4.2.2.	Pruebas de contacto múltiple	59
4.3.	Consistencia de los análisis PVT	61
4.3.1.	Método de Basbush	61
4.3.1.1.	Consistencia de los datos experimentales	63
4.3.2.	Método de Whitson	64
5.	Predicción de la PMM en sistemas aceite crudo-gases no hidrocarburos	
5.1.	Definición de la presión mínima de miscibilidad (PMM)	68
5.2.	Determinación experimental de la PMM	69
5.3.	Factores que afectan la PMM con N_2	73
5.4.	Correlaciones para estimar la presión mínima de miscibilidad con N_2	75
5.4.1.	Correlación de Glaso	75

5.4.2.	Correlación de Firoozabadi y Azis	76
5.4.3.	Correlación de Hanssen	78
5.4.4.	Correlación de Hudgins	79
5.4.5.	Correlación de Sebastian y Lawrence	80
5.4.6.	Correlación de Lange	86
5.4.7.	Aplicación de las correlaciones al aceite del Campo Chuc	87
5.5.	Desplazamiento miscible mediante la inyección de CO ₂	89
5.6.	Características principales y factores que afectan la PMM con CO ₂	89
5.7.	Correlaciones para estimar la PMM al inyectar CO ₂	90
5.7.1.	Correlación del National Petroleum Council	91
5.7.2.	Correlación de Yellig y Metcalfe	92
5.7.3.	Correlación de Holm, Josendal y Mungan	93
5.7.4.	Correlación de Cronquist	94
5.7.5.	Correlación de Johonson y Pollin	94
5.7.6.	Correlación de Alston	95
5.7.7.	Correlación de Sebastian	101
5.7.8.	Aplicación de las correlaciones al aceite del Campo Artesa	104
6.	Caracterización de los fluidos del Campo Chuc	
6.1.	Antecedentes y características técnicas del Campo Chuc	106
6.1.1.	Geología	108
6.1.2.	Desarrollo del Campo Chuc	109
6.1.3.	Historia del comportamiento de la producción en el Campo Chuc	109
6.1.4.	Historia del comportamiento de la presión en el Campo Chuc	112
6.1.5.	Mecanismos de empuje que han actuado en el Campo Chuc	116
6.1.6.	Recuperación secundaria en el Campo Chuc	117
6.2.	Variación de la temperatura con la profundidad en los bloques Este y Oeste	118
6.3.	Variación de las propiedades PVT y composición en los bloques Este y Oeste	122

6.4.	Efectos gravitacionales en la explotación del Campo	128
6.4.1.	Variación de las propiedades PVT con el tiempo de explotación (bloques Este y bloque Oeste)	131
6.5.	Predicción de la presión mínima de miscibilidad	135
6.5.1.	Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-11	135
6.5.1.1.	Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-11 utilizando datos de un PVT convencional	136
6.5.1.2.	Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Chuc-11	141
6.5.2.	Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-62	142
6.5.2.1	Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-62 utilizando datos de un PVT convencional	143
6.5.2.2.	Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Chuc-62	147
6.5.2.3.	Prueba de hinchamiento considerando los casos de 10 Y 20 % de inyección de nitrógeno	148
6.5.2.4.	Simulación del efecto en la PMM de la adición de 10 Y 20 % de inyección de nitrógeno	149
7.	Caracterización de los fluidos del Campo Akal	
7.1.	Antecedentes y características técnicas del Campo Akal	150
7.2.	Caracterización de los fluidos del pozo Akal-2	153
7.2.1.	Caracterización de los fluidos del pozo Akal-2 utilizando datos de un PVT convencional	154
7.2.2.	Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Akal-2	159
8.	Caracterización de los fluidos del Campo Jujo-Tecominoacan	
8.1.	Antecedentes y características técnicas del Campo Jujo-Tecominoacan	160
8.2.	Caracterización de los fluidos del pozo Tecominoacan-117	164
8.2.1.	Caracterización de los fluidos del pozo Tecominoacan-117 utilizando datos de un PVT convencional	165

8.2.2.	Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Tecominoacan-117	170
8.2.3.	Prueba de hinchamiento del crudo del pozo Tecominoacan-117 al inyectar 10 % de nitrógeno	171
9.	Caracterización de los fluidos del Campo Artesa	
9.1.	Antecedentes y características técnicas del Campo Artesa	176
9.2.	Determinación de la PMM mediante correlaciones al inyectar CO ₂ al fluido del crudo Artesa-353	184
9.3.	Determinación experimental de la PMM al inyectar CO ₂ al crudo del pozo Artesa-353	187
9.3.1.	Resultados experimentales	189
9.4.	Caracterización de los fluidos del pozo Artesa-22	191
9.4.1.	Caracterización de los fluidos del pozo Artesa-22 utilizando datos de un PVT convencional	192
9.4.2.	Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta bióxido de carbono al crudo del pozo Artesa-22	198
10.	Discusión de resultados	
10.1	Comparación de las PMM obtenidas mediante correlaciones, experimentos de laboratorio y con la ecuación de estado	199
10.1.1.	Fluidos del Campo Chuc	199
10.1.1.1	Breve descripción	199
10.1.1.2.	Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Chuc	200
10.1.2.	Fluidos del Campo Akal	209
10.1.2.1.	Breve descripción	209
10.1.2.2.	Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Akal	211
10.1.3.	Fluidos del Campo Jujo Tecominoacan	217
10.1.3.1.	Breve descripción	217
10.1.3.2.	Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Jujo- Tecominoacan	218
10.1.4.	Fluidos del Campo Artesa	227

10.1.4.1.	Breve descripción	227
10.1.4.2.	Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Artesa	228
11.	Conclusiones y recomendaciones	231
	Nomenclatura	234
	Referencias	237

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Los requerimientos cada vez crecientes de hidrocarburos por las diferentes industrias que los utilizan, ya sea como materia prima, o como combustible, ha desencadenado una competencia vertiginosa entre las necesidades creadas por el desarrollo tecnológico y la capacidad de satisfacerlas. Dicha competencia ha comenzado a desequilibrarse debido a la declinación de la producción de la mayoría de los grandes campos abastecedores de petróleo, así como a los cada vez más escasos descubrimientos de nuevas regiones petroleras; de continuar este desequilibrio desembocará en una crisis muy difícil de superar ya que los hidrocarburos siguen siendo el energético principal que mueve al mundo.

Mientras se desarrollan nuevas fuentes de energía es necesario aumentar las reservas petrolíferas, lo cual puede lograrse mediante las siguientes alternativas: descubrimiento de nuevas zonas petroleras o mejorar las técnicas de extracción de los hidrocarburos presentes en los yacimientos conocidos. La primera alternativa además de ser aleatoria, cada vez requiere de mayores inversiones, debido principalmente a que las nuevas acumulaciones se encuentran en áreas agrestes o en el mar, localizadas a mayores profundidades, lo que origina que los costos de exploración y desarrollo sean altos.

Considerando el panorama anterior, la industria petrolera está aportando su mejor esfuerzo para desarrollar y probar en el campo los nuevos métodos para incrementar la recuperación de hidrocarburos, pues se considera que el desarrollo de procesos que mejoren la eficiencia de recuperación resulta la alternativa más económica y segura, tomando en cuenta que ya se conoce la localización del aceite, y que en la mayoría de los casos se cuenta en el campo con gran parte del equipo, así como la mayor parte de las instalaciones necesarias.

Un proyecto de Recuperación Mejorada consiste en operaciones que complementan las fuerzas naturales de un yacimiento, con el propósito de incrementar la

recuperación final de aceite y/o gas. El aceite recuperado, en la mayoría de los yacimientos, aún con inyección de agua, generalmente no sobrepasa el 40 % del volumen original, por lo que una parte importante del restante 60 % puede recuperarse mediante algún proceso de Recuperación Mejorada.

La producción de aceite de proyectos de Recuperación Mejorada de hidrocarburos (RMH ó EOR) continúa aportando un importante porcentaje de la producción de aceite en el mundo.

No obstante el éxito que ha demostrado tener la aplicación de Métodos de Recuperación Mejorada en el mundo para aumentar la recuperación final de aceite en los campos petroleros, con excepción de la inyección de agua, estos proyectos son prácticamente inexistentes en nuestro país; la tecnología requerida, los costos relativamente altos, entre otros factores, han originado el retraso en la aplicación de Proyectos de Recuperación Mejorada en México.

La inyección miscible es una tecnología compleja, y aún cuando ésta ha sido objeto de investigación y desarrollo por más de 30 años, existen aún desacuerdos en la interpretación de datos de laboratorio y estudios de campo y en la selección de los métodos de predicción.

En este trabajo se desarrolla una investigación relacionada con la importancia de analizar los factores que afectan la presión mínima de miscibilidad en sistemas aceite crudo-gases no hidrocarburos.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS FUNDAMENALES

2.1. Métodos de recuperación convencionales

Los procesos de recuperación de aceite pueden subdividirse en tres categorías principales, según Moritis¹: primaria, secundaria y recuperación mejorada, Fig. 2.1.

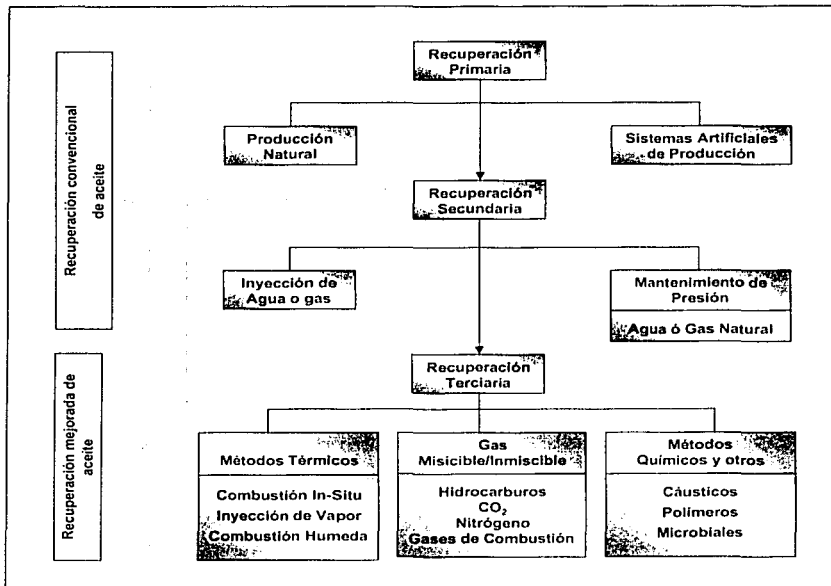


Fig. 2.1. Procesos de producción de aceite

Después de su descubrimiento, la mayoría de los yacimientos de aceite, experimentan típicamente un periodo de producción llamado "recuperación primaria" en el cual la energía natural asociada con un yacimiento es utilizada para recuperar una parte del aceite. Mecanismos tales como la expansión del fluido, la roca, acuífero o capa de gas, ayudan a desplazar los fluidos del yacimiento mientras la presión declina.

Cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja del aceite, se obtiene una recuperación adicional debido a la liberación y expansión del gas. Algunos yacimientos cuentan con una capa de gas, y la expansión de esta capa de gas junto con la gravedad, también pueden ayudar a desplazar el aceite hacia los pozos productores. Otros yacimientos pueden estar conectados a acuíferos que proporcionan un empuje de agua activo o parcialmente activo.

La eficiencia de un proceso de recuperación primaria varía de yacimiento a yacimiento, dependiendo de los mecanismos o combinación de mecanismos responsables de la producción, el tipo de yacimiento, propiedades de la roca y propiedades del aceite. Un rango típico de eficiencia de recuperación es del 5 al 20 % del volumen original de aceite (OOIP).

La inyección de un fluido dentro de uno o más pozos gradualmente ha llegado a aceptarse como un método para incrementar la recuperación de aceite e incrementar los niveles de su recuperación. El agua y/o el gas natural, a presiones donde el gas es inmisible con el aceite, ha sido el fluido inyectado usado casi exclusivamente para este propósito en el pasado, en una etapa comúnmente conocida como de "recuperación secundaria".

La inyección de gas en el casquete de gas, o de agua dentro del acuífero cerca del contacto agua/aceite, o cualquier otro fluido dentro de la columna de aceite son técnicas comunes de inyección de fluidos. Al inicio, la recuperación mejorada fue resultado de disminuir o prevenir la declinación en la presión del yacimiento, para mantener gastos de producción a niveles altos por un largo tiempo. La técnica se llamó "mantenimiento de presión". Más tarde se reconoció que además de incrementar y/o soportar la presión del yacimiento, la inyección de fluidos también desplazaba parte del aceite de los poros de la roca hacia los pozos productores. La recuperación de aceite resultado de la recuperación primaria más la recuperación secundaria por inyección de agua o un gas inmisible, generalmente está en el rango de 20 a 40 % del OOIP.

2.2. Definición de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH ó EOR)

Lake² define a la recuperación mejorada de hidrocarburos, como la obtenida por la inyección de fluidos y/o materiales normalmente no presentes en el yacimiento. Esta definición abarca todos los mecanismos existentes de empuje, ya sea por desplazamiento normal, desplazamiento cíclico o bien por algún tratamiento a los pozos, y cubre a los diferentes agentes utilizados en la recuperación de aceite. Esta definición no restringe a la RMH a una fase particular de la vida del yacimiento, recuperación primaria, secundaria o terciaria, definidos de la siguiente manera:

Recuperación primaria de hidrocarburos: Es la recuperación obtenida por mecanismos de empuje natural, tales como gas en solución, flujo de acuíferos al yacimiento, empuje por casquete de gas o drene gravitacional.

Recuperación secundaria de hidrocarburos: Es la recuperación obtenida por técnicas como la inyección de agua o gas, cuyos propósitos en parte son mantener la presión del yacimiento, o de desplazar una mayor cantidad de hidrocarburos hacia los pozos productores y son aplicados después de una etapa de explotación primaria.

Recuperación terciaria de hidrocarburos: Es cualquier técnica aplicada secuencialmente después de que ha concluido la etapa de la recuperación secundaria.

La definición común de RMH excluye a los procesos de desplazamiento con agua, e intenta excluir a todos los procesos de mantenimiento de presión; sin embargo, algunas veces la distinción no es clara, ya que muchos procesos de mantenimiento de presión tienen además el carácter desplazante. Agentes como metano en un empuje de gas a alta presión, o de CO₂ en un yacimiento con CO₂ residente, no satisfacen la definición, pero en ambos, no hay duda de que son procesos de recuperación mejorada. Usualmente los casos de recuperación mejorada que caen fuera de la definición son claramente clasificados por el propósito del proceso.

2.3. Métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos

Todos los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos, caen dentro de tres diferentes categorías²:

- ◆ Térmicos
- ◆ Químicos
- ◆ Solventes

Con algunas excepciones, por ejemplo el desplazamiento con espuma que cae en las tres categorías. Cada categoría puede ser dividida en procesos individuales, además se pueden clasificar los métodos de acuerdo al mecanismo principal de recuperación; existen tres mecanismos básicos:

- ◆ Métodos que reducen la tensión interfacial entre el fluido desplazante y desplazado.
- ◆ Métodos que extraen el aceite con algún solvente y,
- ◆ Métodos que reducen la viscosidad del aceite o incrementan la viscosidad del agua.

Para un mejor entendimiento de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, se definen los siguientes términos:

Movilidad de un fluido: Se define como la razón de la permeabilidad efectiva de un fluido entre la viscosidad del mismo, generalmente se expresa con la letra λ , por ejemplo para el aceite: $\lambda_o = k_o/\mu_o$

Relación de movilidades: En procesos de recuperación mejorada se expresa como el cociente de la movilidad del fluido desplazado entre la movilidad del fluido desplazante, por ejemplo: $\lambda_o/\lambda_g = (k_o\mu_g)/(k_g\mu_o) = (k_{ro}\mu_g)/(k_{rg}\mu_o)$, donde el aceite es el fluido desplazado y el gas es el fluido desplazante.

Razón de viscosidades: Es la relación de la viscosidad del fluido desplazado entre la viscosidad del fluido desplazante (μ_o/μ_g), como se observa, es un término que se encuentra en la relación de movilidades.

2.3.1. Recuperación térmica³

Estas técnicas han sido utilizadas generalmente en yacimientos de aceites viscosos, teniendo como objetivo mejorar el desplazamiento y las eficiencias de recuperación. El principio de funcionamiento de este proceso es la reducción de la viscosidad en el aceite crudo que acompaña al incremento de temperatura ocasionado por la inyección de fluidos calientes, lo que no solamente permite que el aceite fluya más libremente, sino también resulta en una relación de movilidad más favorable.

Los casos particulares de éste método de recuperación son:

- ♦ Desplazamiento con Vapor
- ♦ Desplazamiento por Combustión In-Situ

2.3.1.1. Desplazamiento con vapor

Es un proceso similar al desplazamiento con agua. De todos los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, actualmente el desplazamiento con vapor es el único rutinariamente usado con bases comerciales en los Estados Unidos, el método se utiliza en yacimientos que tienen crudos de alta viscosidad que son difíciles de movilizar por otros métodos.

En el proceso de desplazamiento por vapor, el vapor se introduce continuamente en los pozos inyectores para reducir la viscosidad de aceites pesados y proveer fuerzas de empuje que muevan al aceite hacia los pozos productores, en proyectos de empuje por vapor, comúnmente se utiliza un vapor húmedo, compuesto por 80 % de vapor y 20 % de agua, o sea un vapor de calidad 80 %. Cuando el vapor se inyecta en el yacimiento, el calor se transfiere a los fluidos del yacimiento, a las capas adyacentes y a la matriz de la roca. Como resultado un porcentaje de vapor se condensa hasta obtener una mezcla de vapor y agua caliente fluyendo a través del yacimiento.

El desplazamiento con vapor puede trabajar empujando al agua y al aceite hasta formar un banco de aceite en el frente de la zona con vapor. Idealmente este banco de

aceite permanece en el frente, incrementándose en volumen hasta que es producido por los pozos productores. Sin embargo, en muchos casos el vapor fluye sobre el aceite y le transfiere calor por conducción. El aceite disminuye su viscosidad en la interfase, y es llevado con el vapor hacia los pozos productores.

La capacidad de recuperación se incrementa a causa de que el vapor disminuye la viscosidad del aceite, y mejora su movilidad. Como se desplaza el aceite más móvil, la zona de vapor se expande verticalmente, y la interfase vapor-aceite se mantiene. Este proceso es intensivo en energía, ya que requiere el uso de una fracción significativa de la energía para la generación de vapor, del orden de 25 al 40 % del petróleo producido.

Aunque el desplazamiento con vapor es comúnmente usado con aceite de 10 a 25 °API, se ha aplicado también en aceites con densidades menores, y actualmente hay interés por utilizar este método en yacimientos de aceites ligeros. Los aceites de viscosidades menores de 20 cp usualmente no son candidatos para desplazamientos con vapor ya que el desplazamiento con agua resulta menos costoso y proporciona resultados similares, el rango normal es de 100 a 500 cp, y además se requiere una alta saturación de aceite en el yacimiento a causa del uso intensivo de energía en la generación de vapor.

Por otro lado, para minimizar la cantidad de roca calentada y maximizar la cantidad de aceite calentado, se requieren formaciones con porosidad alta, esto significa que las areniscas o arenas no consolidadas son los principales candidatos, aunque también es posible aplicarlo en carbonatos. Se recomienda como un parámetro de selección que el producto de la saturación de aceite con la porosidad sea mayor que 0.08.

La fracción de pérdida de calor en el estrato superior y en la base de la roca varía inversamente con el espesor del yacimiento, entonces, entre más grande sea el espesor del yacimiento, mayor será la eficiencia térmica. El desplazamiento con vapor es posible en formaciones delgadas si la permeabilidad es alta. Se prefieren permeabilidades altas (mayor que 200 md o preferiblemente mayor que 500 md), para permitir una inyectividad adecuada del vapor, la transmisibilidad podría ser mayor de 100 md-pie/cp a condiciones del yacimiento.

Las profundidades menores a 300 pies no podrían permitir buena inyectividad a causa de que las presiones requeridas pueden exceder los gradientes de fractura. Las pérdidas de calor llegan a ser importantes a profundidades mayores de 2,500 pies, y el desplazamiento con vapor, no es frecuente a profundidades mayores de 5,00 pies.

Existen también estimulaciones con vapor o inyecciones cíclicas de vapor. En este proceso se inyecta vapor en un pozo productor, por periodos específicos de tiempo (normalmente de dos a tres semanas), posteriormente el pozo se cierra por unos pocos días para permitir la disipación suficiente del calor y entonces se abre a producción. El calor del vapor inyectado, incrementa la temperatura del yacimiento, resultando en un incremento pronunciado en la movilidad de aceites pesados y un correspondiente mejoramiento en los gastos de producción. Otros beneficios positivos que pueden contribuir en la decisión de utilizar estimulaciones con vapor son: expansión térmica de los fluidos, compresión del gas en solución, baja saturación residual de aceite, efectos de limpieza en el pozo.

2.3.1.2. Desplazamiento por combustión in-situ

Existen fundamentalmente dos procesos de la combustión in-situ: combustión progresiva y combustión inversa.

En la combustión progresiva, el aceite del yacimiento es quemado en la vecindad de un pozo inyector de aire, y el frente de combustión se propaga más allá del pozo. La inyección continua de aire, controla la zona de combustión a través del yacimiento hasta cerca de los pozos productores vecinos.

El proceso de combustión inversa, comienza de la misma manera que la combustión progresiva, pero después de quemar el aceite contenido a una corta distancia del pozo de ignición, la inyección de aire se efectúa en los pozos adyacentes, esto empuja al aceite hacia el pozo previamente quemado, mientras que el frente de ignición viaja en dirección opuesta, hacia los pozos adyacentes. El proceso fue desarrollado como un método para mejorar la recuperación en yacimientos que contienen crudos extremadamente pesados.

La gran ventaja que tiene la combustión subterránea viene del hecho de que usa el más barato y abundante de los fluidos de inyección que es el aire. Sin embargo, se queman cantidades significativas de combustible; tanto en la superficie para comprimir el aire como en el yacimiento en el proceso de combustión. Afortunadamente los componentes más pesados del crudo son los que se queman, ya que los ligeros son llevados hacia delante en el avance de la zona de combustión.

En general la combustión in-situ se aplica cuando las pérdidas de calor por desplazamiento con vapor son considerables. En otras palabras la combustión puede llevarse a cabo en yacimientos profundos y en secciones de arena delgadas y ligeras donde las pérdidas de calor por desplazamiento con vapor son excesivas. Se recomiendan profundidades mayores de 500 pies, aunque es factible en profundidades menores. El combustible y el consumo de aire disminuyen a medida que la densidad del aceite se incrementa.

En resumen, si son favorables todos los criterios, el desplazamiento por combustión in-situ aparece como un método atractivo para yacimientos en los cuales no se puede producir por métodos usados para aceites ligeros. Sin embargo, el proceso es muy complicado, y se presentan muchos problemas prácticos, tales como corrosión, erosión en tuberías y relación de movilidad bajas comparados con el desplazamiento por vapor. Por lo tanto, cuando las evaluaciones económicas arrojan resultados similares, la inyección de vapor se prefiere a un empuje por combustión.

2.3.2. Recuperación con productos químicos

Los métodos químicos de recuperación de aceite incluyen el uso de polímeros, la combinación surfactante-polímero, y el desplazamiento alcalino (o cáustico). Todos estos métodos incluyen mezcla de químicos (y algunas veces otras sustancias) en el agua previo a la inyección. Por lo tanto, estos métodos requieren condiciones muy favorables para la inyección de agua: viscosidades de aceite bajas a moderadas, y permeabilidades - moderadas a altas.

El desplazamiento químico es usado para aceites que son más viscosos (mayor de 2 cp) que aquellos aceites recuperados por métodos de inyección de gas, pero menos viscosos (menor de 50 cp) que los aceites que pueden ser económicamente recuperados por métodos térmicos.

La permeabilidad del yacimiento para condiciones de desplazamiento con agentes químicos necesita ser mayor (aproximadamente mayor que 20 md) que para métodos de inyección de gas, pero no tan alta como para métodos térmicos (los métodos térmicos necesitan permeabilidades mayores de 400 md). Y puesto que normalmente se inyecta normalmente fluidos de baja movilidad, se requiere una adecuada inyectividad. Si previamente se efectuó un desplazamiento con agua, entonces el desplazamiento con agentes químicos respondería favorablemente desarrollando un banco de aceite. Generalmente no son candidatos idóneos las formaciones con empuje de agua activa para la aplicación de estos métodos a causa del potencial para las bajas saturaciones de aceite remanente, de la misma manera los yacimientos con capa de gas no son prospectos ya que el aceite movilizado puede migrar hacia la capa de gas.

Las formaciones con alto contenido de arcilla son indeseables puesto que la arcilla incrementa la absorción de los químicos inyectados. Se prefieren las salmueras del yacimiento de salinidad moderada con bajas cantidades de iones divalentes, debido a que concentraciones altas interactúan desfavorablemente con los químicos inyectados.

2.3.2.1. Desplazamiento por surfactante combinado con soluciones poliméricas

Este proceso es conducido en dos pasos, primero la inyección de un bache con polímero para controlar la movilidad. Al bache de surfactante también se le conoce como solución micellar, microemulsión y aceite soluble.

Como ejemplo de la variedad de volúmenes y concentraciones utilizadas en este proceso, se cita lo siguiente: en algunos sistemas se considera un bache pequeño (mayor que 5 % del volumen poroso (VP), con una concentración de surfactante normalmente de 5-10 %. En muchos casos la microemulsión incluye surfactante, hidrocarburo, agua, un electrolito (sal), y un cosolvente (usualmente un alcohol); el propósito primario de este

bache es reducir la tensión interfacial. Normalmente se usa un bache (30-50 % VP) de agua adicionada con polímero para proveer un control de movilidad en el desplazamiento del surfactante y del banco aceite-agua hacia los pozos productores.

En la mayoría de los casos, se han usado los sulfonatos de petróleo de bajo costo o mezclas con otros surfactantes. Se han propuesto también concentraciones intermedias de surfactantes y sistemas de baja concentración (desplazamiento de agua de baja tensión). Los sistemas de menor concentración de surfactantes pueden o no contener polímeros en el bache surfactante, pero utilizarán un bache mayor (30-100 % VP) de solución de polímero.

Se recomienda en yacimientos con viscosidad del aceite menor a 30 cp, para que se obtenga un adecuado control de movilidad, el cual es esencial para éste método; con el objeto de utilizar al máximo el potencial de los químicos que son de alto costo. También se prefieren areniscas a causa de que los yacimientos de carbonatos son muy heterogéneos, contienen salmueras con alto contenido de iones divalentes y causan absorción alta de surfactantes comúnmente usados.

Para asegurar una inyectividad adecuada, la permeabilidad podría ser mayor de 20 md y la temperatura del yacimiento menor de 175 °F para minimizar la degradación del surfactante. Se requiere que generalmente sean de baja salinidad y dureza para la mayoría de los sistemas disponibles comercialmente. Obviamente, este método es muy complejo, caro y sujeto a un amplio rango de problemas. El problema más importante es que el sistema provee reducción óptima en la tensión interfacial sobre un rango muy estrecho de salinidad.

En la práctica, el sistema polímero-surfactante ha sido difícil de desarrollar y predecir en aplicaciones reales de campo. A causa de la reacción química continua y al cambio que ocurre con el movimiento del bache a través del yacimiento, las simulaciones de laboratorio frecuentemente no representan las condiciones reales de campo. El proceso surfactante-polímero tiene excelente potencial, pero se requiere realizar un mayor número de pruebas de campo.

2.3.2.2. Desplazamiento con soluciones poliméricas

La técnica de desplazamiento con soluciones poliméricas incluye la adición de un agente químico (polímero) al agua inyectada para incrementar su viscosidad. Aunque la saturación de aceite residual es esencialmente inafectada, con la adición de una solución polimérica se obtienen dos beneficios: se reduce el volumen total de agua requerida para alcanzar la saturación residual de aceite determinada, e incrementa la eficiencia de barrido debido al mejoramiento de la relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado.

Soluciones acuosas diluidas de soluciones poliméricas solubles en el agua pueden reducir ostensiblemente la movilidad del agua en un yacimiento. Las poli-acrilamidas parcialmente hidrolizadas (PAMH) y las soluciones poliméricas de goma de Xanthan (biopolímeros), ambos reducen la movilidad incrementando la viscosidad. Además las PAMH pueden alterar las rutas de flujo reduciendo la permeabilidad de la formación al agua. La reducción obtenida con las PAMH puede ser permanente, mientras que la permeabilidad al aceite permanece relativamente invariable. El desplazamiento con soluciones poliméricas es visto como un mejoramiento de la técnica de desplazamiento con agua, ya que éste, ordinariamente no recupera aceite residual que ha sido atrapado y aislado por el agua. Sin embargo, el desplazamiento con soluciones poliméricas puede producir aceite adicional con respecto al obtenido por desplazamiento con agua, por un mejoramiento de la eficiencia de barrido e incremento del volumen contactado en el yacimiento. El aceite recuperado a un límite económico dado puede ser de un 4 al 10 % mayor con un desplazamiento de movilidad controlada que el correspondiente al agua.

Normalmente, un tamaño apropiado de tratamiento con soluciones poliméricas puede requerir de la inyección de un mínimo del 15 al 25 % del volumen poroso del yacimiento; las concentraciones de soluciones poliméricas pueden normalmente variar de 250-2,000 mg/L. Las variaciones en el uso de soluciones poliméricas en el desplazamiento con agua incluyen varios métodos selectivos de inyección de geles para modificar el flujo de agua en yacimientos con permeabilidad estratificada o sistemas de fractura menor.

Ya que el objetivo del desplazamiento con soluciones poliméricas es mejorar la relación de movilidades sin necesariamente hacer dicha relación favorable, la máxima viscosidad de aceite para este método es de 100 o posiblemente 150 cp. Si las viscosidades del aceite son muy altas, se requieren concentraciones muy altas de soluciones poliméricas para obtener el control de movilidad deseado, y entonces los métodos térmicos pueden ser más atractivos.

Como discutimos anteriormente, el desplazamiento con soluciones poliméricas ordinariamente no movilizará al aceite que ha sido completamente atrapado por el agua, debido a esto es deseable contar con una saturación de aceite móvil de más del 10 %. De hecho, un desplazamiento con soluciones poliméricas es normalmente más efectivo cuando se comienza a bajas relaciones de producción agua-aceite. Aunque se prefieren los yacimientos de areniscas, también se puede aplicar en carbonatos.

Las soluciones poliméricas de pesos moleculares menores pueden ser utilizados en yacimientos con permeabilidades tan bajas como 10 md (en algunos carbonatos, 3 md). Mientras es posible fabricar soluciones poliméricas de peso molecular menor para inyectar en formaciones de baja permeabilidad, la cantidad de viscosidad generada por libra de solución polimérica podría no ser suficiente para hacer tales productos de interés. Con soluciones poliméricas comunes, las temperaturas de yacimiento deberán ser menores de 200 °F para minimizar la degradación; este requerimiento limita las profundidades a alrededor de 9,000 pies. Un problema potencial serio con el desplazamiento con soluciones poliméricas es la disminución de inyectividad debido al incremento en la viscosidad del fluido inyectado. Si la disminución de inyectividad se prolonga, los gastos de producción de aceite y los costos de producción pueden afectar sensiblemente la factibilidad del proyecto. Los gastos de inyección para soluciones poliméricas pueden ser de solamente del 40 al 60 % de aquellas que utilizan únicamente agua, y la inyectividad reducida puede aumentar los costos totales del proyecto.

2.3.2.3. Desplazamiento alcalino o cáustico

El desplazamiento cáustico o alcalino, es un proceso en el cual el PH del agua inyectada, se controla a un valor de 12 a 13, para mejorar la recuperación de un desplazamiento con agua convencional.

Existen desplazamientos con agua que pueden fácilmente convertirse a desplazamiento cáustico añadiéndole de 1 a 5 % en peso de NaOH. El desplazamiento alcalino o cáustico consiste de inyectar soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio o hidróxido de potasio. Los químicos alcalinos reaccionan con ácidos orgánicos en ciertos aceites crudos para producir surfactantes in-situ que disminuyen en forma importante la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Los agentes alcalinos también reaccionan con la superficie de la roca del yacimiento para alterar la mojabilidad, ya sea de mojada por aceite a mojada por agua o viceversa. Otros mecanismos involucrados son la emulsificación y arrastre del aceite o emulsificación y entrapamiento del aceite para ayudar al control de la movilidad.

Los tamaños de baches de la solución alcalina son frecuentemente del 10 al 15 % del VP; las concentraciones de los químicos alcalinos son normalmente del 0.2 al 5 %. En pruebas recientes se están usando volúmenes grandes con concentraciones relativamente altas. Una inyección inicial de agua dulce o suave frecuentemente precede al bache alcalino, y un fluido de empuje (ya sea agua o agua con adición de polímeros) sigue al bache alcalino.

Los aceites de densidad entre 13 y 35 °API normalmente son candidatos para desplazamiento alcalino. Estos aceites son lo suficientemente pesados para contener los ácidos orgánicos requeridos, pero suficientemente ligeros para permitir algún grado de control de movilidad.

Los límites superiores de viscosidad (menores que 200 cp) son más altos que para desplazamiento con soluciones poliméricas. Se necesita buena saturación de aceite móvil, entre más grande mejor.

El promedio mínimo de permeabilidad es aproximadamente el mismo que para surfactante-polímero (mayor que 20 md).

Se prefieren los yacimientos de arenisca ya que los carbonatos frecuentemente contienen anhidrita o yeso, los cuales reaccionan y consumen los químicos alcalinos.

Los materiales alcalinos también son consumidos por arcillas, minerales o sílice; este consumo es mayor a temperaturas elevadas, por lo tanto se marca como máxima temperatura para su aplicación, 200 °F.

El consumo cáustico en proyectos de campo ha sido mayor que el indicado en pruebas de laboratorio. Otro problema potencial en aplicaciones de campo es la formación de "escamas" las cuales pueden resultar en taponamientos de los pozos productores.

2.3.3. Recuperación de aceite mediante el desplazamiento con solventes

2.3.3.1. Desplazamiento con hidrocarburos miscibles

Este proceso incluye la introducción de un fluido (solvente), que solubilizará completamente al aceite del yacimiento con el que se pone en contacto, eliminando las fuerzas que causan la retención de aceite en la matriz de la roca, y barriendo la mezcla solvente-aceite hacia el pozo productor. Este solvente puede ser alcohol, hidrocarburos refinados, intermedios, bióxido de carbono, gases del petróleo condensado o gases de combustión.

El objetivo del desplazamiento miscible es eliminar la tensión interfacial entre los fluidos desplazado y desplazante, de tal manera que la mayor cantidad del aceite residual en la zona barrida se pueda recuperar. Primero se inyecta un bache de solvente (miscible con el aceite del yacimiento), y posteriormente se inyecta un líquido o gas para forzar la mezcla solvente-aceite hacia los pozos productores. Las recuperaciones teóricas no se obtienen regularmente debido a que el volumen del yacimiento contactado por el solvente disminuye debido a las heterogeneidades del yacimiento, así como a efectos de

segregación de fluidos producido por el alto contraste en densidades entre los fluidos desplazante y desplazado, lo que origina canalizaciones del fluido inyectado.

La inyección de gas es uno de los métodos más antiguos utilizados por los ingenieros para mejorar la recuperación de aceite, y su uso se ha incrementado recientemente, aunque la mayoría de la nueva expansión ha venido de los gases no hidrocarburos. A causa del creciente interés en el uso del CO_2 y N_2 o del gas de combustión, se han separado de las técnicas de hidrocarburos miscibles, aunque frecuentemente se contemplan como proyectos de gas miscible.

2.3.3.2. Desplazamiento miscible con CO_2

El mecanismo para obtener miscibilidad entre CO_2 y el aceite, es similar al mecanismo de gas a alta presión para desplazamiento miscible de hidrocarburos con gas natural. Aunque el CO_2 no es miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento, al ponerse en contacto con el aceite se crea un frente de desplazamiento miscible cuando existen las condiciones apropiadas de presión, temperatura y composición del aceite; bajo estas condiciones, el gas extraerá hidrocarburos tanto ligeros como pesados del aceite, los que se concentrarán en un frente de desplazamiento, así el CO_2 y el aceite llegan a ser miscibles, formando una sola fase líquida y barriendo eficientemente el aceite hacia los pozos productores, en la región del yacimiento donde el CO_2 contacta al aceite.

El CO_2 es un agente efectivo para la recuperación de aceite por varias razones. En general el CO_2 es muy soluble en el aceite crudo a presiones de yacimiento; por lo tanto, incrementa su factor de volumen y reduce su viscosidad antes que la miscibilidad se obtenga por el mecanismo de empuje por vaporización.

Cuando se alcanza la miscibilidad, ambas, fases de aceite y CO_2 (la cual contiene muchos de los hidrocarburos de componentes intermedios y pesados) fluyen juntos a causa de la baja tensión interfacial y el incremento relativo en los volúmenes totales del combinado CO_2 y la fase de aceite. Sin embargo, la generación de miscibilidad entre aceite y CO_2 es todavía el mecanismo más importante, y ocurrirá en sistemas aceite- CO_2 .

siempre y cuando se alcance un cierto nivel de presión, ésta presión es llamada, presión mínima de miscibilidad (PMM).

La presión requerida debe ser suficientemente alta para obtener una densidad mínima en la fase CO_2 . A esta densidad mínima (varía con la composición del aceite), el CO_2 llega a ser un buen solvente para el aceite, especialmente en los hidrocarburos intermedios, y la miscibilidad requerida puede ser generada o desarrollada para proveer el desplazamiento eficiente normalmente observado con el CO_2 .

A causa de la presión mínima requerida, la profundidad es un criterio importante, por lo que el desplazamiento con CO_2 se realiza normalmente en yacimientos que tienen más de 2,000 pies de profundidad. La composición del aceite es también importante, y la densidad API requerida es mayor de 30 °API. Se puede utilizar también la inyección de CO_2 en forma de desplazamiento inmisible.

Aunque el mecanismo para el desplazamiento con CO_2 , parece ser el mismo que para el desplazamiento con hidrocarburos miscibles, el desplazamiento con CO_2 es capaz de generar mejores recuperaciones, si el sistema está arriba de su presión de miscibilidad. Comparando con los hidrocarburos, el CO_2 tiene una mayor solubilidad en el agua, difundiéndose a través de la fase de agua, hinchándose y traspasando al aceite hasta que es móvil. Así, no solamente son el tipo de aceite y el criterio de profundidad fáciles de encontrar en el desplazamiento con CO_2 , sino que la recuperación final puede ser mayor que con hidrocarburos miscibles cuando se está arriba de la PMM, lo anterior ha sido verificado con pruebas de laboratorio y campo.

2.3.3.3. Desplazamiento con gas inerte (N_2)

El N_2 y gas de combustión⁴ (alrededor de 87 % de N_2 y 12 % de CO_2) se usan en lugar de los gases hidrocarburos debido a sus aspectos económicos favorables. El N_2 también compite con el CO_2 en algunas situaciones por la misma razón. El N_2 se prefiere no solamente por su bajo costo, sino también a causa de su mucha menor compresibilidad; para una cantidad dada a condiciones estándar, el N_2 ocupará mucho más espacio a condiciones de yacimiento que el CO_2 o el metano a las mismas

condiciones. Sin embargo, ambos, el N_2 y los gases de combustión son inferiores a los gases hidrocarburos (y muy inferiores al CO_2) desde un punto de vista de la magnitud del incremento en recuperación de aceite.

El N_2 tiene una viscosidad menor, baja solubilidad en el aceite y requiere de mucho mayor presión para desarrollar miscibilidad. El incremento en la presión de inyección requerida es significativa comparada al metano y muy grande (4 a 5 veces) cuando se compara al CO_2 .

Los criterios para el desplazamiento con N_2 o gases de combustión, son similares a aquellos de empuje de gas a alta presión. Se requiere mayor presión y por lo tanto profundidad, así como la necesidad de aceites muy ligeros, si se realiza la miscibilidad completa en el yacimiento. La inyección del N_2 , los gases de combustión y el desplazamiento con CO_2 , generalmente se consideran para procesos miscibles, pero pueden también recuperar aceite en forma inmisible. El desplazamiento por N_2 o gases de combustión puede ser económico, debido a que parte del yacimiento se llena con gases de bajo costo.

2.4. Tipos de desplazamiento en un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos

En todos los métodos de RMH vistos anteriormente, el fluido desplazante empuja al fluido desplazado creando un frente de desplazamiento, el cual es de tipo inmisible o miscible.

2.4.1. Desplazamiento inmisible del aceite de la formación productora

El aceite y el agua no se mezclan. Si estos dos fluidos son vertidos dentro de un recipiente y se estabilizan, se distinguen dos fases distintas de líquido, separadas por una interfase.

Similarmente, el aceite y el gas natural también son inmiscibles, aunque el gas natural tiene alguna solubilidad en el aceite. Esta solubilidad depende del nivel de presión,

y tan pronto como el límite de solubilidad se excede, se forman dos fases (una fase de gas y otra fase de líquido) separadas por una interfase.

El desplazamiento de tipo inmiscible surge cuando no existe una zona de transición entre el fluido desplazante y desplazado, o más bien no hay miscibilidad entre ambos en el frente de desplazamiento. En la Fig. 2.2.a se presenta esquemáticamente este tipo de desplazamiento, existen básicamente dos aspectos⁵ que es necesario resaltar. a): la saturación de los fluidos del yacimiento, a medida que avanza el frente de desplazamiento, disminuye continuamente hasta que se alcanza la saturación residual, una vez alcanzado este valor de saturación, no existe ningún cambio de saturación posterior. b): La composición de los fluidos no desplazados es esencialmente la misma que la composición de los fluidos presentes en el yacimiento al inicio del proceso. Existe la misma composición de gas, componentes intermedios y pesados tanto en el aceite residual como en los fluidos del yacimiento que están más allá del frente de desplazamiento.

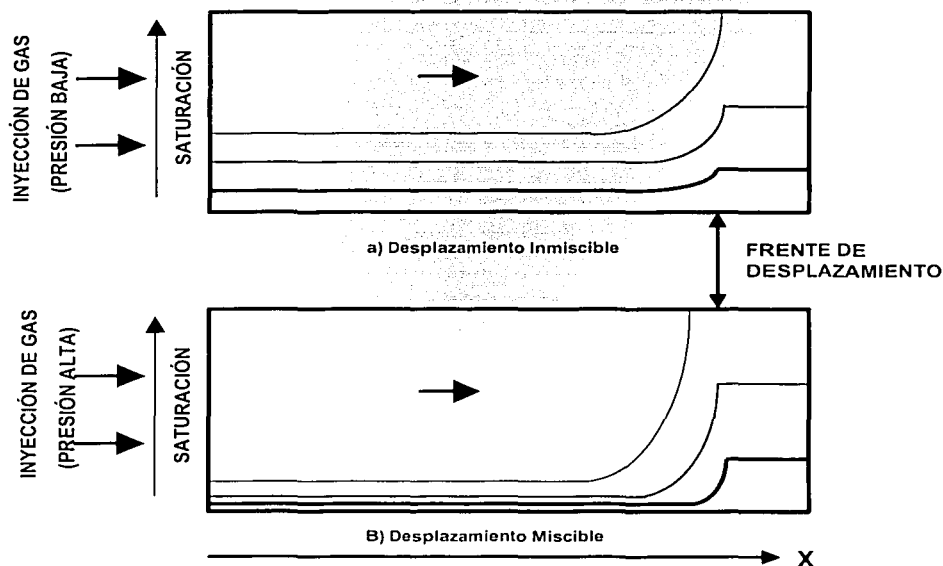


Fig. 2.2. Comparación del desplazamiento miscible con el inmiscible

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.4.2. Desplazamiento miscible del aceite del yacimiento

Dos fluidos son miscibles cuando se pueden mezclar en todas proporciones y todas las mezclas permanecen en una sola fase. Debido a que solo resulta una fase de la mezcla de los fluidos miscibles, no existe una interfase entre ellos y consecuentemente no existe tensión interfacial (IFT) entre los fluidos.

Algunos fluidos de inyección para desplazamientos miscibles se mezclan directamente con los aceites del yacimiento en todas proporciones y su mezcla permanece en una sola fase. Ellos se dice que son miscibles de primer contacto.

Otros fluidos de inyección usados para inyección miscible forman dos fases cuando se mezclan directamente con los fluidos del yacimiento, por lo tanto, ellos no son miscibles de primer contacto. Sin embargo, con estos fluidos, existe una transferencia de masa in-situ de componentes entre aceite del yacimiento y los fluidos inyectados formando una fase desplazante con una zona de transición de composición de fluido de rangos de aceite a composición de fluido inyectado, y todas las composiciones dentro de la zona de transición son miscibles contiguas.

La miscibilidad alcanzada mediante transferencia de masa in-situ de componentes, resultado de contactos repetidos de fluido inyectado y de aceite durante el flujo es llamado de "contactos múltiples" o miscibilidad dinámica.

Debido a que la mezcla en el aceite y en la zona de transición permanece en una sola fase, tanto en la miscibilidad de primer contacto como en la miscibilidad de contactos múltiples no hay efecto de la permeabilidad relativa entre el solvente y el aceite sobre la eficiencia de recuperación de un desplazamiento miscible. El desplazamiento miscible es igualmente efectivo en rocas mojadas por aceite o por agua, en el volumen del yacimiento donde ambos fluidos entran en contacto.

En el desplazamiento miscible se presenta una zona de transición en el frente de desplazamiento, esta zona de transición se debe a que se presentan las condiciones de miscibilidad entre los fluidos desplazantes y desplazado. En la Fig. 2.2.b se presenta

esquemáticamente este proceso. Se debe notar que⁵ la saturación de los fluidos del yacimiento no desplazados, atrás del frente de desplazamiento, disminuye mucho más rápidamente que en el caso de un desplazamiento inmisible. Esta acción es el resultado de la disminución del cociente de viscosidades (viscosidad de fluidos de yacimiento / viscosidad de fluido desplazante). Este cociente disminuye mayormente a causa de que el gas llega a ser más viscoso y consecuentemente es un mejor agente desplazante. El aceite en el frente de desplazamiento, también disuelve algo de gas, lo cual disminuye su viscosidad. El diagrama también muestra que atrás del frente, el aceite no desplazado, se está enriqueciendo continuamente de componentes intermedios, y como resultado de éste intercambio, resulta una disminución de la saturación; este proceso continúa por alguna distancia atrás del frente, hasta que esencialmente todos los intermedios son evaporados, y lo que se queda en la fase aceite son los componentes pesados.

Existen algunas ventajas del desplazamiento miscible sobre el inmisible:

- ◆ En el primero se presenta un desplazamiento más eficiente en el frente a causa de la mejor razón de viscosidad.
- ◆ El enriquecimiento de componentes intermedios, un poco más allá del frente de desplazamiento, causa que fluya más aceite y deje una menor cantidad de los fluidos originales.
- ◆ Existe un encogimiento del aceite no desplazado, debido al cambio de componentes intermedios al fluido desplazante.

Dependiendo de la composición del fluido del yacimiento y del de inyección, así como de la presión de inyección, la miscibilidad dinámica se divide en tres procesos de desplazamiento:

- ◆ Miscibilidad de Primer Contacto
- ◆ Empuje de Gas Enriquecido (Condensación)
- ◆ Empuje de Gas a Alta Presión (Vaporización)

A continuación, se discuten los principios fundamentales de los tres tipos de procesos miscibles con la ayuda de diagramas pseudoternarios.

2.4.2.1. Diagramas ternarios⁶

Dado que el petróleo es una mezcla de un gran número de hidrocarburos, su composición exacta nunca se conoce y aunque se pudiera conocer, el procedimiento para su caracterización termodinámica resultaría demasiado complicado. Por esto, se prefiere recurrir al uso de diagramas ternarios para la representación del comportamiento de sistemas multicomponentes. El comportamiento de fase de una mezcla de tres componentes se puede representar exactamente mediante un diagrama ternario, mientras que para n-componentes se requiere aproximar la mezcla mediante tres pseudocomponentes.

La Fig. 2.3 muestra la representación del comportamiento de fase mediante el método del diagrama ternario, ilustrado para un sistema simple de tres componentes de hidrocarburos.

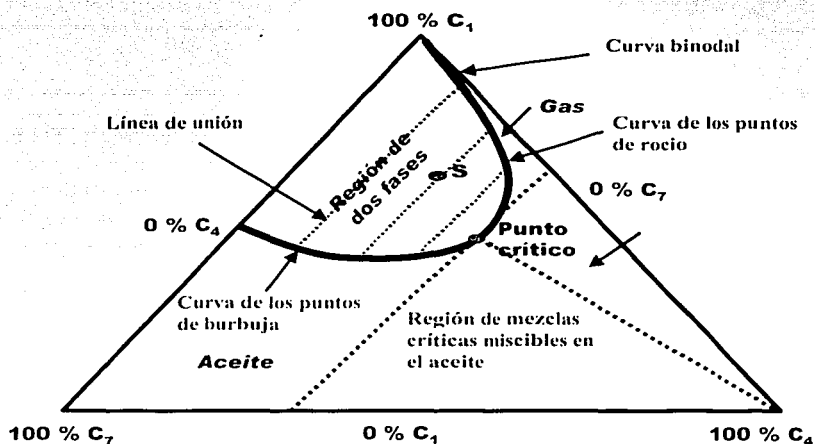


Fig. 2.3. Principales características de un diagrama ternario para tres componentes hidrocarburos

Como se mencionó previamente la representación del comportamiento de fase mediante diagramas ternarios sólo es exacta para mezclas ternarias, y se construyen en la siguiente forma:

Cada esquina del diagrama ternario representa 100 % del componente dado y el extremo opuesto del vértice representa el 0 % de ese componente.

Cada concentración de un componente dado se representa sobre el lado correspondiente del triángulo, mediante una distancia proporcional a la concentración, tomando en cuenta que el valor total del lado es 100 %. Las mezclas binarias de los hidrocarburos mostrados en la Fig. 2.3 se localizan sobre los lados del triángulo.

Las concentraciones de mezclas tricomponentes se localizan en el diagrama midiendo los valores correspondientes a las concentraciones de cada uno de los componentes, en forma paralela al lado opuesto al vértice del triángulo que corresponde a una concentración de 100 % de este componente.

Por ejemplo, la esquina superior del diagrama ternario en la Fig. 2.3 representa 100 % de metano (C_1), mientras que su extremo opuesto representa el 0 % de este componente. Cualquier concentración de metano entre 0 y 100 % se representa a una distancia proporcional entre el fondo del triángulo y la esquina superior. Similarmente, la esquina inferior derecha representa 100 % de C_4 y la esquina inferior izquierda representa 100 % de la fracción C_7 . Así, la mezcla S en la Fig. 2.3 contiene aproximadamente 68 % de metano, 21 % de intermedios (C_4) y 11 % C_7 .

Cualquier mezcla de componentes que caigan dentro de la envolvente de fase tendrá dos fases, líquida y gaseosa. La zona de líquido está ubicada debajo de la curva de punto de burbuja y la zona de gas esta ubicada encima de la curva de rocío.

La presión y la temperatura afectan el tamaño de la zona bifásica: al incrementarse la presión, para una composición dada, aumenta la solubilidad de gases en líquidos, por lo que el tamaño de la zona bifásica tiende a disminuir (a temperatura constante). Por otra parte, si se mantiene la presión constante al incrementarse la temperatura, la presión de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

vapor de la mezcla también se incrementa, por lo que la fase líquida incrementa su tendencia a evaporarse, aumentando así el tamaño de la zona bifásica.

Cuando las mezclas a tratar consten de más de tres componentes, entonces se procede a agruparlos en "pseudocomponentes", de forma tal que se tenga un pseudocomponente "ligero", uno "intermedio" y otro "pesado". Cabe aclarar que en este caso la representación del comportamiento de fase es sólo aproximado.

2.4.2.2. Proceso de desplazamiento miscible de primer contacto⁶

El proceso más simple y más directo para lograr la miscibilidad es inyectar un solvente que es completamente soluble en todas proporciones en el aceite del yacimiento, de forma tal que no existe una interfase entre ellos. Los hidrocarburos con peso molecular intermedio (propano, butano, o mezcla LPG) se usan frecuentemente para la inyección miscible de primer contacto. Cabe aclarar que cuando la idea surgió el propano era un solvente barato.

La Fig. 2.4 ilustra los requerimientos de comportamiento de fase para la miscibilidad de primer contacto. En el diagrama pseudo-ternario el solvente LPG se representa mediante los pseudo-componentes C_2-C_6 . La miscibilidad de primer contacto se puede alcanzar si los componentes de todas las mezclas de LPG y aceite permanecen enteramente dentro de la región de una sola fase. Para el comportamiento de fases mostrado, el LPG se puede diluir con metano hasta una dilución máxima, identificada por la composición A, resultando en mezclas que serían miscibles al primer contacto con el aceite del yacimiento. La composición A es la intersección del lado derecho del triángulo (representando todas las mezclas metano/composición LPG) y la tangente a la curva del comportamiento de fase que pasa a través de la composición del aceite.

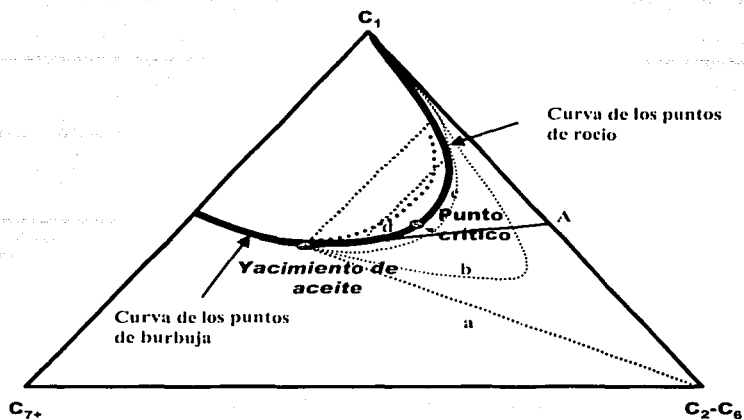


Fig. 2.4. Proceso miscible de primer contacto

En prácticas pasadas, los solventes o bancos de solventes de LPG miscibles de primer contacto con el aceite del yacimiento eran muy caros para inyectarlos continuamente. Por lo anterior, estos bancos de solventes eran inyectados en volumen limitado, comparados con el volumen poroso de los yacimientos, los cuales eran desplazados con fluidos más baratos como el gas natural o el gas de combustión.

Conforme los bancos de solvente viajan a través del yacimiento, este se mezcla con el aceite original en el frente de desplazamiento y con el gas de empuje atrás del frente de desplazamiento, presentándose las siguientes reglas y comportamiento de fase sobre la pérdida de miscibilidad (Fig. 2.4):

La composición en el punto medio del banco de solvente permanece constante (no afectada por dilución), presentando un perfil similar al de la línea a; O-C₂-C₆ representa las mezclas con composición entre el aceite original y el solvente o banco de solvente.

Cuando la concentración en la parte central queda un poco diluida respecto a su concentración inicial, se presenta un perfil similar al de la curva b. A mayor dilución de la concentración en la parte central del banco de solvente, se van perdiendo las características de desplazamiento miscible, curva c. La curva d, representa desplazamiento ya en dos fases causado por excesiva dilución del bache.

Otra condición que se establece para alcanzar la miscibilidad de primer contacto entre el solvente y el aceite del yacimiento, es que la presión de desplazamiento debe estar por arriba de la cricondenbara en un diagrama P-X (presión-composición), debido a que todas las mezclas de solvente con el aceite del yacimiento arriba de esta presión están en una sola fase.

Cuando la mezcla de propano y butano se presentan en forma líquida a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la presión de saturación de las mezclas de aceite con estos solventes varía entre el punto de presión de burbuja del aceite y el punto de presión de burbuja del solvente. Si el solvente propano/butano es un gas a la temperatura del yacimiento, el diagrama de comportamiento de fase P-X se complica, y la cricondenbara puede ocurrir en una mezcla intermedia entre el solvente puro y el aceite del yacimiento. Lo anterior se ilustra en la Fig.2.5, donde se muestran dos diagramas de fase P-X para una mezcla de aceite recombinado del sur de Texas, uno con propano como solvente y el otro con una mezcla de propano y butano como solvente; la temperatura del yacimiento en este ejemplo está por arriba de la temperatura crítica del propano.

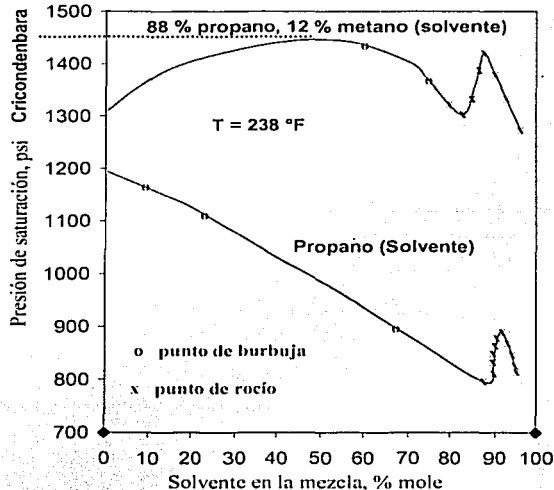


Fig. 2.5. Diagrama P-X para una mezcla de aceite recombinado del sur de Texas con (a) mezcla de $C_3 + C_1$ y (b) C_3 a $T_{yac} > T_c$ C_3-C_4 .

2.4.2.3. Proceso de empuje por condensación⁶

La miscibilidad de este tipo de desplazamiento, no se logra al primer contacto, pero debido al gradiente composicional existente entre ambas fases, se produce un intercambio de componentes (parcial) debido a la alta movilidad de la fase gaseosa, originando que una parte de los componentes intermedios del gas de inyección se condense en el aceite en una cantidad suficiente después de varios contactos, formando un primer frente de desplazamiento, el cual se desplaza hacia delante contactando aceite de composición original, completando la transferencia de componentes intermedios. La fase líquida en el frente de desplazamiento es nuevamente contactada con nuevo gas de inyección, el cual 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. A mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio contenidos en el gas de inyección, los requerimientos de la presión de inyección disminuyen.

El desarrollo de la miscibilidad de un proceso empuje de gas condensado se puede explicar con la ayuda de un diagrama ternario, Fig. 2.6. Los puntos B y O₂ representan, respectivamente, la composición del fluido de inyección y del aceite original del yacimiento.

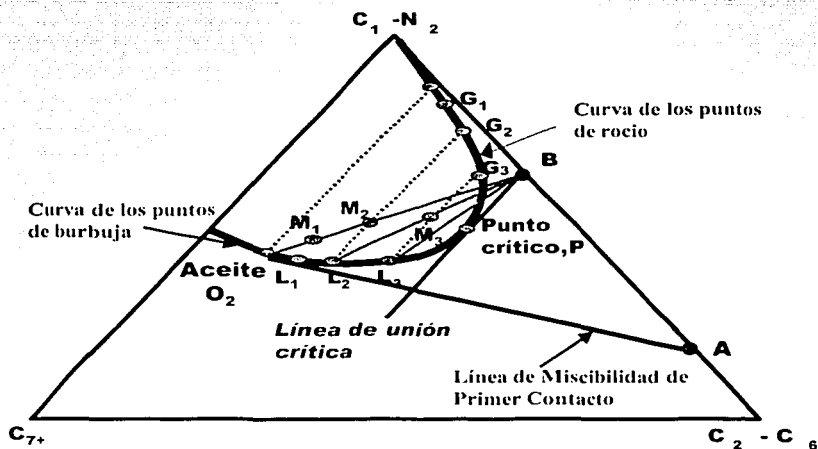


Fig. 2.6. Proceso miscible por condensación

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La inyección de gas con composición entre A y B pueden desplazar en forma miscible el aceite del yacimiento O_2 , aunque inmiscibles de primer contacto con éste, debido a que la mayoría de sus mezclas caen dentro de la región de dos fases.

En un proceso de condensación, la miscibilidad dinámica resulta de la transferencia in-situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio, predominantemente etano al hexano (C_2 al C_6) del gas inyectado al aceite del yacimiento. Como se puede observar, B se define extendiendo la línea de unión crítica a través del punto crítico, P, hasta que éste intercepte el lado derecho del triángulo; el lado derecho del triángulo representa todas las mezclas de metano e hidrocarburos con peso molecular intermedio.

Considerando que el gas de composición B se inyecta para desplazar el aceite O_2 , el primer contacto de estos fluidos se produce en condiciones de inmiscibilidad, con una composición global de fluidos en el frente de desplazamiento M_1 dentro de la región de dos fases. De acuerdo a la línea de unión que pasa a través de M_1 , el líquido L_1 y el gas G_1 están en equilibrio en este punto en el yacimiento. La mayor movilidad de esta última fase ocasiona, a medida que el desplazamiento se desarrolla, el contacto de gas de composición G_1 con el líquido en equilibrio, L_1 , por lo que la composición global en el frente se modifica a M_2 , la cual es más rica en componentes intermedios; las composiciones correspondientes a las fases líquida y gaseosa serán L_2 y G_2 , respectivamente. La repetición del fenómeno descrito, en etapas posteriores del desplazamiento a lo largo de los puntos de la curva de burbuja, ocasiona que la composición del líquido se modifique gradualmente de L_2 a L_3 , de L_3 a L_4 , etc. La composición L_n generalmente se encuentra muy cercana a la composición crítica, característica que dificulta la aplicación de ecuaciones de estado para definir analíticamente, con aceptable precisión, el comportamiento de fase de estos fluidos durante una aplicación del proceso⁷.

Para alcanzar la miscibilidad dinámica a través del proceso de condensación con un aceite cuya composición permanece a la izquierda de la línea de unión crítica en un diagrama pseudo-ternario, la composición del gas enriquecido debe permanecer a la derecha de la línea de unión.

2.4.2.4. Proceso de empuje por vaporización⁶

En el desplazamiento por vaporización la miscibilidad se obtiene a través de la transferencia in-situ de componentes intermedios y más pesados del aceite al gas de inyección, el cual puede ser gas natural o gases no hidrocarburos, como el nitrógeno o bióxido de carbono. En este caso el aceite del yacimiento, a diferencia de la miscibilidad por condensación, requiere tener una composición con un porcentaje alto de componentes de peso molecular intermedio, además de que el gas de inyección debe inyectarse a una presión más alta para poder evaporar dichos componentes en el porcentaje requerido. Los requerimientos de la presión de inyección disminuyen cuando se tiene una mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio en el aceite.

En este tipo de proceso, cuando se inyecta gas natural, la presión para alcanzar la miscibilidad se incrementa al aumentar la temperatura, debido a que el metano disminuye su solubilidad en hidrocarburos a temperaturas altas, a diferencia del nitrógeno que su solubilidad aumenta para temperaturas mayores de los 100 °F, lo que hace disminuir la presión de miscibilidad.

El nitrógeno tiene una presión de miscibilidad mayor que el gas natural, debido a que la región de dos fases es mayor para mezclas nitrógeno-aceite que para mezclas metano-aceite, dado que las constantes de equilibrio del nitrógeno son mayores que las del metano. Este comportamiento del metano (presión mínima de miscibilidad menor que la del nitrógeno), se debe a que actúa como lo haría un hidrocarburo intermedio.

El nitrógeno, bióxido de carbono y gas natural, no son miscibles al primer contacto. A presiones suficientemente altas el bióxido de carbono consigue desarrollar miscibilidad dinámica, y además de vaporizar componentes de peso molecular intermedio, es capaz de extraer selectivamente componentes como el propano o más pesados (C₅-C₃₀). Esta ventaja del bióxido de carbono permite alcanzar la presión de miscibilidad para un mayor número de yacimientos, ya que el contenido de componentes intermedios en el aceite es menos crítico, que la de los demás gases citados.

El desarrollo de la miscibilidad de un proceso por vaporización se puede explicar con la ayuda de un diagrama ternario, Fig. 2.7, los puntos G y O₂ representan, respectivamente, la composición del fluido de inyección y del aceite original del yacimiento.

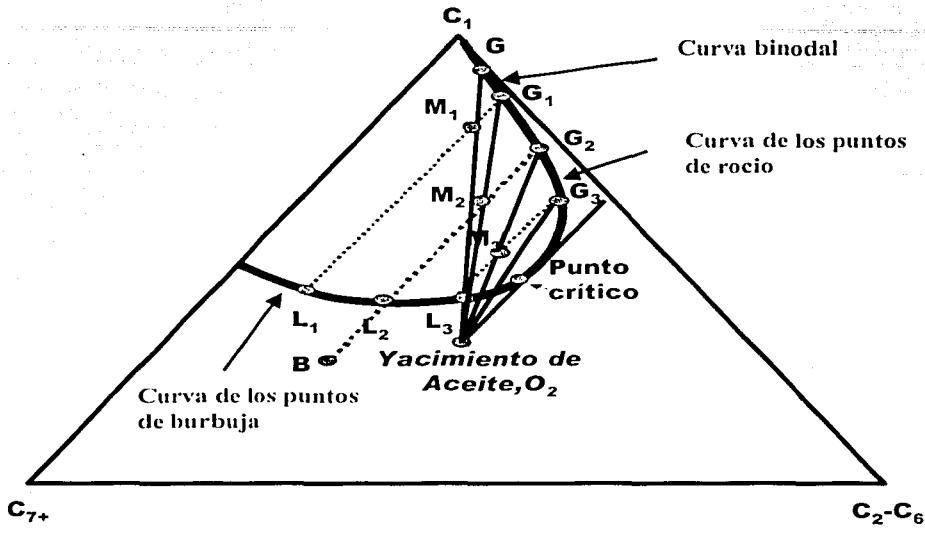
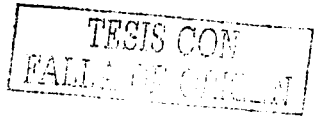


Fig. 2.7. Proceso miscible por vaporización

El aceite del yacimiento O₂ contiene un alto porcentaje de hidrocarburos de peso molecular intermedio y su composición permanece en la extensión de la línea de unión límite al punto crítico. Inicialmente el gas de inyección O₂ y el aceite del yacimiento no son miscibles.

El primer contacto de los fluidos G y O₂ se produce en condiciones de inmiscibilidad, con una composición global de fluidos en el frente de desplazamiento M₁, dentro de la región de dos fases. De acuerdo a la línea de unión que pasa a través de M₁, el líquido L₁ y el gas G₁ están en equilibrio en este punto en el yacimiento. La mayor movilidad del gas en equilibrio G₁, ocasiona, a medida que el desplazamiento se desarrolla, el contacto de un gas de composición G₁ con el aceite original, por lo que la composición global en el frente se modifica a M₂, la cual es más rica en componentes



intermedios. Las composiciones correspondientes a las fases líquida y gaseosa serán L_2 y G_2 , respectivamente. La repetición del fenómeno descrito, en etapas posteriores del desplazamiento a lo largo de los puntos de la curva de rocío, ocasiona que la composición de la fase con mayor movilidad se modifique gradualmente de G_2 a G_3 , de G_3 a G_4 , hasta llegar a una composición G_n la cual es miscible con el aceite original.

Una vez alcanzada la miscibilidad en el frente de desplazamiento, la composición en el sistema permanece en una "estabilización dinámica" en lo que la composición en la fase gaseosa varía de la composición de inyección G , hasta la composición de miscibilidad G_n , pasando por los puntos G_1 , G_2 , G_3 , hasta G_n , las cuales definen la llamada "zona de transición".

Mientras la composición del aceite permanezca sobre o a la derecha de la línea de unión crítica, la miscibilidad se puede alcanzar por el proceso de vaporización con un gas, teniendo una composición situada a la izquierda de la línea de unión.

De la misma figura 2.7 para el fluido del yacimiento, B, se puede observar que existen composiciones de aceite original, con las que no será posible lograr miscibilidad por contacto múltiple a las condiciones de presión y temperatura que definen el diagrama de fase. Esta situación ocurrirá cuando en alguna etapa del desplazamiento, una línea que una la composición en el frente de con la composición del aceite original, coincida con una línea de equilibrio antes de alcanzar la composición de miscibilidad, pues en este punto terminará el enriquecimiento del frente de componentes intermedios.

Se puede concluir que dependiendo del tipo de yacimiento y del gas de inyección, se tendrá que calcular la presión mínima de miscibilidad, por condensación o por vaporización, que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica necesaria, para poder estimar la capacidad de compresión requerida y el costo económico del proyecto a realizar.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS GENERALES DE LA ECUACIÓN DE ESTADO

3.1. Definición de ecuación de estado

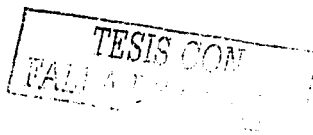
Una expresión analítica que relaciona la presión con la temperatura y el volumen, es llamada una ecuación de estado (EE). Algunas veces se necesita desde el punto de vista analítico una ecuación de estado exacta, que represente el comportamiento PVT de los fluidos. Podemos encontrar diferentes ecuaciones de estado; muchas de ellas sólo se aplican para densidades menores que la densidad crítica, aunque se logra una exactitud razonable para, aproximadamente, 2.5 veces la densidad crítica. Todas las EE fallan cuando la densidad excede la densidad máxima a la cual se desarrolló la ecuación⁸.

La primera ecuación de estado fue la ley de los gases ideales, siendo una combinación de las leyes de Boyle y Charles:

$$pv = n RT \dots\dots\dots(3.1)$$

3.2. Ecuaciones de estado cúbicas⁹

Las Ecuaciones de Estado Cúbicas (EEC) son ecuaciones simples que relacionan presión, temperatura y volumen. Éstas describen con precisión el comportamiento volumétrico y de fase de componentes puros y mezclas, requiriendo solo de propiedades críticas y del factor acéntrico de cada componente. La misma ecuación se usa para calcular las propiedades de todas las fases, por ello aseguran consistencia en procesos del yacimiento que aproximan condiciones críticas (por ejemplo inyección de gas miscible y explotación de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado). Los problemas que involucran comportamiento multifásico tales como empuje de CO₂, pueden tratarse con una ecuación de estado e incluso el comportamiento de fase agua-hidrocarburos pueden predecirse con precisión con una EEC.



El comportamiento volumétrico se calcula mediante la solución de una ecuación cúbica simple, comúnmente expresada en la forma siguiente:

$$Z = \frac{pV}{RnT} \dots\dots\dots (3.2)$$

La forma de la EEC es:

$$Z^3 + A_2Z^2 + A_1Z + A_0 = 0 \dots\dots\dots (3.3)$$

donde:

Las constantes A_0 , A_1 y A_2 son funciones de la presión, temperatura y de la composición de la fase.

El equilibrio de fase se calcula con una EEC que satisfaga la condición de equilibrio químico. Para un sistema de dos fases, el potencial químico de cada componente en la fase líquida, $\mu_i(x)$, debe igualar al potencial químico de cada componente en la fase de vapor $\mu_i(y)$, $\mu_i(x) = \mu_i(y)$. El potencial químico normalmente se expresa en términos de fugacidad, f y está definido por la ecuación $\mu_i = RT \ln f_i + \lambda_i(T)$, siendo $\lambda_i(T)$ términos que se desprecian. Se observa fácilmente a partir de la expresión anterior que la ecuación $\mu_i(x) = \mu_i(y)$ se satisface por medio de la restricción, $f_{Li} = f_{Vi}$, donde la fugacidad esta dada por:

$$\ln \theta_i = \ln \left(\frac{f_i}{y_i p} \right) = \frac{1}{RT} \int_v^\infty \left(\frac{\partial p}{\partial n_i} + \frac{RT}{V} \right) dV - \ln Z \dots\dots\dots (3.4)$$

Otras propiedades termodinámicas, tales como la energía de Helmholtz, entropía y entalpía, pueden definirse fácilmente en términos del coeficiente de la fugacidad. Michelsen¹⁰ presenta una discusión útil de la relación entre las propiedades termodinámicas, orientada a efectuar cálculos eficientes de la ecuación de estado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

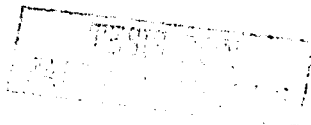
También se requiere un balance de materia del componente para resolver los problemas de equilibrio vapor-líquido: $z_i = F_v y_i + (1-F_v)x_i$, donde F_v es igual a la fracción mol de la fase vapor = $n_v/(n_v+n_L)$.

La solución para el problema de equilibrio de fases por medio de una ecuación de estado es un procedimiento de ensaye y error que requiere cálculos considerables. Con las computadoras actuales, la tarea es más rápida y confiable. La precisión de las predicciones de la ecuación de estado han mejorado también considerablemente en los últimos 15 años, durante los cuales el énfasis ha sido en mejorar las predicciones volumétricas de la fase líquida y el tratamiento de la fracción C_{7+} .

3.3. Evolución de las ecuaciones de estado

Desde la introducción de la EE de Van Der Waals (1873), se han propuesto muchas otras, por ejemplo la de Redlich-Kwong (EE de RK) en 1949, la de Peng Robinson (EE de PR) en 1976 y la EE de Martin en 1979, por nombrar solo algunas. La mayoría de estas ecuaciones contienen el término de repulsión original de Van Der Waals $RT/(v-b)$, modificando solo el denominador en el término atractivo. La ecuación de Redlich Kwong ha sido la más popular, y es la base para nuevos desarrollos de la EE. Se han propuesto otras ecuaciones generalizando la EE con tres, cuatro y cinco constantes, que pueden ser comparables a las ecuaciones de estado de PR y RK, u otras formas similares.

La mayoría de las aplicaciones ingenieriles petroleras se basan en la EE de PR o una modificación de la EE de RK, como la propuesta por Soave (EE de SRK) siendo la más simple y la más usada mundialmente. Desgraciadamente la EE de SRK determina en forma inexacta las densidades líquidas. Zudkevitch y Joffe (1970) propusieron una modificación de la EE de ZJRK, donde las constantes de la EE se corrigen por medio de funciones dependientes de la temperatura, lo cual mejora las predicciones volumétricas. Yarborough (1978) propuso una generalización de la EE de ZRJK para mezclas de yacimientos.



La EE de PR se compara con la EE de SRK en simplicidad y forma; Peng y Robinson (1976) reportan que su ecuación predice la densidad de líquido mejor que la EE de SRK, aunque las densidades de la EE de PR son normalmente inferiores a las calculadas por la EE de ZJRK. Otra ventaja de las ecuaciones de Peng Robinson y Soave-Redlich-Kwong, es la de emplear una corrección simple dependiente de la temperatura para la constante a de la EE, es la reproducibilidad que permiten de los resultados PVT. La EE de SJRK se basa en tablas o ecuaciones complejas para representar los términos de corrección no lineal para las constantes a y b de la EE.

El método de translación-volumen de Peneloux y cols. (1982) modifica una ecuación de dos constantes introduciendo una tercera constante a la EE, c, sin cambiar los cálculos de equilibrio de fases de la ecuación original de dos constantes. La constante de translación-volumen, "c", elimina la deficiencia en el cálculo del volumen inherente experimentada por todas las ecuaciones de dos constantes. Para propósitos prácticos el volumen de translación hace algunas EE de tres constantes tan precisas como cualquier ecuación de dos constantes.

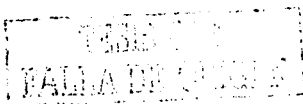
Van Der Waals¹¹ propuso la primera ecuación cúbica en 1873. La EE de Van Der Waals, cualitativamente da una relación sencilla y precisa de la relación entre la presión, la temperatura y el volumen molar.

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2} \dots\dots\dots(3.5)$$

donde:

- a = parámetro de "atracción"
- b = parámetro de "repulsión"
- R = constante universal de los gases

Comparando la ecuación (3.5) con la ley de los gases ideales, $p_v = nRT$, observamos que la ecuación de Van Der Waals ofrece dos mejoras importantes: primero, la predicción del comportamiento del líquido es más precisa, debido a que el volumen se acerca a un valor límite, b, a altas presiones.



$$\lim_{p \rightarrow \infty} v(p) = b \dots \dots \dots (3.6)$$

Donde b, se conoce como el "covolumen" (volumen molar efectivo), y sirve para corregir el volumen ocupado por las moléculas. El término RT/(v-b) dicta el comportamiento del líquido, y físicamente representa el componente de repulsión en la presión en una escala molecular.

La ecuación de Van Der Waals también mejora la predicción del comportamiento del gas no ideal, donde el término RT/(v-b) aproxima el comportamiento del gas ideal (p = RT / v) y el término a/v² justifica el comportamiento no lineal. El término a/v² disminuye la presión del sistema; tradicionalmente es interpretado como el componente de atracción en la presión y es la corrección que toma en cuenta la fuerza de atracción intermolecular.

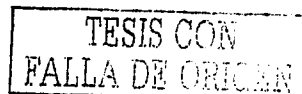
Van Der Waals también estableció los criterios críticos que son usados para definir las dos constantes de la EE, a y b; esto es, que la primera y segunda derivada de la presión con respecto al volumen en el punto crítico de un componente puro, adquiere un valor cero:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial v}\right)_{p_c, T_c, V_c} = \left(\frac{\partial^2 p}{\partial v^2}\right)_{p_c, T_c, V_c} = 0 \dots \dots \dots (3.7)$$

La Fig. 3.1 muestra la relación presión-volumen para un componente puro para las condiciones T < T_c, T = T_c y T > T_c, indicando el punto de inflexión sobre la isoterma crítica que representa los criterios críticos de Van Der Waals. Resolviendo la ecuación 3.7 y la ecuación 3.5 específicamente para p_c y T_c las constantes a y b de la ecuación de Van Der Waals están dadas por:

$$a = \frac{27}{64} \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \dots \dots \dots (3.8)$$

$$b = \frac{1}{8} \frac{RT_c}{p_c} \dots \dots \dots (3.9)$$



El volumen crítico está dado por $V_c = (3/8)(RT_c/p_c)$, dando como resultado un factor de compresibilidad crítico constante.

$$Z_c = \frac{p_c V_c}{RT_c} = \frac{3}{8} = 0.375 \dots \dots \dots (3.10)$$

La ecuación de Van Der Waals también puede ser descrita en términos del factor de compresibilidad Z, ($Z = pv/RT$).

$$Z^3 - (B+1)Z^2 + AZ - AB = 0 \dots \dots \dots (3.11)$$

donde:

$$A = a \left(\frac{p}{(RT)^2} \right) = \frac{27}{64} \frac{p_r}{T_r^2} \dots \dots \dots (3.12)$$

$$B = b \frac{p}{RT} = \frac{1}{8} \frac{p_r}{T_r} \dots \dots \dots (3.13)$$

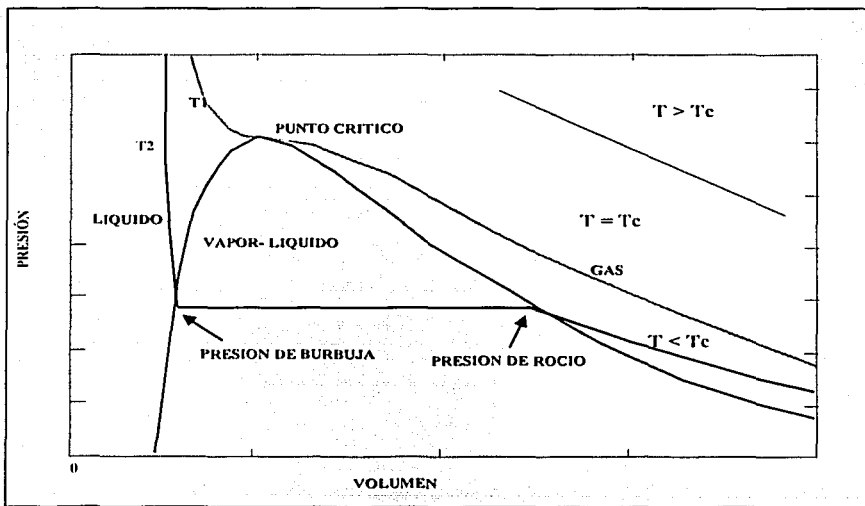


Fig. 3.1 Relación presión-volumen para un componente puro



3.4. Ecuación de estado de Redlich Kwong

La ecuación de Redlich-Kwong¹² es la pionera en este campo, ya que representa el primer intento serio de mejorar la capacidad de predicción de la ecuación de estado de Van Der Waals, al modificar el parámetro de atracción haciéndolo dependiente de la temperatura, enfoque que se reproduce de diferente manera en las ecuaciones de Soave y Peng-Robinson.

La ecuación de estado de Redlich-Kwong, incluyendo expresiones para el coeficiente de fugacidad, es:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)} \dots \dots \dots (3.14)$$

en términos del factor Z ($Z = pv / RT$)

con las constantes de la ecuación de estado definidas como:

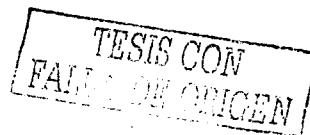
$$a = \Omega_a^0 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha(T_r) \dots \dots \dots (3.15)$$

donde

$$\Omega_a^0 = 0.42748 \dots \dots \dots (3.16)$$

$$b = \Omega_b^0 \frac{RT_c}{P_c} \dots \dots \dots (3.17)$$

$$\Omega_b^0 = 0.8664 \dots \dots \dots (3.18)$$



$$A = a \frac{p}{R^2 T^2} \dots \dots \dots (3.19)$$

$$B = b \frac{p}{RT} \dots \dots \dots (3.20)$$

$$\alpha(T_r) = T_r^{-0.5} \dots \dots \dots (3.21)$$

Las expresiones de la fugacidad para componentes puros y mezclas, respectivamente, son:

$$\ln \frac{f}{p} = \ln \phi_i = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{B} \ln \left[1 + \frac{B}{Z} \right] \dots \dots \dots (3.22)$$

$$\ln \frac{f_i}{y_i p} = \ln \phi_i = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left[1 + \frac{B}{Z} \right] \dots \dots \dots (3.23)$$

Las reglas de mezclado tradicionales:

$$A = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j \sqrt{A_i A_j (1 - K_{ij})} \dots \dots \dots (3.24)$$

$$B = \sum_{i=1}^N y_i B_i \dots \dots \dots (3.25)$$

donde K_{ij} son los parámetros de interacción binaria, donde $k_{ij} = 0$ y $k_{ij} = k_{ji}$. Usualmente, $k_{ij} = 0$ para la mayoría de los pares hidrocarburos (HC-HC) pares (excepto quizá para pares C_1 - C_7+). Los no hidrocarburos-HC k_{ij} son usualmente diferente de cero, mientras que $k_{ij} \sim 0.1$ a 0.15 para N_2 -HC y pares CO_2 -HC.



3.5. Ecuación de estado de Soave Redlich Kwong¹³

Esta ecuación tuvo su origen en la ecuación original de Redlich-Kwong, la cual fue, durante mucho tiempo, el máximo avance realizado en este campo desde la publicación de la ecuación de Van Der Waals, ya que fue usada durante mucho tiempo para predecir, con un alto grado de precisión, propiedades caloríficas y volumétricas de componentes puros y mezclas, pero su aplicación al estudio del equilibrio vapor-líquido multicomponente a menudo ofreció resultados no satisfactorios.

Este hecho no puede ser atribuido solamente a la imperfección de las llamadas reglas de mezclado, sino que debe ser compartido con la falta de influencia de la temperatura en la conformación de la ecuación de Redlich-Kwong dentro de sus parámetros de atracción, ya que al calcular las presiones de vapor de componentes puros, donde obviamente no interviene regla de mezclado alguna, se sigue presentando esa falta de precisión que constituye la desventaja principal de la ecuación propuesta por Redlich y Kwong.

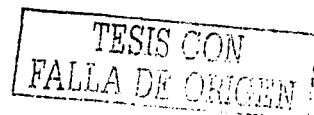
La forma original de la ecuación de estado de Redlich-Kwong es:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a/T^{0.5}}{V(V+b)} \dots\dots\dots (3.26)$$

en donde el parámetro de atracción "a" es solo función de las propiedades críticas del componente puro o de la combinación de los componentes de la mezcla.

Soave llegó a la conclusión que una mejora significativa en la precisión de la ecuación al ser aplicada al comportamiento de fases, era la inclusión de parámetros de atracción dependientes de la temperatura, es decir, que el parámetro "a" tomará la forma de "a = a(T)".

El trabajo de Soave se condujo bajo la suposición de que una mejora en la predicción de las condiciones de saturación de sustancias puras, también conduciría a una mejora en su aplicación para mezclas y que un buen ajuste entre valores calculados y



experimentales de presiones de vapor de compuestos puros, no es una condición suficiente para un buen ajuste en mezclas, pero sí una condición necesaria.

Soave mantuvo la forma original de la ecuación de Redlich-Kwong, pero expresó en una forma más general el parámetro "a".

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \dots \dots \dots (3.27)$$

Esta ecuación puede ser expresada en función del factor de compresibilidad, que se define como el cociente del volumen actual o real de "n" moles de gas entre el volumen ideal de esos mismos "n" moles, a cierta presión y temperatura, lo cual genera una ecuación cúbica que presenta la siguiente forma:

$$Z^3 - Z^2 + Z(A - B - B^2) - AB = 0 \dots \dots \dots (3.28)$$

donde:

$$A = \frac{a_M p}{R^2 T^2} \dots \dots \dots (3.29)$$

y

$$B = \frac{b_M p}{RT} \dots \dots \dots (3.30)$$

definiéndose a_M y b_M como:

$$a_M = \sum_{i=1}^{Nc} \sum_{j=1}^{Nc} x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{i,j}) \dots \dots \dots (3.31)$$

$$b_M = \sum_{i=1}^{Nc} x_i b_i \dots \dots \dots (3.32)$$



3.6. Ecuación de estado de Peng Robinson

En 1976, Peng y Robinson¹⁴ propusieron una ecuación con dos constantes que creó más expectativas para mejorar las predicciones de la EE mejorando las predicciones de la densidad del líquido, en particular. La EE de PR está dada por:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b) + b(v-b)} \dots\dots\dots(3.33)$$

o en términos del factor Z:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (a-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \dots\dots\dots(3.34)$$

y el factor de compresibilidad crítico: $Z_c = 0.3074$

los parámetros de las ecuaciones 3.33 y 3.34 se presentan como:

$$A = \frac{ap}{R^2T^2} \dots\dots\dots(3.35)$$

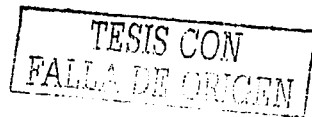
$$B = \frac{bp}{RT} \dots\dots\dots(3.36)$$

$$Z = \frac{pv}{RT} \dots\dots\dots(3.37)$$

donde las reglas de mezcla están dadas por la ecuación 3.38:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij} \qquad b = \sum_{i=1}^N y_i b_i \qquad a_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j} \dots\dots\dots(3.38)$$

siendo k_{ij} el coeficiente de interacción binario determinado empíricamente y caracterizado por el sistema binario formado por el componente i y por el componente j.



Las constantes de la EE están dadas por:

$$a = \Omega_a^0 \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha \dots \dots \dots (3.39)$$

donde

$$\Omega_a^0 = 0.45724 \dots \dots \dots (3.40)$$

$$b = \Omega_b^0 \frac{RT_c}{p_c} \dots \dots \dots (3.41)$$

donde

$$\Omega_b^0 = 0.07780 \dots \dots \dots (3.42)$$

$$Z_c = 0.3074 \dots \dots \dots (3.43)$$

y

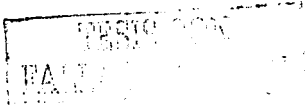
$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \dots \dots \dots (3.44)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \dots \dots \dots (3.45)$$

En 1979, Robinson y cols. Y Robinson y Peng (1978) propusieron una expresión modificada para el parámetro para componentes más pesados ($w > 0.49$):

$$m = 0.3796 + 1.485 \omega - 0.1644 \omega^2 + 0.01667 \omega^3 \dots \dots \dots (3.46)$$

Las expresiones para fugacidad de componentes puros y mezclas están dadas por:

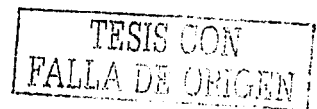


$$\ln \frac{f}{p} = \ln \phi = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \ln \left[\frac{Z + (2 + \sqrt{2})B}{Z - (2 - \sqrt{2})B} \right] \dots \dots \dots (3.47)$$

$$\ln \frac{f_i}{y_i p} = \ln \phi_i = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left[\frac{Z + (2 + \sqrt{2})B}{Z - (2 - \sqrt{2})B} \right] \dots \dots \dots (3.48)$$

Una de las mejoras proporcionadas por la EE de PR es el factor de compresibilidad crítico universal de 0.307, el cual es en cierto modo más bajo que el valor de RK de un tercio y más cercano a valores experimentales para hidrocarburos más pesados. La diferencia de las predicciones volumétricas para la fase líquida entre la EE de PR y la EE de SRK puede ser sustancial, aunque, en muchos casos el error en densidades del aceite es inaceptable para ambas ecuaciones. Existen algunas evidencias que la EE de PR predice presiones de saturación más bajas de fluidos de yacimiento comparados con la EE de SRK, de tal modo que requiere de cierta manera, parámetros de interacción binaria mayores HC/HC(C₁/C₇.) para la EE de PR.

Peng y Robinson han dado a conocer sus ecuaciones documentándolas, explicando como pueden aplicarse a los sistemas de hidrocarburos; también han presentado soluciones numéricas para problemas cercanos a la región crítica y métodos para predecir flujo multifásico y el comportamiento de fase semisólido. Inclusive, por sus características la EE de PR se ha convertido en la más utilizada en aplicaciones de investigación; en virtud del interés que la industria ha otorgado sobre los trabajos de Peng y Robinson, casi parece una obligación escoger la ecuación de PR sobre la ecuación de SRK. En resumen, la EE de PR es una ecuación popular simple, relativamente exacta y puede ser tomada como una buena alternativa sobre la de RK.



3.7. Caracterización de fluidos con la ecuación de estado

La recomendación para una buena caracterización de un fluido consiste de tres pasos principales:

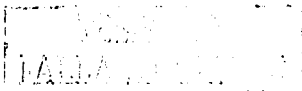
- ◆ División y caracterización del C_{7+} dentro de un número razonable de fracciones (3-20); el número depende del proceso que se esté simulando y del procedimiento de caracterización.
- ◆ Modificación de las propiedades del C_{7+} y C_{1+} , p_c , T_c , ω , Ω_a y Ω_b y de los parámetros de interacción binaria para ajustar los datos de los experimentos PVT, donde las propiedades de los componentes puros para el metano y los no-hidrocarburos también pueden ser modificados.
- ◆ Reducción del número de componentes a un mínimo, siempre y cuando se mantenga la exactitud y descripción del comportamiento de fases.

3.7.1. Caracterización de la fracción C_{7+}

Todos los análisis reportan generalmente la composición hasta un número de carbón especificado por ejemplo C_{7+} , C_{12+} , etc.

Para el hidrocarburo residual se tiene comúnmente poca información disponible generalmente solo se conoce el peso molecular M_{n+} y la densidad específica γ_{n+} para utilizar la ecuación de estado es necesario calcular los parámetros como T_c , P_c , γ etc. mediante correlaciones que dependen de los valores de M_{n+} y de γ_{n+} .

Una de las correlaciones usadas es la de Kesler Lee la cual toma la siguiente forma:



$$\begin{aligned}
p_c &= 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - (0.24244 + 2.2989\gamma + \frac{0.11857}{\gamma^2}) \cdot 10^{-3} T_b \\
&+ \left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma} + \frac{0.47227}{\gamma^2} \right) \cdot 10^{-7} T_b^2 \\
&- \left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma^2} \right) \cdot 10^{-10} T_b^3 \\
T_c &= 341.7 + 811.0\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + \frac{(0.4669 - 3.2623) \cdot 10^5}{T_b} \dots \dots \dots (3.49)
\end{aligned}$$

$(T_{b,r} \leq 0.8)$

$$\omega = \frac{\left(\ln p_{b,r} - 5.92714 + \frac{6.09648}{T_{b,r}} \right) + 1.28862 \ln T_{b,r} - 0.169347 T_{b,r}^6}{15.2518 - \frac{15.6875}{T_{b,r}} - 13.4721 \ln T_{b,r} + 0.43577 T_{b,r}^6}$$

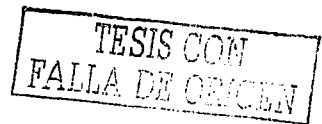
$(T_{b,r} \geq 0.8)$

$$\omega = -7.904 + 0.1352 K_w - 0.007465 K_w^2 + 8.359 T_{b,r} + \frac{(1.408 - 0.01063 K_w)}{T_{b,r}} \dots \dots \dots (3.50)$$

Donde T_b y T_c son las temperaturas de ebullición y la temperatura crítica en grados Rankine , γ es la densidad específica , P_c es la presión crítica en lb/pg² y K_w es el factor de caracterización de Watson definido como:

$$K_w = T_b^{1/3} / \gamma \dots \dots \dots (3.51)$$

y $T_{b,r}$ es la temperatura de ebullición reducida $T_{b,r} = T_b / T_c$.



Existen otras correlaciones como la de Cavett para P_c , T_c y las de Edmister para ω

El costo y las fuentes requeridas para simular el comportamiento de fases se incrementa con el número de componentes. Puesto que la mayoría de los cálculos son resueltos iterativamente con el método de Newton, entonces se requieren $\sim N_c^3$ ecuaciones, donde N es el número de componentes.

Esto es crítico en un simulador composicional donde el número de ecuaciones a resolver en cada celda es $N+1$, por lo tanto, es impráctico para simular un número grande de componentes por decir 12.

Para la simulación composicional de yacimientos se recomienda tener el mínimo número de componentes con objeto de efectuar el ajuste de historia en el menor tiempo posible.

Para la simulación de yacimientos de aceite negro utilizando un simulador composicional se recomienda seguir el procedimiento de Coats¹⁵ utilizando 3 pseudocomponentes.

Con la inyección de gases se recomienda que en el caso de que se inyecte N_2 o CO_2 , dejar estos gases como un solo pseudocomponente cuando se realice la caracterización del fluido.

3.7.2. Agrupamiento de componentes para formar los pseudocomponentes¹⁶

El siguiente procedimiento determina las propiedades de los pseudo componentes (P_c , T_c , etc.) y pseudo componentes de los coeficientes de interacción binaria así que las condiciones son satisfechas para cualquier presión y temperatura:

a) La ecuación de estado debe producir valores idénticos de viscosidad, densidad, factor z para diferentes caracterizaciones si se realiza como:

1.) Un solo componente

2.) n componentes

b) Para todas las mezclas de los pseudo componentes (incluyendo la mezcla original Z) los cálculos de la ecuación de estado producirán valores idénticos de densidad y viscosidad cuando se calculan como:

1.) m - pseudo componentes

2.) n - componentes

Sin embargo, se ha observado que un número muy pequeño de componentes tampoco es adecuado para modelar los cambios composicionales que ocurren en una simulación composicional.

El procedimiento de extender la fracción C_{7+} de Whitson permite extender la fracción C_{n+} hasta C_{40} , sin embargo, este es un número de componentes muy grande para simulación, por lo cual Whitson propuso reagrupar los componentes de acuerdo a la regla de Sturge, dando un número reducido de grupos múltiples de carbón (MCN) de N_n donde:

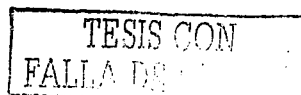
$$N_n = \text{Int}(1 + 3 \log_{10} (M - N))$$

donde N y M son el primero y último número de carbón en la fracción más pesada

Los pesos moleculares separando cada grupo MCN son:

$$M_i = M_N \left[\exp \left(\frac{1}{N_n} \ln \frac{M_M}{M_N} \right) \right]^i \dots \dots \dots (3.52)$$

N y M son el primero y último número de carbón en la fracción más pesada



3.7.3. Regresión¹⁷

Frecuentemente se tienen datos PVT experimentales de los fluidos de los yacimientos petroleros; sin embargo no se cuenta con los datos suficientes bajo el rango de presiones y temperaturas que puedan estar involucradas en la explotación de un yacimiento petrolero. Con la ecuación de estado se puede resolver este problema; sin embargo, será necesario ajustar los parámetros de la ecuación de estado mediante regresión no lineal con objeto de reproducir los datos medidos de laboratorio.

La composición que reporta el laboratorio proporciona una fracción más pesada C_{7+} , C_{12+} etc., la cual contiene muchos componentes con diferentes presiones críticas, temperaturas críticas, factores ascéntricos, etc. por lo que existe incertidumbre en cuanto a las propiedades de estas variables, recomendándose extender la fracción C_{7+} con el método de Whitson¹⁸, siendo recomendable solamente para aceite volátil y gas y condensado.

Este problema es de múltiples – variables por lo que es altamente no lineal. considerando el caso de un fluido en el cual se trate de ajustar la presión de burbuja, mediante la ecuación de estado, en el caso de que no se utilice regresión se podrá tener un error apreciable en la determinación de ese valor con la ecuación de estado.

Antes de efectuar la regresión, es necesario revisar la consistencia del reporte de laboratorio, no debiendo ajustar un análisis de laboratorio inconsistente, ya que se pueden tener varias fuentes de error como son: mala calidad en la toma de las muestras, errores en los datos reportados de laboratorio y deficiencias en los procedimientos de laboratorio.

Para detectar errores de laboratorio es necesario, efectuar balance molar en los experimentos PVT, graficar los datos reportados por el laboratorio, ver si no existen cambios bruscos en las propiedades reportadas (% vol. liq, %mol, ρ_o , μ_o , etc), verificar las relaciones PVT reportadas por cada laboratorio y las unidades utilizadas.

Es importante señalar que los valores de laboratorio que se usan como datos de regresión deben ser datos medidos y no obtenidos a partir de correlaciones.

CAPÍTULO 4

EXPERIMENTOS DE LABORATORIO

4.1. Experimentos convencionales

Los experimentos convencionales que se utilizan normalmente son: Separación Diferencial, Expansión a Composición Constante, Agotamiento a Volumen Constante y Separación en Etapas en Superficie.

4.1.1. Expansión a composición constante (CCE)¹⁶

El experimento de expansión a composición constante inicia a una presión mayor a la de burbuja, realizando el flasheo (separación) de la muestra de fluido a cada presión específica, Fig. 4.1. No se extraen fluidos durante el abatimiento de presión y se miden un conjunto de propiedades: volúmenes de líquido y vapor, densidades, pesos moleculares, viscosidades, etc.

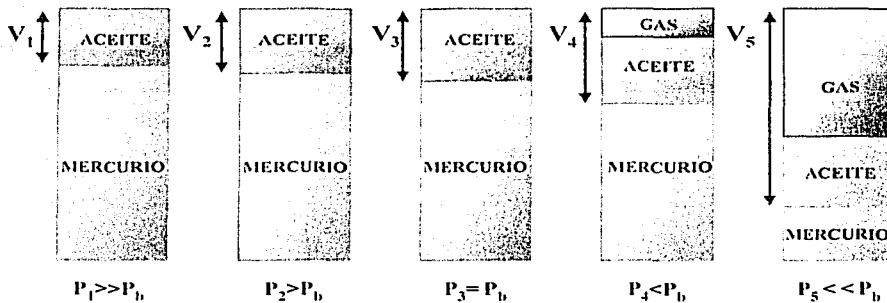
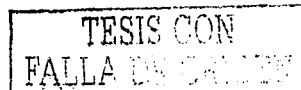


Fig. 4.1 Diagrama esquemático del experimento de expansión a composición constante

Datos medidos:

- Presión de saturación
- Volumen relativo
- Factor Z del gas (gas y condensado)
- Saturación de líquido



Viscosidad
 Densidad
 Compresibilidad de fluidos arriba de P_{SAT}

Dtos para ajuste: Presión de saturación
 Volumen relativo.
 Factor Z del gas (gas y condensado)
 Saturación de líquido
 Viscosidad del aceite

Comentarios: La densidad de líquido $P > P_{SAT}$ deberá medirse
 La viscosidad de líquido deberá ser medida sobre la muestra
 Las viscosidades del gas reportado son generalmente valores calculados

4.1.2. Separación diferencial (DL)¹⁶

Se define como un proceso en el que a cada nivel de presión se extrae el gas liberado. En el laboratorio la separación diferencial consiste en una serie de separaciones instantáneas o flash, en donde a cada nivel de presión el gas se libera y se mide al igual que el aceite remanente. Una serie infinita de separaciones instantáneas es equivalente a una verdadera separación diferencial, Fig.4.2.

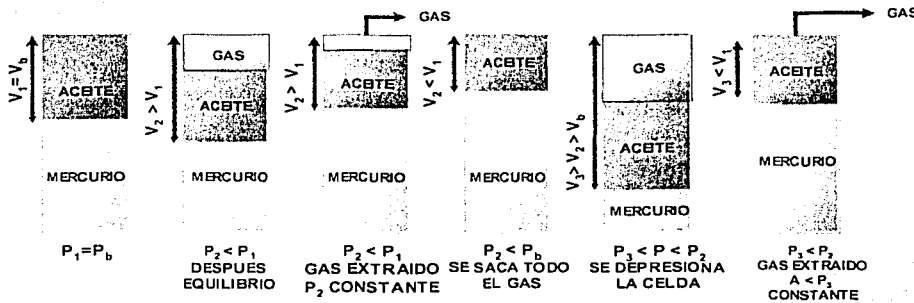


Fig. 4.2 Separación diferencial convencional

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Datos medidos: Factor de volumen de aceite
Relación gas disuelto – aceite
Densidad del aceite
Factor Z del gas
Densidad del gas
Viscosidad del aceite
Viscosidad del gas calculada

Datos para ajuste: Presión de saturación
Factor de volumen
Relación gas - aceite disuelto
Densidad del aceite
Factor Z del gas
Densidad del gas

Comentarios: La densidad y viscosidad del aceite
deberán medirse

Este experimento se utiliza básicamente para los aceites negros y se calculan las propiedades básicas para estos aceites: factor de volumen del aceite (B_o), relación gas disuelto aceite (R_s), factor de volumen del gas, las cuales se utilizan en los simuladores de aceite negro.

Este experimento se inicia a una alta presión y el fluido se flashea hasta alcanzar la presión de saturación, a presiones por debajo de ésta se continúa con el depresionamiento y en cada etapa de presión se remueve todo el gas y el líquido remanente será el efluente para la siguiente etapa de separación diferencial. Este experimento termina a una presión suficientemente baja y después el fluido es enfriado hasta la temperatura ambiente y los fluidos son corregidos a condiciones base. El volumen en esta etapa se define como un volumen a condiciones base $V_{aceitebase}$.

En seguida se calculan las propiedades de aceite negro, por ejemplo para el factor de volumen del aceite se divide el volumen de aceite en la celda a la presión p entre el volumen de aceite a condiciones base. El factor de volumen del gases se calcula como el

volumen de gas liberado a condiciones de yacimiento convertido a condiciones base; de la ley general de los gases se obtiene:

$$V_{gas}^{pj} = \left(\frac{Z^{pj}}{Z^{st}} \right) \left(\frac{T^{pj}}{T^{st}} \right) \left(\frac{p^{st}}{p_j} \right) V_{gas}^{st} \dots\dots\dots(4.1)$$

donde por definición $Z = 1$ a condiciones atmosféricas. El factor de volumen del gas es la relación entre el volumen de gas a condiciones de yacimiento entre el volumen de gas a condiciones estándar.

La relación gas disuelto aceite es la relación entre la suma del gas total liberado menos la suma del gas liberado acumulado para cada etapa de separación entre el volumen de aceite a condiciones estándar.

4.1.3. Agotamiento a Volumen Constante

El comportamiento volumétrico de fases de fluidos de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado depende en forma muy importante de la composición. Debido a lo anterior, en los últimos años se desarrolló el método de separación diferencial a volumen constante para simular más adecuadamente el comportamiento de este tipo de yacimientos, Fig. 4.3.

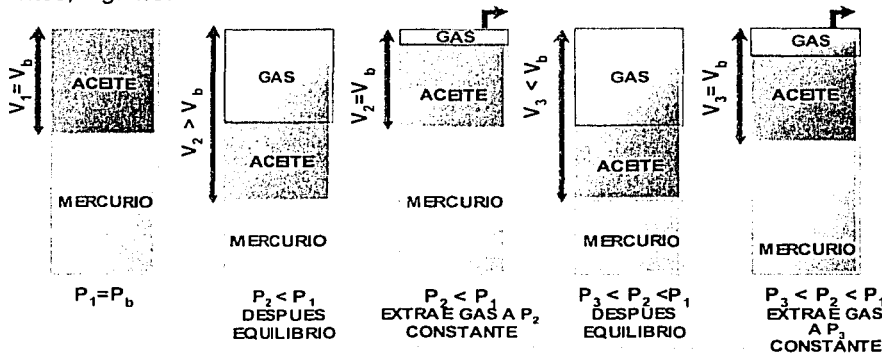


Fig. 4.3 Agotamiento a volumen constante

Esta técnica de separación consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae sólo un aparte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen iguala al ocupado por la muestra a la presión de saturación; el cual estará formado por aceite y gas liberado.

Datos medidos:

Presión de burbuja o de rocío
Por ciento de mol extraído
Saturación de líquido
Composición de gas extraído en cada etapa

Datos para ajuste:

Composición de fluyente extraído
Factor Z del gas, saturación del líquido
Viscosidad del líquido y densidad del aceite

Comentarios:

La composición del efluente deberá medirse cuidadosamente, así como las propiedades de la fracción pesada (C_{n+}), peso molecular y densidad relativa

4.2 Experimentos no convencionales

Entre las pruebas especiales más utilizadas se encuentran las pruebas de hinchamiento y las pruebas de contactos múltiples.

4.2.1. Pruebas de hinchamiento¹⁶

Las pruebas de hinchamiento, no son pruebas estándares de laboratorio, como lo son las pruebas de separación diferencial y expansión a composición constante. Más bien son pruebas especiales que se realizan para aplicaciones específicas, como pueden ser en los yacimientos sujetos a la inyección de gases hidrocarburos o no hidrocarburos, mediante un procesos inmisible.

La inyección de gas en yacimientos saturados o bajosaturados, ocasiona que el gas se disuelva en el aceite del yacimiento y como consecuencia, éste tienda a hincharse; además la inyección de componentes ligeros dentro de un fluido rico en componentes pesados, generalmente tiene el efecto de incrementar la presión de saturación.

Cabe señalar, que la inyección de un gas con bajo contenido de hidrocarburos intermedios, puede aplicarse a yacimientos de gas y condensado; en tal caso es posible que el fluido aumente su volumen, ya que está agregando masa adicional, en este caso la presión de rocío disminuye, ya que el fluido se ve afectado por las fracciones intermedias de hidrocarburos.

Durante una prueba de hinchamiento se determina la presión de saturación inicial para definir el volumen de aceite de referencia a condiciones de yacimiento (V_o), el cual es el volumen original del fluido del yacimiento. El gas (N_2 o gas natural) de una composición específica se grega en cantidades fijas (como un porcentaje molar). Para esta nueva mezcla se mide su nueva presión de saturación y el volumen de aceite saturado con gas de inyección (V_{o+N_2}). El factor de hinchamiento se define como el cociente entre el volumen a la presión de saturación con gas agregado, y el volumen de aceite original a la p_b original.

El factor de hinchamiento ("Swelling Factor"), se define por medio de la ecuación:

$$SF = \frac{V_{O+N_2}(T_y, P_b)}{V_O(T_y, P_b)} = \frac{1}{1 - W_{N_2}} \frac{\rho_O(T_y, P_b)}{\rho_{O+N_2}(T_y, P_b)} \dots \dots \dots (4.2)$$

donde:

- SF :Factor de Hinchamiento ("Swelling Factor").
- V_o :Volumen de aceite a condiciones de presión de saturación
- V_{o+N_2} :Volumen de la mezcla del aceite con el gas de inyección, a condiciones de presión de saturación
- W_{N_2} :Fracción de peso del N_2
- ρ_{o+N_2} :Densidad del aceite a condiciones de presión de saturación

Considerando el hecho de que las mezclas de crudo y nitrógeno en el fondo del pozo liberan una cantidad mayor de gas que la muestra original de crudo en el fondo del pozo, instantáneamente a condiciones del fondo del pozo existe un encogimiento del

volumen de crudo, el cual puede calcularse por la siguiente relación, siendo Sh el factor de encogimiento:

$$Sh = \frac{V_{O+N_2}(BHP, BHT)}{V_o(BHP, BHT)} \dots \dots \dots (4.3)$$

donde:

BHP: Presión a condiciones de fondo del pozo

BHT: Temperatura a condiciones del fondo del pozo

Durante una prueba de hinchamiento se agrega un gas de composición conocida en una serie de etapas. Después de cada volumen de gas agregado, la presión de la celda se eleva hasta obtener una sola fase. La primera parte del gas que se agrega empieza a condiciones del punto de burbuja de la muestra original del fluido del yacimiento y continúa hasta agregar un volumen molar de gas a la muestra de aceite original. Este procedimiento se presenta en la Fig. 4.4.

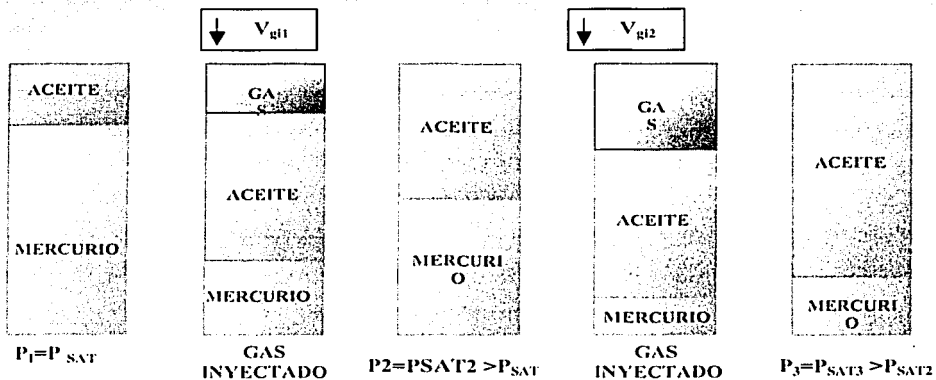


Fig. 4.4 Prueba de hinchamiento

Datos medidos: Presión de saturación para cada volumen de gas inyectado en la celda
Volumen de líquido para cada volumen de gas
Relación presión volumen para cada $P > P_{SAT}$
Composición del líquido y gas

Datos para ajuste: Volumen de líquido saturado
Relación gas disuelto aceite
Presión de saturación

Comentarios: Los volúmenes medidos deberán ser exactos. Cualquier precipitación de sólido o formación de fases múltiples deberá reportarse. Los volúmenes de gas pueden continuar a presiones mayores del punto crítico del sistema gas-aceite. Se recomienda que se realicen pruebas de expansión a composición constante y separación diferencial en la última etapa del proceso de 3 a 5 etapas en la fase aceite para calibrar la ecuación de estado

Sin embargo, se ha observado que con volúmenes de gas añadidos entre 10 y 20 % mole, se puede obtener información suficiente para caracterizar la mezcla de fluidos por medio de la ecuación de estado.

En la parte final de la prueba es necesario realizar un análisis PVT completo para obtener los valores de B_o , R_s , composición, etc, de tal forma que se puedan emplear en la caracterización del fluido con la ecuación de estado.

Los datos obtenidos de las pruebas de hinchamiento incluyen:

- ♦ La variación de la presión de saturación con respecto al volumen de gas inyectado. La presión de saturación puede cambiar desde el punto de burbujeo al punto de rocío, debido a la inyección de gas este cambio se debe a que la muestra pasa de la fase



líquida a gaseosa al inyectar cantidades significantes de gas a la muestra original de aceite.

- ◆ El volumen de la mezcla del fluido saturado en relación con el volumen original de aceite saturado del yacimiento.
- ◆ La variación de B_o , R_s , R_o , μ_o , Z , etc, con respecto a las moles de gas de inyección añadidas.

Estos datos pueden usarse para caracterizar la mezcla que resulta al combinarse los componentes hidrocarburos individuales y el efecto de la mezcla sobre:

- ◆ El incremento del volumen del fluido saturado y la variación de las propiedades PVT del aceite.
- ◆ La capacidad de la mezcla de hidrocarburos para disolver el gas de inyección.

Durante una prueba de hinchamiento, el laboratorio debe medir los volúmenes exactamente. Algunas veces, el área de la sección transversal de la celda es tan grande que un cambio de 10 % en el volumen de fluido total no puede ser leído correctamente. Adicionalmente, el laboratorio debe reportar, si se presentó depositación de sólidos, ya que esta fase puede interpretarse como líquida, y por consiguiente, resultar en datos de presiones de saturación no correctos, en ocasiones el gas de inyección puede precipitar asfaltenos.

4.2.2. Pruebas de contacto múltiple¹⁶

La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el fluido inyectado entra en contacto en forma repentina y vaporiza al aceite residual, creando un bache enriquecido de solvente compuesto de hidrocarburos ligeros. La miscibilidad por contacto múltiple puede alcanzarse a presiones menores que la miscibilidad al primer contacto, pero los sistemas de contacto múltiple requieren mayores distancias desde el pozo inyector al pozo productor para que la miscibilidad se desarrolle.

Las pruebas de laboratorio de contacto múltiple son no convencionales, como es el caso de las pruebas de hinchamiento, y se utilizan básicamente para calibrar los parámetros de la ecuación de estado considerando los efectos de la inyección de gas.

Las pruebas de contacto múltiple pueden ser normales o a volumen constante; la inyección de gas hidrocarburo o no hidrocarburo empieza a la presión de saturación, como se observa en la Fig. 4.5 y a la temperatura del yacimiento. En el caso de la prueba normal se inyecta una cierta cantidad molar de gas y una vez que se alcanza el equilibrio todo el gas se extrae manteniendo la presión constante, lo cual ocasiona una disminución del volumen de aceite en la celda; el gas extraído es un gas enriquecido que incluye componentes ligeros e intermedios extraídos del aceite, el cual nuevamente se inyecta, originando un nuevo contacto con el aceite, lo cual continuará la vaporización de los componentes hidrocarburos. Esto se repite durante una serie de etapas de acuerdo al diseño efectuado de la prueba. Como se mencionó previamente, en esta prueba se observa una disminución del volumen de aceite al aumentar la cantidad de gas inyectado.

La prueba de contacto múltiple a volumen constante es prácticamente la misma, la única variación es que el volumen permanece constante después de cada extracción de gas.

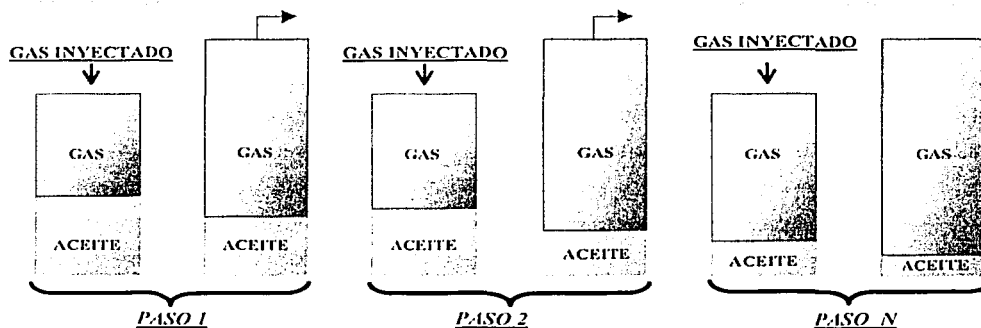


Fig. 4.5 Prueba de contacto múltiple

Datos medidos:

Volumen de líquido en la celda
Volumen de gas inyectado en cada contacto
Factor Z de gas extraído
Composición del efluente extraído
Viscosidad del efluente extraído

Datos para ajuste:

Volumen de líquido en la celda
Factor Z del gas extraído
Densidad del gas.
Composición del efluente

4.3. Consistencia de los análisis PVT

Para revisar la consistencia de la información reportada en los análisis PVT, se describen a continuación dos métodos basados en un balance molar: el método de Basbush y el método de Whitson.

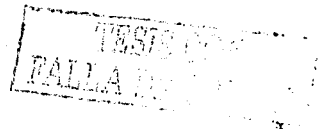
4.3.1. Método Basbush¹⁹

Basbush desarrolló un método de balance de materia (molar) utilizando experimentos de laboratorio de agotamiento a volumen constante.

Se calculan composiciones de líquido, constantes de equilibrio K y peso molecular de la fracción más pesada a diferentes presiones.

La información utilizada es la siguiente:

- ♦ Composición inicial del fluido
- ♦ Composición del efluente producido para cada etapa de presión
- ♦ Factor de desviación "Z" del gas
- ♦ Cantidad de gas desplazado (% Mol) en cada etapa
- ♦ Volumen en la fase líquida en la celda PVT



- ◆ El procedimiento es aplicado para gas y condensado y para aceite volátil, para aceite volátil es necesario conocer el peso molecular del fluido original y la densidad a la presión de saturación.

a).- Calcular el volumen de moles en la celda

$$N_t = \frac{P_d}{10.732 Z_d T_y R} \dots\dots\dots(4.4)$$

Los pasos (b) al (h) son aplicados para cada etapa de presión k.

b) .-El número de moles que quedan en la celda son obtenidos como una función de la cantidad de masa producida a un nivel de agotamiento dado.

$$N_j = N_t (1 - W_{sp}/100) \dots\dots\dots(4.5)$$

c).- El número de moles de la fase vapor en la celda, moles de líquido en la celda y factor de desviación de las 2 fases se calculan como sigue:

$$(N_g)_j = \frac{P_j (1 - R_{L,V} / 100)}{10.732 Z_j T_y R} \dots\dots\dots(4.6)$$

$$(N_l)_j = N_j - (N_g)_j \dots\dots\dots(4.7)$$

$$Z_{2pc} = \frac{P_j}{10.732 N_j T_y} \dots\dots\dots(4.8)$$

d) .-El número de moles retiradas en cada etapa de agotamiento S_j es obtenido como una función de la cantidad de masa producida en las 2 etapas subsecuentes.

Estas etapas son aplicadas para cada componente.

$$S_j = \frac{W_{spj} - W_{spj-1}}{100} N \dots\dots\dots(4.9)$$

e).- Se utiliza un balance de materia para cada componente.

Moles iniciales del componente ith = Moles del componente ith en la fase vapor +
 Moles del componente ith en la fase líquida + Moles producidas del componente ith

en forma de ecuación tenemos:

$$(Y_i)_1 N_t = (Y_i)_j (N_g)_j + (X_i)_j (N_l)_j + (Y_i)_j S_j \dots\dots\dots(4.10)$$

Resolviendo para X_i se tiene:

$$(X_i)_j = \frac{((Y_i)_1 N_t - (Y_i)_j ((N_g)_j + S_j))}{N_j} \dots\dots\dots(4.11)$$

f).- Se calcula la constante de equilibrio

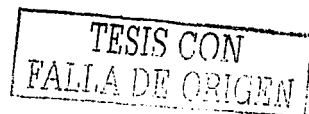
$$K_i = \left(\frac{Y_i}{X_i}\right)_j \dots\dots\dots(4.12)$$

g).- Se extrapolan las curvas de las constantes de equilibrio K_i

h).- Se efectúa un balance de masa para obtener el peso molecular de líquido y el peso molecular de la fracción C_7 , en el líquido.

4.3.1.1. Consistencia de los datos experimentales

- ◆ Graficar la composición del gas producido contra presión.
- ◆ Las curvas deben ser suaves sin cambios bruscos.
- ◆ Para gas y condensado extrapolar las curvas hasta la presión de rocío, para aceite volátil ésta práctica no es recomendable.



- ◆ Verificar el factor de desviación de dos fases, comparar el valor calculado con el medido (para gas y condensado)
- ◆ Comparar la composición del líquido determinada en el laboratorio en la última etapa con el valor calculado con la presión.
- ◆ Graficar la composición calculada contra presión, la grafica debe ser suave sin inflexiones.
- ◆ Graficar las constantes de equilibrio (K) con la presión; las curvas deben ser paralelas sin cruces ó inflexiones entre ellas. La curva superior debe corresponder al N₂ seguida del C₁ y CO₂, después la del etano ó ácido sulfhídrico (depende composición y temperatura) y después en orden decreciente la de los demás componentes de acuerdo a sus pesos moleculares.
- ◆ Los valores K de los isómeros (iC₄ o iC₅) deben ser mayores con respecto a los componentes normales

Se pueden utilizar los valores K calculados directamente en los simuladores composicionales.

4.3.2. Método de Whitson²⁰

Utilizó un balance de materia para calcular la composición de líquido y las constantes de equilibrio.

El balance molar es :

$$n_{lk} = n_{lk} + n_{vk} \dots \dots \dots (4.13)$$

y :

$$n_{lk} z_{jk} = n_{Lk} x_{jk} + n_{vk} y_{jk} \dots \dots \dots (4.14)$$

Las moles en la etapa (k) son las moles iniciales menos las moles producidas.

$$n_{ik} = 1 - \sum_{i=2}^k \Delta n_{pi} \dots \dots \dots (4.15)$$

Utilizando el balance de materia por componente

$$n_{ik} \cdot z_{jk} = z_{j1} - \sum_{i=2}^k \Delta n_{pi} \cdot y_{ji} \dots \dots \dots (4.16)$$

Tomando como base una mole de fluido inicial, el volumen de celda puede ser calculado de las propiedades iniciales, para gas y condensado es:

$$V_c = \frac{Z_d RT}{p_d} \dots \dots \dots (4.17)$$

Y para aceite volátil

$$V_c = \frac{M_b}{\rho_b} \dots \dots \dots (4.18)$$

El volumen de líquido será:

$$V_{Lk} = S_{lk} V_c \dots \dots \dots (4.19)$$

De un balance de volumen

$$V_{vk} = (1 - S_{lk}) V_c \dots \dots \dots (4.20)$$

Los moles de vapor para cada etapa de presión queda:

$$n_{vk} = \frac{p_k V_{vk}}{Z_k RT} \dots \dots \dots (4.21)$$



La composición del líquido será :

$$x_{jk} = \frac{n_{lk}z_{jk} - n_{vk}y_{jk}}{n_{lk} - n_{vk}} \dots \dots \dots (4.22)$$

Las constantes de equilibrio se calcularon como :

$$K_{jk} = \frac{y_{jk}}{x_{jk}} \dots \dots \dots (4.23)$$

Para calcular las propiedades de gas y líquido se utiliza un balance de masa como

$$m_{lk} = m_{lk} + m_{vk} \dots \dots \dots (4.24)$$

La masa total en la etapa k es igual a la masa inicial menos la masa acumulada de gas producida de la celda. Tomando como base 1 mol inicial de fluido e igualando la masa inicial con la masa molecular inicial M_s a la presión de saturación.

$$m_{lk} = M_s - \sum_{i=2}^k \Delta n_{pi} M_{vi} \dots \dots \dots (4.25)$$

donde M_{vi} es el peso molecular a la etapa i

M_s y M_v se pueden calcular con la regla de mezclado de Kay, utilizando los pesos moleculares correspondientes, por lo tanto, la masa de vapor será:

$$M_{vk} = n_{vk} \cdot m_{vk} \dots \dots \dots (4.26)$$

La masa de líquido se calcula como la diferencia entre el peso total y el peso de vapor.

$$m_{lk} = m_{lk} - m_{vk} \dots \dots \dots (4.27)$$

Con los valores calculados de masa y volumen se pueden calcular la densidad del

$$\rho = \frac{m}{V} \dots \dots \dots (4.28)$$

gas y el aceite utilizando la formula:

Para verificar la consistencia de los Z se puede calcular la densidad de la siguiente manera:

$$\rho_{vk} = \frac{M_{vk} P_k}{Z_k RT} \dots \dots \dots (4.29)$$

El peso molecular del líquido en equilibrio, específicamente para la fracción C₇₊ se puede calcular a partir de la ecuación general de balance de masa como :

$$M_{lk} = m_{lk} \cdot n_{lk} + M_{vk} \cdot n_{vk} \dots \dots \dots (4.30)$$

Resolviendo para el peso molecular del líquido se tendrá:

$$M_{lk} = \frac{m_{lk} - M_{vk} \cdot n_{vk}}{n_{lk}} \dots \dots \dots (4.31)$$

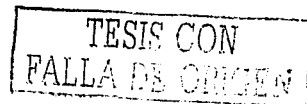
Con la regla de mezclado de Kay el peso molecular de la fracción C₇₊ es como sigue:

$$M_{lk7+} = \frac{M_{lk} - \sum_{i=1}^{N-1} M_i x_{ki}}{x_{k7+}} \dots \dots \dots (4.32)$$

M_i es el peso molecular de los componentes puros

El peso molecular promedio del componente C₇₊ del sistema de dos fases se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$M_{7+} = \frac{n_{lk} x_{k7+} M_{lk7+} + n_{vk} y_{k7+} M_{vk7+}}{n_{lk} x_{k7+} + n_{vk} y_{k7+}} \dots \dots \dots (4.33)$$



CAPÍTULO 5

PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD EN SISTEMAS ACEITE CRUDO- GASES NO HIDROCARBUROS

5.1. Definición de la presión mínima de miscibilidad (PMM)

El concepto de miscibilidad se establece cuando existe una mezcla en todas proporciones entre el fluido de inyección y el aceite del yacimiento. La importancia de tener un desplazamiento miscible es que se eliminan prácticamente los efectos capilares en el área contactada por la fase miscible, lo que conduce a obtener una recuperación de hidrocarburos por el fluido inyectado del orden del 90 % o mayor.

Tanto los gases no hidrocarburos como el gas natural no son miscibles al primer contacto con el aceite del yacimiento; sin embargo, cuando son inyectados desarrollan una zona de miscibilidad debido a la transferencia de masa que existe entre el gas de inyección y el aceite del yacimiento. La transferencia de masa resulta en un enriquecimiento del gas inyectado por componentes intermedios que son transferidos del aceite al gas.

La presión mínima a la cual ocurre la miscibilidad se denomina presión mínima de miscibilidad (PMM), y se define como la presión mínima de inyección necesaria que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica. Es de esperar que para un aceite dado se espera mayores PMM cuando el fluido de inyección es nitrógeno que gas seco y dado que las propiedades del gas de combustión y el nitrógeno son muy semejantes, la PMM será muy semejante para ambos gases.

Es importante considerar algunos aspectos benéficos para el desplazamiento de aceite con fluidos a condiciones miscibles como son:

- a).- El hinchamiento del aceite al disolverse el gas de inyección

- b).-La reducción de la viscosidad del aceite
- c).-Disminución de efectos capilares.

Como efectos adversos en un desplazamiento miscible se pueden señalar:

- d).-Dispersión
- f).- Digitización
- g).-Canalización del gas de inyección.

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase; se dice entonces que un fluido es solvente del otro.

Una condición para que los dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; como un ejemplo de fluidos miscibles se puede citar la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua.

El concepto de PMM explica la eficiencia de desplazamiento mediante la inyección de gases (CO_2 , N_2 , o gas natural), entre más cerca esté la presión del yacimiento de la PMM, la recuperación de aceite será más alta. En general, la menor PMM se obtiene con CO_2 y la mayor con N_2 .

5.2. Determinación experimental de la PMM

El valor de la presión mínima de miscibilidad para el diseño de un proceso de inyección de gas, puede estimarse por medio de algunas correlaciones publicadas o, incluso, mediante la aplicación de modelos numéricos composicionales; sin embargo, la forma más confiable, hasta ahora, ha sido su determinación mediante pruebas de desplazamiento de aceite por el gas inyectado en tubos empacados.

Resulta conveniente determinar en forma experimental, para un sistema de fluidos y una temperatura de yacimiento dados, la presión de desplazamiento más adecuada para lograr los mayores beneficios de la aplicación. Existe necesariamente un valor

mínimo de presión a la cual es posible desarrollar un frente miscible; este valor será aquel en el que la composición del aceite a desplazar, quede en el límite de la zona de miscibilidad definida en el diagrama ternario.

De lo anterior se desprende que existe un valor "óptimo" de presión de desplazamiento que será el valor mínimo con el cual se obtenga una recuperación muy cercana a la máxima posible. La realización de pruebas de desplazamiento en tubos empacados tiene como objetivo principal la determinación de ese valor óptimo de presión.

Dada la imposibilidad de disponer en el laboratorio de muestras del medio poroso del yacimiento, en las dimensiones requeridas para el estudio experimental de los distintos fenómenos que ocurren durante el desplazamiento de aceite por CO_2 o N_2 , resulta aconsejable estudiar esos fenómenos utilizando un medio poroso de fácil disponibilidad, y tratar de aislar el fenómeno de interés, tanto como sea posible. Específicamente, para el estudio experimental de la transferencia de masa en sistemas aceite- CO_2 o N_2 ya comentada, se considera necesario proveer al sistema de fluidos de un medio que permita el contacto múltiple descrito y el desarrollo del frente miscible eliminando, o, en todo caso, reduciendo a un valor mínimo, otros factores tales como segregación gravitacional, digitización viscosa por diferencia de movilidades, porosidad, saturación inicial de aceite, solubilidad del CO_2 o N_2 en el agua congénita; etc., de manera que sea posible determinar adecuadamente, el valor óptimo de la presión de desplazamiento.

Lo anterior, sugiere el uso de un medio poroso lineal, de área de flujo pequeña y de longitud suficiente para lograr el desarrollo del frente miscible, a la temperatura del yacimiento y con un ritmo de inyección conveniente para que el avance del frente no sea muy diferente a los que usualmente ocurren en los yacimientos.

De acuerdo a los resultados obtenidos en algunos trabajos experimentales publicados, un tubo de acero empacado con perlas de vidrio, con una longitud mínima de 8 metros (26'), y diámetro interno no mayor de 15 mm (5/8") se considera un medio poroso adecuado, cuando se utilizan ritmos de avance entre 30 y 90 m/d. Un equipo completo de prueba incluye sistemas de inyección de fluidos, de control de temperatura,

de control de flujo, de separación y condensación de fluidos producidos, de medición de fluidos, de muestreo de gas para su análisis, y de observación visual de los fluidos producidos a las condiciones de desplazamiento. En la Fig. 5.1 se presenta un diagrama de un equipo construido en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) con las características señaladas incluyendo un tubo de 12.62 m de longitud y diámetro interno de 2.4 mm, empacado con perlas de vidrio de malla 120-170, en el que no se incluye sistema de observación visual²¹.

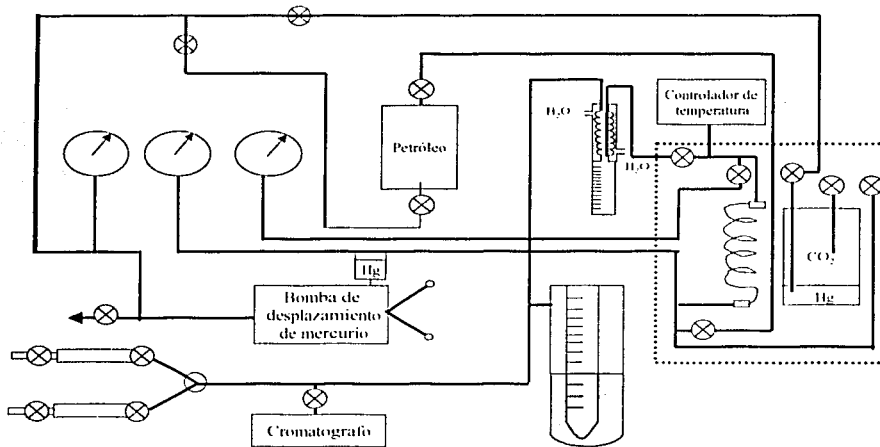


Fig. 5.1 Diagrama de flujo de aparato de medición de miscibilidad²¹

El procedimiento de operación de este equipo comprende la saturación del medio poroso con el aceite del yacimiento, la estabilización de la temperatura a la presión de desplazamiento en turno, la inyección del gas desplazante al tubo empacado, a presión y gasto constantes, vigilando que la separación de fluidos se realice a presión atmosférica, la toma de muestras de gas para su posterior análisis, así como muestreo directo al cromatógrafo para su análisis inmediato y el registro de la información de presión, de temperatura y de volúmenes de fluidos producidos y circulados, correspondiente a la prueba. Cada corrida se considera terminada cuando el análisis cromatográfico del gas

producido indica un contenido del gas desplazante mayor a 95 % mol, condición a la cual, generalmente ya no se tiene producción de aceite.

Para la designación de la presión óptima de desplazamiento del aceite no existe, a la fecha, un criterio unificado. Algunos autores han considerado un valor de recuperación cercano al 100 % (regularmente 90 al 95 %) para determinar cuando se ha efectuado un desplazamiento "tipo miscible"; sin embargo, tomando en consideración que el valor de recuperación resulta dependiente del sistema particular empleado, principalmente de la longitud del medio poroso, este criterio no parece ser el más adecuado.

Otro criterio²² sugiere que la presión óptima de desplazamiento sea aquella en la que se obtiene una recuperación cercana a la máxima alcanzada en la serie de desplazamientos, comparando las recuperaciones correspondientes a un volumen circulado de 1.2 VP, condicionando a que la serie de pruebas termine cuando el incremento en la recuperación de aceite, para un incremento en la presión de desplazamiento sea pequeño.

En la Fig. 5.2 se desarrolla una curva de recuperación de aceite vs presión, utilizando este último criterio.

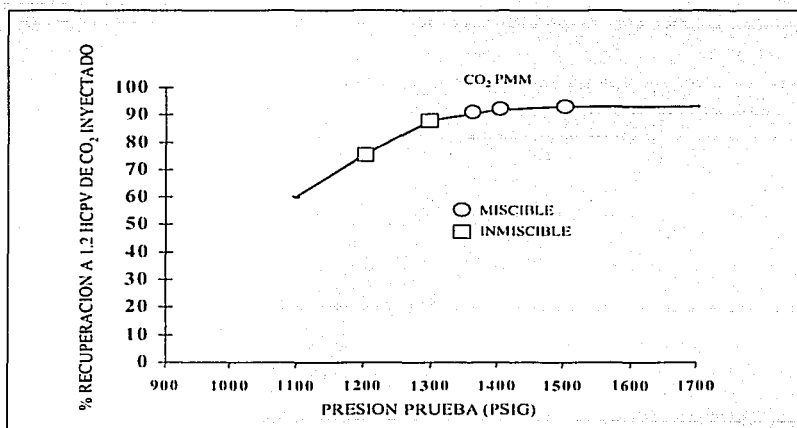


Fig. 5.2 Prueba de miscibilidad para composición fija y temperatura constante²³

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.3. Factores que afectan la PMM con N_2

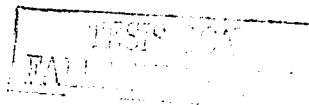
El nitrógeno ha sido utilizado exitosamente como un fluido de inyección para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH). Este ha sido ampliamente utilizado en operaciones en campos de aceite en proyectos de mantenimiento de presión y de "gas lift". Limitaciones por disponibilidad y costos del gas natural y del bióxido de carbono han hecho al nitrógeno una alternativa económica para la recuperación de aceite mediante el establecimiento de un proceso de desplazamiento miscible.

Un criterio importante para el uso del nitrógeno en proyectos de recuperación mejorada es la presión mínima requerida para alcanzar la miscibilidad con el aceite a través de procesos de contacto múltiple en el medio poroso.

Algunas de las condiciones que favorecen la miscibilidad del aceite con nitrógeno, incluyen presiones relativamente altas o aceites volátiles ricos en componentes ligeros e intermedios (C_2 - C_5). Los yacimientos que cumplen estas condiciones deben ser lo suficientemente profundos para que su formación productora soporte la alta presión requerida para alcanzar la miscibilidad.

Los principales factores que afectan la magnitud de la PMM para este tipo de proceso son los siguientes:

- ◆ La composición del aceite del yacimiento y del fluido desplazante.
- ◆ La temperatura del yacimiento; pueden presentarse dos casos:
 - a). Para el gas natural la PMM aumenta al incrementarse la temperatura del yacimiento. Esto se debe a que la solubilidad del C_1 disminuye al aumentar la temperatura, ya que bajo estas condiciones el tamaño de la zona bifásica crece.
 - b). Para el nitrógeno, la PMM puede disminuir al aumentar la temperatura del yacimiento, ya que la solubilidad del N_2 en los hidrocarburos aumenta para temperaturas mayores de 100 °F.



- ◆ Manteniendo otros factores constantes, la PMM con gas natural disminuye al disminuir la concentración de C_1 y N_2 en el aceite del yacimiento.
- ◆ Manteniendo otros factores constantes, la PMM aumenta cuando el peso molecular promedio de la fracción C_2-C_4 en el aceite disminuye, ya que el tamaño de la zona bifásica se incrementa.
- ◆ El tamaño de la zona bifásica aumenta (y por tanto, también la PMM) al disminuir la densidad del crudo, o bien, al incrementarse el peso molecular de la fracción pesada.

Se necesita un rango de presiones apropiado (por lo tanto profundidades) para obtener miscibilidad. Así, se requiere de una profundidad mínima para cada uno de los procesos y la permeabilidad no es crítica si la estructura es relativamente uniforme. Las características del aceite crudo son muy importantes. Un aceite de densidad alta, viscosidad baja con un alto porcentaje de intermedios (C_2-C_7) es esencial si la miscibilidad se obtiene mediante un empuje de gas vaporizante.

Con excepción de aquellos yacimientos de características favorables, es común surgimiento temprano del nitrógeno inyectado, así como bajas eficiencias de barrido, ocasionando que grandes cantidades de aceite queden sin contactar. En años recientes el énfasis ha ido cambiando al uso de gases no hidrocarburos de menor valor, como CO_2 , N_2 y gases de combustión. Aunque el N_2 y los gases de combustión no recuperan aceite tan eficientemente como los gases hidrocarburos o CO_2 , su economía resulta generalmente más favorable.

5.4. Correlaciones para estimar la presión mínima de miscibilidad con N₂

Correlaciones para predecir la presión mínima de miscibilidad (PMM) han sido propuestas por diferentes investigadores y son herramientas importantes en la selección de yacimientos potenciales para la inyección de gas miscible mediante contacto múltiple. Existen pocas correlaciones en la literatura para determinar la presión mínima de miscibilidad, cuando el gas desplazante es el nitrógeno, las principales se presentan a continuación.

5.4.1. Correlación de Glaso²⁴

Glaso desarrolló una correlación para determinar la PMM con N₂ a partir de datos de estudios de desplazamiento publicados en la literatura y datos de desplazamiento realizados durante su investigación. La PMM esta dada como una función de la temperatura del yacimiento, % mole del metano y % mole de los intermedios en el fluido del yacimiento.

Las ecuaciones propuestas por Glaso para obtener la PMM son:

a) Si la densidad del aceite es menor de 40 °API:

$$PMM = (80.14 + 35.25PM + 0.76PM^2)14.5.....(5.1)$$

donde:

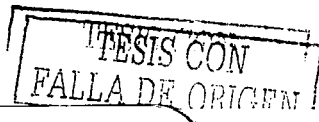
$$PM = M_{C7+}^{0.88} T^{0.11} / C_{2-6}^{0.64} C_1^{0.33}(5.2)$$

b) Si la densidad del aceite es mayor de 40 °API, entonces:

$$PMM = (-648 + 2619.5PM - 1317.6PM^2)14.5.....(5.3)$$

donde:

$$PM = M_{C7+}^{0.48} T^{0.25} / C_{2-6}^{0.12} C_1^{0.42}(5.4)$$



5.4.2. Correlación de Firozabadi y Azis²⁵

Del estudio de Firozabadi y Azis, se desprende que tres parámetros mostraron afectar la miscibilidad de contacto múltiple de un yacimiento cuando se inyecta N₂ o gas de combustión: la cantidad de componentes intermedios en el aceite, su volatilidad y la temperatura del yacimiento.

Los componentes intermedios en el fluido de un yacimiento se definen generalmente como la fracción del C₂ al C₆, CO₂ y H₂S, los cuales mejoraron el desarrollo de miscibilidad con altas concentraciones en el aceite del yacimiento. De los datos mostrados en la Tabla 5.1, se observó que excluyendo al C₆ de los intermedios mejoraba la correlación de la PMM, por lo que los intermedios en este trabajo se definieron como C₂ al C₅, CO₂ y H₂S.

La Fig. 5.3 muestra la PMM para los fluidos de yacimientos mostrados en la Tabla 5.1. Los parámetros correlacionados incluyeron la relación de los intermedios (% mole) divididos por el peso molecular de la fracción C₇₊. El efecto de la temperatura es menos pronunciada, y la PMM es relacionada inversamente con la temperatura en °F. La ecuación de la curva ajustada de la Fig. 5.1 es:

$$p_m = 9433 - 188 \times 10^3 \left(\frac{C_{c2} - C_{c5}}{M_{c7+} T^{0.25}} \right) + 1430 \times 10^3 \left(\frac{C_{c2} - C_{c5}}{M_{c7+} T^{0.25}} \right)^2 \dots\dots\dots(5.5)$$

donde:

- p_m PMM, psia
- T temperatura, °F
- C₂-C₅ concentración de intermedios, % mole
- M_{C7+} peso molecular del heptano plus

Número	Fluido de Yacimiento	Temperatura (°F)	C ₂ -C ₅ (% mol)	MW C ₇	Pb (psi)	PMM (psi)	Composición del gas de inyección
1	XA	340 206.6	25.11 21.7	183.6 315	4750 2147.22	4,800	C1, 100
2	XB	200	19.77	209	4740	5,800	C1, 83.12; C2, 8.81; C3, 4.11; C4, 1.4; CO ₂ , 1.05
3	XC	225	21.11	250	4620	6,000	7.50; C3, 1.91; C4, 0.26; N
4	XD	303	19.46	250	4550	6,300	2, 2.48
5	Painter	164	25.17	193.3	4000	4,280	C1, 100
6	Haasi Messaou	250	38.9	195	2590	3,700	N2, 100
7	BRN, A	217.5	24.06	193	3040	4,900	C1 y N2 puros
8	BRN, D	215.5	24.45	204	2970	5,100	Gas de combustión, C1, 90
9	BRN, E	222.8	19.2	191	4925	5,500	Gas de combustión, C1, 90
10	Raleigh	258	20.95	190	3236	5,400	Gas de combustión, C1, 88.2; N2, 3.53
11	ARCO A	140	32.7	191	2760	3,500	Gas de combustión, C1, 85; C2, 15
12	ARCO B	176	41	197	905	3,400	Gas de combustión, C1, 85; C2, 15

Tabla 5.1 Fluidos del yacimiento usados en el desarrollo de la correlación de la PMM²⁵

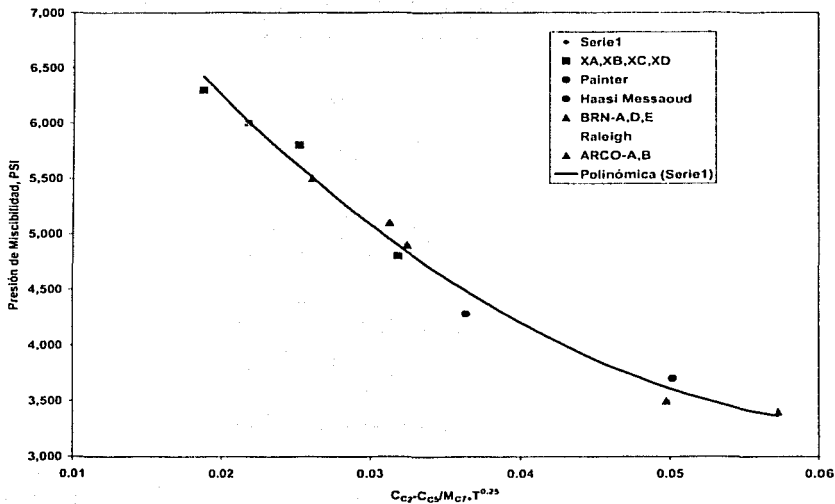


Fig. 5.3 Correlación de la PMM para el N₂ o gases naturales de combustión, obtenida por Firoozabadi y Azis²⁵

5.4.3. Correlación de Hanssen²⁶

La correlación simple sugerida por Firoozabadi pudo predecir razonablemente bien los resultados realizados en el trabajo de Hanssen. Reteniendo su simplicidad y generalidad, la correlación se mejoró incluyendo los datos de este trabajo y algunas ligeras modificaciones. En particular, valores altos de PMM se pueden predecir mejor con esta correlación.

La ecuación más simple de las varias regresiones que proporcionó un buen ajuste fue:

$$PMM = 0.5216 \left(\frac{C_2 - C_6}{M_{C7+} T} \right)^{-0.5236} \dots\dots\dots(5.6)$$

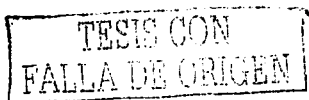
donde:

C_2-C_6 es la concentración de los componentes intermedios (incluyendo al CO_2), en el aceite, % mole

M_{C7+} es el peso molecular de la fracción pesada

T es la temperatura en °K.

En esta correlación se tomó como los componentes intermedios del C_2-C_6 , que es la definición más común en lugar de C_2-C_5 , utilizada por Firoozabadi y Azis.



5.4.4. Correlación de Hudgins²⁷

Hudgins y colaboradores desarrollaron un extensivo estudio de laboratorio de inyección miscible de N₂ para procesos de recuperación mejorada de aceite crudo ligero. Ellos establecieron que la composición del fluido del yacimiento, especialmente la cantidad de C₁ a la fracción C₅ son los principales factores que afectan la miscibilidad. Para N₂ puro los autores propusieron la siguiente expresión:

$$PMM = 5568e^{-R1} + 3641e^{-R2} \dots\dots\dots(5.7)$$

donde

$$R1 = 792.06C_{2-5} / M_{C7+} (T_f^{0.25}) \dots\dots\dots(5.8)$$

y

$$R2 = 2.158 \times 10^6 C_1^{5.632} / M_{C7+} (T_f^{0.25}) \dots\dots\dots(5.9)$$

C₁ es la fracción molar de metano en el aceite del yacimiento

C₂-C₅ es la fracción molar del etano a los pentanos (incluyendo CO₂ y H₂S).

T_f es la temperatura, °F

TESIS CON
FALLA DE C...

ESTA TESIS NO PUEDE
SER REPRODUCIDA

5.4.5. Correlación de Sebastian y Lawrence²⁸

Sebastian y Lawrence presentaron una nueva correlación más exacta para determinar la PMM del N₂. Esta correlación toma en cuenta los efectos de la composición del aceite y la temperatura del yacimiento, y ajusta todos los datos de PMM del N₂ disponibles en la literatura dentro de 750 psi. Esta correlación predice que la PMM del N₂ de un aceite disminuye conforme el contenido de metano o componentes intermedios del aceite se incrementa, y que la PMM del N₂ se incrementa conforme el peso molecular del aceite se incrementa.

Hay muy pocas mediciones de la PMM del N₂ reportadas en la literatura. La Tabla 5.2 lista los datos de PMM del N₂ disponibles y los datos obtenidos en este trabajo junto con algunas propiedades de los aceites.

aceite	PMM N ₂ (psi)	Tyac (°F)	C ₁ mol (%)	Inte mol (%)	C ₇₊ MW
aceite B	5500	280	34.64	34.05	230
aceite A	7000	300	21.54	27.05	261
aceite A	6800	280	21.54	27.05	261
aceite A	6500	250	21.54	27.05	261
aceite D	6000	280	36.78	33.63	261
aceite C	5050	280	24.68	34.98	215
aceite C	5500	225	24.68	34.98	215
Paintor	4174	164	52.62	25.17	193
South lone olm	4000	100			
Texas A&M	5000	150			
Texas A&M	4200	250			
Jay	3600	285			
Arco A	3600	140	42.70	32.7	191
Hassi Messoud	3840	250	32.73	36.9	195
Lake como	4336	279	45.23	23.09	170
Lake Barro	9400	279	0.00	2.47	140
Lake Barro	8850	279	9.37	3.72	140
Lake Barro	8500	225	9.37	3.72	140
Lake Barro	9000	300	9.37	3.72	140
Lake Barro	6700	279	22.69	5.5	140
Lake Barro	6400	225	22.69	5.5	140
Lake Barro	6850	300	22.69	5.5	140
Lake Barro	4980	279	38.62	7.63	140
Lake Barro	4850	225	38.62	7.63	140
Lake Barro	5100	300	38.62	7.63	140
Glaso 1	4500	176	13.00	45.5	192
Iku 1	5500	140	54.70	20.9	232
Iku 2	6017	271	54.70	20.9	232
Iku 3	6400	140	36.20	19.6	232
Iku 4	6800	199	36.20	19.6	232
Iku 5	4650	196	43.00	32.2	232
Hannson A1	5946	268	54.63	20.62	218
Hannson A2	6164	268	57.36	18.23	221
Hannson A3	6381	268	26.65	16.5	221
Hannson A4	6526	268	57.95	16.07	223
Hannson A5	7977	268	60.55	14	244
Hannson B1	4728	260	57.84	27.79	190
Hannson B2	5467	260	60.36	25.06	199

Tabla 5. 2 PMM del N₂ para varios aceites

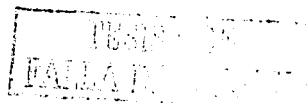
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sebastian y colaboradores revisaron básicamente 4 correlaciones para determinar la PMM del N₂:

- ◆ Firoozabadi y Aziz
- ◆ Hudgins y colaboradores
- ◆ Glaso
- ◆ Hannsen

Las cuatro fueron de naturaleza estadística y usadas con datos disponibles en la literatura al tiempo de la publicación. Incluyendo los datos de este trabajo, hay cerca de 35 valores de PMM del N₂ reportadas en la literatura. Las Fig's de la 5.4 a la 5.7 comparan las PMM predichas por cada una de las cuatro correlaciones con las PMM de los datos experimentales. En estas figuras, cualquier símbolo cayendo sobre la línea sólida etiquetada "45°" representa un caso donde la correlación ajusta correctamente los datos experimentales de PMM. Cualquier símbolo que cae fuera de las dos líneas punteadas representan un caso donde la correlación predice una PMM ya sea 1000 psi arriba o debajo de los datos experimentales. En cada una de las correlaciones fallan un número significativo de puntos por más de 1000 psi.

La nueva correlación es más precisa que las correlaciones reportadas en la literatura, pero aun puede estar fuera por 800 psi. Hasta que se cuente con resultados de otros estudios, esta es la mejor herramienta disponible para predecir la PMM del N₂, a menos que se determine experimentalmente. La correlación se debe usar como una herramienta de escrutinio, pero la PMM se debe medir eventualmente para cualquier campo en el cual se considere la inyección de N₂.



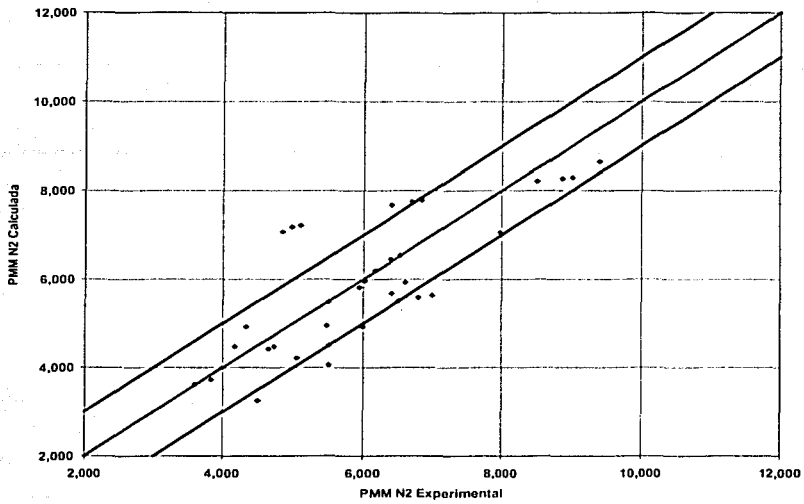


Fig. 5.4 Comparación de la correlación de Firoozabadi y Azis vs datos experimentales²⁵

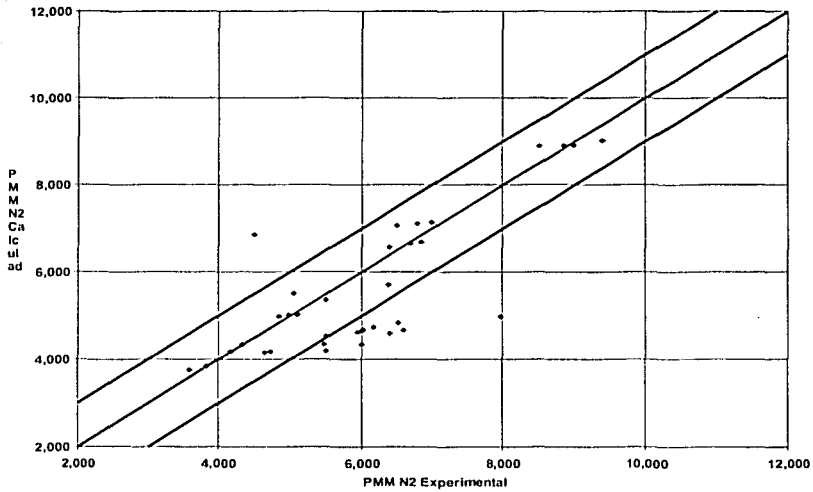


Fig. 5.5 Comparación de la correlación de Hudgins vs datos experimentales²⁷

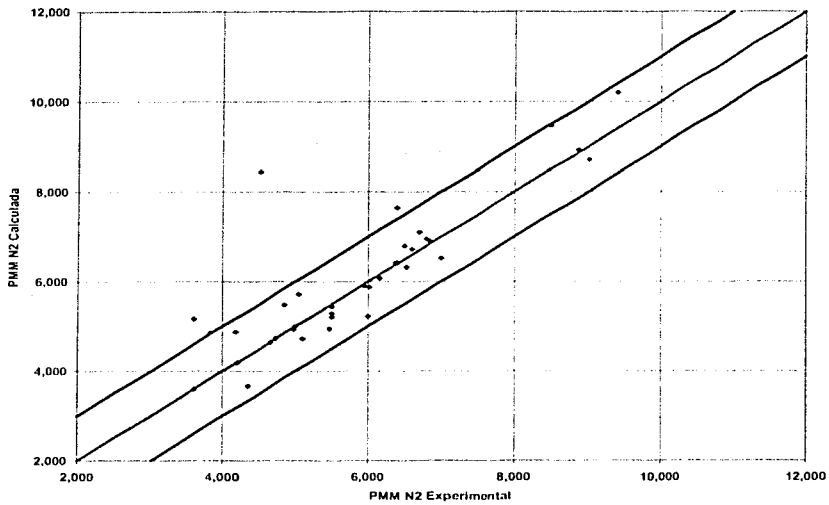


Fig. 5.6 Comparación de la correlación de Glaso vs datos experimentales²⁴

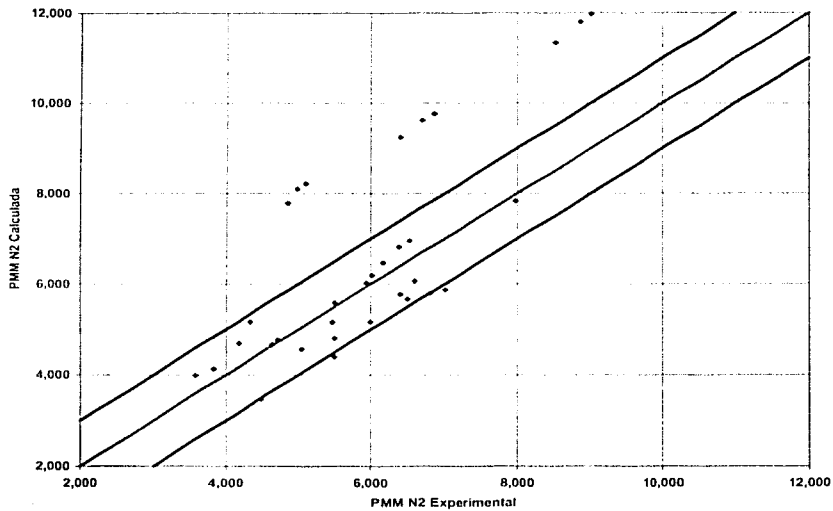
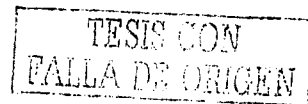


Fig. 5.7 Comparación de la correlación de Hanssen vs datos experimentales²⁶



Sebastian desarrolló la siguiente correlación usando los datos de la Tabla 5.2 y los datos registrados en este trabajo, además de tomar en cuenta las siguientes restricciones:

- ♦ La PMM del N₂ se debe incrementar conforme el MW del C₇₊ se incremente
- ♦ La PMM debe disminuir conforme la concentración de metano o intermedios se incremente en el aceite. La cantidad de decremento depende de la composición del aceite.

$$PMMN_2 = 4603 - 3283 * \left(\frac{CL * T}{MW} \right) + 4.776 * \left(\frac{CL^2 * T^2}{MW} \right) - 4.008 * \left(\frac{C_1 * T^2}{MW} \right) + 2.05 * MW + 7.541 * T \dots \dots \dots (5.10)$$

donde:

PMMN₂ es la PMM del N₂,

CL es la fracción mole del metano en el aceite,

C₁ es la fracción mole de los componentes intermedios (C₂ al C₆ y CO₂) en el aceite,

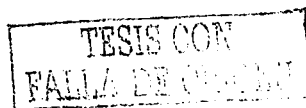
T es la temperatura del yacimiento en °R, y

MW es el peso mol de la fracción C₇₊ del aceite.

Derivando la ec. 5.10 en función de la temperatura y luego haciendo la derivada igual a cero, la temperatura a la PMM máxima (MAXT) se puede determinar de la ec. 5.11.

$$MAXT = \frac{7.541 * MW - 3282 * CL}{9.532 * CL^2 - 8.016 C_1} \dots \dots \dots (5.11)$$

De la Ec. 5.10, se puede observar que la PMM predicha disminuye conforme la concentración de intermedios en el aceite se incrementa. No es tan obvio que, excepto en pocos casos, la PMM del N₂ predicha disminuya conforme la concentración de metano en el aceite se incremente o decrezca el peso mole del C₇₊.



La Ec. 5.10 también es cuadrática en la fracción mole de metano. Esto es necesario debido a la alta dependencia de la PMM en la concentración de metano.

La Fig 5.8 compara la PMM del N₂ predicha utilizando la ecuación 5.11 con los valores determinados experimentalmente en una grafica similar a las Fig's 5.4 a la 5.7 para las otras correlaciones disponibles. La comparación está dada en la Tabla 5.3. Todas las PMM calculadas para el N₂ con la nueva correlación caen dentro de ± 750 psi de los valores experimentales. Esta es mejor que las otras cuatro correlaciones que se muestran en las Fig's 5.4 a la 5.7 y que están en un error de ± 1000 psi para un número significativo de aceites.

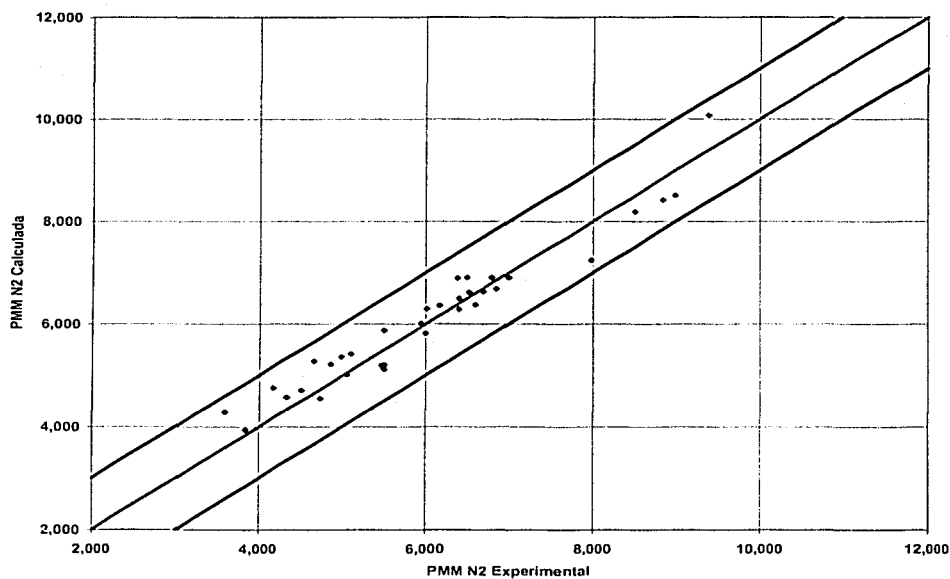


Fig. 5.8 Comparación de la correlación de Sebastian vs datos experimentales²⁸

Se debe tener cuidado cuando se extrapola fuera del rango de los datos usados para desarrollar la correlación. El rango incluye temperaturas de 100 a 300 °F, concentraciones de metano de 0 a 60 % mole, concentraciones de componentes intermedios de 0 a 30 % mole, y peso molecular del C₇₊ de 100 a 260 g/mole. Las otras correlaciones tienen rangos de aplicación similares pero más pequeños.

5.4.6. Correlación de Lange²⁹

Para predecir la PMM, Lange propuso el cálculo del parámetro de solubilidad del gas (δ_g) a varias presiones con la ecuación (5.12) y el parámetro de solubilidad del aceite (δ_o) con la ecuación (5.13). Considera que la condición de presión que corresponde a un valor absoluto de las diferencias de los parámetros de solubilidad ($\Delta\delta$), es aproximadamente igual a 3, es aproximadamente igual a la PMM. Sin embargo, se observó que este valor de 3 proporciona resultados aceptables de la PMM cuando se inyecta tanto CO₂ como gas natural. Por otra parte, en lo relativo a sistemas nitrógeno aceite, en rocas carbonatadas, puede observarse en la Fig. 2 que el valor ($\Delta\delta$) supera el valor de 3 en todos los casos y a primera vista un valor de 4 o un poco mayor ajustaría mejor los datos de los pocos casos disponibles, por lo que se usará el valor de 4³⁰.

La ecuación para calcular δ_g es:

$$\delta_g = 0.326 P_c^{0.5} \left(\frac{\rho_r}{\rho_{rL}} \right) \dots \dots \dots (5.12)$$

En esta expresión P_c es la presión crítica del gas en lb/pg² abs y ρ_r es la densidad reducida (definida como ρ/ρ_c), donde ρ es la densidad y ρ_c es la densidad crítica. El término ρ_{rL} es la densidad reducida del gas comprimido a un estado líquido. El valor propuesto de este término en la literatura es igual a 2.66.

La ecuación para calcular el parámetro de solubilidad del aceite es:

$$\delta_o = 0.01M + 6.54 - 0.01(T - 25) \dots \dots \dots (5.13)$$

donde T es la temperatura de interés en °C, y M es el peso molecular del aceite.



5.4.7. Aplicación de las correlaciones al aceite del Campo Chuc

En la Tabla 5.3 se muestra la composición del aceite del pozo Chuc-62 y otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Chuc-62: Composición del fluido original	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.23
Bióxido de Carbono	2.446
Acido Sulfhídrico	0.893
Metano	34.029
Etano	11.138
Propano	7.565
Isobutano	1.313
Butano Normal	3.756
Isopentano	1.326
Pentano Normal	1.838
Hexanos	3.010
Héptanos y más pesados	32.456
Total	100

Tabla 5.3 Composición del aceite, pozo Chuc-62

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 250
Peso Molecular promedio del aceite	= 25.654
% molar del etano al hexano	= 29.946
% molar del etano al pentano	= 26.936
Temperatura del yacimiento (°C)	= 138
Densidad del aceite °API	= 32
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.8765

La aplicación de las correlaciones presentadas para el N_2 al fluido del campo Chuc, presentado en la Tabla 5.3 proporciona los valores siguientes:

Correlación	PMM (Kg/cm ²)
Firoozabadi y Azis	385
Hudgins	313
Glaso	412
Hanssen	378
Sebastian y Lawrence	420

Tabla 5.4 Resultados de la PMM para el Campo Chuc

5.5. Desplazamiento miscible mediante la inyección de CO₂

La inyección de CO₂ es el único método de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH), cuya aplicación ha continuado incrementándose en los EEUU, las razones principales se basan en su abundancia y en los fenómenos que se generan cuando es inyectado en el medio poroso, lo cual ha ocasionado que se incrementen los factores de recuperación de aceite con buenos indicadores económicos del proceso. El requisito primordial para su aplicación es disponer de una fuente de CO₂ cercana al yacimiento, por lo cual es necesario buscar fuentes generadores de CO₂, las cuales pueden ser: fuentes naturales (yacimientos), plantas petroquímicas y plantas generadoras de energía eléctrica.

5.6. Características principales y factores que afectan la PMM con CO₂

- ◆ El CO₂ no es miscible de primer contacto con el aceite del yacimiento; pero genera un desplazamiento miscible de contacto múltiple dinámico.
- ◆ La PMM es inferior para el CO₂ que la correspondiente al C₁, N₂ o gas de combustión.
- ◆ Tiene mayor capacidad de vaporización de componentes hidrocarburos que el C₁ o N₂ (puede llegar hasta el C₂₀).
- ◆ Tiene mayor solubilidad en el crudo que el N₂.
- ◆ Presenta problemas de suministro de crudo.

Los factores principales que tienen un efecto directo sobre la magnitud de la PMM son los siguientes:

- ◆ La densidad del CO₂ (líquido o gaseoso) debe ser lo suficientemente alta, para que pueda disolver las fracciones C₅ a C₃₀ contenidas en el aceite del yacimiento.
- ◆ La PMM se incrementa al aumentar la temperatura.



- ♦ La magnitud de la PMM es inversamente proporcional a la cantidad de C_{5-30} presentes en el crudo.
- ♦ La PMM es sensible a la distribución de la cadena C_5-C_{30} en la fracción C_{5+} , pues al incrementarse la porción correspondiente a las gasolinas, la PMM disminuye, (manteniendo otros factores constantes).

5.7. Correlaciones para estimar la PMM al inyectar CO_2

La PMM puede determinarse mediante los siguientes procedimientos:

- ♦ Correlaciones
- ♦ Ecuaciones de estado combinadas con cálculos de equilibrio de fase
- ♦ Pruebas dinámicas de desplazamiento de laboratorio

De las tres anteriores, la forma más adecuada es la de efectuar pruebas de desplazamiento en el laboratorio, reproduciendo las condiciones del yacimiento.

Existen numerosas correlaciones en la literatura para determinar la presión mínima de miscibilidad, cuando el gas desplazante es el bióxido de carbono, las principales son las siguientes:

- ♦ National Petroleum Council
- ♦ Yellig y Metcalfe
- ♦ Holm, Josendal y Mungan
- ♦ Cronquist
- ♦ Johnson y Pollin
- ♦ Alston
- ♦ Sebastian



5.7.1. Correlación del National Petroleum Council³¹

Este método proporciona una estimación gruesa de la PMM y requiere conocer únicamente la densidad del aceite y temperatura del yacimiento para estimar la presión mínima de miscibilidad. El procedimiento de este método es el siguiente:

Con la densidad del aceite en °API y la Tabla 5.5, se estima la presión de "miscibilidad".

Densidad (°API)	Presión de Miscibilidad (PSI)
27	4000
27-30	3000
30	1200

Tabla 5.5 Presión de miscibilidad vs densidad³¹

El valor que se estime en el paso anterior se corrige por temperatura, la Tabla 5.6 proporciona la magnitud de la corrección que debe sumarse

Temperatura (°F)	Presión Adicional Requerida (PSI)
120	Ninguna
120-150	200
200-250	350

Tabla 5.6. Corrección por temperatura³¹

5.7.2. Correlación de Yellig y Metcalfe³²

Yellig y Metcalfe consideraron que la temperatura era el único factor que afectaba la PMM, despreciando la contribución de la composición del aceite. La Fig 5.9 muestra ésta correlación. Cuando la PMM que se obtiene de ésta correlación es inferior a la presión del punto de burbuja del crudo (Pb), se considera que la PMM es igual a la presión en éste punto.

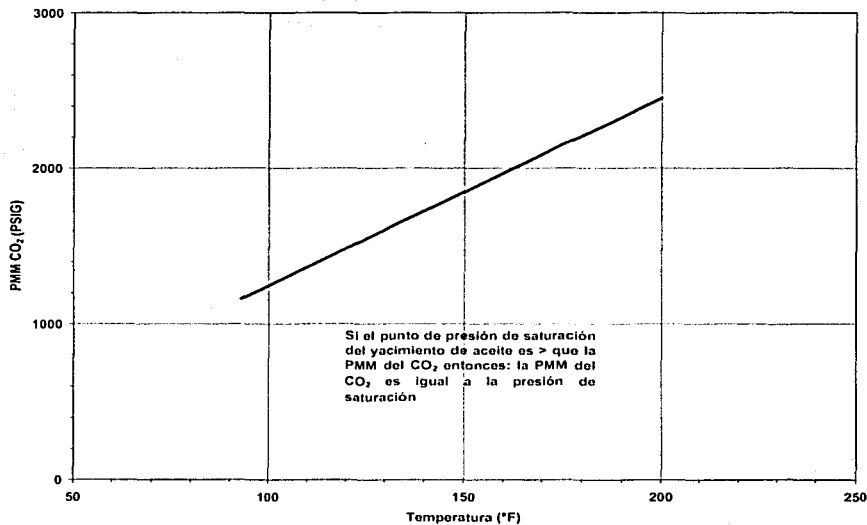


Fig. 5.9 Correlación de Yellig y Metcalfe³²

Se utilizaron datos de 35 crudos para probar la correlación, obteniéndose que la PMM calculada se encontraba en un rango de 725 psia de diferencia respecto al valor medido.



5.7.3. Correlación de Holm, Josendal y Mungan³³

En ésta correlación la PMM se expresa como función de la temperatura y la composición del aceite (fracción C₅₊)

De acuerdo con esta correlación, el efecto de la composición del aceite en la PMM no es grande a temperaturas bajas, 100 °F, pero este efecto se hace más pronunciado al incrementarse la temperatura y subir del rango de los 120 a los 140 °F, Fig. 5.10.

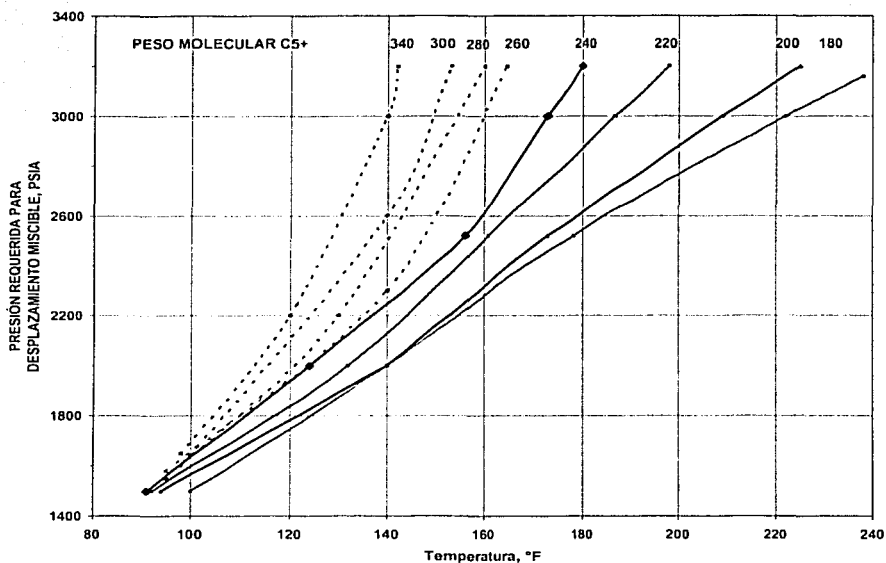


Fig. 5.10 Correlación para predecir la presión requerida para el desplazamiento miscible con inyección de CO₂³³

5.7.4. Correlación de Cronquist³⁴

Cronquist propone una ecuación empírica que fue generada del ajuste de una regresión a partir de 58 datos. En esta correlación la PMM está caracterizada como una función de la temperatura, T_y , peso molecular de la fracción C_{5+} y por ciento mole de (C_1+N_2) . La correlación tiene la siguiente forma:

$$PMM = 15.988T_y^a \dots\dots\dots(14)$$

$$a = 0.744206 + 0.0011038C_{5+} + 0.0015279C_{1+N_2} \dots\dots(15)$$

donde

- PMM presión mínima de miscibilidad
- T_y es la temperatura del yacimiento, °F
- C_{5+} peso molecular promedio de la fracción pentanos y más pesados
- C_{1+N_2} por ciento mole de (C_1+N_2)

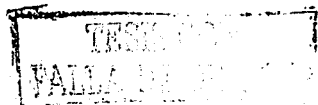
5.7.5. Correlación de Johnson y Pollin³⁵

Esta correlación intenta tomar en cuenta los cambios en miscibilidad producidos por la densidad del aceite, el peso molecular, la temperatura del yacimiento y la composición del gas de inyección. Para temperaturas de yacimiento en el rango de 80 a 280 °F, la correlación es la siguiente:

$$PMM - p_{CINY} = \alpha_{INy} (T_{RES} - T_{CINy}) + I(\beta M - M_{INy})^2 \dots\dots\dots(5.16)$$

donde:

- PMM presión mínima de miscibilidad, psia
- p_{CINy} presión crítica del gas de inyección, psia
- M peso molecular promedio del aceite
- β constante = 0.285



T_{res}	temperatura del yacimiento, °K
M_{iny}	peso molecular del gas de inyección
α_{iny}	18.9 (psia/°K) (para CO ₂ puro) =10.5 (1.8+ 10 ³ y ₂ /T _{res} -T _{cinj}) (para CO ₂ diluido con N ₂ , siendo Y _{CO₂} > 0.9) =10.5 (1.8+ 10 ² y ₂ /T _{res} -T _{cinj}) (para CO ₂ conteniendo metano, siendo Y _{CO₂} > 0.9)
y_2	Fracción mole del gas diluyente
I	Índice de caracterización del crudo del yacimiento

Las diferentes correlaciones discrepan en la importancia que el efecto de la fracción C₅₊ tiene en la PMM.

5.7.6. Correlación de Alston³⁶

Alston presenta una correlación derivada empíricamente para estimar la presión mínima requerida para el desplazamiento miscible de contacto múltiple (MCM) de sistemas de aceite mediante CO₂ puro o impuro. La PMM se correlacionó con la temperatura, peso molecular de la fracción C₅₊, fracción de aceite volátil, fracción de aceite intermedia y composición del CO₂.

El efecto de la temperatura y el peso molecular del C₅₊ sobre la PMM del CO₂ puro han sido bien documentado. Sin embargo, las fuentes del CO₂ raramente son puras y el gas en solución usualmente está presente en los yacimientos de aceite.

La correlación que presenta Alston considera los efectos adicionales sobre la PMM causado por la presencia de componentes volátiles (C₁ y N₂) y componentes intermedios (C₂, C₃, C₄, H₂S y CO₂) en los yacimientos de aceite. Esta correlación también es capaz de estimar la PMM para un CO₂ contaminado o enriquecido con base en la PMM del CO₂ puro.

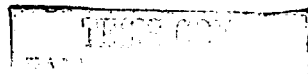
Se desarrolló una correlación modificada para CO₂ puro mediante el uso de regresión lineal para ajustar los datos a una ecuación exponencial. Esto resultó en la siguiente ecuación:

$$P_{\text{CO}_2\text{-LO}} = 8.78 \times 10^{-4} (T_R)^{1.06} (M_{\text{C}_{5+}})^{1.78} (X_{\text{vol}}/X_{\text{int}})^{0.136} \dots\dots\dots(5.17)$$

La presión mínima requerida para la miscibilidad del CO₂ con un aceite vivo, P_{CO₂-LO} se representa como una función de la temperatura del yacimiento en °F, T_R, peso molecular del pentano y más pesados, M_{C₅₊}, y la relación de la fracción molar de los componentes volátiles y los intermedios en el yacimiento de aceite. La fracción de aceite volátil se considera que consiste de C₁ y N₂ y la fracción intermedia se considera que consiste de C₂, C₃, C₄, CO₂ y H₂S.

A partir de esta correlación, se desarrollaron las Figuras 5.11 y 5.12. La Fig. 5.11 muestra la PMM para el CO₂ puro como una función de la temperatura y el peso molecular del C₅. La Fig. 5.12 muestra un factor de corrección para considerar la presencia de fracciones volátiles e intermedias en los sistemas de aceite vivo.

Se recomienda un criterio de la presión de saturación para la PMM similar al sugerido Yellig y Metcalfe. Si la PMM determinada de la ec. 5.17 (o Figuras 5.11 y 5.12) es menor que la presión de saturación del yacimiento, se debe usar la presión de saturación para la PMM estimada. Debido a que un sistema aceite vivo no puede existir con la misma composición debajo de su presión de saturación, una PMM predicha debajo de la presión de saturación de cualquier sistema de aceite vivo llega a ser imposible



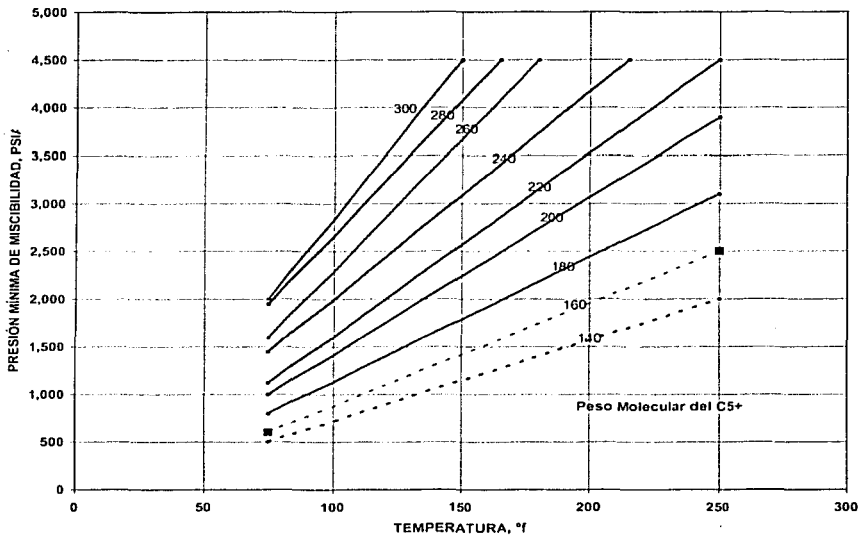


Fig. 5.11 PMM vs temperatura y peso molecular del C₅.³⁶

Fig. 5.12 Factor de corrección de la PMM para aceites vivos.³⁶

Una correlación simple para la PMM mediante CO₂ impuro es de obvios beneficios. El uso de una fuente de CO₂ diluido por impurezas puede mejorar substancialmente el prospecto económico de un proyecto de recuperación mejorada. También, los candidatos para inyección de CO₂ que no pueden llegar a ser miscibles con el CO₂ puro pueden ser viables con una corriente de gas enriquecido.

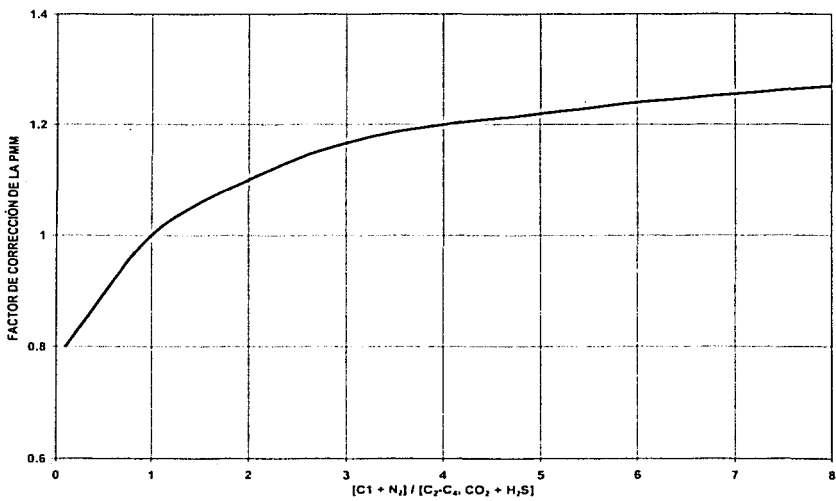
La contaminación de CO₂ por C₁ o N₂ ha mostrado efectos adversos sobre la PMM. Contrariamente, la adición de C₂, C₃, C₄ o H₂S al CO₂ han mostrado tener efecto de disminuir la PMM. Rutherford encontró empíricamente la temperatura pseudocrítica para mostrar una correlación con la PMM requerida para la inyección de hidrocarburos miscibles; Jacobson aplicó este mismo concepto con los gases ácidos (CO₂ y H₂S).

Una aproximación similar fue seguida, tratando de correlacionar la PMM para un CO₂ impuro con la temperatura pseudocrítica de esta corriente. Se encontró que una temperatura pseudocrítica obtenida usando una fracción en peso como regla de mezclado, por ejemplo:

$$T_{cm} = \sum_{i=1}^n w_i T_{ci} - 459.7 \dots \dots \dots (5.18)$$

Donde T_{cm} es el peso promedio de la temperatura crítica de los solventes en °F, w_i es la fracción peso del componente i, y T_{ci} es la temperatura crítica en °R del componente i – da mejor resultado que la fracción mol de la mezcla en la regla de Kay.

La PMM del CO₂ puro se calculó usando la Ec. 5.17 para datos internamente disponibles y publicados para corrientes de CO₂ impuro. El factor de corrección requerido para ajustar el valor de la PMM del CO₂ puro obtenido experimentalmente se graficó vs la temperatura pseudocrítica para cada solvente, Fig. 5.13. La temperatura crítica usada en este cálculo para el CO₂, N₂, C₁, C₃ y C₄, fueron las temperaturas críticas verdaderas de estos componentes. Sin embargo, la temperatura crítica usada para el H₂S y el C₂ fue



modificada, usando una temperatura crítica aparente de 585 °R para cada uno de estos componentes. Jacobson sugirió un esquema similar de usar una temperatura crítica aparente para los no hidrocarburos.

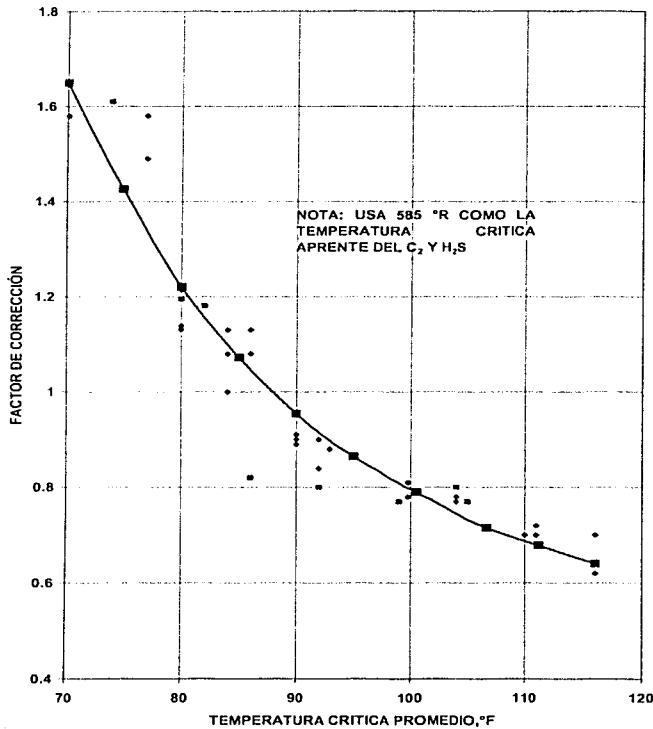


Fig. 5.13 Factor de corrección de la PMM para CO₂ impuro³⁶

La justificación para usar valores aparentes para el H₂S y el CO₂ radica en el hecho de que su efecto es equivalente a aumentar la PMM del CO₂. Si se usara la temperatura crítica verdadera, la aproximación de la temperatura crítica promedio

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACION

resultaría en un comportamiento del C_2 cercano al equivalente al CO_2 , mientras el mejoramiento por H_2S sería exagerado.

Se encontró que los datos en la Fig. 5.13 produjeron un factor de corrección de la forma:

$$F_{imp} = (87.8/T_{cm})^{1.935*87.8/T_{cm}} \dots\dots\dots(5.19)$$

Se debe enfatizar que mientras la temperatura crítica promedio se debe calcular en $^{\circ}R$, se debe convertir para usarse en esta correlación.

El factor de corrección para corrientes impuras de CO_2 se puede combinar con la Ecuación 5.18 y se puede aplicar a cualquier otro valor de PMM para CO_2 puro ya sea calculado o determinado experimentalmente. La forma final sería:

$$P_{imp-1.0} = P_{CO_2} * F_{imp} \dots\dots\dots(5.20)$$

Si la PMM calculada cae por debajo de la Pb del yacimiento, la PMM se debe tomar como la Pb.

La Tabla 5.7 indica el rango de valores para los cuales se ha estudiado y validado la correlación. La correlación se limita en su habilidad para predecir la PMM para corrientes de 300 $^{\circ}R$ para el N_2 cuando se calcula la temperatura crítica promedio puede ser beneficiosa. Sin embargo, se requieren estos datos experimentales.

El grueso de los datos disponibles para estudiar la correlación cae en el rango de presión entre 1,000 y 2,500 psia. La exactitud de la correlación, así mismo debe comportarse mejor dentro de este rango.

Temperatura, $^{\circ}F$	90 a 243
Relación volátiles/intermedios	0.14 a 13.61
Peso molecular C_{5+}	169.2 a 302.5
Temperatura crítica promedio, $^{\circ}F$	70.7 a 115.7
PMM experimental, psia	948 a 4930

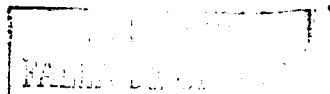


Tabla 5.7 Rango de parámetros estudiados para la correlación³⁶

5.7.7. Correlación de Sebastian³⁷

Sebastian examinó el efecto sobre la PMM de impurezas arriba del 55 % mol en el gas de inyección rico en CO₂. Desarrolló una correlación de estos datos basados en la temperatura pseudocrítica promedio del gas (TcM) y la PMM del CO₂ puro con el mismo aceite y las mismas condiciones. En general, se encontró que el incremento de la TcM del gas disminuyó la PMM y el decremento de la TcM incrementó la PMM

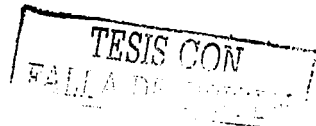
Los resultados de este estudio fueron combinados con datos publicados en la literatura y usados para desarrollar una correlación para predecir los cambios en la PMM resultado de las impurezas en el CO₂. La correlación se muestra en la Fig. 5.14. Esta se basa en la temperatura pseudocrítica promedio del gas, TcM

$$T_{cM} = \sum_i x_i T_{ci} \dots \dots \dots (5.21)$$

Donde x_i es la fracción mol del componente i y T_{ci} es la temperatura crítica del componente i. La temperatura crítica del H₂S se ajustó de 212 a 125 °F para obtener un mejor ajuste de los datos. Los símbolos en la Fig 5.14 representan datos experimentales mientras que la curva representa un ajuste por mínimos cuadrados de los datos por el polinomio

$$(pm)_{\min} / (pm)_{\text{puro}} = 1.0 - 2.13 \times 10^{-2} (T_{cM} - 304.2) + 2.51 \times 10^{-4} (T_{cM} - 304.2)^2 - 2.35 \times 10^{-7} (T_{cM} - 304.2)^3 \dots \dots \dots (5.22)$$

Donde (pm)_{min} es la PMM del CO₂ impuro y (pm)_{puro} es la PMM del CO₂ puro para el mismo aceite y la misma temperatura. Se seleccionó esta forma para que a un valor de TcM de 304.2 tuviera una relación de uno. Para determinar la PMM de una corriente impura, la temperatura pseudocrítica de la corriente se debe calcular con la ec. 5.21.



Después, la relación de la PMM se calcula de la ec. 5.22 o la Fig. 5.14. La PMM de la corriente impura se encontró multiplicando por la PMM del CO₂ puro para el mismo aceite.

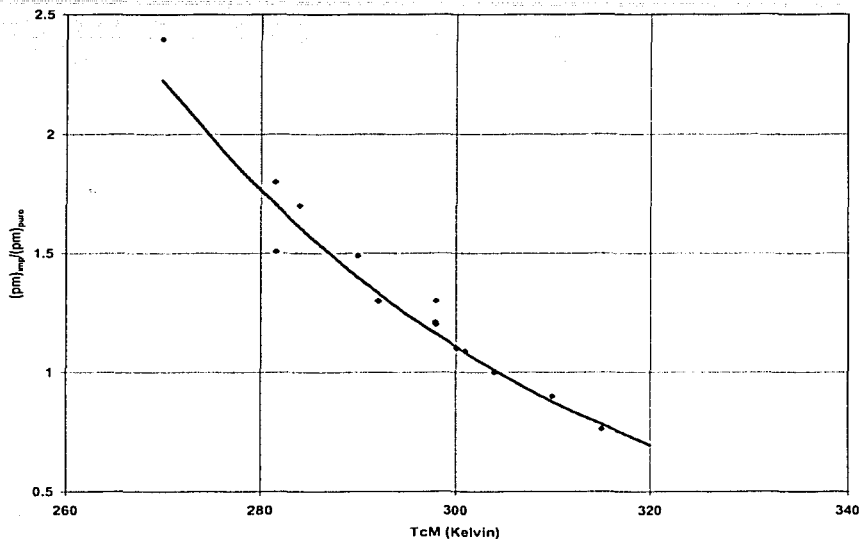
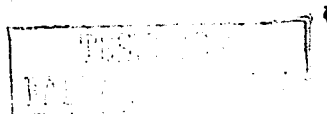


Fig. 5.14 PMM/PMMpuro como una función de TcM³⁷

Se estudiaron una variedad de parámetros de correlación, además de la TcM. Ellos incluyeron el peso molecular y la presión pseudocrítica del gas de empuje, la temperatura crítica y la presión crítica calculada de una ecuación de estado. Ninguno de los otros parámetros fue tan aproximado como la TcM en la correlación de la PMM.

La PMM es independiente de la composición del gas de empuje cuando se mantiene constante la TcM. Este concepto se ilustra en la Fig. 5.15. La relación de PMM se gráfica vs el porcentaje mole del gas de empuje, donde la TcM es 71 ±6°F.



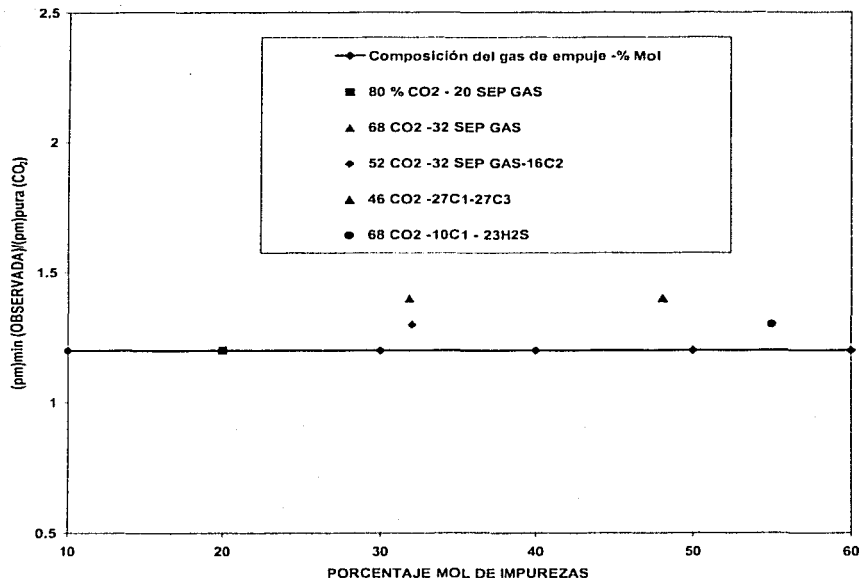


Fig. 5.15 PMM/PMMpuro para varios gases a $T_cM = 295 \pm 3K^{37}$

Como conclusión puede establecerse que ninguna de las correlaciones hasta ahora publicadas proporciona precisión suficiente para basar en sus resultados el diseño final de un proyecto, sino que su principal utilidad debe restringirse a ser utilizadas como herramienta en un diseño preliminar o cuando se está buscando el tipo de proceso más viable para ser aplicado en un campo determinado. Para pasar a la etapa de diseño final es necesario contar con datos de PMM determinados experimentalmente, utilizando

fluidos del yacimiento, y bajo condiciones lo más cercanas posible a las de las formaciones productoras.

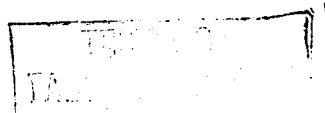
5.7.8. Aplicación de las correlaciones al aceite del Campo Artesa

En la Tabla 5.8 se muestra la composición del aceite del pozo Artesa-22 y otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Artesa-22: Composición del fluido original	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.389
Bióxido de Carbono	2.587
Acido Sulfhídrico	0.000
Metano	43.275
Etano	8.107
Propano	5.340
Isobutano	0.998
Butano Normal	3.920
Isopentano	1.055
Pentano Normal	1.200
Hexanos	2.957
Héptanos y más pesados	30.172
Total	100

Tabla 5.8 Composición del aceite, pozo Artesa-22

Peso Molecular C_{6+}	= 304.5
Peso Molecular promedio del aceite	= 22.663
% molar del etano al hexano	= 23.577
% molar del etano al pentano	= 20.62



La aplicación de las correlaciones presentadas para el CO_2 al fluido del campo Artesa, presentado en la Tabla 5.8 proporciona los valores siguientes:

Correlación	PMM (Kg/cm^2)
	$T = 110\text{ }^\circ\text{C}$
Holm y Josendal	411.80
Yellig y Metcalfe	197.57
EVP	294.10
Orr y Silva	348.80
Alston	413.5

Tabla 5.9 Resultados de la PMM para el Campo Artesa

Chuc es una estructura de tipo anticlinal alargada, dómica orientada ligeramente NE-SW, de 10.64 Km en su parte más larga, 7.33 Km de ancho y 6.07 Km en su parte más angosta aproximadamente, con una falla normal a nivel Brecha Paleoceno Inferior, paralela al eje mayor de la estructura y caída al SE, lo que facilitó la intrusión salina hacia el centro del campo ocasionando con ello la división en dos bloques, Fig. 6.2.

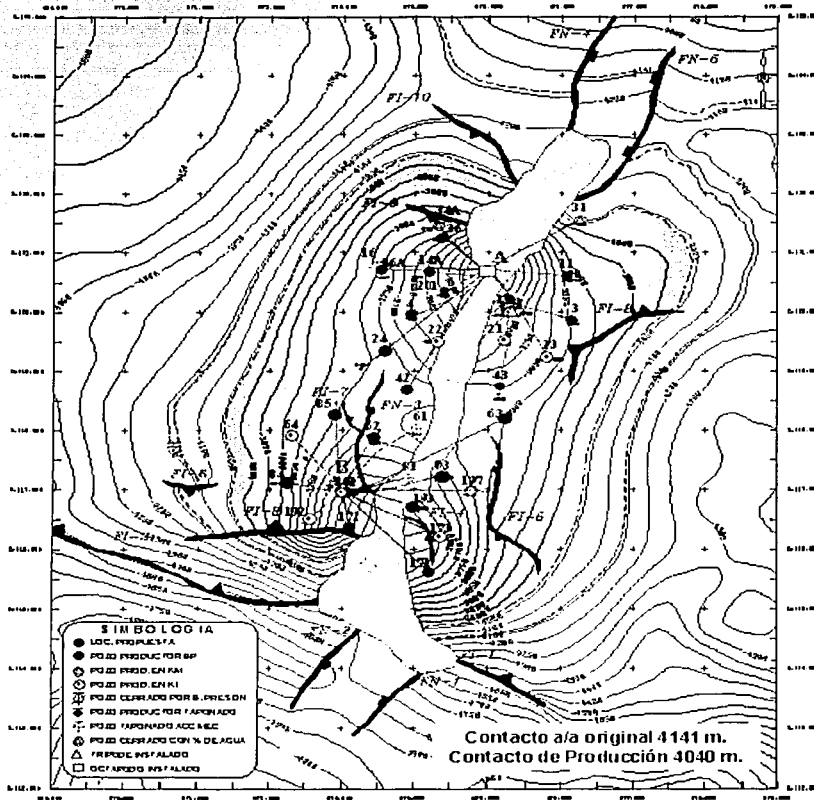


Fig. 6.2 Plano Estructural de la Brecha Paleoceno del Campo Chuc

La extensión del Campo Chuc comprende un área aproximada de 20.68 Km² en el bloque Oeste y 19.92 Km² en el bloque Este. En este campo se han perforado 28 pozos, de los cuales se tienen 18 operando, 3 cerrados con posibilidad, 2 invadidos de agua y 5 taponados. El espaciamiento entre pozos varía de 700 a 800 metros.

A partir de 1991, se implantó un mecanismo de recuperación secundaria mediante la inyección de agua de mar al Complejo Abkatun-Pol-Chuc con el propósito de mantener la presión del yacimiento e incrementar la recuperación total de hidrocarburos.

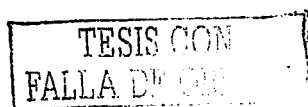
6.1.1. Geología

La estructura del campo Chuc está definida por una trampa de tipo anticlinal con orientación NE-SW, asociada a un acuífero que se estima actualmente a la profundidad de 4,044 mVBNM.

Una característica fundamental del campo es la presencia de una intrusión salina que tiene la misma orientación de la estructura y divide al campo en dos bloques: oriental y occidental.

Los hidrocarburos del campo se encuentran en formaciones carbonatadas en la columna definida entre el Paleoceno Inferior y el Cretácico Inferior, siendo la de mayor importancia la denominada como Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, en la que se observa una brecha dolomitizada, con porosidades que fluctúan entre 9 y 15 %.

Las porosidades tienen relación con la presencia de fracturas y cavernas de disolución que se reflejan en la alta permeabilidad de la formación ubicándose en ocasiones hasta en 4 Darcys. Las siguientes formaciones de interés son el Cretácico Medio y el Cretácico Inferior, las cuales presentan también cierto grado de dolomitización y alcanzan porosidades del orden de 4 a 8%, además de observarse porosidades de tipo secundario por disolución.



6.1.2. Desarrollo del Campo Chuc

El campo Chuc fue descubierto en Septiembre de 1982 con la perforación del pozo Chuc-1, cuyo objetivo fue perforar las formaciones Brecha Paleoceno (BTP-KS), Cretácico Medio (KM) e inferior (KI); el pozo resultó productor de aceite ligero (32 °API) en la formación Cretácico Inferior en el intervalo 3,860-3,925 mVBM. Posteriormente se instaló el trípode Chuc-1 en esta localización, con el cual se inició la explotación del campo, con un gasto promedio inicial de 30,000 BPD.

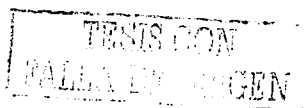
La perforación del pozo Chuc-101 en mayo de 1984, confirmó la continuidad del campo hacia el SW, quedando productor en la formación KI, en el intervalo 3,869-3,894 mVBM. Con los resultados de los pozos Chuc-1 y Chuc-101, se desarrolló el campo con 2 estructuras adicionales del tipo octápodo (Chuc-A y Chuc-B) y un trípode (Chuc-1), incrementándose las actividades de perforación.

Después del desarrollo del campo en el horizonte BTP-KS, se perforó el pozo Chuc-201 en septiembre de 1995 para investigar los sedimentos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, resultando invadido de agua salada de 162,000 ppm.

6.1.3. Historia del comportamiento de la producción en el Campo Chuc

En la Figura 6.3, se puede observar que al inicio de la vida productiva del campo se alcanzaron gastos de hasta 30,000 BPD a través de un solo pozo. La producción se fue incrementando conforme se incorporaban nuevos pozos, alcanzando su máxima producción en diciembre de 1998 con 157.4 MBPD con 18 pozos productores.

Actualmente, el campo Chuc aporta un volumen de 110.51 MBPD de aceite, con una RGA promedio de 224 m³/m³. La producción acumulada del campo a Febrero del 2002 es de 607.448 MMBLS de aceite ligero y 682.491 MMMPC de gas, por lo que el factor de recuperación de hidrocarburos es del 30.1 %, respecto al volumen original estimado del yacimiento.



Actualmente el campo Chuc presenta problemas de producción de agua en los pozos Chuc-3, 11 y 23.

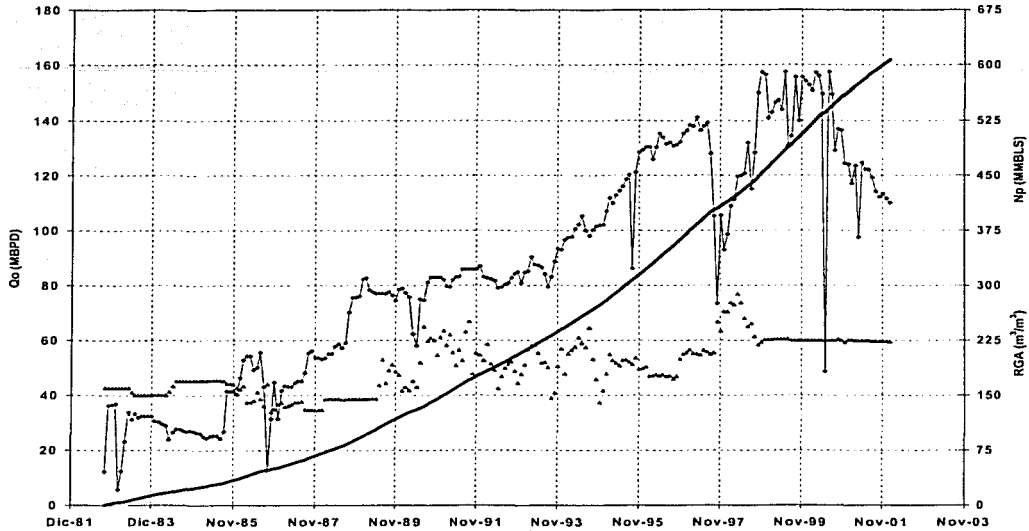


Fig. 6.3 Historia de producción, Campo Chuc

En la Tabla 6.1 se presenta un resumen con la información principal de la historia de producción de los bloques Este, Oeste y total del campo Chuc. Además en las Fig's 6.4 y 6.5 se presenta la historia de producción de cada uno de los bloques.

	Este	Oeste	Total
Inicio de Producción	Oct-82	Sep-85	
Qo actual (Feb-2002) (MBPD)	59.130	51.021	110.151
Máxima Qo (MBPD)	103.298 (Nov-99)	62.128 (Abr-00)	157.4 (Dic-98)
Np actual (Feb-2000)	355.194	252.254	607.448

Tabla 6.1 Información de la historia de producción por bloque del Campo Chuc



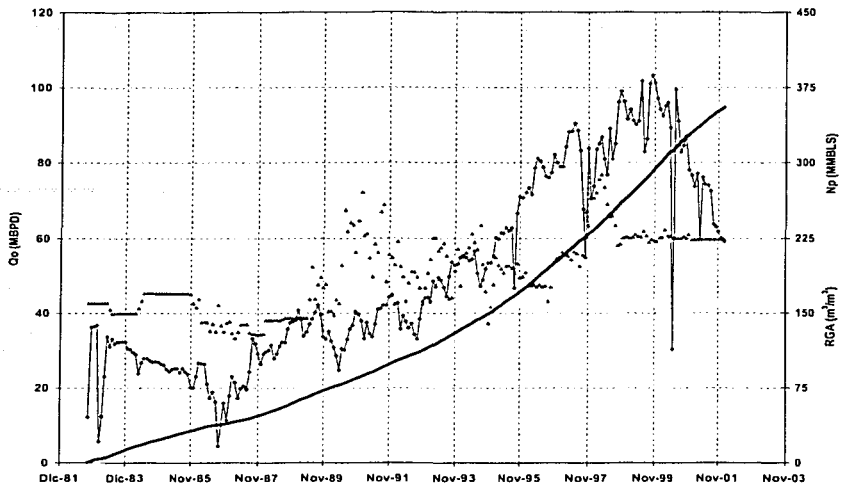


Fig. 6.4 Historia de producción del bloque Este, Campo Chuc

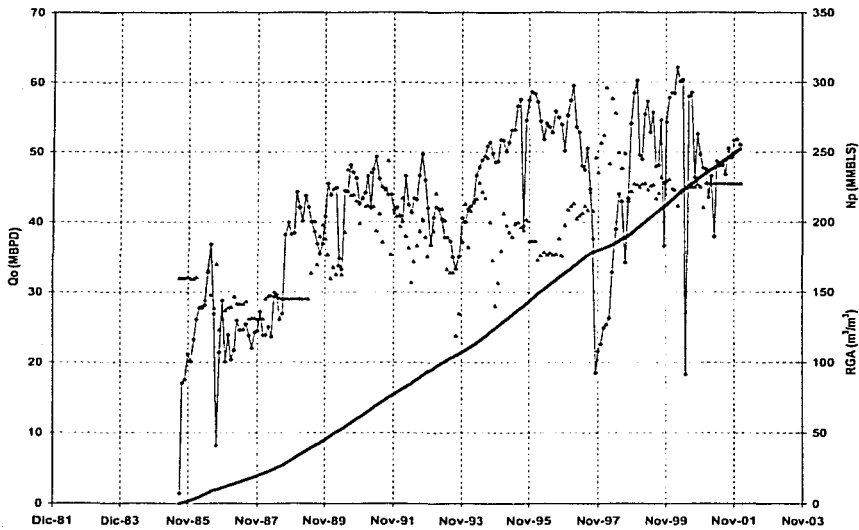
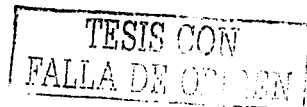


Fig. 6.5 Historia de producción bloque Oeste, Campo Chuc



6.1.4. Historia del comportamiento de la presión en el Campo Chuc

La presión inicial del yacimiento a la profundidad del plano de referencia (3,985 m bnm) fue de 399 Kg/cm², registrada en el pozo Chuc-1 en septiembre de 1982, que comparada con la presión de saturación determinada en los análisis PVT del campo (243 Kg/cm²), clasificaron al yacimiento como inicialmente bajosaturado.

La explotación del campo ha ocasionado el abatimiento de la presión inicial hasta un valor promedio de 253 Kg/cm², Fig. 6.6. La caída de presión grande en los primeros años de explotación, obligó a implementar un proceso de recuperación secundaria para reducir la pérdida de energía en el yacimiento.

El análisis del comportamiento de la presión de fondo permitió definir dos tendencias de presión que corresponden a los dos bloques divididos por el domo salino, Fig's 6.7 y 6.8. De acuerdo al plano estructural, la tendencia con mayor presión (253 Kg/cm²) corresponde a los pozos que se encuentran al Este del domo salino, mientras que los pozos del bloque Oeste, acusan una presión menor (238 Kg/cm²), Feb-2002.

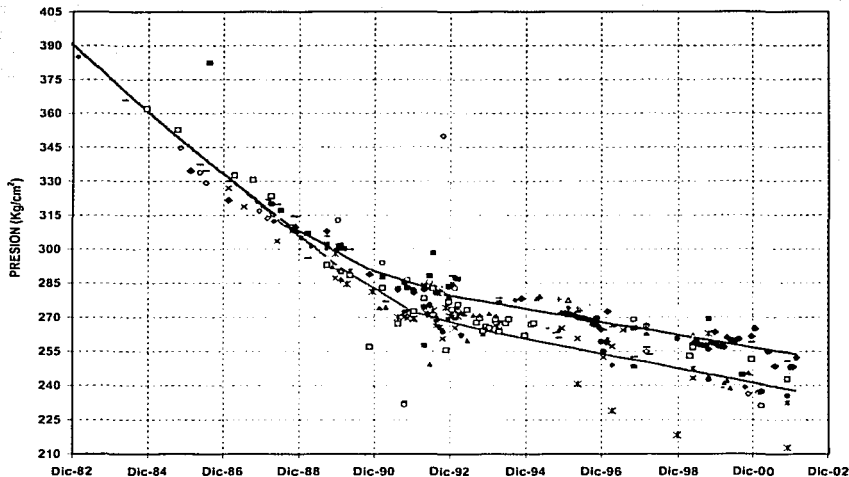


Fig. 6.6 Comportamiento de presión, Campo Chuc

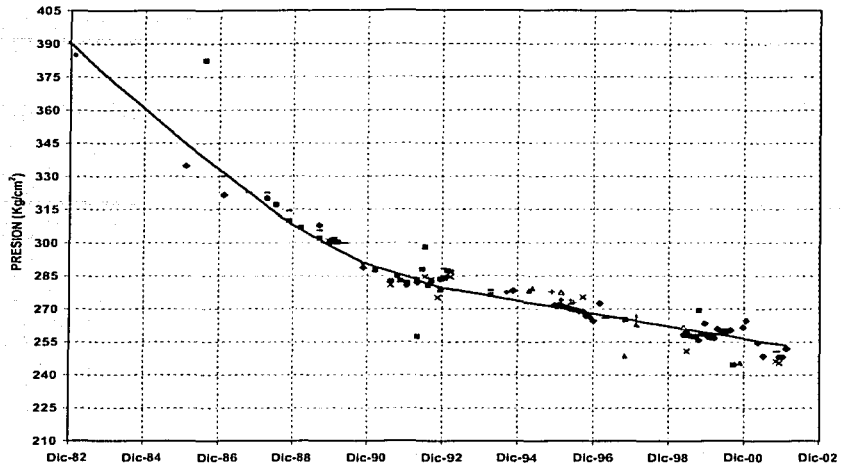


Fig. 6.7 Historia de presión bloque Este, Campo Chuc

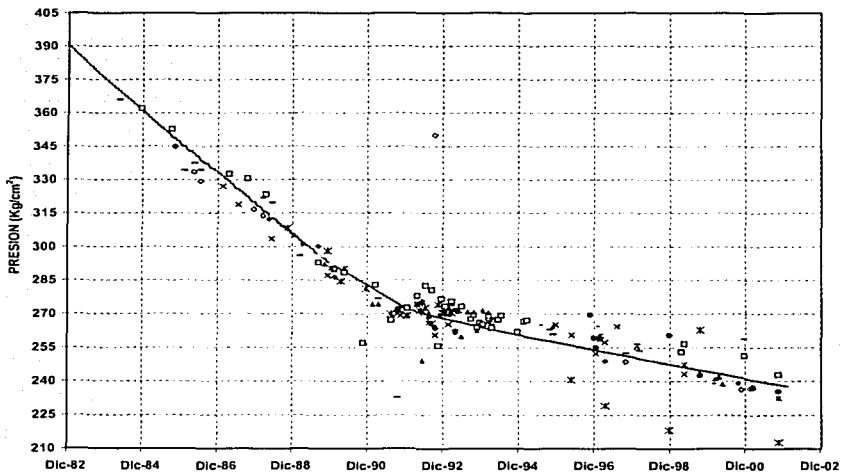


Fig. 6.8 Historia de presión bloque Oeste, Campo Chuc

En el bloque Oeste del campo no se tiene identificada la profundidad del contacto agua-aceite debido a que no se tiene producción de agua en ninguno de los pozos. La presión de saturación definida en este bloque es de 213 Kg/cm² (Chuc-101), la cual no se ha alcanzado en el yacimiento, por lo que no se tiene aún formación de un casquete de gas. La cima de la formación en este bloque es de 3,541 mvbnm y corresponde al pozo Chuc-201.

En el bloque Este del campo se tiene estimada la profundidad del contacto agua-aceite a 4,044 mvbnm, aproximadamente y está definido de acuerdo a la profundidad del pozo Chuc-31, el cual se encuentra invadido y al comportamiento de flujo fraccional registrado en los pozos vecinos.

La presión de saturación definida en este bloque es de 243 Kg/cm² (Chuc-11), la cual ya fue alcanzada en la cima de la formación, manifestándose por el incremento de la RGA en el pozo Chuc-193, el cual produce en la parte mas alta de la estructura, a 3,561mvbnm.

En la Tabla 6.2 se presenta un resumen de las características principales del campo Chuc, para los bloques Este y Oeste.

	Bloque Este	Bloque Oeste
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro	Aceite Negro
Litología	Caliza Dolomitizada Altamente Fracturada	Caliza Dolomitizada Altamente Fracturada
Densidad del Fluido	31 °API	31 °API
Viscosidad del Fluido	0.25 cp @ T.Y.	0.455 cp @ T.Y.
Relación gas-aceite promedio (Feb-2002)	224 m ³ /m ³	140 m ³ /m ³
Profundidad Promedio del yacimiento	3,985 mvbnm	3,985 mvbnm
Presión Inicial	399 Kg/cm ²	399 Kg/cm ²
Presión Actual (Feb-2002)	253 Kg/cm ²	238 Kg/cm ²
Producción Promedio Diaria de Aceite y/o gas en el mes de Feb-2002	59.13MBPD	51.021 MBPD
	77.44 MMPCD	67.972 MMPCD
Flujo Fraccional de Agua Feb-2002	8.1 %	0.0 %

Tabla 6.2 Características principales del Campo Chuc, bloque Este y Oeste

6.1.5. Mecanismos de empuje que han actuado en el Campo Chuc

El análisis del comportamiento del logaritmo de la presión ($\log p_{ws}$) vs producción acumulada (N_p) permite definir los mecanismos que han actuado durante la explotación del yacimiento, como son la expansión del sistema roca-fluidos, entrada del acuífero asociado, expansión del gas disuelto liberado y segregación gravitacional. Estos se definen a partir de la grafica de $\log p$ vs N_p , en donde a cada cambio de pendiente de la gráfica, corresponde a la presencia de un mecanismo de empuje, Fig. 6.9

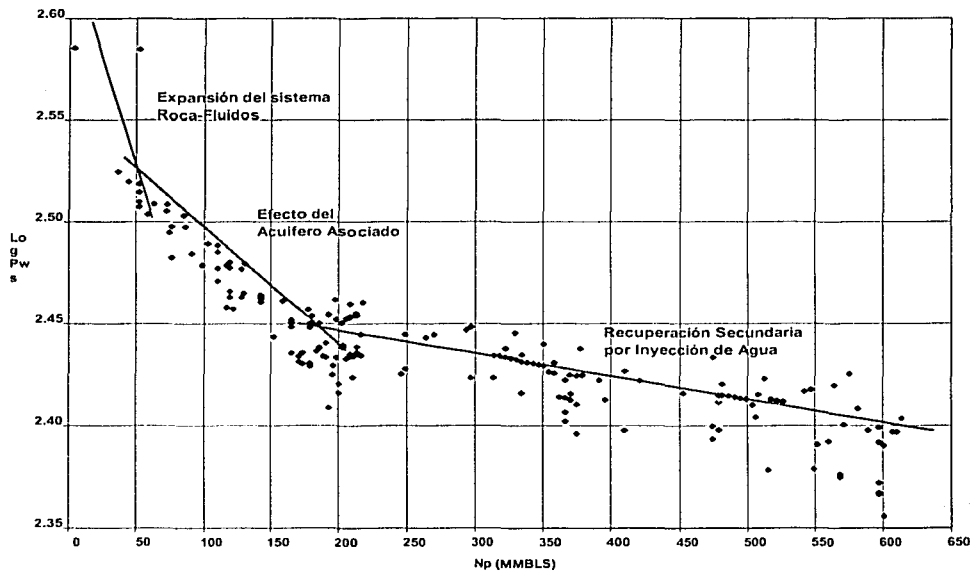


Fig. 6.9 Mecanismos de empuje, Campo Chuc

Una situación especial en el yacimiento Chuc, es la aparición del efecto de la liberación del gas disuelto. Este fenómeno ocurre simultáneamente al aparecer los efectos de la inyección de agua, ya que debido a la declinación en la presión estática del campo, a mediados del año de 1991, se alcanza la presión de saturación en la cima del yacimiento (bloque Este), ocasionando la liberación del gas.

6.1.6 Recuperación secundaria en el Campo Chuc

Debido a los ritmos de producción que se tuvieron al inicio de explotación del Complejo y a la declinación de presión de fondo, se implantó un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua, para contrarrestar la caída de presión e incrementar el factor de recuperación final de aceite.

Con los resultados de la Inyección Anticipada en el campo Abkatun y de diversas pruebas de interferencia, surgió la propuesta del esquema de inyección denominado "Sistema Integral de Inyección", en el cual se inyectaría en el acuífero común a los tres yacimientos, a través de 24 pozos inyectoras con un gasto inicial de 720 MBPD.

Este sistema de recuperación secundaria para mantenimiento de la presión de fondo, inicio el 20 de marzo de 1991, con un volumen de inyección de agua de 210 MBPD a través de 12 pozos inyectoras, mismo que ha variado de acuerdo al comportamiento de presión-producción del Complejo y de las pruebas de presión efectuadas. Actualmente, se inyecta un volumen promedio de 225 MBPD a través de 7 pozos inyectoras, Fig. 6.10.

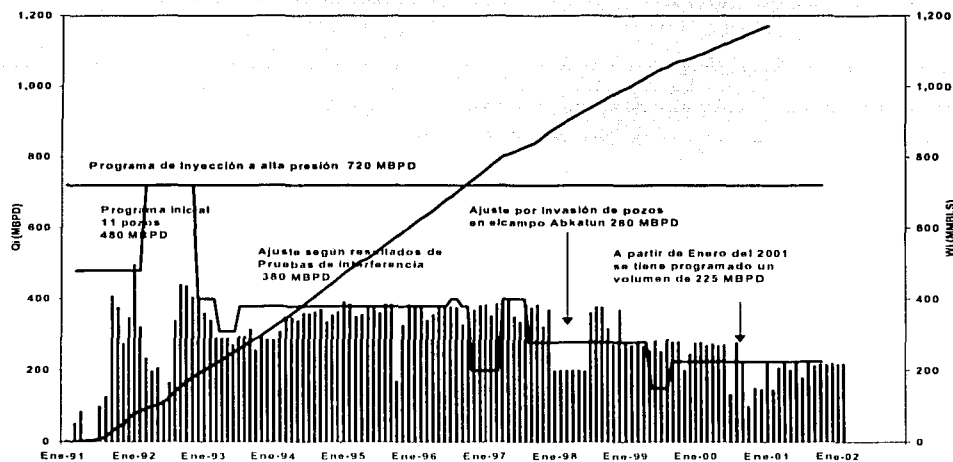


Fig. 6.10 Comportamiento histórico de inyección de agua en el complejo Abkatun-Pol-Chuc

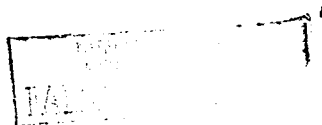
6.2. Variación de la temperatura con la profundidad en los bloques Este y Oeste

Conocer la variación de la temperatura en un yacimiento es muy importante para definir el comportamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta la batería de separación; también los registros de temperatura pueden servir para identificar la entrada del fluido hacia los pozos, movimiento de los fluidos atrás de la tubería de revestimiento, rotura de la tubería de revestimiento, para monitorear perfiles de inyectividad de los pozos y para conocer los gradientes de temperatura en los yacimientos, lo cual puede ser indicativo de la presencia de efectos de convección en el yacimiento.

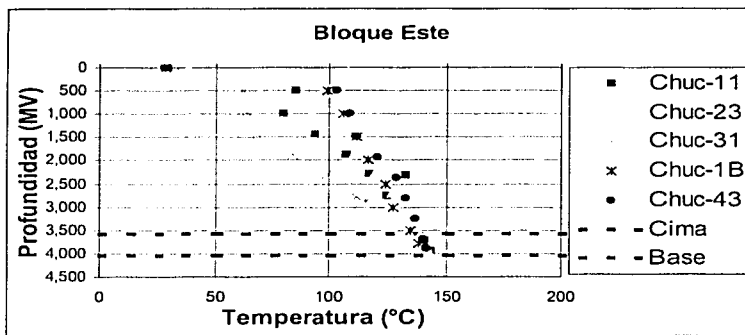
Los gradientes de temperatura para algunas áreas productoras de aceite en los E.U. son del orden de 1 a 2 °F /100 pies de profundidad (1.8 - 3.6 °C/100 m), en México los gradientes de temperatura en los campos del área mesozoico de la Región Sur se encuentran en el rango entre 1.2 a 1.8 °C/100 m de profundidad y son típicos para yacimientos que no presentan efectos de convección importantes.

La conductividad térmica varía para los diferentes tipos de roca, para calizas está en el rango de 4.7 a 7.0, dolomía entre 4.7 a 13, lutita de 1.4 a 7.0 y para arenisca de 4.7 a 17.7 mcal/cm S °C; para los fluidos que existen en un yacimiento petrolero son de 1.5 para el agua, 0.5 para el aceite y de 0.2 mcal/ cmS °C. Esto significa que si una roca tiene menor conductividad térmica tendrá una mayor temperatura, por lo cual se han observado que existen diferentes gradientes de temperatura dependiendo de la formación y del tipo de fluido que contengan. En caso de que un yacimiento presente una litología similar tendrá diferentes gradientes dependiendo del fluido que contengan.

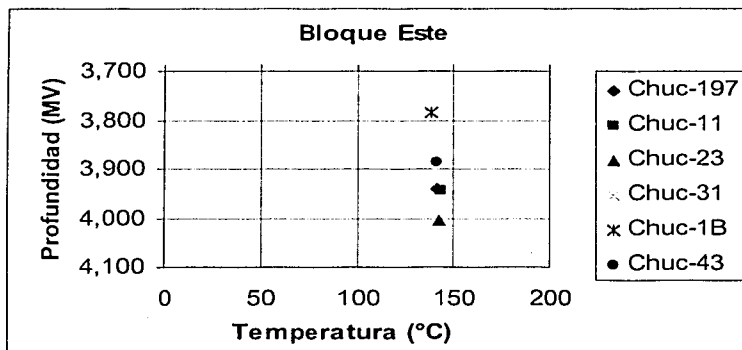
Es de esperar que exista una variación en la temperatura original del yacimiento debido al fluido de perforación y al movimiento de los fluidos durante la producción del pozo. La diferencia de temperatura que exista entre la temperatura inducida debido al movimiento de los fluidos y la temperatura de la formación dependerá del tiempo en el cual existió el movimiento de los fluidos.



Se analizó el comportamiento histórico de temperaturas de fondo contra profundidad del campo Chuc, para los bloques Este y Oeste, Fig's. 6.11 y 6.12. Las Fig's 6.11 a y 6.12 a presentan todo el perfil de temperaturas de los pozos de cada uno de los bloques y las Fig's 6.11 b y 6.12 b presentan la variación de la temperatura con la profundidad en la zona de interés, donde se puede observar que la temperatura tiende a mantenerse constante con la variación de la profundidad, siendo más evidente en los valores registrados del bloque Este.

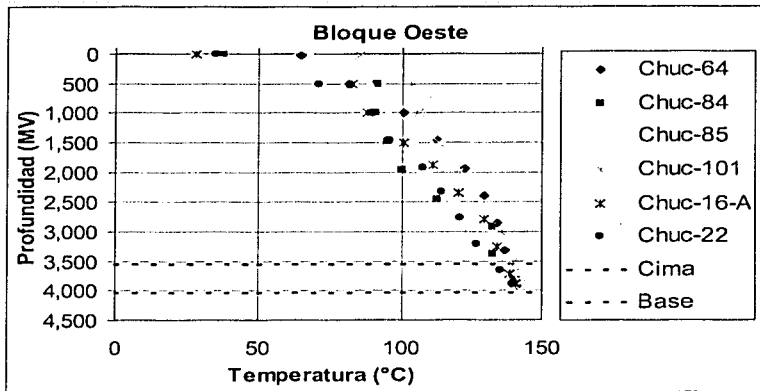


a) Profundidad total

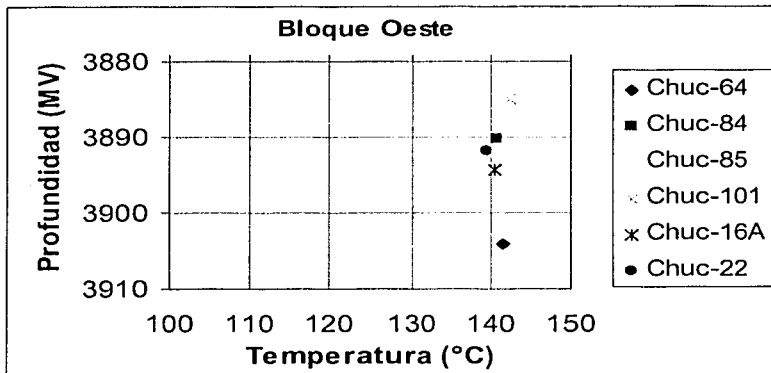


b) Zona de interés

Fig. 6.11 Variación de la temperatura con la profundidad, total y en la zona de interés pozos del bloque Este del Campo Chuc



a) Profundidad total



b) Zona de interés

Fig. 6.12 Variación de la temperatura con la profundidad, total y en la zona de interés pozos del bloque Oeste del Campo Chuc

Sin embargo se puede observar en la Fig. 6.13 que existen cambios en los gradientes de temperatura en sentido areal. Lo cual puede deberse principalmente a las condiciones bajo las cuales se registro la información. En la Tabla 6.3 se presentan los valores de los gradientes de temperatura para los pozos de los dos bloques del campo.

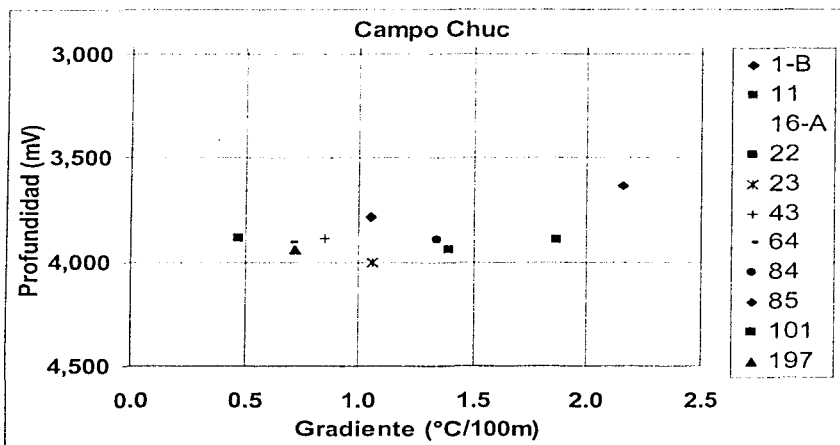
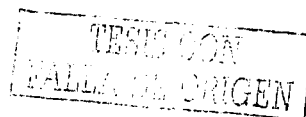


Fig. 6.13 Gradiente de temperatura, pozos del Campo Chuc

Campo Chuc			
Bloque Este		Bloque Oeste	
Pozo	Gradiente (°C/100 m)	Pozo	Gradiente (°C/100 m)
1-B	1.05	16-A	1.00
11	1.39	22	1.87
23	1.06	64	0.70
31	4.0	84	1.34
43	0.85	85	2.16
197	0.72	101	0.47
Promedio	1.282		0.919

Tabla 6.3 Gradiente de temperatura, bloque Este y Oeste del Campo Chuc, en la zona del yacimiento, a la máxima profundidad registrada



6.3. Variación de las propiedades PVT y composición en los bloques Este y Oeste

Se han observado variaciones importantes en composición y en propiedades PVT en yacimientos de gran espesor y de gran extensión areal, por lo cual es necesario tomar muestras al inicio de la explotación del campo en varios pozos estratégicamente ubicados tanto en sentido areal como vertical y definir si existen variaciones significativas en las propiedades PVT, las cuales en caso de ser importantes deben ser considerados en los estudios de explotación del campo.

Es aconsejable tomar muestras de fluido a diferentes etapas de la explotación del campo, con objeto de verificar el comportamiento de los fluidos del yacimiento durante su historia de explotación.

La localización de los pozos seleccionados para tomar muestras deben ser analizada cuidadosamente, generalmente es necesario analizar relaciones gas-aceite, densidades del aceite, presiones y temperaturas, con objeto de definir si existen variaciones de composición importantes en los pozos, en caso de que se observen comportamientos semejantes en sentido vertical o areal, es necesario seleccionar varios pozos localizados en diferentes áreas.

La toma de muestras en yacimientos bajosaturados no presenta ningún problema, ya que si se toman las muestras de una manera adecuada, se tomaran muestras representativas de los fluidos del yacimiento; sin embargo la situación se complica en el caso de que se tomen muestras en un yacimiento saturado.

Si la muestra que está entrando en el pozo tiene un exceso de gas, la presión de saturación medida en el laboratorio será mayor que la presión en el punto de muestreo.

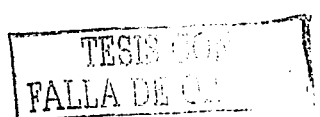
En el caso de que solo exista producción de aceite, es probable que la presión de burbuja sea ligeramente menor o igual que la presión del yacimiento, debido a que la muestra que entra al pozo tendrá una cantidad de gas ligeramente inferior el valor real debido a la caída de presión en el pozo.

Para evitar tomar las muestras en pozos cerrados los cuales no estarían en equilibrio debido a la presencia de una zona de gas en el pozo, es aconsejable tomar las muestras en pozos fluyendo bajo condiciones estabilizadas de flujo a bajos gastos o bien tomar muestras de fluidos en el separador para efectuar un recombinado.

Con objeto de definir la variación de las propiedades PVT y composición con la profundidad a las condiciones iniciales, se utilizó la información de tres análisis PVT para el bloque Este y la información del Chuc-62 para el bloque Oeste, Tabla 6.4, ya que la información del otro PVT disponible para esta zona se descarto por presentar información inconsistente. En la tabla se presentan los principales parámetros: presión de saturación (p_b), relación gas disuelto aceite a p_b (R_{sb}), factor de volumen del aceite a p_b (B_{ob}), densidad del aceite a p_b (ρ_{ob}), viscosidad del aceite a p_b (μ_{ob}) y temperatura del yacimiento.

Pozo	Bloque Este			Bloque Oeste
	Chuc-11	Chuc-21	Chuc-43	Chuc-62
Fecha de Muestreo	22-Sep-96	03-Jun-96	07-Feb-96	4-Ene-00
Muestra	Fondo	Fondo	Fondo	Fondo
Laboratorio	IMP	IMP	IMP	IMP
Composición				
N ₂	0.337	0.299	0.338	0.23
CO ₂	1.972	1.991	2.034	2.446
H ₂ S	0.635	1.015	1.495	0.893
C ₁	37.997	42.464	39.819	34.029
C ₂	13.001	11.102	11.688	11.138
C ₃	7.311	6.978	7.258	7.565
iC ₄	1.201	1.15	1.073	1.313
nC ₄	3.369	3.338	3.259	3.756
iC ₅	1.003	1.12	0.999	1.326
nC ₅	1.645	1.693	1.696	1.838
C ₆	2.949	3.027	2.907	3.101
C ₇₊	28.58	25.823	27.434	32.456
Total	100	100	100	100
C ₇₊	28.58	25.823	27.434	32.456
PM _{C7+}	222	224	225	250
ρ _{rC7+}	0.8582	0.856	0.857	0.8765
Temp. Análisis (°C)	138	140	141	138
Pb (Kg/cm ²)	235	263	248	203
Rsb (m ³ /m ³)	214.55	304.2	242.053	151.78
Bob (m ³ /m ³)	1.776	2.207	1.786	1.5624
μ _{10b} (cp)	0.2694	0.2503	0.2807	0.455

Tabla 6.4 Información PVT para pozos de los bloques Este y Oeste



En las Fig's 6.14 a la 6.17 se presenta la variación de la presión de saturación (pb), relación gas disuelto aceite medido a pb (Rsb), factor de volumen del aceite a pb (Bob) y la densidad del aceite a pb (ρ_{ob}) con la profundidad al nivel medio del intervalo productor tomadas de los estudios de laboratorio efectuados en el campo Chuc, lado Este desde el inicio de su explotación hasta el año 2000.

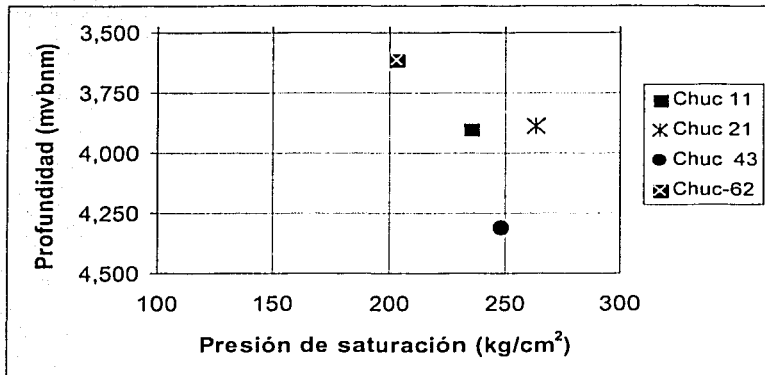


Fig. 6.14 Variación de la presión de saturación con la profundidad

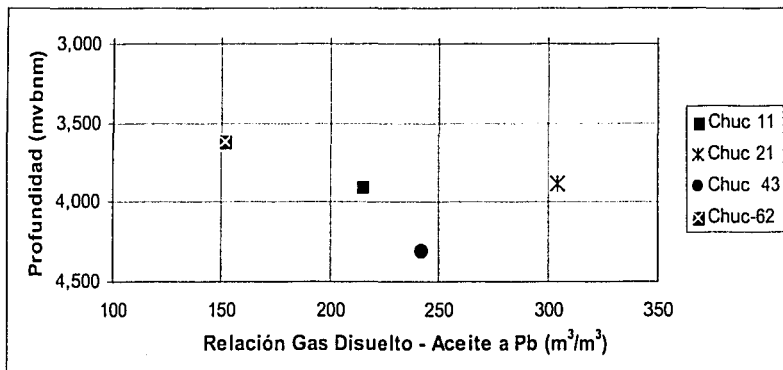


Fig. 6.15 Variación de la Rsb con la profundidad

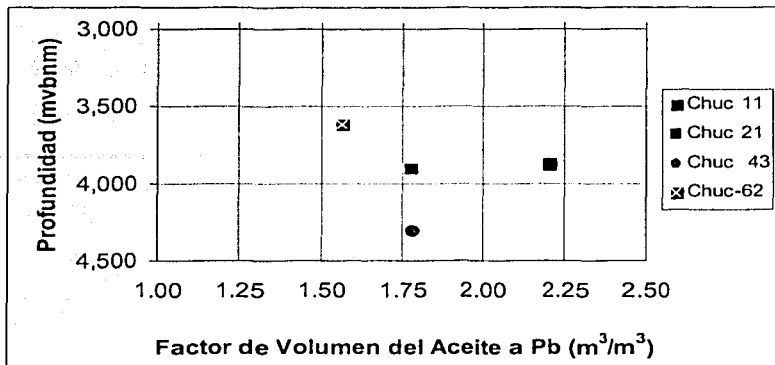


Fig. 6.16 Variación de Bob con la profundidad

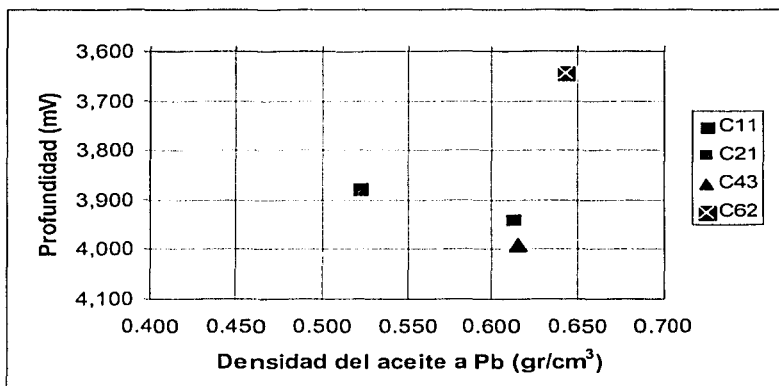
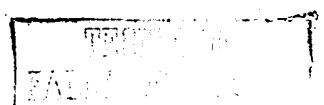


Fig. 6.17 Variación de pob con la profundidad

Se observa en las figuras anteriores que la presión de saturación y la relación de solubilidad a la presión de saturación se incrementan ligeramente con la profundidad, intuyendo que para el valor del Chuc-62 se esperaría una tendencia diferente a la de los pozos del bloque Este. El factor de volumen del aceite para los pozos del bloque Este permanece constante y el valor del Chuc-62 es menor, mientras que la densidad presenta una tendencia prácticamente constante con la profundidad, en los dos bloques del campo.



La variación de la composición con la profundidad de los componentes C_1 y C_{7+} , Fig. 6.18, muestran que al contrario de lo que pasa en un yacimiento en el cual predominan los efectos gravitacionales, el contenido de C_{7+} disminuye con la profundidad y el contenido de C_1 aumenta ligeramente. Como se puede observar la información de uno de los PVT (Chuc-21) es inconsistente con la información de los otros dos PVT, además se incluyó la información del Chuc-62 ya que para el bloque Oeste no se cuenta con más información para poder realizar un análisis en el bloque Oeste.

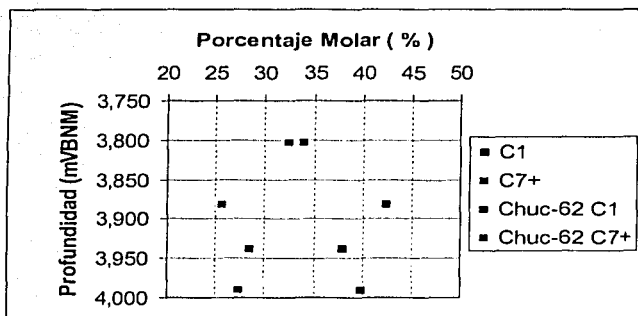


Fig. 6.18 Variación del porcentaje molar vs la profundidad

La Fig. 6.19 indica que el iC_5 , nC_5 , CO_2 y C_6 presentan poca variación, los componentes C_3 , iC_4 y nC_4 disminuyen ligeramente con la profundidad, el C_2 aumenta con la profundidad y el H_2S aumenta con la profundidad.

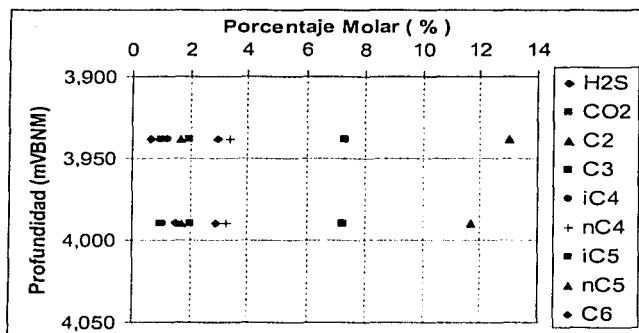


Fig. 6.19 Variación del porcentaje molar vs la profundidad

6.4. Efectos gravitacionales en la explotación del Campo³⁸

Los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche se caracterizan porque el aceite está almacenado principalmente en la matriz y las fracturas actúan como canales de alta conductividad para los fluidos del yacimiento, lo cual resulta en una alta transmisibilidad para la presión en todo el yacimiento.

En general los yacimientos que se explotan con efectos de segregación gravitacional producen con los siguientes efectos:

- ♦ Baja relación gas – aceite en los pozos ubicados en la parte baja del yacimiento debido a que el gas liberado del aceite se desplaza hacia la parte superior del yacimiento debido a la segregación gravitacional.
- ♦ En yacimientos originalmente bajosaturados se formará una capa de gas secundaria y el mecanismo de segregación gravitacional empezará a actuar una vez que se forme ésta.
- ♦ Los pozos ubicados en la cima de la estructura producirán con altas relaciones gas – aceite, debido a la migración del gas a la parte alta de la estructura y al avance del contacto gas – aceite.
- ♦ Baja producción de agua ya que altos valores de producción de agua serán indicativos de un acuífero de alta actividad.
- ♦ El yacimiento debe ser producido bajo un empuje combinado de la capa de gas y segregación gravitacional; esto puede llevarse a cabo sin producir el gas libre en el yacimiento.

En un yacimiento bajosaturado sin acuífero activo la presión del yacimiento en todo el intervalo productor es mayor que la presión de burbuja y el yacimiento producirá básicamente por expansión de los fluidos y de la roca; la presión inicial del yacimiento en función de la profundidad estará representada por la línea A en la Figura 6.20.

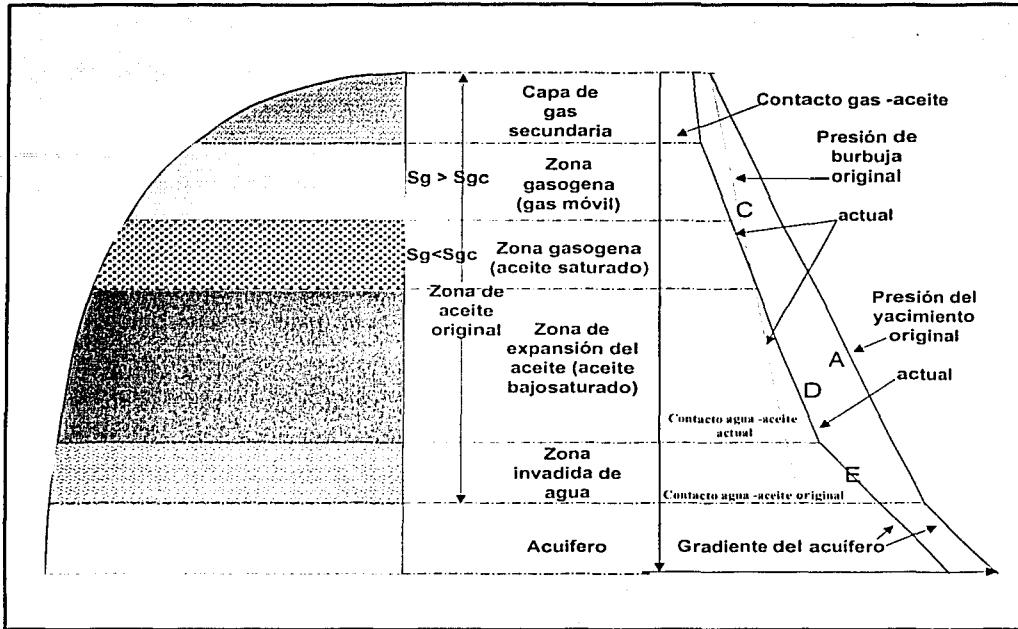


Fig. 6.20 Comportamiento de presión y de los fluidos con la profundidad para un yacimiento con efectos de segregación gravitacional³⁸

A medida que la presión del yacimiento empieza a disminuir y se alcanza la presión de burbuja en algún punto del yacimiento se empezará a liberar gas en la parte alta de la estructura y se tenderá a formar la capa de gas.

La capa de gas se empezará a formar lentamente ya que el gas liberado del aceite de las fracturas y el gas libre que fluye con el aceite de la matriz hacia las fracturas se va a segregar hacia la parte alta del yacimiento, incrementando el volumen de gas en la parte alta del yacimiento. El gas va a ser liberado de la zona del yacimiento, en el que la presión del yacimiento sea menor que la presión de burbuja.

El avance hacia la parte baja de la estructura del contacto gas – aceite ocasionará que se vaya incrementando la saturación de gas hasta que se forme una capa de gas con un contacto gas – aceite bien definido, el cual será diferente del nivel en el yacimiento en el cual se haya alcanzado la presión de burbuja.

La zona que se encuentra entre la profundidad a la cual se alcanza la presión de saturación y la profundidad del contacto gas – aceite, se llama la zona gasógena línea C, en esta zona existirá un cambio en la composición y propiedades PVT de los fluidos la cual dependerá de la presión y de la profundidad para cualquier punto del yacimiento, como se observa en la Figura 6.20.

Es importante hacer notar que la presión en cualquier punto del yacimiento de la zona gasógena debe ser aproximadamente la presión de saturación. El comportamiento de la densidad del aceite en la zona gasógena tenderá a disminuir hasta encontrar los valores originales correspondientes a la profundidad a la cual se igualan la presión del yacimiento y la presión de burbuja, a partir de esta profundidad se presentará un comportamiento normal de la densidad en la zona de aceite bajosaturado.

En la zona del yacimiento en la cual no se ha alcanzado la presión de burbuja, línea D, Figura 6.20, los fluidos del yacimiento deberán estar bajosaturados y la composición del aceite deberá ser la original a la profundidad correspondiente en caso de que exista variación composicional de los fluidos a las condiciones iniciales. En la zona bajosaturada el aceite será producido por expansión de fluidos, roca y de la capa de gas.

La zona de aceite bajosaturada deberá desaparecer una vez que la presión del yacimiento sea igual a la presión de saturación en la parte más baja de la zona del acuífero indicada por la línea F de la Figura 6.20.

El límite de la zona de aceite bajosaturado será la zona invadida por el avance del contacto agua – aceite línea E como se observa en la Figura 6.20, hacia la parte inferior de esta zona se encuentra el acuífero.

6.4.1. Variación de las propiedades PVT con el tiempo de explotación (bloque Este y bloque Oeste)

Como se comentó anteriormente, un yacimiento con efectos de segregación gravitacional tendrá un comportamiento característico dependiendo del tiempo de explotación, ya que la magnitud de las zonas formadas debido a la segregación gravitacional: zona de gas, zona gasógena y zona de aceite bajosaturado dependerán de la presión del yacimiento, de la variación de las propiedades PVT y composición de los fluidos.

Conocer este comportamiento es de vital importancia ya que la desviación entre el comportamiento real y el comportamiento determinado únicamente bajo efectos de segregación gravitacional es un indicativo de la magnitud de los efectos de convección y difusión que pueden existir en un yacimiento. Además se podrán tener mejores bases en cuanto a la magnitud de los efectos de difusión y convección los cuales podrán ser utilizados en el modelo de simulación con el detalle requerido.

Con objeto de estimar el cambio en la magnitud de la zona de gas, la zona gasógena y la zona de aceite bajosaturado en función del tiempo de explotación, se calculó la variación de la presión con la profundidad, utilizando la presión promedio medida en el campo, Figuras 6.21 y 6.22, y los gradientes de presión calculados a partir de la densidad para los años de 1982, 84, 86, 88, 90, 92, 94, 96, 98, 2000 y 2001 para el bloque Este y 1984, 87, 89, 91, 93, 95, 97, 99, y 2001 para el bloque Oeste. Las presiones fueron referidas al mes de diciembre de cada año a excepción de los años de 1982 y 1984 de los bloques Este y Oeste, respectivamente, que están estimadas a los meses de Agosto y Mayo.

Las Figuras 6.21 y 6.22 presentan la variación de la presión con la profundidad y con el tiempo de explotación, para los bloques Este y Oeste respectivamente, y en esta misma figura, se presenta la variación de la presión de burbuja inicial con la presión. Es claro que se puede concluir que existen 2 tendencias con respecto a la P_b una en la parte Este del campo y otra en la parte Oeste.

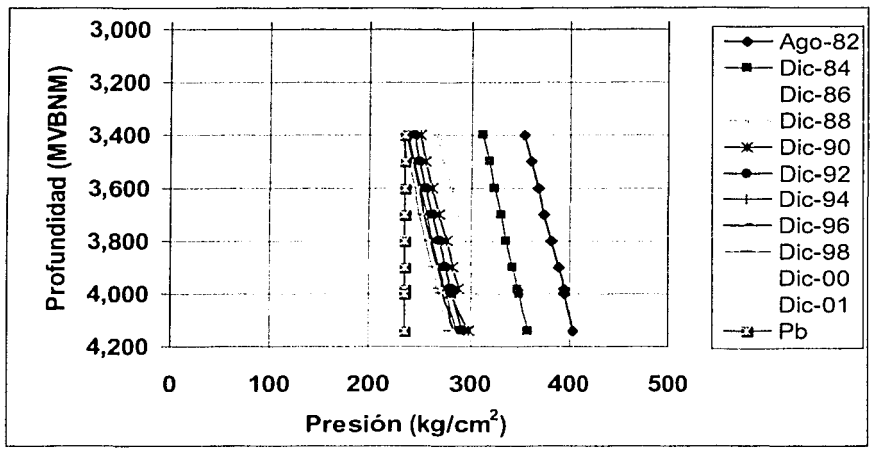


Fig. 6.21 Variación de la presión con la profundidad y con el tiempo de explotación, bloque Este

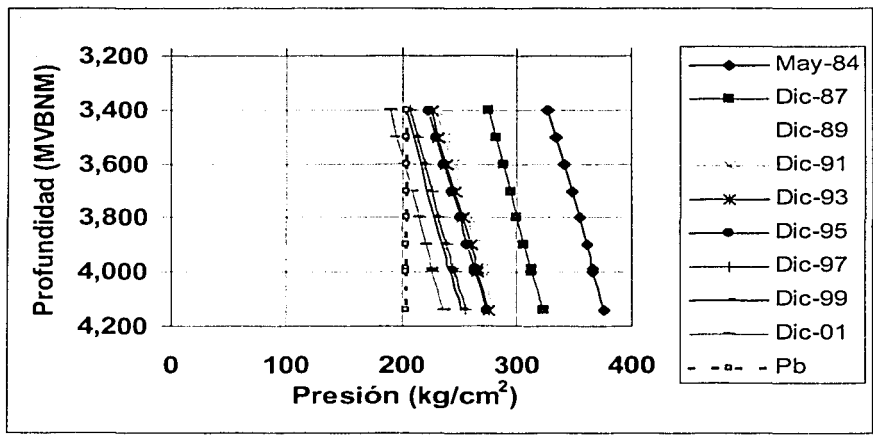
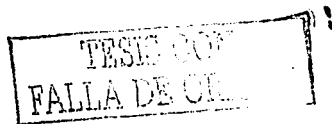


Fig. 6.22 Variación de la presión con la profundidad y con el tiempo de explotación, bloque Oeste del Campo Chuc



Las Fig's 6.23 y 6.24 presentan el comportamiento reportado por el laboratorio de la relación gas disuelto - aceite (Rs) para los pozos Chuc-11 y Chuc-62. En la Fig. 6.25 se presenta el comportamiento de la Rs en función de la presión a la profundidad correspondiente.

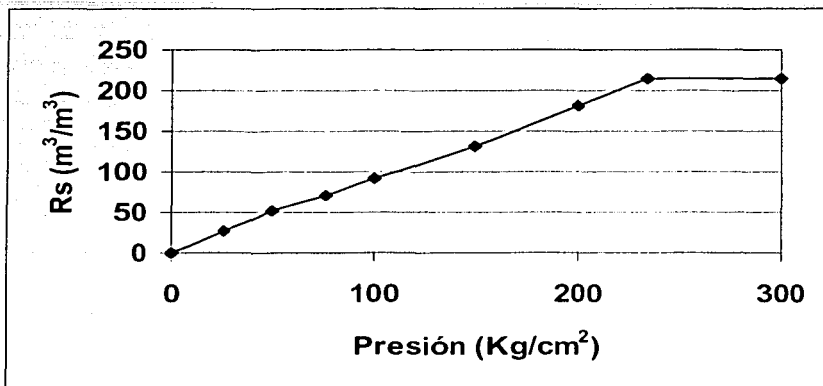


Fig. 6.23 Variación de la Rs, Chuc-11

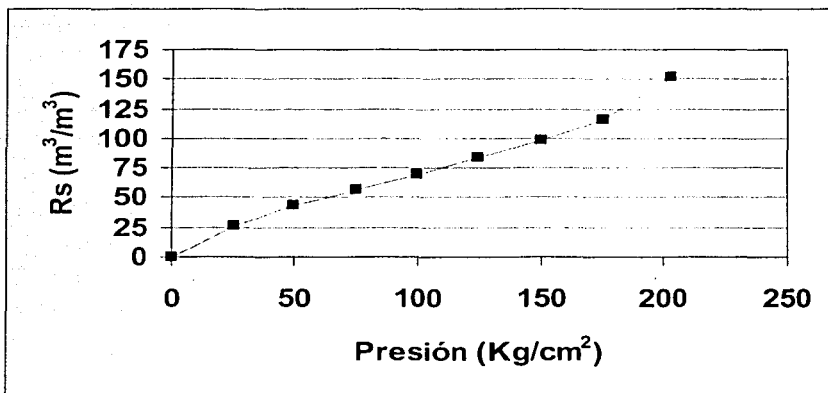


Fig. 6.24 Variación de la Rs, Chuc-62

Como se puede observar en las Fig's. 6.23 y 6.24 para los fluidos representativos de los bloques Este y Oeste, respectivamente, a las condiciones iniciales la R_s era constante, lo que es una característica de un yacimiento bajosaturado. En este caso para los fluidos del campo Chuc, no se cuenta con una secuencia de datos PVT que permitan analizar la variación de sus propiedades con el tiempo de explotación.

En la Fig. 6.25 se muestra la variación de la R_s con la profundidad, pudiendo observar que, en general, para los fluidos del campo Chuc, en los bloques Este y Oeste la R_s aumenta con la profundidad. Se puede observar también que los datos del pozo Chuc 21 caen fuera de una posible tendencia para los fluidos del bloque Este. Conociendo que la R_s debe disminuir con la profundidad, se puede concluir que los datos de los PVT no son consistentes ni concluyentes para definir el comportamiento PVT de los fluidos del campo.

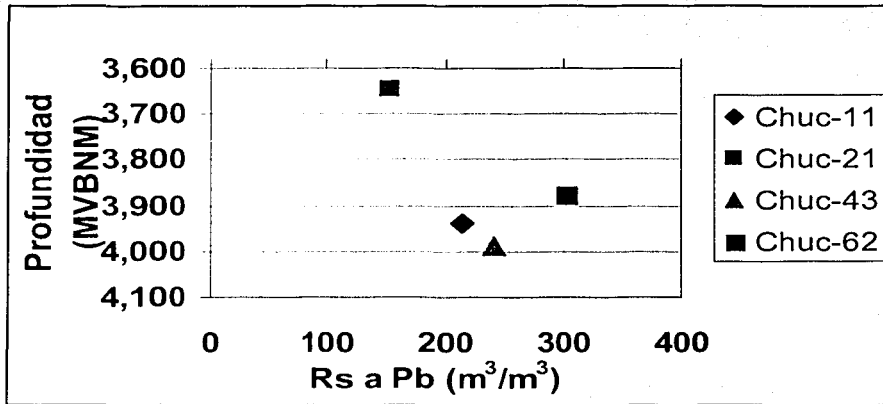


Fig. 6.25 Variación de la R_s a la P_b con la profundidad, PVT composicionales del Campo Chuc

6.5. Predicción de la presión mínima de miscibilidad

6.5.1 Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-11

Con objeto de validar el comportamiento de las propiedades PVT con la profundidad obtenida experimentalmente, se procedió a efectuar la caracterización de los fluidos del pozo Chuc-11 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300; en la Tabla 6.5. se muestra la composición del aceite, además de presentar otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Composición del fluido original a 138 °C Pozo Chuc-11	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.337
Bióxido de Carbono	1.972
Acido Sulfhídrico	0.635
Metano	37.997
Etano	13.001
Propano	7.311
Isobutano	1.201
Butano Normal	3.369
Isopentano	1.003
Pentano Normal	1.645
Hexanos	2.949
Héptanos y más pesados	28.527
Total	100.000

Tabla 6.5 Composición del aceite, pozo Chuc-11

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 222
Peso Molecular promedio del aceite	= 25.824
% molar del etano al hexano	= 30.479
% molar del etano al pentano	= 27.53
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.8582

El objetivo básico de la calibración de la ecuación de estado, fue el cálculo de la presión mínima de miscibilidad. Se desarrolló la calibración de la ecuación de estado usando regresión basada en el procedimiento de la EOS del programa PVTI.

Los principales resultados de la regresión se resumen a continuación:

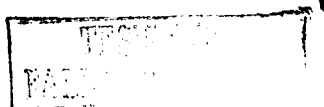
	Reportada	Simulada
	Chuc-11	
Psat (Kg/cm ²)	235	236
Rs (m ³ /m ³)	214.456	204.8
Bo (psat)	1.776	1.7272
Rs (m ³ /m ³) (Seps)	186	180.3

Tabla 6.6. Resultados de la regresión

6.5.1.1. Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-11 utilizando datos de un PVT convencional.

Se efectuó la caracterización de los fluidos utilizando todos los componentes hasta el C₇₊, utilizandp además para la regresión datos de los experimentos de expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante y separación en etapas; como variables de regresión se utilizaron: ω_a , ω_b , Pc, Tc Y Zcritv del C₁ y C₇₊ y los coeficientes de interacción binaria de los componentes C₁ y C₇₊ y N₂ y C₇₊. La calidad de la regresión fue aceptable, obteniendo errores de menos del 5 % en casi todos los parámetros revisados. Los resultados obtenidos se presentan en las Fig's de la 6.26 a la 6.32.

La Fig. 6.26 presenta la variación en el comportamiento del volumen relativo de los datos obtenidos de la ecuación de estado con los datos reportados de laboratorio, para el PVT del pozo Chuc-11. Es importante obtener un ajuste aceptable para estos datos ya que están directamente ligados al sistema de compresibilidad y son usados para estimar el factor de volumen de la formación y densidades arriba del punto de saturación. Los resultados de la regresión son satisfactorios para todos los propósitos prácticos y las pequeñas diferencias están aún por debajo de los límites inferiores experimentales.



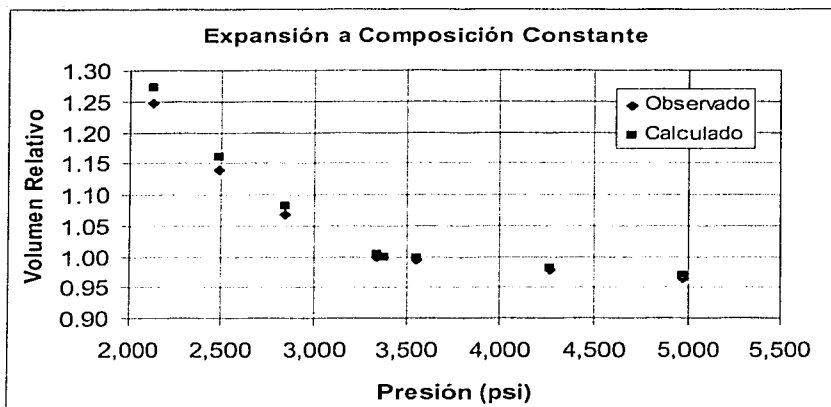


Fig. 6.26 Variación del comportamiento del volumen relativo

Para propósitos de simulación composicional, el ajuste de la densidad es muy importante ya que las ecuaciones están formuladas sobre la base de densidades o densidades molares. Las densidades son difícil de medir por lo que los reportes de laboratorio pueden contener errores considerables y sufrir de problemas de inconsistencia.

Una forma de minimizar el nivel de error en los datos de densidad es comparar las densidades obtenidas por arriba del punto de saturación con los experimentos de separación diferencial y el de agotamiento a volumen constante. Las densidades deben ser las mismas, al igual que el factor Z y las constantes de equilibrio ya que son propiedades intensivas. En el caso de los dos PVT's trabajados el ajuste se puede considerar bueno, ya que las diferencias estuvieron en los rangos de error esperados de los datos de laboratorio.

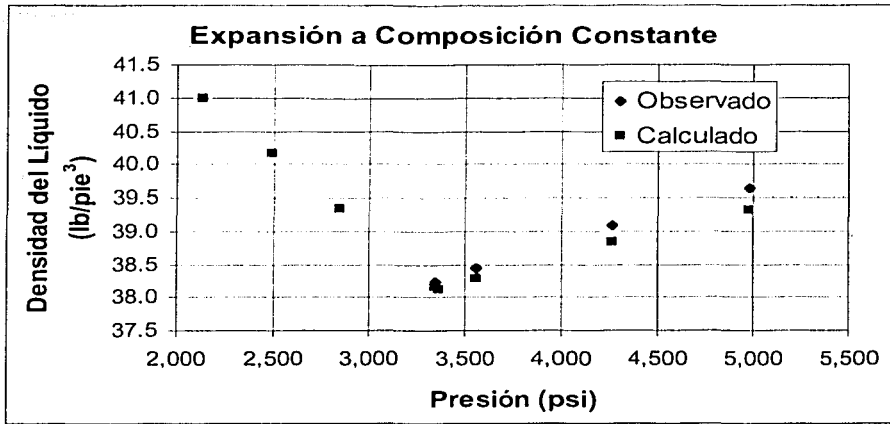


Fig. 6.27 Comparación de los datos de densidad

La Fig. 6.28 muestra la comparación de los valores de viscosidad, y para propósitos prácticos, se puede considerar que el ajuste es bueno, se utilizó la correlación LBC y se consideró que los coeficientes de la ecuación de LBC eran variables.

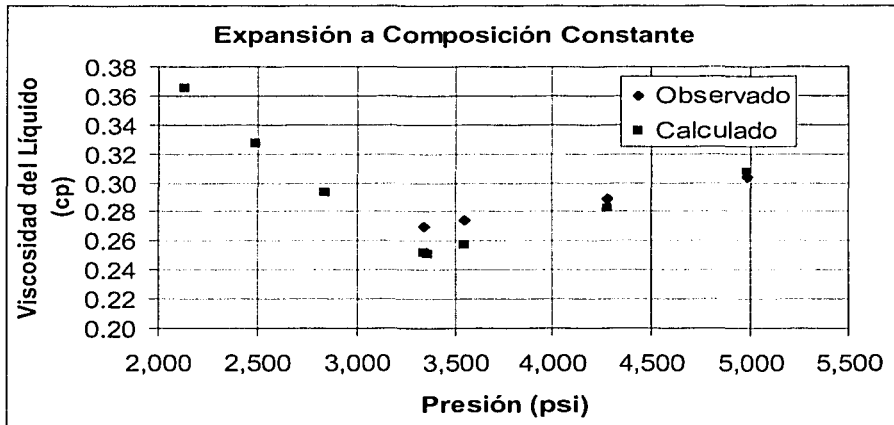
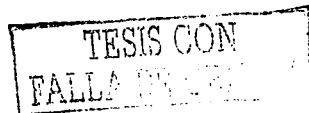


Fig. 6.28 Comparación de los datos de viscosidad



En las Fig's. 6.29 a la 6.32 se presenta la variación del comportamiento de la densidad del líquido, el factor de volumen del gas, saturación del líquido y la viscosidad del líquido, respectivamente, obtenidos con el ajuste de la ecuación de estado para el experimento de agotamiento a volumen constante para el caso del pozo Chuc-11. Dados los resultados obtenidos reportados en estas figuras se considera para los propósitos prácticos se obtuvo un buen ajuste.

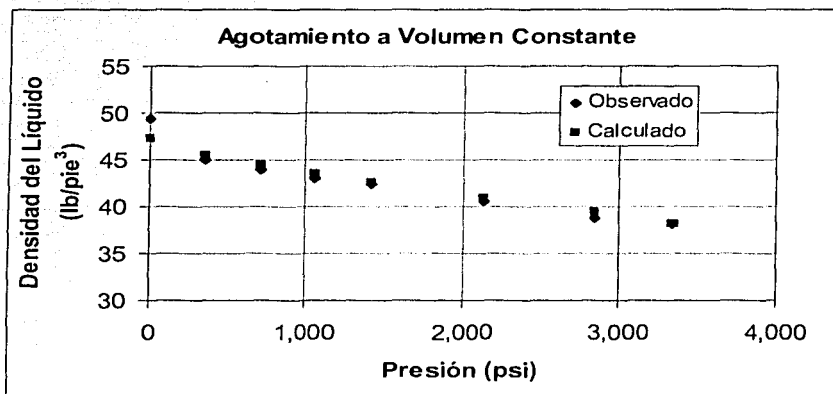


Fig. 6.29 Comparación de la densidad

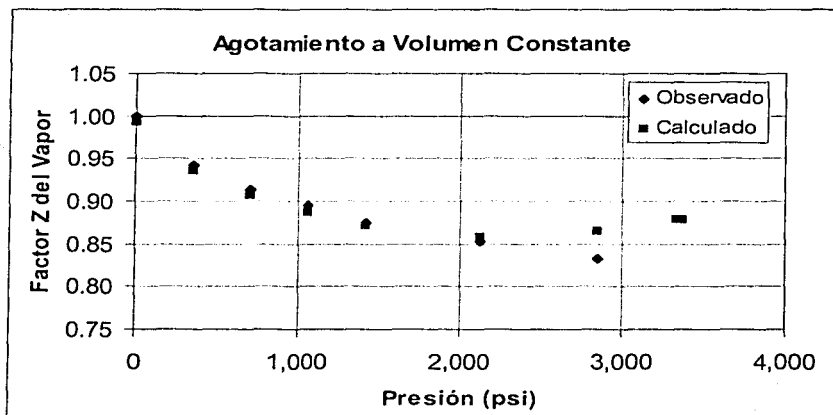


Fig. 6.30 Comparación del factor de volumen del gas

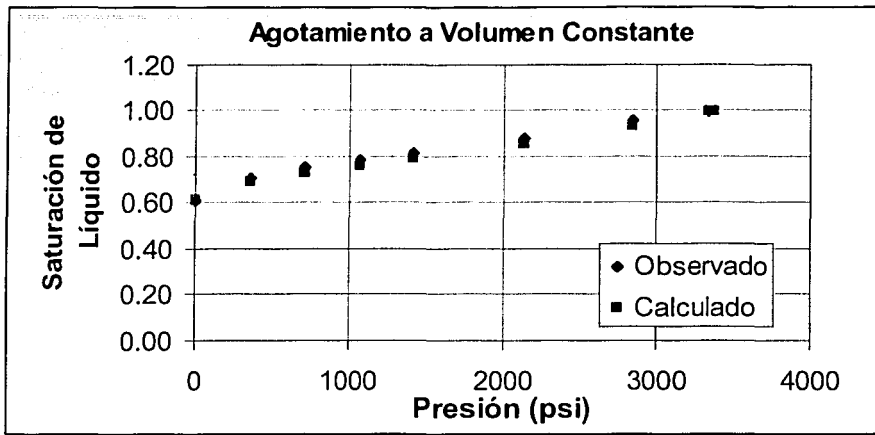


Fig. 6.31 Comparación de la saturación de líquido

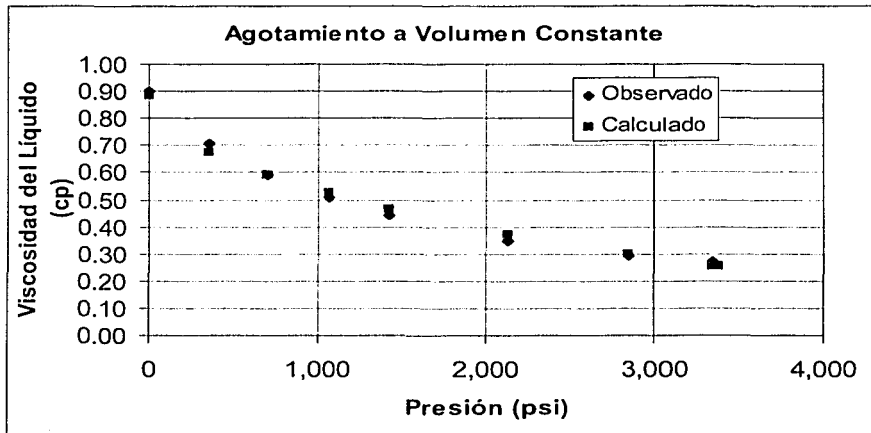


Fig. 6.32 Comparación de la viscosidad



6.5.1.2 Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Chuc-11

Después de la generación de la regresión basada en la ecuación de estado, se simularon los experimentos de Miscibilidad al Primer Contacto y Miscibilidad por Contacto Múltiple para la inyección de N_2 , con el Simulador Eclipse 300, tomando la composición de la muestra del pozo Chuc11, Tabla 6.6, cuya presión de saturación fue de 235 Kg/cm^2 , a una temperatura de $138 \text{ }^\circ\text{C}$, obteniéndose las propiedades siguientes:

Propiedades del Aceite	Miscibilidad de Primer Contacto	Miscibilidad de Contacto Múltiple
PMM (Kg/cm^2)	916.19	451
Peso Molecular	68.6896	41.6933
z-factor	2.7646	1.1928
Viscosidad (cp)	0.2822	0.085
Densidad (gr/cm^3)	0.6540	0.447
Volumen Molar	1.683	1.4733

Tabla 6.7 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple

Con el experimento de Presión Mínima al Primer Contacto, se puede observar que para alcanzar la PMM se necesita inyectar el nitrógeno a una presión muy elevada, ya que la composición del nitrógeno contrasta mucho con la composición de la muestra original del pozo Chuc-11, el cual es un aceite ligero con pocos componentes intermedios, siendo prácticamente imposible alcanzar la miscibilidad al primer contacto.

En el experimento de Presión Mínima por Contacto Múltiple, se simula la inyección del nitrógeno, el cual al ser inyectado vaporiza componentes ligeros, básicamente metano, etano y pequeñas cantidades de intermedios, lo cual forma una nueva mezcla de nitrógeno enriquecido con los componentes evaporados que en contactos posteriores se vuelve miscible con la muestra de aceite, disminuyendo significativamente la magnitud de la PMM por contacto múltiple, con respecto a la obtenida al primer contacto.

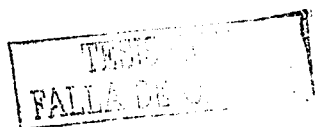
6.5.2 Caracterización de los fluidos del Pozo Chuc-62

Para la caracterización de los fluidos del pozo Chuc-62 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300, se realizó básicamente el mismo análisis que en el pozo Chuc-11. La información del Chuc-62 se presenta en la Tabla 6.7.

Composición del Fluido Original a 138 °C Pozo Chuc-62	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.23
Bióxido de Carbono	2.446
Acido Sulfhídrico	0.893
Metano	34.029
Etano	11.138
Propano	7.565
Isobutano	1.313
Butano Normal	3.756
Isopentano	1.326
Pentano Normal	1.838
Hexanos	3.010
Héptanos y más pesados	32.456
Total	100

Tabla 6.8 Composición del aceite, pozo Chuc-62

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 250
Peso Molecular promedio del aceite	= 25.654
% molar del etano al hexano	= 29.946
% molar del etano al pentano	= 26.936
Densidad del aceite °API	= 32
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.8765



Se desarrolló la calibración de la ecuación de estado usando regresión basada en el procedimiento de la EOS del programa PVTi, al igual que con el Chuc-11.

Los principales resultados de la regresión se resumen a continuación:

	Reportada	Simulada
	Chuc-62	
Psat Kg/cm ²)	203	208
Rs (m ³ /m ³)	151	145
Bo (psat)	1.5624	1.5389
Rs (m ³ /m ³) Seps	135.89	131.9

Tabla 6.9 Resultados de la regresión

6.5.2.1. Caracterización de los fluidos del pozo Chuc-62 utilizando datos de un PVT convencional.

Los resultados obtenidos del ajuste de la ecuación de estado se presentan en la Fig's de la 6.33 a la 6.39.

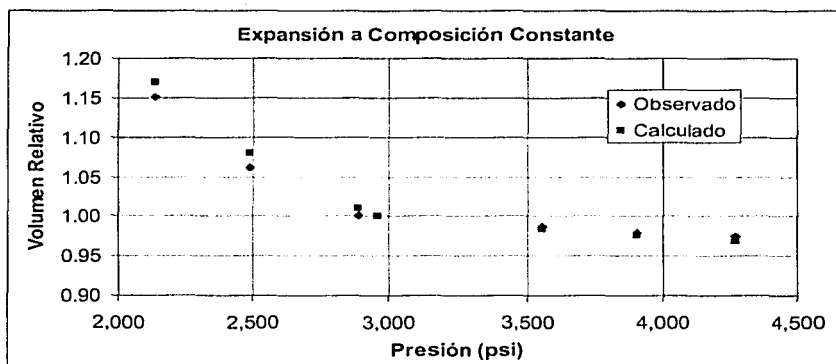


Fig. 6.33 Variación del comportamiento del volumen relativo

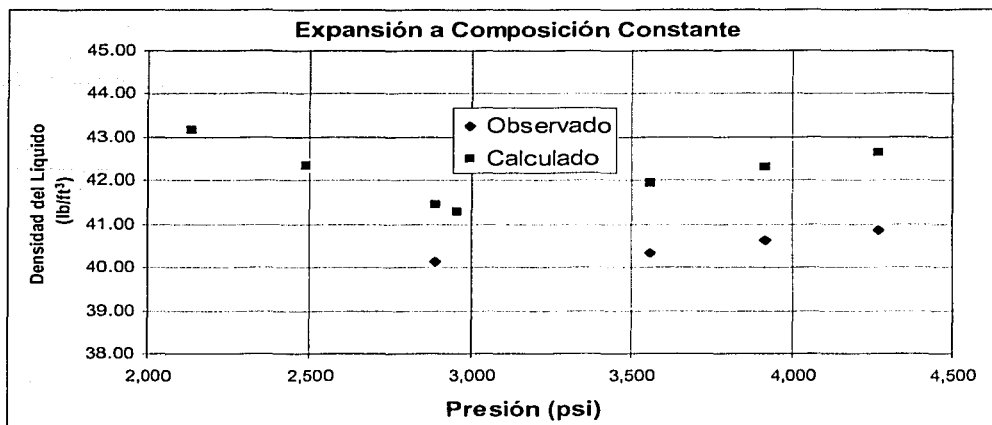


Fig. 6.34 Variación de la densidad del líquido

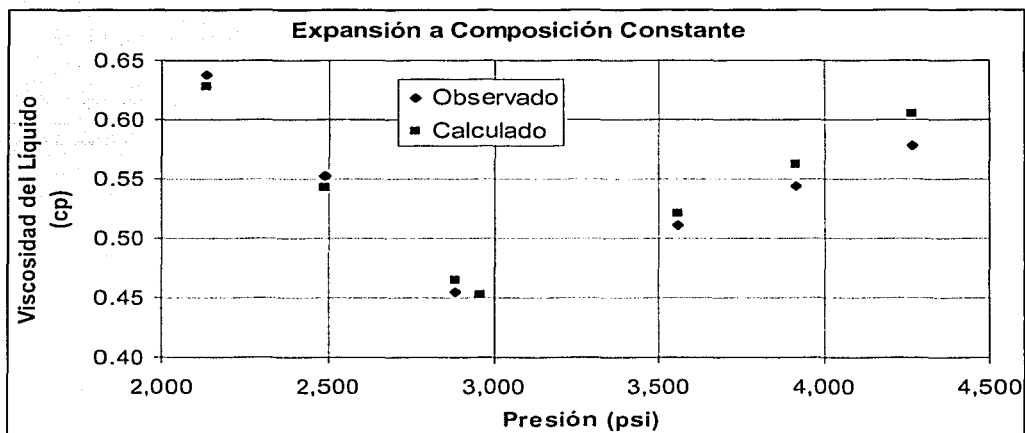
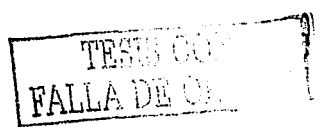


Fig. 6.35 Comparación de los datos de viscosidad



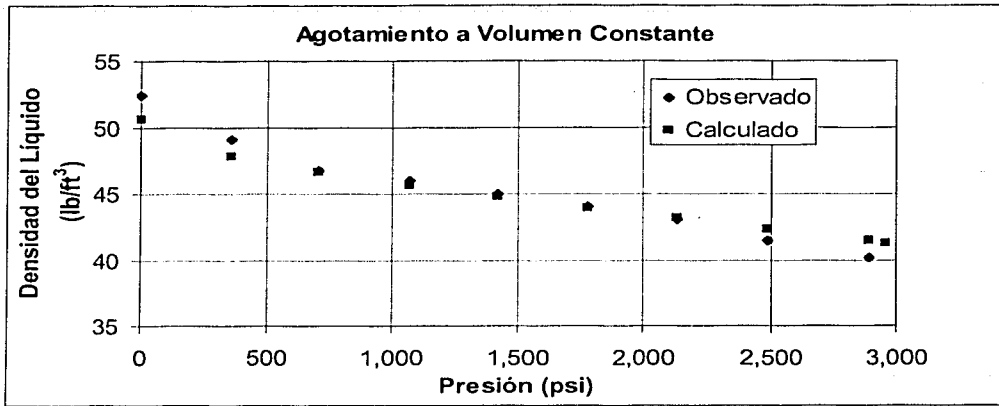


Fig. 6.36 Comparación de la densidad

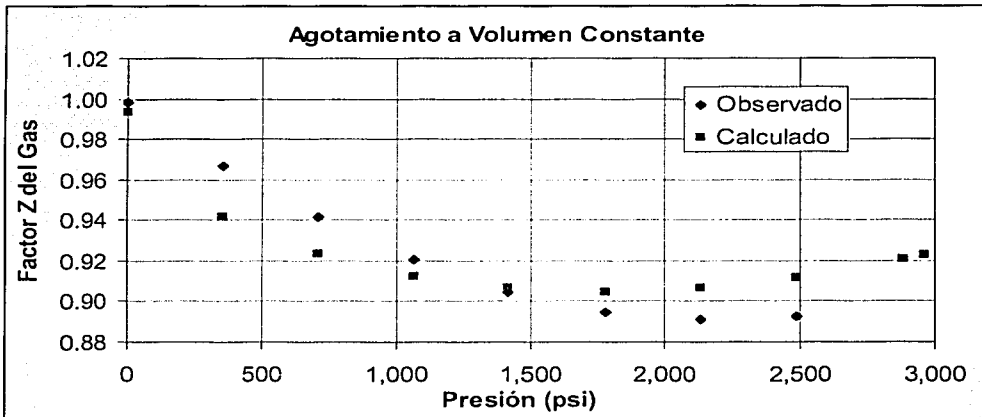


Fig. 6.37 Comparación del factor de volumen del gas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

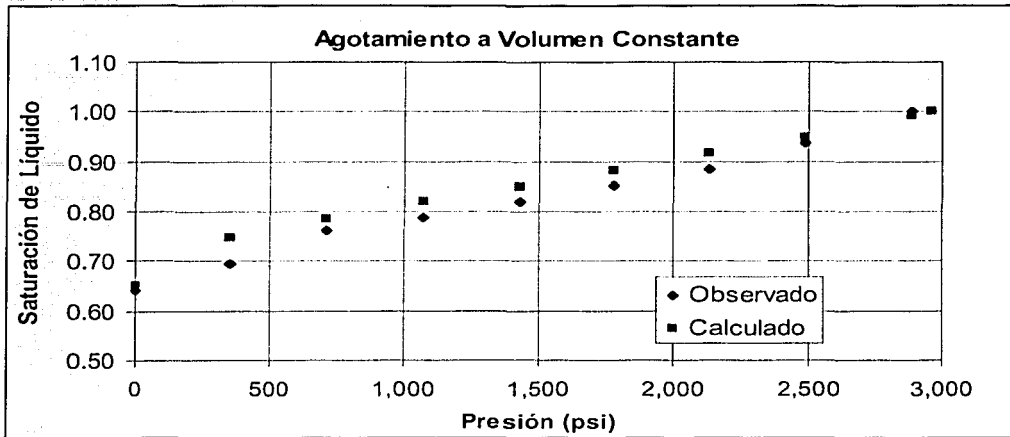


Fig. 6.38 Comparación de la saturación de líquido

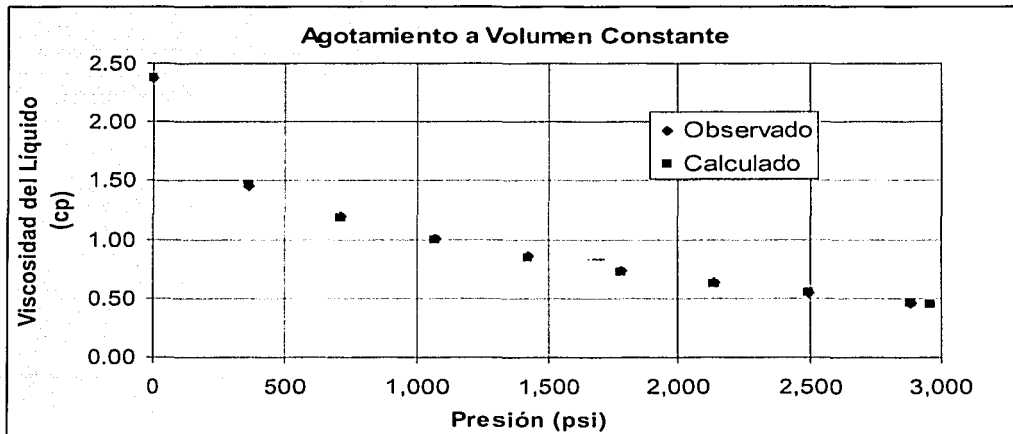


Fig. 6.39 Comparación de la viscosidad

6.5.2.2 Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Chuc-62.

Los resultados de la simulación de los experimentos de Miscibilidad de Primer Contacto y por Contacto Múltiple para el pozo Chuc-62 se presentan en la Tabla 6.9.

Propiedades del Aceite	Miscibilidad de Primer Contacto	Miscibilidad de Contacto Múltiple
PMM (Kg/cm ²)	1028	508
Peso Molecular	70.9964	42.4475
z-factor	2.9106	1.335
Viscosidad (cp)	0.5215	0.0868
Densidad (gr/cm ³)	0.7202	0.4652
Volumen Molar	1.5797	1.4623

Tabla 6.9 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple

Con el experimento de Presión Mínima al Primer Contacto, se puede observar que para alcanzar la PMM se necesita inyectar el nitrógeno a una presión muy elevada, ya que la composición del nitrógeno contrasta mucho con la composición de la muestra original del pozo Chuc-62, el cual es un aceite ligero con pocos componentes intermedios, siendo prácticamente imposible alcanzar la miscibilidad al primer contacto.

En el experimento de Presión Mínima por Contacto Múltiple, se simula la inyección del nitrógeno, el cual al ser inyectado vaporiza componentes ligeros, básicamente metano, etano y pequeñas cantidades de intermedios, lo cual forma una nueva mezcla de nitrógeno enriquecido con los componentes evaporados que en contactos posteriores se vuelve miscible con la muestra de aceite, bajando significativamente la PMM por contacto múltiple con respecto a la obtenida al primer contacto.

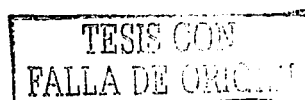
6.5.2.3 Pruebas de hinchamiento considerando los casos de 10 y 20 % de inyección de nitrógeno.

Para el ajuste de la ecuación de estado considerando las pruebas especiales realizadas al pozo Chuc-62 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300, se utilizó la información que se presenta en la Tabla 6.10, donde se muestra la composición del aceite original y la composición del fluido original más la adición de 10 y 20 % de nitrógeno a los fluidos del yacimiento.

Los resultados de estos experimentos mostraron que con la adición de 10 % de nitrógeno a los fluidos del yacimiento, se incrementó la presión de saturación en 35.29 % (276 Kg/cm²), mientras que con la adición de 20 % de nitrógeno a los fluidos del yacimiento, el incremento en la presión de saturación fue de 74.51 % (356 Kg/cm²).

Componente	Original	Original + 10.47 % N ₂	Original + 19.95 % N ₂
	(% Mol)		
Nitrógeno	0.23	11.005	20.184
Bióxido de Carbono	2.446	1.826	1.957
Acido Sulfhídrico	0.893	0.067	0.715
Metano	34.029	31.241	27.223
Etano	11.138	8.962	8.91
Propano	7.565	6.513	6.052
Isobutano	1.313	1.089	1.05
Butano Normal	3.756	3.777	3.005
Isopentano	1.326	1.571	1.061
Pentano Normal	1.838	2.337	1.47
Hexanos	3.010	3.155	2.408
Héptanos y más pesados	32.456	28.457	25.965
Total	100	100	100

Tabla 6.10 Composición del aceite, pozo Chuc-62



6.5.2.4. Simulación del efecto en la PMM de la adición de 10 y 20 % de inyección de nitrógeno

Los resultados de la simulación de los experimentos de Miscibilidad de Primer Contacto y por Contacto Múltiple, considerando la inyección de 10 y 20 % de N_2 al fluido original del yacimiento, cuya presión de saturación fueron 276 y 356 Kg/cm^2 respectivamente, se presentan en la Tabla 6.11.

	Miscibilidad por Primer Contacto (Kg/cm^2)	Miscibilidad por Contacto Múltiple (Kg/cm^2)
T = 138 °C		
Fluido original	1027.8	508.2
Original + 10.97 % N_2	1027.6	516.9
Original + 19.95 % N_2	1031.1	509.5

Tabla 6.11 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple, considerando la inyección de 10 y 20 % de N_2

CAPÍTULO 7

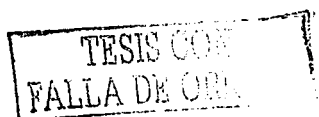
CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO AKAL

7.1 Antecedentes y características técnicas del Campo Akal

El complejo Cantarell es el conjunto de yacimientos productor de hidrocarburos más importante de México, y en cuanto a su volumen original (35,233 MMB) ocupa el sexto lugar entre los campos productores más grandes en el mundo. Se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, a 75 Km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, con tirantes de agua de 35 a 50 metros.

El complejo está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, ubicándose geológicamente en la provincia Marina de Coatzacoalcos. Las formaciones productoras comprenden rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano, Cretácico Inferior y Medio, y el Cretácico Superior y el Paleoceno Inferior; estas formaciones son principalmente rocas carbonatadas. El espesor promedio de la columna de aceite en el complejo, varía entre los 141 y los 908 metros. Las cimas de los yacimientos están en promedio a 1,000 metros para Akal, 2,400 metros para Nohoch, 3,450 metros para Chac y 3,100 metros para Kutz, bajo el nivel del mar.

El campo Akal es el más importante en cuanto a producción, ya que aporta el 92 % de la producción del complejo. Al 1 de Enero de 2001 se ha producido 7,907.49 MMB de aceite, lo que representa un factor de recuperación del 22.38 %. En este yacimiento actualmente se está inyectando nitrógeno, por lo que se hará una descripción de la determinación de la presión mínima de miscibilidad para los fluidos de este yacimiento, presentando en este Capítulo los resultados obtenidos mediante la utilización de la ecuación de estado; posteriormente se realizarán los cálculos utilizando las correlaciones revisadas anteriormente. Desafortunadamente, en el campo Cantarell no se ha determinado el nivel de presión al que el nitrógeno es miscible con el aceite del yacimiento, lo que dificultará la validez de los resultados obtenidos.



La estructura Akal es un anticlinal asimétrico alargado con numerosas fallas, orientado en dirección noreste a sureste con buzamiento suave hacia el sur y pronunciado al norte y noreste, cuyos ejes tienen dimensiones de aproximadamente 14 x 12 Km. Esta limitado al oeste por una falla normal y al norte y noreste por una falla inversa. Hacia el sureste, se encuentra un cuerpo salino con una formación irregular y de profundidad variable, que llega a romper y penetrar hasta sedimentos del terciario.

El yacimiento Akal está constituido por carbonatos fracturados con abundante presencia de fracturas y cavernas; la roca almacenadora está constituida por una brecha dolomitizada de edad Paleoceno-Cretácico Superior Oxfordiano como el Kimmeridgiano y el Tithoniano que presentan características petrofísicas pobres. El espesor promedio neto del yacimiento Akal es del orden de 765 m y la profundidad del yacimiento varía entre 1,000 y 3,230 mbnm.

La explotación del yacimiento Akal empezó en junio de 1979, con la terminación del pozo Akal-2, el cual aportó un gasto de 34,000 BPD de aceite con una densidad entre 19 y 22 °API. En 1981 ya se habían perforado 40 pozos, alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La producción del campo prácticamente se ha mantenido constante durante toda su vida productiva. En abril de 2000 debido a acciones de optimización de la explotación del yacimiento se rebasó la producción de 1,400 MMBPD de aceite.

La presión inicial del yacimiento referida a la parte alta de la estructura de 1,100 mvbnm fue de 167 Kg/cm², y a 2,300 mvbnm fue de 270 Kg/cm². La presión de saturación promedio estimada fue del orden de 150 Kg/cm² a 2,200 mvbnm y se consideró prácticamente constante, con una ligera disminución hacia la parte inferior del yacimiento. La presión ha disminuido de tal manera que actualmente es del orden de 105 kg/cm² al plano de referencia, 2,300 mvbnm. Debido a la extracción de hidrocarburos, la tendencia de la caída de presión es aproximadamente una línea recta, mostrando una declinación de 2.25 Kg/cm²/mes.

La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite. En 1997, se adquirió información sísmica tridimensional con el objeto de delinear con más detalle la estructura y actualizar el modelo de simulación de flujo de los yacimientos. Estas acciones fueron orientadas a disminuir el riesgo en los pronósticos de producción y asegurar el valor económico máximo del complejo.

Inicialmente el campo era bajosaturado y se encontraba a una presión mayor que la de saturación, con un rango de bajosaturación de sólo 17 Kg/cm² en la parte más alta del yacimiento, razón por la cual se formó rápidamente un casquete de gas secundario y debido al alto relieve estructural del campo, a su alta permeabilidad (3-5 darcy) y a su buena comunicación vertical empezó a manifestarse el mecanismo de segregación gravitacional, el cual hasta la fecha ha actuado eficientemente. Los mecanismos de empuje que han estado presentes durante su explotación son:

- ◆ Expansión sistema roca-fluidos. Ha estado presente desde el inicio de su explotación, en junio de 1979, hasta mayo de 1981.
- ◆ Segregación gravitacional. A partir de 1981 inició este efecto debido a la liberación de gas y continúa contribuyendo hasta la fecha a la recuperación de aceite.
- ◆ Empuje hidráulico. Inició su efecto a fines de 1983 y ha contribuido a la recuperación de aceite.

Se sabe que a menores presiones hay un aporte menor de aceite al pozo, debido a que existe una correlación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de los pozos. Así, un pozo típico del complejo Cantarell al inicio de su explotación, con una presión del yacimiento de 270 Kg/cm², fue capaz de producir 30,000 BPD. Para abril de 1999 la presión había caído a 113 Kg/cm², y el pozo promedio podía producir solo 7,000 BPD mediante el uso de bombeo neumático. Se estimó que si no se implementara el mantenimiento de presión, en cinco años la presión caería a 83 Kg/cm² y el mismo pozo típico produciría del orden de 3,200 BPD.

7.2 Caracterización de los fluidos del pozo Akal-2

Se realizó la caracterización de los fluidos del pozo Akal-2 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300, utilizando la información que se presenta en la Tabla 7.1, donde se muestra la composición del aceite, además de presentar otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Composición del fluido original a 97 °C Pozo Akal-2	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.28
Bióxido de Carbono	1.85
Acido Sulfhídrico	1.03
Metano	28.84
Etano	8.68
Propano	6.22
Isobutano	0.96
Butano Normal	1.29
Isopentano	1.21
Pentano Normal	1.29
Hexanos	2.49
Héptanos y más pesados	43.81
Total	100

Tabla 7.1 Composición del aceite, pozo Akal-2

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 315
% molar del etano al hexano	= 24.19
% molar del etano al pentano	= 21.7
Densidad del aceite °API	= 21
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.9287

Los principales resultados de la regresión se resumen a continuación:

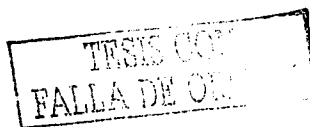
	Reportada	Simulada
	Akai-2	
Psat	150.8	150.7
SGOR	87.6	84.0
Bo (psat)	1.321	1.3142
SGOR	73.2	72.3

Tabla 7.2 Resultados de la regresión

7.2.1 Caracterización de los fluidos del pozo Akai-2 utilizando datos de un PVT convencional

Se efectuó la caracterización de los fluidos utilizando todos los componentes hasta C_{7+} , utilizando además para la regresión datos de los experimentos de expansión a composición constante, separación diferencial y separación en etapas. Como variables de regresión se utilizaron la P_c y T_c del C_1 y C_{7+} y los coeficientes de interacción binaria de los componentes C_1 y C_{7+} . Se considera que la calidad de la regresión fue aceptable, ya que se obtuvieron errores de menos del 5 % en casi todos los parámetros revisados. Los resultados obtenidos se presentan en las Fig's 7.1 a la 7.7.

La Fig. 7.1 presenta la variación en el comportamiento del volumen relativo de los datos obtenidos de la EOS con los datos reportados de laboratorio, para el PVT del pozo Akai-2. Los resultados de la regresión son satisfactorios para todos los propósitos prácticos y las pequeñas diferencias están aún por debajo de los límites inferiores experimentales.



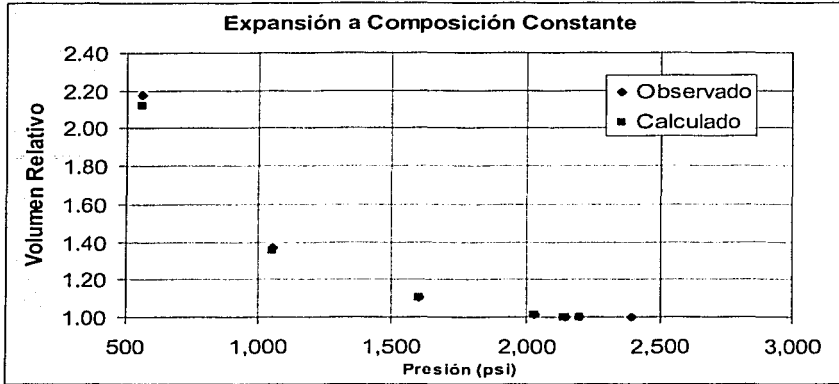


Fig. 7.1 Variación del comportamiento del volumen relativo

El ajuste de la densidad se presenta en la Fig. 7.2, el cual se puede considerar bueno ya que las diferencias estuvieron en los rangos de error esperados de los datos de laboratorio.

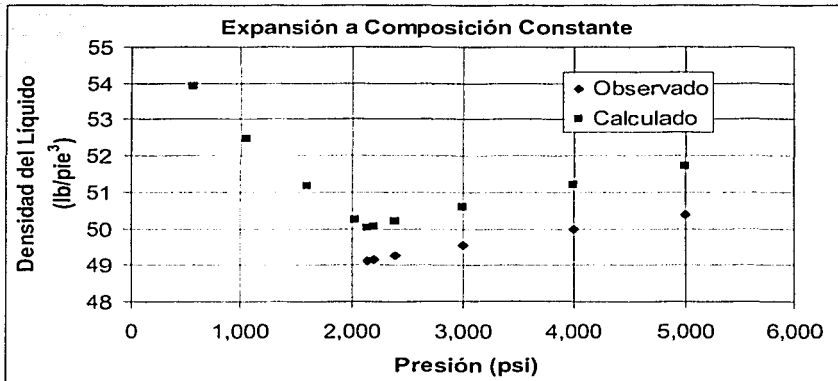


Fig. 7.2 Comparación de los datos de densidad

La Fig. 7.3 muestra la comparación de los valores de viscosidad, y para propósitos prácticos, se puede considerar que el ajuste es bueno.

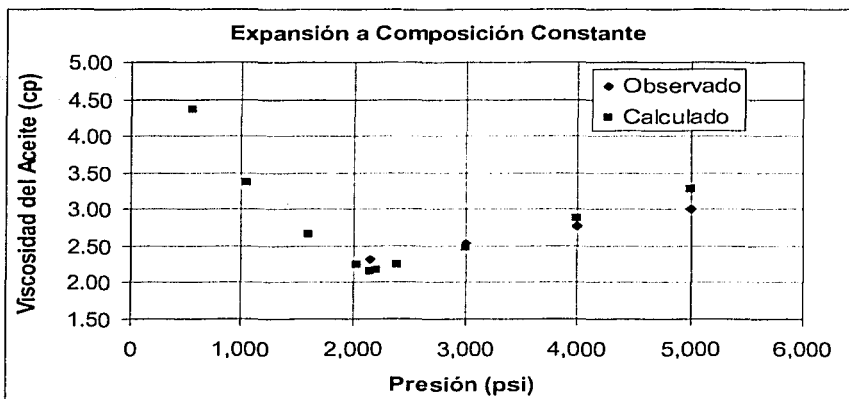


Fig. 7.3 Comparación de los datos de viscosidad

En las Fig's. 7.4 a la 7.7 se presenta la variación del comportamiento de la densidad del líquido, relación de solubilidad, factor de volumen del aceite y la viscosidad del líquido respectivamente, obtenidos con el ajuste de la ecuación de estado para el experimento de agotamiento a volumen constante para el caso del pozo Akal-2; para propósitos prácticos se consideró que se obtuvo un buen ajuste de los parámetros mencionados.

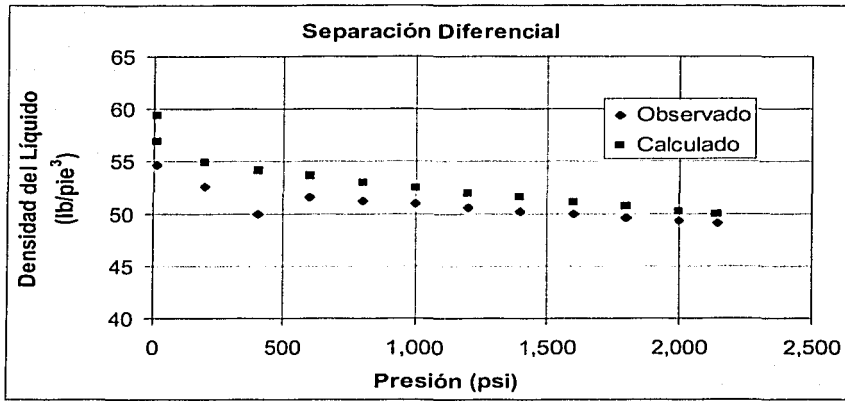


Fig. 7.4 Comparación de la densidad del líquido

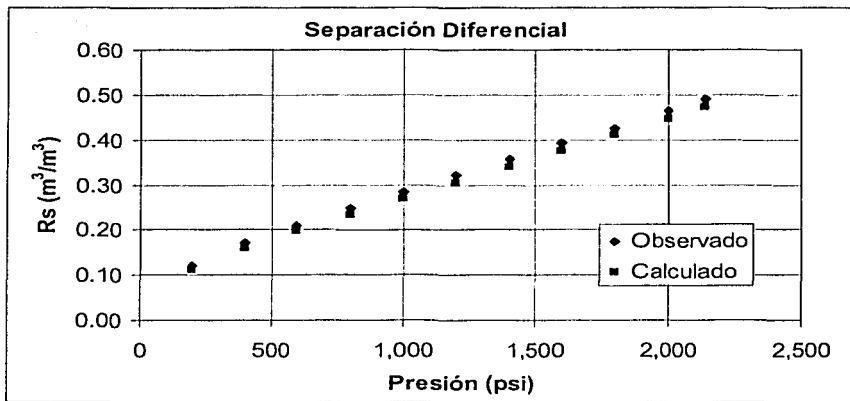


Fig. 7.5 Comparación de la R_s

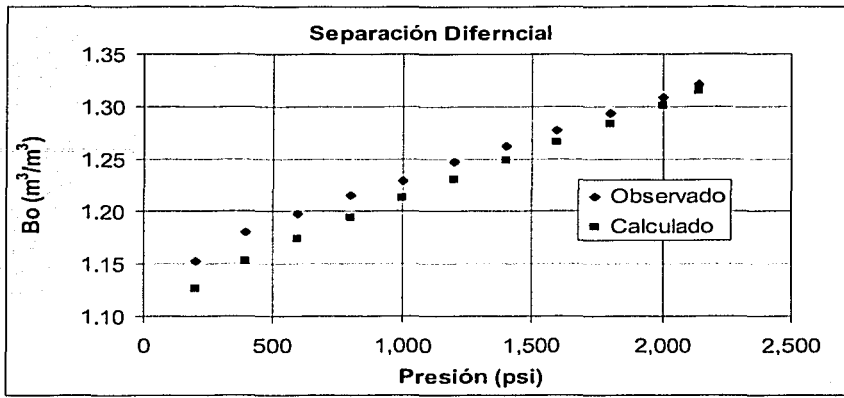


Fig. 7.6 Comparación del Bo

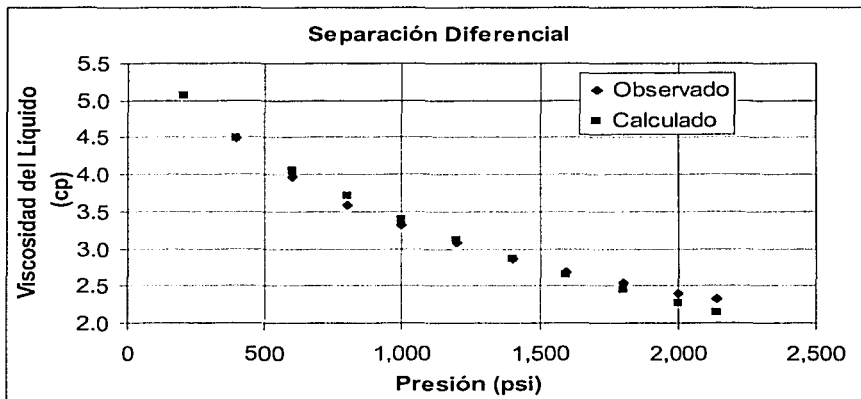


Fig. 7.7 Comparación de la viscosidad del líquido

7.2.2 Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Akal-2

Después de la generación de la regresión basada en la ecuación de estado, se simularon los experimentos de Miscibilidad al Primer Contacto y Miscibilidad por Contacto Múltiple, con el Simulador Eclipse 300, tomando la composición de la muestra del pozo Akal-2, Tabla 7.1, cuya presión de saturación fue de 150.8 Kg/cm², a una temperatura de 97 °C, obteniéndose los siguientes valores:

Propiedades del Aceite	Miscibilidad de Primer Contacto	Miscibilidad de Múltiple Contacto
PMM (Kg/cm ²)	819.5	183.8
Peso Molecular	97.0705	183.991
z-factor	3.1289	1.2644
Viscosidad (cp)	1.4675	3.6123
Densidad (gr/cm ³)	0.8115	0.8574
Volumen Molar	1.9168	3.4388

Tabla 7.2 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple

Con el experimento de Presión Mínima al Primer Contacto, se puede observar que para alcanzar la PMM se necesita inyectar el nitrógeno a una presión muy elevada, ya que la composición del nitrógeno contrasta mucho con la composición de la muestra original del pozo Akal-2, el cual es un aceite pesado con pocos componentes intermedios.

En el experimento de Presión Mínima por Contacto Múltiple, se simula la inyección del nitrógeno, el cual al ser inyectado vaporiza componentes ligeros, básicamente metano, etano y pequeñas cantidades de intermedios, lo cual forma una nueva mezcla de nitrógeno enriquecido con los componentes evaporados, que en contactos posteriores se vuelve miscible con la muestra de aceite, bajando significativamente la PMM por contacto múltiple con respecto a la obtenida al primer contacto, siendo la PMM de 183.8 Kg/cm² (2,614 lb/pg²).

CAPÍTULO 8

CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

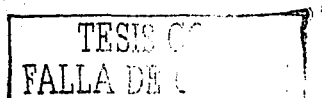
8.1 Antecedentes y características técnicas del Campo Jujo-Tecominoacan

El yacimiento Jujo-Tecominoacan está clasificado como un yacimiento de aceite volátil, naturalmente fracturado, ubicado a 73 Km de Villahermosa, Tabasco, fue descubierto con la perforación de los pozos exploratorios Jujo-2 en octubre de 1980 y Tecominoacan 101-B en marzo de 1983.

Actualmente el factor de Recuperación del aceite es del 18 % y se tienen condiciones críticas de depresionamiento del yacimiento, invasión de agua en pozos estructuralmente altos y de alta productividad y precipitación de asfaltenos en la vecindad de los pozos, con la consecuente declinación de la producción. Por estas razones es que se ha considerado la necesidad de implementar un Proceso de Recuperación Mejorada para ayudar a mejorar las condiciones de explotación del campo e incrementar la recuperación de las reservas de hidrocarburos.

La extensión del área productora es de 73.2 Km² con un espesor promedio de 800 m., la profundidad media es de 5,700 m.b.N.M., la porosidad promedio es de 3 %, saturación de agua del 15 %. El fluido producido es de 38 °API, viscosidad de 0.15 cp, originalmente bajosaturado, la temperatura es de 153 °C y una presión de saturación de 262.4 Kg/cm².

Los mecanismos principales para la producción son: expansión del sistema roca-fluidos, empuje moderado del acuífero y la expansión del gas en solución. La explotación del campo Jujo-Tecominoacan ha causado que la presión del yacimiento haya declinado de su presión inicial de 707 Kg/cm² a 270 Kg/cm², muy



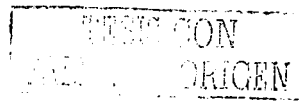
cercana a la presión de saturación. La formación de un casquete en las partes superiores de la estructura se manifiesta por el incremento en la relación gas-aceite de algunos pozos con terminaciones en la parte culminante de la estructura.

A la fecha se han perforado 100 pozos, obteniéndose producción comercial en 72 de ellos, que permitió obtener a febrero de 1987, su máxima producción comercial de 206 000 BPD.

El volumen original de aceite es de 4897 MMBLS y 6003 MMMPC de gas, cifras auditadas por la compañía Netherland and Sewell Inc.

La necesidad de mantener la presión del yacimiento y optimizar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de aceite ligero es generalmente reconocida. Cuando el yacimiento es profundo, naturalmente fracturado, con una muy baja permeabilidad en la matriz y también con un acuífero parcialmente activo, que se manifiesta a través de las fallas y fracturas, el mantenimiento de la presión puede ser solo alcanzado por la inyección de un gas.

Para el campo Jujo-Tecominoacan, el gas que se debería inyectar es el metano, para no contaminar los fluidos del yacimiento o el CO₂, el cual tiene mayores ventajas de lograr miscibilidad a bajas presiones, lo cual no se logra con otros gases. El metano en la actualidad tiene mucha demanda para uso domestico e industrial, y el CO₂ no siempre se dispone en los volúmenes requeridos, por lo que se consideró pero no se seleccionó debido al temor de la posible presencia de problemas de precipitación de asfaltenos. El aire es abundante y está en cualquier parte, pero no debe ser inyectado dentro de los yacimientos que contienen hidrocarburos amargos porque la reacción con el oxígeno podría precipitar sulfuro y causar taponamiento de la matriz de baja permeabilidad. Por lo anterior, se seleccionó al nitrógeno como el único gas disponible para la inyección al yacimiento. El nitrógeno esta disponible en el aire en cantidades ilimitadas, es un gas inerte, de costo relativamente menor a los otros gases considerados y además



en el proceso de separación se puede obtener oxígeno que también tiene un valor comercial. El nitrógeno puede separarse del aire por medio de membranas o de una planta criogénica para obtener un 99.99 % mole de pureza.

Para determinar el nivel de presión al que el nitrógeno fuera miscible con el aceite del yacimiento, se efectuó una prueba en tubo delgado, para determinar la presión mínima de miscibilidad (PMM). En esta prueba se utilizaron muestras de fondo del pozo Jujo-25.

En la fig. 8.1 se muestra la gráfica de volumen recuperado de aceite como porcentaje del volumen original contra la presión de inyección del nitrógeno.

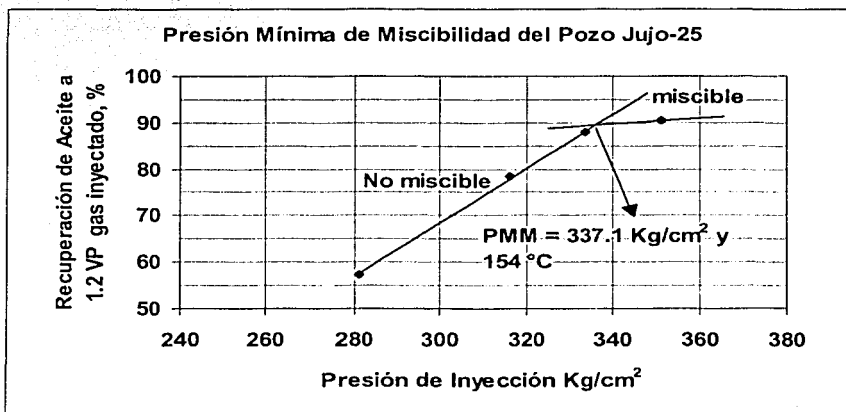
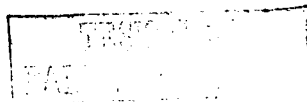


Fig. 8.1 Determinación experimental de la presión mínima de miscibilidad

La presión mínima de miscibilidad se determinó en la intersección de las dos líneas rectas de los desplazamientos miscible y no miscible y tiene un valor de 337.1 Kg/cm², a una temperatura de 154 °C.



Mungan³⁹, recomendó inyectar un banco de solventes (C₂-C₆), delante del nitrógeno con el fin de crear condiciones miscibles en el frente de desplazamiento a presiones inferiores y así reducir la presión mínima de miscibilidad y los requerimientos de compresión. Por lo anterior, se solicitó el realizar una prueba en tubo delgado inyectando al fluido del yacimiento el bache de solventes recomendado, pero desafortunadamente esta prueba no fue llevada a cabo correctamente y no se logró ver las ventajas de este desplazamiento. La composición del gas sintético de inyección propuesto por Mungan, se presenta en la tabla 8.1

Composición del gas sintético de inyección, propuesto por Mungan	
Componente	% Mol
Etano	46.00
Propano	25.00
Butano Normal	14.00
Pentano Normal	9.00
Hexanos	6.00
Total	100

Tabla 8.1 Composición del gas sintético de inyección, propuesto por Mungan³⁹

8.2. Caracterización de los fluidos del pozo Tecominoacan 117.

Para efectuar la caracterización de los fluidos del pozo Tecominoacan-117 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300, se utilizó la información que se presenta en la Tabla 8.2, donde se muestra la composición del aceite, además de presentar otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Composición del fluido original a 112 °C pozo Tecominoacan-117	
Componente	% Mol
Nitrógeno	1.112
Bióxido de Carbono	1.570
Acido Sulfhídrico	0.489
Metano	42.806
Etano	9.299
Propano	6.681
Isobutano	1.345
Butano Normal	3.207
Isopentano	1.504
Pentano Normal	1.703
Hexanos	3.112
Héptanos y más pesados	27.172
Total	100

Tabla 8.2 Composición del aceite, pozo Tecominoacan 117

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 215.7
Peso Molecular promedio del aceite	= 25.738
% molar del etano al hexano	= 26.851
% molar del etano al pentano	= 23.739
Densidad del aceite °API	= 38.7
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.8571



Los principales resultados de la regresión se resumen a continuación:

	Reportada	Simulada
Tecominoacan-117		
Psat (Kg/cm ²)	258.1	258.2
Rs (m ³ /m ³)	215.24	207.39
Bo (m ³ /m ³)	1.9119	1.8325

Tabla 8.3 Resultados de la regresión

8.2.1. Caracterización de los fluidos del pozo Tecominoacan-117 utilizando datos de un PVT convencional

Se efectuó la caracterización de los fluidos utilizando todos los componentes hasta el C₇₊, utilizándose además para la regresión datos de los experimentos de expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante y separación en etapas, como variables de regresión se utilizaron la Pc, Tc y Vcritv del C₁ y C₇₊ y los coeficientes de interacción binaria de los componentes C₁ y C₇₊. Se considera que la calidad de la regresión fue aceptable, ya que se obtuvieron errores de menos del 5 % en casi todos los parámetros revisados. Los resultados obtenidos se presentan en las Fig's de la 8.2 a la 8.8.

La Fig. 8.2 presenta la variación en el comportamiento del volumen relativo de los datos obtenidos de la EOS con los datos reportados de laboratorio, para el PVT del pozo Tecominoacan-117. Los resultados de la regresión son satisfactorios para todos los propósitos prácticos y las pequeñas diferencias están aún por debajo de los límites inferiores experimentales.



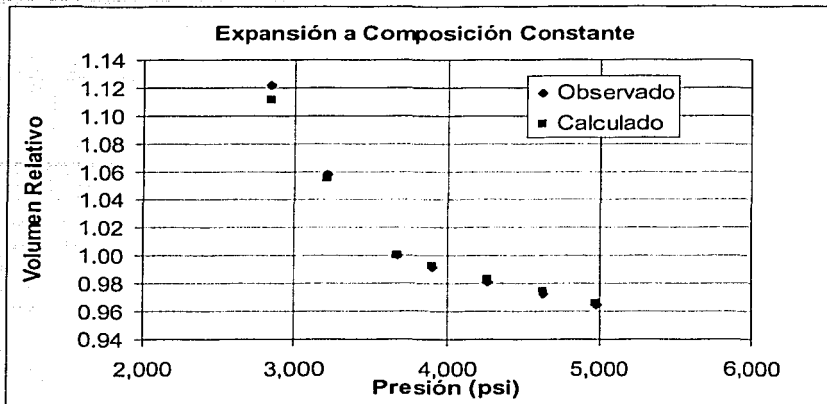


Fig. 8.2 Variación del comportamiento del volumen relativo

El ajuste de la densidad se presenta en la Fig. 8.3, el cual se puede considerar bueno ya que las diferencias estuvieron en los rangos de error esperados de los datos de laboratorio.

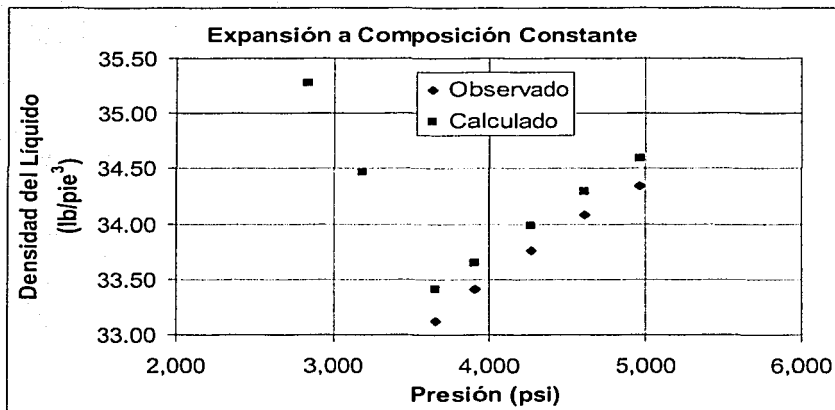


Fig. 8.3 Comparación de los datos de densidad

La Fig. 8.4 muestra la comparación de los valores de viscosidad, la cual para propósitos prácticos, se puede considerar que el ajuste es bueno.

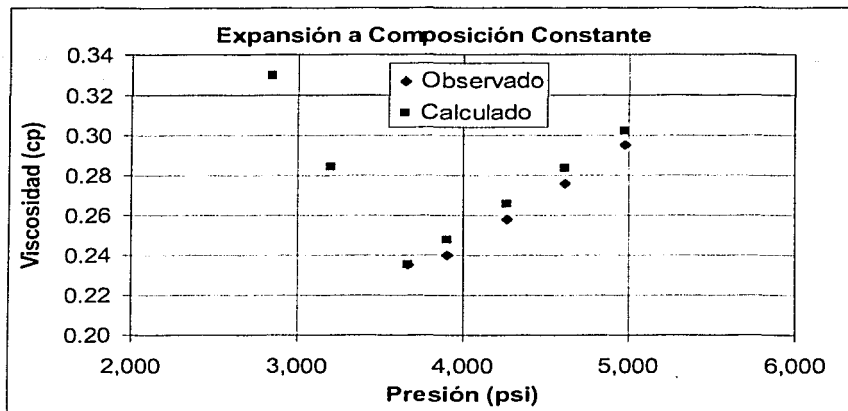


Fig. 8.4 Comparación de los datos de viscosidad

En las Fig's. 8.5 a la 8.8 se presentan la variación del comportamiento de la densidad del líquido, el factor de volumen del gas, saturación y viscosidad del líquido, respectivamente, obtenidos con el ajuste de la ecuación de estado en el experimento de agotamiento a volumen constante para el caso del pozo Tecominoacan-117. Para propósitos prácticos se considera que se obtuvo un buen ajuste.

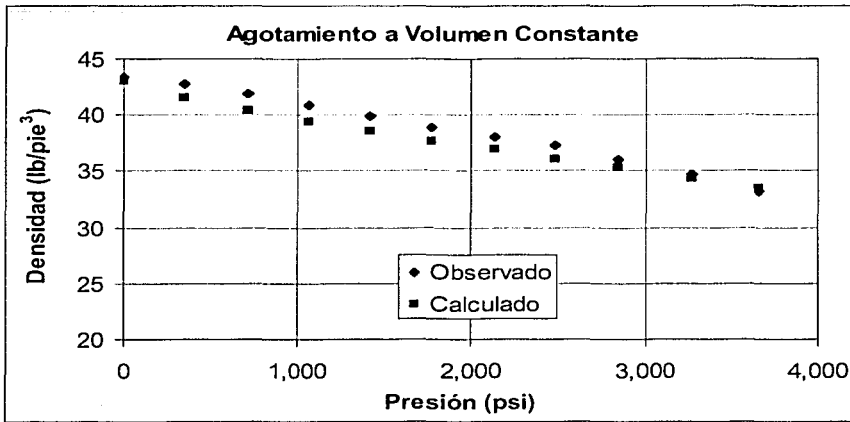


Fig. 8.5 Comparación de la densidad

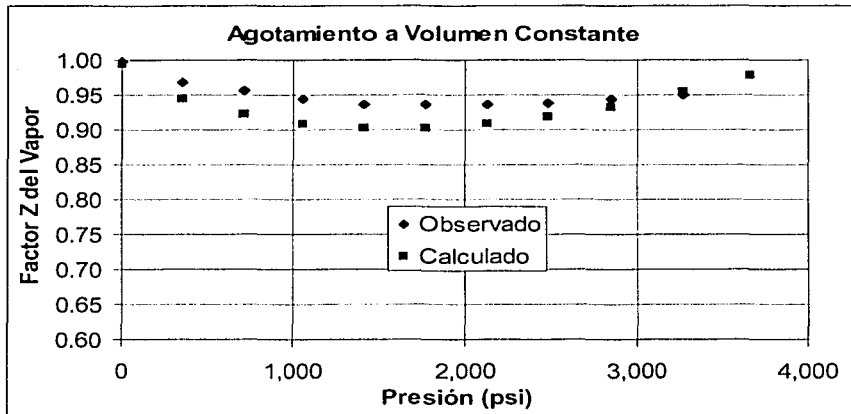
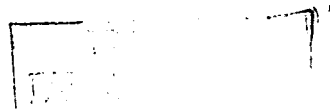


Fig. 8.6 Comparación del factor de volumen del gas



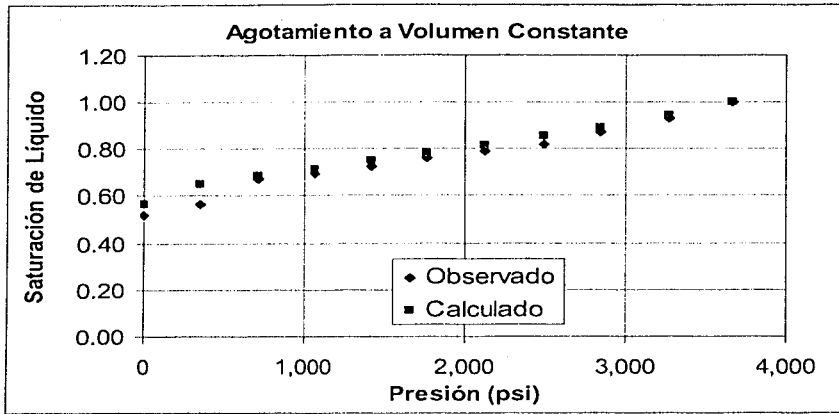


Fig. 8.7 Comparación de la saturación del líquido

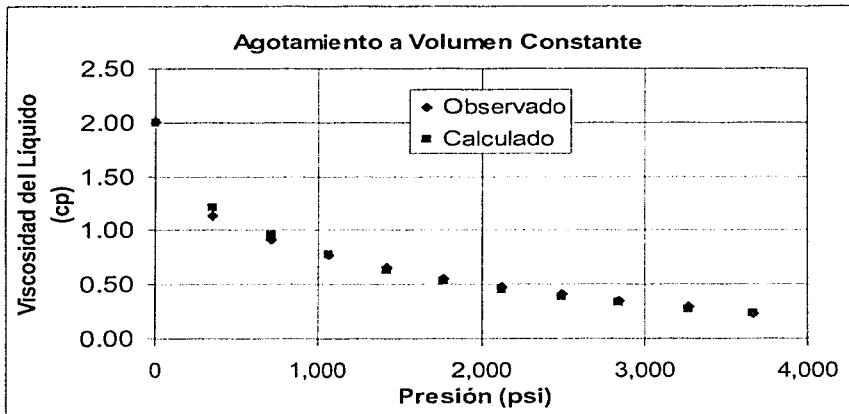
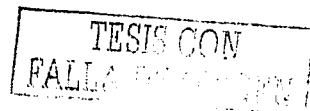


Fig. 8.8 Comparación de la viscosidad del líquido



8.2.2. Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta nitrógeno al crudo del pozo Tecominoacan-117

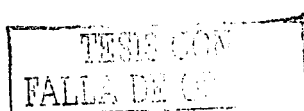
Después de la regresión basada en la ecuación de estado se simularon los experimentos de Miscibilidad al Primer Contacto y Miscibilidad por Contacto Múltiple, con el PVTi del Simulador Eclipse 300, tomando la composición de la muestra del pozo Tecominoacan-117, Tabla 8.2, cuya presión de saturación fue de 258 Kg/cm² a una temperatura de 152 °C, obteniéndose las propiedades siguientes:

Propiedades del Aceite	Miscibilidad de Primer Contacto	Miscibilidad de Múltiple Contacto
PMM (Kg/cm ²)	1032	467
Peso Molecular	58.5861	40.459
z-factor	2.6679	1.3513
Viscosidad (cp)	0.273	0.0678
Densidad (lb/ft ³)	38.6057	24.268
Volumen Molar	1.4916	1.6672

Tabla 8.4 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple

Con el experimento de Presión Mínima al Primer Contacto, se puede observar que para alcanzar la PMM se necesita inyectar el nitrógeno a una presión muy elevada, siendo prácticamente imposible alcanzar la miscibilidad al primer contacto.

En el experimento de contacto múltiple, se simula la inyección del nitrógeno, el cual al ser inyectado vaporiza componentes ligeros, básicamente metano, etano y pequeñas cantidades de intermedios, lo cual forma una nueva mezcla de nitrógeno enriquecido con los componentes evaporados que en contactos posteriores se vuelve miscible con la muestra de aceite, disminuyendo significativamente la PMM con respecto a la obtenida al primer contacto, siendo la PMM de 467 Kg/cm² (6,640 lb/pg²). Simulando la inyección del gas sintético propuesto por Mungan, se determinó un valor mucho menor de la presión Mínima de Miscibilidad en ambos experimentos (258 Kg/cm²).



8.2.3. Prueba de hinchamiento del crudo del pozo Tecominoacan-117 al inyectar 10 % de nitrógeno

Con el fin de conocer como se difunde el nitrógeno en el aceite se realizó un trabajo experimental en el Instituto Mexicano del Petróleo. Para llevar a cabo este estudio se utilizó nitrógeno grado industrial y fluidos tomados en el fondo del pozo Tecominoacan 117, en estado bajosaturado.

El proceso de la difusión del nitrógeno en los fluidos del yacimiento se efectuó en una celda de análisis PVT con ventana larga, para observar visualmente su comportamiento. Las pruebas se decidieron realizar a la presión de 260 Kg/cm² y a la temperatura de 152 °C, condiciones a las cuales los fluidos se encuentran aún en estado de bajosaturación.

Una vez definida las condiciones de la prueba, el fluido del yacimiento se traspasó a la celda de análisis PVT y se estabilizó a las condiciones de la prueba, en tanto que el nitrógeno se traspasó del cilindro del fabricante a una celda de recombinado a condiciones criogénicas y después se estabilizó a las condiciones de la prueba, Fig. 8.9. Posteriormente, el nitrógeno se traspasó a la celda PVT. La cantidad de nitrógeno traspasado fue de aproximadamente 10 % del volumen de la muestra.

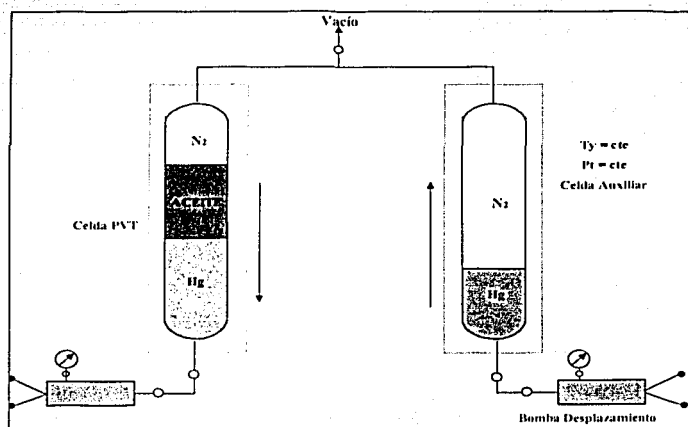


Fig. 8.9 Diagrama esquemático de traspaso de muestras

Después del traspaso, la celda se dejó en condiciones estáticas y en posición vertical. De este modo, quedó un casquete de nitrógeno sobre el fluido del yacimiento. Para hacer observaciones del comportamiento de los fluidos, se dirigió la visual del catetómetro a la interfase.

Se observó que a medida que transcurría el tiempo, la presión en la celda aumentaba y el volumen del fluido del yacimiento disminuía. Esto quiere decir que se estaba generando una vaporización importante de componentes ligeros de los fluidos del yacimiento que predominó sobre la disolución del nitrógeno en el aceite.

Los cambios de presión y vaporización con respecto al tiempo se presentan en las Fig's 8.10 y 8.11.

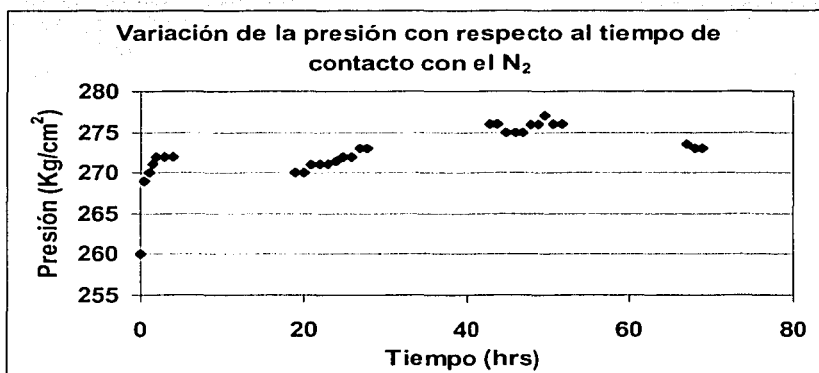


Fig. 8.10 Variación de la presión con respecto al tiempo

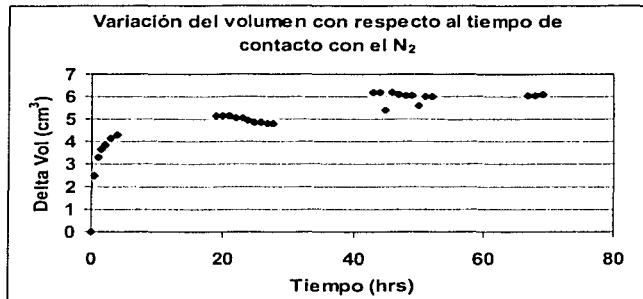


Fig. 8.11 Variación de la vaporización con respecto al tiempo

Para determinar la vaporización de los ligeros en la fase gaseosa de nitrógeno y la disolución del nitrógeno en el líquido del yacimiento, se extrajeron de la celda muestras de gas y de líquido a diferentes niveles. Las muestras de gas se analizaron mediante técnicas cromatográficas. Las muestras líquidas se depresionaron para liberar el gas, el cual también se analizó por cromatografía y el líquido muerto se analizó por separado. Después se integraron las dos composiciones para obtener una composición global del líquido a las condiciones que se tomaron las muestras.

Los aspectos más importantes de la prueba se presentan en la Tabla 8.5.

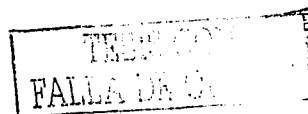
Aspectos importantes de la prueba	
Pb original @ 152 °C	258 Kg/cm ²
P prueba	260 Kg/cm ²
Volumen de aceite a condiciones de prueba	84.3077 cm ³
Volumen de N ₂ inyectado	8.3865 cm ³ @ condiciones de prueba (9.95 %)
Aumento de presión después de 70 hrs	13 Kg/cm ²
Disminución del vol. de aceite después de 70 hrs	6 cm ³ (7.12 %)

Tabla 8.5 Aspectos importantes de la prueba de hinchamiento con nitrógeno

Para efectos de comparación, en la Tabla 8.6 se presenta la composición del fluido original del yacimiento en etapa de bajosaturación, así como de las composiciones del gas liberado del líquido, del líquido residual y del líquido a las condiciones de bajosaturación.

Componentes	Muestra original +10 % de nitrógeno			
	Muestra original	Gas Liberado	Líquido residual	Líquido bajosaturado
	% mol	% mol	% mol	% mol
Nitrógeno	1.112	16.5310	---	11.713
Bióxido de Carbono	1.570	1.9595	---	1.402
Acido sulfhídrico	0.489	0.5988	---	0.437
Metano	42.808	53.8127	0.5020	38.217
Etano	9.299	11.4771	0.7095	8.302
Propano	6.681	7.8344	1.4379	5.965
Isobutano	1.343	1.4141	0.6845	1.201
Butano normal	3.207	3.1457	2.1793	2.863
Isopentano	1.504	1.1148	1.8949	1.343
Pentano normal	1.703	1.1129	2.5073	1.521
Hexanos	3.112	0.9990	7.0869	2.778
Heptanos y más pesados	27.172	0.0000	82.9977	24.258
Total	100	100	100	100

Tabla 8.6 Composición del aceite bajosaturado



Las condiciones de prueba más importantes se presentan en la Fig. 8.12

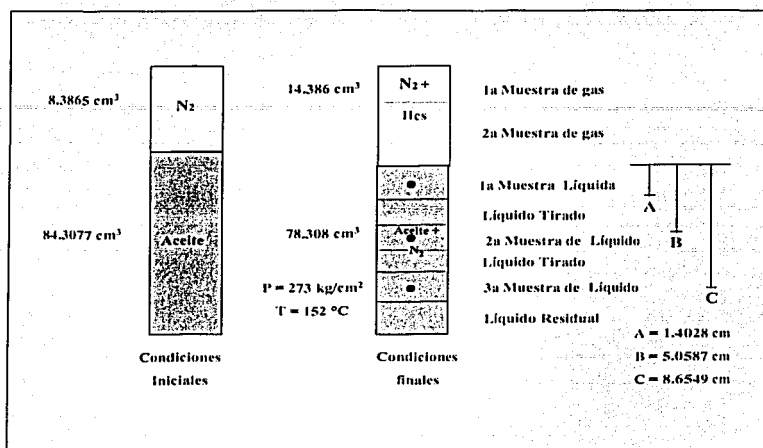


Fig. 8.12 Condiciones de la prueba

Los resultados de la simulación de los experimentos de Miscibilidad de Primer Contacto y por Contacto Múltiple, considerando la inyección de 10 % de N₂ al fluido original del yacimiento, cuya presión de saturación fue de 366 Kg/cm², lo que representa un aumento del 43 % con respecto al fluido original, se presentan en la Tabla 8.7. Además se incluyen los resultados obtenido considerando la composición del gas sintético de inyección propuesto por el Dr. Mungan.

	Miscibilidad por primer contacto (Kg/cm ²)	Miscibilidad por contacto múltiple (Kg/cm ²)
T = 152 °C		
Fluido original	1,032	467
Bache C ₂ -C ₆ (Mungan)	258	258
Original +11.61 % de N ₂	1,006	464

Tabla 8.7 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple, considerando la inyección de 10 % de N₂.

CAPÍTULO 9

CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO ARTESA

9.1. Antecedentes y características técnicas del Campo Artesa

El campo Artesa se localiza en la parte norte del Estado de Chiapas, en el Municipio de Juárez, aproximadamente a 35 Km al suroeste de Villahermosa, Tab., lo que corresponde al Distrito Reforma de PEP Región Sur, Fig. No. 1.

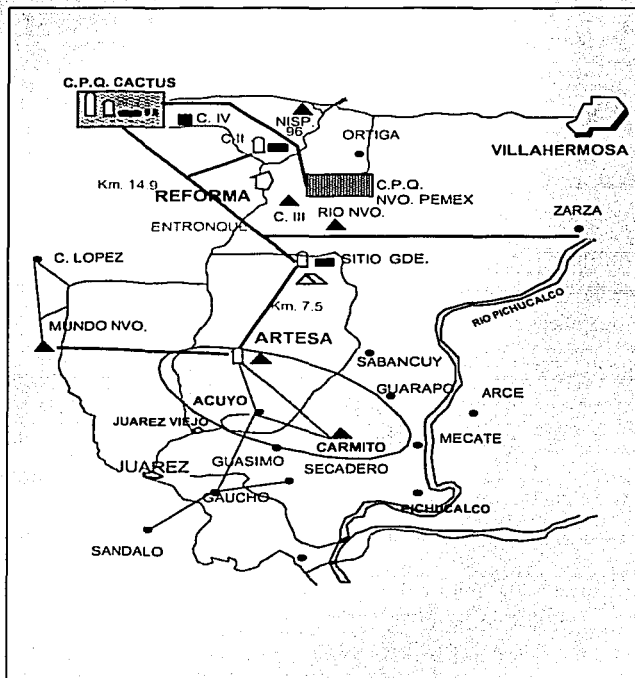


Fig. 9.1 Localización del Campo Artesa

El campo Artesa se descubrió mediante la perforación del pozo Artesa-1, que se terminó como productor de aceite y gas en agosto de 1977 en rocas carbonatadas del Cretácico Medio, en el intervalo 3,440-3,500 mbmr, con una producción inicial de 7,758 BPD de aceite y 10 MMPCD de gas, cuya cima se encuentra a 3,395 mbmr, con una presión inicial de 388 Kg/cm². Este pozo cortó además formaciones del Cretácico Inferior a 4,171 mbmr y alcanzó una profundidad de 4,644 mbmr.

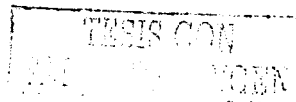
El campo cuenta con 7 pozos que han sido productores en formaciones carbonatadas (1, 3, 5-A, 13, 15, 21 y 22), así como 3 cuyo objetivo son formaciones terrígenas del Terciario (3, 35 y 353). Actualmente se encuentran en operación los pozos: 3 y 22 en el Cretácico Medio y el pozo 35 en el Terciario.

La producción acumulada en el Mesozoico es de 33.98 MMBLS de aceite y 48.815 MMMPC de gas a abril del 2002 y la producción acumulada en el Terciario es de 3.004 MMBLS de aceite y 3.846 MMMPC de gas.

La columna geológica del campo está representada por formaciones carbonatadas del Cretácico Medio, que subyacen discordantemente a una brecha compacta de poco espesor de edad Cretácico Superior en la parte sur del campo, mientras que el área restante corresponde a formaciones terrígenas de edad Eoceno, lo cual indica procesos de erosión considerables. El espesor total del Cretácico Medio cortado por el pozo A-1 es de 776 m.

Sobre la base de marcas dadas por registros geofísicos de pozos y a propiedades petrofísicas observadas cualitativamente, la columna se dividió en 10 unidades estratigráficas, denominadas de la cima a la base: A, B, C, D, E, F,G,H, I y J. Debido precisamente a los procesos de erosión, la unidad A se encuentra únicamente en el pozo A-41, mientras que la unidad B, muestra variaciones de espesor. Las demás unidades están presentes en todos los pozos.

En la columna se presentan intervalos con valores muy bajos de porosidad (menor a 1 %). Sin embargo, debido al fracturamiento y a la historia de producción de los pozos,



se considera como una sola acumulación vertical, a pesar de las unidades preferenciales de flujo que puedan existir por las variaciones petrofísicas.

Por medio de estudios de láminas delgadas, se identificó que la porosidad corresponde principalmente a secundaria, observándose en microfracturas con disolución y parcialmente selladas por calcita espática e hidrocarburos, en cavidades de disolución.

El campo Artesa se localiza en una estructura anticlinal asimétrica, con orientación NO-SE, seccionada por dos sistemas de fallas. La primera es de tipo inverso paralela al eje de la estructura anticlinal y la segunda de tipo normal perpendicular, con rumbo NE-SO.

Sobre la base de análisis de núcleos, se reconoció fracturamiento y microfracturamiento con distribución muy heterogénea, tanto en sentido vertical como horizontal. No obstante la heterogeneidad, los sistemas de fracturas se conservan en ambos sentidos, vertical y lateral, lo que nos ayuda a definir su distribución y tendencia.

Para el estudio de caracterización dinámica del Campo Artesa a través de datos de presión, se cuenta con información de pruebas de presión registradas en formaciones carbonatadas del Cretácico Medio. De las pruebas analizadas se observa en general una tendencia a presión constante en la derivada a tiempos largos, lo cual puede ser asociado a la presencia de un acuífero.

De los resultados obtenidos se pueden observar valores de permeabilidad muy bajos inclusive del orden a 1 md. Lo anterior hace pensar en la constitución de un medio predominantemente dominado por una matriz compacta influenciada en términos relativos por efectos de fracturas y microfracturas, los cuales están apoyados por el estudio de núcleos y de registros geofísicos de pozos.

Del análisis de la historia de producción, se puede dilucidar que en la mayoría de los pozos del campo, la producción de aceite proviene de fracturas, en el cual la primera etapa productiva fue debida a la expansión del sistema roca-fluido bajo altos ritmos de extracción, producción que se vio substancialmente reducida debido a la canalización

abrupta de agua principalmente a través de zonas de alta conductividad o fracturas, causando un incremento en los valores de saturación de agua, la cual en etapas actuales de producción ha sido relativamente controlada con gastos de producción de aceite bajos y alta producción de agua.

De acuerdo a la historia de producción, se manifiesta un incremento en la producción de agua, la cual proviene del acuífero, el análisis de pruebas de pozos y al fracturamiento que se presenta en la columna en estudio, los intervalos que se presentan aún con muy baja porosidad (menor a 1 %) no pueden considerarse en su totalidad como barreras o zonas impermeables. Por lo tanto, el aceite se localiza en una sola acumulación y correspondería a una trampa combinada, estratigráfica y principalmente estructural.

Se considera como límite superior, la brecha calcárea compacta del Cretácico Superior al sur del campo y la formación arcillosa del Eoceno en el área restante. El límite inferior de la acumulación de hidrocarburos está dado por un acuífero a la profundidad de 3,783 mbnm, mientras que el contacto probable entre la zona de aceite y aceite viscoso se tiene a 3,624 mbnm.

Combinando la poca información arrojada del análisis e interpretación de pruebas de presión, de la historia de producción de aceite y agua y del análisis de núcleos y láminas delgadas en microscopio, se puede establecer un posible modelo idealizado del Campo Artesa. En general se delinea un medio predominantemente fracturado, con presencia mínima de porosidad en la matriz. En este caso, el medio fracturado es caracterizado por la presencia de fracturas de poca longitud y abertura, y de microfracturas sin conexión directa hacia los pozos e inmersas en un medio (matriz) de baja permeabilidad y baja capacidad de almacenamiento, en la cual es casi imposible visualizar la posible transferencia de flujo entre matriz y fractura. Cabe señalar que en estos términos, tampoco se descarta la posibilidad que en ciertas zonas del campo el medio se esté comportando de acuerdo a un modelo de doble porosidad, principalmente en los pozos donde actualmente se tiene producción.

De acuerdo a los valores tan bajos de permeabilidad determinados de pruebas de presión y a la irrupción tan drástica del agua asociada al acuífero, se puede decir que muy probablemente estas fracturas, principalmente verticales, tienen conducción hacia los pozos por medio de redes de microfracturas; ya que de otra forma los valores de permeabilidad serían relativamente mayores. Cabe hacer mención que en etapas tempranas en la producción de este campo, el conjunto de fracturas y microfracturas funcionaron como verdaderos canales de flujo hasta el vaciamiento de las mismas, para pasar después a la irrupción drástica del agua debido a la canalización tan fuerte del agua (del acuífero y de inyección) hacia los pozos con la subsecuente reducción de la producción de aceite debido a la alta saturación de agua en las fracturas principales.

La porosidad, en general, es secundaria, llegándose a presentar en cámaras de microfósiles. En el Cretácico Medio varía de 1.48 a 5.92 %, mientras que la permeabilidad de 1.0 a 87.6 md. En la tabla 9.1 se presenta un resumen de las características principales del campos Artesa:

Datos generales del Campo Artesa	
Tipo de fluido	Aceite negro
Espesor neto impregnado	86.6 m
Reserva original de aceite	70.35 MMBLS
Reserva remanente de aceite	38.34 MMBLS
Reserva original de gas	56.44 MMMPC
Reserva remanente de gas	8.86 MMMPC
Densidad del aceite	27 °API
Producción de aceite por pozo	500 B/D
Producción de gas por pozo	0.5 MMPCD
Relación gas-aceite por pozo	180 m ³ /m ³
Presión inicial del yacimiento	388 Kg/cm ²
Presión actual	308 Kg/cm ²
Presión de saturación	293 Kg/cm ²
Profundidad promedio	2,550 mbmr

Tabla 9.1 Características principales, Campo Artesa

Hoy en día uno de los grandes problemas que afronta la industria petrolera nacional, es incrementar o mantener sus niveles actuales de producción de crudo. Bajo esta perspectiva, considerando en primer término que en general las recuperaciones de crudo son bajas y consecuentemente las cantidades remanentes en los yacimientos son altas, en algunos casos superiores al 60 % del volumen original, resulta especialmente atractiva la aplicación de alguno de los procesos de recuperación mejorada.

Bajo este panorama, se procedió a la determinación mediante trabajo experimental en el laboratorio, de la factibilidad técnica de aplicar un proceso de recuperación mejorada mediante la inyección de gas al campo Artesa, para lo cual se tiene contemplado emplear el gas producido por el campo Carmito, que tiene un alto contenido de CO₂.

Como primer paso, se desarrolló el muestreo de fluidos de los campos de interés. Se encontró que la producción del campo Artesa provenía de 5 pozos, 15, 21, 22, 35 y 353, localizándose los tres primeros en el Cretácico Medio (KM) a una profundidad de 3,550 m, y los últimos en el terciario, a una profundidad de 2,013 m. Con el propósito de tener una mejor caracterización del crudo, se decidió tomar muestras de fondo de ambos horizontes productores, para lo cual se seleccionaron los pozos 21 y 353. En lo que se refiere al gas del campo Carmito, se decidió tomarlo directamente de la batería de separación.

En diciembre de 1995 fueron tomadas las primeras muestras de fluidos, las cuales fueron enviadas al laboratorio para los análisis PVT composicionales correspondientes. Una vez concluida la caracterización de fluidos, se procedió a efectuar las pruebas de desplazamiento en tubo delgado, para determinar la presión mínima de miscibilidad (PMM).

En la Tabla 9.2 se presenta un resumen de la información referente al muestreo de fluidos.

	Pozo 353	Pozo 21
Fecha	26/DIC/95 al 3/ENE/96	20/FEB/96
Profundidad	2,013 mbMR	3,503 MbMR
Estado del pozo	CERRADO	CERRADO
Intervalo productor	2,000-2,027 M	3,476-3,530
Temperatura Máxima	127 °C	110 °C
Relación Gas-Aceite actual		340 m ³ /m ³
Presión Inicial		387 Kg/cm ²
Presión actual (Enero/95)	162 kg/cm ²	306.8 kg/cm ²
Densidad del aceite (@ a c.e.)	0.8995 g/cc	0.906 g/cc
Producción de aceite		41 m ³ /d

Tabla 9.2 Datos generales de pozos muestreados, Campo Artesa

De los datos recibidos de los pozos muestreados, se observa un comportamiento anormal de la temperatura, ya que es menor en el intervalo productor menos profundo (terciario), alcanzando una diferencia hasta de 17 °C (110 °C contra 127 °C). En lo que se refiere a la presión, que está muy relacionada con la profundidad, se observa una diferencia hasta de 145 Kg/cm² entre ambos intervalos productores, (306.8 Kg/cm² en Mesozoico contra 162 Kg/cm² en Terciario)

Considerando que la diferencia en la profundidad media llega a ser hasta de 1,490 m y que la diferencia en presiones y temperaturas es considerable, es posible deducir que si existe comunicación entre los intervalos productores ésta es muy pobre, y que prácticamente se pueden tratar como bloques independientes, aún cuando sus propiedades pudieran ser parecidas.

Para el desarrollo de esta primera etapa experimental, se recibieron en total 40 litros de gas del campo Carmito que fue muestreado a condiciones del separador, es decir 22 Kg/cm² de presión y temperatura ambiente (25 °C).



Del total de muestras tomadas del pozo 353 (seis botellas), sólo dos cumplieron con las condiciones de muestreo especificadas, por lo que el volumen efectivo disponible para caracterización y pruebas de desplazamiento fue de aproximadamente 800 ml. En la Tabla 9.3 se presenta información PVT del pozo 353 y del campo Carmito⁴⁰.

	Crudo Artesa pozo 353 (% mol)	Gas de separador Carmito (% mol)
Nitrógeno	0.360	4.321
Bióxido de Carbono	2.502	67.391
Acido Sulfhídrico	0	0.343
Metano	32.34	21.586
Etano	7.018	3.605
Propano	2.434	1.683
Isobutano	1.282	0.201
Butano Normal	1.096	0.437
Isopentano	1.45	0.12
Pentano Normal	0.838	0.103
Hexanos	3.367	0.21
Heptanos	47.313	
Total	100	100
Peso Molecular Aparente	574.89	37.017
Presión Pseudocrítica (psi)		934.15
Temperatura Pseudocrítica (° R)		495.34
Densidad Relativa (Aire =1)		1.278
Densidad (g/cm ³)	0.8959	

Tabla 9.3. Composiciones de crudo, Artesa 353 y gas del Campo Carmito

De acuerdo a la literatura, el alto contenido en componentes intermedios, C₅-C₃₀, es favorable para un proceso miscible; sin embargo debido al alto porcentaje de metano, se esperan efectos adversos sobre la presión mínima de miscibilidad.

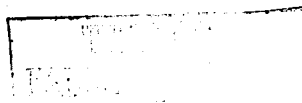
9.2. Determinación de la PMM mediante correlaciones al inyectar CO₂ al fluido del pozo Artesa-353

Aún cuando todavía existe cierto grado de incertidumbre desde la definición precisa hasta la determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad en los procesos miscibles, en términos generales se reconoce que las eficiencias de recuperación de aceite son superiores cuando se alcanza la miscibilidad.

Debido a que en términos generales se considera que los desplazamientos en tubo delgado son la técnica experimental más aproximada para determinar éste parámetro y que por otra parte consumen una gran cantidad de tiempo, comúnmente se emplean distintos métodos para estimar la PMM. Es importante señalar que lo anterior permite ahorrar algunos puntos experimentales; sin embargo no se recomienda de ninguna manera sustituir la experimentación.

Con objeto de estimar el rango en que se localiza la PMM, se emplearon correlaciones ampliamente conocidas en la literatura. Cabe aclarar que aún cuando éstas fueron desarrolladas para CO₂ puro, se pueden emplear como una primera aproximación. En términos generales, mientras menor información se emplea para una correlación, mayor será el grado de incertidumbre. De acuerdo a la información requerida, se clasifican estas correlaciones de la siguiente manera:

- ◆ Holm & Josendal I y II. (Requiere de la fracción molar del C₅-C₃₀ y la temperatura de interés)
- ◆ Yellig & Metcalfe. (Requiere solamente la temperatura del yacimiento)
- ◆ Presión de Vapor Extrapolada (EVP). (Requiere solamente de la temperatura del Yacimiento)
- ◆ Orr & Silva. (Requiere de la información sobre composición del crudo hasta C₃₇₊ y de la temperatura del yacimiento)
- ◆ Sebastian examinó el efecto sobre la PMM de impurezas arriba del 55 % mol en el gas de inyección rico en CO₂ (se basa en la temperatura pseudocrítica promedio del gas (T_{cM}) y la PMM del CO₂).



De la correlación de Holm & Josendal, para la temperatura y peso molecular de la fracción C_{5+} , del crudo Artesa ($MW=304.5$), se observa que la escala no es suficiente, por lo que no es posible estimar la PMM. Del empleo de una segunda correlación de los mismos autores, para una densidad del CO_2 de 0.72 g/cm^3 , se obtiene de la extrapolación de las curvas de densidad, un valor de $5,857 \text{ psi}$ (412 Kg/cm^2) para $T = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ y $6,714 \text{ psi}$ para $127 \text{ }^\circ\text{C}$.

Empleando la correlación de Yellig & Metcalfe, para 110 y $127 \text{ }^\circ\text{C}$ se tienen respectivamente $2,810$ y $3,141 \text{ psi}$ (197.6 y 220.8) para la PMM.

De la ecuación propuesta para la extrapolación de la presión de vapor (EVP) se tiene lo siguiente:

$$EVP = 14.7 \exp \left[\frac{-2015}{273.15 + T} + 10.91 \right]$$

Donde T es la temperatura de interés, para nuestro caso 110 y $127 \text{ }^\circ\text{C}$. Empleando la ecuación anterior, se tiene respectivamente para las temperaturas mencionadas valores de $4,183$ y $5,230 \text{ psi}$ (294 y 367.8 Kg/cm^2) para la PMM.

De la correlación de Orr y Silva, para la información de la fracción mol disponible, se tiene:

$$F = \sum_2^{37} Kiwi$$

donde w_i es la fracción mol de cada componente y K es un factor que se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\log Ki = -0.0418i + 0.761$$

Para el crudo Artesa se obtuvo un valor de F de 1.0711 . Con este valor se calculó la densidad del CO_2 requerida para alcanzar la miscibilidad de la siguiente relación:

$$\rho_{PMM} = -0.542F + 1.189$$

Obteniendo un valor de 0.6704 gr/cm³. Para este valor de densidad, con el valor calculado para F y la temperatura de interés se obtienen valores de 4,960 y 5,745 psi (348.8 y 404 Kg/cm²) para la PMM.

De la correlación de Sebastian:

$$T_{cM} = \sum_i x_i T_{ci}$$

donde x_i es la fracción mol del componente y T_{ci} es la temperatura crítica del componente i .

$$\begin{aligned} (pm)_{\min} / (pm)_{\text{puro}} = & 1.0 - 2.13 \times 10^{-2} (T_{cM} - 304.2) + 2.51 \times 10^{-4} (T_{cM} - 304.2)^2 \\ & - 2.35 \times 10^{-7} (T_{cM} - 304.2)^3 \end{aligned}$$

donde $(pm)_{\min}$ es la PMM del CO₂ impuro y $(pm)_{\text{puro}}$ es la PMM del CO₂ puro para el mismo aceite y la misma temperatura

Para el crudo del Campo Artesa se obtuvo un valor de $T_{cM} = 1.762$ y 2.191 para las temperaturas de 110 y 127 °C respectivamente. Para estos valores de T_{cM} y considerando las PMM obtenidas con la correlación de Yellig y Metcalfe como las PMM del CO₂ puro, se obtienen PMM del CO₂ impuro de 348 Kg/cm² y 484 Kg/cm².

La Tabla 9.4 presenta un resumen de los valores obtenidos para la PMM con las correlaciones mencionadas.

Correlación	PMM (Kg/cm ²)	
	T = 110 °C	T = 127 °C
Holm y Josendal	411.80	472.05
Yellig y Metcalfe	197.57	220.84
EVP	294.10	367.71
Orr y Silva	348.80	403.92
Sebastian	384	484

Tabla 9.4 PMM determinada mediante correlaciones

De las correlaciones empleadas se puede decir, por la cantidad de información requerida, que la de Orr y Silva y la de Sebastian deberían ser las más confiables. De cualquier forma, el rango de valores es muy amplio (superior a 1,500 psi), lo que implica una gran incertidumbre. De lo anterior se observa, que se justifica ampliamente el trabajo experimental.

9.3. Determinación experimental de la PMM al inyectar CO₂ al crudo del pozo Artesa-353⁴⁰

De los métodos experimentales existentes hasta la fecha para determinar la presión mínima de miscibilidad (PMM), el que se sigue aceptando como estándar es el de desplazamiento en tubo delgado. Se considera además que esta técnica proporciona información valiosa sobre el comportamiento de fase dinámico de los fluidos en estudio.

Aunque no existe aún una norma establecida sobre las características de la celda experimental para determinar la presión mínima de miscibilidad, se considera en términos generales que debe ser lo suficientemente largo para permitir que se establezca el flujo y evitar efectos de extremo (6 a 20 m). En cuanto al diámetro, se considera que debe ser pequeño para minimizar la digitización y efectos gravitacionales. El material de empaque que más comúnmente se emplea es la arena silícica, aún cuando el tamaño de la misma puede ser muy variable. Para el campo Artesa, la celda experimental empleada tiene una longitud de 600 cm, con un diámetro interno de 0.635 cm. El material empleado para el

empaquete fue arena silícica tipo Ottawa, malla 80-100, con un tamaño medio de grano de 0.177 mm.

Para la calibración del sistema en forma integral se efectuó una corrida en blanco, es decir, para unas condiciones establecidas de presión y temperatura, se realizó un desplazamiento completo, con la única diferencia que no se tiene celda experimental, de esta forma se evalúan los volúmenes que no intervienen en el cálculo de la recuperación final de hidrocarburos y en general el comportamiento de parámetros que intervienen en la corrida experimental.

Una vez calibrado el sistema de desplazamiento, se montaron los cilindros contenedores de los fluidos de prueba, para el caso en cuestión fue aceite de los pozos 353 y 21 (campo Artesa) y gas producido por el campo Carmito. Debe recalarse la importancia de un manejo adecuado de los fluidos, ya que para el caso del aceite, la presión debe mantenerse por encima del valor de la presión de saturación (184 Kg/cm^2), de lo contrario se separará el gas que se encuentra en solución.

El siguiente paso consistió en saturar la celda experimental con el aceite residente, para lo cual primeramente se evacuó el aire mediante una bomba de vacío durante una hora. Para evitar la separación de la fase gaseosa del aceite durante el llenado de las líneas del sistema de desplazamiento, se decidió saturar previamente con un gas inerte (N_2), con lo cual se estabilizó la diferencial de presión y se llevó a las condiciones de presión y temperatura seleccionadas. Posteriormente se procedió a saturar la celda experimental al 100 % con el aceite de prueba, para lo cual se inyectaron de dos a tres volúmenes porosos ($160 \text{ a } 210 \text{ cm}^3$).

Al tiempo que se saturó la celda con el crudo de interés, se procedió a la presurización del gas de inyección al valor programado, lo cual se efectuó en varias etapas, ya que las muestras de gas se tomaron a presiones bajas (22 Kg/cm^2). El siguiente paso, considerado como el de mayor interés, consistió en el desplazamiento de aceite por la inyección de gas, durante lo cual se llevó un registro periódico de los parámetros experimentales (presiones, volúmenes recuperados y temperatura). La parte final de la prueba se alcanza cuando el flujo fraccional de gas en el efluente es

prácticamente igual a uno, lo cual equivale en consecuencia a que la producción de aceite sea muy próxima a cero. Finalmente se despresurizó el sistema, se bajó la temperatura y se procedió a efectuar la limpieza con un solvente (comúnmente tolueno).

9.3.1. Resultados experimentales⁴⁰

Se efectuaron cinco corridas experimentales cubriendo un rango de presiones de 3,000 a 5,000 psi. A excepción de la primera prueba, en la que se manejo una temperatura de 110 °C, en las restantes se mantuvieron constantes la temperatura y ritmo de inyección en 127 °C y 10 cm³/hr, respectivamente. Para las primeras pruebas se empleó crudo del pozo Artesa 353 y para las pruebas restantes se empleó crudo del pozo Artesa 21. Para las pruebas efectuadas a 3,000, 3,300, 4,000, 4,500 y 5,000 psi el surgimiento del gas se presentó a 0.754, 0.827, 0.856, 0.9516 y 1.00 volúmenes porosos inyectados. Los resultados de estas pruebas se presentan en la Fig. 9.2

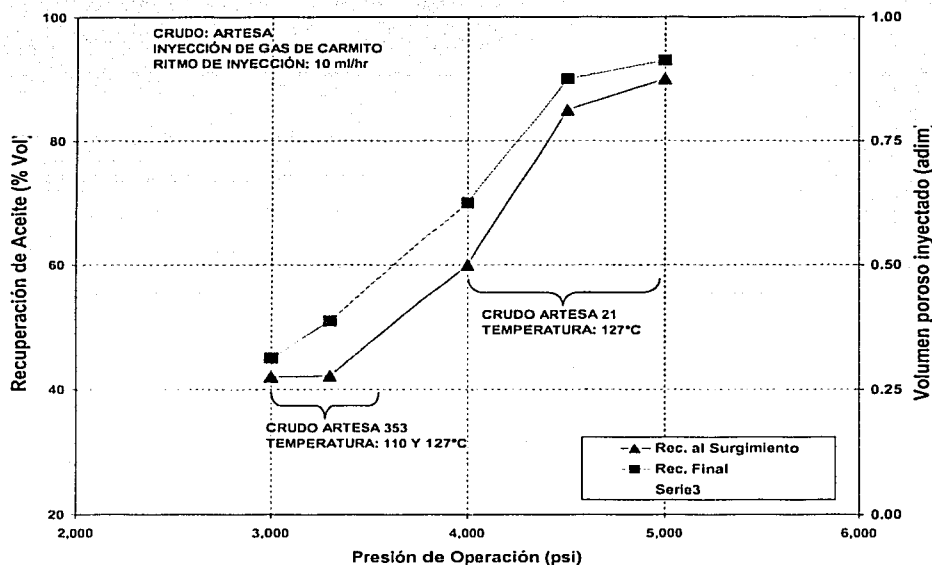


Fig. 9.2 Resultados experimentales de la prueba de desplazamiento

La Figura 9.2 presenta las recuperaciones de aceite para el rango de presiones manejado en la experimentación. De un análisis comparativo de la misma, se observa en general que las recuperaciones obtenidas (al surgimiento) para las pruebas efectuadas a presiones menores a 4,500 psi (316.5 Kg/cm²), son bajas, variando de 44.8 a 60.6 % del volumen de aceite inicial. Para las pruebas realizadas a presiones de 4,500 y 5,000 psi (316.5 y 351.6 Kg/cm²), las recuperaciones al surgimiento son de 84.9 y 86.4 % respectivamente.

De lo anterior se observa que el incremento más fuerte en cuanto a recuperación, se presenta al pasar de 4,000 a 4,500 psi (281 a 316.5 Kg/cm²) y que un incremento posterior de la misma magnitud, 4,500 a 5,000 psi (316.5 a 351.6 Kg/cm²), prácticamente no produce cambios sustanciales, lo que indica que se está en las proximidades del valor máximo de recuperación de aceite.

Continuando con el análisis de la curva de recuperaciones, de acuerdo con la definición de Johnson y Pollin para la PMM, se observa que el cambio en la pendiente de la curva se presenta aproximadamente a 4,500 psi (316.5 Kg/cm²), presión que garantiza que el desplazamiento de fluidos se desarrollará en forma miscible, con las máximas eficiencias de recuperación.

Es necesario considerar que el intervalo determinado para la presión mínima de miscibilidad (PMM), corresponde a la composición presentada del gas del campo Carmito, que como se sabe de literatura por el alto contenido de contaminantes (metano principalmente), debe ser mayor que cuando se utiliza el CO₂, puro, por lo que se puede considerar como una alternativa posible, la separación del gas, con el propósito de inyectar únicamente el CO₂.

9.4. Caracterización de los fluidos del Pozo Artesa-22

Con objeto de validar el comportamiento de las propiedades PVT con la profundidad obtenida experimentalmente, se realizó la caracterización de los fluidos del pozo Artesa-22 con el paquete PVTi del simulador Eclipse 300, en la tabla 9.5 se muestra la composición del aceite, además de presentar otras propiedades de interés que se usan como datos en el cálculo de la PMM.

Composición del fluido original a 112 °C pozo Artesa-22	
Componente	% Mol
Nitrógeno	0.389
Bióxido de Carbono	2.587
Acido Sulfhídrico	0.000
Metano	43.275
Etano	8.107
Propano	5.340
Isobutano	0.998
Butano Normal	3.920
Isopentano	1.055
Pentano Normal	1.200
Hexanos	2.957
Héptanos y más pesados	30.172
Total	100

Tabla 9.5 Composición del aceite, Pozo Artesa-22

Peso Molecular de los héptanos y más pesados	= 263
Peso Molecular promedio del aceite	= 22.663
% molar del etano al hexano	= 23.577
% molar del etano al pentano	= 20.62
Densidad del aceite °API	= 27
Densidad de la fracción de C ₇₊ (gr/cm ³)	= 0.8950

Los principales resultados de la regresión se resumen a continuación:

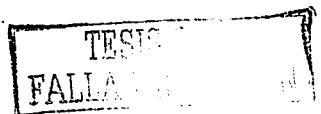
	Reportada	Simulada
Artesa-22		
Psat (Kg/cm ²)	293.10	290.30
Rs (m ³ /m ³)	170.17	171.82
Bo (m ³ /m ³)	1.572	1.6075
Rs (m ³ /m ³) (Seps)	170	146

Tabla 9.6 Resultados de la regresión

9.4.1 Caracterización de los fluidos del pozo Artesa-22 utilizando datos de un PVT convencional

Se efectuó la caracterización de los fluidos utilizando todos los componentes hasta C₇₊, considerando como variables de regresión la Pc del C₇₊, ω_a , ω_b , Pc, Tc, VvcritV del C₇₊, y los coeficientes de interacción binaria de los componentes C₁ y C₇₊ y CO₂, C₇₊. La calidad de la regresión fue aceptable, ya que se obtuvieron errores de menos del 5 % casi en todos los parámetros revisados. Los resultados obtenidos se presentan en las Fig's de la 9.7 a la 9.14.

La Fig. 9.7 presenta la variación en el comportamiento del volumen relativo de los datos obtenidos con la ecuación de estado respecto de los datos reportados por el laboratorio, para el PVT del pozo Artesa-22. Para propósitos prácticos el ajuste se considera aceptable.



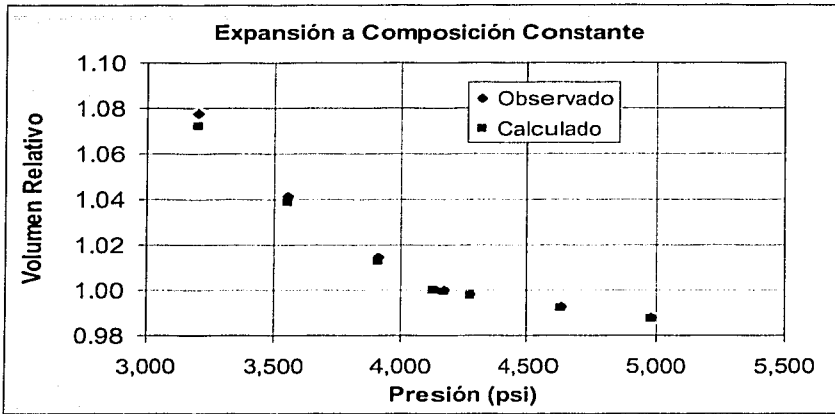


Fig. 9.7 Variación del comportamiento del volumen relativo

El ajuste de la densidad se presenta en la Fig. 9.8, el cual se puede considerar bueno ya que las diferencias estuvieron en los rangos de error esperados de los datos de laboratorio.

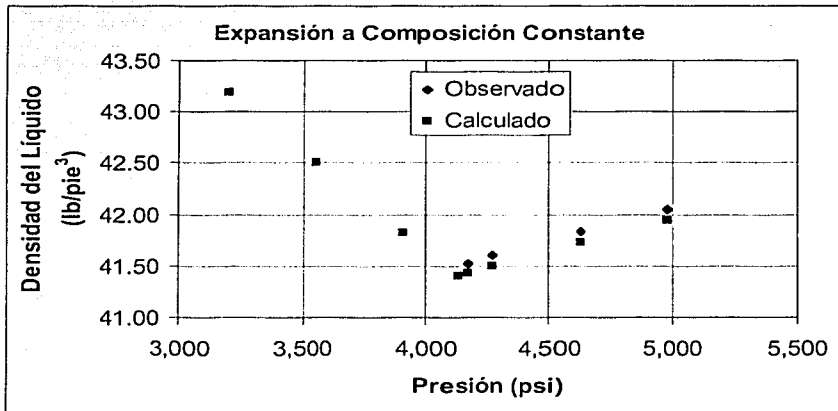


Fig. 9.8 Comparación de los datos de densidad

La Fig. 9.9 muestra la comparación de los valores de viscosidad, y para propósitos prácticos, se puede considerar que el ajuste es bueno.

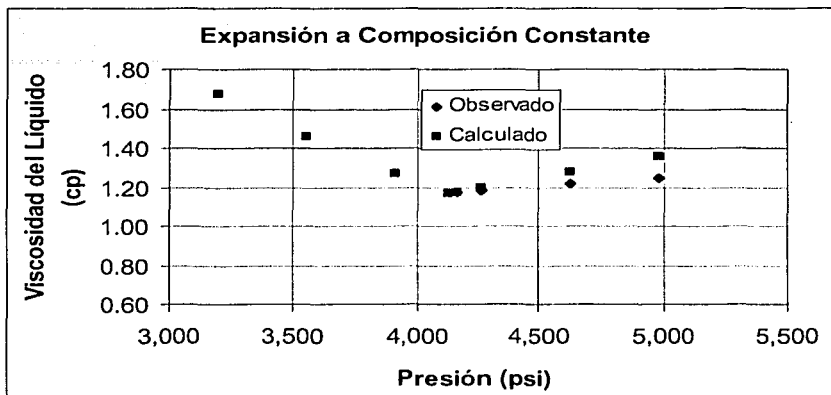


Fig. 9.9 Comparación de los datos de viscosidad

En las Fig's. 9.10 a la 9.14 se presenta la variación del comportamiento de la densidad del líquido, relación de solubilidad, factor de volumen del aceite, factor Z del vapor y la viscosidad del líquido, respectivamente, obtenidos para el experimento de separación diferencial. Para propósitos prácticos se consideró que se obtuvo un buen ajuste de los parámetros mencionados.

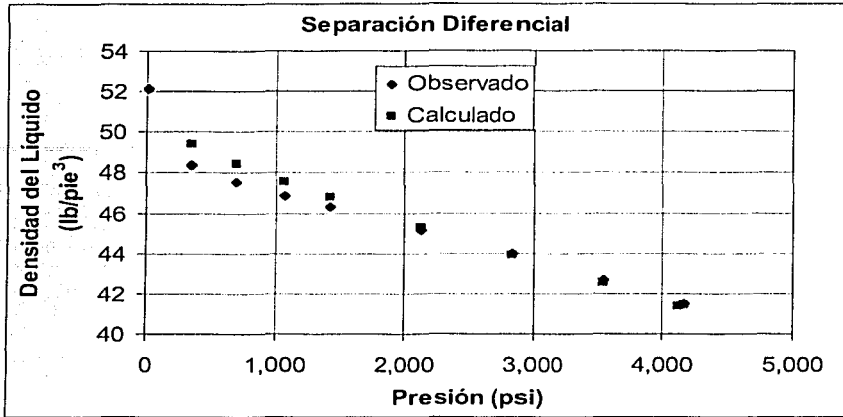


Fig. 9.10 Comparación de la densidad del líquido

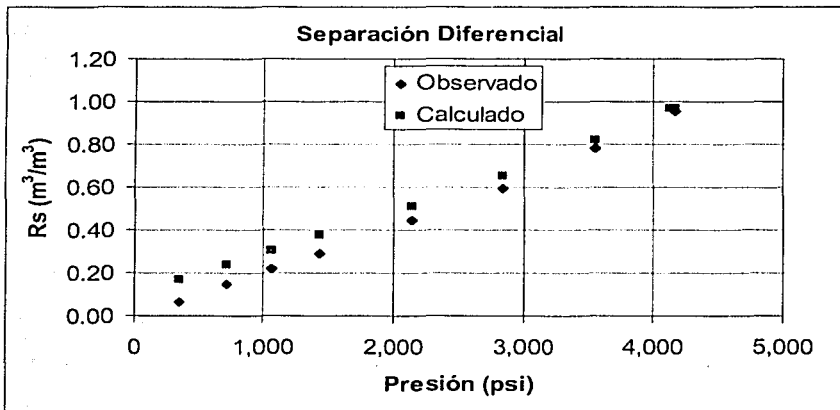


Fig. 9.11 Comparación de la relación de solubilidad

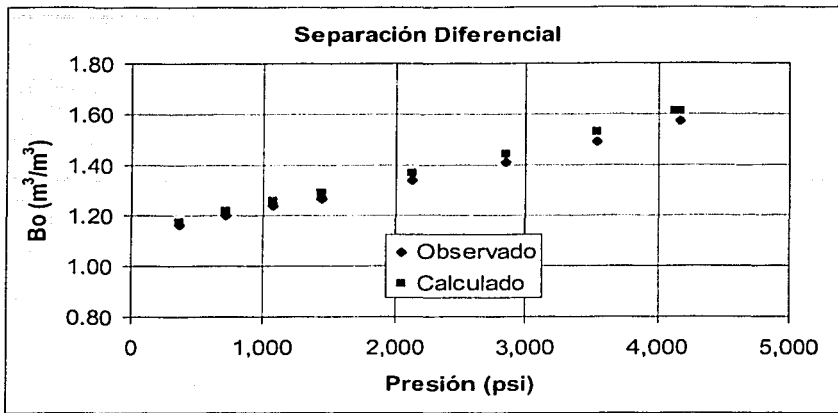


Fig. 9.12 Comparación del factor de volumen del aceite

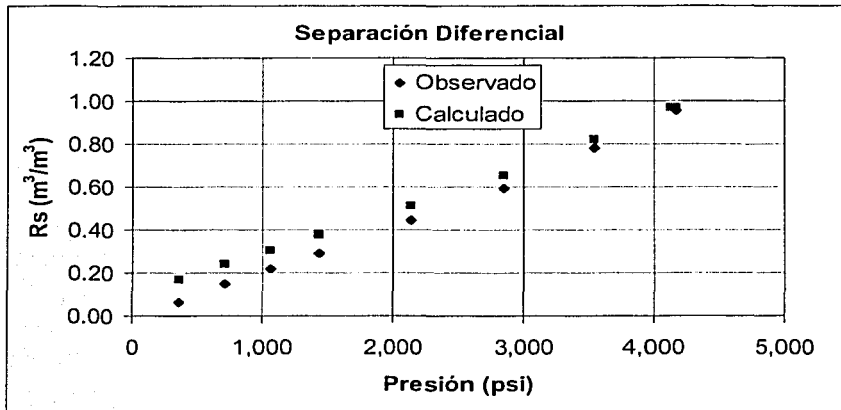


Fig. 9.13 Comparación del factor Z del vapor

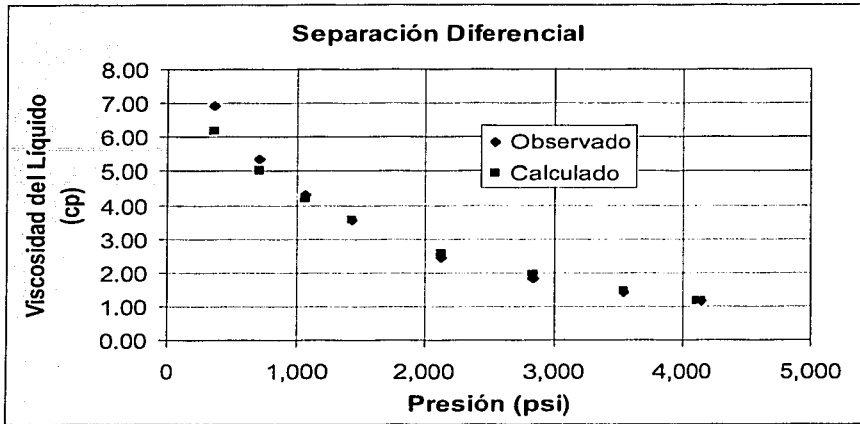


Fig. 9.14 Comparación de la viscosidad del líquido

9.4.2 Simulación de la PMM obtenida cuando se inyecta bióxido de carbono al crudo del pozo Artesa-22

Después de efectuada la regresión basada en la ecuación de estado se simularon los experimentos de Miscibilidad al Primer Contacto y Miscibilidad por Contacto Múltiple, con el Simulador PVTi del Eclipse 300, tomando la composición de la muestra del pozo Artesa-22, Tabla 9.5, cuya presión de saturación fue de 293 Kg/cm² a una temperatura de 112 °C, obteniéndose las propiedades siguientes:

Propiedades del Aceite	Miscibilidad de Primer Contacto	Miscibilidad de Múltiple Contacto
PMM (Kg/cm ²)	327	327
Peso Molecular	57.9704	57.9232
z-factor	0.8647	0.8641
Viscosidad (cp)	0.0998	0.0996
Densidad (gr/cm ³)	0.6740	0.6739
Volumen Molar	1.3784	1.3774

Tabla 9.7 Resultados de los experimentos de miscibilidad de primer contacto y contacto múltiple

Con ambos experimentos, Presión Mínima al Primer Contacto, y por Contacto Múltiple se puede observar que se tiene el mismo valor.

CAPÍTULO 10

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

10.1. Comparación de las PMM obtenidas mediante correlaciones, experimentos de laboratorio y con la ecuación de estado

En esta sección se discute la factibilidad de aplicar un proceso de desplazamiento miscible mediante la inyección de N_2 o de CO_2 , a los campos revisados en los capítulos anteriores, con base a los resultados obtenidos del cálculo de la presión mínima de miscibilidad, comparando los valores obtenidos mediante correlaciones, los que se obtuvieron del ajuste de la ecuación de estado y los obtenidos experimentalmente en los campos que cuentan con esta información.

10.1.1. Fluidos del Campo Chuc

10.1.1.1. Breve descripción

En el caso del campo Chuc, se discute la factibilidad de inyectar gas mediante un desplazamiento miscible con base en los resultados obtenidos de la determinación de la PMM de los pozos Chuc-11 y 62, los cuales se consideraron representativos de los bloques este y oeste respectivamente. La PMM se determinó utilizando las principales correlaciones publicadas en la literatura y utilizando el ajuste de la ecuación de estado de los PVT correspondientes. Una limitante importante en el caso del campo Chuc, es que no se cuenta con datos de laboratorio de la PMM, por lo que se recomienda programar una prueba de desplazamiento en tubo delgado, para poder comparar los valores obtenidos mediante correlaciones y la ecuación de estado, para así determinar su utilidad.

Además de presentar los resultados de los pozos Chuc-11 y 62, se utilizó la información de la composición de los pozos Chuc-21 y 43 para contar con más resultados

de la determinación de la presión mínima de miscibilidad; los pozos 21 y 43 corresponden al bloque este del campo Chuc.

De acuerdo a las características del campo Chuc, se consideró importante estudiar el proceso de desplazamiento miscible del aceite (DMA), debido a que es el único proceso que permite recuperar la mayor parte del aceite remanente de un yacimiento siempre que el volumen del mismo se ponga en contacto con el fluido inyectado, incrementando así la cantidad de aceite extraído.

La aplicación de un desplazamiento miscible mediante la inyección de N_2 puede proporcionar considerables ventajas y resultados muy satisfactorios cuando existen condiciones favorables a su aplicación. Al respecto es conveniente puntualizar lo siguiente:

Para establecer un proceso de gas vaporizante que favorezca el desarrollo de condiciones de miscibilidad en un proceso de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno se requiere de la existencia en el aceite de una cantidad apreciable de componentes intermedios (C_2-C_6), los cuales son vaporizados por el N_2 , requiriéndose de contactos múltiples para generar un frente miscible, así como temperaturas y presiones adecuadas.

En los capítulos anteriores se analizaron las condiciones que permiten practicar con ventaja el DMA mediante la inyección de N_2 . Se definió la presión mínima para alcanzar la miscibilidad y se presentó el estado del arte de las principales correlaciones propuestas en la literatura para su determinación.

Los hidrocarburos del campo Chuc tienen en promedio 27 % mole de componentes intermedios y la temperatura del yacimiento es de 138 °C, condiciones que parecerían favorables para alcanzar condiciones de miscibilidad, el problema aquí es que se requiere altas presiones para alcanzar esa condición.

10.1.1.2. Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Chuc



En la Tabla 10.1 se presentan los resultados obtenidos de la PMM mediante la aplicación de las correlaciones revisadas previamente al aceite del campo Chuc, utilizando la información PVT de los pozos Chuc-11, 21, 43 y 62.

Determinación de la PMM (Kg/cm²) mediante correlaciones, utilizando N₂ como gas desplazante				
	Campo Chuc			
Pozo	11	21	43	62
Firoozabadi y Azis	355	375	371	385
Hudgins	302	299	297	313
Glaso	359	365	370	412
Hanssen	351	367	365	377
Sebastian y Lawrence	363	377	377	420
Promedio	346	357	356	381
Promedio de correlaciones	360			

Tabla 10.1. Determinación de la PMM mediante correlaciones, Campo Chuc

De acuerdo a los resultados obtenidos, en principio se considera, y sólo en caso de confirmarse experimentalmente los valores de PMM obtenidos en este trabajo, que el campo Chuc no presenta condiciones favorables para la aplicación de un proceso de desplazamiento miscible mediante la inyección de N₂, ya que de los resultados de PMM obtenidos (360 Kg/cm² en promedio), comparada con la condición actual de la presión del yacimiento (253 y 238 Kg/cm², para los bloques este y oeste respectivamente) indica que se necesitaría alcanzar una presión muy elevada para poder obtener condiciones de miscibilidad, tomando en cuenta que la presión inicial de este campo fue de 399 Kg/cm².

Para la calibración de la ecuación de estado se utilizaron los experimentos de laboratorio convencionales realizados por el IMP. Además se incluyen experimentos de

hinchamiento considerando los casos de 10 y 20 % de inyección de N₂. En el Capítulo 6 se presentaron los resultados de la regresión para el análisis composicional de los pozos Chuc-11 y 62, además de los estudios de hinchamiento considerando inyección de 10 y 20 % de N₂ en el pozo Chuc-62. Adicionalmente se presentan resultados obtenidos de la calibración de la ecuación de estado de los pozos Chuc-21 y 43 del Bloque Este del campo.

La Tabla 10.2 presenta los resultados obtenidos de la simulación de los experimentos de contacto múltiple utilizando el software PVTI del Eclipse 300 de los pozos mencionados, además se presenta la información de los principales factores que influyen en la determinación de la PMM.

Determinación de la PMM (Kg/cm²) mediante simulación de experimentos de contacto múltiple, utilizando N₂ como gas desplazante					
Chuc	Miscibilidad de Contacto Múltiple	C ₁ (% mol)	Intermedios (% mol)	Peso Molecular (C ₇₊)	Temperatura (°C)
11	451	38	30.479	222	138
21	458	42.5	28.408	224	140
43	457	39.8	28.880	225	141
Promedio Bloque Este	455	40.1	29.3	223.6	139.6
62	508	34	30	250	138
62 + Iny. 10 % N ₂	517				
62 + Iny. 20 % N ₂	510				
Promedio Bloque Oeste	511	34	30	250	138
Promedio Campo Chuc	483	37.1	29.6	236.8	138.8

Tabla 10.2. Resultados de la simulación del experimento de contacto múltiple

En las Fig's. 10.1 a la 10.4 se presentan gráficamente los valores de PMM obtenidos mediante las correlaciones, su promedio y el valor obtenido de la simulación del experimento de contacto múltiple para los fluidos de los pozos Chuc-11, 21, 43 y 62 considerando la inyección de N₂ como gas desplazante.

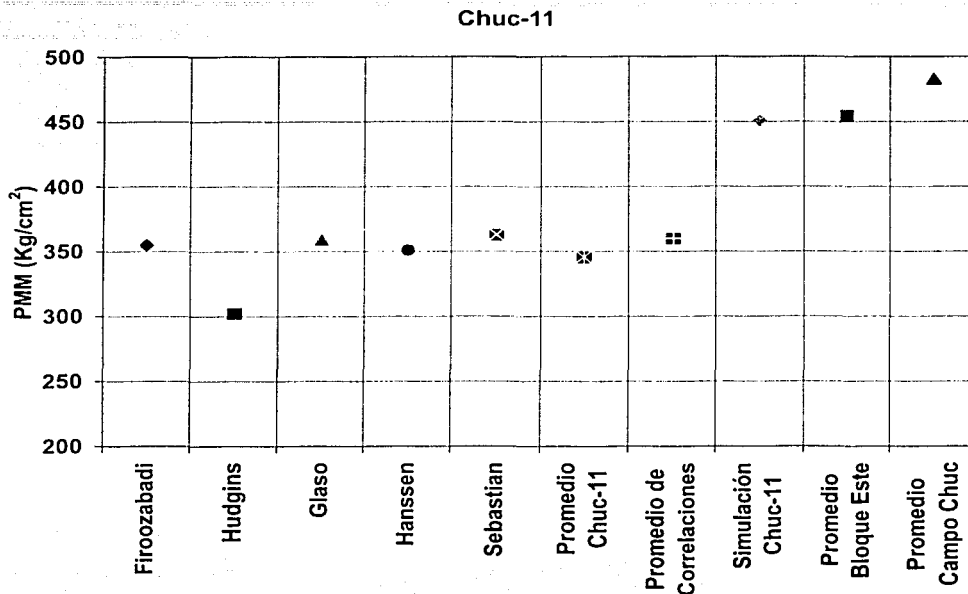


Fig. 10.1. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Chuc-11, utilizando las diferentes correlaciones, su promedio y la simulación.

Como se puede observar en la Fig. 10.1 el valor promedio de PMM del pozo Chuc-11 (346 Kg/cm²) es muy cercano al valor promedio de las correlaciones considerando los cuatro pozos analizados (360 Kg/cm²), presentándose una desviación de 31.5 % si se compara con el valor promedio de la PMM obtenida mediante la simulación para los pozos del Bloque Este (455 Kg/cm²) y 39.6 % si se compara contra el valor promedio de la simulación de la PMM de los cuatro pozos considerados del campo (483 Kg/cm²). Se puede observar que la correlación de Hudgins proporciona los valores de PMM más conservadores y Sebastian los valores más altos.

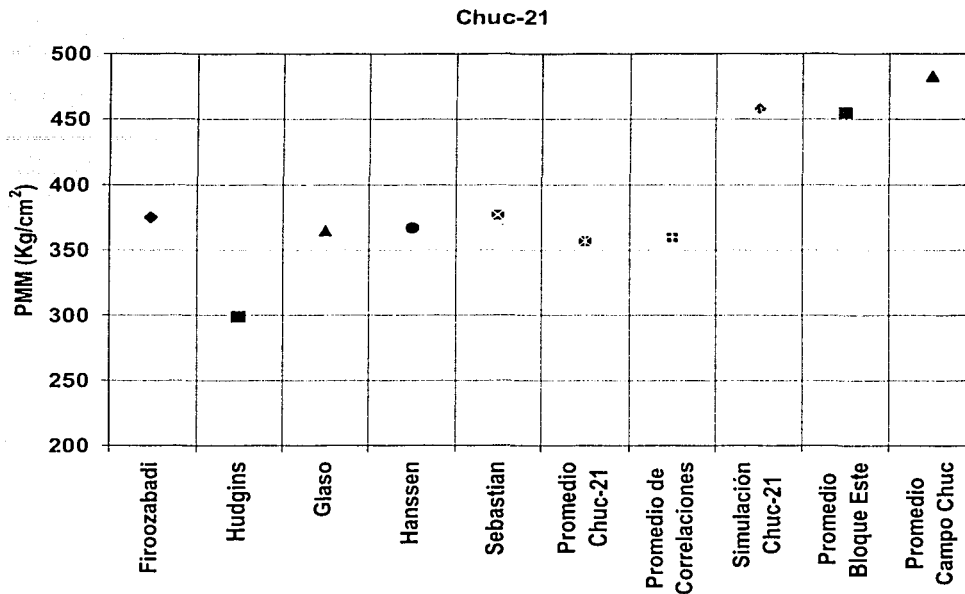


Fig. 10.2. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Chuc-21, utilizando las diferentes correlaciones, su promedio y la simulación

Como se observa en la Fig. 10.2 el valor promedio de PMM para el pozo Chuc-21 (357 Kg/cm^2) es muy cercano al valor promedio de las correlaciones considerando los cuatro pozos analizados (360 Kg/cm^2), presentándose una desviación de 27.4 % si se compara con el valor promedio de la PMM obtenida mediante la simulación para los pozos del Bloque Este (455 Kg/cm^2) y 35.3 % si se compara contra el valor promedio de la simulación de la PMM para los cuatro pozos del campo (483 Kg/cm^2).

De acuerdo a la información presentada en las Tablas 10.1 Y 10.2, los valores calculados de PMM para el pozo Chuc-21 son ligeramente mayores a los obtenidos en el pozo Chuc-11, lo anterior se debe principalmente a que el factor que más influye en la determinación de la PMM es el peso molecular de la fracción C_{7+} , el cual es ligeramente mayor en el pozo Chuc-21 que en el Chuc-11.

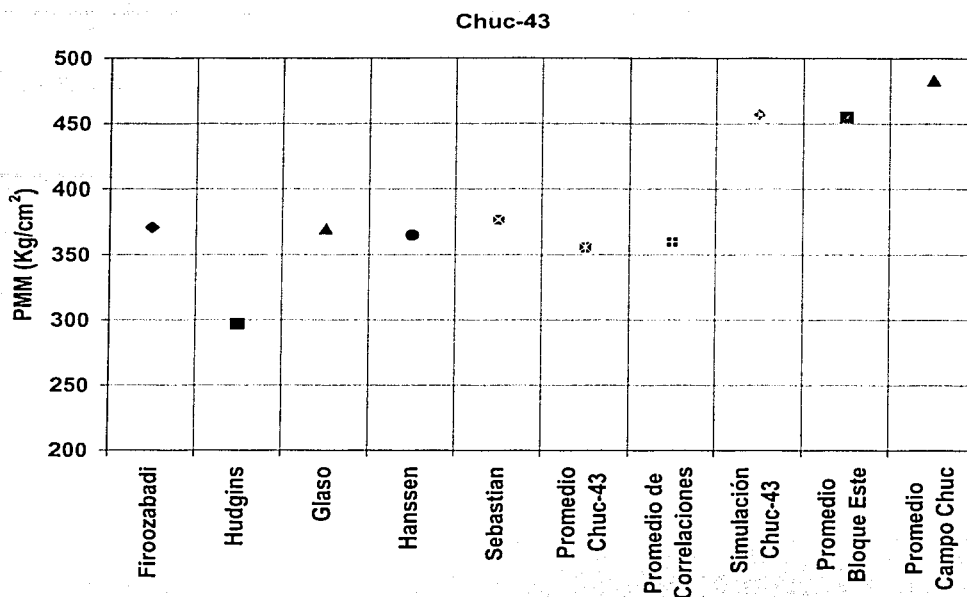


Fig. 10.3. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Chuc-43, utilizando las diferentes correlaciones, su promedio y la simulación

En la Fig. 10.3 se puede observar que para el pozo Chuc-43 el valor promedio de PMM (356 Kg/cm²) es muy cercano al valor promedio de las correlaciones considerando todos los cuatro pozos analizados (360 Kg/cm²), presentándose una desviación de 27.8 % si se compara con el valor promedio de la PMM obtenida mediante la simulación del experimento de contacto múltiple para los pozos del Bloque Este (455 Kg/cm²) y 35.6 % si se compara contra el valor promedio de la simulación de la PMM de los cuatro pozos analizados del campo (483 Kg/cm²).

De acuerdo a la información presentada en las Tablas 10.1 Y 10.2, los valores calculados de PMM para el pozo Chuc-43 son muy parecidos a los obtenidos en el pozo Chuc-21 e igualmente mayores a los obtenidos en el pozo Chuc-11, debido a que el peso molecular de la fracción C₇₊, es ligeramente mayor en el pozo Chuc-43 que en el Chuc-11.

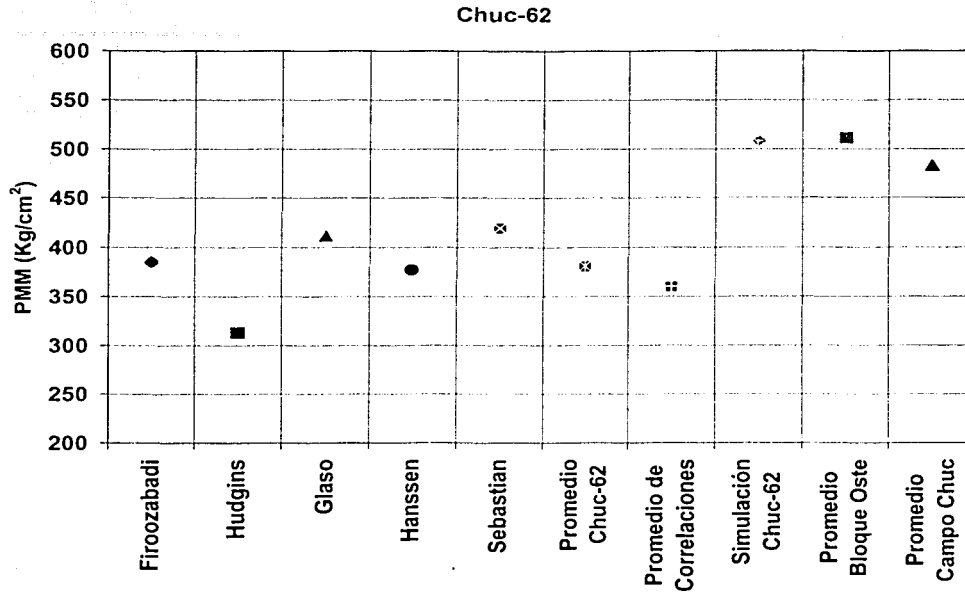


Fig. 10.4 Variaciones en la PMM calculada para el pozo Chuc-62, utilizando las diferentes correlaciones, su promedio y la simulación

Como se observa en la Fig. 10.4 para el pozo Chuc-62 el valor promedio de PMM (381 Kg/cm^2) es mayor al valor promedio de las correlaciones considerando todos los pozos analizados (360 Kg/cm^2), presentándose una desviación de 34.1 % si se compara con el valor promedio de la PMM obtenida mediante la simulación del experimento de contacto múltiple para los pozos del Bloque Oeste (511 Kg/cm^2) y 26.7 % si se compara contra el valor promedio de la simulación de la PMM para todo el campo (483 Kg/cm^2).

Es sencillo observar en los valores reportados en las Tablas 10.1 y 10.2 que los valores de PMM de los pozos del Bloque Este son muy similares (pozos 11, 21 y 43), presentando una variación importante con el valor obtenido del pozo del Bloque Oeste (pozo 62), lo cual se atribuye principalmente a la diferencia en el peso molecular de la fracción C_7 .

Los resultados obtenidos de los fluidos del pozo Chuc-62, resultaron similares cuando se utilizó la información del fluido original y cuando se consideró la información de las pruebas de hinchamiento (inyección de 10 y 20 % de nitrógeno al fluido original), lo anterior confirma que se tenía una buena calibración de la ecuación de estado utilizando únicamente el fluido original del yacimiento.

Los resultados mostrados en las Tablas 10.1 y 10.2 de los pozos Chuc-11, 21, 43 y 62 se presentan combinados en la Fig. 10.5.

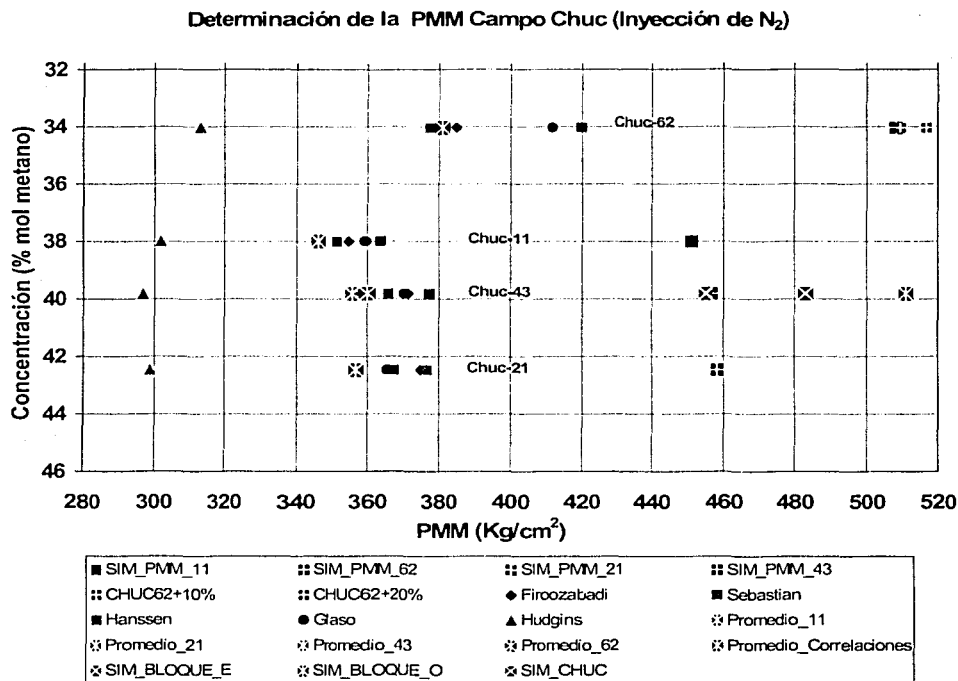


Fig. 10.5. Representación gráfica de la PMM obtenida mediante correlaciones y la ecuación de estado

De los resultados obtenidos de la PMM mediante correlaciones y la ecuación de estado se puede observar que se tiene una variación bastante amplia, por lo que sería de gran utilidad contar por lo menos con un valor obtenido experimentalmente para validar los valores obtenidos de las correlaciones o de la ecuación de estado. Mientras tanto, se considera que pudieran ser más confiables los valores obtenidos mediante las correlaciones, ya que los fluidos del campo Chuc. cumplen con el rango de valores con los que se calibraron las correlaciones propuestas en la literatura.

Los valores de PMM obtenidos en este estudio mediante el uso de la ecuación de estado, corroboran lo que ha sido establecido en la literatura, donde la utilidad de la ecuación de estado ha mostrado un limitado éxito en la predicción del comportamiento de fases y la determinación de la PMM, lo que se puede corroborar con los resultados obtenidos aquí, ya que los valores de PMM resultaron consistentemente más altos que los valores determinados mediante correlaciones. Lee y Reitzel⁷ y otros²⁵ atribuyen esta desviación a la inexactitud al establecer los puntos críticos y a la carencia de datos disponibles para el ajuste de la ecuación de estado.

10.1.2. Fluidos del Campo Akal

10.1.2.1. Breve descripción

El principal problema que encara el desarrollo de este campo es el excesivo depresionamiento que ha experimentado debido a su explotación, pues como es bien sabido, a menores presiones hay un aporte menor de aceite a los pozos, debido a que existe una relación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de ellos. Así, un pozo típico del complejo Cantarell al inicio de su explotación, con una presión del yacimiento de 270 Kg/cm², fue capaz de producir 30,000 bpd, pero en abril de 1999 la presión había caído a 113 Kg/cm², y el pozo promedio podía producir sólo 7,000 bpd mediante el uso de bombeo neumático. Un estudio realizado indicó que de no implantarse un proceso de mantenimiento de presión, en cinco años la presión caería a 83 Kg/cm² y el mismo pozo típico produciría del orden de 3,200 bpd³⁸

Por otra parte, se estima que si el mantenimiento de presión no se llevara a cabo, los tiempos de explotación de las reservas serían muy grandes, y rebasarían la vida útil de las instalaciones, la que es de aproximadamente 20 años. El estudio realizado ha mostrado que la explotación de las reservas con el mantenimiento de presión sería de 15 años, comparado con 38 años sin inyección de N₂.

Cantarell es el campo petrolero más grande del país y el sexto en importancia en el mundo. Este campo produce crudo pesado, con alto contenido de azufre y metales pesados. La producción se inició en 1979 y en sólo dos años llegó a un volumen de 1.15 millones de barriles por día, para luego descender a cerca de un millón, nivel que se mantuvo hasta 1995. Este tope fue fijado por la estrategia de explotación de esos años y no por limitaciones del potencial del yacimiento. En los 21 años que Cantarell lleva en operación, se han producido más de 7 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que, no obstante su gran tamaño, representa tan sólo un tercio de las reservas originales de este campo. Al inicio de 1999 sus reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles.

En forma natural, la explotación del campo Cantarell durante 19 años redujo la presión en el interior del yacimiento, la cual cayó hasta alcanzar casi 60 por ciento de su valor original. Para contrarrestar este proceso, se está suministrando energía al yacimiento inyectándole nitrógeno. Ello permite incrementar la proporción de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar las reservas del campo. Adicionalmente hace posible también incrementar el ritmo de extracción.

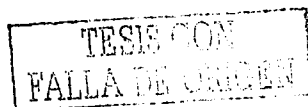
Antes de tomar la decisión de mantener la presión del yacimiento se evaluó, en términos técnico y económicos, fluidos alternativos a inyectar en el campo. Primero se optó entre agua y algún gas. El uso de agua fue descartado, pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell, e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse mediante las fracturas, sin desplazar el aceite contenido en la roca.

Definida la conveniencia de inyectar un gas se analizaron diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características específicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo.

Después de realizar estudios extensos de laboratorio, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento y una evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor opción técnica y la de menor costo. Se constató que se trata de un método limpio y seguro.

Algunos de los beneficios técnicos que se cree pueden acreditarse a la inyección de nitrógeno en Cantarell son³⁸:

- ◆ El mantenimiento de presión, que conserva y evita pérdidas de la energía del yacimiento.
- ◆ Contrarresta el efecto de vaciamiento, el cual es causado por la producción.
- ◆ Evita el avance del contacto agua-aceite, evitando una pérdida en la recuperación de las reservas del campo.
- ◆ El nitrógeno es un gas inerte, no tóxico, no corrosivo y de fácil obtención.



10.1.2.2. Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Akal

Para el análisis de la determinación de la presión mínima de miscibilidad de los fluidos del campo Akal mediante las correlaciones vistas anteriormente, además del PVT del pozo Akal-2 (Cantarell 94-A) se utilizó información PVT de los pozos Cantarell 57-A, 8, 2011-D, y 82. En la Tabla 10.3 se presenta los resultados obtenidos:

Determinación de la PMM (Kg/cm ²) mediante correlaciones, utilizando N ₂ como gas desplazante					
Campo Cantarell					
Pozo	94-A	57-A	8	2011-D	82
Firoozabadi y Azis	456	466	447	453	463
Hudgins	378	391	365	415	371
Glaso	582	594	561	572	585
Hanssen	451	452	436	434	452
Sebastian y Lawrence	525	534	522	527	530
Promedio	478	487	466	480	480
Promedio de correlaciones	478				

Tabla 10.3. Determinación de la PMM mediante correlaciones, Campo Akal

Para la determinación de la presión mínima de miscibilidad mediante el ajuste de la ecuación de estado, se utilizaron únicamente los fluidos del pozo Akal-2, como se mostró en el Capítulo 7. En la Tabla 10.4 se presenta el resultado obtenido, así como la información de los principales factores que tienen efecto en el cálculo de la PMM, incluyendo datos de los pozos C-57A, C-8, C-2011D y C-82.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Determinación de la PMM (Kg/cm ²) mediante simulación del experimento de contacto múltiple, utilizando N ₂ como gas desplazante					
Cantarell	Miscibilidad de contacto múltiple	C ₁ (%mol)	Intermedios (% mol)	Peso Molecular (C ₇₊)	Temperatura (° C)
94-A	183.8	28.84	26.32	315	97
57-A		28.20	28.85	330	101
8		29.58	27.81	326	86
2011-D		26.84	29.52	328	102
82		29.52	28.00	328.79	101

Tabla 10.4. Resultados de la simulación del experimento de contacto múltiple

En las Fig's. 10.6 a la 10.10 se presentan gráficamente los resultados.

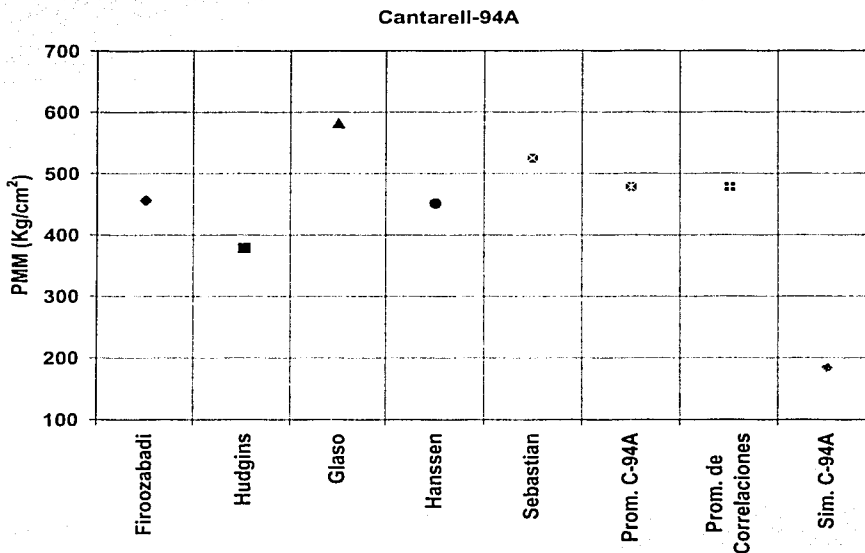


Fig. 10.6. Variación en la PMM calculada para el pozo C-94A utilizando las diferentes correlaciones, su promedio y la simulación

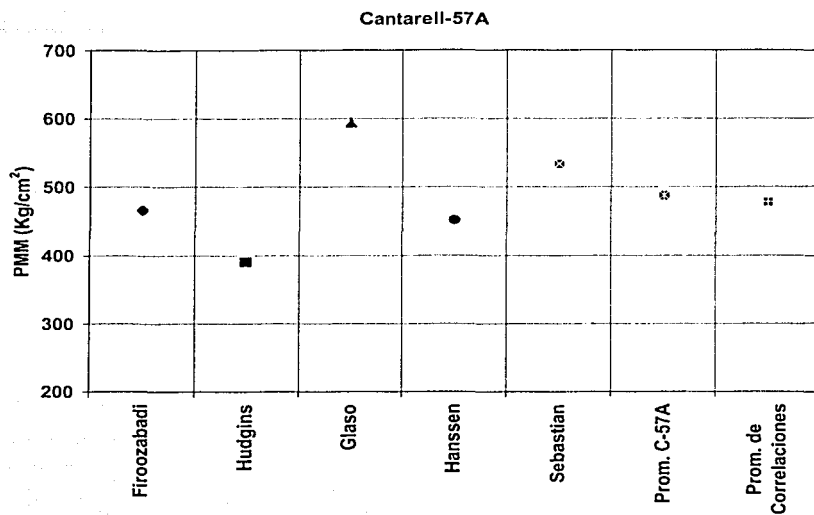


Fig. 10.7. Variación en la PMM calculada para el pozo C-57A utilizando las diferentes correlaciones y su promedio.

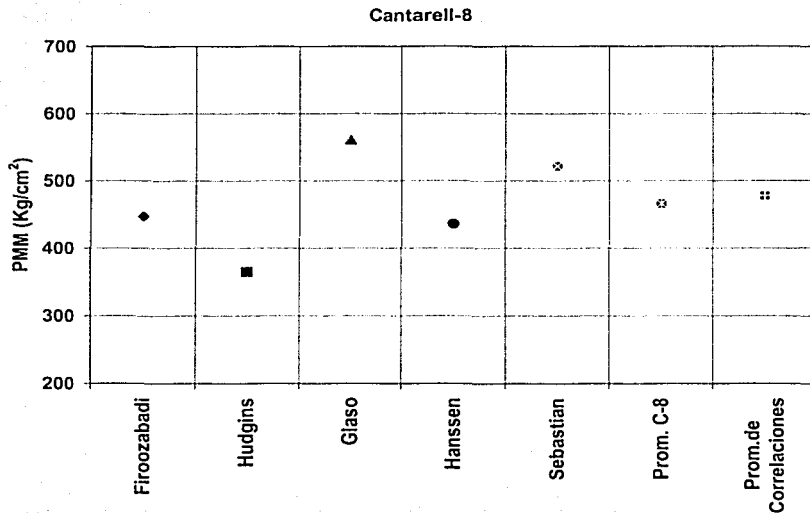


Fig. 10.8. Variaciones en la PMM calculada para el pozo C-8 utilizando las diferentes correlaciones y su promedio

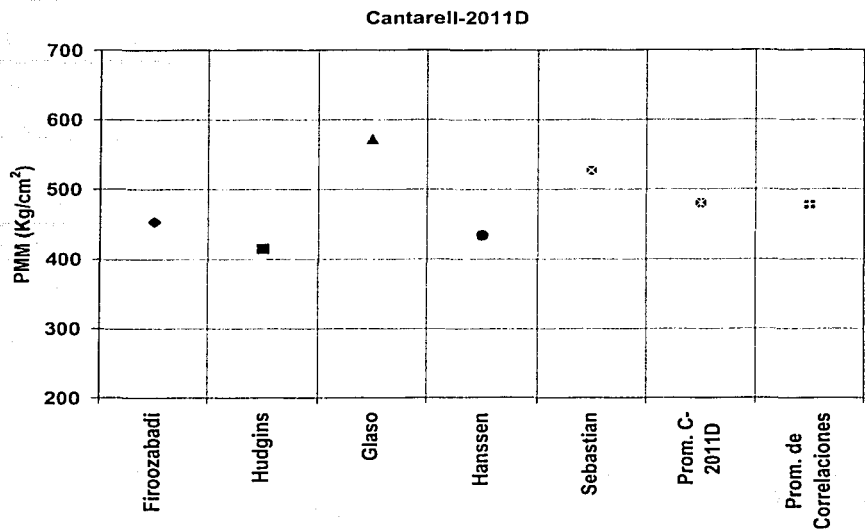


Fig. 10.9. Variaciones en la PMM calculada para el pozo C-2011D utilizando las diferentes correlaciones y su promedio.

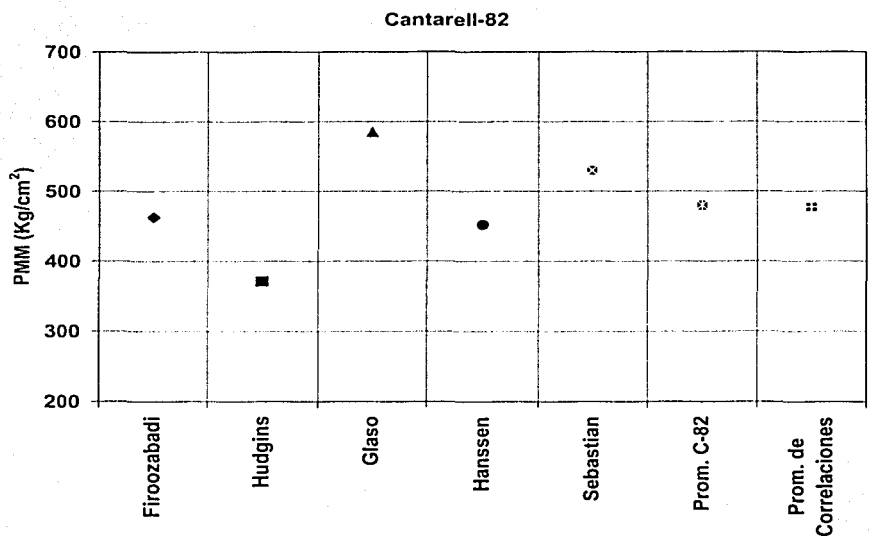


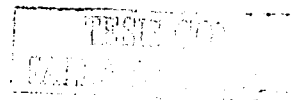
Fig. 10.10. Variaciones en la PMM calculada para el pozo C-82 utilizando las diferentes correlaciones y su promedio.

En la Fig. 10.6 se muestran los valores presentados en las Tablas 10.3 y 10.4, correspondientes a la determinación de la PMM utilizando las diferentes correlaciones y su promedio, así como el promedio de las correlaciones utilizando la información de cinco pozos del campo Cantarell y el valor obtenido mediante la simulación del experimento de contacto múltiple en el pozo C-94A.

El valor de la PMM obtenido mediante la simulación es apenas 33 Kg/cm² mayor que la presión de saturación de la muestra original del pozo C-94-A (150 Kg/cm²), siendo factible alcanzar la presión de miscibilidad de contacto múltiple de confirmarse experimentalmente los valores de PMM determinados en este trabajo.

Como se puede observar en las Fig's 10.6 a la 10.10, los resultados obtenidos de las PMM obtenida mediante las correlaciones difieren grandemente del valor obtenido en el pozo C-94A mediante la ecuación de estado; lo anterior se debe a que los fluidos del campo Akal, no cumplen con las características de los fluidos con los que fueron calibradas las correlaciones presentadas, principalmente en el peso molecular de la fracción C₇₊. Las correlaciones presentadas fueron calibradas utilizando fluidos con peso molecular del C₇₊ de 100 a 260 g/mole y los fluidos del campo Akal presentan un valor promedio de 325 g/mole, por lo que se considera que los valores de la PMM obtenidos mediante las correlaciones no son confiables.

En el análisis de los fluidos del campo Chuc se estableció que los resultados de la ecuación de estado estaban sobreestimando el valor de la PMM, lo que no ocurre con los fluidos de Akal, lo anterior se debe probablemente a que Chuc, produce fluidos ligeros y Akal crudo pesado. Por lo anterior, se puede establecer que la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, tampoco reproduce satisfactoriamente la simulación del experimento de contacto múltiple para fluidos pesados, por lo que se requiere contar con información de laboratorio que permita modificar las constantes binarias o los parámetros de los pseudo-componentes más pesados para poder ajustar satisfactoriamente la ecuación de estado y determinar con certeza la factibilidad de establecer un desplazamiento miscible en este campo.



Los resultados obtenidos del cálculo de la PMM mediante las correlaciones y la ecuación de estado de los cinco pozos considerados del campo Cantarell se presentan en la Fig. 10.11

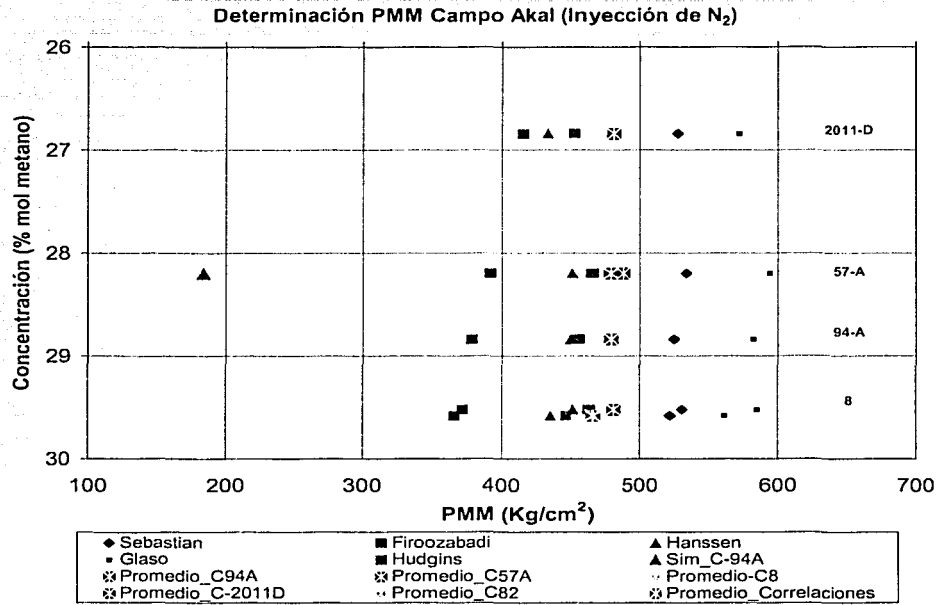


Fig. 10.11. Representación gráfica de la PMM obtenida mediante correlaciones y la ecuación de estado



10.1.3. Fluidos del Campo Jujo-Tecominoacan

10.1.3.1. Breve descripción

El campo Jujo-Tecominoacan es un yacimiento con alto valor económico por el tipo de fluido producido; está clasificado a nivel mundial por sus reservas como un yacimiento gigante, es el quinto más importante a nivel nacional después de Cantarell, Chicontepec, Abkatun-Pol-Chuc y al Complejo A. J. Bermudez.

Jujo-Tecominoacan tiene un gran potencial de reservas por desarrollar; sin embargo se encuentra en una etapa crítica debido a que la presión del yacimiento alcanzó la presión de saturación. La producción del campo ha causado que la presión promedio del yacimiento disminuya de una presión inicial de 703 Kg/cm^2 a aproximadamente 270 Kg/cm^2 en 1999, presión cercana a la de saturación de 262 Kg/cm^2 por lo que, un casquete secundario de gas ha empezado a formarse en la cima de la estructura.

Por lo anterior, se ha planteado la necesidad de implantar un sistema de mantenimiento de presión al yacimiento mediante la inyección de algún gas, por lo que se han realizado actividades de gabinete, campo y laboratorio que han permitido concluir que la inyección de nitrógeno es la mejor opción técnico-económica para ser implementada. Para el campo Jujo-Tecominoacan, se utilizaron algunos criterios de preselección de acuerdo a las propiedades del yacimiento para la implementación de un proceso de inyección de un gas, los candidatos son gas natural, CO_2 , N_2 o gases de combustión.

Del estudio de factibilidad al campo se establece que el gas natural es una buena alternativa dado que no contamina la capa de gas ni la columna de aceite; o bien el CO_2 , el cual presenta mayores ventajas de lograr miscibilidad a bajas presiones, lo que no se logra con otros gases. Sin embargo, se presentan las desventajas de que el metano en la actualidad tiene mucha demanda para uso doméstico e industrial, y que el CO_2 no siempre se dispone en los volúmenes requeridos, además de que existía el temor de posibles problemas de precipitación de asfaltenos. Por otra parte el aire es abundante, pero no se recomienda su inyección a yacimientos que contienen hidrocarburos amargos porque la reacción con el oxígeno podría precipitar sulfuro y causar taponamiento de la

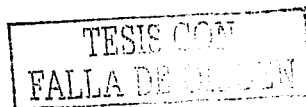
matriz de baja permeabilidad. Considerando todo lo anterior, se seleccionó al nitrógeno como candidato único para la inyección al yacimiento.

Para el campo Jujo-Tecominoacan se evaluó la PMM con CO_2 y N_2 ; la experimentación con CO_2 fue realizada a una muestra de fondo del pozo Jujo-26, obteniéndose una PMM de 228 Kg/cm^2 ; en el caso del N_2 fue utilizada una muestra de fondo del pozo Jujo-25, obteniéndose una PMM de 337.1 Kg/cm^2 . Dado que la presión actual del yacimiento es de 280 Kg/cm^2 , implica que el aceite de Jujo-Tecominoacan es miscible de contacto múltiple con CO_2 e inmisible con N_2 ; sin embargo, se considera que debido a la baja permeabilidad y muy alta presión capilar de la matriz, en caso de no alcanzar la miscibilidad, el nitrógeno inyectado no desplazaría el aceite contenido en la matriz eficientemente, por lo que este gas fluiría principalmente a través del sistema de fracturas; es decir, el N_2 sería reciclado con una baja recuperación de aceite.

Mungan³⁹ estimó que la PMM podría ser menor de $4,000 \text{ psi}$ (281 Kg/cm^2), si un banco de intermedios líquidos $\text{C}_2\text{-C}_5$ se inyectara delante del N_2 , lo que generaría un frente de desplazamiento miscible, mejorando la relación de movilidad y una mayor recuperación de hidrocarburos. Él estableció que inyectando un bache de intermedios por delante del N_2 reduciría la PMM de $4,795 \text{ psi}$ (337.2 Kg/cm^2) medida por Corelab a $4,000 \text{ psi}$ (281.3 Kg/cm^2). Considerando un margen de seguridad del 15 %, la presión de inyección del nitrógeno para el yacimiento debería ser del orden de 390 Kg/cm^2 .

10.1.3.2. Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Jujo-Tecominoacan

Para el análisis de los valores calculados de la PMM del campo Jujo-Tecominoacan, se utilizó además del fluido del pozo Tecominoacan-117; información PVT de los fluidos producidos de los pozos Jujo-25, 26 y 42. Los resultados obtenidos mediante las correlaciones se presentan en la Tabla 10.5, y los determinados mediante la simulación de la prueba de contacto múltiple, incluyendo la prueba de hinchamiento considerando la inyección de 10 % N_2 e información adicional de los principales factores que influyen en el cálculo de la PMM de los cuatro pozos seleccionados se presentan en la Tabla 10.6.



Determinación de la PMM (Kg/cm ²) mediante correlaciones, utilizando N ₂ como gas desplazante				
Campo Jujo-Tecominoacan				
Pozo	Teco-117	Jujo-25	Jujo-26	Jujo-42
Firoozabadi y Azis	385	391	353	365
Hudgins	303	303	291	298
Glaso	368	370	339	356
Hanssen	376	381	347	363
Sebastian y Lawrence	372	370	309	352
Promedio	360	363	328	347
Promedio de correlaciones	350			

Tabla 10.5. Determinación de la PMM mediante correlaciones, Campo Jujo-Tecominoacan

Determinación de la PMM (Kg/cm ²) mediante simulación del experimento de contacto múltiple, utilizando N ₂ como gas desplazante					
Jujo Tecominoacan	Miscibilidad de contacto múltiple	C ₁ (% mol)	Intermedios (% mol)	Peso Molecular (C ₇₊)	Temperatura (°C)
Jujo-25		42.97	28.352	210	153
Jujo-26	337.1	38.01	29.38	187.5	153
Jujo-42		41.17	30.28	211.34	154
117	467	42.81	28.91	215.7	152
117+Iny. 11.61 % N ₂	464				
Bache C ₂ -C ₆ (Mungan)	258	0.00	100.000	44.53	152

Tabla 10.6. Resultados de la simulación del experimento de contacto múltiple.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se considera en principio y de confirmarse experimentalmente los valores de PMM obtenidos en este trabajo, que el campo Jujo-Tecominoacan parece ser idóneo para la aplicación de un proceso de desplazamiento miscible mediante la inyección de N_2 , ya que de los resultados de PMM obtenidos (PMM promedio de las correlaciones de 350 Kg/cm^2 y 337.1 Kg/cm^2 obtenido de la prueba de desplazamiento en tubo delgado) y de la presión actual del yacimiento (270 Kg/cm^2) indican que podría ser factible alcanzar la presión de miscibilidad de contacto múltiple.

En las Fig's. 10.11 a la 10.15 se presentan en forma gráfica los valores de PMM obtenidos mediante las correlaciones de los cuatro pozos considerados, su promedio y el valor obtenido de la simulación del experimento de contacto múltiple del pozo Tecominoacan-117, así como el valor de la PMM obtenida en laboratorio en el pozo Jujo-25, considerando la inyección de N_2 como gas desplazante.

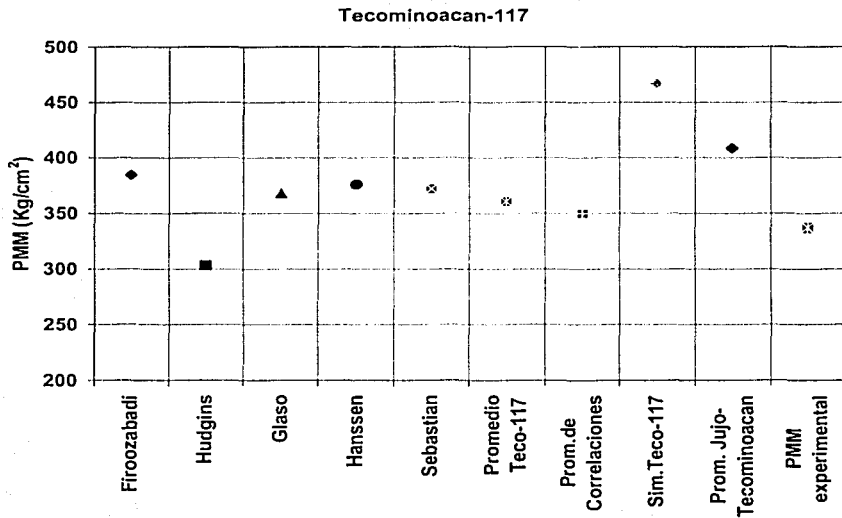
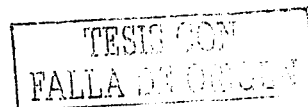


Fig. 10.12. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Tecominoacan-117 utilizando las diferentes correlaciones, su promedio, el valor experimental y la simulación



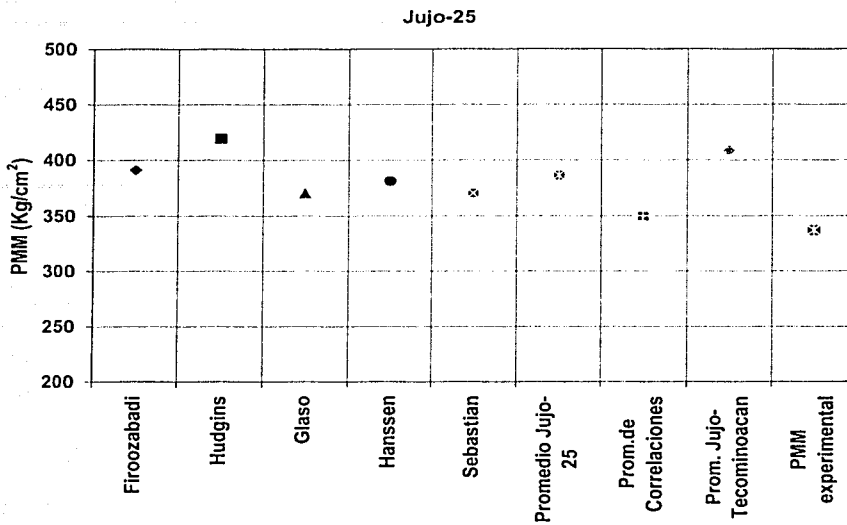


Fig. 10.13. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Jujo-25 utilizando las diferentes correlaciones, su promedio, el valor experimental y la simulación.

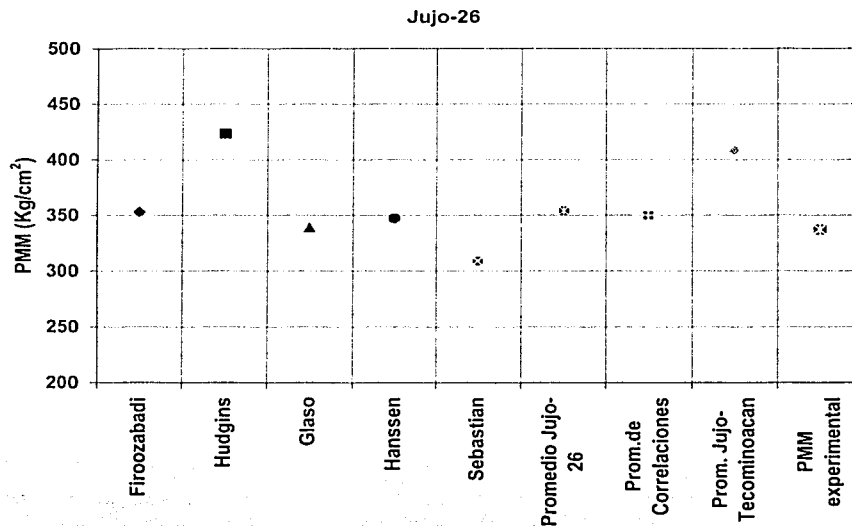
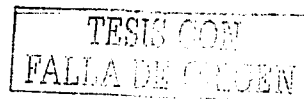


Fig. 10.14. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Jujo-26 utilizando las diferentes correlaciones, su promedio, el valor experimental y la simulación.



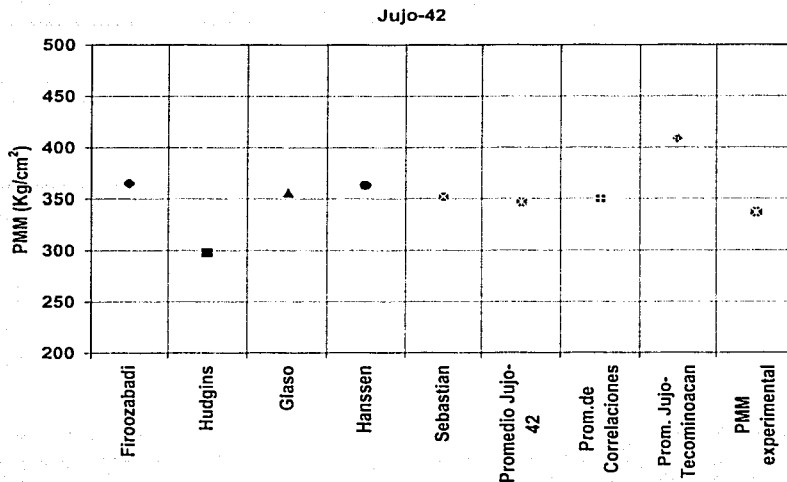


Fig. 10.15. Variaciones en la PMM calculada para el pozo Jujo-42 utilizando las diferentes correlaciones, su promedio, el valor experimental y la simulación

En la Fig. 10.12 se presentan los valores de las Tablas 10.3 y 10.4, correspondientes a la determinación de la PMM utilizando las diferentes correlaciones, su promedio, así como el promedio de las correlaciones utilizando la información de cuatro pozos del campo Jujo-Tecominoacan y el valor obtenido mediante la simulación del experimento de contacto múltiple en el pozo Tecominoacan-117.

El valor de la PMM promedio obtenido mediante las correlaciones (350 Kg/cm²) presenta una desviación del 3.8 % con respecto al valor experimental (337.1 Kg/cm²), la cual se considera aceptable, mientras que el valor obtenido mediante la simulación del experimento de contacto múltiple, al igual que en el campo Chuc, sobreestima este factor, el cual tiene una gran importancia al decidir la aplicación de un proceso de recuperación mejorada mediante la inyección de un gas.

Las Fig's 10.13 a la 10.15, presentan los resultados de los pozos Jujo-25, 26 y 42, donde se puede observar que los valores promedio obtenidos de los tres pozos presentan valores muy cercanos al obtenido en el laboratorio.

Las Fig's 10.16 a 10.20 muestran una comparación de la información de las Tablas 10.5 y 10.6, y de las gráficas presentadas en el Capítulo 8, de las PMM calculadas con las obtenidas experimentalmente (se incluye una franja de variación con la PMM considerada por los diferentes autores). Como puede verse en estas figuras, se muestra que la información utilizada de los fluidos del campo Jujo-Tecominoacan cae dentro del margen de error establecidos por los diferentes autores (Firoozabadi, Hanssen, Glaso y Hudgins establecieron un error de ± 1000 psi y Sebastian de ± 750 psi). Los valores obtenidos de las correlaciones se comparan contra el valor medido experimentalmente de la PMM del pozo Jujo-25 (337.1 Kg/cm^2). En estas gráficas también se incluye el valor obtenido del ajuste de la ecuación de estado, mostrándose que el valor obtenido, sobreestima el valor de la presión mínima de miscibilidad obtenido en el laboratorio, lo que concuerda con lo establecido previamente para los fluidos del campo Chuc.

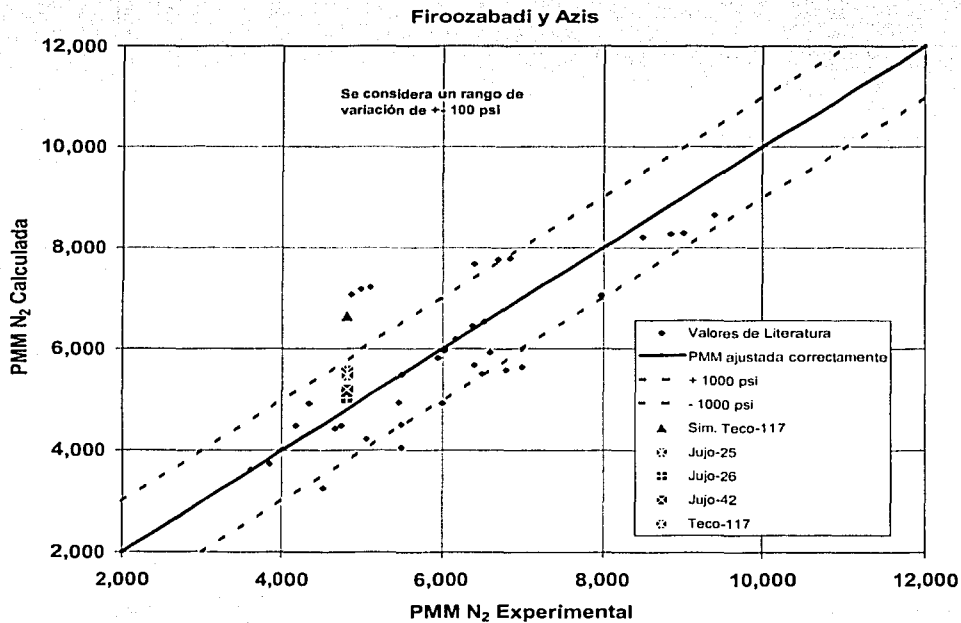


Fig. 10.16. PMM experimental de los fluidos de Jujo-Tecominoacan vs calculada, utilizando la correlación de Firoozabadi y Azis

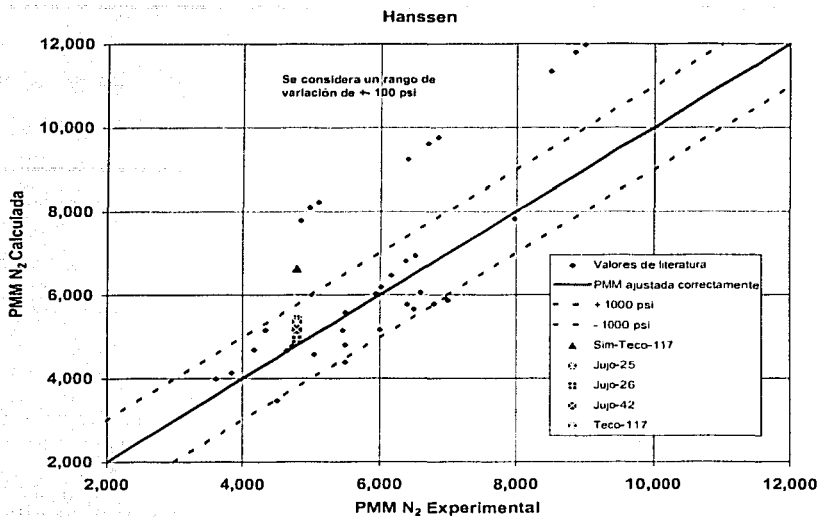


Fig. 10.17. PMM experimental de los fluidos de Jujo-Tecominoacan vs calculada, utilizando la correlación de Hanssen

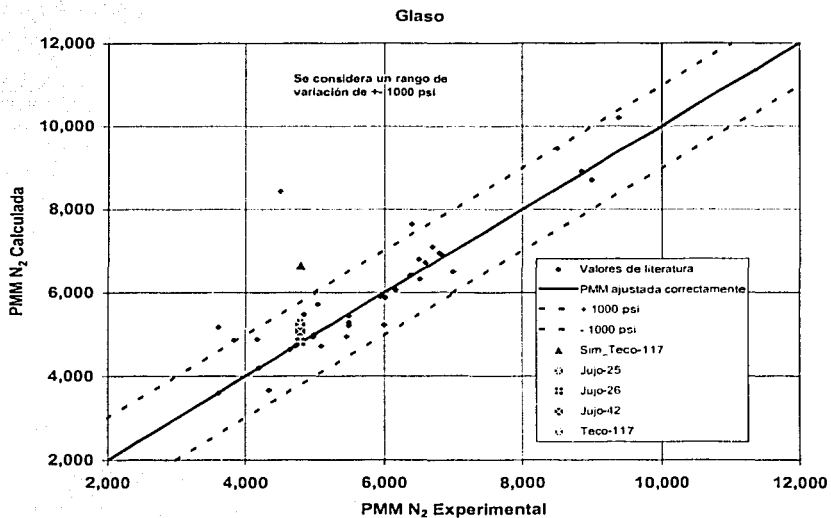


Fig. 10.18. PMM experimental de los fluidos de Jujo-Tecominoacan vs calculada, utilizando la correlación de Glaso

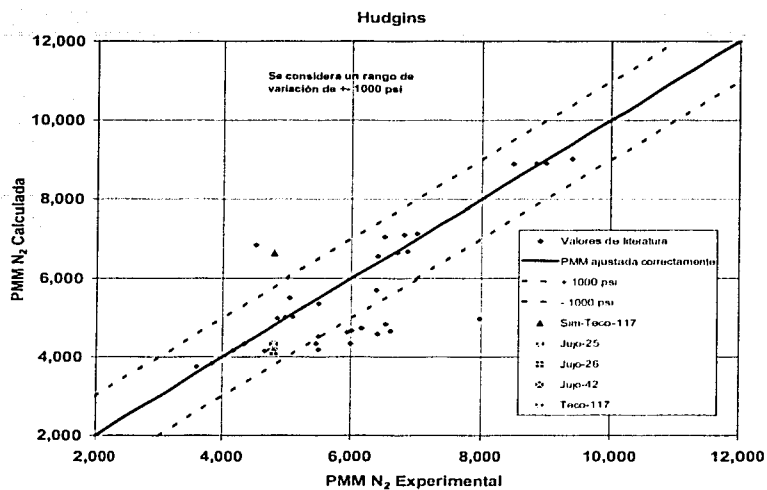


Fig. 10.19. PMM experimental de los fluidos de Jujo-Tecominoacan vs calculada, utilizando la correlación de Hudgins

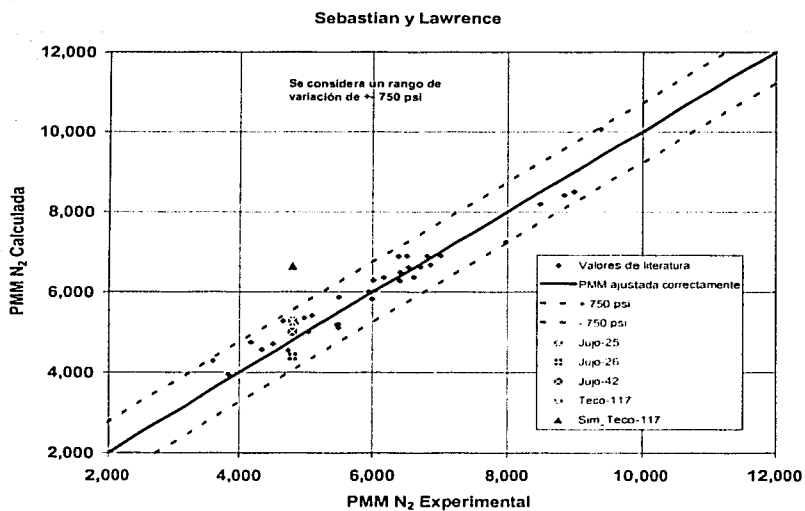


Fig. 10.20. PMM experimental de los fluidos de Jujo-Tecominoacan vs calculada, utilizando la correlación de Sebastian y Lawrence

En la Fig. 10.21 se presenta el comportamiento de la PMM contra el porcentaje de metano de los fluidos Jujo-25, 26 y 42 y Tecominoacan-117. En esta gráfica, también se presenta el valor obtenido del ajuste de la ecuación de estado; el valor experimental y los valores promedio presentados en la Tabla 10.5.

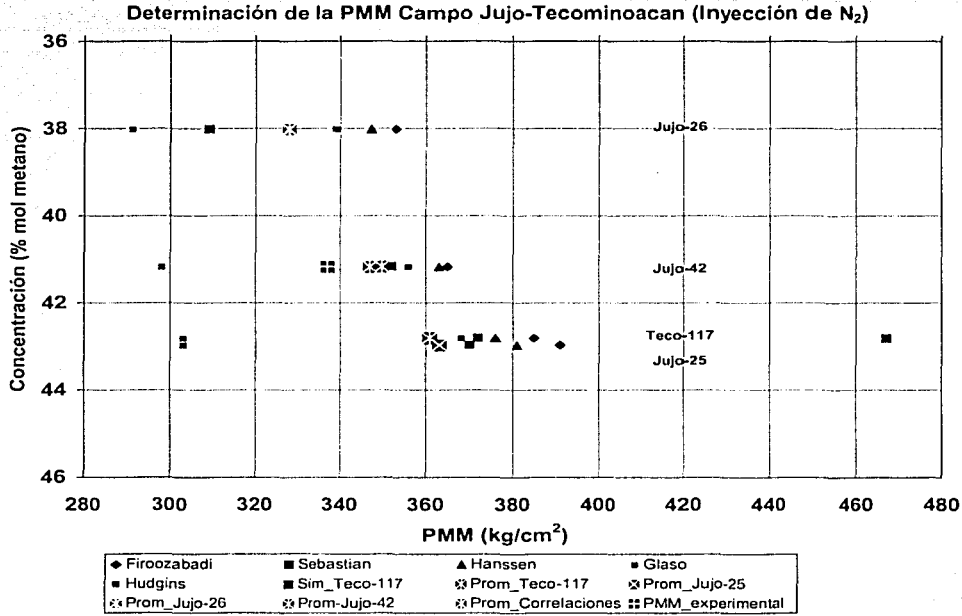


Fig. 10.21. Representación gráfica de la PMM para los fluidos del campo Jujo-Tecominoacan con la inyección de N₂, obtenida mediante correlaciones y la ecuación de estado.

El buen ajuste de los valores obtenidos mediante correlaciones, se atribuye principalmente a que los factores que afectan la determinación de la PMM, como la fracción mol de C₁ e intermedios, temperatura y peso molecular de la fracción C₇₊, caen dentro de los valores límite con los cuales se ajustaron las diferentes correlaciones.

10.1.4. Fluidos del Campo Artesa

10.1.4.1. Breve descripción

De acuerdo a lo discutido en el Capítulo 9, se puede afirmar que el intervalo en que se localiza la presión mínima de miscibilidad para los fluidos del campo Artesa cuando se inyecta CO₂, de acuerdo con el experimento de tubo delgado, se ubica entre 4,350 y 4,500 psi (306 y 316 Kg/cm²). Este intervalo de presión define el límite entre lo que se considera un proceso miscible y uno no miscible, es decir la aplicación de un proceso a presiones superiores a 4,500 psi (317 Kg/cm²) garantiza que el desplazamiento de fluidos se desarrollará en forma miscible, con las máximas eficiencias de recuperación en el volumen del yacimiento que se ponga en contacto con el fluido inyectado.

De la información disponible del muestreo del pozo 353, se tiene que la presión media del yacimiento es del orden de 2,300 psi (161.7 Kg/cm²), que comparada con la necesaria para alcanzar la miscibilidad entre el crudo y el gas de Carmito, mayor a 5,000 psi (351.6 Kg/cm²), equivale a un orden de magnitud, por lo que es necesario evaluar a nivel del yacimiento la factibilidad de alcanzar estas presiones.

Para el crudo proveniente del pozo 21, de la información disponible, se tiene que la presión media del yacimiento es de 4,360 psi (306.6 Kg/cm²), que es muy superior a la que presenta la formación en el pozo 2,049 psi (144 Kg/cm²), lo cual indica que son horizontes productores distintos que deben tratarse en forma independiente. Por otra parte, la presión media del yacimiento en el intervalo productor (pozo 21), es muy cercana a la presión determinada como mínima para alcanzar la miscibilidad; esto es, se necesitaría incrementar la presión en tan solo 140 psi (9.8 Kg/cm²) para convertir la inyección de gas en un proceso miscible, sin embargo debe analizarse la factibilidad de incrementar la presión a escala de yacimiento.

Es necesario considerar que el intervalo determinado para la presión mínima de miscibilidad (PMM), corresponde a la composición actual del gas del campo Carmito, que como se sabe de literatura por el alto contenido de contaminantes (metano

principalmente), debe ser mayor que cuando se utiliza el CO₂ puro, por lo que actualmente se esta inyectando el CO₂ con pocas impurezas.

Tomando en cuenta que el campo Artesa es naturalmente fracturado, difícilmente se podrá efectuar una aplicación extensiva donde se considere un arreglo definido de pozos inyectores y productores; esto debido principalmente a que el gas por su alta movilidad tenderá a fluir por las zonas de mayor permeabilidad (sistema de fracturas principales), dejando intactas zonas de menor permeabilidad (matriz y sistema de fracturas secundarias), lo que ocasionará la irrupción rápida de gas en los pozos productores, y consecuentemente eficiencias bajas de recuperación.

10.1.4.2. Determinación de la PMM para los fluidos del Campo Artesa

En la Tabla 10.7 se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la PMM, utilizando la información de los fluidos del Pozo Artesa 22.

Determinación de la PMM (Kg/cm ²) utilizando CO ₂ como gas desplazante, Campo Artesa					
Correlación	PMM (Kg/cm ²)	C ₁ (% mol)	Intermedios (% mol)	Peso Molecular	Temperatura (°C)
National Petroleum Council	281	43.28	23.577	263	112
Holm & Josendal	412				
Yellig & Metcalfe	198				
EVP	294				
Promedio de correlaciones	311				
PMM experimental	316				
Simulación contacto múltiple	327				

Tabla 10.7. Resultados del cálculo de la PMM, mediante correlaciones, mediciones en laboratorio y mediante la ecuación de estado.

En la Figura 10.22 se presentan de manera gráfica los resultados obtenidos, utilizando los fluidos de los campos Artesa y Jujo-Tecominoacan, considerando una banda de error de ± 500 psi (35 Kg/cm^2).

Determinación de la PMM (Inyección de CO_2)

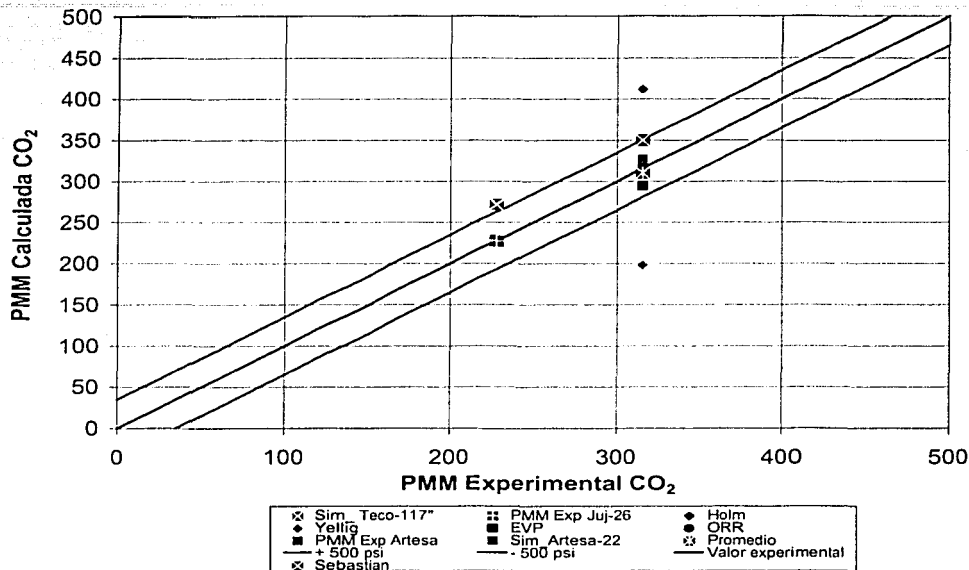


Fig. 10.22. Representación gráfica de la PMM obtenida mediante correlaciones, laboratorio y la ecuación de estado.

Para los fluidos del campo Artesa se presentan los resultados obtenidos de las correlaciones, el valor obtenido en laboratorio y el de la ecuación de estado. Como se puede observar en la Fig. 10.22, los valores obtenidos con las correlaciones de Yellig & Metcalfe y Holm & Josendal caen muy por afuera de la tendencia esperada. Las correlaciones de la Extrapolación de la Presión de Vapor (EVP) y Orr & Silva tienen una mejor estimación al considerar más factores en la determinación de la PMM. Como se puede observar en este caso, tanto el valor promedio obtenido mediante las correlaciones, como el del ajuste de la ecuación de estado son muy cercanos al obtenido en el laboratorio.

Para los fluidos del campo Jujo-tecominoacan (Jujo-26), se presentan los valores obtenidos en el laboratorio y el de la ecuación de estado, observándose que en este caso el valor sale ligeramente fuera de la banda de error considerada.

De lo anterior se puede establecer que las correlaciones publicadas en la literatura para la determinación de la PMM con la inyección de CO_2 , tienen una buena aproximación, excepto las que solo consideran el efecto de la temperatura para su determinación. Lo anterior se debe también a que para el establecimiento de estas correlaciones se ha contado con más información experimental que las publicadas cuando se considera la inyección de nitrógeno.



CAPÍTULO 11

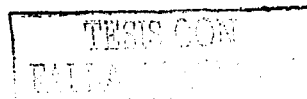
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos en el presente estudio se pueden establecer las siguientes conclusiones:

1. Debido a la variación entre los valores obtenidos de las diferentes correlaciones utilizadas de la PMM para los fluidos del campo Chuc y los de la simulación del experimento de contacto múltiple, considerando la inyección de nitrógeno como fluido desplazante, se requiere contar por lo menos con un valor obtenido experimentalmente para validar los resultados obtenidos mediante las correlaciones o la simulación del experimento de contacto múltiple.
2. De confirmarse experimentalmente los valores promedio de PMM del campo Chuc obtenidos en este trabajo, se puede considerar que en principio este campo no presenta condiciones favorables para la aplicación de un método de recuperación mejorada mediante la inyección de nitrógeno miscible, ya que se requeriría alcanzar una presión muy elevada para poder alcanzar condiciones de miscibilidad que permita incrementar su factor de recuperación.
3. Los resultados obtenidos de PMM mediante correlaciones en el caso del campo Akal no se pueden considerar confiables; se considera que esto es debido principalmente a que las características de sus fluidos caen fuera de los rangos de composición de la fracción C_{7+} establecidos para su aplicación, pues se vio que las correlaciones utilizadas en este trabajo resultaron confiables cuando se utilizan en aceites ligeros.
4. Las correlaciones para determinar la PMM cuando se utiliza al nitrógeno como fluido desplazante, mostraron muy buen comportamiento, sobre todo en el caso del campo Jujo-Tecominoacan, donde fue posible validar los resultados obtenidos al compararlos con el valor de la PMM obtenido de un experimento de tubo delgado. El valor promedio de la PMM obtenido de las correlaciones para el campo Jujo-Tecominoacan

presentó una desviación del 3.8 % con respecto al valor experimental, lo cual se considera aceptable.

5. Las correlaciones para la determinación de la PMM cuando se utiliza el bióxido de carbono como fluido desplazante, mostraron un buen comportamiento cuando se aplicaron a los fluidos de los campos Artesa y Jujo-Tecominoacan. El valor promedio obtenido para la determinación de la PMM por este medio para los fluidos del campo Artesa, presentaron una desviación de 1.58 %, respecto al valor obtenido experimentalmente.
6. En general, se puede establecer que las correlaciones presentadas para el desplazamiento con nitrógeno, trabajaron satisfactoriamente para los fluidos de los campos Chuc y Jujo-Tecominoacan, cuyos aceites presentan características que caen dentro de los rangos de los valores experimentales considerados por los diferentes autores que las desarrollaron.
7. La correlación desarrollada por Hudgins proporcionó los valores de PMM más conservadores, y en general la de Glaso los valores más altos, obteniéndose mejores resultados con la definida por Sebastian..
8. Los valores de PMM obtenidos en este estudio mediante la simulación del experimento de contacto múltiple, considerando nitrógeno como fluido desplazante para los fluidos de los campos Chuc y Jujo-Tecominoacan, mostraron la poca eficiencia de este método para obtener este parámetro, ya que en ambos casos se sobrestimó su valor, lo que concuerda con los resultados que habían sido previamente obtenidos por otros autores al aplicarlos en casos similares.
9. En el caso del campo Akal, se requiere contar con información obtenida en laboratorio de la PMM para poder validar el resultado determinado mediante la simulación del experimento de contacto múltiple, mientras tanto, este valor determinado debe ser considerado como preliminar.



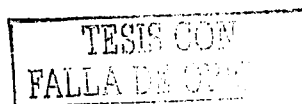
10. La utilización de las ecuaciones de estado para determinar el valor de la PMM, cuando se utiliza bióxido de carbono como fluido desplazante, mostró un mejor comportamiento, sobre todo cuando se utilizaron los fluidos del campo Artesa, donde se obtuvo una desviación del 3.5 % respecto al valor experimental. Cuando se utilizaron los fluidos del campo Jujo-Tecominoacan, se observó una mayor desviación, siendo esta del 19 %.

Recomendaciones

1. Varios autores han desarrollado una serie de correlaciones para determinar aproximadamente la presión mínima de miscibilidad, con la inyección de varios tipos de gases. Se indica, sin embargo que este tipo de correlaciones se deben utilizar sólo durante el periodo de selección preliminar de yacimientos candidatos a la aplicación de un determinado proceso; y como guía en el diseño de pruebas de laboratorio necesarias para obtener parámetros que permitan implementar el proceso de inyección de gas seleccionado.
2. Con base en los resultados de este estudio se considera que se requiere contar con más información de laboratorio de pruebas especiales, para poder obtener un ajuste de la ecuación de estado que permita reproducir correctamente el comportamiento de fase de los fluidos y a su vez la simulación del experimento de contacto múltiple para obtener valores confiables de la PMM.
3. Se requiere realizar un análisis más profundo de la importancia que tiene la caracterización de la fracción C_7 , y la utilización de valores apropiados de los coeficientes binarios, en la determinación de la PMM.
4. En vista de los diferentes rangos obtenidos de la PMM con las correlaciones presentadas y la simulación del experimento de contacto múltiple, se recomienda analizar mediante la simulación de una sección de un campo seleccionado apropiadamente, para determinar si se puede obtener condiciones de miscibilidad en un yacimiento naturalmente fracturado ó simular el experimento de laboratorio directamente y comparar con el estimado con la ecuación de estado.

NOMENCLATURA

BHP	= presión a condiciones de fondo del pozo
BHT	= temperatura a condiciones de fondo del pozo
Bo	= factor de volumen del aceite (m^3/m^3)
C ₁	= metano
C ₂	= etano
C ₃	= propano
C ₄	= butano
C ₅	= pentano
C ₆	= hexano
C ₇	= heptano
C ₇₊	= heptano y más pesados
C ₂₋₅	= porcentaje molar del etano a los pentanos en el aceite del yacimiento
C ₂₋₆	= porcentaje molar del etano al hexano en el aceite del yacimiento
CO ₂	= bióxido de carbono
EUR	= recuperación mejorada de hidrocarburos
f	= fugacidad
IFT	= tensión interfacial
iC ₄	= iso-butano
iC ₅	= iso-pentano
K	= constante de equilibrio (y_i/x_i)
k _{ro}	= permeabilidad relativa del aceite
k _{rg}	= permeabilidad relativa del gas
M	= peso molecular promedio del aceite del yacimiento
M _{C7+}	= peso molecular de los heptanos y más pesados
NaOH	= hidróxido de sodio
N ₂	= gas inerte nitrógeno
OOIP	= volumen original de aceite
p	= presión, lb/pg ² , kg/cm ²
PAMH	= poliácridamidas hidrolizadas parcialmente
PMM	= presión mínima de miscibilidad (lb/pg ²)



PVT	= presión-volumen-temperatura
R	= constante universal de los gases
RGA	= relación gas-aceite, m^3/m^3
RMH	= recuperación mejorada de hidrocarburos
Rs	= relación de solubilidad gas-aceite, m^3/m^3
T	= temperatura, °C
TcM	= temperatura pseudocrítica promedio
T _f	= temperatura, °F
VGD	= desplazamiento por gas vaporizante
VP	= volumen poroso
Z	= factor de compresibilidad de la fase, adimensional

Letras griegas

δ_g	= parámetro de solubilidad del gas
δ_o	= movilidad
λ_o	= movilidad del aceite
λ_g	= movilidad del gas
μ_o	= viscosidad del aceite
μ_g	= viscosidad del gas
ρ	= densidad del nitrógeno a la presión y temperatura del desplazamiento
ρ_r	= densidad reducida del nitrógeno
ρ_{rL}	= densidad relativa del nitrógeno comprimido a un estado líquido, gr/cm^3 .
ω	= factor acéntrico

Abreviaciones

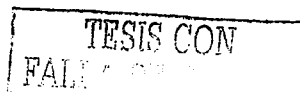
°API	= densidad de gas o aceite
bl	= barriles
bpd	= barriles por día
CCE	= expansión a composición constante
Cp	= centipoise
DL	= separación diferencial

EE = ecuación de estado
EEC = ecuación de estado cúbica
EE de PR = ecuación de estado de Peng Robinson
EE de RK = ecuación de estado de Redlich Kwong
mvmr = metros verticales bajo nivel del mar
mvbmr = metros verticales bajo mesa rotaria
ppm = partes por millón

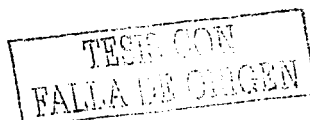
TESIS CON
FALLA EX ORDEN

REFERENCIAS

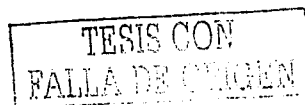
1. Moritis, G.: "EOR Oil Production up Slightly", Oil & Gas Journal (Abr, 20, 1998)
2. Lake, L.W., Enhanced Oil Recovery, New Jersey, Prentice Hall (1989).
3. Prats, M., Thermal Recovery, AIME Vol. 7 (1986)
4. Taber, J.J. y Martin, F.D.: "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco (Oct.,1983).
5. Taber, J.J., Martin, F.D. and Seright, R.S.: "EOR Screening Criteria Revisited: Part 1- Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Fields Projects" SPERE (Ago. 1997). 189-205.
6. Stalkup, F.I., Jr.: Miscible Displacement, Monograph 8, SPE Monograph Series, Dallas, Texas (1983).
7. Lee J.; Reitzel, C.: "High Pressure, Dry Gas Miscible Flood-Brazeau Nisku Oil Pool," JPT (Nov,1982), 2503-2507.
8. Van Wylen, J.G. y Sonntag, E.R.: "Fundamentos de Termodinámica", Editorial Limusa, México (1979) 418-419.
9. Martin J.J.: "Cubic Equation of State "Which ?"", Ind. & Eng. Chem., (1979),18, No.2,81
10. Michelsen, M.L.: "Partial Derivatives of Thermodynamic Propierties from Equation of State", Reporte, Inst. por Kemiteknik, Universidad Técnica de Dinamarca, Dinamarca (1981).
11. Van Der Waals, J.D.: "Continuity of the Gaseous and Liquid State of Mater (1873).
12. Redlich, O. and Kwong, J.N.S.: "On the Thermodynamics of Solutions V. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions", Chemical Reviews, Vol. 44, (1949). 52-63.
13. Soave, G.: "Equilibrium constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State", Chemical Engineering Science, Vol. 27, (1972). 1197-1203.
14. Peng, D.Y. y Robinson, D.: "A New Constant Equation of State", Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals. Vol. 15, (1976). 59-64.
15. Coats K.H., Dempsey, J.R., and Henderson J.H.: "A New Tecnique for Determining Reservoir Description from Field Performance Data," SPE, (Mar,1970), 66-74.
16. Schlumberger: "PVT Reference Manual, Versión 96-A", Schlumberger GeoQuest (Sep,1995).



17. Coats K.H. and Smart G.T.: "Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data," SPE 11197, (May, 1986), 277-299.
18. Whitson, C.H.: "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions," SPEJ, (Ago, 1983), 683-694.
19. Basbush, J.L.: "A Method to determine K-Values From Laboratory Data and its Applications" SPE 10127, San Antonio Texas, (Oct. 1981), 1-16.
20. Whitson, C.H.: "Evaluating Constant Volume Depletion Data", SPE 10067, San Antonio Texas, (Oct, 1981), 1-21.
21. García G., F.J., Pérez A.H. y Chagoya M.E.: "Determinación Experimental de la Presión de Miscibilidad de Sistemas CO₂-Aceite, Mediante Pruebas de Desplazamiento en Tubo Empacado". Presentado en el Congreso Panamericano de Ingeniería, celebrado en la Cd. de México, D.F., (1979).
22. Hutchinson, C.A., Braun, P.H. "Phase Relationships of Miscible Displacement in Oil Recovery", AICHEJ, V7.
23. Benham, A.L. y asoc.: "Miscible Fluid Displacement-Prediction of Miscibility" TRANS., AIME (1960). 229-237.
24. Glaso, O.: "Miscible Displacement: Recovery Test with Nitrogen". SPERE. (Feb. 1990). 927-934
25. Firoozabadi, A., y Aziz, K.: "Analysis y Correlation of Nitrogen an Lean-Gas Miscibility Pressure. SPE Reservoir Engineering, (Nov. 1986). 575-582.
26. Hanssen, J.E.: "Miscible Displacement; Recovery Tests with Nitrogen," SPE 17378 (abr. 1988). 57-68
27. Hudgins, D. A. Y asoc.: "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study". SPERE. (Feb. 1990). 577-588
28. Sebastian H.M. y Lawrence D.D.: "Nitrogen Minimum Miscibility Pressures" SPE/DOE 24134 (1992), 299-310
29. Lange, E. A.: "Correlation and Prediction of Residual Oil Saturation for Gas Injection-Enhanced Oil Recovery Processes", SPERE&E. (Abr. 1998). 127-133
30. Rivera R.J., y Garaicochea P.F.: "Inyección de Nitrógeno al Campo Sen: Una Alternativa para Incrementar la Recuperación de Hidrocarburos Mediante el Establecimiento de un Proceso Miscible de Desplazamiento



31. "Enhanced Oil Recovery – An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States – 1976 to 2000" National Petroleum Council , Washington, D.C. (Dic. 1976)
32. Yellig, W.F. y Metcalfe, R.S.: "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures" J.P.T. (Ene. 1980). 160-168.
33. Holm, L.W. y Josendal, V.A.: "Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide" J.P.T. (Dic. 1974). 1427-1438.
34. Cronquist, D.: "Carbon Dioxide Miscibility with Light Reservoirs Oils" Artículo presentado en el 4º. Simposium (Ago. 1978). 29-31
35. Johnson, J.P. y Pollin, J.S.: "Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures" SPE 9790 (Ene. 1980). 269-274
36. Alston, R.B. Kokolis, G.P. y James, C.F.: "CO₂ Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO₂ Streams and Live Oil Systems," SPE 11959 (Abr. 1985) 268-274.
37. Sebastian, H.M., Wenger, R.S. y Renner, T.A.: "Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams" SPE 12648 (1984).
38. León G.A., Flores C.S., Ladrón D.G.E., Galindo N.A., Samaniego V.F., Sanchez B. J. L., y Rodríguez D.G.F.: "Influencia de los Efectos Convección-Difusión y Segregación Gravitacional en el Comportamiento de Presión, Temperatura, Composición y Propiedades PVT del Yacimiento Akal", Coordinación de Recuperación Secundaria y Mejorada, Gerencia de Administración de Yacimientos, (Dic. 2000), Reporte Confidencial.
39. N. Mungan "Pressure Maintenance by Gas Injection Into Jujo-Tecominoacan Pemex Exploración y Producción Región Sur, Cardenas, Tabasco, México. (May, 1999), Reporte No. 3, interno.
40. Serrano S.M., Chimal R.J., y Amador H.R.M.: "Alternativas de Inyección de Gases en Condiciones Supercríticas a Yacimientos Naturalmente Fracturados", IMP, Subdirección General de Exploración y Producción, Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, Línea de Recuperación Secundaria y Mejorada, Laboratorio de Desplazamientos Miscibles, Proyecto CCC-6301, Reporte interno.
41. Creek, J.L. and Sheffield, J.M.: "Phase Behavior, Fluid Properties, & Displacement Characteristics of Permian Basin Reservoir Fluid-CO₂ Systems," SPE/DOE 20188, SPE/DOE 7th Symposium on EOR held in Tulsa, Ok., (Abr. 1990).



42. Van Golf-Racht, T.D.: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Elsevier Publishing Co. New York (1982)
43. Saidi A.M.: Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamentals and Practical Aspects). Totla Edition Presse, Paris France (1987)
44. "Shell's Miscible Pilot Test in Wasson Field Looking Good". Oil and Gas Journal. Feb. 1, 1960.
45. Meltzer, B.D. Y asoc.: "An Efficient Gas Displacement Project Raleigh Field Mississippi", J.P.T. May. 1965
46. Kovarick, F.S.: "A Minimum Miscibility Pressure Study Using Impure CO₂ and West Texas Oil Systems: Data Base, Correlations, and Compositional Simulation" SPE 14689. 1-14
47. Backmeyer, L. A.: "The Tertiary Extension of the Wizard Lake D-3 Pool Miscible Flood", SPE 13271, 1984.

