



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“INYECCIÓN DE UN BACHE DE GAS
HIDROCARBURO MISCIBLE COMO PROCESO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:
LUIS ENRIQUE RODRÍGUEZ MANZO

Director: M. en I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



México D.F.

2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-403

SR. LUIS ENRIQUE RODRÍGUEZ MANZO
Presente

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

INYECCIÓN DE UN BACHE DE GAS HIDROCARBURO MISCIBLE COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

- INTRODUCCIÓN**
- I ANTECEDENTES**
- II COMPORTAMIENTO DE FASES EN PROCESOS MISCIBLES**
- III TEORÍA DE LA MISCIBILIDAD Y ENRIQUECIMIENTO MÍNIMO MISCIBLE**
- IV CÁLCULO DEL TAMAÑO DEL BACHE DE HIDROCARBUROS PARA UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F., a 27 de Marzo de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS: INYECCIÓN DE UN BACHE DE GAS HIDROCARBURO MISCIBLE COMO
PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

ALUMNO: RODRÍGUEZ MANZO LUIS ENRIQUE

DIRECTOR: M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

SINODALES

PRESIDENTE: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ



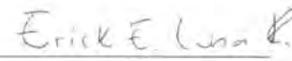
VOCAL: M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



SECRETARIO: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS



1ER. SUPLENTE: ING. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO



2DO. SUPLENTE: DRA. ROCÍO DE LA TORRE SÁNCHEZ



Agradecimientos

A Dios por darme la dicha de ser Mexicano y que a través de las siguientes personas me ha colmado de bendiciones.

A mi Padre José y mi Madre Carmen por todo su amor y comprensión.

A mis hermanos Sandra y Pepe por su apoyo y ejemplo.

A mis otros hermanos Diego, Hugo y Valentín por todos los buenos momentos y sabios consejos.

A mis amigos Miguel, Toño, Mariel, Felipe, Chora, Leonel, sin ustedes el paso por la facultad no hubiera sido lo mismo.

A la profesora Ma, del Carmen Quilantán Rodríguez por su apoyo en el momento crítico en la preparatoria.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería por compartir su experiencia y por enseñarme como debe y como no debe comportarse un ingeniero.

A los Ingenieros que participaron en la revisión de la presente, en especial al M. en I. Tomás Eduardo Pérez García por su dirección.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería (mi segundo casa literalmente) por la oportunidad de formarme en sus aulas.

Índice

Lista de figuras	III
Lista de tablas	V
Introducción	VI
I. Antecedentes	1
I.1 Ciclo de vida de un yacimiento petrolero.....	1
I.2 Recuperación secundaria.....	5
I.3 Recuperación mejorada.....	8
I.4 Criterios de escrutinio.....	10
I.5 Proceso de inyección de gas hidrocarburo miscible.....	12
I.6 Situación actual de la recuperación de hidrocarburos por medio de la inyección de gas miscible.....	14
II. Comportamiento de fases en procesos miscibles	17
II.1 Diagramas ternarios.....	17
II.2 Diagramas pseudoternarios.....	18
II.3 Mecanismos para la obtención de un desplazamiento miscible.....	35
II.4 Mecanismo miscible al primer contacto.....	35
II.5 Mecanismo vaporizante.....	36
II.6 Mecanismo condensante.....	38
II.7 Mecanismo condensante-vaporizante.....	39
III. Teoría de la miscibilidad y enriquecimiento mínimo miscible	43
III.1 Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.....	44
III.2 Métodos experimentales para obtener la Presión Mínima de Miscibilidad.....	44
III.3 Correlaciones para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.....	51
III.4 Cálculo del Enriquecimiento Mínimo Miscible.....	60

III.5 Métodos experimentales para obtener el Enriquecimiento Mínimo Miscible	61
III.6 Método gráfico para obtener el Enriquecimiento Mínimo Miscible	61
IV. Cálculo del tamaño del bache de hidrocarburos para un desplazamiento miscible	64
IV.1 Modelo de dispersión-convección	65
IV.2 Modelo de dispersión-capacitancia	70
IV.3 Consideraciones para procesos de contactos múltiples	72
IV.4 Aplicación de la inyección de un bache de hidrocarburos en el yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool, Alberta, Canadá.....	84
Conclusiones	89
Nomenclatura	91
Bibliografía	93

Lista de Figuras

I.1 Ciclo de vida de un yacimiento de hidrocarburos	1
I.2 Etapas de explotación de un yacimiento de hidrocarburos	3
I.3 Porcentajes de recuperación primaria por mecanismo de empuje.....	4
I.4 Inyección de agua externa y en arreglos.....	6
I.5 Inyección de gas externa	6
I.6 Comparación entre los desplazamientos por gas y agua.....	7
I.7 Movimientos del gas a través de los canales de poro.....	7
I.8 (a) Diferencia de velocidades al pasar a través de canales de poro con diferentes tamaños. (b) Formación de una película de aceite a causa de la tensión interfacial (c) Saturación de aceite residual a causa del rompimiento de la película.....	8
II.1 Diagrama ternario	18
II.2 Principales componentes de un diagrama pseudoternario.....	19
II.3 Diagrama pseudoternario	26
II.4 Diagrama de bloques para la construcción de la envolvente de fases en un diagrama pseudoternario	34
II.5 Proceso miscible de primer contacto.....	36
II.6 Representación de un desplazamiento vaporizante en un diagrama pseudoternario	37
II.7 Representación de un desplazamiento condensante en un diagrama pseudoternario.....	39
III.1 Diagrama de un aparato Slim-Tube	45
III.2 Diagrama de un aparato Rising-Bubble.....	47
III.3 Comportamiento de la forma de las burbujas de gas en el aparato Risibg Bubble para un desplazamiento vaporizante	49
III.4 Comportamiento de la forma de las burbujas de gas para un desplazamiento condensante	50
III.5 Puntos críticos para mezclas de fluido del yacimiento E, propano y metano	53

III.6 Condiciones de fase predichas a 2000 psia para un desplazamiento miscible de un fluido de yacimiento caracterizado por un peso molecular de la fracción C ₇₊ de 180 a 200.....	55
III.7 Diagrama pseudoternario. Determinación del EMM por el método gráfico	62
IV.1 Esquema de un desplazamiento miscible.....	72
IV.2 Modelo de celdas.....	76
IV.2b Comportamiento de un proceso miscible conforme se mueve dentro del yacimiento.....	77
IV.3 Relación gráfica aceite enriquecido-solvente vs. celdas	79
IV.4 Mapa estructural del yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool.....	85
IV.5 Niveles promedio de los fluidos	85
IV.6 Diagrama pseudoternario para el yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool.....	86
IV.7 Esquema del desplazamiento miscible terciario para el yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool.....	87
IV.8 Historia de producción del yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool	88

Lista de Tablas

I.1 Clasificación y efectos de los subprocesos que se emplean en RM.....	9
I.2 Criterios de escrutinio para la inyección de hidrocarburos miscibles.....	11
I.3 Proyectos de inyección de gas miscible en el mundo	15
II.1 Componentes del aceite A.....	24
III.1 Valores de las constantes A y B para la correlación de Eakin y Mitch	60
IV.1 Composiciones del aceite del yacimiento y del solvente utilizados en el cálculo del tamaño del bache de solvente.....	80

Introducción

México en el contexto mundial se identifica como productor y exportador de hidrocarburos y su economía se apoya principalmente en la industria petrolera. La mayoría de los yacimientos que se explotan actualmente se encuentran en su etapa de declinación, de ahí la importancia de los procesos de recuperación secundaria y mejorada ya que éstos permiten mantener o incrementar los gastos de producción.

Desde la década de los 50, se comenzó a recomendar la inyección de gas hidrocarburo miscible para incrementar la recuperación de aceite en yacimientos maduros, esto debido a las ventajas que tiene sobre los procesos de inyección de agua o gas no hidrocarburo inmisible. La ventaja principal es la reducción de la tensión interfacial, lo cual permite tener recuperaciones de hasta ochenta o noventa por ciento. Desde el punto de vista económico la inyección de gas hidrocarburo continua no es viable, pero se puede inyectar un bache seguido por un fluido barato (que sea miscible con el bache de hidrocarburos) para obtener las ventajas de un desplazamiento miscible de manera rentable.

El objetivo de la presente tesis es presentar una investigación teórica sobre la forma en que se desarrollan los procesos miscibles, su clasificación y los cálculos de las condiciones bajo las cuales se pueden obtener y del tamaño del bache a ser inyectado.

Para comprender el contenido de la presente es necesario que el lector cuente con algunos antecedentes que se presentan en el primer capítulo además de conocimientos generales de Ingeniería Petrolera.

Los desplazamientos miscibles se pueden agrupar en dos grandes categorías: desplazamientos miscibles al primer contacto y desplazamientos miscibles de contactos múltiples. Para entender el comportamiento de fases en dichos procesos se utilizaron los diagramas pseudoternarios, por lo cual en el capítulo dos se presenta la construcción de los mismos, así como la explicación de cada uno de los procesos por medio de los cuales se puede obtener un desplazamiento miscible.

Para que pueda darse la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el gas de inyección se debe cumplir con alguna de dos condiciones. La primera de ellas es que se tenga una presión en el yacimiento por arriba de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). Por otro lado si la presión del yacimiento ya no es lo suficientemente alta para estar por encima de la PMM la miscibilidad se puede alcanzar al inyectar un gas con la mínima cantidad de componentes enriquecedores, que permita a través de múltiples contactos entre el gas de inyección y el fluido del yacimiento alcanzar la miscibilidad. Esta cantidad mínima de enriquecedores se conoce como el Enriquecimiento Mínimo Miscible (EMM). En la sección correspondiente a la teoría de la miscibilidad y el enriquecimiento mínimo miscible se presentan los métodos experimentales y las correlaciones para obtener la presión mínima de miscibilidad; así como los métodos experimentales y gráfico para la determinación del enriquecimiento mínimo miscible.

Finalmente se presenta la forma de calcular el tamaño mínimo del bache que será inyectado para tener un desplazamiento miscible y las consideraciones que se deben hacer para el caso de los procesos de contactos múltiples. Así como el caso histórico del yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool, localizado en Alberta, Canada.

I. Antecedentes

I.1 Ciclo de vida de un yacimiento petrolero

La vida de un yacimiento petrolero comprende ocho etapas mostradas en la figura I.1, desde la exploración hasta el abandono del mismo. Dentro de cada una de estas etapas existe una gran cantidad de procesos y subprocesos que permitirán una correcta explotación del mismo.



Figura I.1. Ciclo de vida de un yacimiento de hidrocarburos¹

La primera etapa en la vida de un yacimiento es la exploración geológica y geofísica, que permitirá determinar zonas de interés, es decir, zonas donde las propiedades de la roca pueden permitir la acumulación de hidrocarburos. En esta parte se deben identificar las rocas generadora, almacén y sello.

Cuando ya se ha identificado un posible yacimiento el siguiente paso es la perforación del primer pozo, llamado pozo exploratorio. Una vez que se ha terminado el pozo se le aplican pruebas de producción para determinar la existencia de hidrocarburos. De resultar positivas las pruebas se estimarán las reservas económicamente explotables y se dice que se ha descubierto un nuevo yacimiento.

Una vez que se tiene la certeza acerca de la existencia de una reserva económicamente explotable, se continúa con la perforación de los pozos delimitadores y con la descripción del yacimiento, en la cual se deben conjuntar todos los datos de los pozos que se hayan perforado. Estos datos comprenden las estadísticas de perforación, los registros geofísicos que se hayan tomado, pruebas de los núcleos cortados en cada pozo, pruebas de producción a los pozos, etc. Todos estos datos se toman en cuenta para comenzar a realizar las primeras simulaciones de explotación del yacimiento, para determinar la mejor forma de hacerlo y de esta manera optimizarla.

Ya que se ha descrito el yacimiento comienza su desarrollo. En esta etapa se perforan los pozos de desarrollo y se construyen las instalaciones superficiales de producción (estaciones de separación, de bombeo, oleoductos, gasoductos, etc.). Es importante mencionar que el lapso de tiempo, desde el descubrimiento hasta la producción del primer barril de petróleo con fines económicos, puede tardar varios años dependiendo de la localización del yacimiento, políticas de producción, necesidades de hidrocarburos, etcétera.

Para dar inicio a la explotación del yacimiento, es necesario que todas las instalaciones superficiales de producción estén terminadas. Por lo regular la explotación de

un yacimiento se da en tres etapas, figura I.2. En la etapa de explotación primaria, los pozos producen por la fuerza del propio yacimiento, es decir, aporta la energía para que los fluidos lleguen hasta la superficie.

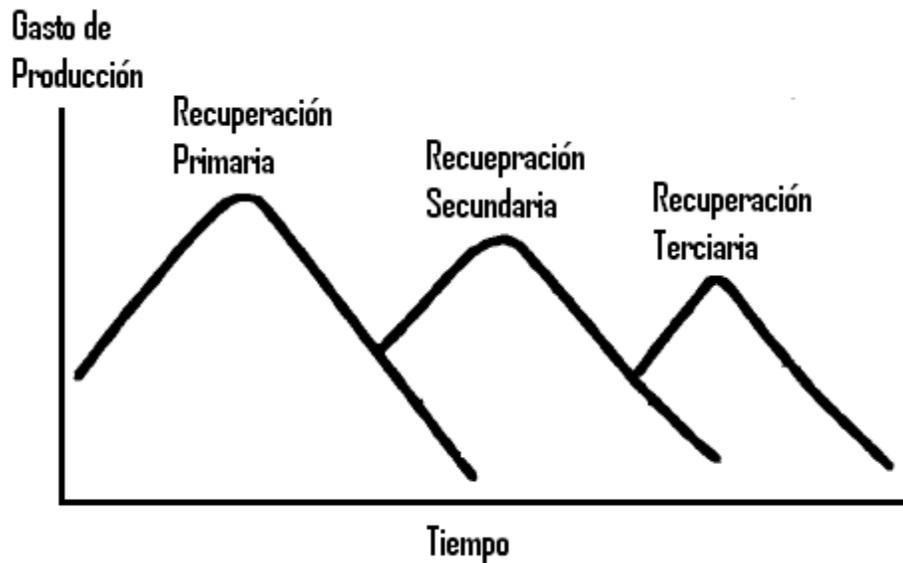


Figura I.2. Etapas de explotación de un yacimiento de hidrocarburos¹

En esta etapa de producción existen cinco mecanismos de desplazamiento por medio de los cuales se producen los hidrocarburos. Estos mecanismos son: empuje por la expansión del sistema roca-fluidos, empuje por expansión de gas disuelto, empuje por expansión del casquete de gas, empuje por segregación gravitacional y empuje por entrada de agua.

Cada uno de estos mecanismos, como se observa en la figura I.3, tendrá diferentes factores de recuperación. De aquí los mecanismos que tienen una recuperación más alta son la entrada de agua y la segregación gravitacional. Esta gráfica es para medios homogéneos, por lo cual para yacimientos reales se tendrán diferentes curvas, debido a las heterogeneidades del medio y a la combinación de los mecanismos.

Conforme se explota el yacimiento, este perderá energía (presión), lo cual da como resultado una declinación en la producción. Para evitar que la producción baje hasta niveles incosteables se le aplica al yacimiento energía externa para que los ritmos de producción

vuelvan a incrementarse. De esta forma inicia la etapa de explotación secundaria. Por lo regular en esta etapa al yacimiento se le aplican métodos de mantenimiento de presión, que son la inyección de agua o de gas no hidrocarburo inmisible.

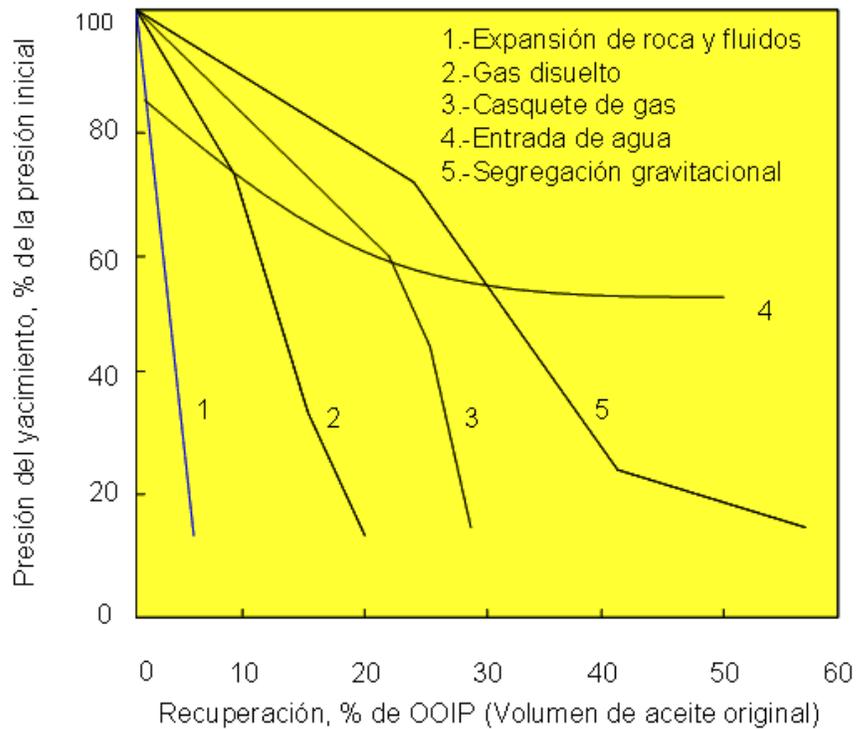


Figura I.3. Porcentajes de recuperación primaria por mecanismo de empuje²

Después de un tiempo de haberse implementado un método de recuperación adicional o de mantenimiento de presión, la producción nuevamente declinará. En ese momento se puede aplicar otro método diferente de recuperación mejorada para volver a incrementar los gastos de producción y de esta forma dar inicio a la etapa de explotación terciaria.

Una vez que se han agotado todos los métodos para mantener la producción económicamente viables, comienza la última etapa en la vida del yacimiento, que es el abandono del mismo. En esta etapa se llevan a cabo todas las operaciones necesarias para taponar los pozos de tal manera que no causen daño al ambiente. Algunos de los equipos de

las instalaciones superficiales de producción que se pueden reutilizar son trasladados a otros activos para reducir costos.

Es así como termina la vida de un yacimiento, pero comienza de nuevo el ciclo en otros lugares para satisfacer la demanda de hidrocarburos en todo el mundo.

I.2 Recuperación secundaria

Como se mencionó anteriormente, cuando un yacimiento pierde presión y en consecuencia disminuye la cantidad de hidrocarburos que se producen, es necesario impartir al yacimiento energía externa para tratar de mantener los gastos de producción del mismo.

En general se define a los métodos de recuperación secundaria, como aquellos cuyo objetivo es mantener la presión del yacimiento (mantenimiento de presión) y que no afectan las propiedades del sistema roca-fluidos; y los métodos de recuperación mejorada, como aquellos cuyo objetivo es afectar las propiedades de los sistemas roca, fluidos y roca fluidos².

Dentro de los métodos de recuperación secundaria se encuentran la inyección de agua y de gases no hidrocarburos inmiscibles, como el nitrógeno, N_2 , o dióxido de carbono, CO_2 . En estos procesos el objetivo es mantener la presión del yacimiento para seguir manteniendo los ritmos de producción y desplazar los fluidos de la zona invadida.

La inyección de agua puede realizarse en dos diferentes formas: periférica o externa; y dispersa o en arreglos. En la forma externa, figura I.4a, el agua se inyecta fuera de la zona de aceite, es decir, se inyecta dentro del acuífero para incrementar el barrido por la inyección de agua. Por otro lado en la inyección dispersa o en arreglos geométricos, figura I.4b, se da dentro de la zona de aceite, provocando el desplazamiento de los fluidos del yacimiento por la invasión de agua, del pozo inyector a los pozos productores. Para determinar que tipo de inyección es conveniente se deben realizar diversas pruebas de laboratorio y tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, pues esta última puede

causar que el frente de desplazamiento no sea uniforme y teniendo como consecuencia la disminución de la producción.

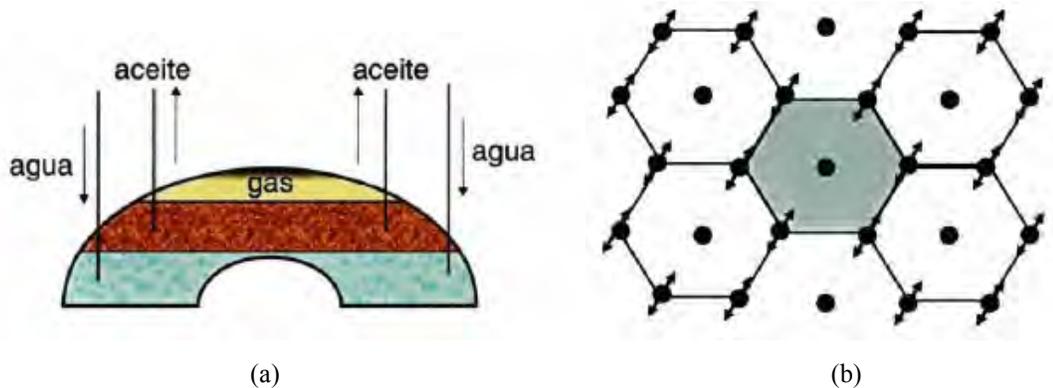


Figura I.4. Inyección de agua externa (izquierda) y en arreglos (derecha)²

Similarmente la inyección de gas no hidrocarburo puede realizarse de dos formas: interna y externa. En la primera de ellas, el gas se inyecta dentro de la zona de aceite. Por lo general se aplica a yacimientos que producen por expansión de gas en solución y que no cuentan con un casquete de gas o no tienen la tendencia a desarrollar una capa de gas secundaria. Por otro lado, la inyección de gas externa se produce en la parte alta de la estructura del yacimiento y por ende ayuda al desplazamiento por expansión del casquete de gas, como se observa en la figura I.5.

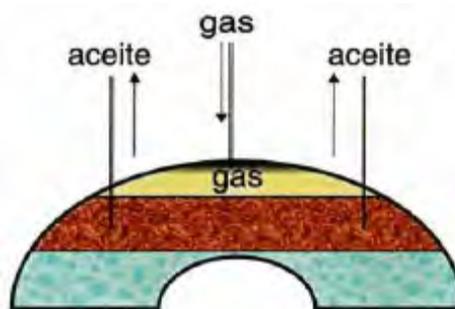


Figura I.5. Inyección de gas externa.²

Existen varios factores que afectan considerablemente a los desplazamientos por inyección de agua o gas. Uno de ellos es la mojabilidad, ya que al inyectar agua dentro de la zona saturada con aceite para desplazar este último, en el caso de rocas mojadas por agua, ésta tenderá a adherirse a la superficie de la roca, formando una especie de cuña con

lo cual el desplazamiento será más eficiente que cuando es mojada por aceite; en este último caso el agua tenderá a moverse por el centro de los canales de poro al igual que en el caso de la inyección de gas porque nunca moja a la roca, como se observa en la figura I.6. Por lo anterior se puede deducir que la inyección de agua es más eficiente



Figura I.6. Comparación entre los desplazamiento por gas (izquierda) y agua (derecha).³

Otro factor es la variación en el tamaño y forma del espacio poroso. En el desplazamiento por gas, éste tiende a moverse solo por los canales de poro más grande, debido a su mayor movilidad y menor viscosidad en relación al aceite. El hecho de que el gas sólo se mueva por los canales de poro más grandes ocasiona que una gran cantidad de aceite permanezca inmóvil lo que se traduce en una recuperación baja como se observa en la figura I.7.

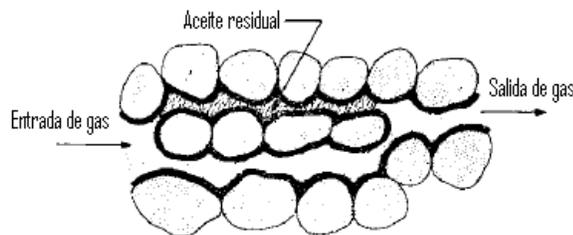


Figura I.7. Movimiento del gas a través de los canales de poro.³

Por otro lado, en la inyección de agua las fuerzas capilares causan que el agua se mueva más rápido por los canales de poro más pequeños y con menos permeabilidad (figura I.8a). Conforme la saturación de agua se incrementa, el aceite adopta la forma de un hilo o película como se observa en la figura I.8b. Conforme esta película se adelgaza la tensión interfacial se incrementa lo que provoca el rompimiento de dicha película en los

puntos A y B, formando pequeñas burbujas de aceite que permanecerán inmóviles, lo que se conoce como la saturación residual de aceite (figura I.8c).

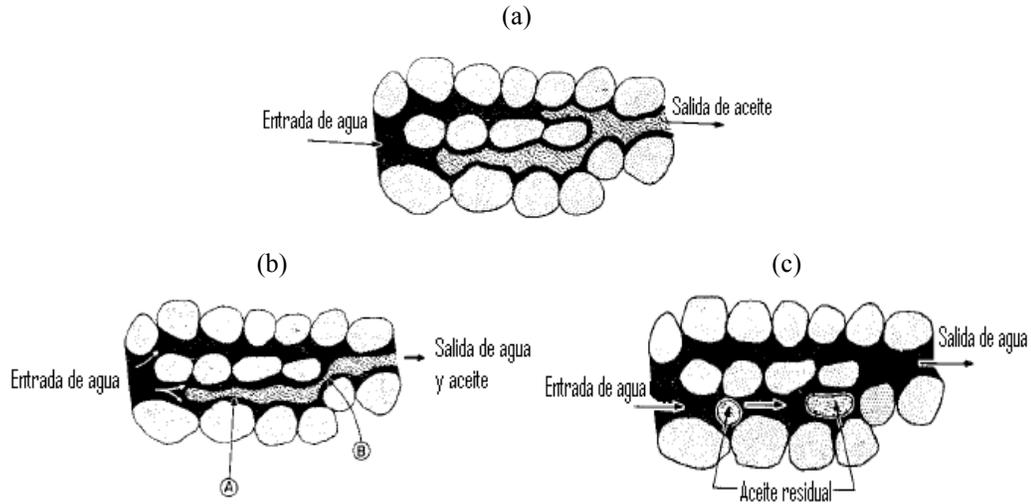


Figura I.8. (a) Diferencia de velocidades al pasar a través de canales de poro con diferentes tamaños. (b) Formación de una película de aceite a causa de la tensión interfacial. (c) Saturación de aceite residual a causa del rompimiento de la película.³

De lo anterior se concluye que para elevar la eficiencia en el desplazamiento de aceite por la inyección de un fluido es necesario reducir la tensión interfacial, lo cual se puede lograr mediante la adición de solventes para alcanzar un desplazamiento miscible, que es el caso de algunos procesos de recuperación mejorada.

I.3 Recuperación mejorada

Como se mencionó anteriormente, los métodos de recuperación mejorada (RM) a diferencia de los métodos de recuperación secundaria, están enfocados en afectar las propiedades de la roca (mojabilidad), o los fluidos (viscosidad, tensión interfacial, etc), con el objetivo de obtener relaciones de movilidad favorables entre el fluido desplazante y desplazado, para incrementar la producción².

De una forma general los procesos de recuperación mejorada se subdividen en cuatro grandes categorías, que son: Térmicos, Químicos, Gases y Bacteriológicos. Y a su vez, éstas se dividen de acuerdo al tipo de fluido inyectado.

En la tabla I.1, se muestran los porcentajes de recuperación para cada fluido en un medio homogéneo. De esta tabla se puede observar que la mayoría de los fluidos actúan sobre la reducción de la viscosidad, reducción de la tensión interfacial o la alteración de la mojabilidad, para producir un incremento en la movilidad del aceite o un decremento en la movilidad del fluido inyectado, generando una producción adicional de aceite.

Tabla I.1. Clasificación y efectos de los subprocesos que se emplean en RM²

Subproceso	Tipo de fluido	Efecto en mecanismo	% De recuperación alcanzado	
Térmico	Vapor	Reduce la viscosidad	5-40	
		Vaporiza ligeros		
	Combustión	Reduce viscosidad	10-15	
		Vaporiza ligeros		
Solvente	Agua caliente	Reduce viscosidad	5-10	
	Hidrocarburo miscible	Desarrolla miscibilidad	5-10	
	CO ₂ miscible	Desarrolla miscibilidad	5-10	
	CO ₂ inmisible	N ₂	Inchamiento de aceite	5-15
			Mejora movilidad, disuelve gas	
			Mejora movilidad, disuelve gas	
	Aire	Mejora movilidad, disuelve gas	5-15	
	Gas de combustión	Mejora movilidad, disuelve gas	5-15	
Químico	Polímero	Mejora movilidad	5	
	Surfactante	Mejora movilidad	15	
		Reduce tensión interfacial		
	Alcalis	Mejora movilidad	5	
Reduce tensión interfacial				
Bacteriológico	Lípidos (biosurfactante)	Altera mojabilidad	7-30	
		Reduce tensión interfacial		
	Polisacáridos (biopolímero)	Obstruye el medio poroso	7-30	
		Producción <i>in situ</i> de CO ₂ , alcoholes y ácidos		

Los porcentajes de la tabla consideran experiencias de campo y de laboratorio, por lo cual son una aproximación general, para un yacimiento en particular se deben considerar las heterogeneidades propias del mismo, debido a que pueden ocasionar canalización y alta dispersión, y con ello una reducción en el porcentaje de recuperación.

De los diversos solventes que se pueden utilizar en los procesos de RM, se encuentra el gas hidrocarburo bajo condiciones de miscibilidad. El presente trabajo está enfocado a explicar la forma en que se desarrolla este proceso ya que cuenta con varias ventajas sobre la inyección de gas y agua, lo que lo hace atractivo para implementarse en México, aún en yacimientos que han estado bajo un proceso de inyección de agua.

I.4 Criterios de escrutinio.

Cuando se está considerando implementar un proceso de recuperación secundaria o mejorada en un yacimiento, se deben tomar en cuenta muchos factores para determinar que proceso tiene mayor probabilidad de éxito y de esta forma destinar recursos para pruebas que determinen su aplicación. Un primer estudio que se puede realizar de forma rápida y económica es la comparación de las propiedades del yacimiento en estudio con los criterios de escrutinio publicados.

Los criterios de escrutinio son estudios estadísticos que se desarrollan a partir de datos publicados de pruebas de laboratorio, simulaciones, pruebas piloto y resultados de aplicaciones en campo de los diversos procesos de recuperación secundaria y mejorada, en los que se han obtenido resultados satisfactorios. En éstos se presentan rangos promedio de las propiedades de los fluidos, tales como: densidad del aceite, viscosidad, composición; y características generales del yacimiento: profundidad, temperatura, espesor, tipo de formación, saturación de aceite, permeabilidad. Con base en estas características se realiza una primera selección de los procesos que se pueden aplicar al yacimiento en estudio.

En 1997, Taber⁴ y colaboradores presentaron una revisión de los criterios de escrutinio donde, para el caso de la inyección de gas hidrocarburo miscible que es de

interés para el presente trabajo, reportan las siguientes características que deben tener los yacimientos y el aceite contenido en ellos para que se obtenga un desplazamiento satisfactorio.

Tabla I.2. Criterios de escrutinio para la inyección de hidrocarburos miscibles⁴

Guía de Escrutinio Técnicas		
	Recomendado	Rango en Proyectos Actuales
Aceite Crudo		
Densidad, °API	>23	24-54
Viscosidad, cp	<3	0.04-2.3
Composición	Alto porcentaje de componentes ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite	>30	30-98
Tipo de formación	Areniscas y carbonatos con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad	
Espesor neto	Relativamente delgada a menos que la Formación sea profunda.	
Permeabilidad promedio	No crítica si es uniforme	
Profundidad, (ft)	>4,000	4,040-15,900
Temperatura	La temperatura afectará la Presión Mínima de Miscibilidad	

Si bien estos criterios de escrutinio surgen de proyectos donde se ha tenido éxito, éstos sólo deben tomarse como una primera evaluación cualitativa y no para tomar una decisión definitiva. Para tener la certeza de que un método es el adecuado para un yacimiento dado, se deben realizar las pruebas laboratorio necesarias.

A partir de estos criterios se puede deducir que los yacimientos donde se puede aplicar un desplazamiento por medio de la inyección de gas hidrocarburo miscible son de

aceite volátil así como los de gas y condensado, en formaciones arenosas y carbonatadas que no presenten fracturas o en su caso que sean mínimas, con permeabilidades altas que favorezcan la movilidad de los fluidos, y con profundidades mayores a los 1200 m.

I.5 Proceso de inyección de gas hidrocarburo miscible

Desde la década de los 50's se comenzó a recomendar la inyección de gas miscible para incrementar la recuperación de los yacimientos de hidrocarburos maduros⁵. Esto debido a que se reduce la tensión interfacial, que es uno de los factores que causan el entrapamiento de casi un 60% del aceite original (OOIP, por sus siglas en inglés).

El objetivo del desplazamiento miscible en un proceso de recuperación mejorada es aumentar la eficiencia de desplazamiento en los poros de la roca que son invadidos por el fluido de inyección, mediante la eliminación de las fuerzas de retención que actúan en todo proceso donde se emplean fluidos no miscibles.

Ahora bien la miscibilidad se define como “la habilidad de dos o mas sustancias para formar una sola fase homogénea cuando se mezclan en cualquier proporción”⁶, no se debe confundir con la solubilidad ya que ésta última es “la habilidad de un volumen limitado de una sustancia para mezclarse con otra sustancia y formar una sola fase homogénea”⁵.

Para el caso específico de los yacimientos petroleros, la miscibilidad se refiere a las propiedades físicas que permiten que dos o más fluidos se mezclen en todas proporciones sin la existencia de una interfase entre ellos. Cuando existe una tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) con una magnitud >0.1 dinas/cm, las fuerzas capilares evitarán el desplazamiento completo de uno de los fluidos. Si esto llega ocurrir, un volumen considerable de aceite permanecerá en el yacimiento después de la inyección, como ocurre cuando se inyecta agua o gas no hidrocarburo inmisible, como se describió anteriormente.

En el caso de los desplazamientos miscibles, se busca que la tensión interfacial desaparezca, $IFT=0$, con lo cual el volumen de aceite residual después del desplazamiento teóricamente deberá ser también igual a cero en la región barrida por el fluido desplazante, este es el mecanismo de desplazamiento de un proceso miscible. Esta es la principal ventaja del desplazamiento por inyección de un bache de gas hidrocarburo miscible. En realidad siempre existirán otros factores, como la heterogeneidad del medio o la canalización del gas de inyección que no permitirán que se alcance una recuperación del 100%.

En 1983 Stalkup⁵ presentó una revisión acerca de los procesos miscibles, en el se mencionan tres tipos de desplazamientos miscibles que son: los procesos miscibles al primer contacto, los vaporizantes y los condensantes. Sin embargo, tal como se menciona en el capítulo II, existen evidencias de un cuarto desplazamiento que corresponde a la combinación de los procesos vaporizantes y condensantes. Pero ahora vasta con que se indique que en general los procesos de recuperación mejorada por inyección de gas miscible se divide en dos, los procesos de primer contacto y los procesos de múltiples contactos.

En los procesos de primer contacto el gas inyectado se mezcla directamente con el aceite del yacimiento en todas las proporciones y mantienen una sola fase homogénea. Por otro lado en los procesos de múltiples contactos los fluidos desplazante y desplazado, bajo ciertas condiciones de presión y composición de solventes podrán alcanzar la miscibilidad por medio de la transferencia de masa entre ambos fluidos.

La inyección se puede realizar en forma continua o mediante un bache, que será desplazado por un fluido de costo menor, que puede ser agua, nitrógeno u otro gas. Siguiendo este esquema se espera formar un frente miscible, que vaya barriendo el aceite donde no se empleen grandes cantidades de gas hidrocarburo, para obtener la misma recuperación.

I.6 Situación actual de la recuperación de hidrocarburos por medio de la inyección de gas miscible

La Revista Oil and Gas Journal, publica desde 1971 su Enhanced Oil Recovery Survey (EOR Survey). En él se reportan los proyectos planeados de Recuperación mejorada a nivel mundial, los proyectos en Estados Unidos de América (EUA) por medios térmicos, la producción en EUA por la inyección de CO₂ y otros gases, la producción de todos los procesos de Recuperación Mejorada en Canadá, y la producción de todos los procesos de Recuperación Mejorada en el resto del mundo (sin contar EUA y Canadá).

En el EOR Survey de 2006, que se muestra en la tabla I.3, se sabe que en EUA no se tienen planeados proyectos de inyección de gas hidrocarburo, y que se tienen 12 proyectos produciendo 540,300 barriles por día (BPD), todos en formaciones de areniscas con una profundidad que va de los 4,500 a los 11,000 ft, con una densidad del aceite entre 15 y 40 °API.

En Canadá se encuentran 22 proyectos de inyección de gas hidrocarburo miscible, de los cuales 15 se encuentran en formaciones de dolomitas, 4 en calizas, 2 en una combinación de dolomitas y calizas, y uno en areniscas. La producción de todos los proyectos es de 25,544 BPD de aceite con densidades entre 32.8 y 57 °API, en profundidades que van de 4,040 a 9,800 ft.

Fuera de estos dos países solamente Venezuela cuanta con dos proyectos de inyección de gas hidrocarburo miscible, los cuales se encuentran en areniscas y producen 230,000 BPD de aceite con una densidad de 21.33 y 24.36 °API, en profundidades de entre 13,000 y 14,500 ft.

Actualmente en México no se tienen planeados y/o en ejecución proyectos de inyección de gas hidrocarburo miscible, ya sea de forma continua o en bache. Por lo cual resulta atractivo realizar un estudio sobre este proceso y determinar su factibilidad de aplicación en México.

Tabla I.3. Proyectos de inyección de gas miscible en el mundo.⁷

Operador	Campo	País	Fecha de inicio	Área [Acres]	No. Pozos Productores	No. Pozos Inyectores	Tipo de Formación	Porosidad [%]	Permeabilidad [mD]
BP Alaska	Prudhce Bay	EUA	12/82-2/97	65,000	376	102	Arenisca	22	400
BP Alaska	Erleen West End	EUA	Dic-02	4,000	40	16	Arenisca	19	130
BP Alaska	Aurora	EUA	Dic-03	10,000	13	10	Arenisca	20	50
BP Alaska	Borealis	EUA	2004	9,000	26	16	Arenisca	20	100
BP Alaska	Orion	EUA	2005	7,000	6	16	Arenisca	25	150
BP Alaska	Polaris	EUA	2004	5,000	7	4	Arenisca	25	150
BP Alaska	Pt. McInyre	EUA	2001	6,240	55	15	Arenisca	23	200
Exxon Mobil	South Pass Block 89	EUA	Dic-83	204	9	5	Arenisca	26	1,000-1,500
Exxon Mobil	South Pass Block 89	EUA	Jul-89	20	3	3	Arenisca	26	1,000
Conoco Phillips	Kaparuk River	EUA	6/88-12/96	70,000	350	260	Arenisca	24	50-500
Conoco Phillips	Tarn	EUA	Nov-96	2,400	29	11	Arenisca	21	20
Conoco Phillips	Alpine	EUA	Nov-00	40,000	25	22	Arenisca	19	20
Devon Canada	Swan Hills	Canadá	Oct-85	19,440	400	95	Dol/Lut	8.5	54
Burlington Resources	Brassey	Canadá	Ago-89	6,043	6	6	Dol/Lut	16.6	137
Burlington Resources	Fenn-Big Valley	Canadá	Abr-83	1,268	26	7	Dolomita	8	400
Conoco Canada	Goose River	Canadá	Abr-87	2,847	36	14	Dolomita	8--18	3-270
Exxon Mobil Oil Canada	Rainbow "II"	Canadá	Jul-83	320	2	0	Dolomita	8.5	100-5,000
Exxon Mobil Oil Canada	Rainbow "AA"	Canadá	Sep-72	800	4	0	Dolomita	8.6	100-5,000
Exxon Mobil Oil Canada	Rainbow South "B"	Canadá	Ago-72	490	8	3	Dolomita	6	40
Imperial Oil	Pembina "G" Pool	Canadá	Sep-89	328	2	0	Dolomita	8	900
Imperial Oil	Pembina "K" Pool	Canadá	1984	126	1	0	Dolomita	12.7	2,020
Imperial Oil	Pembina "L" Pool	Canadá	1985	625	4	1	Dolomita	10.5	1,060
Imperial Oil	Pembina "M" Pool	Canadá	1983	192	2	1	Dolomita	9	540
Imperial Oil	Pembina "O" Pool	Canadá	Nov-83	346	3	0	Dolomita	11.8	3,100
Imperial Oil	Pembina "P" Pool	Canadá	Oct-83	420	3	1	Dolomita	10.3	2,400
Imperial Oil	Pembina "Q" Pool	Canadá	Feb-85	301	1	0	Dolomita	9.8	1,970
Imperial Oil	Wizard Lake	Canadá	1969	2,725	20	0	Dolomita	10.5	1,375
Imperial Oil	Rainbow "FF" Pool	Canadá	Sep-71	102	1	0	Dolomita	7.3	180
Imperial Oil	Rainbow "T" Pool	Canadá	Jun-69	222	2	0	Dolomita	8.6	320
Imperial Oil	Rainbow "Z" Pool	Canadá	Feb-71	221	2	1	Dolomita	4.25	160
Husky Oil	Rainbow KR B Pool	Canadá	Jun-84	2,500	64	11	Dolomita	8	300
Husky Oil	Rainbow South KR E Pool	Canadá	Abr-94	478	6	3	Lutita	9.1	50
Husky Oil	Rainbow South KR G Pool	Canadá	May-95	240	3	2	Lutita	8	50
Husky Oil	Rainbow KR F Pool	Canadá	Jun-96	1,920	37	8	Dolomita	6	1,000
PDVSA E&P	Carito Central	Venezuela	Dic-96	12,000	45	10	Arenisca	8--20	10-1,000
PDVSA E&P	Carito Oeste	Venezuela	Nov-97	9,500	26	15	Arenisca	10--20	10-1,000

Tabla I.3 (continuación). Proyectos de inyección de gas miscible en el mundo.⁷

Profundidad [pies]	°API	Viscosidad [cp]	Temperatura [°F]	Producción Previa	Saturación Inicial [%]	Saturación Final [%]	Etapas del Proyecto	Producción Total [b/d]	Evaluación del Proyecto
8,800	27	0.9	210	Iny. de agua	50	25	Media	180,000	Satisfactorio
8,800	26	1	235	Iny. de agua	45	25	Iniciando	12,000	Satisfactorio
6,700	24	2	150	Iny. de agua	80	30	Iniciando	10,000	Satisfactorio
6,600	24-28	2	160	Iny. de agua	80	30	Iniciando	20,000	Temprano para decir
4,500	15-23	7-140	85	Iny. de agua	65	35	Iniciando	9,000	Temprano para decir
4,900	15-23	7-140	100	Iny. de agua	65	35		4,000	Satisfactorio
8,800	27	0.9	182	Iny. de agua	70	30	Mitad	35,000	Satisfactorio
10,000	38	0.4-0.6	180	Primaria			Mitad	2,100	Satisfactorio
11,000	38	1	165	Primaria			Cercano a la terminación	200	Satisfactorio
6,000	24	2	160	Iny. de agua/gas	75		Iniciando	33,000	Satisfactorio
5,200	37	0.6	142	Ninguna	65		Iniciando		Satisfactorio
7,000	40	0.45	160	Ninguna	80		Iniciando		Promisorio
8,300	41	0.4	225	Iny. de agua	30	5	Cercano a la terminación	14,300	Satisfactorio
9,850	57	0.097	210		98	33	Cercano a la terminación	1,500	Satisfactorio
5,249	32.8	1.34	136	Primaria	33		Mitad	590	Satisfactorio
9,150	41	0.3	230	Iny. de agua	55	43	Cercano a la terminación	1,900	Satisfactorio
5,500	39	0.46	190	Iny. de agua	45	15	Mitad	50	Promisorio
5,500	39	0.47	184	Iny. de agua/gas	92	15	Cercano a la terminación	10	Satisfactorio
6,200	40	0.3	183	Primaria			Cercano a la terminación	598	Satisfactorio
9,541	43.2	0.33	204	Primaria	80	5	Cercano a la terminación	409	Satisfactorio
9,469	43.6	0.37	198	Primaria	82	5	Cercano a la terminación	208	Satisfactorio
9,415	40.9	0.42	199	Iny. de agua	88	5	Cercano a la terminación	667	Satisfactorio
9,333	41.1	0.14	198	Primaria	93	5	Cercano a la terminación	472	Satisfactorio
9,332	43.4	0.32	190	Primaria	84	5	Cercano a la terminación	198	Satisfactorio
9,531	45.4	0.36	200	Primaria	87	5	Cercano a la terminación	640	Satisfactorio
9,421	41.3	0.42	196	Primaria	91	5	Cercano a la terminación	220	Satisfactorio
6,500	38	0.54	167	Primaria	93	15	Cercano a la terminación	346	Satisfactorio
4,160	37	0.59	188	Primaria	90	5	Cercano a la terminación	17	Satisfactorio
4,330	40	0.69	188	Primaria	88	5	Cercano a la terminación	161	Satisfactorio
4,040	38	0.547	190	Primaria	73.5	5	Cercano a la terminación	418	Satisfactorio
6,000	38	0.83	188	Iny. de agua	52	23	Mitad	8,810	Satisfactorio
6,400	43	0.39	195	Iny. de agua	67	50	Iniciando	1,000	Satisfactorio
6,330	44	0.4	195	Iny. de agua	67	50	Iniciando	500	Satisfactorio
6,000	48	0.25	180	Iny. de gas	50	40	Iniciando	3,200	Promisorio
13,000-14,500	21-33	0.1-0.5	290	Primaria	80		Iniciando	150,000	Satisfactorio
13,000-14,500	24-36	0.1-0.5	290	Primaria	80		Iniciando	80,000	Satisfactorio

II. Comportamiento de fases en procesos miscibles

II.1 Diagramas ternarios

Los diagramas ternarios son representaciones gráficas de una mezcla de tres compuestos a través de un triángulo equilátero. En el vértice superior del triángulo se coloca el compuesto más ligero, en el inferior derecho se coloca el compuesto intermedio y en el inferior izquierdo el de mayor peso molecular. Cada vértice del triángulo corresponde al 100% del compuesto puro, por lo tanto, en cada uno de los lados se representan todas las posibles mezclas entre los dos compuestos de los vértices que la delimitan, mientras que cualquier punto dentro del triángulo representa una mezcla de los tres compuestos.

En un diagrama ternario, como el que se muestra en la figura II.1, se puede identificar la envolvente de fases, conformada por la línea de puntos de rocío y por la línea de puntos de burbuja; el punto crítico y las líneas de unión. Sobre la línea de puntos de rocío, el líquido está saturado; mientras que en la línea de puntos de burbuja, el vapor está

saturado. Dentro de la envolvente de fases la mezcla estará en los estados líquido y gaseoso. Una línea de unión es una línea que une a la composición de la mezcla en estado líquido con su respectiva parte en estado gaseoso, es decir, para cada mezcla dentro de la envolvente de fases existirá una línea de unión que determinará el porcentaje de la mezcla que se encuentra en estado líquido y en estado gaseoso.

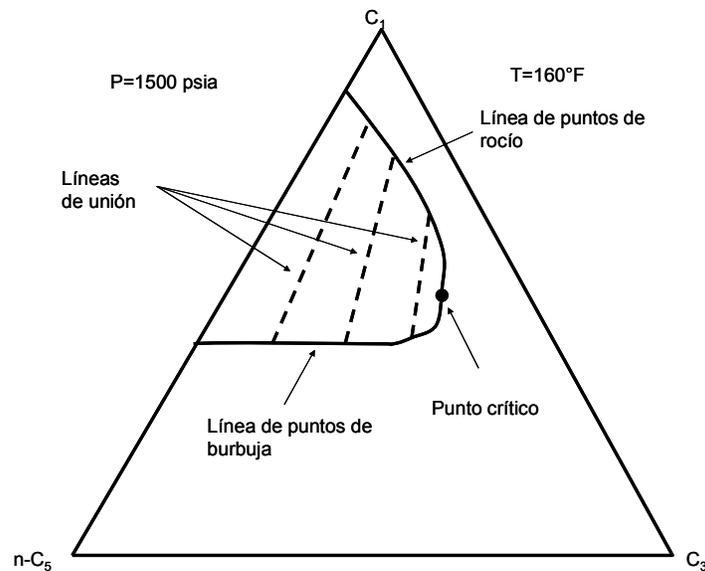


Figura II.1. Diagrama ternario⁸

II.2 Diagramas pseudoternarios

Cuando se quiere estudiar el comportamiento de fases para 4 componentes o más, se puede utilizar un diagrama pseudoternario. Estos diagramas son útiles para representar cualitativamente el comportamiento de las fases que se genera en un desplazamiento miscible.

En un diagrama pseudoternario todos los componentes se agrupan en tres pseudocomponentes. De manera similar a los diagramas ternarios también se utiliza un triángulo equilátero, en la esquina superior se coloca el pseudocomponente más ligero en la inferior izquierda el de mayor peso molecular y en la esquina restante el de peso molecular intermedio.

En un diagrama pseudoternario, como el que se muestra en la figura II.2, también se representa la curva de puntos de rocío y la curva de puntos de burbuja, que conforman la envolvente de fases del sistema, el punto crítico y las líneas de unión.

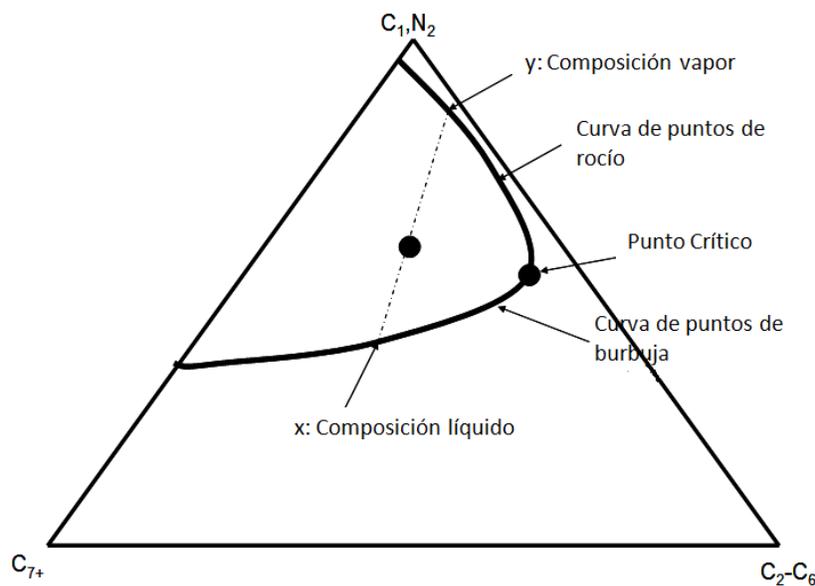


Figura II.2. Principales componentes de un diagrama pseudoternario⁹

La parte más importante de un diagrama ternario es la envolvente de fase, pues como se verá más adelante, mediante la identificación exacta de ella, se determina la composición del bache de inyección, ya sea para que se tenga un desplazamiento miscible de primer contacto o de contactos múltiples; y en éste último caso describir la forma en que se dará.

El primer paso para obtener la envolvente de fases en un diagrama pseudoternario es agrupar todos los componentes del aceite (incluyendo impurezas) y del gas de desplazamiento (en caso de que no sea hidrocarburo) en tres pseudocomponentes, de una manera hasta cierto punto arbitraria.

Generalmente en el primer pseudocomponente se agrupan los componentes más ligeros del aceite y los no hidrocarburos, por ejemplo $[C_1, N_2]$. En el segundo grupo, se encuentran los componentes hidrocarburos intermedios, $[C_2, C_6]$, con los cuales se

enriquecerá el gas desplazante para alcanzar la miscibilidad. Por último, el pseudocomponente de mayor peso molecular agrupará el resto de los componentes del hidrocarburo, es decir, $[C_{7+}]$.

Se han propuestos varios métodos para la construcción de los diagramas ternarios. La mayoría de ellos implican el desarrollo de cálculos “flash”, para determinar la composición de la mezcla en estado líquido y gaseoso, a partir de dichas composiciones obtener la envolvente de fases.

La vaporización flash es un procedimiento que se utiliza para estudios de los fluidos del yacimiento. En éste procedimiento se coloca en una celda de laboratorio un volumen determinado de fluido del yacimiento y se le aplica un presión igual o mayor a la inicial del yacimiento y la temperatura se fija igual a la del yacimiento, manteniéndose constante durante todo el procedimiento. La presión se reduce por pasos para que el volumen se incremente de igual forma y de esta forma observar y determinar la presión de saturación y la relación de fases para dicho fluido.

Craig¹⁰ y colaboradores propusieron el uso de la ecuación de estado de Peng-Robinson para obtener las composiciones de gas y líquido en equilibrio a la temperatura del yacimiento y a diversas presiones. Propusieron construir la envolvente de fases mediante una serie de cálculos flash de la siguiente manera. El primer paso es la caracterización de los pseudocomponentes. A continuación se selecciona arbitrariamente una composición de la parte interior de la envolvente para el cálculo flash inicial. Los resultados de estos cálculos flash arrojan las composiciones líquido y gas de equilibrio para esa composición. Los cálculos se repiten para otras composiciones y de esta manera completar la envolvente de fases.

Para poder realizar cálculos flash con ecuaciones de estado, en primer lugar se deben determinar las propiedades de los pseudocomponentes para la sustitución dentro de la misma. Las propiedades que deben cuantificarse para cada pseudocomponente incluyen la temperatura crítica, $T_{c,i}$; presión crítica, $P_{c,i}$; volumen crítico, $V_{c,i}$; factores acéntricos,

ω_i ; peso molecular, M_l ; y parámetros de interacción, δ_{kl} . Todos estos pueden obtenerse para cada pseudocomponente sumando los productos de la propiedad del componente y el uso de un factor de ponderación, por ejemplo, φ_i :

$$P_{cl}[FL^{-2}] = \sum \varphi_i P_{ci} \dots \dots \dots (II.1)$$

$$T_{cl}[T] = \sum \varphi_i T_{ci} \dots \dots \dots (II.2)$$

$$V_{cl}[L^3] = \sum \varphi_i V_{ci} \dots \dots \dots (II.3)$$

$$M_l = \sum \varphi_i M_i \dots \dots \dots (II.4)$$

Y

$$\delta_{kl}[1] = 1 - \sum \sum \varphi_i \varphi_j (1 - \delta_{ij}) \dots \dots \dots (II.5)$$

Donde $i, j = 1 \dots n_c$; n_c es el número de componentes en el pseudocomponente l .

A continuación es necesario cuantificar el factor de ponderación. Esto se realiza por medio de reglas de mezclado. Hong¹¹ ha resumido varias reglas de mezclado para hacer esto. Él incluye las siguientes.

1. Promedio Molar

$$\varphi_i[1] = X_i \dots \dots \dots (II.6)$$

2. Promedio fracción en superficie

$$\varphi_i[1] = \frac{X_i V_{ci}^{2/3}}{\sum X_i V_{ci}^{2/3}} \dots \dots \dots (II.7)$$

3. Promedio de fracción de peso molecular

$$\varphi_i[1] = \frac{X_i M_i}{\sum X_i M_i} \dots \dots \dots (II.8)$$

Los siguientes tres factores de ponderación utilizan la ponderación de promedio molar para todas las propiedades excepto T_c .

4. T_c que incluye la ponderación para P_c

$$T_{cl}[T] = \sum \sum \varphi_i \varphi_j (T_{ci} T_{cj})^{1/2} (1 - \delta_{ij}) \dots \dots \dots (II.9)$$

Donde

$$\varphi_i[1] = \frac{X_i P_{ci}}{\sum X_i P_{ci}} \dots \dots \dots (II.10)$$

5. T_c que incluye la ponderación V_c

$$T_{cl}[T] = \sum \sum \varphi_i \varphi_j (T_{ci} T_{cj})^{1/2} (1 - \delta_{ij}) \dots \dots \dots (II.11)$$

Donde

$$\varphi_i[1] = \frac{X_i V_{ci}}{\sum X_i V_{ci}} \dots \dots \dots (II.12)$$

6. T_c que incluye la ponderación $V_c^{2/3}$

$$T_{cl}[T] = \sum \sum \varphi_i \varphi_j (T_{ci} T_{cj})^{1/2} (1 - \delta_{ij}) \dots \dots \dots (II.13)$$

Donde

$$\varphi_i[1] = \frac{X_i V_{ci}^{2/3}}{\sum X_i V_{ci}^{2/3}} \dots \dots \dots (II.14)$$

7. Ha sido propuesto un método alternativo por Mehra¹² *et al.*

$$V_{cl}[L^3] = \frac{1}{8} \sum \sum (V_{ci}^{1/3} + V_{cj}^{1/3})^3 X_i X_j \dots \dots \dots (II.15)$$

$$T_{cl}[T] = \frac{1}{8} \frac{1}{V_{ci}} (V_{ci}^{1/3} + V_{cj}^{1/3})^3 (T_{ci} T_{cj})^{1/2} X_i X_j \dots \dots \dots (II.16)$$

$$\omega_l[1] = \sum \omega_i X_i \dots \dots \dots (II.17)$$

$$Z_{cl}[1] = 0.2905 - 0.085 \omega_l \dots \dots \dots (II.18)$$

$$P_{cl}[FL^{-2}] = Z_{cl} \frac{RT_{cl}}{V_{cl}} \dots \dots \dots (II.19)$$

Donde R es la constante del gas, Z el factor acéntrico y X la fracción molar normalizada en el pseudocomponente.

Wu y Batycky¹³ presentaron un estudio sobre la sensibilidad de la elección de los pseudocomponentes. En la tabla II.1 se muestran las composiciones de un aceite “A” con doce componentes y que ellos agruparon en tres, cuatro y cinco pseudocomponentes, de los cuales obtuvieron valores de presión de burbuja, P_b , y relación gas aceite, RGA, con las siete reglas de mezclado empleando la ecuación de estado de Peng-Robinson. Los agrupamientos fueron los siguientes:

- 1.1 $[C_1, N_2, CO_2], [C_2 \text{ a } C_5]$ y $[C_{6+}]$
- 1.2 $[C_1, C_2, N_2, CO_2], [C_3 \text{ a } C_5]$ y $[C_{6+}]$
- 2.1 $[C_1, N_2], [C_2, C_3, CO_2], [C_4, C_5]$ y $[C_{6+}]$
- 2.2 $[C_1, N_2], [C_2, CO_2], [C_3 \text{ a } C_5]$ y $[C_{6+}]$
- 3.1 $[C_1, N_2], [C_2, C_3, CO_2], [C_4], [C_5]$ y $[C_{6+}]$
- 3.2 $[C_1, N_2], [C_2, CO_2], [C_3], [C_4, C_5]$ y $[C_{6+}]$

Tabla II.1. Componentes del aceite A.¹³

Componente	Composición
C_1	0.3254
C_2	0.0909
C_3	0.0773
iC_4	0.136
nC_4	0.0428
iC_5	0.0167
nC_5	0.0239
N_2	0.01199
CO_2	0.0063
C_{6+}	0.3841

La selección de pseudocomponentes y la agrupación de pseudocomponentes, se examinó con varias configuraciones para el aceite A, mediante el cálculo de P_b y RGA

para tres, cuatro y cinco pseudocomponentes con las siete reglas de mezclado. Ellos observaron que los resultados indican las siguientes tendencias.

1. La RGA no es sensible al agrupamiento
2. Excepto en el caso de tres componentes, la RGA no es sensible a la regla de mezclado aplicada.
3. La presión de burbuja varía alrededor de 100 psi, para diferentes agrupamientos y reglas de mezclado.
4. La regla de mezclado de peso molecular (regla 3) tiende a dar la P_b más alta, y las otras reglas de mezclado dan valores menores.

En el caso de los agrupamientos 1.1 y 1.2 observaron que el segundo se acerca más al resultado de la RGA que se obtiene mediante pruebas de laboratorio que se corrieron para el aceite a 25 °C y 12.91 psi, la cual fue de 170 m³/m³, ya que arrojan resultados entre 170 y 176 m³/m³; mientras que la regla de mezclado número 3 arrojó un resultado igual al experimental.

Para el modelado de los procesos de desplazamiento solvente/aceite que se caracterizan por la transferencia de masa, el esquema de pseudocomponentes debe también corresponder al comportamiento de fases de las mezclas solvente/aceite. Un solvente hidrocarburo multicomponente, podría consistir en una mezcla de gas seco, compuesto de metano (C_1) y nitrógeno (N_2) con gas licuado de petróleo (GLP), posiblemente compuesto de C_2 a C_5 y pequeños volúmenes de componentes pesados.

Para un sistema dado, la miscibilidad solvente/aceite puede ser examinada por el uso de diagramas pseudoternarios como el que se muestra en la figura II.3, el cual tiene gas seco, intermedios y componentes pesados en cada vértice del triángulo.

Para comparar la aplicación de las reglas de mezclado con las envolventes de fase obtenidas por 10 componentes, ellos realizaron diagramas similares al de la figura II.3, observando que ninguna de las reglas de mezclado ajustaba bien.

Para obtener mejor ajuste Wu y Batycky¹³, alteraron los agrupamientos de intermedios con base en la consideración de la temperatura del yacimiento y la composición del solvente como factores. El aceite A, por ejemplo, tiene una temperatura de yacimiento de 96.7 °C (muy cercana a la T_c del C_3) y podría tener C_2 como principal componente de solvente. Así los componentes fueron agrupados de tal forma que permiten tener a C_2 y C_3 , un máximo volumen de la caracterización individual. Esto se muestra por el agrupamiento de tres componentes (agrupamiento 1.3) [C_1, N_2], [C_2, C_3, CO_2] y [C_{4+}] y el agrupamiento de cuatro componentes (agrupamiento 2.3) [C_1, N_2], [C_2, CO_2], [C_3] y [C_{4+}]. Debido a que el volumen de CO_2 es pequeño, su localización es intrascendente.

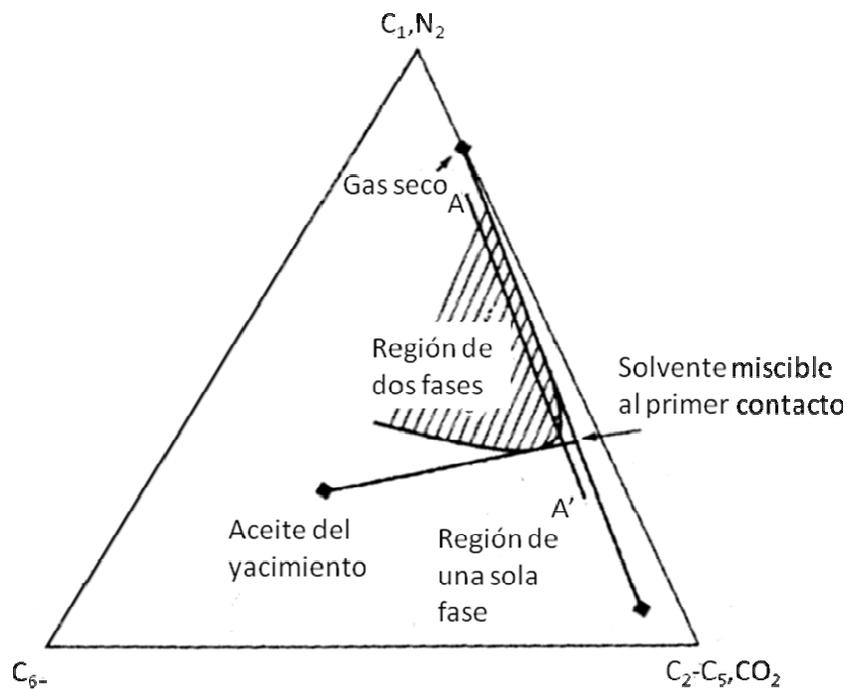


Figura II.3. Diagrama pseudoternario.¹³

La P_b calculada y los valores de la RGA muestran que para todos los casos, esta última es menor que la experimental para los cálculos con 10 componentes, de $170 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Al examinar el agrupamiento 2.3, se encontró que la ponderación por peso molecular dio una región de dos fases más pequeña que la original con la caracterización de 10 componentes, mientras que el promedio de peso molecular resultó en una región más grande.

Para solucionar esto, propusieron una regla de mezclado que involucrara las ponderaciones por peso molecular y por promedio de peso molecular. Dicha regla es:

$$\varphi_i[1] = \theta x_i + (1 - \theta) \frac{X_i M_i}{\sum X_i M_i} \dots \dots \dots (II.20)$$

Donde θ es un factor de proporción entre las dos reglas.

De esta forma las propiedades críticas, los factores acéntricos, y los parámetros de interacción pueden ser ponderados por medio de la proporción entre las contribuciones del promedio molar y el peso molecular promedio. El valor de θ , puede variar entre 0 y 1.

Después de obtener las propiedades de los pseudocomponentes se pueden realizar los cálculos de equilibrio gas-líquido empleando un método como el que propone McCain⁸ para mezclas de componentes puros, sustituyendo a los componentes por pseudocomponentes. Dicho método para mezclas se presenta a continuación junto con su teoría.

La situación al considerar mezclas es difícil de visualizar. El equilibrio se alcanza cuando el potencial químico de cada pseudocomponente en el líquido es igual al potencial químico de dicho pseudocomponente en el gas.

El potencial químico de un pseudocomponente, G_i , de una mezcla puede ser calculado como:

$$dG_i[FL] = RT d(\ln f_i) \dots \dots \dots (II.21)$$

El valor de referencia para la fugacidad, f^o , se puede considerar como una presión de vapor modificada para representar correctamente la tendencia de escape de las moléculas de una fase a otra¹⁴, en esta ecuación se tiene:

$$\lim_{p \rightarrow 0} f_i[FL^{-2}] = y_i p = p_i \dots \dots \dots (II.22)$$

Es decir, conforme la presión se aproxima a cero el fluido se aproxima a un comportamiento ideal y la fugacidad del pseudocomponente se aproxima a la presión parcial de ese componente.

El potencial químico, G_i , para un pseudocomponente de una mezcla en el equilibrio, debe ser igual en el gas y el líquido. Por tanto la ecuación II.21 muestra que las fugacidades en el equilibrio de un pseudocomponente deben ser iguales en el gas y en el líquido. Así pues, el equilibrio gas-líquido puede ser calculado bajo la siguiente condición:

$$f_{gi} = f_{Li} \dots \dots \dots (II.23).$$

Otro término útil es el coeficiente de fugacidad. El coeficiente de fugacidad de cada pseudocomponente de una mezcla se define como la relación de la fugacidad con respecto a la presión parcial.

$$\Phi_i [i] = \frac{f_i}{y_i p} \dots \dots \dots (II.24)$$

El coeficiente de fugacidad se puede calcular como:

$$\ln \Phi_l [1] = \frac{1}{RT} \int_{\infty}^V \left[\frac{RT}{V} - \left(\frac{\partial p}{\partial n_l} \right)_{T,V,n_j} \right] dV - \ln Z \dots\dots\dots (II.25)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad.

A partir de la relación de los coeficientes de fugacidad se puede calcular el factor K.

$$K_l [1] = \frac{\Phi_{Ll}}{\Phi_{gl}} = \frac{\frac{f_{Ll}}{x_l P}}{\frac{f_{gl}}{y_l P}} = \frac{y_l}{x_l} \dots\dots\dots (II.26)$$

Empleando la ecuación de estado de Peng-Robinson:

$$p [FL^{-2}] = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a_T}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \dots\dots\dots (II.27)$$

Donde:

$$b [1] = \sum_l y_l b_l \dots\dots\dots (II.28)$$

$$a_T [1] = \sum_l \sum_m y_l y_m (a_{Tl} a_{Tm})^{1/2} (1 - \delta_{lm}) \dots\dots\dots (II.29)$$

$$\delta_{ll} = \delta_{mm} = 0 \dots\dots\dots (II.30)$$

Y

$$\delta_{lm} = \delta_{ml} \dots\dots\dots(II.31)$$

Y los valores de los coeficientes para los componentes individuales se calculan como:

$$b_l = 0.07780 \frac{RT_{Cl}}{P_{Cl}} \dots\dots\dots(II.32)$$

Y

$$a_{Tl} = a_{Cl} \alpha_l \dots\dots\dots(II.33)$$

Donde

$$a_{Cl} = 0.45724 \frac{R^2 T_{Cl}^2}{P_{Cl}} \dots\dots\dots(II.34)$$

Y

$$a_l^{1/2} = 1 + (0.37464 + 1.5422\omega_l - 0.26992\omega_l^2) \left(1 - T_{rl}^{1/2}\right) \dots\dots\dots(II.35)$$

Reescribiendo la ecuación de estado de Peng-Robinson en función de z :

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0[1] \dots\dots\dots(II.36)$$

Donde

$$A[1] = \frac{a_T P}{R^2 T^2} \dots\dots\dots(II.37)$$

Y

$$B[1] = \frac{bp}{RT} \dots\dots\dots (II.38)$$

Se obtiene una ecuación cúbica en el factor Z. Por tanto, existen tres valores de Z para los cuales la ecuación es igual a cero. Estas tres soluciones son todas reales cuando la presión y la temperatura son tales que la mezcla se encuentra en dos fases. Por otro lado existirá una sola solución real y dos complejas cuando la mezcla está en una sola fase.

Cuando se obtienen tres soluciones, la solución menor es el factor Z del líquido, la solución mayor es el factor Z del gas y la solución intermedia se descarta.

Combinando la ecuación de Peng-Robinson y la ecuación II.25 se obtiene como resultado una ecuación para el coeficiente de fugacidad para cada pseudocomponente.

$$\ln \Phi_i = -\ln(Z - B) + (Z - 1)B'_i - \frac{A}{2^{1.5} B} (A'_i - B'_i) \ln \left[\frac{Z + (2^{1/2} + 1)B}{Z - (2^{1/2} - 1)B} \right] \dots\dots\dots (II.39)$$

Donde:

$$B'_i [1] = \frac{b_i}{b} \dots\dots\dots (II.40)$$

Y

$$A'_i [1] = \frac{1}{a_T} \left[2a_{T_i}^{1/2} \sum_m y_m a_{T_m}^{1/2} (1 - \delta_{im}) \right] \dots\dots\dots (II.41)$$

La ecuación anterior se utiliza para determinar los valores de Z , b y a_T del gas y otra vez para valores de Z , b y a_T del líquido.

El procedimiento para calcular el equilibrio gas-líquido a una presión y temperatura dada es el siguiente.

Se obtienen los valores de a_{Tl} de cada pseudocomponente de la mezcla con las ecuaciones II.32 a II.35. Se obtiene una terna de valores de K . Para este caso, se puede utilizar una correlación como la siguiente:

$$K_l [1] = \frac{\text{EXP}[5.37(1 + \omega_l)(1 - 1/T_{rl})]}{P_{rl}} \dots \dots \dots (II.45)$$

Donde P_{rl} y T_{rl} son la presión reducida y la temperatura reducida respectivamente. Estas se utilizan en los cálculos de equilibrio gas-líquido, con las ecuaciones:

$$\sum_l x_l = \sum_l \frac{Z_l}{1 + \tilde{n}_g (K_l - 1)} = 1 [1] \dots \dots \dots (II.46)$$

$$\sum_l y_l = \sum_l \frac{Z_l}{1 + \tilde{n}_l \left(\frac{1}{K_l} - 1 \right)} = 1 [1] \dots \dots \dots (II.47)$$

Para la solución de las ecuaciones anteriores se utiliza un método iterativo en el cual se varían los valores de \tilde{n}_g o \tilde{n}_l dependiendo la ecuación que se utilice y a partir de los resultados obtenidos se incrementará o disminuirá hasta que se satisfaga la ecuación.

Las ecuaciones restantes se resuelven dos veces, una vez para el líquido y otra para el gas.

Se calculan los valores de a_T y b utilizando las ecuaciones II.28 y II.29 con las composiciones determinadas anteriormente. Cuando se utiliza la composición del líquido, los valores serán a_{TL} y b_L , cuando se utilice la composición del gas los valores serán a_{Tg} y b_g . Se pueden incluir los valores de interacción binarios δ_{im} en la ecuación II.29 si estos se conocen; si se desconocen, los valores se pueden fijar como cero. Con las ecuaciones II.37 y II.38 se calculan los valores de A y B para el líquido, A_L y B_L , utilizando a_{TL} y b_L . Para el caso de los valores de A y B para el gas, A_g y B_g , se utilizan los valores de a_{Tg} y b_g .

También se deben calcular los valores B'_l y A'_l para cada pseudocomponente l . B'_{Ll} se obtiene cuando se utiliza b_L en la ecuación II.40, y B'_{gl} se obtienen cuando b_g se utiliza. A'_{Ll} y A'_{gl} se obtienen de manera similar con la ecuación II.41.

La solución más pequeña resultante de la ecuación II.36 es z_L cuando se utilizan A_L y B_L . La solución más grande de la ecuación II.36 es z_g cuando se utilizan A_g y B_g .

La ecuación II.39 se resuelve con los coeficientes de fugacidad de los pseudocomponentes del líquido, Φ_{Ll} , utilizando valores de A_L , B_L , z_L , A'_{Ll} y B'_{Ll} . Los valores de Φ_{gl} se obtienen al utilizar los coeficientes correspondientes al gas y el factor z correspondiente en la ecuación II.39.

Después los valores de la fugacidad del líquido y gas para cada componente se obtienen de

$$f_{Ll} = x_l p \Phi_{Ll} \dots\dots\dots (II.48)$$

$$f_{gl} = y_l p \Phi_{gl} \dots\dots\dots (II.49)$$

El equilibrio se obtiene cuando:

$$f_{gI} = f_{LI} \dots\dots (II.23)$$

El método para la construcción de la envolvente de fases en un diagrama pseudoternario se puede resumir mediante el siguiente diagrama:

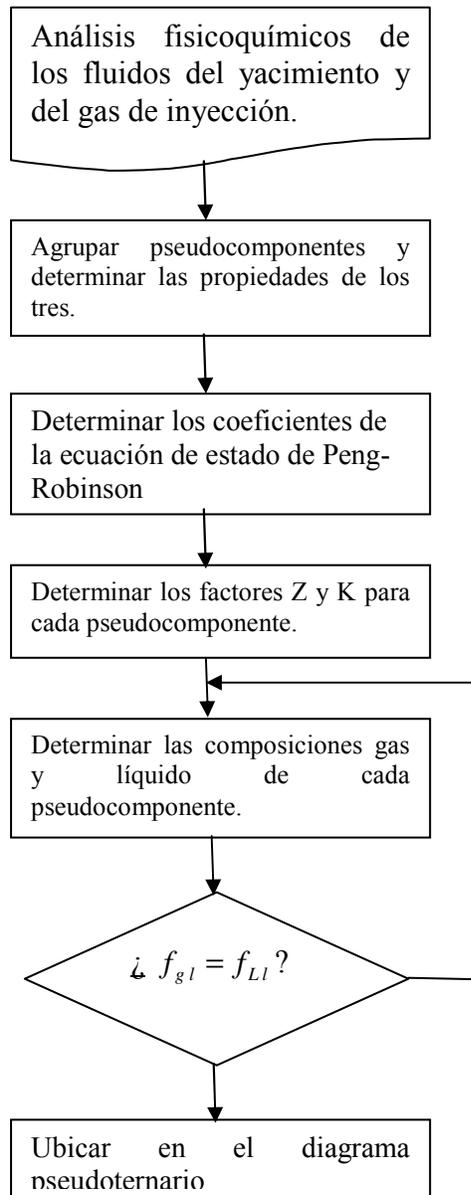


Figura II.4. Diagrama de bloques para la construcción de la envolvente de fases en un diagrama pseudoternario.

Los cálculos anteriores se pueden realizar utilizando otra ecuación de estado como la de Redlich-Kwong, con un procedimiento similar que proponen Zuckevitch y Jofee¹⁵.

Existen otros métodos para dibujar la envolvente de fases en un diagrama ternario, pero todos necesitan como datos de entrada las composiciones de equilibrio gas-líquido, que pueden obtenerse por medio de experimentos o, como en la mayoría de los casos, utilizando las ecuaciones de estado. Entre estos métodos se incluyen los que proponen Chen y Cheung¹⁶; y Wu y colaboradores¹⁷.

II.3 Mecanismos para la obtención de un desplazamiento miscible

Una vez que se ha explicado lo que es un diagrama pseudoternario y como se puede construir, se procederá a explicar los diferentes mecanismos por medio de los cuales se puede obtener un desplazamiento miscible por la inyección de gas hidrocarburo.

En la década de los 50's, cuando se comenzó a desarrollar la teoría de los desplazamientos miscibles, se proponía la inyección continua de gas hidrocarburo, cosa que hoy en día resulta imposible desde el punto de vista económico. Actualmente se utiliza un bache de gas hidrocarburo, desplazado por medio de un fluido de menor costo, donde los mecanismos para alcanzar la miscibilidad serán los mismos.

En general, los procesos de inyección de gas hidrocarburo miscible se pueden agrupar en dos grandes grupos: procesos miscibles al primer contacto y los miscibles por contactos múltiples.

II.4 Mecanismo miscible al primer contacto

En los procesos miscibles al primer contacto, el fluido inyectado y los fluidos del yacimiento son miscibles en todas las proporciones de mezcla posible, es decir, cualquier cantidad de fluido inyectado creará una sola fase homogénea con los fluidos del yacimiento. En un diagrama ternario como el que se muestra en la figura II.5 esto equivale

a que la línea de unión que enlaza las composiciones del gas de inyección y de los fluidos del yacimiento, no cruza la envolvente de fases.

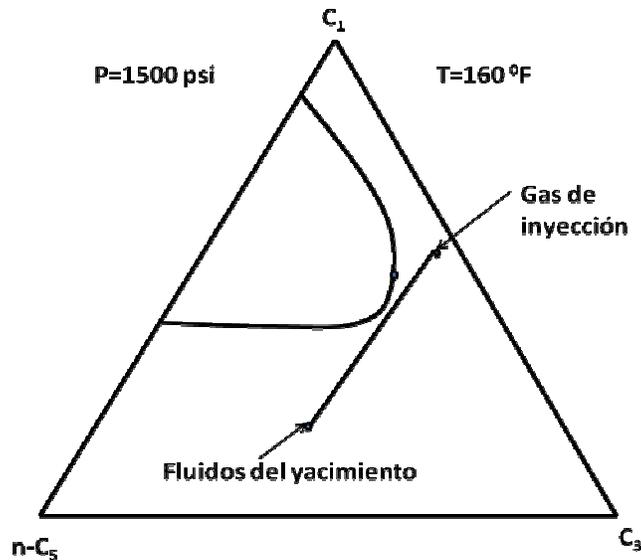


Figura II.5. Proceso miscible de primer contacto.

Por otro lado, en los procesos miscibles de múltiples contactos, al ser representados en un diagrama ternario, la línea de unión que enlaza las composiciones del gas de inyección y de los fluidos del yacimiento, cruza la envolvente de fases. Estos desplazamientos a su vez se han dividido en tres grupos: procesos vaporizantes, condensantes y la combinación de ambos, llamados vaporizantes-condensantes.

II.5 Mecanismo vaporizante

En los mecanismos vaporizantes (también conocidos como inyección de gas a altas presiones) los componentes intermedios del aceite se vaporizan en el gas y se crea una zona de transición miscible. En este caso, la miscibilidad está relacionada con el frente de gas en el yacimiento. Conforme el gas se mueve a través del yacimiento entra en contacto con el aceite original del yacimiento y por eso se enriquece con componentes intermedios. La figura II.6 muestra el mecanismo por el cual la miscibilidad por inyección de gas en un proceso vaporizante se alcanza utilizando un gas hidrocarburo, G, para desplazar el fluido del yacimiento, B.

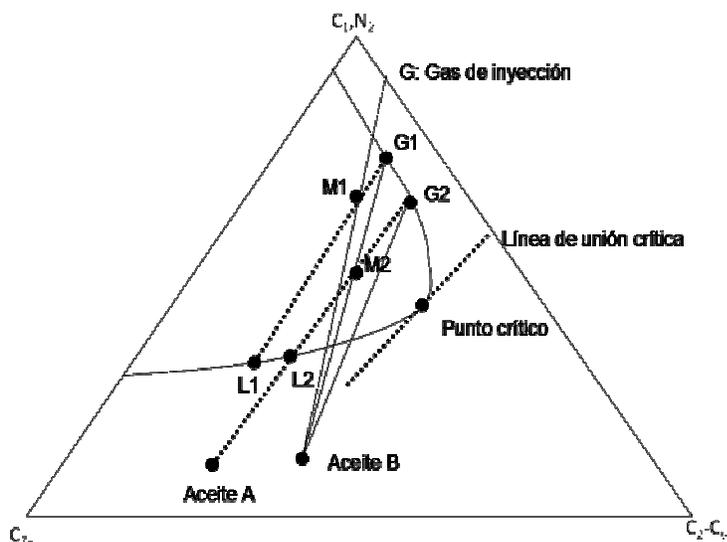


Figura II.6. Representación de un desplazamiento vaporizante en un diagrama pseudoternario.⁹

El aceite B se localiza en el lado derecho de la extensión de la línea de unión crítica. Dado que el gas de inyección y el aceite del yacimiento no son miscibles en el primer contacto, el gas de inyección inicialmente desplaza al aceite en forma inmisible pero deja aceite detrás del frente de gas y crea una mezcla con una composición M_1 . La línea de enlace que pasa a través del punto M_1 muestra el equilibrio gas-líquido L_1 y G_1 en ese punto del yacimiento. La inyección de gas subsiguiente dentro del yacimiento obliga al gas, G_1 , después del primer contacto, a ir más adentro del yacimiento, donde este se pone en contacto con aceite fresco del yacimiento; en este punto se alcanza una nueva composición, M_2 , con su correspondiente equilibrio gas-líquido, G_2 y L_2 . Los contactos que se presentan en partes más profundas del yacimiento entre el gas de inyección y el aceite del yacimiento fresco, hacen que la composición varíe a lo largo de la curva de puntos de rocío hasta que alcanza la composición que corresponde al punto crítico; en este punto la mezcla es completamente miscible con el fluido del yacimiento, B.

La composición del aceite del yacimiento debe estar sobre o a la derecha de la línea de unión crítica (limitante para la miscibilidad) para que se pueda conseguir un mecanismo vaporizante por la inyección de un gas que tenga una composición que esté a la izquierda de esta línea. A partir de esto, se observa que solamente los aceites que tienen una baja saturación de metano pueden ser desplazados misciblemente por metano o gas natural. La

presión de miscibilidad con gases hidrocarburos ligeros decrece conforme decrece la concentración de metano y nitrógeno en el aceite. Si la composición del aceite está a la izquierda de la línea de unión crítica, el gas se enriquece hasta el punto sobre la curva de rocío que se interseca con la línea de unión que pasa a través de la composición del aceite. Por ejemplo en la figura II.6, el gas inyectado dentro del aceite, A, podría ser enriquecido a la composición del gas de equilibrio, G_2 .

La inyección del solvente sin algún cambio en el desplazamiento del gas es una característica importante del mecanismo de vaporización por la inyección de gas. Esta puede ser la razón principal para el éxito de la inyección de gas a alta presión. La alta presión del gas por si misma sirve como solvente y como desplazante, y la miscibilidad no se pierde mientras la presión de inyección se mantenga.

II.6 Mecanismo condensante

En estos procesos, la inyección de un gas que contiene componentes de bajo peso molecular, se condensa en el aceite para generar una mezcla crítica en el frente de desplazamiento.

La figura II.7 ilustra la relación de las fases en un proceso de condensación por inyección de gas. La composición del gas B, se define al extender la línea de unión limitante a través del punto crítico, P, hasta que ésta interseca el lado derecho del triángulo. Los gases de inyección con composiciones entre los puntos A y B tienen la capacidad de desplazar al aceite misciblemente. Los mecanismos de contacto múltiple o gas enriquecido crean una zona de transición de composiciones de líquido que varían continuamente del aceite original a las composiciones L_1 , L_2 , L_3 , y hasta la composición correspondiente el punto crítico, P. Al mismo tiempo, los contactos múltiples del fluido del yacimiento con el gas de inyección desarrollan una zona de transición de las composiciones de gas desde G_1 a P a lo largo de la curva de puntos de rocío.

primer grupo consiste de los componentes ligeros, como el metano, nitrógeno y dióxido de carbono, los cuales por lo regular tienen constantes de equilibrio, K , mayores a 1. El segundo grupo consiste de los componentes intermedios-ligeros, como el etano, propano y butano; que son los componentes enriquecedores del gas de inyección. El tercer grupo contiene los intermedios medianos que están presentes en el aceite pero no en el gas de inyección de manera significativa. Estos son componentes que pueden ser vaporizados del aceite. El componente más ligero de este grupo estará entre butano y decano, dependiendo de la composición del gas de inyección. El componente más pesado de este grupo no puede definirse con precisión, pero estará alrededor del C_{30} . El cuarto grupo consiste del resto de los componentes, por ejemplo, los componentes pesados del aceite que son difíciles de vaporizar.

Cuando el gas enriquecido entra en contacto con el aceite, los componentes intermedios del gas se condensan dentro del aceite aligerándolo. El gas de equilibrio es más móvil que el aceite, por lo cual se mueve dentro del yacimiento y es reemplazado por gas de inyección fresco, del cual se condensan más componentes intermedios en el aceite aligerándolo más. Si este mecanismo continuara hasta que el aceite fuera lo suficientemente ligero para ser miscible con el gas de inyección, se estaría hablando del mecanismo de desplazamiento condensante. Conforme los componentes intermedios ligeros se condensan en el aceite, los intermedios medianos se transfieren del aceite al gas. Dado que el gas de inyección no contiene alguno de estos componentes, estos no pueden ser regresados al aceite. Después de varios contactos entre el aceite y el gas de inyección, el aceite se vuelve esencialmente saturado de componentes intermedios ligeros, pero éste continúa perdiendo los componentes intermedios medianos, los cuales son llevados dentro del yacimiento por el gas de inyección. Los componentes intermedios ligeros del gas de inyección no sustituyen a los intermedios medianos que el aceite pierde, por lo que después de varios contactos el aceite se vuelve más ligero, por la condensación neta de intermedios; los contactos posteriores harán más pesado al aceite, por la vaporización neta de los intermedios. Una vez que comienza a ocurrir esto el aceite deja de tener oportunidad de ser miscible en el gas. Al final, todos los componentes intermedios son removidos y el aceite

residual será muy pesado, conteniendo solamente las fracciones más pesadas no móviles y los componentes presentes en el gas de inyección.

Si el mecanismo se detiene aquí, un volumen considerable de aceite permanecerá irrecuperable. De cualquier forma, existen más etapas para el mecanismo. Si se considera el aceite que está ligeramente lejano del punto de inyección, el primer gas que entra en contacto no será el gas de inyección como tal, pero sí el gas de equilibrio. Este gas relativamente ligero será esencialmente gas que ha perdido la mayoría de sus intermedios ligeros y ganado una cantidad muy pequeña de intermedios medianos. Existirá muy poca transferencia de masa entre el gas y el aceite fresco. El gas que sigue, de cualquier forma, será más rico. Eventualmente, el gas que pasa será gas que ha pasado por aceite que fue saturado en componentes intermedios ligeros. Por tanto, este gas tendrá aproximadamente el mismo volumen de intermedios ligeros que el gas de inyección. Pero este también contendrá un volumen pequeño de intermedios medianos que fueron transferidos por el aceite por el cual pasó. Así, en realidad será un poco más rico que el gas de inyección original. El aceite que contacte este gas recibirá ligeramente más condensables intermedios que el aceite que está más próximo al punto de inyección. Antes que el proceso vaporizante tome lugar y vuelva hacerlo más pesado, este aceite será un poco más ligero.

El proceso anterior continúa con más fuerza en lugares más lejanos del punto de inyección. Conforme se está más alejado, el gas será más rico porque habrá pasado por un volumen superior de aceite residual, permitiendo que éste incremente sus volúmenes de intermedios medianos. Esto corresponde al proceso vaporizante en el cual el gas ligero pasa a través de un aceite rico en intermedios, vaporizándolos, volviéndolo más rico en intermedios cada vez, hasta que este se vuelve lo suficientemente rico para ser miscible en el aceite original. Sin embargo, el gas en el mecanismo condensante-vaporizante no se vuelve lo suficientemente rico para ser miscible en el aceite original. El aceite original no será rico en intermedios, ni tampoco será bajosaturado, que son condiciones necesarias para desarrollar un mecanismo vaporizante. Aunque el gas desarrolla sólo suficiente enriquecimiento por la parte vaporizante del mecanismo, para que éste cercanamente genere un mecanismo condensante con el aceite original. Los intermedios que

originalmente estaban presentes en el gas, más aquellos que fueron transferidos del aceite, se condensan cuando el gas encuentra aceite fresco en partes más alejadas. Esta condensación procede de manera similar al mecanismo condensante. Una zona de transición se desarrolla y propaga, y la miscibilidad de contactos múltiples se alcanza antes que el proceso de condensación se convierta en un proceso vaporizante. La vaporización da como resultado una cantidad pequeña de aceite residual detrás de la zona de transición, aunque la saturación de aceite residual puede ser muy pequeña. El aceite residual provee al gas de inyección subsecuente los componentes intermedios medianos necesarios para continuar la propagación de la zona de transición. Los intermedios se vaporizan del aceite residual, y son llevados dentro y fuera de la zona de transición, condensándose, y nuevamente siendo parte del aceite residual después de que la zona de transición ha pasado.

La región condensante es el frente del desplazamiento por gas enriquecido. La región vaporizante, con una saturación pequeña de aceite residual, es la parte trasera. En medio está la región de transición en dos fases la cual es casi miscible. La propagación de la zona da como resultado un desplazamiento “aparentemente miscible”, aunque la miscibilidad no se alcanza realmente. La efectividad de la zona de transición decrece rápidamente conforme la presión de inyección del gas disminuye hasta un valor crítico, dando como resultado una eficiencia típica de los desplazamientos inmiscibles.

III. Teoría de la miscibilidad y enriquecimiento mínimo miscible.

Para que exista la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el gas de inyección se debe cumplir con alguna de dos condiciones. La primera de ellas es que se tenga una presión en el yacimiento por arriba de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) lo cual significa tener un desplazamiento miscible al primer contacto, es decir, al entrar en contacto el gas de inyección con el aceite del yacimiento estos formarían una sola fase inmediatamente. Por otro lado, si la presión del yacimiento ya no es lo suficientemente alta para estar por encima de la PMM, la miscibilidad se puede alcanzar al inyectar un gas con la mínima cantidad de componentes enriquecedores, que permita a través de múltiples contactos entre el gas de inyección y el fluido del yacimiento alcanzar la miscibilidad ya sea por el mecanismo vaporizante, condensante o vaporizante-condensante que se describieron anteriormente. Esta cantidad mínima de enriquecedores se conoce como el Enriquecimiento Mínimo Miscible (EMM).

III.1. Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Al considerar la inyección de gas como método de recuperación mejorada en un yacimiento, la primera propiedad que debe calcularse es la presión mínima de miscibilidad. Esta presión determinará si el gas que se está considerando para inyectarse alcanzará la miscibilidad con el aceite del yacimiento a la presión que éste presenta actualmente. Si la presión actual del yacimiento es mayor a la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) se tendrá un desplazamiento miscible al primer contacto.

Para calcular la PMM se pueden utilizar tanto métodos experimentales como correlaciones matemáticas. Los primeros de ellos la obtienen a través de la medición directa por medio de aparatos de laboratorio que simulan las condiciones del yacimiento. Estos experimentos suelen ser costosos, por lo cual, diversos investigadores han desarrollado correlaciones que permiten obtener una buena aproximación del valor de la PMM en poco tiempo y a un bajo costo.

III.2. Métodos experimentales para obtener la Presión Mínima de Miscibilidad.

Dentro de los métodos experimentales se encuentran los aparatos Slim-Tube y Rising Bubble. El primero de ellos es el que se utiliza preferentemente en la industria petrolera mundial. Pero como se verá a continuación Christiansen¹⁹ y colaboradores en un estudio publicado en 1992 reportaron que el aparato Rising Bubble ofrece ciertas ventajas sobre el Slim-Tube.

La prueba de desplazamiento en el Slim-Tube es comúnmente referida como el “estándar de la industria” para la determinación de la PMM. Desafortunadamente, no existe ningún diseño estándar, ni un procedimiento de operación estándar, ni tampoco un criterio estándar para la determinación de la PMM con el Slim-Tube.

En la figura III.1 se muestran los elementos principales de un aparato Slim-Tube. El más importante de ellos, y de cual toma el nombre del aparato, es un tubo de acero inoxidable de diámetro pequeño y una longitud grande. En el cual se coloca un empacamiento de arena u otro material sintético que simula la roca del yacimiento.

En los diseños de la industria la longitud del Slim-Tube, el diámetro, el tipo de empacamiento, la porosidad y la permeabilidad del empacamiento han variado enormemente. Existen más de 30 estudios reportados que muestran los efectos de estas variables del diseño en la determinación de la PMM. Desafortunadamente, muchas de las conclusiones de estos estudios son contradictorias.

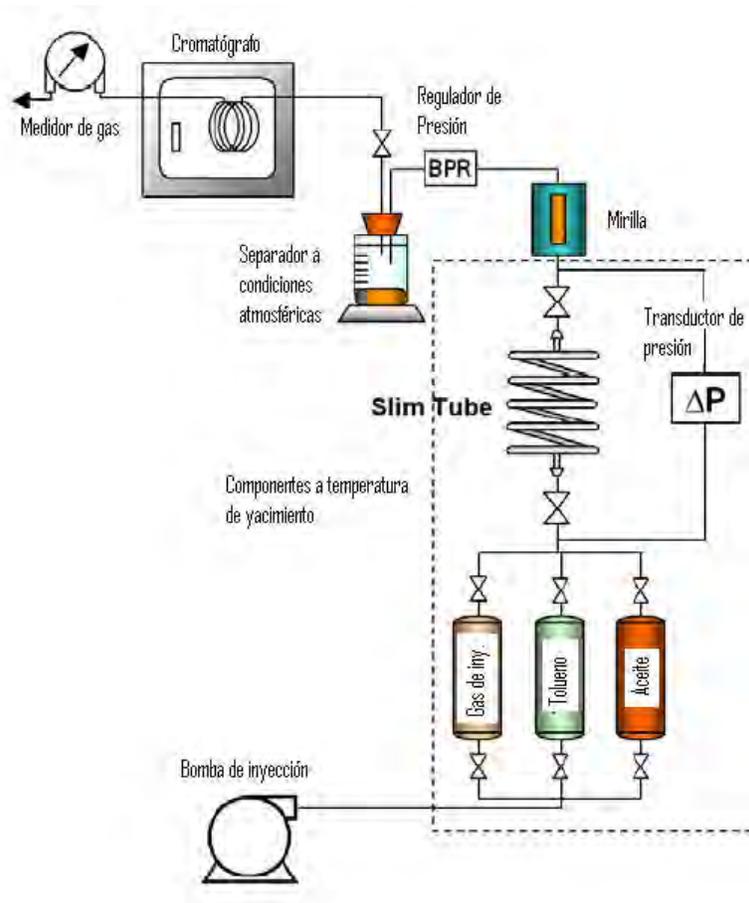


Figura III.1. Diagrama de un aparato Slim-Tube²⁰.

La justificación para utilizar un Slim-Tube largo es minimizar el efecto de la longitud de la zona de transición. La prevención de la digitación por viscosidad, justifica el diámetro pequeño del tubo. Existen diferencias de opinión considerables entre los investigadores acerca del efecto que tiene el material del empacamiento sobre la PMM. Varios dicen que el material del empacamiento no tiene efecto, mientras otros mantienen que la recuperación de aceite depende del nivel de dispersión causado por el material del empacamiento. La porosidad del Slim-Tube en rangos de 30-45% no

aparece como un factor crítico; sin embargo, la permeabilidad sobre el gasto de inyección durante el desplazamiento. El resultado final deseado de un experimento Slim-Tube es la recuperación de aceite a una presión dada, así que las caídas de presión a lo largo del Slim-Tube deben ser mínimas. Con una permeabilidad alta, las caídas de presión se mantienen bajas mientras que se opera con un desplazamiento frontal alto.

El procedimiento para realizar una prueba en el Slim-Tube es el siguiente. Al inicio de cada desplazamiento, el Slim-Tube se satura con aceite. Después el gas es inyectado para desplazar el aceite. La inyección de gas se realiza con una bomba de desplazamiento positivo a un gasto constante. Un regulador de presión la mantiene fija al final del Slim-Tube. Los gastos de inyección reportados en la literatura varían ampliamente. Típicamente, una prueba de desplazamiento toma un día. Con uno o dos días más adicionales para limpiar y restaurar del Slim-Tube.

Para estabilizar la zona de mezclado se inyecta el gas a bajos gastos y después se incrementa el gasto para concluir la prueba en un tiempo razonable. También se han reportado pruebas con gastos de inyección constantes.

Para determinar la PMM para un sistema gas-aceite con un Slim-Tube se requiere de una a dos semanas. Si se presenta la precipitación de asfaltenos, el Slim-Tube se puede taponar completamente y quedar inoperable.

Para interpretar los experimentos, se grafican la recuperación de aceite al rompimiento, la recuperación de aceite cuando se ha inyectado 1.2 volumen de poro (VP) de gas y la recuperación final como función de la presión de operación. La PMM se determina cuando se ha inyectado 1.2 VP y se ha obtenido una recuperación del 90%.

Por otro lado, el aparato Rising-Bubble, que fue desarrollado en la década de los 80's, tiene como característica esencial un tubo de cristal montado verticalmente en una celda a alta presión y con temperatura controlada, que permite visualizar el comportamiento de las fases en dicha celda. La sección rectangular interna del tubo es 0.04 por 0.20 pulgadas (1x5 mm). La porción visual del tubo es de aproximadamente 8 pulgadas (20 cm) de largo. El tubo está iluminado en la parte posterior para una mejor observación del contenido.

Una aguja hueca se monta en la parte inferior de la celda que es por donde será expulsada la burbuja de gas. El diámetro de la aguja puede variar para controlar el tamaño de la burbuja. La punta de la aguja se mantiene alrededor de dos pulgadas por debajo de la mirilla.

Para obtener un registro permanente de la evolución de la burbuja, el aparato puede contar con una video cámara montada en forma paralela a la mirilla. Esto permite visualizar completamente el desarrollo de la burbuja. En la figura III.2 se presenta una representación esquemática de un aparato Rising-Bubble.

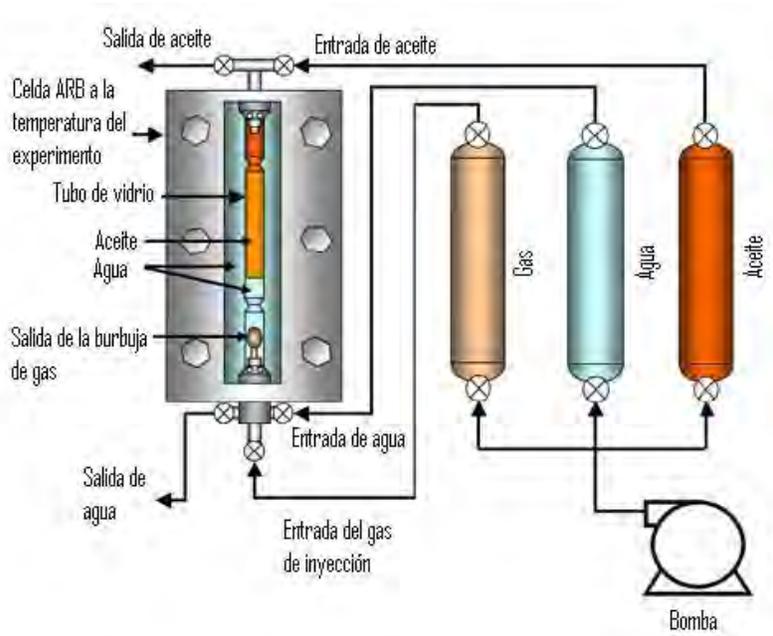


Figura III.2. Diagrama de una aparato Rising-Bubble²⁰.

Al inicio de cada prueba, la celda con el tubo de cristal y la aguja se llenan completamente con agua destilada y después con agua des-ionizada. Después, el aceite es inyectado hacia abajo dentro del tubo de cristal, desplazando al agua. Al final de esta etapa, la porción más baja del tubo de cristal se encuentra llena con agua, mientras que el resto del tubo contiene aceite. La presión en la celda se controla por medio de la adición o sustracción de agua.

Una vez que se tiene la presión deseada, se forma una burbuja de gas en la punta de la aguja que está en contacto con la fase agua. Cuando la fuerza de flotación de la burbuja excede las fuerzas adhesivas que la mantienen asegurada a la aguja, la burbuja comienza a viajar a través del agua, después en la interfase agua-aceite y finalmente a través del aceite. Después de que una o más burbujas de gas han viajado a través del aceite, éste se reemplaza con aceite fresco.

La presión mínima de miscibilidad, está indicada por el cambio de la forma de las burbujas que viajan a través del aparato Rising Bubble. La forma de las burbujas puede variar de “esféricas” a “helicoidales”, a “helicoidales chatas”, y finalmente a “dispersa helicoidal chata” conforme la tensión interfacial decrece hasta cero. La tensión interfacial debe variar en dos o tres órdenes de magnitud para que una burbuja demuestre su rango completo de formas.

Para un mecanismo vaporizante, a presiones por debajo de la PMM, una burbuja de gas tendrá una forma similar a la de la figura III.3(a) conforme pasa a través de la columna de aceite. A la PMM, figura III.3(b), la parte superior de la burbuja retiene su forma similar a una bala; sin embargo, conforme se mueve dentro de la columna de aceite la parte baja de la burbuja se degrada y la burbuja rápidamente desaparece en el aceite. A presiones mayores a la PMM, la burbuja de gas desaparece inmediatamente se pone en contacto con el aceite sin un indicativo de interfase.

Para un mecanismo condensante, de cinco a diez burbujas de gas se inyectan en forma secuencial a cada presión. Si se está muy por debajo de la PMM, la evolución de la forma de la burbuja es similar a la de las siguientes que se inyectan secuencialmente. Como se observa en la figura III.4(a), la forma de la burbuja al entrar en contacto con el aceite y durante toda la prueba muestra una interfase clara, lo que indica que se está por debajo de la PMM.

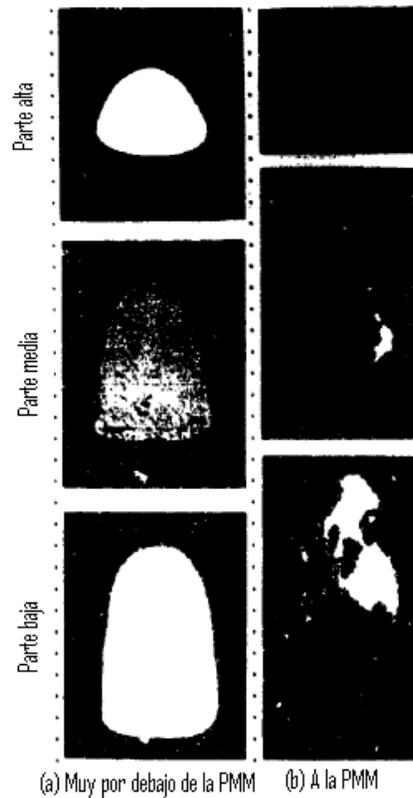


Figura III.3. Comportamiento de la forma de las burbujas de gas en el aparato Rising Bubble para un desplazamiento vaporizante.¹⁹

A la PMM o por arriba de ella, la evolución de la forma de la burbuja cambia con cada burbuja sucesiva inyectada dentro de la columna de aceite. La primera burbuja evoluciona de una forma indicando baja tensión interfacial a una forma indicando una tensión interfacial alta, como se describió anteriormente. Pero, con cada burbuja adicional inyectada, el tamaño de la burbuja, la cual emerge en forma de remolino de gas y aceite a baja tensión interfacial, se encoge. Después de inyectar cuatro o más burbujas, se observa el patrón que se muestra en la figura III.4(c).

La figura III.4(b) muestra la evolución de las formas de las burbujas justo a una presión por debajo de la PMM para un mecanismo condensante.

En la mayoría de los sistemas estudiados¹⁹, se ha observado que aparecen dos fases dentro de la burbuja a presiones por debajo de la PMM. Específicamente, las burbujas evolucionan de un color claro a opaco, después la parte alta de la burbuja se

vuelve claro. Lo cual parece ser distintas formas de interfase entre la porción clara y la opaca. Esta interfase aparente se mueve de la parte alta a la parte baja de la burbuja hasta que toda la burbuja es clara. Conforme se alcanza la PMM este comportamiento es más difícil de observar y el comportamiento se aproxima al de las figuras III.3 y III.4 a la PMM.

El aparato Rissing Bubble permite la observación visual directa de la miscibilidad y requiere menos de dos horas para determinar la PMM. La precipitación de asfaltenos no es un problema en este aparato. Se pueden ver vestigios de precipitación de asfaltenos en las paredes del tubo, de cualquier forma el comportamiento de la burbuja aún es observable. El RBA también requiere considerablemente menos fluidos para determinar la PMM o el enriquecimiento mínimo.

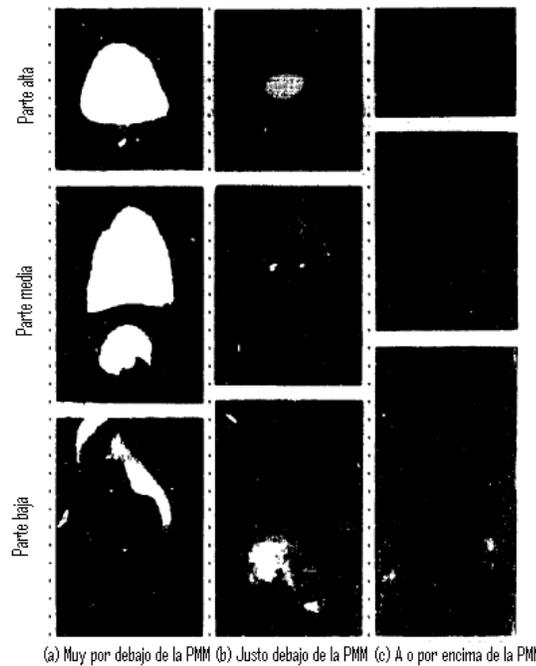


Figura III.4. Comportamiento de la forma de las burbujas de gas en el aparato Rising Bubble para un desplazamiento condensante.¹⁹

III.3. Correlaciones para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Dado que los procedimientos experimentales son costosos y se requiere de un tiempo considerable para determinar la PMM, varios investigadores han propuesto correlaciones que permiten obtener dicha presión en un tiempo corto y así tener un criterio para determinar inicialmente que yacimientos pueden ser considerados para aplicarles un desplazamiento miscible por inyección de gas.

Cabe mencionar que el valor que arroja una correlación no debe considerarse exacto y real, ya que solo es una aproximación. Una vez que se ha hecho un escrutinio con base en las PMM calculadas con correlaciones y se ha propuesto un desplazamiento miscible a algún yacimiento, se deben realizar las pruebas de laboratorio mencionadas anteriormente para determinar la PMM exacta y real para el sistema fluido del yacimiento-gas de inyección real.

Existen muchas correlaciones para determinar la PMM, la mayoría de ellas para CO₂ como gas de inyección, por lo cual se han tomado únicamente las de Benham²¹, Glasø²², Firoozabadi²³ y Eakin²⁴, por ser adecuadas para la inyección de gas hidrocarburo, que es el interés del presente trabajo.

En 1960 Benham²¹ y colaboradores presentaron un método gráfico para determinar las condiciones necesarias para obtener un desplazamiento miscible teniendo como variables la temperatura, la presión, el peso molecular de C₅₊ en el fluido del yacimiento, peso molecular del fluido desplazante representado por C₂₊ y el porcentaje mol de metano en el gas de inyección.

Ellos tomaron como base, la representación de los sistemas en diagramas pseudoternarios, que se han explicado anteriormente. Encontraron que el signo de la pendiente de la línea de unión limitante está determinada por el valor de las constantes de equilibrio para los componentes intermedios conforme el sistema se aproxima a la composición crítica. Si las constantes de equilibrio son menores a uno, la pendiente es negativa; si son mayores a uno, la pendiente será positiva.

Estas observaciones sobre la pendiente de la línea de unión limitante son la base para el método. Considerando una línea de unión de pendiente infinita, la composición del fluido inyectado limitante para un desplazamiento miscible podrá ser determinada a ciertas temperaturas y presión de yacimiento determinada, conociendo la mezcla de metano, los intermedios del fluido de inyección y la fracción C_{5+} del fluido del yacimiento.

La composición del fluido de inyección limitante para la miscibilidad, podrá calcularse combinando el fluido del yacimiento con varias mezclas de fluidos de inyección potenciales, formadas por Gas Licuado de Petróleo (GLP) y metano; y calculando la temperatura crítica y la presión crítica para estas mezclas. En la figura III.5 se ilustra el método que utiliza un fluido de yacimiento E y mezclas de propano y metano. En este caso el propano representa el GLP disponible para diluirlo con metano como fluido de inyección. Los puntos en el diagrama representan varias mezclas del fluido E, propano y metano. Las temperaturas y presiones dadas para cada punto representan las presiones y temperaturas críticas calculadas para dichas composiciones. Tomando el punto A como ejemplo de la interpretación de estos puntos, éste representa una composición que tiene una temperatura crítica de 164 °F y una presión crítica de 2,837 psia y contiene 38.5 % de intermedios, predominantemente propano. De acuerdo con este método para el cálculo de las condiciones necesarias para la miscibilidad, una mezcla de 61.5% o menos de metano con propano, podrá alcanzar un desplazamiento miscible si la temperatura del yacimiento es menor que 164 °F y si la presión es mayor a 2,837 psia. Los puntos en el diagrama serán graficados para determinar las condiciones de miscibilidad a otras presiones y temperaturas.

Se debe remarcar que la exactitud de este método depende de la exactitud de la correlación utilizada para determinar la presión y la temperatura críticas.

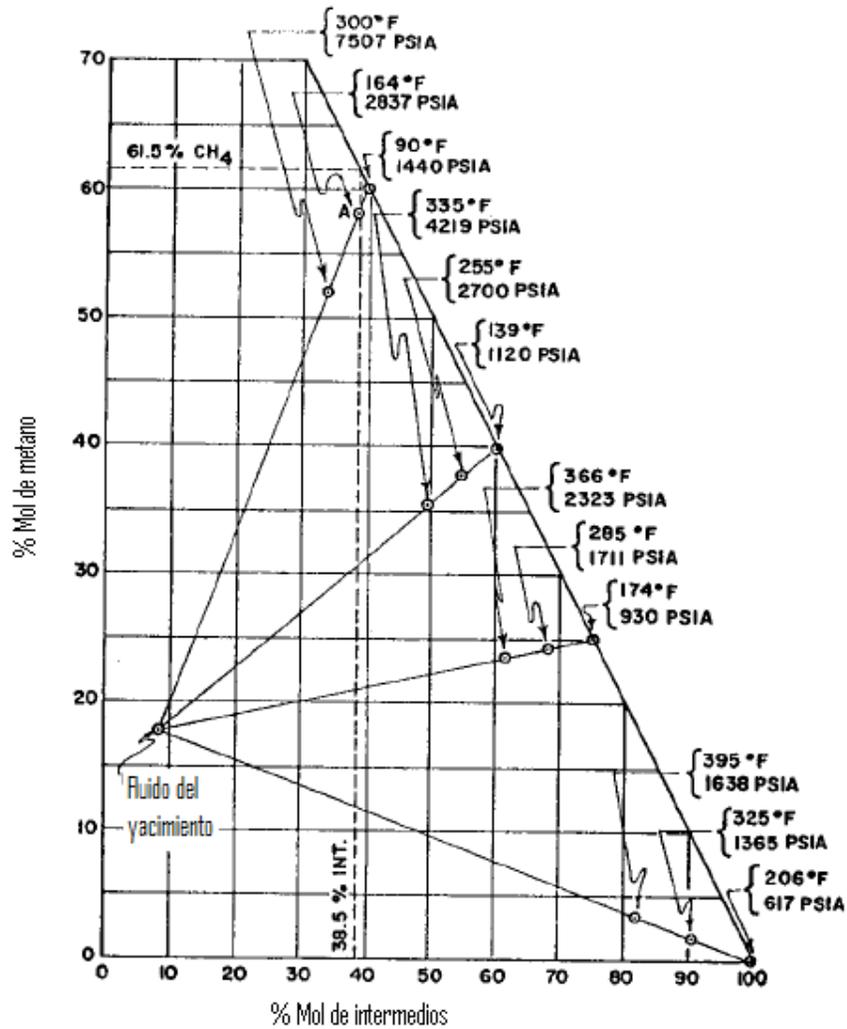


Figura III.5. Puntos críticos para mezclas de fluido de yacimiento E, propano y metano.

El procedimiento descrito anteriormente se utilizó para cada serie de cálculos. Los resultados fueron graficados para obtener las condiciones de la miscibilidad a diferentes presiones para un fluido de yacimiento y un fluido de inyección. Los resultados para los diferentes fluidos de yacimiento y solventes se compararon, y mostraron evidencia que las variables que controlan la miscibilidad son la temperatura, la presión, la fracción C_{5+} del fluido de yacimiento, y la fracción C_{2+} en el fluido de inyección.

Un problema que encontraron fue la caracterización de la fracción C_{5+} del fluido de yacimiento y la fracción C_{2+} del fluido de inyección. Debido a los pocos resultados disponibles, en comparación con las muchas variables requeridas para una

caracterización rigurosa, se utilizó el peso molecular promedio de dichas fracciones en la correlación. Utilizando esta interpretación, la concentración de metano máxima permisible en el fluido de inyección para un desplazamiento miscible han sido correlacionadas en función de la temperatura, presión, peso molecular de la fracción C_{5+} en el fluido de yacimiento y el peso molecular de la fracción C_{2+} en el fluido de inyección.

La correlación final se puede presentar gráficamente como en la figura III.6. Estas gráficas cubren el rango de 1000 a 3000 psi, 70° a 260°F, fluidos de yacimiento cuyas fracciones C_{5+} tienen un peso molecular entre 180 y 240 y fluidos de inyección cuyas fracciones C_{2+} tiene un peso molecular entre 34 y 58.1. Debido a la caracterización de la fracción C_{2+} por peso molecular y al uso de mezclas de etano con propano y propano con butano para los cálculos, la correlación debe aplicarse sólo cuando la fracción C_{2+} en el fluido de inyección esta compuesta principalmente de etano y propano o propano y butano; de cualquier forma, se pueden tolerar pequeños volúmenes de etano con el propano y el butano, y pequeños volúmenes de otros hidrocarburos presentes en el gas natural sin disminuir la exactitud. La correlación no debe aplicarse para grandes volúmenes de componentes no hidrocarburos en el fluido de inyección.

En general, el método para utilizar las graficas para predecir la miscibilidad es:

1. Calcular el peso molecular de la fracción C_{5+} del fluido de yacimiento. MW_H
2. Calcular el peso molecular de la fracción C_{2+} en el fluido de inyección, MW_I
3. Determinar la cantidad de metano permisible en la mezcla de inyección de la gráfica correspondiente a la temperatura y la presión de yacimiento MW_H y MW_I .

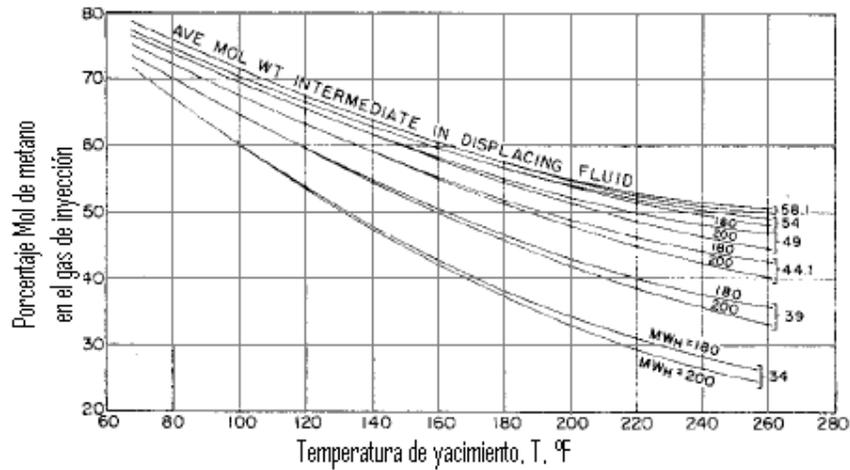


Figura III.6. Condiciones de fase predichas a 2000 psia para un desplazamiento miscible de un fluido de yacimiento caracterizado por un peso molecular de la fracción C_{5+} de 180 a 200.

Por ejemplo, si el peso molecular de la fracción C_{5+} fuera de 200, el gas de inyección sería propano de peso molecular 44, la temperatura de yacimiento sería de 180 °F y la presión de yacimiento de 2000 psi, entonces de la figura III.6 la cantidad de metano máxima permisible en el gas de inyección sería igual a 51.5 %. Si el gas de inyección tiene esta cantidad o menos de metano, se asegura la miscibilidad.

Después en 1985, Glasø²² presentó una serie de correlaciones para obtener la PMM, para desplazamientos tanto con gas hidrocarburo como con CO_2 y N_2 . Estas ecuaciones toman como punto de partida el trabajo de Benham²¹.

Las correlaciones propuestas por Glasø²² para un sistema gas hidrocarburo-aceite son:

$$(p_m)_{\min, x=34} = 6329.0 - 25.410y - (46.745 - 0.185y)z + \left(1.127 \times 10^{-12} y^{5.258} e^{319.8zy^{-1.703}}\right) I$$

$$(p_m)_{\min, x=44} = 5503.0 - 19.238y - (80.913 - 0.273y)z + \left(1.700 \times 10^{-9} y^{3.730} e^{13.567zy^{-1.508}}\right) I$$

$$(p_m)_{\min, x=54} = 7437.0 - 25.703y - (73.515 - 0.214y)z + \left(4.920 \times 10^{-14} y^{5.520} e^{21.706zy^{-1.109}}\right) I$$

Donde:

x = Peso molecular de C_{2-6} en el gas de inyección, lbm/mol

y = Peso molecular corregido del C_{7+} en el tanque de almacenamiento.

$$y = \left(\frac{2.622}{\gamma_{o,C7+}^{-0.846}} \right)$$

z = Porcentaje mol de metano en el gas de inyección.

T = Temperatura °F

El porcentaje mol de metano representado en las ecuaciones está relacionado con el mecanismo de desplazamiento miscible considerado.

En los desplazamientos vaporizantes, el porcentaje mínimo de C_{2-6} en el gas de inyección permitido para el desplazamiento miscible se asume que es igual al que se tiene en la composición crítica.

En los procesos condensantes, el porcentaje mol de metano en el gas de inyección es igual al de la composición actual del gas de inyección utilizado. La exactitud de la PMM predicha de las ecuaciones está relacionada con la exactitud de los datos de entrada como los son el porcentaje mol del metano en el gas de inyección y el peso molecular del C_{7+} presente en el fluido de yacimiento a condiciones atmosféricas.

En los desplazamientos condensantes, la exactitud del porcentaje mol de metano en las ecuaciones está directamente relacionado a la exactitud de los análisis de cromatografía del gas de inyección.

En los desplazamientos vaporizantes, el porcentaje mol de metano es estimado por una línea desde el fluido del yacimiento que es paralela a la de C_1 - C_{7+} en un diagrama ternario. El porcentaje mol del C_{2-6} en el gas de inyección en la miscibilidad se considera igual al de C_{2-6} en el punto crítico. Si el punto crítico está cerca del cero por ciento mol de C_{7+} en el diagrama ternario, el porcentaje mol de metano requerido para la miscibilidad es igual a cien por ciento menos el porcentaje estimado de C_{2-6} .

Estas dos consideraciones no siempre son correctas. Las mezclas de aceite de yacimiento y gas de inyección típicas tienen una pendiente negativa en la línea de unión crítica, lo cual resulta en un valor menor del porcentaje mol estimado de C₂₋₆. Por otro lado, el punto crítico no cae en la línea de 0% mol de C₇₊, y el porcentaje mol de metano requerido para la miscibilidad no es igual a 100% menos el porcentaje mol estimado de C₂₋₆ en un diagrama ternario. Estos dos errores, de cualquier forma, se cancelan unos a otros, y el porcentaje mol de metano en las ecuaciones tiene un grado razonable de exactitud en los procesos vaporizantes.

La exactitud de la PMM predicha en las ecuaciones también depende en cierto grado de la exactitud del peso molecular que se determina experimentalmente del aceite a condiciones atmosféricas. El peso molecular del aceite puede desviarse $\pm 10\%$ del valor verdadero.

Glasø también observó que en aceites con un valor K menor de 11.95 representan aceites con una concentración relativamente alta de aromáticos y en consecuencia presentan una PMM mayor.

Un trabajo previo mostró que la presencia de parafinas en el aceite influye en la solubilidad del gas hidrocarburo en el aceite. Las ecuaciones presentadas fueron desarrolladas con datos de fluidos de 5 yacimientos con un valor K calculado de 11.95. El peso molecular del C₇₊ para aceites que no tengan un factor K de 11.95 se corrige a este valor.

La siguiente ecuación para calcular el factor K fue reportada por Whitson:

$$K_{C_{7+}} = 4.5579 \times M_{c_{7+}}^{0.15178} \times \gamma_{C_{7+}}^{-0.84573}$$

La predicción de la PMM para gases de inyección con peso molecular de C₂₋₆ diferentes a 34,44 y 54 se puede obtener por interpolación. Para gases de inyección con peso moleculares de C₂₋₆ equivalente al 100% de etano, deben adicionarse 200 psi a la PMM obtenida.

En 1986 Firoozabadi y Aziz²³ presentaron una correlación para la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) con base en un estudio realizado con un modelo de simulación composicional basado en presión implícita, composición explícita y saturación explícita.

En este estudio se investigó la diferencia entre la PMM para nitrógeno y metano. Para poder realizarlo se requirieron datos experimentales del comportamiento de fases para mezclas de N₂ y aceite de yacimiento para estimar los coeficientes de interacción entre el N₂ y la fracción pesada del aceite, los cuales se tomaron de estudios publicados anteriormente. Por otro lado los coeficientes de interacción para el metano y la fracción pesada del aceite se estimaron con mediciones de puntos de burbuja.

En la correlación propuesta se han identificado tres parámetros que afectan la miscibilidad de múltiples contactos para un fluido de yacimiento y N₂ o gases ligeros; el volumen de componentes intermedios, la volatilidad y la temperatura.

Los componentes intermedios en un fluido de yacimiento generalmente se definen para incluir C₂ a C₆, CO₂ y H₂S. Estos mejoran el desarrollo de la miscibilidad cuando se tienen altas concentraciones en el fluido del yacimiento. En este estudio los intermedios se definen como C₂ a C₅, CO₂ y H₂S. Otro parámetro que afecta la PMM para los desplazamientos vaporizantes es la volatilidad del aceite del yacimiento. Los aceites que tienen mayores concentraciones de hidrocarburos ligeros y aceites más volátiles se espera que sean vaporizados a presiones menores. El primer objetivo de la correlación fue representar la volatilidad del aceite por medio de la gravedad específica del C₇₊. Temperaturas más altas incrementan la recuperación en un proceso vaporizante y por tanto puede resultar en PMM menores. Inicialmente, se trató de relacionar la PMM con la temperatura reducida, pero el uso de una temperatura en grados Fahrenheit o Celsius mejoran la correlación.

Una vez obtenidos los valores de la PMM, se graficaron y se correlacionaron. El parámetro de correlación incluye la relación de componentes intermedios (% mol) dividido por el peso molecular de la fracción C₇₊. El efecto de la temperatura es menos

pronunciado, y la PMM es inversamente proporcional a la temperatura en grados Fahrenheit:

$$p_m = 9433 - 188 \times 10^3 \left(\frac{C_{C2} - C_{C5}}{M_{C7+} T^{0.25}} \right) + 1430 \times 10^3 \left(\frac{C_{C2} - C_{C5}}{M_{C7+} T^{0.25}} \right)^2$$

Donde:

p_m = PMM, psia

T = Temperatura °F

$C_{C2} - C_{C5}$ = Concentración de intermedios, %mol.

M_{C7+} = Peso molecular de heptano plus.

En 1986, Eakin y Mitch²⁴ presentaron una correlación para obtener la Presión Mínima de Miscibilidad a partir de un estudio en el que realizaron 154 mediciones de la PMM en aceites ligeros y medios. Las mediciones se realizaron con el aparato Rising Bubble las cuales tienen una desviación estándar del 4.5% en una correlación cuyas variables de entrada son la composición del gas de inyección, el peso molecular de la fracción C_{7+} del aceite y la temperatura pseudo reducida.

En su estudio, se definió la temperatura y la presión pseudoreducidas como:

$$T_{pr} = T/T_{pc}$$

$$\ln P_{pr} = \ln(PMM / P_{pc}) = \sum_{i=1}^n \left(A_i + \frac{B_i}{T_r} \right) y_i$$

Donde:

A_i y B_i = constantes características para cada componente (Tabla III.1)

y_i = Fracción mol del componente i en el gas de inyección.

n = número de componentes en el gas de inyección.

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i T_{ci}, \quad ^\circ R$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i P_{ci}, \quad psia$$

La correlación propuesta es:

$$\ln P_{pr} = \ln(PMM / P_{pc}) = (0.1697 - 0.06912/T_{pr}) \times y_{c1} \times (M_{C7+})^{0.5} \\ + \left(2.3865 - 0.005955 \times \frac{M_{C7+}}{T_{pr}} \right) \times y_{c2+} + \left(0.1221 \times M_{C7+} - 0.0005899 \times \frac{M_{C7+}^{1.5}}{T_{pr}} \right) \times y_{CO2}$$

Tabla III.1. Valores de las constantes A y B para la correlación de Eakin y Mitch.

Componente	Aceite ligero		Aceite intermedio	
	A	B	A	B
CH ₄	2.4458	-1.1016	2.9173	-1.2593
N ₂	2.7068	-0.4804	-	-
CO ₂	2.8816	-2.0966	3.6476	-3.0287
C ₂ H ₆	2.8836	-1.8302	2.9943	-2.4702

III.4. Cálculo del Enriquecimiento Mínimo Miscible.

Como se mencionó al inicio, si la Presión Mínima de Miscibilidad que se ha calculado está por encima de la presión actual del yacimiento en estudio, la segunda alternativa para obtener un desplazamiento miscible por inyección de gas hidrocarburo, es enriqueciendo este último con componentes intermedios de tal forma que se produzca un frente miscible con el aceite del yacimiento. La cantidad mínima de dichos componentes es el Enriquecimiento Mínimo Miscible (EMM).

Para calcular la cantidad de componentes intermedios necesarios para obtener el EMM se pueden emplear métodos experimentales y, con base en diagramas pseudoternarios, un método gráfico.

III.5. Métodos experimentales para obtener el Enriquecimiento Mínimo Miscible.

Para obtener el enriquecimiento mínimo miscible de forma experimental se utilizan los mismos aparatos que se utilizan para calcular la presión mínima de miscibilidad, el Slim-Tube y el aparato Rising-Bubble. La diferencia en el procedimiento es básicamente el conocimiento de la Presión Mínima de Miscibilidad.

En los métodos para obtener la PMM mediante los aparatos antes mencionados los sistemas consistentes en aceite del yacimiento y gas de inyección eran conocidos y las pruebas se realizaban variando la presión, de esta forma se definía la presión a la cual ambos fluidos eran miscibles. Pero en el caso del cálculo del EMM, la presión de trabajo es la presión actual del yacimiento y el aceite está caracterizado, por lo que en este caso se varía la composición del gas de inyección hasta que se tiene un desplazamiento miscible.

En el caso del Slim-Tube para determinar el enriquecimiento mínimo para el desplazamiento miscible a una presión de yacimiento limitada, las recuperaciones de aceite de varias pruebas se comparan con niveles de incremento de enriquecimiento. Las recuperaciones de aceite en el rompimiento o las recuperaciones a 1.2 VP (Volumen de Poro) o las recuperaciones finales, son graficadas contra el nivel de enriquecimiento. El enriquecimiento mínimo requerido puede definirse por un criterio similar al utilizado para la PMM; el enriquecimiento al cual la recuperación se aproxima al 100%, el enriquecimiento al cual se da el rompimiento en la gráfica, etc.

Para el caso del aparato Rising-Bubble, dado que la observación del comportamiento de fases entre el gas de inyección y el aceite del yacimiento es directa, se realizan varias pruebas hasta que se tienen un desplazamiento miscible con base en las formas de la burbuja de gas.

III.6. Método gráfico para obtener el Enriquecimiento Mínimo Miscible.

Este método recurre a los diagramas ternarios que se han explicado anteriormente. Como base para la explicación de este método tomaremos el diagrama de la figura III.7.

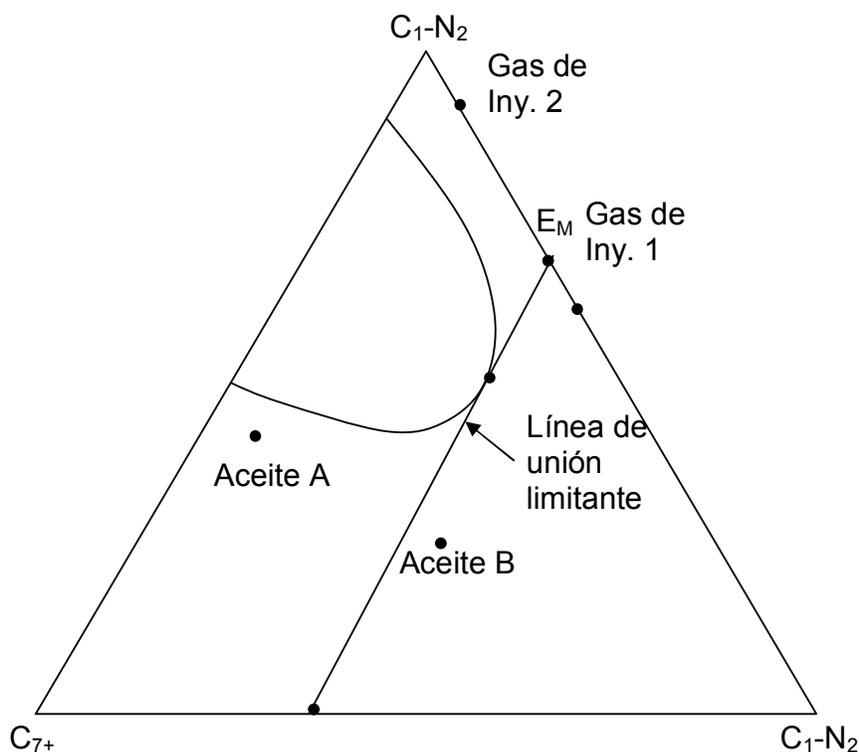


Figura III.7. Diagrama pseudoternario. Determinación del EMM por el método gráfico.

En el diagrama pseudoternario de la figura III.7 se pueden identificar la envolvente de fases y la línea de unión limitante o crítica. La línea de unión limitante es aquella que tiene la misma pendiente que las líneas de unión que se encuentran en el interior de la envolvente de fases y que está sobre el punto crítico. Así como dos aceites supuestos para este ejemplo, A y B, con dos gases de inyección, 1 y 2.

En 1983 Cohen y Shirer²⁵ describieron el método de la siguiente manera. El primer paso en la determinación del enriquecimiento mínimo para un sistema actual es obtener un análisis composicional de todos los fluidos (pseudocomponentes) del sistema. A continuación, el aceite del yacimiento debe ser caracterizado por medio de una ecuación de estado. El tercer paso, es combinar matemáticamente los tres pseudocomponentes en varias proporciones y después realizar un cálculo flash a cada una de las mezclas a presión y temperatura de yacimiento. De los datos obtenidos, se construye un diagrama pseudoternario. El último paso es determinar el enriquecimiento mínimo, el cual está representado por la intersección de la línea de unión limitante y la línea que conecta el pseudocomponente más ligero con el de peso intermedio. Dicha

intersección representa la composición que deberá tener el gas de inyección para poder obtener un desplazamiento miscible por contactos múltiples.

En el caso de la inyección del gas 1 para desplazar al aceite A, hace referencia al desplazamiento condensante en el cual los componentes ligeros del gas se condensan en el aceite hasta que se llega a una composición crítica en el frente que permite la miscibilidad, como ya se ha explicado anteriormente. De esto se concluye que todos los gases que estén sobre la línea que conecta el pseudocomponente más ligero con el de peso intermedio en el punto E_M y del lado derecho podrán desplazar a un aceite que se encuentre del lado izquierdo de la línea de unión limitante bajo un proceso condensante.

De manera similar, si se desplaza al aceite del yacimiento B con el gas de inyección 2, se tendrá un desplazamiento vaporizante en el cual los componentes intermedios del aceite se vaporizan en el gas de inyección hasta que se tiene una composición crítica en el frente de desplazamiento. En este caso el aceite que será desplazado debe estar del lado derecho de la línea de unión limitante y el gas de inyección deberá tener una composición E_M o estar del lado izquierdo de éste, sobre la línea que une a los pseudocomponentes ligero e intermedio.

Así mismo, como se explicó anteriormente si la línea que une al aceite que será desplazado con el gas de inyección y ésta, no cruza la envolvente de fases se tendrá un desplazamiento miscible al primer contacto. En el diagrama de la figura III.7 se muestra un desplazamiento del aceite B con el gas de inyección 1.

En el caso donde se tiene un gas de separador cuya composición no se encuentra sobre la línea que une al pseudocomponente ligero con el intermedio, se deduce que dicho gas y el aceite por desplazar deben estar en lados opuestos de la línea de unión limitante; o estar fuera de la envolvente de fases.

IV. Cálculo del tamaño del bache de hidrocarburos para un desplazamiento miscible.

Una vez que se han definido los diferentes mecanismos por medio de los cuales se desarrolla la miscibilidad es necesario calcular el volumen del bache que será inyectado. Como se mencionó anteriormente la inyección continua de hidrocarburos es extremadamente costosa, haciéndola poco factible desde el punto de vista económico. Sin embargo, se puede inyectar un bache de hidrocarburos que será desplazado por un fluido más barato (nitrógeno, CO₂ o agua) que permita tener un desplazamiento miscible en el yacimiento con todas las ventajas que conlleva.

La determinación del tamaño del bache a ser inyectado es clave para que un proceso miscible por inyección de un bache de hidrocarburos obtenga resultados satisfactorios. El método más común para el cálculo del tamaño del bache utiliza la teoría de dispersión para

simular el desplazamiento del bache. Cuando el bache de hidrocarburos es inyectado, este se caracteriza por una clara interfase inicial en los contactos aceite/bache de hidrocarburos y bache de hidrocarburos/fluido barato. Conforme el bache viaja dentro del yacimiento, la mezcla debida a la difusión y la dispersión ocasiona que la interfase desaparezca después de una distancia. Para mantener la miscibilidad durante todo el desplazamiento, una zona delgada del bache de hidrocarburos debe permanecer intacta cuando este alcance el pozo productor. El volumen de bache mínimo que satisface el criterio anterior es igual al volumen de solvente contenido dentro de la zonas de mezclado aceite/bache de hidrocarburos y bache de hidrocarburos/fluido barato al rompimiento. El modelo de dispersión permite calcular el tamaño de estas zonas de mezcla y por tanto determinar el tamaño del bache mínimo requerido.

En 1984 Chen²⁶ y colaboradores presentaron un trabajo acerca de los modelos matemáticos para la determinación del volumen de solvente necesario para desarrollar un desplazamiento miscible, los cuales se explican a continuación.

IV.1. Modelo de dispersión-convección.

El primer modelo presentado es el de dispersión-convección, en el cual los procesos de mezclado pueden demostrarse considerando un desplazamiento lineal idealizado donde:

1. Un tubo lineal es empacado con arena uniformemente
2. El empacamiento de arena es homogéneo e isotrópico.
3. El empacamiento de arena está completamente saturado con aceite.
4. El aceite es desplazado por un solvente teniendo la misma densidad y viscosidad que el aceite.

Dado que el fluido desplazado y el de inyección tienen la misma densidad y viscosidad, y el medio poroso es isotrópico, el frente de desplazamiento es estable y el desplazamiento es tipo pistón. Conforme el solvente viaja a través del empacamiento se desarrolla una zona de mezclado con un frente con forma similar a una S. Esta zona se vuelve progresivamente más grande conforme viaja.

Existen dos mecanismos diferentes que contribuyen al desarrollo de la zona de mezclado: la difusión molecular y la dispersión convectiva. En este caso la zona de mezclado se desarrollará debido al intercambio de moléculas, este mecanismo está referido como difusión molecular. Con el movimiento del fluido, la zona dispersa es más grande que la que se puede esperar por la difusión molecular. El mezclado adicional se debe a la dispersión convectiva, un mecanismo resultante a los patrones de flujo desiguales ocasionados por las heterogeneidades microscópicas.

La ecuación general de dispersión que describe el transporte total y la mezcla de fluidos a través de un medio poroso, se puede escribir como:

$$\nabla \cdot (\mathcal{K} \cdot \nabla C) - (\mathcal{V} \cdot \nabla C) = \frac{\partial C}{\partial t} \dots \dots \dots (IV.1)$$

Donde C es la concentración del solvente, \mathcal{K} es el coeficiente de dispersión efectiva y \mathcal{V} es la velocidad intersticial. Para el desplazamiento idealizado lineal:

$$\mathcal{K} \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \mathcal{V} \cdot \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\partial C}{\partial t} \dots \dots \dots (IV.2)$$

Donde:

$$\mathcal{K} = \mathcal{D} + \mathcal{E} \dots \dots \dots (IV.3)$$

El coeficiente de dispersión efectiva, \mathcal{K} , tiene dos componentes: \mathcal{D} y \mathcal{E} , donde \mathcal{D} es el coeficiente de difusión molecular efectiva y \mathcal{E} es el coeficiente de dispersión convectiva.

Un número considerable de investigaciones se han enfocado en el desarrollo de una relación cuantitativa que describa la dispersión efectiva en función de varios parámetros de desplazamiento. En el estudio de Chen²⁶, el desplazamiento miscible se estudió bajo diferentes condiciones y ritmos de flujo, tanto en empacamientos de arena no consolidadas como en núcleos. Los coeficientes de dispersión efectiva se determinaron al igualar la ecuación dos con los perfiles de concentración obtenidos.

Perkins y Jhonston²⁷ desarrollaron la siguiente ecuación para el coeficiente de dispersión efectiva:

$$\mathcal{K} = \frac{\mathcal{D}}{F\phi} + 0.5v\sigma dp, \quad 4 < \frac{v\sigma dp}{\mathcal{D}} < 50 \dots \dots \dots (IV.4)$$

Se observó que a velocidades de flujo bajas ($v\sigma dp < 0.1$) el mezclado se debe casi totalmente a la difusión molecular, mientras que a velocidades de flujo altas ($v\sigma dp > 4.0$) la dispersión convectiva domina el proceso de mezclado, y una velocidad de flujo intermedia ($0.1 < v\sigma dp < 4.0$), ambos mecanismos contribuyen al proceso de mezclado.

Para el desplazamiento idealizado e ignorando otros términos, la solución para la concentración se puede escribir como:

$$C = 0.5 \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{x - vt}{2(\mathcal{K}t)^{0.5}} \right] \dots \dots \dots (IV.5)$$

Donde “erfc” es la función error complementaria. La ecuación anterior describe el desarrollo de la zona de mezclado en la cual C varía de 0 a 1.

Dado que el uso de la función de error, no resulta práctica para definir la zona de mezclado para el rango de concentraciones entre 0 y 1, se acostumbra seleccionar valores arbitrarios de concentración, como 0.10 y 0.90, para definir las fronteras de la zona de mezclado. Sustituyendo estos valores para C, se puede resolver la ecuación anterior para las fronteras de la zona:

$$x_{10} = 0.9062 \cdot 2(\mathcal{K}t)^{0.5} + vt \dots \dots \dots (IV.6)$$

$$x_{90} = -0.9062 \cdot 2(\mathcal{K}t)^{0.5} + vt \dots \dots \dots (IV.7)$$

Donde x_{10} y x_{90} son las distancias a las concentraciones 10% y 90% de concentración de solvente, respectivamente.

La longitud de la zona de mezclado (LZM) correspondiente es:

$$LZM_{10-90} = x_{10} - x_{90} = 3.625(Kt)^{0.5} \dots \dots \dots (IV. 8)$$

En el laboratorio, la LZM se mide y utiliza para calcular el coeficiente de dispersión efectiva K.

Hasta el momento, sólo se ha considerado el caso de la inyección continua de solvente. En un proceso de desplazamiento por un bache, dos zonas distintas de mezclado se desarrollan: en la interfase entre el aceite y el solvente, y entre el solvente y el gas de desplazamiento. Por tanto la suma de las dos zonas de mezclado debe considerarse:

$$LZM = 3.625 \left\{ (K_{O/S} \cdot t)^{0.5} + (K_{S/G} \cdot t)^{0.5} \right\} \dots \dots \dots (IV. 9)$$

Donde $K_{O/S}$ y $K_{S/G}$ son los coeficientes de dispersión efectiva para los sistemas aceite/solvente y solvente/gas respectivamente.

Si un 90% de concentración de solvente es suficiente para mantener la miscibilidad, entonces el requerimiento mínimo para el bache será igual al volumen total del solvente entre la longitud de la zona de mezclado en el rompimiento del solvente. Así el perfil de la concentración será simétrico alrededor del punto $C=0.5$, el volumen de solvente requerido es de hecho igual a la mitad del volumen total en la zona de mezclado. Dividiendo la LZM entre la longitud total, L, el tamaño mínimo del bache se puede expresar en función del volumen total de poro.

$$S_{\min} = \frac{\text{LZM en el rompimiento}}{\text{Longitud Total del Sistema}} \\ = \frac{3.625}{2L} \left\{ (\mathcal{K}_{O/S} \cdot t_{br})^{0.5} + (\mathcal{K}_{S/CG} \cdot t_{br})^{0.5} \right\} \dots\dots\dots (IV.10)$$

Donde S_{\min} es el tamaño mínimo del bache requerido y t_{br} es el tiempo al rompimiento.

IV.2. Modelo de dispersión-capacitancia.

El segundo modelo se conoce como de dispersión-capacitancia. Este se desarrolló porque muchas pruebas de laboratorio muestran una tendencia diferente al comportamiento ideal. Estas pruebas se caracterizan por: (1) un rompimiento del 50% de la concentración antes de la inyección de 1.0 VP de solvente y (2) un perfil de concentración de solvente asimétrico.

Se ha propuesto que estos resultados se deben a los efectos de capacitancia. Esto es, el medio poroso en estas pruebas debe contener un volumen estancado o muerto el cual contribuye al volumen total de poro pero que no fluye. Esto podría explicar el rompimiento a un 50% de concentración.

El modelo dispersión-capacitancia toma en cuenta el efecto del volumen estancado en el desarrollo de la zona de mezclado. Por lo que la ecuación IV.2 se modifica a:

$$\kappa \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - v \cdot \frac{\partial C}{\partial x} = f \cdot \frac{\partial C}{\partial t} + (1 - f) \cdot \frac{\partial C^*}{\partial t} \dots \dots \dots (IV.11)$$

Y

$$(1 - f) \cdot \frac{\partial C^*}{\partial t} = M(C - C^*) \dots \dots \dots (IV.12)$$

Donde f es la fracción de volumen que fluye, M es el coeficiente de transferencia de masa, y C^* es la concentración de solvente en el volumen estancado. Ésta fórmula se reduce a la ecuación IV.2 para $f = 1$.

Varios investigadores han encontrado que este modelo es particularmente útil en la representación de desplazamientos en núcleos carbonatados. Esto se debe a la doble porosidad que comúnmente está presente en los carbonatos. Es decir, la fracción fluyente representa el sistema de micro-fracturas interconectadas, y el volumen estancado representa el sistema de porosidad intragranular.

Una forma para representar esta doble porosidad es redefiniendo el parámetro f :

$$f = f_1 + f_2 \dots \dots \dots (IV.13)$$

Donde f_1 es la fracción de volumen ocupada por la porosidad de las microfracturas, y f_2 es la fracción de la porosidad de la matriz que se ha desplazado por el solvente.

IV.3. Consideraciones para procesos miscibles de contactos múltiples.

En 1986 Chen²⁸ y colaboradores presentaron un nuevo estudio en el que demuestran que para un proceso miscible de múltiples contactos se requiere un volumen adicional de solvente. Ellos consideran un proceso como el que se presenta en la figura IV.1. En esta figura se identifican cuatro elementos dentro del yacimiento en un desplazamiento miscible de contactos múltiples condensante: el aceite del yacimiento, un bache de aceite enriquecido, un bache de hidrocarburos y el gas que desplaza al solvente.

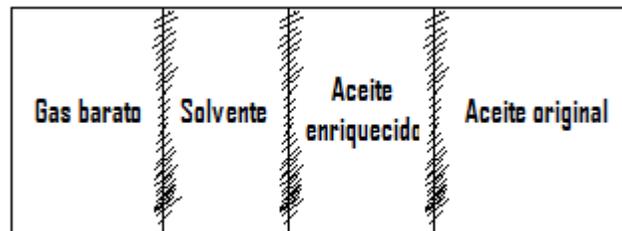


Figura IV.1. Esquema de un desplazamiento miscible.

Se considera que el aceite enriquecido se genera al mezclarse el bache de hidrocarburos y el aceite del yacimiento en las proporciones correctas, e inyectado como un bache separado, adelante del bache de solvente principal. El aceite es continuamente miscible con el bache de aceite enriquecido, el cual es miscible al primer contacto con el bache de hidrocarburos, que a su vez es desplazado por un fluido más barato (asumiendo que este fluido es miscible al primer contacto con el solvente).

Como se explicó en su momento, al inicio de la generación del bache de hidrocarburos, suficientes componentes de peso molecular intermedio se condensan en el aceite de yacimiento original para crear una zona de transición en donde los fluidos tienen composiciones continuamente miscibles. Por tanto, un fluido más barato desplaza al bache de hidrocarburos, el bache de hidrocarburos desplaza el aceite enriquecido, el cual desplaza al aceite original del yacimiento.

Conforme el bache formado por el aceite enriquecido, el solvente y el fluido desplazante se mueve en zonas más alejadas del punto de inyección dentro del yacimiento, la dispersión y la difusión crean una zona de mezclado en cada interfase de los fluidos. Así, las composiciones de los fluidos en las interfaces van perdiendo el enriquecimiento, y aunque la zona de transición aún es continuamente miscible con el aceite del yacimiento, la composición del aceite enriquecido, se ha deteriorado a tal grado que se pierde la miscibilidad con el bache de hidrocarburos.

En este punto, se deben condensar más componentes intermedios en la zona que contiene el aceite enriquecido, restaurando este a un enriquecimiento suficiente para que se mantenga la miscibilidad. Conforme el aceite enriquecido se mezcla con el resto de los fluidos de la zona de transición, la composición de la zona completa se eleva.

El proceso condensación/disolución es complejo, interrelacionado y continuo, y por tanto el tamaño del bache debe diseñarse para contener suficientes hidrocarburos para proveer los componentes de peso molecular intermedio que se requieren para enriquecer el aceite conforme este se aligera a través de la mezcla para que se complete el proceso.

Para los propósitos del cálculo del tamaño del bache, se considera que se puede utilizar un modelo simplificado para representar el proceso mencionado, y que los efectos de disolución y condensación pueden tratarse por separado.

Primero, los incrementos de las zonas delgadas de aceite enriquecido que son creados, las pérdidas por la disolución, y el restablecimiento por enriquecimiento obtenido del bache de hidrocarburos para la duración del proceso de desplazamiento se suman. Entonces, el volumen total del aceite enriquecido que debe existir en el yacimiento al final del proceso se trata como otro “bache de solvente” en su sentido estricto.

Por lo anterior existen dos factores que determinan el volumen de hidrocarburos a ser inyectado:

1. La cantidad de hidrocarburos requeridos debido a la disolución por dispersión y difusión.
2. La cantidad de hidrocarburos requeridos para enriquecer el aceite y de esta manera crear el bache de aceite enriquecido.

Por ejemplo el Bache de Hidrocarburos Requerido Total = Bache de hidrocarburos Requerido para Superar los Efectos de Disolución + Bache de Hidrocarburos Requerido para Crear el Bache de Aceite Enriquecido.

Conforme los hidrocarburos se mueven a través del yacimiento, su composición se altera por el bache de aceite enriquecido en el inicio y por el fluido desplazante al final

debido a la difusión y la dispersión. El tamaño mínimo del bache de hidrocarburos requerido para superar este efecto se puede calcular con:

$$(S_S)_{min} = \frac{4.652}{2L} \left(\sqrt{\mathcal{K}_{S/EO} \cdot t_{bt}} + \sqrt{\mathcal{K}_{S/CG} \cdot t_{bt}} \right) \dots \dots \dots (IV.14)$$

Por otro lado utilizando el modelo simplificado, se puede calcular el volumen total de aceite enriquecido que debe existir en el yacimiento para que se mantenga un desplazamiento tal que se mantenga la miscibilidad de primer contacto con el bache de hidrocarburos. En una forma similar a cuando se tiene la miscibilidad de primer contacto, el aceite enriquecido será diluido al inicio del desplazamiento por el aceite del yacimiento y al final por los hidrocarburos. Por tanto, aplicando la teoría de difusión y dispersión, el volumen total de aceite enriquecido se puede calcular con:

$$(S_{EO})_{min} = \frac{4.652}{2L} \left(\sqrt{\mathcal{K}_{EO/O} \cdot t_{bt}} + \sqrt{\mathcal{K}_{EO/S} \cdot t_{bt}} \right) \dots \dots \dots (IV.15)$$

La siguiente parte del problema es estimar el volumen de solvente requerido para producir este aceite enriquecido en el yacimiento.

Refiriéndose al modelo simplificado que se ha presentado, la zona de aceite enriquecido debe considerarse que se crea al mezclarse el aceite del yacimiento y los hidrocarburos juntos y desarrollando una serie de procesos flash.

Para representar el proceso de enriquecimiento que ocurre en el yacimiento, la mezcla debe considerarse que ocurre en una serie de pequeñas celdas de mezclado, como se ilustra en la figura IV.2.



Figura IV.2. Modelo de celdas.

Inicialmente, el solvente contactará el aceite en la primera celda, que será el aceite más cercano a pozo inyector. El contenido de la celda presentará un proceso flash, el volumen de líquido se expandirá debido a los efectos de hinchamiento, y el gas de equilibrio se moverá a la segunda celda. El segundo contacto entre el solvente y el aceite enriquecido en la primera celda dará como resultado un hinchamiento del líquido más fuerte al igual que una liberación de gas de equilibrio. Estos pasos se repetirán mientras se produzca gas durante el proceso flash entre el solvente y el gas enriquecido.

En este punto, una sola fase se formará en la primera, y el aceite enriquecido contenido en dicha celda tendrá una composición miscible a primer contacto con el solvente.

El volumen del aceite enriquecido que se ha creado puede calcularse o determinarse experimentalmente. El volumen de hidrocarburos requerido para producir esta cantidad de aceite enriquecido es simplemente el volumen de hidrocarburos inyectado por contacto

multiplicado por el número de contactos requeridos hasta que se forma una sola fase. Por tanto, si 'A' es el volumen de poro de aceite enriquecido formado después de 'N' contactos con 'B' volumen de poro de solvente inyectado por contacto la relación hidrocarburos:aceite enriquecido será $(NB):A$.

Mientras el aceite en la primera celda es enriquecido por los hidrocarburos, el aceite de la segunda recibirá el gas de equilibrio resultante liberado de los proceso flash. Ya que el gas contiene alguna cantidad de componentes de peso intermedio que se condensarán en el aceite en la segunda celda, ocurre un enriquecimiento parcial del aceite. Una vez que todo el gas de equilibrio de la primera celda contacta al fluido de la segunda, los hidrocarburos serán conectados con esta celda para completar el proceso de enriquecimiento como se observa en la figura IV.2b. Puesto que el aceite en la segunda celda ha recibido los beneficios del gas de equilibrio de la celda anterior, se espera que la relación hidrocarburos:aceite enriquecido para esta celda disminuya.

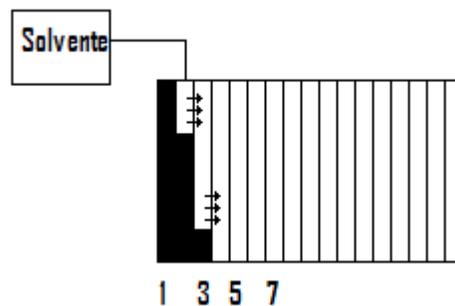


Figura IV.2b. Comportamiento de un proceso miscible conforme se mueve dentro del yacimiento.

En una forma similar, el aceite en la tercera celda será parcialmente enriquecido por el gas de equilibrio liberado de la segunda. Ya que la tercer celda recibe todo el gas de equilibrio de los contactos gas/aceite e hidrocarburos/aceite en la segunda celda, habrá un

mayor enriquecimiento antes que el bache de hidrocarburos se conecte a la tercer celda. Por lo tanto, la relación solvente:aceite enriquecido debe disminuir fuertemente.

Las relaciones solvente:aceite enriquecido para las mezclas de las celdas se pueden graficar para visualizar la tendencia desarrollada, y de acuerdo con ella puede determinarse el tamaño del bache. Un ejemplo de dicha gráfica (obtenida del ejemplo presentado más adelante) se puede ver en la figura IV.3. En el trabajo presentado por Chen y colaboradores, la investigación se limitó a tres celdas de mezclado. La primer celda requirió 0.765 unidades de solvente para producir una unidad de aceite enriquecido, pero el requerimiento de solvente se estabilizó cerca de una relación solvente:aceite enriquecido de 0.73:1. Por tanto, si un requerimiento de solvente para un banco de aceite enriquecido de 10% PV ha sido calculado del modelo de dispersión-convección, el solvente necesario para crear esta cantidad de aceite enriquecido será de 7.3% PV.

Por todo lo anterior, el procedimiento para el cálculo del tamaño del bache puede resumirse como:

1. Calcular el volumen de aceite enriquecido para superar los efectos de disolución y completar el desplazamiento completo utilizando la ecuación IV.15.
2. Calcular el solvente requerido para crear el volumen de aceite enriquecido determinado en el paso 1 de una serie de procesos flash con el aceite del yacimiento. Esto puede hacerse con un software de comportamiento de fases utilizando una ecuación de estado, y debe verificarse en el laboratorio.
3. Calcular el solvente requerido para superar los efectos de disolución utilizando la ecuación IV.14.
4. Sumar los volúmenes calculado, en los pasos 2 y 3.

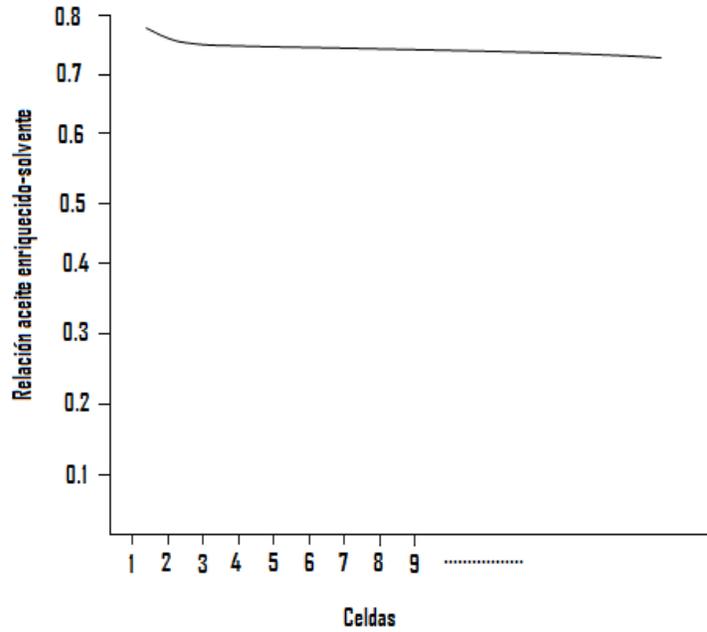


Figura IV.3. Relación gráfica aceite enriquecido-solvente vs. celdas.

A continuación se presenta un ejemplo del cálculo del tamaño del bache para un proceso miscible de múltiples contactos condensante, tomado del artículo presentado por Chen y colaboradores²⁸. El tamaño del bache requerido para un proceso miscible de contactos múltiples condensante puede calcularse utilizando los datos hipotéticos siguientes:

$$\phi=10\%$$

$$S_{oi}=100\%$$

$$F=87$$

$$\sigma dp=1 \text{ cm}$$

$$D_{O/EO}=2 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

$$D_{EO/S}=3 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

$$D_{S/CG}=1.5 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

Se considera al yacimiento horizontal, lineal y homogéneo con una distancia de 100 metros entre los pozos inyector y productor. El gasto es 20 m³/día, y se trata al flujo como tipo pistón en la dirección x.

Las composiciones del aceite y el solvente se muestran la tabla IV.1.

Tabla IV.1. Composiciones del aceite del yacimiento y del solvente utilizados en el cálculo del tamaño del bache de solvente.²⁸

Componente	Aceite de yacimiento	Solvente
N ₂	3.71	2.551
H ₂ S	1.35	2.698
CO ₂	6.15	2.693
C ₁	19.19	28.601
C ₂	5.12	13.666
C ₃	8.17	27.07
C ₄	6.6	14.554
C ₅	4.21	5.213
C ₆	3.57	1.283
C ₇₊	41.93	0.671

Para utilizar el modelo de dispersión para calcular el solvente requerido debido a los efectos de dispersión y difusión, se debe calcular el coeficiente del efecto de dispersión. El primer paso en este procedimiento es calcular la velocidad del fluido:

$$v = \frac{Q}{A \cdot \phi} = \frac{20}{4000(0.1)} = 0.05 \frac{m}{día} = 5.788 \times 10^{-5} \text{ cm/seg}$$

Asumiendo que los fluidos viajan en un ángulo promedio de 45° desde la dirección x implica:

$$\text{Velocidad intersticial} = v_{int} = v\sqrt{2} = 0.05\sqrt{2} = 0.707 \frac{m}{d} = 8.184 \times 10^{-5} \text{ cm/seg}$$

Ahora para $\frac{v \sigma dp}{D} < 50$ los coeficientes de dispersión efectiva se calculan utilizando la ecuación:

$$\mathcal{K} = \frac{D}{F\phi} + 0.5 v \sigma dp \dots\dots\dots (IV.4)$$

Por lo tanto, para aceite/aceite enriquecido:

$$v \cdot \frac{\sigma dp}{D} = 8.184 \cdot 10^{-5}(1)/(2 \cdot 10^{-4}) = 0.409$$

$$\mathcal{K}_{o/EO} = \frac{3 \cdot 10^{-4}}{87(0.1)} + 0.5(8.184 \cdot 10^{-5})(1) = 6.391 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg}$$

Para aceite enriquecido/solvente:

$$v \cdot \frac{\sigma dp}{D} = 8.184 \cdot 10^{-5} (1) / (3 \cdot 10^{-4}) = 0.273$$

$$K_{EO/S} = \frac{3 \cdot 10^{-4}}{87(0.1)} + 0.5(8.184 \cdot 10^{-5})(1) = 7.540 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{seg}$$

Para la interfase aceite/fluido desplazante:

$$v \cdot \frac{\sigma dp}{D} = 8.184 \cdot 10^{-5} (1) / (1.5 \cdot 10^{-3}) = 0.0546$$

$$K_{S/CG} = \frac{1.5 \cdot 10^{-3}}{87(0.1)} + 0.5(8.184 \cdot 10^{-5})(1) = 2.133 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^2 / \text{seg}$$

El bache de solvente requerido para superar el efecto de disolución puede calcularse cuando se conoce el tiempo de rompimiento.

$$t_{bc} = \frac{L_{travel}}{v_{int}} = \frac{L}{v} = \frac{100}{0.05} = 2000 \text{ días} = 1.728 \times 10^8 \text{ seg}$$

Por lo tanto:

$$(S_s)_{min} = \frac{4.652}{2(10000)} \left(\sqrt{(7.54 \cdot 10^{-5})(1.728 \cdot 10^8)} + \sqrt{(2.133 \cdot 10^{-4})(1.728 \cdot 10^8)} \right) \\ = 0.0712 = 7.12\% VP$$

El tamaño del banco de aceite enriquecido requerido para superar los efectos de dilución será:

$$(S_{EO})_{min} = \frac{4.652}{2(10000)} \left(\sqrt{(6.391 \cdot 10^{-5})(1.728 \cdot 10^8)} + \sqrt{(7.54 \cdot 10^{-5})(1.728 \cdot 10^8)} \right) \\ = 0.0510 = 5.10\% VP$$

El solvente requerido para producir este volumen de aceite enriquecido puede estimarse utilizando el concepto de la serie de celdas de mezclado. Para este ejemplo, se utilizaron tres celdas de mezclado y el programa Intercomp's se usó para realizar los cálculos flash como se discutió anteriormente. Los requerimientos de solvente obtenidos para cada celda se graficaron en la figura IV.3. La relación solvente:aceite enriquecido se tomó como 0.73:1. Por lo tanto, para producir 5.10% PV de aceite enriquecido, el solvente adicional requerido es:

$$0.73 \cdot 5.10 = 3.72\% VP$$

Por lo tanto, el tamaño del bache de solvente mínimo requerido para este proyecto es:

$$7.12 + 3.72 = 10.84\% VP$$

IV.4. Aplicación de la inyección de un bache de hidrocarburos en el yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool, Alberta, Canadá.

A continuación se presentan las características y los resultados más importantes de la aplicación de un desplazamiento miscible por la inyección de hidrocarburos al yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool. Se ha seleccionado este yacimiento por la gran cantidad de información que se ha publicado sobre el proyecto.

Características del yacimiento. En la figura IV.4 se muestra el mapa estructural del yacimiento que corresponde a un arrecife del Devónico Medio descubierto en 1965 a 1800 m y originalmente contenía 272 millones barriles de un aceite de 38⁰ API. La geometría del arrecife muestra dos lóbulos estructurales (norte y sur) caracterizados por un grosor de formación máximo de 110 m. Se han desarrollado modelos geológicos y petrofísicos con base en estudios detallados y análisis de un gran número de núcleos, registros, sísmica en tres dimensiones y datos de producción. Dentro de la columna de aceite original, la formación por encima del contacto agua-aceite se caracterizó por tener una zona de caliza en la parte alta con porosidad y permeabilidad de vóculos e intragranular; la formación que está por debajo tiene dos zonas de dolomitas con buenas cualidades para un excelente yacimiento como resultado del sistema de vóculos y fracturas.

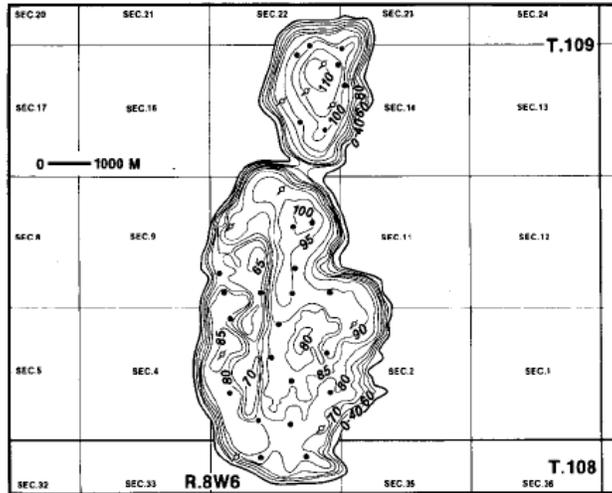


Figura IV.4. Mapa estructural del yacimiento Rainbow Keg River “B” Pool

Mecanismos de recuperación. La producción primaria fue resultado de la expansión de fluidos desde 1968 ya que la presión de saturación de yacimiento de 1572 psi estuvo muy por debajo de la presión inicial de 2465 psi. La inyección de agua en la zona del acuífero inició en 1969 y continuó hasta 1984. El contacto agua-aceite, como se observa en la figura IV.5, ascendió 61 m en el lóbulo norte y 67 m en el sur, alcanzando por encima de la estructura que divide ambos lóbulos.

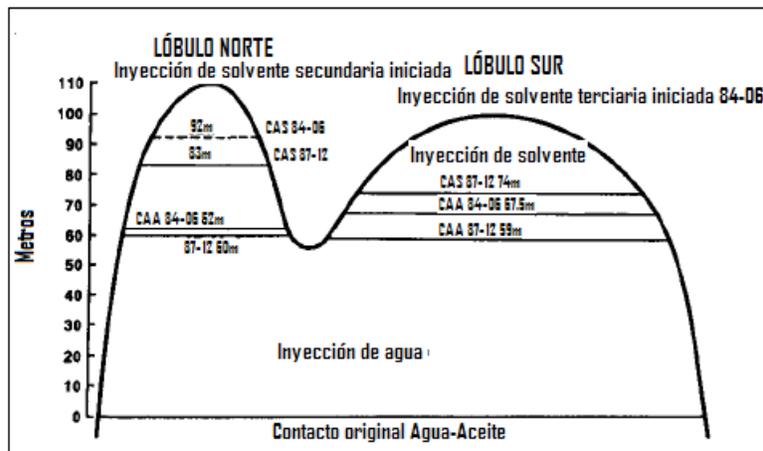


Figura IV.5. Niveles promedio de los fluidos

La recuperación de aceite fue de 37% aproximadamente del aceite original y la saturación residual de aceite alcanzada por la inyección de agua se estimó para tres tipos de roca, al menos en 0.25 para la roca 1 compuesta por fracturas y vórgulos, entre 0.25 y 0.47 para la roca 2 con porosidades promedio, y una mayor a 0.47 para la roca matriz 3.

Desplazamiento miscible terciario y secundario. La geometría del yacimiento y sus características fueron consideradas apropiadamente para un desplazamiento miscible de primer contacto utilizando como solvente hidrocarburos. Las condiciones de miscibilidad y el diseño del desplazamiento se determinaron con base en predicciones hechas en curvas de correlaciones de miscibilidad, determinaciones de envolventes de fase con celdas de visualización, experimentos de slim-tube, y estudios de desplazamiento en núcleos. El diagrama pseudoternario que se obtuvo y se muestra en la figura IV.6 indica que a 2200 psi y 185 °F el requerimiento de solvente hidrocarburo (C_{2+}) fue del 57% para alcanzar una miscibilidad al primer contacto.

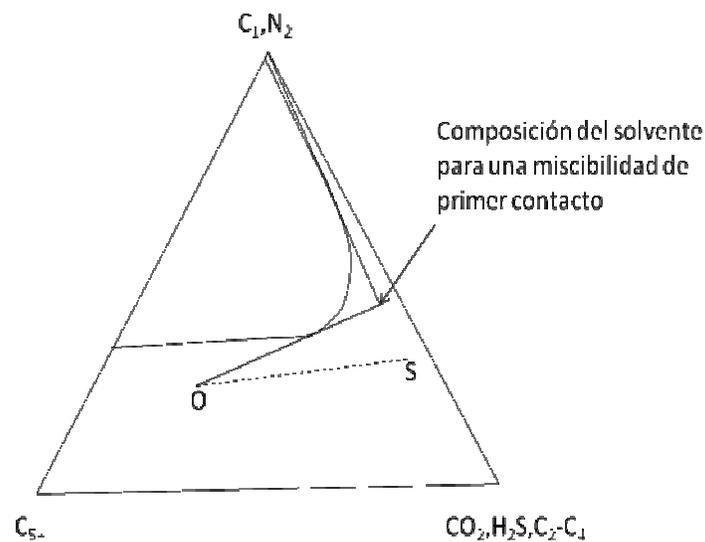


Figura IV.6. Diagrama pseudoternario para el yacimiento Rainbow Keg River "B" Pool

Estrategia de operación. Un bache de solvente de 19.5% de volumen de poro inicial inyectado en la cresta de la zona virgen del arrecife y desplazado por gas seco se extenderá horizontalmente en la parte alta del arrecife y empujará alrededor de la mitad del aceite móvil dentro de la zona barrida por el agua. Los bancos de aceite y solvente formarán un banco terciario común por debajo de la estructura que separa los lóbulos que desplazará el aceite residual. El agua de la zona barrida por el acuífero se producirá simultáneamente permitiendo la formación del banco terciario de aceite y su movimiento hacia abajo. La representación esquemática del desplazamiento miscible terciario se muestra en la figura IV.7.

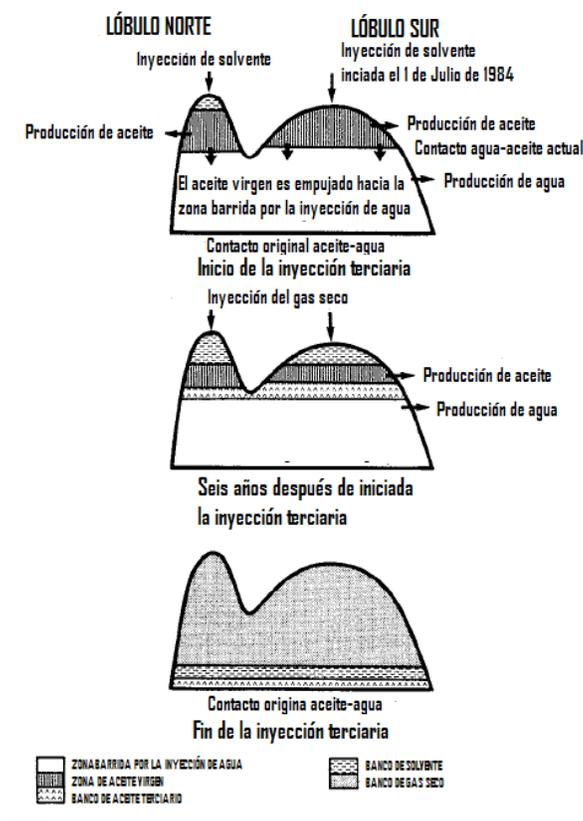


Figura IV.7. Esquema del desplazamiento miscible terciario para el yacimiento Rainbow Key River “B” Pool.

Primeros resultados. La inyección de solvente en la cresta del lóbulo norte inició en marzo de 1982. El desplazamiento miscible en el área de la cresta del lóbulo sur-este comenzó en 1984. El volumen total de solvente inyectado correspondió a un 9.1% VP. Como se puede observar en la figura IV.8, la producción de aceite continuó disminuyendo pero de forma más lenta. Las producciones de agua y gas se incrementaron después del surgimiento de solvente en los pozos productores.

El volumen de solvente inyectado acumulativo hasta junio de 1989 fue de 41,727 millones de pies cúbicos, y el volumen total producido fue de 7.9 millones de pies cúbicos, es decir, 18.9% de solvente reciclado. La producción de aceite se incrementó a 43.8% del aceite original al final de Junio de 1987, comparado con el 37% en 1982 al inicio de la inyección de solvente en el lóbulo norte. Los cálculos volumétricos indican un movimiento del contacto agua-aceite de 8 m hacia abajo en el lóbulo sur. El objetivo del proyecto fue desplazar y producir 55×10^6 barriles de aceite residual o una recuperación incremental del 20% del aceite original.

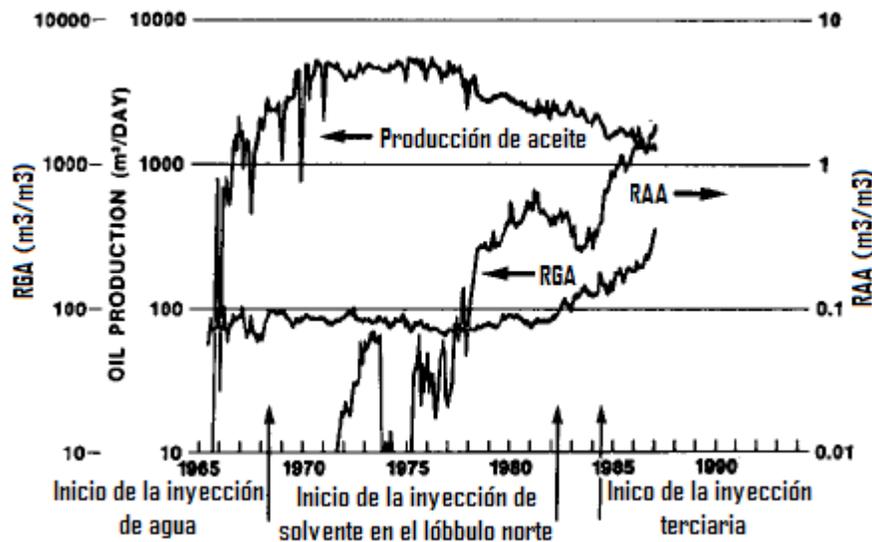


Figura IV.8. Historia de producción del yacimiento Rainbow Keg River "B" Pool.

Conclusiones

La inyección de un bache de gas hidrocarburo miscible como proceso de recuperación mejorada es una buena alternativa para yacimientos pequeños de aceite ligero, intermedio y de gas y condensado que no presenten fracturas o que sean mínimas.

Dado que en México no se han implementado o planeado procesos de recuperación mejorada por la inyección de gas hidrocarburo miscible, se puede aplicar un proceso de escrutinio a todos los yacimientos para determinar cual proceso es el óptimo en cada uno de ellos.

Si posteriormente a la aplicación del proceso de escrutinio, se encuentran yacimientos susceptibles a la aplicación de la inyección de un bache de gas hidrocarburo miscible, se deberán caracterizar fisicoquímicamente a los fluidos de dichos yacimientos para obtener los parámetros que permitan la obtención de los diagramas pseudoternarios y el cálculo de la presión mínima de miscibilidad.

Si la presión del yacimiento es superior a la presión mínima de miscibilidad se podrá aplicar un desplazamiento miscible al primer contacto, en caso contrario se podrá aplicar un desplazamiento por contactos múltiples por lo cual será necesario calcular el enriquecimiento mínimo miscible.

Una vez que se han estimado la presión mínima de miscibilidad y/o el enriquecimiento mínimo miscible se deben corroborar con pruebas de laboratorio. Como se

describió en su momento el aparato que ofrece mayores ventajas para este fin es el Rising Bubble.

Si hasta este punto se han obtenido resultados satisfactorios se debe identificar un bloque del yacimiento para realizar la prueba piloto por lo que se debe calcular el tamaño del bache a inyectar y comenzar a construir las instalaciones necesarias para la inyección del mismo.

De acuerdo a los resultados que se obtengan sobre la producción en la prueba piloto y apoyándose en simulaciones del yacimiento se determinará la aplicación o no, a todo el yacimiento.

Nomenclatura

Símbolo	Definición
<i>A</i>	Área
<i>A, B</i>	Constantes en la ecuación de estado de Peng-Robinson
<i>a</i>	Constante en la ecuación de estado de Peng-Robinson
<i>a_c</i>	Constante en la ecuación de estado de Peng-Robinson
<i>a_T</i>	Factor dependiente de la temperatura en la ecuación de estado de Peng-Robinson
<i>b</i>	Constante en la ecuación de estado de Peng-Robinson
<i>C</i>	Concentración de solvente
<i>D</i>	Coefficiente de difusión molecular efectiva
<i>D_{O/EO}</i>	Coefficiente de difusión entre el aceite original y el aceite enriquecido
<i>D_{S/EO}</i>	Coefficiente de difusión entre el aceite enriquecido y el solvente
<i>D_{S/CG}</i>	Coefficiente de difusión entre el solvente y el gas barato
<i>dp</i>	Diámetro promedio de la partícula
<i>ε</i>	Coefficiente de dispersión efectiva
<i>F</i>	Factor de resistividad eléctrica de la formación
<i>f</i>	Fugacidad
<i>G</i>	Potencial químico
<i>GLP</i>	Gas Licuado de Petróleo
<i>K</i>	Factor de equilibrio
<i>K</i>	Coefficiente de dispersión efectiva
<i>K_{O/S}</i>	Coefficiente de dispersión efectiva para el sistema aceite/solvente
<i>K_{S/G}</i>	Coefficiente de dispersión efectiva para el sistema solvente/gas
<i>K_{S/EO}</i>	Coefficiente de dispersión entre el aceite enriquecido y el solvente
<i>K_{S/CG}</i>	Coefficiente de dispersión entre el solvente y el gas barato
<i>K_{O/EO}</i>	Coefficiente de dispersión entre el aceite original y el aceite enriquecido
<i>LZM</i>	Longitud de la zona de mezclado
<i>M</i>	Peso molecular
<i>n</i>	Número de moles
<i>n_g</i>	Fracción de moles en estado gaseoso
<i>n_L</i>	Fracción de moles en estado líquido
<i>P</i>	Presión

P_b	Presión de saturación
P_c	Presión crítica
P_r	Presión reducida
p_l	Presión parcial del pseudocomponente l
Q	Gasto
R	Constante universal de los gases
RGA	Relación Gas Aceite
S_{min} o $(S_g)_{min}$	Tamaño mínimo del bache requerido
$(S_{EO})_{min}$	Tamaño mínimo del bache de aceite enriquecido
S_{oi}	Saturación inicial de aceite
T	Temperatura
T_c	Temperatura crítica
T_r	Temperatura reducida
t	Tiempo
t_{br}	Tiempo al rompimiento
V	Volumen
v	Velocidad intersticial
VP	Volumen de poro
V_c	Volumen crítico
V_M	Volumen molar
X	Fracción molar normalizada en el pseudocomponente
x	Fracción mol en estado líquido
y	Fracción mol en estado gaseoso
z	Factor de compresibilidad
δ	Coefficiente de interacción binario en la ecuación de estado de Peng-Robinson
Φ	Coefficiente de fugacidad
φ	Factor de ponderación
ϕ	Porosidad
θ	Factor de proporción
σ	Factor de heterogeneidad
ω	Factor acéntrico

Bibliografía

1. Abdus Setter, James E. Varnon y Muu T. Hoang, "Integrated Reservoir Management" Journal of Petroleum Technology, Diciembre de 1994, SPE 22350.
2. "Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007", PEMEX Exploración y Producción.
3. Norman J Clark "Miscible Drive-Its Theory and Application"
4. J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright, "EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices", Reservoir Engineering, Agosto de 1997, SPE 39234.
5. Fred I. Stalkup Jr., "Status of Miscible Displacement", Journal of Petroleum Technology, Abril de 1983, SPE 9992.
6. L. W. Hala, "Miscibility and Miscible Displacement", Journal of Petroleum Technology, Agosto de 1986, SPE 15794.
7. Fred I. Stalkup Jr., "Status of Miscible Displacement", Journal of Petroleum Technology, Abril de 1983, SPE 9992.
8. "2006 Worldwide EOR Report", Oil and Gas Journal, Abril de 2006, p. 45-57.
9. William D. McCain Jr, "The Properties of Petroleum Fluids", Segunda Edición, Ed. Penn Well books, 1990.
10. Iman Farzad, "Evaluating Reservoir Production Strategies in Miscible and Immiscible Gas-Injection Projects", Tesis de Maestría Texas A&M, Agosto de 2004.
11. Craig A. Williams, Erdinc N. Zana, George E. Humphrys, "Use of the Peng-Robinson Equation of State to Predict hydrocarbon Phase Behavior and Miscibility for Fluid Displacement", SPE 8817.
12. K.C. Hong, "Lumped-Component Characterization of Crude oils for Compositional simulation", SPE/DOE 10691.
13. Rakesh K. Mehra, Robert A. Heidermann, Khalid Aziz, Jhon K. Donnelly, "A Statistical Approach for combining Reservoir Fluid Into Pseudo Components for Compositional Model Estudios", SPE 11201.
14. R.S. Wu, J.P. Batycky, "Pseudocomponent Characterization for Hydrocarbon Miscible Displacement", Reservoir Engineering, Agosto de 1988, SPE 15404.
15. Abhijit Y. Dandekar, "Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties", Taylor and Francis, 2006.
16. David Zudkevitch, Joseph Joffe, "Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State", AIChE Journal, Enero de 1970.
17. S.M. Chen,, V, Cheung, "Ternary diagram plotting software design using the "tie-line slope" method", Journal of Canadian Petroleum Technology, Enero-Febrero 1983.
18. R.S. Wu, J.P. Batycky, B. Harker, D. Rancier, " Enriched gas displacement: design of solvent compositions", Journal of Canadian Petroleum Technology, Mayo-Junio de 1986.
19. A.A.Zick, "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by gases", SPE 15493.

20. A.M. Elsharkawy, F.H. Poettmann, R.L. Christiansen, "Measuring minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?", SPE/DOE 24114.
21. J. Bon, H.K. Sarma, A.M. Theophilos, "An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO₂-Rich Injection Gases with Pentanes-Plus Fraction", SPE 97536.
22. A.L. Benham, W.E. Dowden, W.J. Kunzman, "Miscible Fluid Displacement-Prediction of Miscibility", SPE 1484.
23. Φ . Glas ϕ , "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation", Society of Petroleum Engineers Journal, Diciembre de 1985, SPE 12893.
24. Abbas Firoozabadi, Khalid Aziz, "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", Reservoir Engineering, Noviembre de 1986, SPE 13669.
25. B.E. Eakin, F.J. Mitch, "Measurement and Correlation of Miscibility Pressures of Reservoir Oils", SPE 18065.
26. G.S. Cohen, J.A. Shirer, "Prediction of conditions Necessary for Multiple-Contact Miscibility", SPE 12111.
27. Shing-Ming Chen, D.R. Allard, Jun Anli, "Factors Affecting Solvent Slug Size Requirements in Hydrocarbon Miscible Flooding", SPE/DOE 12636.
28. T.K. Perkins, O.C. Johnston, "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media", Society of Petroleum Engineers Journal, Marzo de 1963, SPE 480.
29. S.M. Chen, J. Olynyk, S. Asgarpour, "Effect of multiple-contact miscibility on solvent slug size determination", Journal of Canadian Petroleum Technology, Mayo-Junio de 1986.