

**DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMERICO PARA LA PREDICION
DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP) EN UN YACIMIENTO DE
PETROLEO Y SU VALIDACION CON DATOS EXPERIMENTALES DEL
EQUIPO DE MISCIBILIDAD SLIM TUBE**

DIANA MARGARITA HERNANDEZ BAEZ

FRANCY LIZETHE MARTINEZ CRUZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUIMICA
BUCARAMANGA**

2006

**DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMERICO PARA LA PREDICION
DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP) EN UN YACIMIENTO DE
PETROLEO Y SU VALIDACION CON DATOS EXPERIMENTALES DEL
EQUIPO DE MISCIBILIDAD SLIM TUBE**

DIANA MARGARITA HERNANDEZ BAEZ

FRANCY LIZETHE MARTINEZ CRUZ

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Químico**

Director

RAMIRO SALAZAR

Ingeniero Químico Ph. D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

“La voluntad que en mí has consolidado
La fortaleza que percibo de aquellos a mi lado,
El gesto, el ceño y el guiño presentes cada día,
La fe en que, sin importar la senda siempre proveerás
y la certeza de tu mano alentando mis pasos,
Forjando mi carácter y mi espíritu hacia ti. “

HB

A Dios mi Señor y a la Santísima Virgen Maria
Por su presencia a través de mi familia
y por guiarme cada segundo.

A mis Padres: Margarita y Manuel
Por los sacrificios y esfuerzos que han dedicado en mí
La ternura y el carácter que hicieron posible lo que soy.

A Nelson, Sandra, Alex y Mary por ser mis mejores amigos,
y representar todo lo que ansió ser;
La lucha, la chispa adecuada, el espíritu y el valor en persona.

Y a todos mis buenos amigos por ser parte importante en mi vida.

DIANA M. HERNANDEZ BAEZ

DEDICATORIA

A Dios.

A mis Padres Raquel y Orlando

A mi abuela Ana Dolores

A mi tía Lina Margarita

A mi hermano Johan Orlando

A mis amigos

FRANCY MARTINEZ

AGRADECIMIENTOS

Las autoras quieren expresar su agradecimiento a:

- La universidad industrial de Santander (UIS)
- El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)
- PhD Ramiro Salazar
- MsC Claudia Soto
- Ing Juan Eduardo Rivera
- MsC Wilson Cañas

- A todas las personas que de una u otra forma participaron en el desarrollo del proyecto de grado.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1. CONCEPTOS TEORICOS	11
1. 1 LA RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO	11
1.1.1 Métodos de Producción	11
1.1.1.1 El yacimiento	11
1.1.1.2 Perforación	11
1.1.1.3 Condiciones de Explotación	12
1.1.1.4 Recuperación Primaria	12
1.1.1.5 Recuperación Secundaria	13
1.1.1.6 Recuperación Terciaria y/o Mejorada	13
1.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	14
1.2.1 Mecanismos de Desplazamiento Miscible	15
1.2.1.1 Proceso Miscible al Primer Contacto	17
1.2.1.2 Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido	17
1.2.1.3 Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión	18
1.3 DEFINICION DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP)	18
1.3.1 Importancia de la predicción de la MMP en proyectos de recobro mejorado	19

2. PARTE EXPERIMENTAL.....	20
2.1 PREDICCIÓN DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP)	20
2.1.1 Métodos Analíticos	20
2.1.1.1. Correlaciones para predecir la MMP	21
2.1.1.2 Uso Directo de las Líneas de Reparto.....	21
2.1.1.3 Simulación de Celda Única	22
2.1.1.4 Cálculo directo de la MMP a partir de una solución analítica al problema de flujo	23
2.1.1.5 Simulación Multicelda.....	24
2.1.2 Métodos Experimentales	25
2.1.3 Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) en el <u>Slim Tube</u>	26
2.1.3.1 Descripción del <u>Slim Tube</u>	26
2.1.3.2 Descripción del Equipo.....	27
2.1.3.3 Aplicaciones del <u>Slim Tube</u>	28
3. ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS.....	29
3.1 ALGORITMO PROPUESTO PARA LA PREDICCIÓN DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP)	30
3.1.1 Desarrollo del Algoritmo Propuesto	31
3.1.1.1 Simulación Multicelda.....	31
3.1.1.2 Selección de las Presiones para el cálculo de la Mínima Presión de Miscibilidad (MMMP).....	33

3.2 RESULTADOS OBTENIDOS	43
4. CONCLUSIONES.....	46
5. RECOMENDACIONES	47
BIBLIOGRAFIA	41
ANEXOS	55
ANEXO 1. Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido.....	56
ANEXO 2. Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión.	59
ANEXO 3. Esquema del <u>Slim Tube</u>	63
ANEXO 4. Tablas de propiedades	64
ANEXO 5. Variables Del Algoritmo Del Factor De Recobro	69
ANEXO 6. MANUAL DEL USUARIO.....	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resultados obtenidos con el MMP Multicell.....	43
Tabla 2. Caracterización del Aceite 1	64
Tabla 3. Caracterización del Aceite 2	65
Tabla 4. Caracterización del Aceite 3	66
Tabla 5. Caracterización del Aceite 4	67
Tabla 6. Caracterización del Aceite 5	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Miscibilidad por condensación de un empuje de gas	58
Figura 2. Miscibilidad por condensación de un empuje de gas	62
Figura 3. Equipo <u>Slim Tube</u>	58
Figura 4. Lógica de la simulación celda a celda	31
Figura 5. Opciones de movimiento de los fluidos en la simulación celda a celda	32
Figura 6. Diagrama de flujo que permite calcular la MMP	35
Figura 7. Diagrama de flujo para el cálculo de la FCMP	37
Figura 8. Diagrama de flujo para el cálculo del Factor de Recobro en un sistema MULTICELDA	38
Figura 9. Diagrama de flujo de los subprocesos 1, 2, y 3 del algoritmo del Factor de Recobro	39
Figura 10. . Diagrama de flujo de los subproceso 6 y 7 del algoritmo del Factor de Recobro	40
Figura 11 Diagrama de flujo de los subproceso 8 y 10 del algoritmo del Factor de Recobro	41
Figura 12. . Diagrama de flujo de los subproceso 9 del algoritmo del Factor de Recobro	42
Figura 13. Dispersión de la MMP experimental respecto a la calculada	45
Figura 14. Variables del diagrama de flujo del algoritmo del Factor de Recobro 1	70

Figura 15. Variables del diagrama de flujo del algoritmo del Factor de Recobro
271

TITULO:

DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMERICO PARA LA PREDICCIÓN DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP) EN UN YACIMIENTO DE PETROLEO Y SU VALIDACION CON DATOS EXPERIMENTALES DEL EQUIPO DE MISCIBILIDAD SLIM TUBE*

AUTOR(ES):

DIANA MARGARITA HERNANDEZ BAEZ
FRANCY LIZETHE MARTINEZ CRUZ**

PALABRAS CLAVES:

Mínima presión de miscibilidad (MPM), desplazamiento miscible, inyección de gas, algoritmo multicelda, Slim Tube, recobro mejorado de aceite, pruebas de inchamiento.

DESCRIPCIÓN:

En las últimas décadas se ha incrementado el esfuerzo puesto en el estudio del Recobro Mejorado de Aceite (IOR). La inyección de gas es uno de los métodos más eficientes del IOR, con el propósito de desarrollar desplazamiento miscible y sus aplicaciones para recuperar las grandes reservas de petróleo remanentes en los yacimientos son cada vez más visibles.

El desplazamiento miscible se puede resumir como un proceso en el que el gas inyectado se mezcla con el petróleo original en el lugar y por contactos repetidos (llamados múltiples contactos) el petróleo y el gas forman una sola fase móvil a ciertas condiciones en el depósito. Como resultado, el petróleo se desplaza y puede ser recuperado eficientemente, por lo menos donde el gas de inyección barre la formación.

La tarea de determinar la mínima presión a la cual el gas debería ser inyectado al yacimiento con el fin de lograr miscibilidad, conocida como Mínima Presión de Miscibilidad (MPM), ha obtenido un papel muy importante en casos de estudios de producción. Por lo general dicha presión es estimada mediante métodos experimentales, utilizando principalmente el equipo de miscibilidad Slim Tube, sin embargo estos procedimientos de laboratorio son costosos y requieren mucho tiempo, por esta razón se han desarrollado numerosos métodos analíticos que permiten calcular la MPM en un proceso de desplazamiento de multicomponentes con los cuales se obtiene una muy buena exactitud respecto al equipo Slim Tube. Por lo cual en este trabajo se ha desarrollado una herramienta software basado en el método multicelda de Jaubert²¹ el cual tiene como principal ventaja el no depender del mecanismo de desplazamiento y explicar claramente el fenómeno termodinámico de éste.

* Tesis de Grado

** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS,
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA, Dirigido por PhD Ramiro Salazar

TITTLE:

DEVELOPMENT OF A NUMERICAL ALGORITHM FOR PREDICTION OF MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE (MMP) AT OIL RESERVOIR AND ITS VALIDATION WITH EXPERIMENTAL DATA OF SLIM TUBE *

AUTHOR(S):

DIANA MARGARITA HERNANDEZ BAEZ
FRANCY LIZETHE MARTINEZ CRUZ **

KEYWORDS:

Minimum Miscibility Pressure (MMP), Miscible Displacement, Gas Injection, Multicell Algorithm, Slim Tube, improved oil recovery (IOR), swelling test.

DESCRIPTION:

In the last decades has been incremented the effort put into the study of improved oil recovery (IOR). The gas injection is one of more efficient methods of the IOR in order to develop miscible displacement, and its applications to recover the big oil stock remanent at deposits are more and more visible.

The miscible displacement can be summarized as a process in which the injected gas mixes with the original oil in place and by repeated contacts (called multiple contacts) the oil and the gas form a single mobile phase at certain conditions at the deposit. As a result, the oil is displaced and can be recovered efficiently, at least where the gas of injection penetrates the formation.

The task of determining the minimum pressure at which the gas should be injected into the reservoir in order to achieve miscibility, better known like Minimum Miscibility Pressure (MMP), it has obtained a very important role in production case studies. Traditionally this pressure is determined experimentally, using principally the equipment of miscibility Slim Tube, however these procedures of laboratory are expensive and require long time, for this reason several analytical methods has been developed for calculation of MPM for the displacement of oil by multi-component gas injection, with a very good agreement with Slim Tube data. For which, this work has developed a software based in the Jaubert's²¹ method multi-cell which has as a principal advantage no depending on the mechanism of displacement and explaining clearly the thermodynamic phenomenon of this.

* Degree Work

** PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY,
CHEMICAL ENGINEERING, Eng. Ramiro Salazar La Rotta PhD

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha incrementado el esfuerzo puesto en el estudio del Recobro Mejorado de Aceite (IOR). La inyección de gas es uno de los métodos más eficientes de Recobro Mejorado en los casos en que hay desarrollo de miscibilidad y sus aplicaciones son cada vez más visibles en la producción del petróleo mundial. Ahora se reconoce que en conjunto con estrategias sanas de administración del depósito, la inyección miscible de gas se puede utilizar para aumentar la producción del petróleo substancialmente y recuperar el petróleo que de otro modo sería muy difícil de recuperar.

Para diseñar un proyecto de inyección miscible de gas exitoso, se deben entender los mecanismos por los que el gas inyectado desplaza el petróleo en el medio poroso y los diferentes factores que afectan dicho desplazamiento.

El desplazamiento se puede resumir como un proceso en el que el gas inyectado se mezcla con el petróleo original en el lugar y por contactos repetidos (llamados múltiples contactos) el petróleo y el gas forman una sola fase móvil a ciertas condiciones en el depósito. Como resultado, el petróleo se desplaza y puede ser recuperado eficientemente, por lo menos donde el gas de inyección penetra la formación. La heterogeneidad del depósito, la digitación viscosa y la segregación gravitacional pueden limitar la fracción del depósito barrido por el gas inyectado. La alta eficiencia en el desplazamiento es lograda por la interacción compleja entre las dos fases de multicomponentes y al comportamiento de las fases.

La tarea de determinar la mínima presión (MMP) a la cual el gas debería ser inyectado al yacimiento con el fin de lograr miscibilidad ha obtenido un papel muy importante en casos de estudios de producción. Varias propuestas han sido sugeridas en la literatura para determinar la MMP. Por lo general dicha

presión es estimada mediante métodos experimentales, es decir, procedimientos de laboratorio entre los que se cuenta con pruebas de desplazamiento en el equipo de miscibilidad Slim Tube. Este tipo de pruebas son tediosas y requieren mucho tiempo por esta razón se han desarrollado numerosos métodos analíticos que permiten calcular la MMP en un proceso de desplazamiento de multicomponentes con los cuales se obtiene casi la misma exactitud que con el Slim Tube reduciendo el tiempo de cálculo de la MMP a sólo unos cuantos segundos en un computador (PC) ²³.

Estos métodos analíticos son los más apropiados para los estudios de IOR en los que se requieran una gran cantidad de cálculos de MMP.

1. CONCEPTOS TEORICOS

1. 1 LA RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO

1.1.1 Métodos de Producción

1.1.1.1 El yacimiento. Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. Cada medio poroso tiene sus características: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, una medida de la naturaleza superficial de la roca.

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

1.1.1.2 Perforación. La perforación de pozos es el único método para llegar hasta el yacimiento y remover muestras de roca y aceite que permitan obtener informaciones precisas acerca del yacimiento. El conocimiento del yacimiento se complementa por métodos geofísicos y por pruebas dinámicas.

Sin embargo es importante notar que la información más valiosa acerca de las características del yacimiento se obtiene en base a la disminución de presión producida por la explotación, y por lo tanto no es disponible a la hora de decidir del método de explotación y de la ubicación de los pozos.

1.1.1.3 Condiciones de Explotación. La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación *primaria* y la recuperación *secundaria*. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación *terciaria*, y/o una recuperación (secundaria) *mejorada*.

1.1.1.4 Recuperación Primaria. Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero

puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún mas en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

1.1.1.5 Recuperación Secundaria. Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

1.1.1.6 Recuperación Terciaria y/o Mejorada. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo (desplazamiento miscible), y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas⁵².

1.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

A través de esfuerzos de investigación y pruebas piloto durante 25 años, los procesos de desplazamiento miscible se han desarrollado como medios exitosos para obtener una mayor recuperación de petróleo en muchos yacimientos. Para entender estos procesos, primero es necesario proporcionar una definición de miscibilidad, especialmente distinguirla de la solubilidad. La solubilidad es la habilidad de una sustancia (fluido) para mezclarse con un fluido o fluidos y formar una sola fase homogénea. Miscibilidad es la habilidad de dos o más sustancias fluidas (gases o líquidos) para formar una sola fase homogénea cuando son mezcladas en todas las proporciones.

Para depósitos de petróleo, miscibilidad se define como ese estado físico entre dos o más fluidos que les permite mezclarse en todas las proporciones sin la existencia de una interfase. Si se forman dos fases fluidas después que alguna proporción de un fluido se agrega, los fluidos se consideran inmiscibles.

Los hidrocarburos de bajo peso molecular (MW) tales como el etano, el propano, el butano, o las mezclas de gas licuado de petróleo (LPG) son los líquidos inyectados (solventes). Estos solventes en cualquier cantidad formarán una sola fase con el petróleo en el depósito, así que son miscibles al primer

contacto con el petróleo. Hidrocarburos más pesados tales como C5 a C12 también son miscibles con petróleos de depósito pero no han sido utilizados como solventes, ya que sus costos son más altos.

Bajo las condiciones del desplazamiento miscible, casi todo el petróleo que se encuentra en los canales porosos se desplazará en virtud de la eliminación de fuerzas interfaciales (IFT) entre el gas y el petróleo y por la ausencia de efectos de permeabilidad relativa. Cuando el gas y el petróleo enriquecidos se acercan su mezcla crítica, hay una reducción marcada en su IFT⁵⁷.

1.2.1 Mecanismos de Desplazamiento Miscible. Existen tres tipos de mecanismos miscibles muy conocidos:

- Desplazamiento miscible al primer contacto,
- Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido,
- Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión.

Algunos fluidos de inyección usados para desplazamiento miscible se mezclan directamente en todas sus proporciones con el crudo del yacimiento y sus mezclas permanecen en una sola fase, ellos son conocidos como fluidos miscibles al primer contacto. En los otros dos tipos de desplazamiento la miscibilidad se desarrolla por la transferencia de hidrocarburos intermedios de uno a otro fluido.

Estos fluidos de inyección usados con el mismo objetivo forman dos fases al ser mezclados con el crudo del yacimiento y son conocidos como fluidos no miscibles al primer contacto, no obstante el proceso de transferencia de masa in situ, o transferencia de componentes entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, crea una zona de transición que varía desde la composición del fluido desplazante hasta la composición del crudo en el yacimiento, de tal forma que todas las mezclas dentro de esta zona se encuentran en permanente miscibilidad ⁵⁷.

La miscibilidad obtenida por la continua transferencia de masa in situ, como resultado de los contactos repetidos crudo-fluido desplazante durante el desplazamiento, es más conocida como miscibilidad dinámica o miscibilidad de múltiple contacto.

Ya que las mezclas crudo-fluido desplazante en la zona de transición permanecen en una sola fase, ya sea en procesos miscibles al primer contacto o de miscibilidad dinámica; no hay efectos de las permeabilidades relativas sobre la eficiencia del recobro. La mojabilidad de la roca tampoco es un factor importante puesto que el desplazamiento es igualmente efectivo en una roca mojada por crudo o en una roca mojada por agua.

1.2.1.1 Proceso Miscible al Primer Contacto. El método más simple y directo para obtener desplazamientos miscibles es inyectar un solvente que se mezcle completamente con el crudo en todas las proporciones de tal manera que sus

mezclan se encuentren siempre en una sola fase. El propano, el butano, o las mezclas de gas licuado de petróleo (LPG) son utilizados muy a menudo como solventes en flujos miscibles al primer contacto.

1.2.1.2 Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas

Enriquecido. En muchos yacimientos sus fluidos poseen bajas concentraciones de hidrocarburos intermedios de tal modo que el desarrollo de miscibilidad requiere de procesos a altas presiones que en la mayoría de los casos el yacimiento no está en capacidad de soportar. Una forma de resolver este problema es enriquecer el fluido del yacimiento con hidrocarburos de peso molecular intermedio.

Cuando se desplaza el crudo del yacimiento con un gas rico en hidrocarburos intermedios, estos se liberan del gas y se condensan dentro del fluido del yacimiento formándose una banda de líquido enriquecido que a condiciones apropiadas es miscible con el gas de inyección. La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio requeridos en el gas de inyección depende de la presión del yacimiento. Un incremento en la presión reduce el tamaño de la región de dos fases y disminuye la concentración necesaria de intermedios. En el Anexo 1 se ilustra este mecanismo, mediante el uso de diagramas ternarios.

1.2.1.3 Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión.

Este mecanismo destinado a la determinación de la miscibilidad dinámica, está relacionado con la vaporización de hidrocarburos de peso molecular intermedio del crudo, dentro del gas inyectado, para crear una zona de transición miscible.

En este sistema se utilizan gases tales como: gas natural, gas de chimenea, o nitrógeno, como fluidos de inyección para alcanzar la miscibilidad.

En el Anexo 2 se muestra en detalle la descripción de este tipo de mecanismo de desplazamiento miscible.

1.3 DEFINICION DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP)

Un concepto importante que se asocia con la descripción de procesos miscibles de inyección de gas, es la mínima presión de miscibilidad (MMP).

Esta se define como la presión más baja que permite los más altos recobros de aceite, minimizando la saturación residual de aceite mediante la reducción de la tensión interfacial¹¹.

1.3.1 Importancia de la predicción de la MMP en proyectos de recobro mejorado. La base detrás de la determinación de la MMP para un proyecto miscible particular de inyección de gas es que hay una importante relación entre lograr alta recuperación de petróleo y reducir los costos de producción. Si la presión de inyección es demasiado baja, el desplazamiento sería todavía

inmiscible, y por lo tanto la eficiencia del desplazamiento estaría debajo del nivel deseado. Si la presión es demasiado alta, aunque el desplazamiento llegue a ser miscible, y la recuperación del petróleo alcanzarían el nivel deseado, el costo de presurizar el gas inyectado sería más grande el que necesario. De ahí que se debe encontrar una presión óptima, y esa presión es la MMP. Un concepto estrechamente relacionado es el enriquecimiento mínimo de miscibilidad (MME), este es el nivel del enriquecimiento de un componente en particular o grupo de componentes en un gas de inyección para una presión de desplazamiento dada, eso causa que el desplazamiento llegue a ser miscible. Conceptualmente el MMP y MME son el mismo; ellos describen el mismo mecanismo físico, uno desde el punto de vista de variar la presión para lograr miscibilidad, y el otro del punto de vista de variar la composición de gas de inyección. La predicción exacta de MMP (o MME) para un proceso miscible de inyección de gas es por lo tanto de considerable interés para la industria del petróleo.

Tradicionalmente la MMP (o MME) es determinada o numéricamente o experimentalmente.

2. PARTE EXPERIMENTAL

2.1.1 METODOS ANALITICOS

La presión o la composición del gas de inyección necesaria para un desplazamiento miscible, pueden determinarse con una apropiada correlación de estado o un modelo flujo matemático. Hasta ahora los procedimientos tentativos para calcular la MMP incluyen esencialmente los siguientes enfoques:

2.1.1.1. Correlaciones para predecir la MMP. Algunos autores han tratado de ajustar MMP's experimentales a una variedad de expresiones para sistemas específicos de gas.

Aunque estos planteamientos reproduzcan razonablemente bien las observaciones experimentales en que estos fueron basados, estos deben ser utilizados con cuidado para gases de inyección o petróleos con composiciones substancialmente diferentes de los que se utilizaron para construir la correlación.

2.1.1.2 Uso Directo de las Líneas de Reparto. Durante muchos años, los mecanismos de desarrollo de miscibilidad han sido simplificados y descritos usando diagramas de fase ternarios.

En este planteamiento se utiliza un flash negativo con el fin de encontrar la presión más baja a la cual la línea cuya extensión pasa a través de la composición del crudo (línea de reparto inicial) o a través de la composición del gas inyectado se vuelve crítica. Si la línea de reparto inicial se vuelve crítica primero, se asume que el proceso de miscibilidad es un mecanismo de desplazamiento de gas vaporizado (VGMD). En el caso opuesto se concluye que el proceso es un mecanismo de desplazamiento de gas condensado (CGDM).

Este algoritmo ha sido desarrollado asumiendo que el comportamiento del petróleo realmente es análogo con el comportamiento de los sistemas ternarios, lo que es apenas exacto.

Jaubert et al.²⁷ ha demostrado que al trabajar con modelado de fluidos reales con un número real de componentes, una línea de reparto diferente de la inicial o de la línea de gas de inyección casi siempre controla el proceso de miscibilidad. Esto significa que si un flash negativo es usado para hacer crítica la línea inicial o la de gas, la MMP será en muchos casos sobrestimada. Como una conclusión esta propuesta puede ser estimada con precauciones.

2.1.1.3 Simulación de Celda Única. En este enfoque los frentes de condensación (contactos forward) o los frentes de vaporización (contactos backward) se realizan en una sola celda para calcular la MMP, que

corresponde o a un mecanismo de vaporización o a uno de condensación, es decir se asume un solo mecanismo particular de desplazamiento.

Para el mecanismo de gas condensado, la celda contiene el petróleo inicialmente. El gas se añade a la celda para que se mezcle con el petróleo. El vapor resultante se quita, y gas fresco de inyección se añade al líquido en la celda. Entonces se realiza un flash, si la composición de la fase líquida converge a una mezcla crítica (fase vapor y líquida idénticas), el sistema es miscible. Si no la presión se incrementa y el proceso se repite hasta encontrar la MMP.

Para el mecanismo de gas vaporizado, la celda contiene gas de inyección inicialmente. Se añade petróleo a la celda para que se mezcle con el gas de inyección. El líquido resultante se quita, y se añade petróleo al vapor restante en la celda. Entonces se realiza un flash. Si la composición de la fase vapor en la celda converge a una mezcla crítica, el sistema es miscible.

La MMP es la más baja de las presiones requeridas para producir una mezcla crítica de la composición de la fase vapor dejada en la celda.

Tal algoritmo es conveniente para calcular la MMP correcta cuando la línea de reparto inicial o la de gas controlan el proceso. Además se ha explicado recientemente²⁷, que un algoritmo de celda única puede calcular apropiadamente la MMP si incrementando la presión un mecanismo mezclado

condensación/vaporización (C/V) controlado por una línea de reparto se vuelve un proceso de vaporización pura. Si a una presión estrictamente igual a la MMP la miscibilidad es alcanzada por una serie de frentes de condensación seguidos por una serie de frentes de vaporización, y si el mecanismo es un C/V, el algoritmo de celda única sobreestima la MMP.

2.1.1.4 Cálculo directo de la MMP a partir de una solución analítica al problema de flujo. Tal método es la manera más rápida determinar la MMP para un mecanismo combinado de condensación/vaporización. Wang y Orr⁶² comenzaron a desarrollar tal método, pero actualmente, su procedimiento no es general ya que sólo se puede aplicar si el gas inyectado contiene menos de dos componentes. Recientemente, Jessen y Michelsen³³ obtuvieron resultados interesantes en su tentativa para generalizar el enfoque inicialmente desarrollado por Orr.

2.1.1.5 Simulación Multicelda. Uso de cálculos de múltiples celdas (simulación celda a celda) inicialmente desarrollado por Cook et al.⁹, Metcalfe et al.⁴⁴, y Pendersen et al.⁴⁸. Desafortunadamente dichos algoritmos fueron desarrollados hace más de 10 años ignorando la presencia de líneas de reparto y no pudieron ser utilizados en sus versiones publicadas para calcular apropiadamente la MMP²³.

Para el mecanismo de gas condensado, el gas se mezcla con el petróleo en la primera celda y se realiza un flash. El líquido y el vapor por encima del volumen

de la celda son movidos a la próxima celda, y el proceso se repite (Metcalf et al. 1973). La MMP se determina como la presión que se requiere para producir mezclas casi-críticas en celdas corriente abajo. Se puede demostrar que para mecanismos de gas condensado o vaporizado la propuesta de las celdas de mezclado se puede utilizar para predecir la MMP exactamente.

2.1.2 METODOS EXPERIMENTALES

Una gran variedad de técnicas de desplazamiento se han usado por diferentes investigadores en el pasado, con el fin de determinar condiciones de miscibilidad y a la vez se han utilizado varios criterios en la interpretación de los desplazamientos, como son : el recobro al tiempo de ruptura y el recobro último en un volumen dado de inyección de solvente, observaciones visuales del efluente, composición del gas producido, forma de la ruptura y de las curvas de presión contra recobro último, o las combinaciones de estos criterios

Los procedimientos de laboratorio más frecuentemente usados en determinación de la presión mínima de miscibilidad a temperatura del yacimiento son:

- Pruebas de desplazamiento en el Slim Tube,
- Pruebas PVT,
- Pruebas en el Rising Bubble

Dos consideraciones son muy importantes en el diseño de experimentos de flujo para determinar la presión mínima de miscibilidad:

- La miscibilidad dinámica debe obtenerse bajo una fracción de longitud despreciable con respecto a la longitud total del desplazamiento.
- El experimento debe diseñarse de tal modo que el barrido se complete después de la inyección de aproximadamente 1.2 volúmenes porosos (VP) de solvente.

Los experimentos de desplazamiento para la determinación de la presión mínima de miscibilidad deben ser diseñados de tal manera que la digitación viscosa y la segregación gravitacional no confundan la interpretación de los resultados. La digitación viscosa y la segregación gravitacional pueden ocurrir debido a que el solvente miscible es menos viscoso y menos denso que el crudo que va a desplazar.

En desplazamientos donde la digitación viscosa y la segregación gravitacional son factores importantes, el barrido a presiones arriba de la presión de miscibilidad puede ser incompleto aún después de la inyección de varios volúmenes porosos y una alta saturación de crudo permanecerá en la columna de prueba. De hecho estos resultados oscurecen la interpretación de la miscibilidad.

2.1.3 PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD (MMP) EN EL SLIM TUBE

2.1.3.1 DESCRIPCION DEL SLIM TUBE

El equipo de miscibilidad Slim Tube es un medio poroso ideal en el que se estudia sólo el comportamiento termodinámico del desplazamiento, sin tener en cuenta algunos fenómenos que ocurren en un proceso de desplazamiento en un yacimiento; como la digitación, la canalización, la dispersión del frente de desplazamiento y los efectos gravitacionales.

Los resultados obtenidos en un Slim Tube no deben interpretarse como recobros reales ya que son parámetros iniciales en un proyecto de recobro mejorado.

El desarrollo de un proyecto debe incluir, además de las pruebas en el Slim Tube; desplazamientos en núcleos, pruebas PVT, estudios de comportamiento de fases y simulación composicional, para la puesta en marcha de un piloto de inyección y como fase final el desarrollo del proyecto a nivel del yacimiento¹¹.

2.1.3.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO

El equipo de miscibilidad Slim Tube está compuesto de un sistema de inyección, un medio poroso no consolidado, una celda visual, un sistema contrapresión, un separador a condiciones atmosféricas y medidores de gas y líquidos recuperados.

La Figura 3(Ver Anexo 3) es un esquema de un aparato Slim Tube recomendado por Yelling y Metcalfe⁶³ para desplazamientos miscibles. El aparato consiste de un tubo de acero inoxidable en espiral, empacado con silica glass beads de tamaño 80-100. Para cada prueba de desplazamiento, el mismo empaquetamiento es inicialmente saturado con crudo a la presión y temperatura deseada.

El cilindro de suministro se carga con el solvente y se lleva a las condiciones específicas de presión de la prueba, antes de inyectarlo dentro del lecho empacado con una bomba de desplazamiento positivo.

El cilindro de suministro de la prueba posee un pistón móvil, así que de un lado del pistón se le inyecta aceite mineral con una bomba de desplazamiento positivo para desplazar el solvente del otro lado. El efluente a través del espiral empacado fluye a temperatura y presión del yacimiento por un tubo capilar a alta presión dentro de una celda visual prevista para observaciones del comportamiento del flujo y entonces pasa a través de una válvula reguladora de contrapresión la cual mantiene la presión deseada de de la prueba. Los líquidos son medidos en una bureta y los gases en un wet test meter.

La tubería empacada, el cilindro de suministro de solvente, las válvulas y la celda visual están contenidos en un horno a temperatura constante.

2.1.3.3 APLICACIONES DEL SLIM TUBE

El Slim Tube se ha usado en el estudio de la presión mínima de miscibilidad MMP, y algunas veces en la determinación del nivel mínimo de enriquecimiento de un gas, necesario para alcanzar la miscibilidad con un crudo a las condiciones de temperatura y presión del yacimiento.

El procedimiento consiste en desplazar el crudo, inyectándole gas a presiones de prueba y graficar los recobros así obtenidos (a un mismo volumen poroso de inyección, usualmente 1.2VP) contra dichas presiones de prueba. El cambio de pendiente en la curva resultante y en algunos casos las observaciones visuales de los efluentes son generalmente usadas para obtener la MMP.

Yelling y Metcalfe⁶³ reportaron que la agudeza con la cual la curva de recobro rompe y se estabiliza con los incrementos de presión, depende de la temperatura. A temperaturas más altas el recobro se enfoca gradualmente hacia un máximo. La forma de la curva al tiempote ruptura y el nivel último de recobro, depende de las composiciones del crudo y del gas, como también de las dimensiones y condiciones de operación del Slim Tube.

3. ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

3.1 ALGORITMO PROPUESTO PARA LA PREDICCIÓN DE LA MINIMA PRESION DE MISCIBILIDAD (MMP)

En este trabajo se expone un método alternativo para la predicción de la mínima presión de miscibilidad propuesto por Jaubert²³.

Este método permite calcular la MMP sin importar el mecanismo de desplazamiento lo cual presenta una gran ventaja por encima de los demás métodos estudiados ya que en estos el mecanismo de desplazamiento es un importante factor a tener en cuenta para obtener una buena estimación de la MMP. Este tipo de algoritmos utilizan flash negativo y trabajan con diagramas ternarios y líneas de reparto en donde el tipo de mecanismo de desplazamiento representa un gran problema a la hora de obtener datos exactos, por lo general se obtienen MMP's sobreestimadas con este tipo de métodos si no se tienen las suficientes precauciones. El algoritmo desarrollado en este trabajo no requiere de flash negativo ni trabaja con líneas de reparto en diagramas ternarios evitando los problemas mencionados anteriormente y es de 15 a 80 veces más rápido que usar un simulador 1D²³.

Considerando el desplazamiento miscible de crudo por medio de un gas de inyección, se hacen las siguientes suposiciones para tener en cuenta en el desarrollo de este modelo numérico:

- La mínima presión de miscibilidad (MMP) es completamente independiente del material poroso a través del cual ocurre el flujo.
- Como cualquier otra propiedad termodinámica, la MMP no está influenciada por la permeabilidad relativa, la presión capilar y la tensión interfacial.

- Dos fases claras coexisten durante el flujo.
- Se asume equilibrio termodinámico instantáneo.
- La mínima presión de miscibilidad sólo depende del comportamiento de fases del sistema.

Todos estos puntos fueron verificados experimentalmente por la compañía de petróleos francesa TOTAL S.A. Más de 50 MMP fueron determinadas con dos slim tubes: el primero lleno de arena y el segundo lleno de cuentas de vidrio. En todos los casos, las MMP's medidas fueron exactamente las mismas. Esto significa que es posible calcular la MMP con un Slim Tube e igualmente con una simulación celda a celda en los cuales no se consideran el medio poroso y se asume una dinámica de flujo muy simple. Esta es la base de este modelo²³.

3.1.1 DESARROLLO DEL ALGORITMO PROPUESTO

En este modelo se utiliza una simulación multicelda con el fin de calcular primero los factores de recobro ($RF_{1,2}$) y luego la MMP. Esto significa que el procedimiento usado es exactamente el mismo que cuando se utiliza un simulador 1D Slim Tube.

3.1.1.1 Simulación Multicelda. La técnica multicelda que se describe a continuación es idéntica a la desarrollada por Metcalfe et al.⁴⁴

Esta simulación se puede resumir así: en el primer paso, el programa simula un número de celdas en serie de igual volumen, como se muestra en la Figura 4.

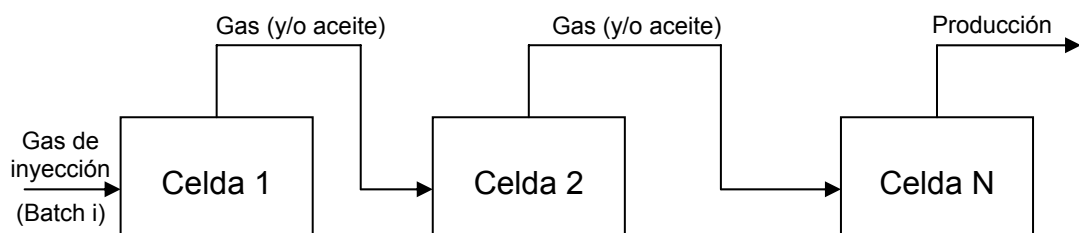


Figura 4. Lógica de la simulación celda a celda

La temperatura y la presión son las mismas en cada celda, y el volumen se mantiene constante. Todas las celdas contienen inicialmente el mismo fluido (el crudo del yacimiento). Se inyecta una cantidad específica de gas en la primera celda en donde se asume una mezcla perfecta y se alcanza el equilibrio. La cantidad de gas inyectado es el 20% del volumen de la celda. Ya que en la celda se ha alcanzado el equilibrio, las condiciones en esta pueden ser descritas por un flash P/T basado en una ecuación de estado, en este caso se pueden hacer estos cálculos con la ecuación modificada de Peng-Robinson (PR) o con la ecuación de Soave-Redlich-Kowng (SRK). Después de que se mezclan el gas inyectado y el fluido de la celda, el fluido total de la celda es mayor que el volumen asumido de la celda. El volumen en exceso es transferido de la celda 1 a la celda 2 (Ver Figura 5). Si se presentan dos fases, la fase gaseosa se mueve primero. Si al mover toda la fase gaseosa de la celda el volumen sigue siendo mayor que el volumen inicial de la celda, una parte de la fase líquida también se mueve. En un segundo paso el volumen en exceso formado en la celda 2 es transferido a la celda 3 y así hasta que se obtiene la producción de la última celda. Cuando se ha completado un batch, se hace una nueva inyección de gas en la celda 1 y se hace nuevamente la transferencia celda a celda, hasta completar 1.2 VP de gas inyectado.

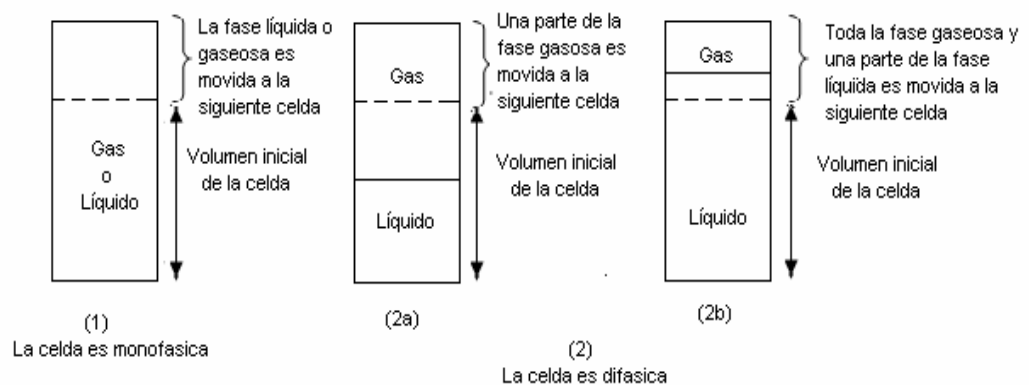


Figura 5. Opciones de movimiento de los fluidos en la simulación celda a celda

En este caso se consideraron 125 celdas. Como la cantidad de gas añadida a la celda 1 es en cada batch el 20% del volumen de la celda, será necesario realizar $n = 125 * 1.2 / 0.2 = 750$ batch para inyectar 1.2PV de gas. La ventaja más grande de la simulación celda a celda está en que a una presión dada, una única corrida permite calcular los factores de recobro ($RF_{1,2}$) en varias celdas simultáneamente.

El factor de recobro de la celda N, $RF_{1,2}^N$ está definido por a/b donde: a es el volumen de aceite acumulado existente en la celda N a las condiciones de tubo convertidas a condiciones de superficie (15°C, 1 atm). En cada paso la materia existente en la celda N es conocida, a esta materia se el hace un flash a 15°C y 1atm, y el volumen de la fase líquida es acumulada hasta que la cantidad de gas inyectado alcanza 1.2PV. b es el volumen de aceite (a condiciones de tubo) inicialmente introducidas en la sección de tubo que incluye de la celda 1 a la N y convertidas a condiciones de superficie.

Una vez se conocen los cinco valores de $RF_{1,2}$ para una presión dada, el $RF_{1,2}^\alpha$ es determinado fácilmente graficando $RF_{1,2}$ versus $1/(N)^{1/2}$ (N = número de celdas) y extrapolando a un número infinito de celdas, sabiendo que $RF_{1,2}$ es una función lineal de $1/(N)^{1/2}$.

Para determinar la MMP, es necesario hacer simulaciones con 3, 4 o 5 presiones debidamente escogidas y graficar $RF_{1,2}^\alpha$ versus Presión. Dicho procedimiento es explicado en la siguiente sección.

3.1.1.2 Selección de las Presiones para el cálculo de la Mínima Presión de Miscibilidad (MMP). Con el fin de reducir el número de corridas, se recomienda seguir los siguientes pasos:

- Calcular la FCMP (*First Contact Miscibility Pressure*) definida como la presión más baja a la cual el gas de inyección y el crudo son miscibles al primer contacto, a la temperatura del pozo. Esta presión puede ser

fácilmente determinada mediante *swelling test* y localizando el punto estacionario en la cima del diagrama P-X. La FCMP coincide con la cricondembárica $P_{máx}$ (la presión máxima de un sistema en dos fases). En dicho diagrama, la cantidad de gas inyectado, denotado como X_{gas} está definido por:

$$X_{gas} = (\text{número de moles de gas}) / (\text{número de moles de gas} + \text{número de moles de crudo})$$

- Calcular el punto de burbuja del crudo de estudio a la temperatura del pozo.
- Se definen 6 presiones igualmente distribuidas entre la FCMP y P_{sat} con las que se van a realizar la simulación.
- Seleccionar la presión más baja ($P_1 = P_{sat}$) y calcular el correspondiente $RF_{1,2}^\alpha$. Posteriormente incrementar la presión seleccionando P_2, P_3, \dots, P_6 y calcular los correspondientes $RF_{1,2}^\alpha$ hasta que el factor de recobro sea mayor que 0.95. Por ejemplo si $RF_{1,2}^\alpha (P_4) = 0.99$ no se simulan las presiones P_5 y P_6 . Además si algún valor de $RF_{1,2}^\alpha$ es menor que 0.1 debe ser rechazado. Tan pronto se conocen tres pares de valores ($RF_{1,2}^\alpha, P$), se para la simulación.

Dos casos desfavorables se pueden presentar:

Caso 1: $0.1 < RF_{1,2}^\alpha (P_1) < 0.95$ y $RF_{1,2}^\alpha (P_2) > 0.95$. Solamente se tiene una presión que cumple las condiciones establecidas. En este caso $P_0 = P_1 - (FCMP - P_{sat})/5$. Las otras dos presiones se obtienen sacando un promedio entre P_0 y P_1 , y así mismo $P_3 = 0.5 (P_1 + P_2)$.

Caso 2: Solamente dos presiones cumplen las condiciones establecidas, este caso se presenta cuando $RF_{1,2}^\alpha (P_1) < 0.1$ y $RF_{1,2}^\alpha (P_4) > 0.95$ ó cuando las presiones P_1 y P_2 son aceptables pero $RF_{1,2}^\alpha (P_3) > 0.95$. Así sería imposible

encontrar tres pares de valores ($RF_{1.2}^\alpha$, P) para los cuales $0.1 < RF_{1.2}^\alpha < 0.95$. Si este caso se presenta, se selecciona como tercera presión $P = 0.5 (P_2 + P_3)$ ó $P=0.5 (P_1+P_2)$ respectivamente.

- Graficar $RF_{1.2}^\alpha$ versus Presión, generalmente el factor de recobro aumenta rápidamente con la presión; se ha encontrado que la evolución de $RF_{1.2}^\alpha$ versus presión puede ser perfectamente correlacionada por una función exponencial $RF_{1.2}^\alpha = \exp(\alpha P)$. Esto significa que $\ln RF_{1.2}^\alpha$ es una función lineal de la presión y con una simple regresión lineal se pueden conocer los valores de α y β . Jaubert et al.²¹ encontraron que la intersección de esta función exponencial y la línea recta cuya ecuación es $RF_{1.2}^\alpha = 0.97$ permite calcular la MMP. Es decir $MMP = (\ln(0.97/\beta))/\alpha$

En la Figura 6 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo que permite calcular la mínima presión de miscibilidad MMP. En este trabajo 4 subrutinas han sido utilizadas.

La primera subrutina realiza los cálculos de presión de saturación en la cual se utiliza el método numérico de Newton-Raphson con el fin de calcular la presión y un SS (*sums of squares*) acelerado con GDEM (*General Dominant Eigenvalue Method*) con el fin de calcular la fase incipiente¹⁰.

La segunda subrutina calcula la presión de miscibilidad al primer contacto mediante *swelling test* en donde la FCMP se calcula localizando el punto estacionario en la cima del diagrama P-X. En la Figura 7 se ilustra el algoritmo que se desarrolló para calcular la FCMP.

La tercera subrutina es un flash PT, especial para trabajar con hidrocarburos¹⁰.

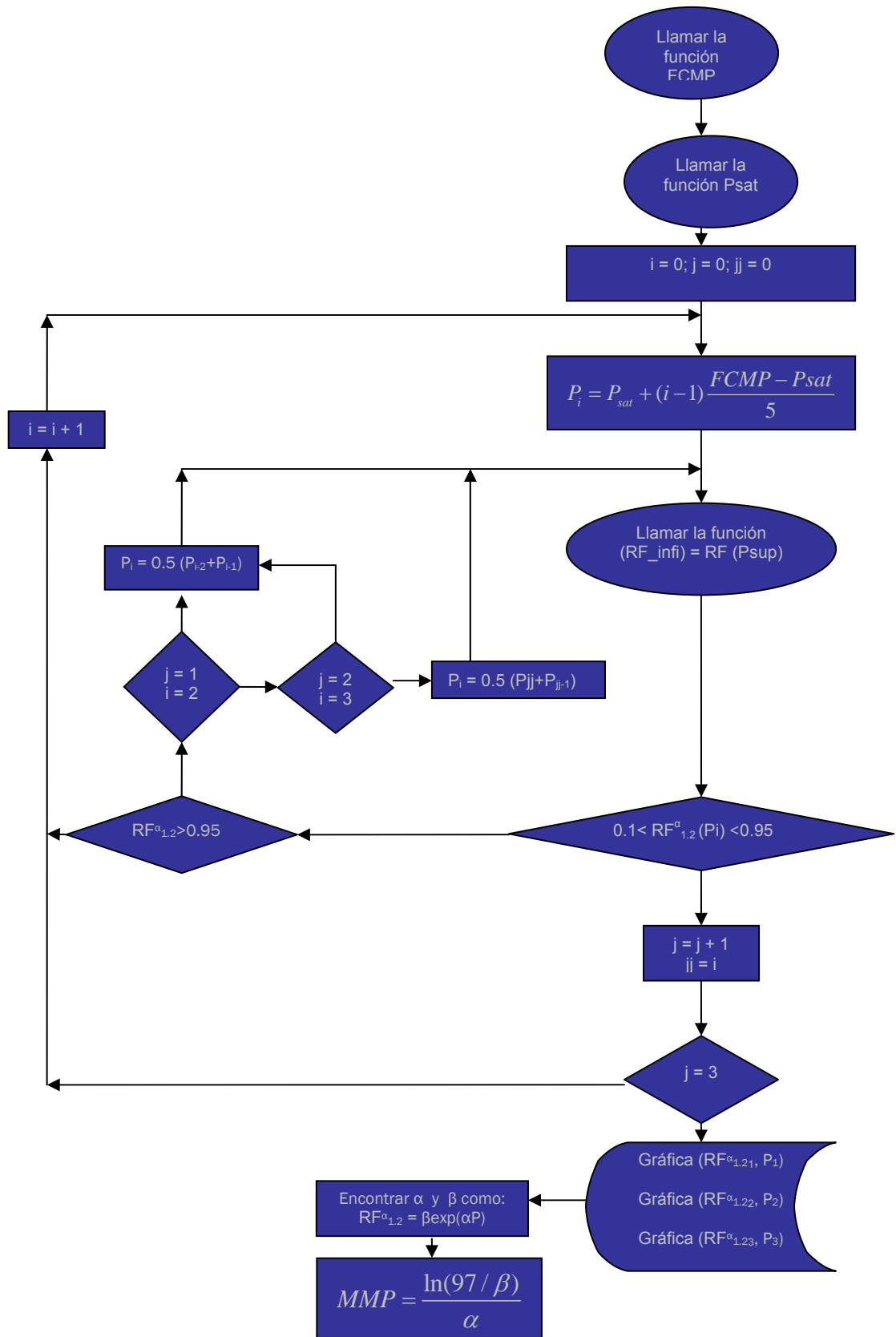


Figura 6. Diagrama de flujo que permite calcular la MMP.

La cuarta subrutina permite calcular los factores de recobro $RF_{1,2}^{\alpha}$ a cada una de las presiones supuestas, utilizando la técnica multicelda expuesta anteriormente (Ver Figura 8).

Las anteriores subrutinas y el algoritmo general propuesto para predecir la mínima presión de miscibilidad fueron programados en Visual Basic 6.0, con el fin de proporcionar un software llamado *MMP Multicell* que permite calcular la mínima presión de miscibilidad.

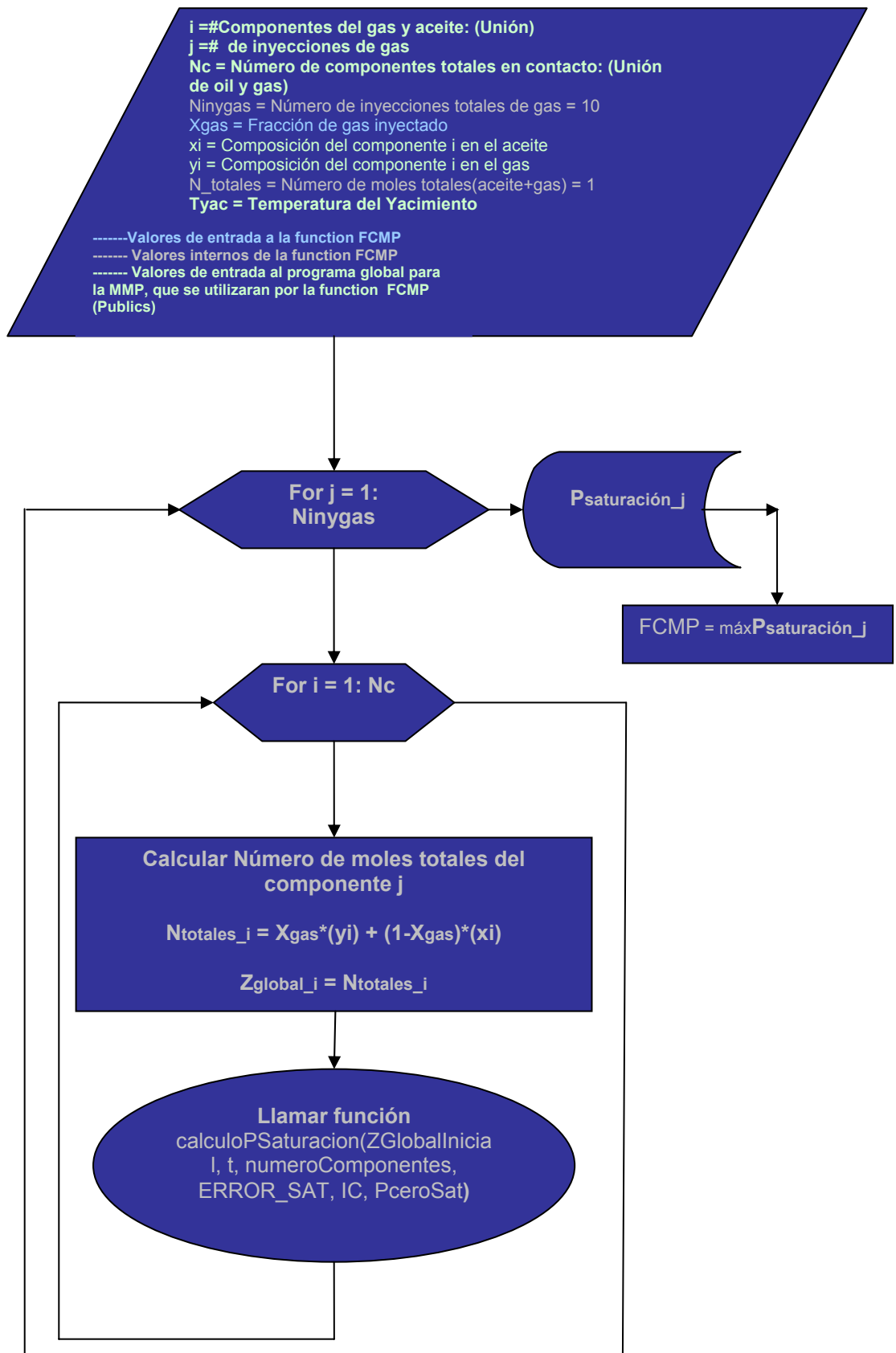


Figura 7. Diagrama de flujo para el cálculo de la FCMP

i = #Componentes del gas y aceite: (Unión)
Nt = Número de componentes totales en contacto: (Unión de oil y gas)
Vcelda = Volumen de Celda (1Barril) en $ft^3 = 5.615$
Vinj = Volumen de Inyección de gas (20%*Vcelda*) en $ft^3 =$
Zi_oil_i = Composición Global de *i*, en el aceite
Xi_oil_i = Composición de *i* en fase líquida, en el aceite
Yi_oil_i = Composición de *i* en fase vapor, en el aceite
Zj_gas = Composición Global de *i*, en el gas
Xi_gas = Composición de *i* en fase líquida, en el gas
Yi_gas = Composición de *i* en fase vapor, en el gas
Psup = Presión Supuesta de Inyección
Pyac = Presión Yacimiento
Tyac = Temperatura del Yacimiento
Ncelda = Número de Celdas = 1000
Nbach = Número de Bach = $1.2/0.2 = 6$

-----Valores de entrada a la function multicell
 ----- Valores internos de la function multicell
 ----- Valores de entrada al programa global para la MMP,
 que se utilizaran por la function multicell (Publics)

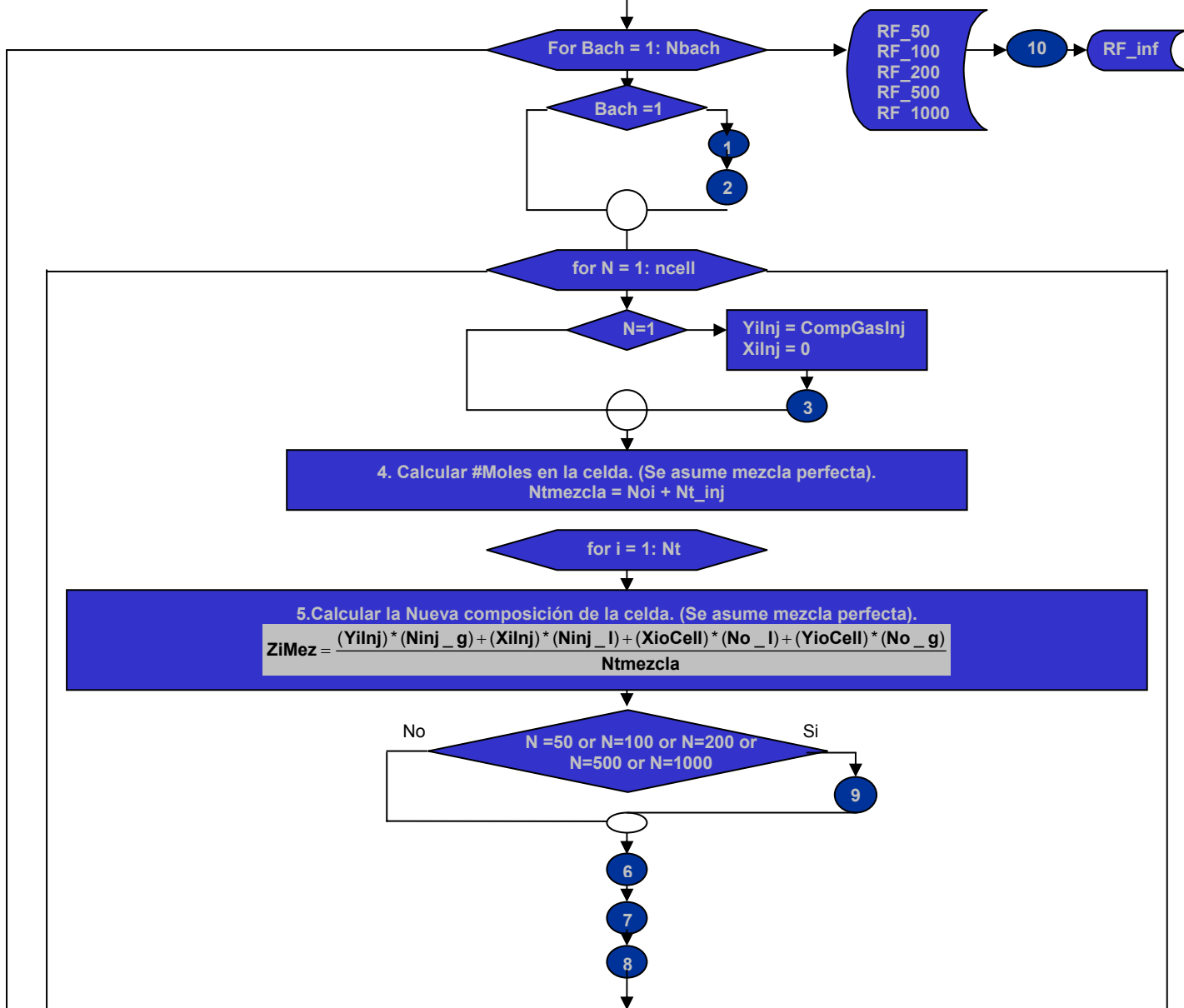


Figura 8. Diagrama de flujo para el cálculo del Factor de Recobro en un sistema MULTICELDA

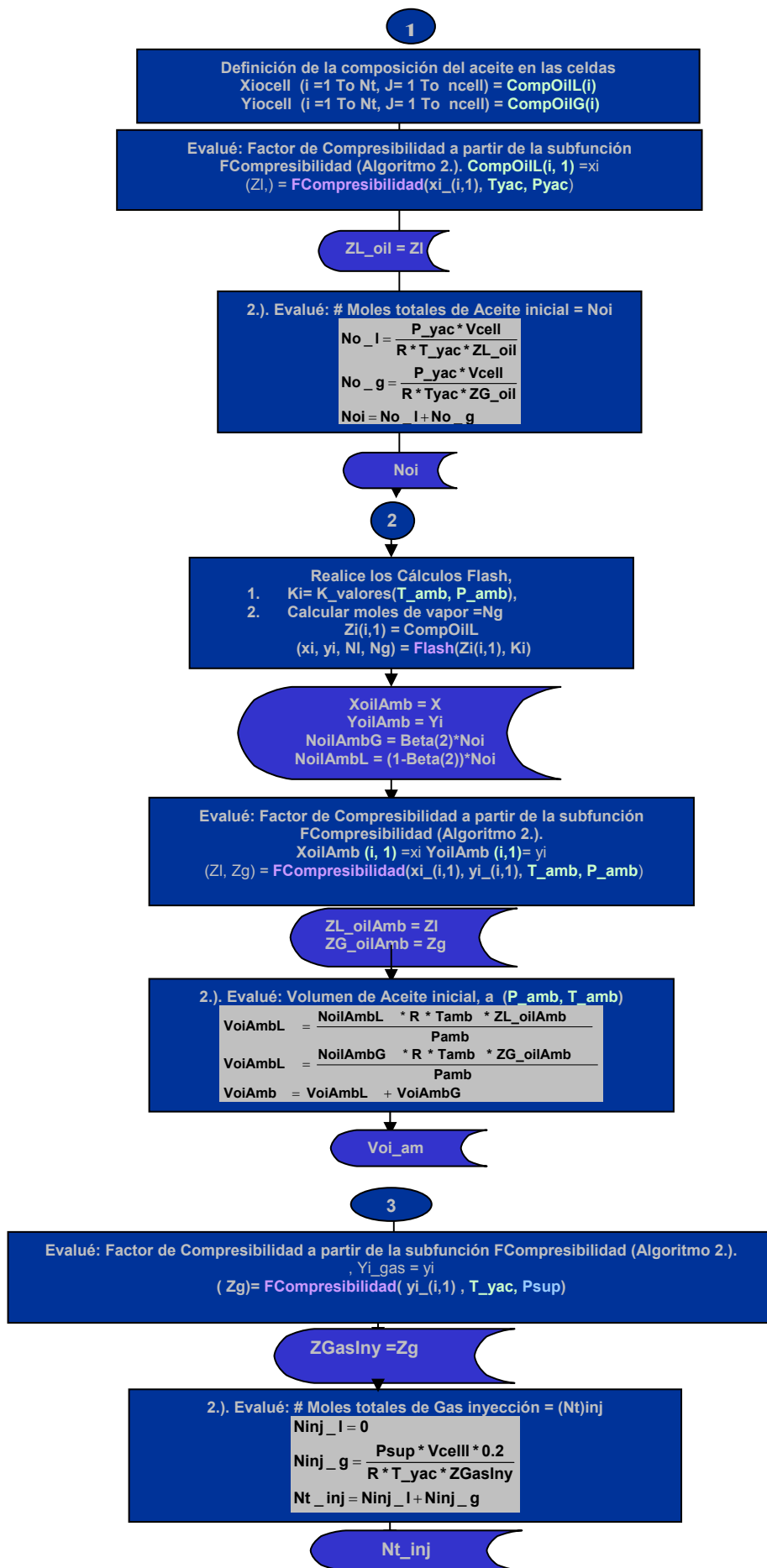


Figura 9. Diagrama de flujo de los subprocesos 1, 2, y 3 del algoritmo del Factor de Recobro

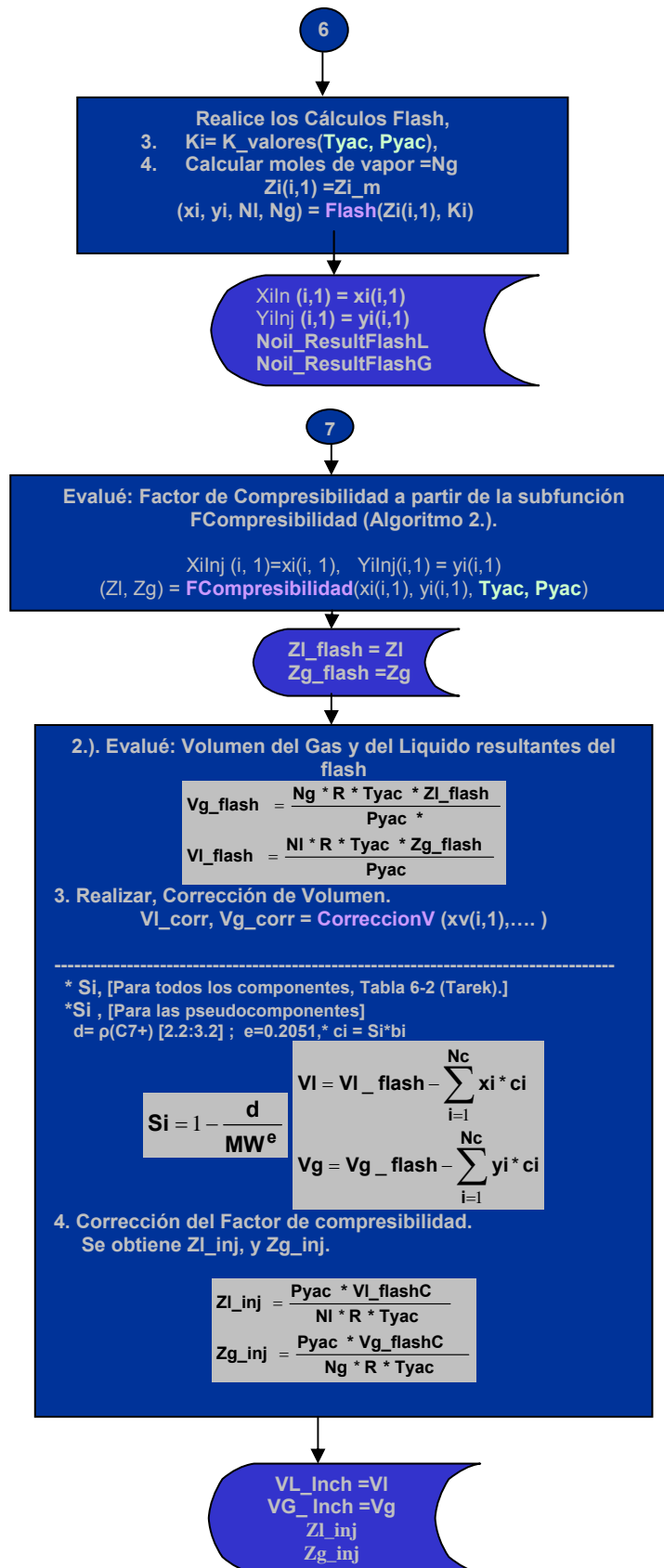
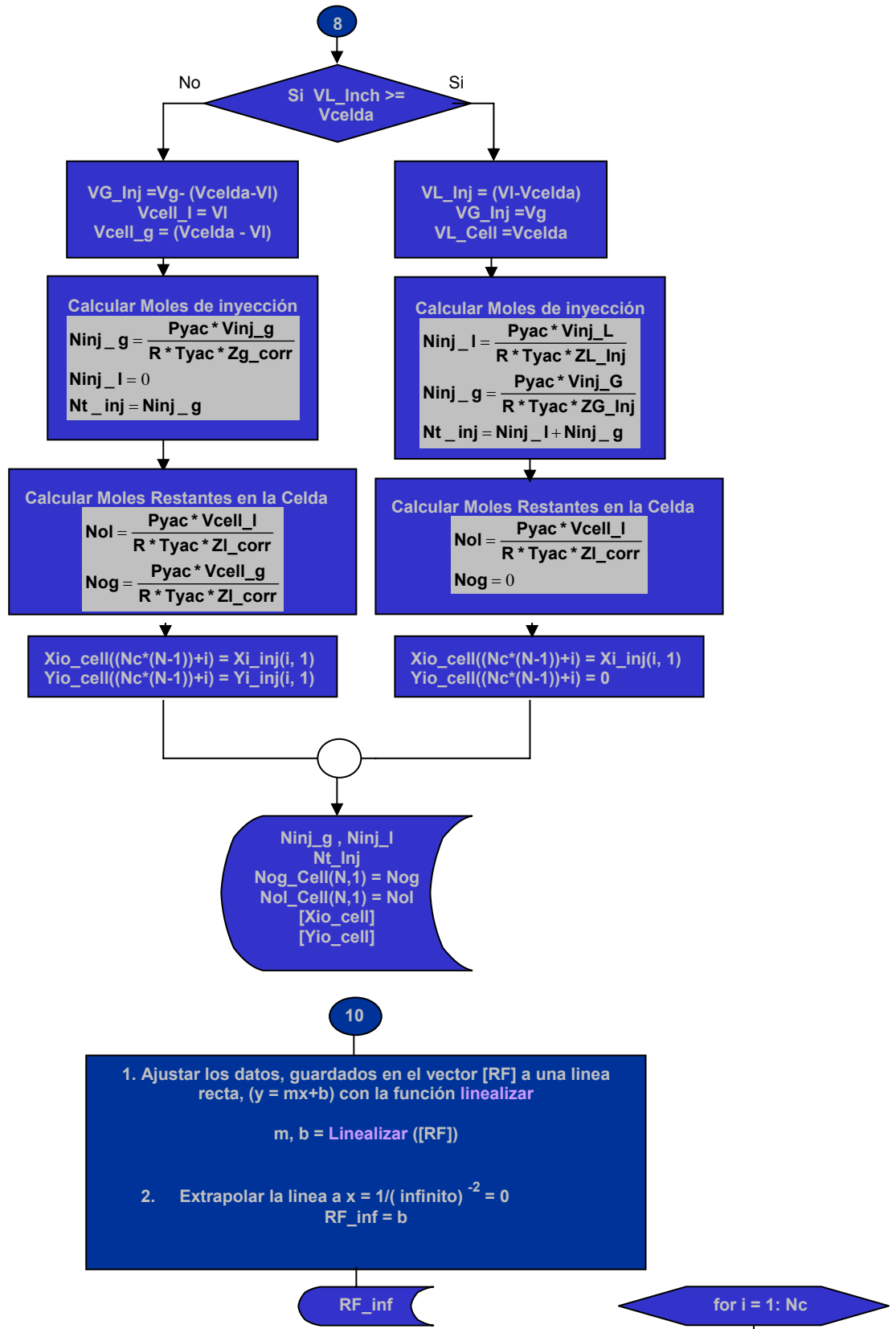


Figura 10. Diagrama de flujo de los subproceso 6 y 7 del algoritmo del Factor de Recobro



Nota: En cada lugar donde hay un (i, 1) se requiere una iteración desde i, hasta Nc

Figura 11. Diagrama de flujo de los subproceso 8 y 10 del algoritmo del Factor de Recobro

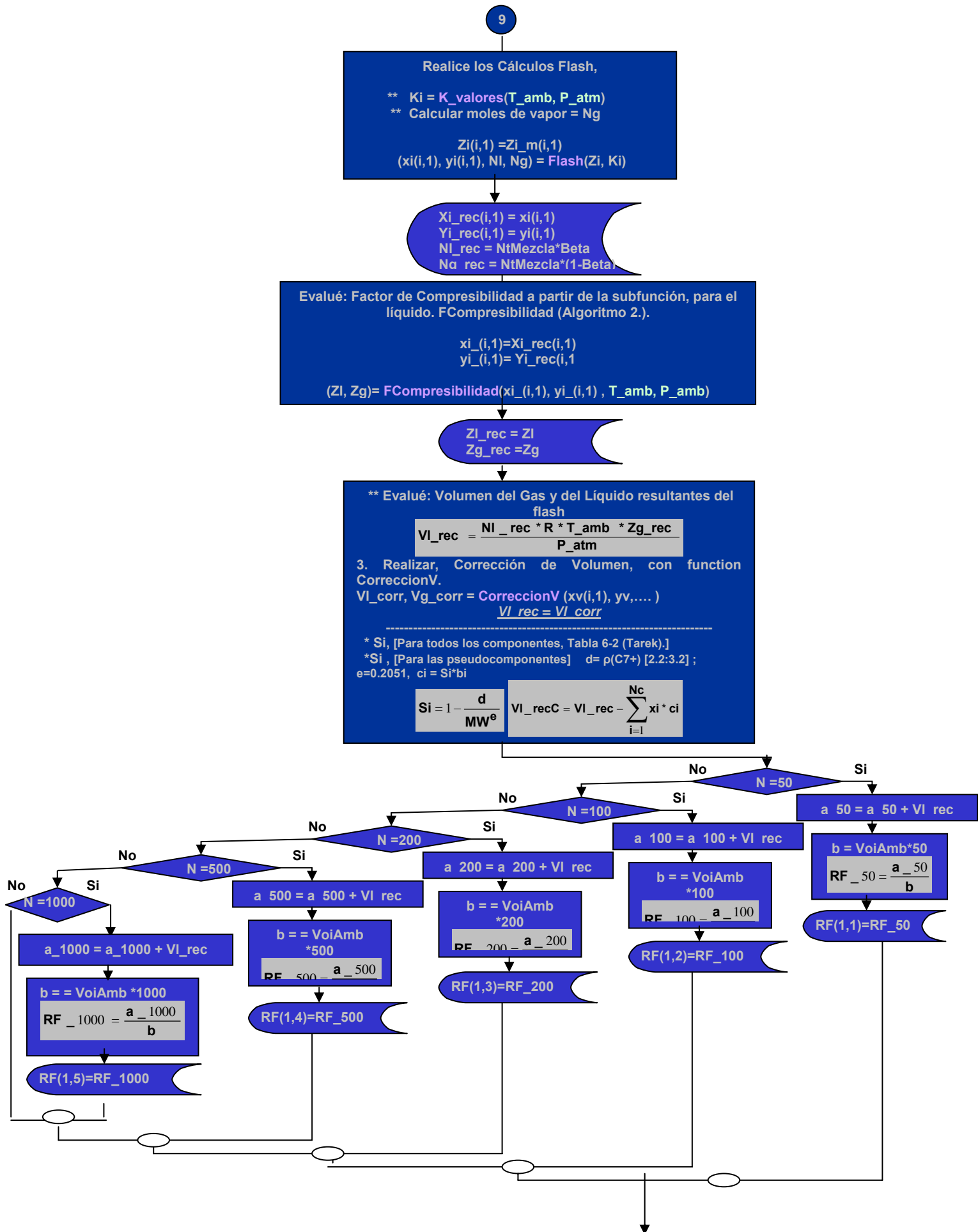


Figura 12. Diagrama de flujo de los subproceso 9 del algoritmo del Factor de Recobro

3.2 RESULTADOS OBTENIDOS

COMPARACIÓN DE LA MINIMA PRESIÓN DE MISCIBILIDAD (MMP) [=] Bar							
Sistema	Método de Obtención de la MMP	Laboratorio SLIM TUBE MMP [=] Bar	Calculada			Error Abs Relativo %	
	Temperatura de Yacimiento [=] K		MMP Multicel da[=] Bar (Este trabajo)	Analítico (Líneas De Enlace) MMP[=] Bar	Simulador 1-D MMP[=] Bar	Experi- mental	Otros Métodos
O ₁ /I ₁	387.45	375	376.41	381.37		0.37	1.68
O ₁ /I ₂	387.45	368.91	369.51	375.18		0.16	1.71
O ₂ /I ₃	373.15	372.32	378.29			1.60	
O ₂ /I ₄	373.15	227.52	229.25		228.21	0.76	0.30
O ₃ /I ₅	358.15	152.72	153.12	155.3		0.26	1.69
O ₃ /I ₆	358.15	214.77	215.38	217.81		0.28	1.42
O ₄ /I ₇	373		158.1		157.2		0.57
O ₅ /I ₈	373.15		242.7	245.58			1.17

Tabla 1. Resultados obtenidos con el MMP Multicell. **MMP [=] Bar**

La validación del algoritmo a partir del cual se desarrollo ésta herramienta software para su aplicación por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), se realizó con 6 sistemas de Gas-Aceite, para los cuales tanto su caracterización, como sus MMP's experimentales se encontraron reportadas en la literatura internacional ^(31,22,32,65,67), y están consignadas en el Anexo 4.

La tabla 1. Muestra una comparación entre las MMP's (Mínima Presión de Miscibilidad) calculadas a partir del algoritmo aplicado en este trabajo respecto tanto a las calculadas por otros métodos ampliamente usados, como a las reportadas a partir de laboratorios de Slim Tube, para cinco diferentes aceites depletados a su presión de saturación y ocho gases inyección, a la Temperatura de Yacimiento reportadas para cada sistema.

Como es de esperarse se tienen mayores MMP's para gases pobres en componentes intermedios como I1, I3 pues existe menor afinidad entre éstos y los aceites O1 y O2 respectivamente, por lo cual la Presión para lograr la miscibilidad debe ser mayor, que para gases ricos en componentes intermedios como I2 e I4.

Puede observarse a partir de la columna 4 de la Tabla 1. que en todas las pruebas realizadas que la MMP calculada con el método presentado en esta tesis, es mayor que la MMP experimental, lo cual concuerda con lo esperado, ya que el criterio de parada de éste, es la obtención de un factor de recobro de 0.97, el cual supera el recobro obtenido en laboratorio cuando se desarrolla la miscibilidad. Sin embargo se acerca con una desviación menor al 0.5%, dando así gran confiabilidad al algoritmo desarrollado.

Al comparar la desviación que se presenta en las pruebas con el aceite O1, O3 y O5, en cuanto a los resultados obtenidos con el método analítico de las líneas de enlace, se observa que éste último sobreestima la MMP respecto a su valor experimental y respecto al valor obtenido por el algoritmo presentado en éste trabajo, debido a que este método tiene la limitación de describir con gran exactitud solo mecanismos de vaporización o de condensación, pero no está diseñado para aplicarse a mecanismos combinados de vaporización/condensación, por lo cual para obtener miscibilidad a partir de ya sea la línea de enlace que pasa por la composición del aceite inicial, o la línea de enlace que pasa por la composición del gas de inyección, se requieren mayores presiones que si se obtuviera miscibilidad en una línea de enlace intermedia a estas dos líneas de enlace principales sobre un diagrama ternario, la cual representaría el mecanismo combinado a una menor presión. Lo cual es una ventaja del algoritmo utilizado y aplicado en ésta tesis, pues su aplicación no se restringe por el mecanismo de miscibilidad.

Claramente se ve en las pruebas con el aceite O2 y O4 que los resultados obtenidos por el Simulador 1D son menores que los obtenidos por el método utilizado en esta tesis.

Se observa en la prueba con el aceite O2 que el resultado obtenido por el método utilizado en ésta tesis, se aleja más de los resultados experimentales que el resultado obtenido por el Simulador 1D, debido a que éstos últimos comparten el mismo criterio para el cálculo de la MMP (Punto de corte de la

curva del Factor de Recobro vs Volumen Poroso de gas Inyectado donde se observa una desviación significativa). En cambio se tiene un mayor desviación utilizando el método multicelda aplicado, debido a que la MMP calculada permite un recobro del 97%, lo cual supera el recobro que se obtiene con el criterio utilizado por el Simulador 1D.

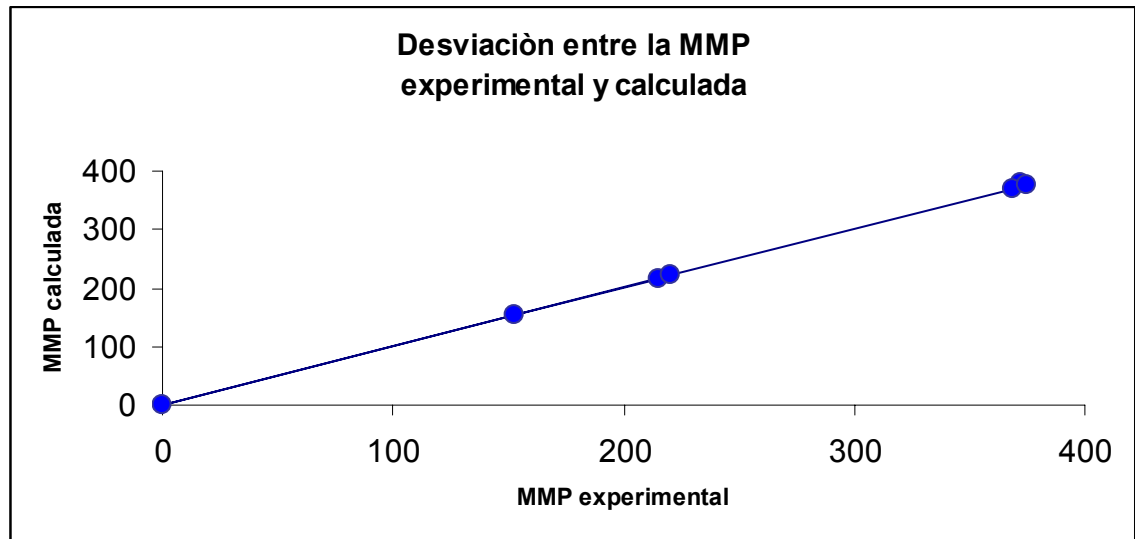


Figura 13. Dispersión de la MMP experimental respecto a la calculada.

La Figura 13. muestra que la dispersión entre los resultados de las MMP's calculados por el método presentado en éste trabajo y las MMP's experimentales es muy pequeña, lo cual concuerda con el % Error reportado en la Tabla 1, el cual es menor de 1.6%.

4. CONCLUSIONES

1. Se desarrolló y se aplicó un algoritmo numérico que permite estimar la mínima presión de miscibilidad requerida en un yacimiento para que se presente desplazamiento miscible de crudos y gases de inyección en proyectos de recobro mejorado.
2. Los valores de las MMP's obtenidos por la herramienta desarrollada son comparables con los valores experimentales del equipo de miscibilidad Slim Tube, existiendo un margen de error de 1.6%
3. El método escogido para desarrollar el software para el calculo de la Mínima Presión de Miscibilidad (MMP) presenta una relación de movilidad de fases infinita del gas respecto al aceite, no tiene en cuenta el medio poroso, y es aplicable a cualquier mecanismo de desplazamiento, utilizando solo ecuaciones termodinámicas (Destilación flash P/T). Sin embargo, permite una gran exactitud respecto a la MMP obtenida experimentalmente.

5. RECOMENDACIONES

1. Optimizar el procedimiento de selección de las presiones supuestas en el algoritmo propuesto por Jaubert²², mediante la utilización de métodos numéricos.
2. Acelerar el algoritmo sin utilizar la misma cantidad de celdas a medida que se aumenta la presión. Aumentado la cantidad de celdas a medida que se va logrando miscibilidad, utilizando como criterio la fracción de vapor que se tiene en cada celda.
3. Tener en cuenta la caída de presión permitida en el laboratorio de miscibilidad Slim Tube (≤ 100 psia), representando ésta a partir de la disminución de presión en cada celda que simula el tubo delgado.
4. Implementar un algoritmo de caracterización de fluidos anexo a éste, para obtener un software mas completo.
4. Utilizar la herramienta software desarrollada en esta tesis, representará para el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), una disminución de costos de implementación ya que posee gran exactitud respecto a las pruebas de laboratorio de Slim Tube.
5. Utilizar la herramienta software desarrollada en esta tesis, representará para el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), una disminución en costos anuales de renovación de la licencia de los Software comerciales que calculan la MMP, pues su valor es elevado.

BIBLIOGRAFIA

1. AL-MAJED, A. A. and DOUGHERTY, E. L. A Variable Cell Model for Simulating Gas Condensate Reservoir Performance. En: SPE 21428. (1991).
2. ARTHUR, K. B; RIOCHE, M. A. and SAKTHIKUMAR, S. The Use of a 3-D Compositional Numerical Reservoir Model in the Design of a Miscible Gas Injection Project. En: SPE 11484 (1983)
3. AVAULLEE, L.; TRASSY, L.; NEAU, E. and JAUBERT, J.N. Thermodynamic modeling for petroleum fluids I. Equation of state and group contribution for the estimation of thermodynamic parameters of heavy hydrocarbons. En: Fluid Phase Equilibria. Vol 139 (1997); p.155-170.
4. AVAULLEE, L.; TRASSY, L.; NEAU, E. and JAUBERT, J.N. Thermodynamic modeling for petroleum fluids II. Prediction of PVT properties of oils and gases by fitting one or two parameters to the saturations pressures of reservoir fluids. En: Fluid Phase Equilibria. Vol139 (1997); p.171-203.
5. AVAULLEE, L.; TRASSY, L.; NEAU, E. and JAUBERT, J.N. Thermodynamic modeling for petroleum fluids III. Reservoir fluid saturation pressures. A complete PVT property estimation. Application to swelling test. En: Fluid Phase Equilibria. Vol141 (1997); p.87-104.
6. AVAULLEE, L.; DUCHET-SUCHAUX, P.; DURANDEAU, M. and JAUBERT, J. N. A new approach in correlating the oil thermodynamic properties. Journal of Petroleum Science and Engineering. (Feb, 2001)

7. BENARD, J. H.; RICHARDSON, W.C. and SITTON, G. M. Steam Oil Displacement and Vaporization of Minas Oil in Slim tubes. En: SPE 39639 (1998)
8. BENMEKKI, E.H. and MANSOURI G.A. Minimum Miscibility Pressure Prediction with Equations of State. En: SPE Reservoir Engineering. (May, 1998).
9. COOK, A. B.; WALTER, C. J. and SPENCER, G. C. Realistic K-values of C₇₊ Hydrocarbons for Calculating Oil Vaporization During Gas Cycling at High Pressure. En: Journal of Petroleum Technology. (1969); p. 901-915.
10. CAÑAS MARIN, Wilson. Ingeniero Químico. Comunicación privada. 2005.
11. CUADROS GARCIA, Robinson y GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de la Mínima Presión de Miscibilidad, (MMP) de CO₂, para Crudos, a Tasa Constante y Presión Constante de Inyección. Bucaramanga, 1994. 135 p. Tesis (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ciencias físico-químicas. Departamento de Ingeniería de Petróleos.
12. DROGU, A. H.; SUNAIDI, H. A.; FUNG, L.S. and HABIBAILAH, W.A. A Parallel Reservoir Simulator for Large-Scale Reservoir Simulation. En: SPE Reservoir Evaluation and Engineering. (Feb, 2002).
13. D'ANGELO, M. V.; CHERTCOFF, R and ROSEN, M. Miscible Flooding of Polymeric Solution in Porous Media of Double Porosity. En: SPE 93298 (2005).
14. EWING, R. E.; BOYETT, B. A.; BABU, D. K. and HEINEMANN, R. F. Efficient Use of Locally Refined Grids for Multiphase Reservoir Simulation. En: SPE 18413 (1989).

15. ELSAHARKAWY, A. M.; POETTMAN, F. M. and CHRISTIANSEN, R. L. Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method. En: SPE 24114 (1992).
16. FUSSELL, D. D.; SHELTON, J. L. and GRIFFITH, J. J. Effect of "Rich" Gas Composition on Multiple-Contact Miscible Displacement— A Cell-to-Cell Flash Model Study. En: SPE (Dec, 1976); p. 310-318.
17. FARNSTROM, K. N. and ERTEKIN, T. A Versatile, Fully Implicit, Black Oil Simulator with Variable Bubble-Point Option. En: SPE 16342 (1987).
18. GLASO, O.; YUAN, H.; JHONS, R. T. and EGWUENU, A. M. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gas Flooding Theory. En: SPE 89359 (2004).
19. GOODLETT, G. O.; HONARPOUR, M. M.; CHUNG, F. T. and SARATHI, P. S. The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. En: SPE 15172. (1982).
20. GUERILLOT, D. R. EOR Screening With an Expert System. En: SPE 17791 (1988).
21. HARMON, R.A. and GRIGG, R. B. Vapor-Density Measurement for Estimate Minimum Miscibility Pressure. En: SPE Reservoir Engineering 15403 (1988).
22. HEARN, C. and WITHSON, C. Evaluating Miscible and Immiscible Gas Injection in the Safah Field, Oman. En: SPE 29115. (1995).
23. JAUBERT, J. N.; NEAU, E.; AVAULLEE, L. and WOLF, L. A very simple Multiple Mixing Cell Calculation to compute the Minimum Miscibility Pressure whatever the displacement mechanism. En: Industrial Engineer Chemistry and Research. Vol 37 (1998); p. 4854-4859.

24. JAUBERT, J. N.; NEAU, E and ROGALSKI, M. Characterization of Heavy Oils. En: Industrial Engineer Chemistry and Research. Vol 34 (1995); p. 1873-1881.
25. JAUBERT, J. N. and NEAU, E. Characterization of Heavy Oils 2. Definition of a Significant Characterizing Parameter to Ensure the Reliability of Predictive Methods for *PVT* Calculations. En: Industrial Engineer Chemistry and Research. Vol 34 (1995); p. 2779-2791.
26. JAUBERT, J. N.; NEAU, E.; AVAULLEE, L. and ZABOROWSKI, G. Characterization of Heavy Oils 3. Prediction of Gas Injection Behavior: Swelling Test, Multicontact Test, Multiple-Contac Minimum Miscibility Pressure, and Multiple-contact Minimum Miscibility Enrichment. En: Industrial Engineer Chemistry and Research. Vol 34 (1995); p. 4016-4032.
27. JAUBERT, J. N.; NEAU, E.; AVAULLEE, L. and ARRAS, L. Properly Defining the Classical Vaporizing and Condensing Mechanisms When a Gas is injected into a crude Oil. En: Industrial Engineer Chemistry and Research. Vol 37 (1998); p. 4860-4869.
28. JAUBERT, J. N.; AVAULLEE, L. and PIERRE, C. Is It Still Necessary to Measure the Minimum Miscibility Pressure. En: American Chemical Society. (Oct, 2001).
29. JAUBERT, J. N.; NEAU, E. and AVAULLEE, L. Influence of the Crude Oil Characterization on MMP Calculation. En: Revue de L'Institut Français du Pétrole. (Feb, 1998)
30. JAUBERT, J. N. and MUTELET, F. VLE predictions with the Peng–Robinson equation of state and temperature dependent *k_{ij}* calculated through a group contribution method. En: Fluid Phase Equilibria. (Jun, 2004)

31. JENSEN, K.; MICHELSEN, M. and STENBY, E. H. Effective Algorithm for Calculation of Minimum Miscibility Pressure. En: SPE 50632. (1998)
32. JENSEN, K.; MICHELSEN, M. and STENBY, E. H. Global Approach for Calculation of Minimum Miscibility Pressure. En: Fluid Phase Equilibria. (Sept, 1998); p. 251-263.
33. JENSEN, K.; MICHELSEN, M. L. Minimum Miscibility Pressure Calculation. IFP seminar: Production of Reservoir Fluids in Frontier Conditions, Rueil-Malmaison, Dec 4-5, 1997.
34. JUANES, R and LIE, K. A. A Front-Tracking Method for Efficient Simulation of Miscible Gas Injection Processes. En: SPE 93298 (2005).
35. KECHUT, N. I.; ZAIN, Z.; AHMAD, N. and IBRAHIM, D. M. New Experimental Approaches in Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination. En: SPE 57286. (1999).
36. KOEDERITZ, L. F. and SIMON A. D. A Technique for Generating Grid-Dependent Reservoir Descriptive Data. En: SPE 6509
37. KOSSACK, C. A and HAGGEN, S. The Simulation of Phase Behavior and Slim-Tube Displacements with Equations of State. En: SPE 14151. (1985).
38. LEE, S. T.; LO, H. and DHARMAWADHANA, B. T. Analysis of Mass Transfer Mechanisms Occurring in Rich Gas Displacement Process. En: SPE 18062. (1988).
39. LI, G.; WANG, J; PARK, C. B and MOULINE, P. Comparison of SS-Based and SL-Based Estimation of Gas Solubility. En: ANTEC (2004).

40. MANSOORI, J.; HAAG, G. L. and BERGMAN, D. F. An experimental and Modeling Study of miscibility relationship and displacement behavior of a Rich-Gas/Crude-Oil system. En: SPE 20521. (1993).
41. MANSOORI, J. and GUPTA, S. P. An Interpretation of the Displacement Behavior of Rich Gas Drives Using an Equation-of-State Compositional Model. En: SPE 18061. (1988).
42. MANSOORI, J. and SAVIDGE, J. L. Predicting Retrograde Phenomena and Miscibility Using Equation of State. En: SPE 18809. (1989).
43. MC CAIN, W. D. and HILL, N. C. Correlations for Liquid Densities and Evolved Gas Specific Gravities for Black oils During Pressure Depletion. En: SPE 30773. (1995).
44. METCALFE, R. F; FUSSELL, D. D. and SHELTON, J. L. A Multicell Equilibrium Separation Model for the Study of Multiple Contact Miscibility in Rich-Gas Drives. En: SPE (Jun, 1973).
45. MIRZAEI, M. and CLIFFORD, P. J. Study of Compositional Processes in Oil Recovery from Andrew Field due to Submiscible Gas Injection. . En: SPE 88775. (2004).
46. NEAU, E.; AVAULLEE, L. and JAUBERT, J. N. A new algorithm for enhanced oil recovery calculations. Fluid Phase Equilibria. (1996); p. 265-272.
47. ORR, F. M and SILVA, M. K. Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure-Part 2: Correlation. En: SPE 14150. (1987).

48. PENDERSEN, K. S.; FJELLERUP, J. and THOMASSEN, P. Studies of Gas Injection into Oil Reservoirs by a Cell to Cell Simulation Model. En: SPE 15599, (1986).
49. PIRES, A. P.; BEDRIKOVESKI, P. G. and SHAPIRO, A. A. Analytical Modeling for two-phase EOR Processes: Splitting between Hydrodynamics and Thermodynamics. En: SPE 89919. (2004).
50. PIRES, A. P. and BEDRIKOVESKI, P. G. Analytical Modeling of 1-D n-Component Miscible Displacement of Ideal Fluids. En: SPE 94855. (2005).
51. RAO, D. N. and LEE, J. I. Evaluation of Minimum Miscibility Pressure and Composition for Terra Nova Offshore Project Using the New Vanishing Interfacial Tension Technique. En: SPE 59338. (2000).
52. SALAGER, J. L. Recuperación Mejorada del Petróleo. Modulo de Enseñanza de Fenómenos Interfaciales. Cuaderno FIRP S357-C. Mérida, Venezuela; (2005).
53. SEBASTIAN, H. M.; WENGER, R. S. and RENNER, T. A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams. En: SPE 12648, (1985).
54. SEBASTIAN, H. M. and LAWRENCE, D. D. Nitrogen Minimum Miscibility Pressures. En: SPE 24134, (2002).
55. STAGGS, H. M. and HERBECK, E. F. Reservoir Simulation Models—An Engineering Overview. En: SPE 3304, (1971).
56. STALKUP, F. I. Displacement Behavior of the Condensing/Vaporizing Gas Drive Process. En: SPE 16715, (1987).

57. STALKUP, F. I. Miscible Displacement. En: SPE Monograph Vol 8, Dallas, 1983.
58. STALKUP, F. I. Miscible Process II: En: SPE Reprint N° 18, (1985).
59. TABE, J. J.; MARTIN, F. D. and SERIGHT, R. S. EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. En: SPE, (1997).
60. TANG, G. Q. and FIROOZABADI, A. Effect of GOR, Temperature, and Initial Water Saturation on Solution-Gas Drive in Heavy-Oil Reservoirs. En: SPE, (2005).
61. ULUBERG, K. and HOIER, L. Miscible Gas Injection in Fractured Reservoirs. En: SPE 75136, (2002).
62. WANG, Y. and ORR, F. M. Calculation of Minimum Miscibility Pressure. En: SPE 39683, (1998).
63. WANG, Y. and ORR, F. M. Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure. En: Fluid Phase Equilibria. (1997); p. 101-124.
64. YELLING, W. F. and METCALFE, R. S. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures. En: J. P. T., (Jan, 1980); p. 160-168.
65. YUAN, H. and JOHNS, R. T. Simplified Method for Calculation of Minimum Miscibility Pressure or Enrichment. En: SPE 77381, (2002).
66. ZHOU, D.; JENSEN, C. and TANG, R. A New Formulation for Simulating Near-Miscible Displacement Processes. En: SPE 56623, (1999).
67. MI-PVT 2.03. Demo Project. Tie-Line Technology. 2006

ANEXOS

ANEXO 1. Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido

Se asume que el gas de composición B se inyecta dentro del yacimiento para desplazar el crudo, ver Figura 1. La composición del gas de inyección está definida por la extensión de la línea de unión en el punto crítico P, hasta el lado derecho del triángulo, (el lado derecho del triángulo representa todas las mezclas de metano e hidrocarburos de peso molecular intermedio). Inicialmente el crudo y el gas B no son miscibles, así que la mayoría de sus mezclas caen en la región de dos fases. Se supone que después del primer contacto entre el crudo y el gas B, se forma una mezcla de composición total M1, con fases L1 y G1 en equilibrio en este punto. Entonces la inyección de más gas impulsa el gas de composición G1 a avanzar en el yacimiento mientras que el crudo M1 el cual es menos móvil se va enriqueciendo con la continua inyección de gas rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio, de esta manera se forma una nueva mezcla de composición total M2, con fases L2 y G2 en equilibrio.

Este proceso se repite continuamente creándose una zona de transición con las composiciones de los líquidos L1, L2, L3..., cada vez más ricos en hidrocarburos intermedios, las cuales van variando a lo largo del punto de burbuja hasta alcanzar el punto crítico P, donde el fluido es directamente miscible con el gas de inyección. De la misma manera se establece en la zona de transición diferentes composiciones del gas, G1, G2, G3... y aunque el

crudo es desplazado misciblemente, este gas puede acompañarlo y presentarse dos fases en la zona de transición.

Si el gas inyectado contiene una concentración en hidrocarburos intermedios menor que la presente; en el punto B, el crudo no será enriquecido totalmente hasta el punto de lograr la miscibilidad. Por ejemplo el gas del punto C, producto de extrapolar la línea de unión L1-G1, solo produce enriquecimiento del crudo hasta una composición de líquido en equilibrio L1, de este punto en adelante no e presentará más enriquecimiento y el desplazamiento con el nuevo gas de inyección siempre va a ser inmisible.

Para que la miscibilidad dinámica se presente en este proceso, la composición del crudo debe cae al lado izquierdo de la prolongación de la línea de unión del punto crítico en el diagrama pseudoternario y la composición del gas enriquecido debe caer al lado derecho de la prolongación de la línea de unión en este mismo punto.

La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio requeridos en el gas de inyección, depende de la presión del yacimiento. Un incremento en la presión reduce el tamaño de la región de dos fases y a la vez disminuye la concentración necesaria de intermedios. En conclusión las presiones y las concentraciones del gas de inyección en este proceso de desplazamiento miscible, dependen de: la composición de hidrocarburos de peso molecular

intermedio presente en el gas de inyección, la composición del crudo y la temperatura del yacimiento⁵⁷.

Estudios recientes realizados en procesos con gas enriquecido demuestran que no necesariamente todo el gas enriquecido se condensa para desarrollar miscibilidad con el fluido del yacimiento. Los procesos tanto de condensación como de vaporización se pueden presentar en forma combinada dependiendo de las composiciones del líquido y del gas, además de la temperatura del yacimiento.

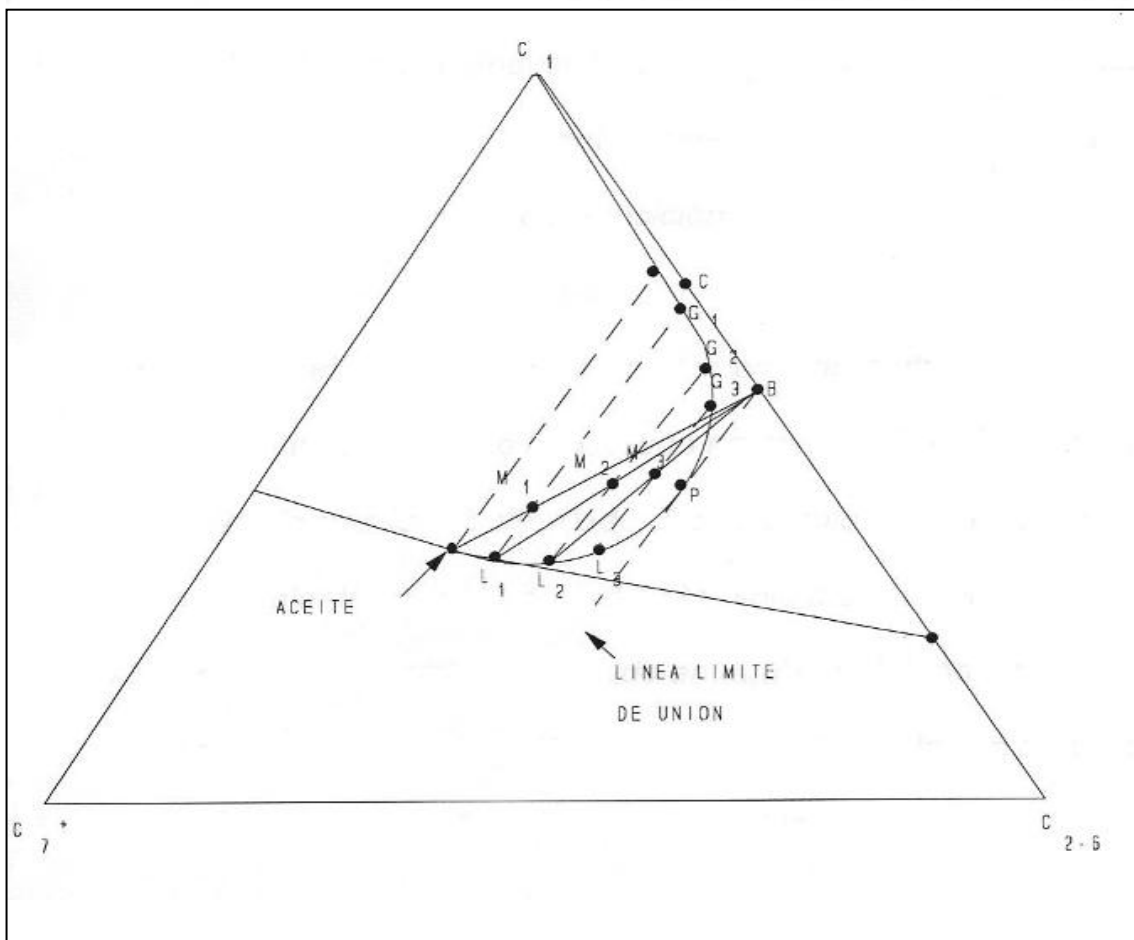


Figura 1. Miscibilidad por condensación de un empuje de gas⁵⁸.

ANEXO 2. Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta

Presión

Considerando el gas natural y el metano como fluidos de inyección se presenta a continuación el proceso de miscibilidad mediante estos gases. La Figura 2 representa un crudo A con un alto contenido en hidrocarburos de peso molecular intermedio y su composición cae sobre la prolongación de la línea de unión en el punto crítico. El gas de inyección y el crudo del yacimiento no son inicialmente miscibles, consecuentemente el gas de inyección desplaza al crudo en forma inmisible, quedando detrás del frente de desplazamiento cierta cantidad del crudo sin desplazar.

En este proceso de miscibilidad dinámica el gas inyectado contacta el crudo fresco en el yacimiento y forma un fluido de composición total M1 en la región de dos fases, con dos fluidos en equilibrio cuyas composiciones son G1 y L1. La fase rica en líquido, L1 queda detrás como una zona de saturación residual y la fase rica en gas G1 es mucho más móvil y se desplaza al frente para contactar más crudo fresco y nuevamente producir un fluido de composición total M2 con dos fases G2 y L2 en equilibrio⁵⁷.

Este proceso se repite de manera continua y la composición del gas de desplazamiento va variando a lo largo de la curva del punto de rocío hasta que

alcanza la composición del punto crítico, allí la fase rica en gas logra ser miscible con el crudo del yacimiento.

Mientras que la composición del crudo del yacimiento caiga a la derecha de las líneas de unión, la miscibilidad puede obtenerse por este mecanismo. Si la composición del crudo de inyección cae al lado izquierdo de las líneas de unión, el enriquecimiento del gas se presentará solo hasta la prolongación de la línea de unión respectiva entre el gas en equilibrio y la composición del crudo.

En la Figura 2 si el crudo B fuese desplazado, el gas de inyección solo sería enriquecido hasta una composición del gas en equilibrio G2, pero pasada esta composición no podría ser enriquecido puesto que cualquier contacto posterior entre el crudo del yacimiento y el gas de composición G2, produciría solo mezclas que pasan por la línea de unión en G2.

Además esta figura muestra que a medida que disminuyen las concentraciones de hidrocarburos intermedios en el crudo del yacimiento, su composición se desplaza hacia la izquierda en el diagrama ternario y se necesitarán presiones más altas para desarrollar la miscibilidad.

Incrementando la presión disminuye la zona de dos fases y a la vez cambia la pendiente de las líneas de unión debido a la vaporización de más hidrocarburos de peso molecular intermedio. Ambos tienen como efecto mover las líneas de unión hacia la izquierda del diagrama hasta que la composición del crudo caiga nuevamente al lado derecho del gráfico. Desafortunadamente para la gran

mayoría de los crudos la presión de miscibilidad con gases como el metano o el gas natural es muy alta para las condiciones del yacimiento⁵⁷.

Cabe anotar, que para que exista proceso de miscibilidad dinámica se requiere que el gas inyectado sea mucho más móvil que el crudo del yacimiento y por otra parte que las composiciones del gas de inyección y el crudo del yacimiento no caigan sobre las mismas líneas de unión, de hecho si las composiciones del gas y el crudo caen sobre los lados opuestos de las líneas de unión, entonces la miscibilidad dinámica podrá desarrollarse.

Esta necesidad obliga a los crudos a poseer una gran cantidad de hidrocarburos de peso molecular intermedio para poder ser sometidos a este proceso. Obviamente este tipo de desplazamiento no puede llevarse a cabo en crudos que presenten altas composiciones de gas.

De otro lado Stalkup⁵⁷ afirma que la determinación de la miscibilidad disminuye con la reducción de las concentraciones de metano y nitrógeno en el crudo, además que la MMP depende de las composiciones de los hidrocarburos pesados e intermedios de tal modo que aumenta con la disminución de la gravedad API ó con el aumento de las fracciones pesadas de hidrocarburos, así en dos crudos que tengan las mismas concentraciones totales de hidrocarburos intermedios y pesados, la presión de miscibilidad será más alta en el crudo que posea fracciones pesadas de mayor peso molecular. De igual forma dos crudos que presenten la misma concentración de hidrocarburos

intermedios, expondrá una presión de miscibilidad más alta el que tenga mayores concentraciones de livianos (etano).

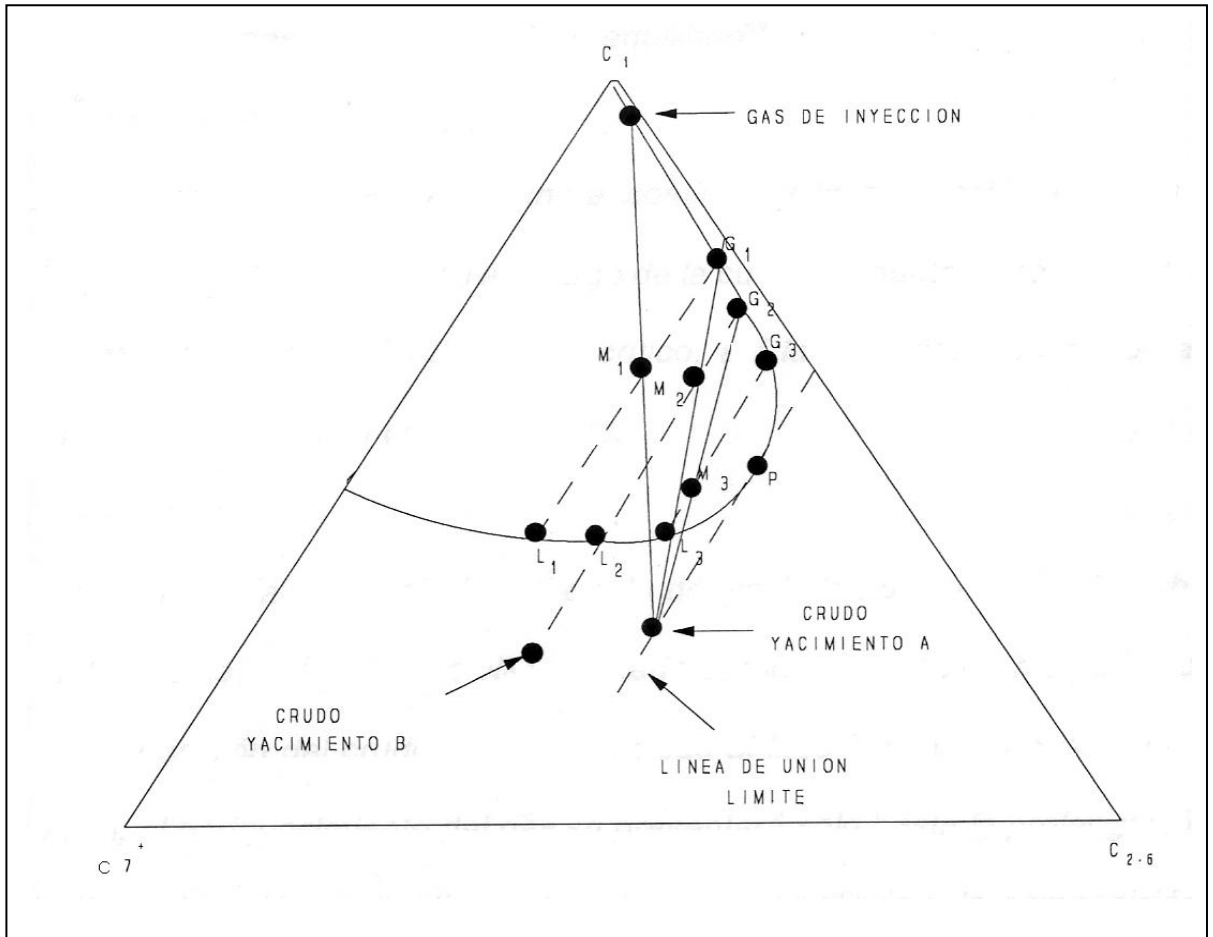


Figura 2. Miscibilidad por condensación de un empuje de gas⁵⁸.

ANEXO 3. Esquema del Slim Tube

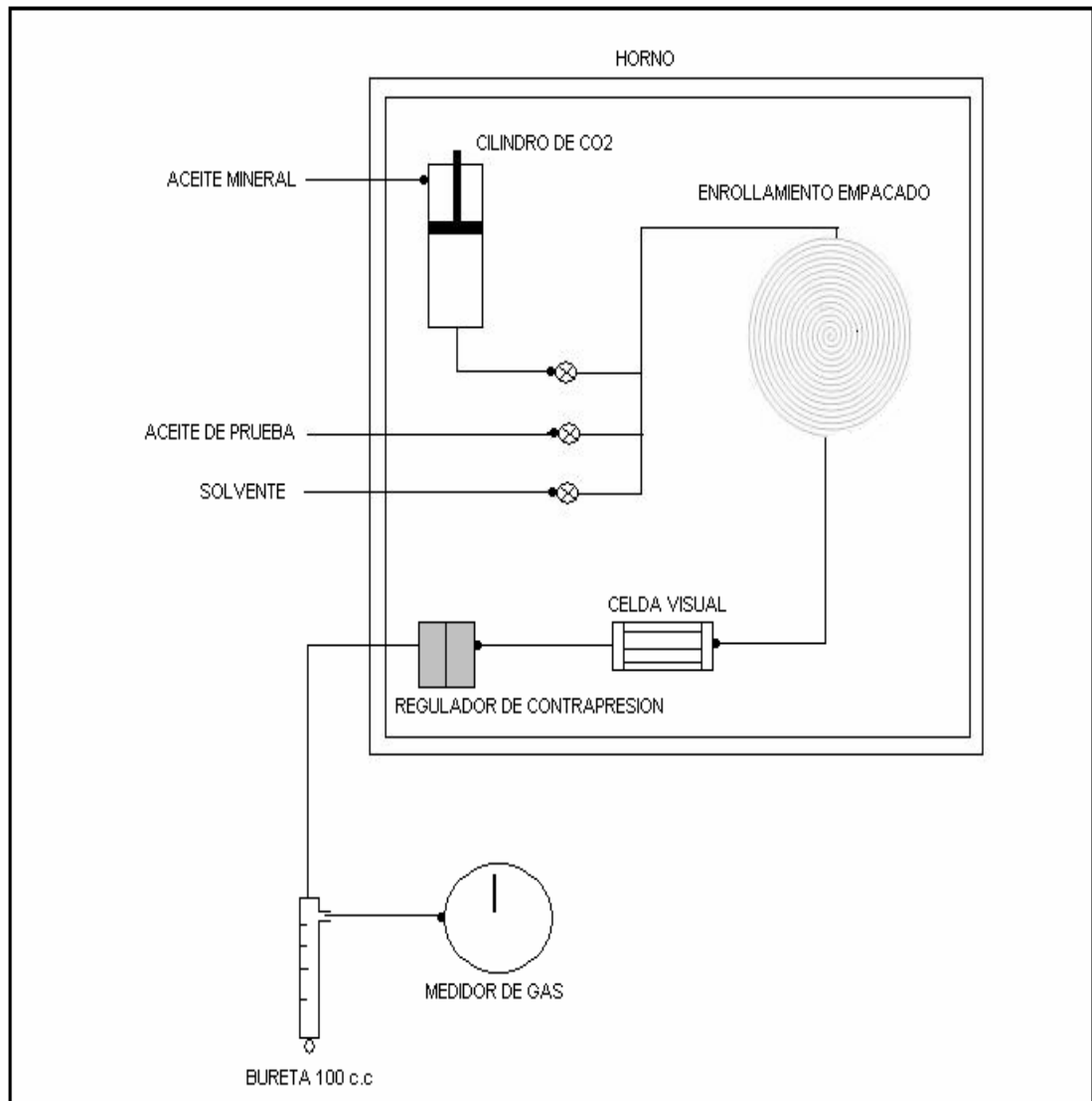


Figura 3. Equipo Slim Tube.

ANEXO 4. Tablas de propiedades

Aceite1 (O ₁)	Tc(K)	Pc(atm)	ω	PM(g/mol)	Xoil	Gas1 (I ₁)	Gas (I ₂)
N ₂	126,200	33,6000	0,0400	28,0160	0,4500	0,49	0,5080
CO ₂	304,200	72,9000	0,2280	44,010	1,6400	1,82	1,8820
CH ₄	190,600	45,4000	0,0080	16,0430	45,8500	81,39	80,0670
C ₂	305,400	48,2000	0,0980	30,0690	7,1500	9,15	9,2670
C ₃	369,800	41,9000	0,1520	44,0960	6,7400	4,67	5,1530
i-C ₄	408,100	36,0000	0,1760	58,1230	0,8400	0,50	0,5560
n-C ₄	425,200	37,5000	0,1930	58,1230	3,1100	1,24	1,4910
i-C ₅	460,400	33,4000	0,2270	72,1500	1,0300	0,20	0,2750
n-C ₅	469,600	33,3000	0,2510	72,1500	1,6500	0,26	0,3650
C ₆	507,400	29,3000	0,2960	86,1770	2,5200	0,09	0,1720
C ₇	632,800	30,2987	0,1842	109,007	12,4400	0,19	0,2610
C ₁₁	659,605	23,4598	0,4773	175,327	6,3200	0,00	0,0000
C ₁₆	703,646	19,2900	0,8197	256,674	5,02400	0,00	0,0000
C ₂₃	766,497	16,7852	1,2114	370,099	3,2400	0,00	0,0000
C ₃₃	892,990	15,1302	1,3718	590,374	1,996	0,00	0,0000

Coefficientes de interacción binaria	CH ₄	C ₂	C ₃ a C ₃₃
N ₂	0,02	0,06	0,08
CO ₂	0,12	0,15	0,15

Tabla 2. Caracterización del Aceite 1 ³¹.

ACEITE 2 (O ₂)	PESO MOL	X _{OIL}	GAS 3 (I ₃)	GAS 4 (I ₄)	T _c [=] K	P _c [=] BAR	W	VOL. TRASL. CI/BI	COEFICIENTES INTERACCIÓN BINARIA		
									N ₂	CO ₂	C ₁
N ₂	28.01	0.007	0.008	0.007	126.28	33.99	0.0450	-0.1930	0.000	0.000	0.00000
CO ₂	44.01	0.006	0.015	0.013	304.20	73.81	0.2310	-0.0820	0.000	0.000	0.00000
CH ₄	16.04	0.334	0.840	0.639	190.60	46.04	0.0115	-0.1622	0.025	0.105	0.00000
C ₂	30.07	0.05	0.091	0.111	305.40	48.80	0.0908	-0.1137	0.010	0.130	0.0000
C ₃	44.10	0.055	0.036	0.103	369.80	42.49	0.1454	-0.0909	0.090	0.125	0.0000
i- C ₄	58.12	0.021	0.006	0.103	408.17	36.48	0.1756	-0.0884	0.095	0.115	0.0000
C ₄	58.12	0.039	0.005	0.036	425.17	37.97	0.1928	-0.0719	0.100	0.115	0.0000
i- C ₅	72.15	0.020	0.000	0.053	460.44	33.81	0.2273	-0.0658	0.110	0.115	0.0000
C ₅	72.15	0.028	0.000	0.017	469.67	33.69	0.2510	-0.0437	0.110	0.115	0.0000
C ₆	86.18	0.044	0.000	0.014	507.44	30.12	0.2957	-0.0126	0.110	0.115	0.0000
C ₇₊₍₁₎	106.00	0.096	0.000	0.006	570.05	28.20	0.3201	0.0429	0.110	0.115	0.02016
C ₇₊₍₂₎	138.90	0.099	0.000	0.000	633.94	24.33	0.4007	0.0572	0.110	0.115	0.02626
C ₇₊₍₃₎	201.30	0.087	0.000	0.000	722.55	18.91	0.5600	0.0961	0.110	0.115	0.03536
C ₇₊₍₄₎	301.10	0.068	0.000	0.000	817.28	14.24	0.7825	0.1209	0.110	0.115	0.04566
C ₇₊₍₅₎	460.00	0.046	0.000	0.000	914.28	10.90	1.0468	0.1095	0.110	0.115	0.05638

Tabla 3. Caracterización del Aceite 2 ²².

ACEITE 3 (O₃)	PESO MOLECULAR	X_{OIL}	GAS 5 (I₅)	GAS 6 (I₆)	T_c [=] K	P_c [=] BAR	W	K_{CO2,J}
CO ₂	44.10	0.0449	0.2218	0.1775	304.2	73.86	0.228	0.00
CH ₄	16.40	0.2071	0.2349	0.3878	190.6	46.00	0.008	0.12
C ₂	30.07	0.0481	0.2350	0.1880	305.4	48.84	0.098	0.15
C ₃	44.10	0.0409	0.2745	0.2196	369.8	42.45	0.152	0.15
C ₄	58.12	0.0323	0.0338	0.0271	425.2	38.00	0.193	0.15
C ₅	72.15	0.0247	0.0000	0.0000	469.6	33.74	0.251	0.15
C ₆	86.18	0.0298	0.0000	0.0000	507.4	29.69	0.296	0.15
C ₇₊₍₁₎	106.04	0.2525	0.0000	0.0000	616.2	28.88	0.454	0.15
C ₇₊₍₂₎	138.92	0.1285	0.0000	0.0000	698.9	19.35	0.787	0.15
C ₇₊₍₃₎	201.35	0.0855	0.0000	0.0000	770.4	16.62	1.048	0.15
C ₇₊₍₄₎	301.14	0.0631	0.0000	0.0000	853.1	15.30	1.276	0.15
C ₇₊₍₅₎	460.00	0.0427	0.0000	0.0000	1001.2	14.69	1.299	0.15

Tabla 4. Caracterización del Aceite 3 ³².

ACEITE 4 (O₄)	PESO MOLECULAR	X_{OIL}	GAS 7 (I₇)	T_c [=] °F	P_c [=] PSIA	W	VOL. TRASL. S=CI/BI
N ₂	28.01	0.0034	0.00	-232.700	492.30	0.0403	0.0000
CH ₄	16.04	0.0407	0.50	-116.600	667.80	0.0108	-0.1540
C ₂₋₄	44.94	0.1365	0.00	203.330	618.20	0.1490	-0.1355
C ₅₋₆	79.09	0.1103	0.00	416.020	463.40	0.2720	-0.0314
C ₁₂	161.7	0.5446	0.00	698.470	366.70	0.4202	-0.0881
C ₃₄	472.1	0.1622	0.00	1120.100	171.40	0.9990	-0.0336
CO ₂	44.01	0.0025	0.95	87.872	107.00	0.2279	0.2463

Tabla 5. Caracterización del Aceite 4 ⁶⁵

ACEITE 5 (O₅)	Tc (K)	Pc(bar)	ω	PM(g/mol)	s=ci/bi	Xoil	GAS 8 (I₈)	CIBs-CO₂
CO ₂	304,20	4,845	0,2280	44,010	-0,1327	0,062	0,6498	0,00
C ₁	190,60	46,612	0,0080	16,043	-0,3614	0,3427	0,1057	0,12
C ₂	305,40	49,486	0,0980	30,069	-0,2141	0,0521	0,1058	0,15
C ₃	369,80	43,018	0,15200	44,096	-0,1323	0,0369	0,1235	0,15
nC ₄	408,10	36,960	0,17600	58,123	-0,0767	0,0257	0,0152	0,15
nC ₅	460,40	34,291	0,22700	72,150	-0,0351	0,0188	0,0000	0,15
C ₆	507,40	30,081	0,29600	86,177	-0,0021	0,0455	0,0000	0,15
C ₇ -C ₁₂	605,17	31,903	0,4012	125,550	0,0644	0,1656	0,0000	0,15
C ₁₃ -C ₁₈	676,90	22,714	0,6831	209,550	0,1478	0,1003	0,0000	0,15
C ₁₉ -C ₂₆	748,10	19,193	0,9508	304,810	0,2041	0,0746	0,0000	0,15
C ₂₇ -C ₃₇	831,65	17,564	1,2087	432,280	0,2532	0,0465	0,0000	0,15
C ₃₈ -C ₈₅	977,42	17,068	1,3245	669,910	0,3105	0,0293	0,0000	0,15

Tabla 6. Caracterización del Aceite 5 ⁶⁷.

ANEXO 5. VARIABLES DEL ALGORITMO DEL FACTOR DE RECUBRO

i = #Componentes totales
 V_{celda} = Volumen de Celda (1Barril) en $ft^3 = 5.615$
 V_{inj} = Volumen de Inyección de gas (20% V_{celda}) en $ft^3 =$
 P_{sup} = Presión Supuesta de Inyección
 P_{yac} = Presión Yacimiento
 T_{yac} = Temperatura del Yacimiento
 N_{celda} = Número de Celdas = 1000
 $Bach$ = Número de Bach = $1.2/0.2 = 6$
 N = Número de celda (1 hasta N_{celda})
 N_c = Número de componentes totales en contacto: (Unión de oil y gas)
 $x_{i(i,1)}$ = Composición de i en fase líquida, resultantes del algoritmo flash
 $[x_i]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase líquida, resultantes del algoritmo flash
 $y_{i(i,1)}$ = Composición de i en fase vapor, resultantes del algoritmo flash
 $[y_i]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase gaseosa, resultantes del algoritmo flash
 $Z_{i(i,1)}$ = Composición global de i en fase vapor, como dato de entrada al algoritmo flash.
 $[Z_i]$ = Vector de composiciones globales del fluido como dato de entrada al algoritmo flash.
 N_l = # Moles totales de Aceite resultante del algoritmo flash en fase líquida en la celda N .
 N_g = # Moles totales de Aceite resultante del algoritmo flash en fase gaseosa en la celda N .
 Z_l = Factor de compresibilidad del aceite líquido, resultante del algoritmo del factor de compresibilidad.
 Z_g = Factor de compresibilidad del aceite gaseoso, resultante del algoritmo del factor de compresibilidad.
 $Z_{i_oil_i(i,1)}$ = Composición Global de i , en el aceite
 $X_{i_oil_i(i,1)}$ = Composición de i en fase líquida, en el aceite
 $Y_{i_oil_i(i,1)}$ = Composición de i en fase vapor, en el aceite
 $[Z_{i_oil_i}]$ = Vector de Composiciones Globales de i , en el aceite inicial.
 $[X_{i_oil_i}]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase vapor, en aceite inicial..
 $[Y_{i_oil_i}]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase vapor, en el aceite inicial.
 $Z_{i_gas(i,1)}$ = Composición Global de i , en el gas de inyección inicial.
 $Y_{i_gas(i,1)}$ = Composición de i en fase líquida, en el gas de inyección.
 $Y_{i_gas(i,1)}$ = Composición de i en fase vapor, en el gas de inyección.
 $[Z_{i_gas}]$ = Vector de Composiciones Globales de i , en el gas de inyección inicial.
 $[Y_{i_gas}]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase vapor, en el gas de inyección inicial.
 $[X_{i_gas}]$ = Vector de Composiciones de todos los componentes i en fase líquida, en el gas de inyección. Inicial.
 Z_{l_oil} = Factor de compresibilidad del aceite inicial líquido a (T_{yac} , P_{yac}).
 Z_{g_oil} = Factor de compresibilidad del aceite inicial gaseoso (T_{yac} , P_{yac}).
 $F_{Compresibilidad}$ = Function para calculo del Factor de compresibilidad.
 N_{oi} = # Moles totales de Aceite inicial.
 N_{o_l} = # Moles totales de Aceite inicial líquido.
 N_{o_g} = # Moles totales de Aceite inicial gaseoso.
 $Z_{l_oil_amb}$ = Factor de compresibilidad del aceite inicial líquido a (T_{amb} , P_{amb}).
 $Z_{g_oil_amb}$ = Factor de compresibilidad del aceite inicial gaseoso (T_{amb} , P_{amb}).
 V_{oi_am} = Volumen aceite inicial total (T_{amb} , P_{amb}).
 $V_{oi_am_l}$ = Volumen aceite inicial líquido (T_{amb} , P_{amb}).
 $V_{oi_am_g}$ = Volumen aceite inicial gaseoso (T_{amb} , P_{amb}).
 Z_{l_gas} = Factor de compresibilidad del gas de inyección inicial en fase líquida a (T_{yac} , P_{sup}).
 Z_{g_gas} = Factor de compresibilidad del gas de inyección inicial en fase gaseosa a (T_{yac} , P_{sup}).
 N_{inj_l} = # Moles totales de Gas de inyección inicial en fase líquida.
 N_{inj_g} = # Moles totales de Gas de inyección inicial en fase líquida.
 N_{t_inj} = # Moles totales de Gas de Inyección inicial.
 N_t = # Moles totales de Totales en la celda N .

Figura 14. Variables del diagrama de flujo del algoritmo del Factor de Recobro 1

$Y_{inj}(i,1)$ = Composición de i en fase líquida, en el fluido de inyección celda a celda.
 $X_{inj}(i,1)$ = Composición de i en fase líquida, en el fluido de inyección celda a celda.
 $Z_{io_cell}((N_c*(N-1))+i)$ = Composición Global de i , en el aceite residual de la celda N
 $X_{io_cell}((N_c*(N-1))+i)$ = Composición de i en fase líquida, en el aceite residual de la celda N
 $Y_{io_cell}((N_c*(N-1))+i)$ = Composición de i en fase vapor, en el aceite residual de la celda N
 $[X_{io_cell}]$ = Vector de composiciones del aceite residual líquido en todas las celdas
 $[Y_{io_cell}]$ = Vector de composiciones del aceite residual gaseoso en todas las celdas
 $NoI_cells(N,1)$ = # Moles totales del aceite residual en la celda N , en fase líquida, guardadas en un vector $[NoI_cells]$.
 $[NoI_cells]$ = Vector de Moles totales del aceite residual en cada celda N , en fase líquida,
 $Nog_cells(N,1)$ = # Moles totales del aceite residual en la celda N , en fase gaseosa, guardadas en un vector $[Nog_cells]$.
 $[Nog_cells]$ = Vector de composiciones del aceite residual gaseoso en todas las celdas
 $Z_{i_m}(i,1)$ = Composición global de i en el fluido resultante de la mezcla del fluido de inyección y el aceite residual en la celda.
 $[Z_{i_m}]$ = Vector de composiciones globales del fluido resultante de la mezcla del fluido de inyección y el aceite residual en la celda.
 $[X_{i_rec}]$ = Vector de composiciones de todos los componentes i en fase líquida, del aceite resultante después de flash a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda
 $Y_{i_rec}(i,1)$ = Composición de i en fase gaseosa, en el aceite resultante después de flash a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda N .
 $[Y_{i_rec}]$ = Vector de composiciones de todos los componentes i en fase gaseosa, del aceite resultante después de flash a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda
 NI_rec = # Moles totales de Aceite resultante del flash a (T_{amb}, P_{atm}) en fase líquida en la celda N .
 Ng_rec = # Moles totales de Aceite resultante del flash a (T_{amb}, P_{atm}) en fase gaseosa en la celda N .
 $xi_i(i,1)$ = Composición de i en fase líquida, de la celda N , como dato de entrada para el algoritmo de Factor de Compresibilidad (FCompresibilidad)
 $yi_i(i,1)$ = Composición de i en fase líquida, de la celda N , como dato de entrada para el algoritmo de Factor de Compresibilidad (FCompresibilidad)
 $[xi_i]$ = Vector de composiciones en fase líquida, como dato de entrada para el algoritmo de Factor de Compresibilidad (FCompresibilidad)
 $[yi_i]$ = Vector de composiciones en fase gaseosa, como dato de entrada para el algoritmo de Factor de Compresibilidad (FCompresibilidad)
 $[RF]$ = Vector de Factor de recobro con $RF(2,1)=1/(50)^{-2}$, $RF(2,2)=1/(100)^{-2}$, $RF(2,3)=1/(200)^{-2}$, $RF(2,4)=1/(500)^{-2}$, $RF(2,4)=1/(1000)^{-2}$.
 Nog = # Moles residuales en fase gaseosa de la celda N calculadas con EOS.
 VI_corr = Volumen corregido en fase líquida, como dato resultante del algoritmo CorreccionV
 Vg_corr = Volumen corregido en fase gaseosa, como dato resultante del algoritmo CorreccionV
 $RF_{50}, RF_{100}, RF_{200}, RF_{500}, RF_{1000}$ = Factor de recobro, calculados, para las celdas correspondientes.
 $RF(1,1), RF(1,2), RF(1,3), RF(1,4), RF(1,4)$ = Factor de recobro, guardado en el vector $[RF]$
 RF_inf = Factor de recobro eliminando los errores por dispersión, haciendo infinito el numero de celdas.
 ZI_rec = Factor de compresibilidad del aceite líquido, a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda N .
 Zg_rec = Factor de compresibilidad del aceite gaseoso, a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda.
 VI_rec = Volumen de líquido a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda, calculado con EOS.
 VI_recC = Volumen de líquido a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda, corregido.
 $a_{50}, a_{100}, a_{200}, a_{500}, a_{1000}$ = Volumen acumulado de aceite a (T_{amb}, P_{atm}) en la celda N .
 ZI_flash = Factor de compresibilidad del aceite líquido, a (T_{yac}, P_{yac}) en la celda N .
 Zg_flash = Factor de compresibilidad del aceite gaseosa, a (T_{yac}, P_{yac}) en la celda N .
 ZI_inj = Factor de compresibilidad del aceite líquido, a (T_{yac}, P_{yac}) en la celda N , corregido.
 Zg_inj = Factor de compresibilidad del aceite gaseosa, a (T_{yac}, P_{yac}) en la celda N , corregido.
 VI_flash = Volumen del líquido después del flash a (T_{yac}, P_{yac})
 Vg_flash = Volumen del gas después del flash a (T_{yac}, P_{yac})
 VI = Volumen del líquido después del flash a (T_{yac}, P_{yac}) , corregido.
 Vg = Volumen del gas después del flash a (T_{yac}, P_{yac}) , corregido.
 $Vinj_g$ = Volumen de inyección en fase gaseosa, a la siguiente celda.
 $Vinj_l$ = Volumen de inyección en fase líquida, a la siguiente celda.
 $Vcell_g$ = Volumen residual en fase gaseosa, a la siguiente celda N .
 $Vcell_l$ = Volumen residual en fase gaseosa, a la siguiente celda N .
 NoI = # Moles residuales en fase líquida de la celda N calculadas con EOS

Figura 15. Variables del diagrama de flujo del algoritmo del Factor de Recobro 2

ANEXO 6. MANUAL DEL USUARIO

El *MMP Multicell* es una herramienta que permite estimar la mínima presión de miscibilidad requerida en un yacimiento para que se presente desplazamiento miscible en proyectos de recobro mejorado.

Requerimiento Básico

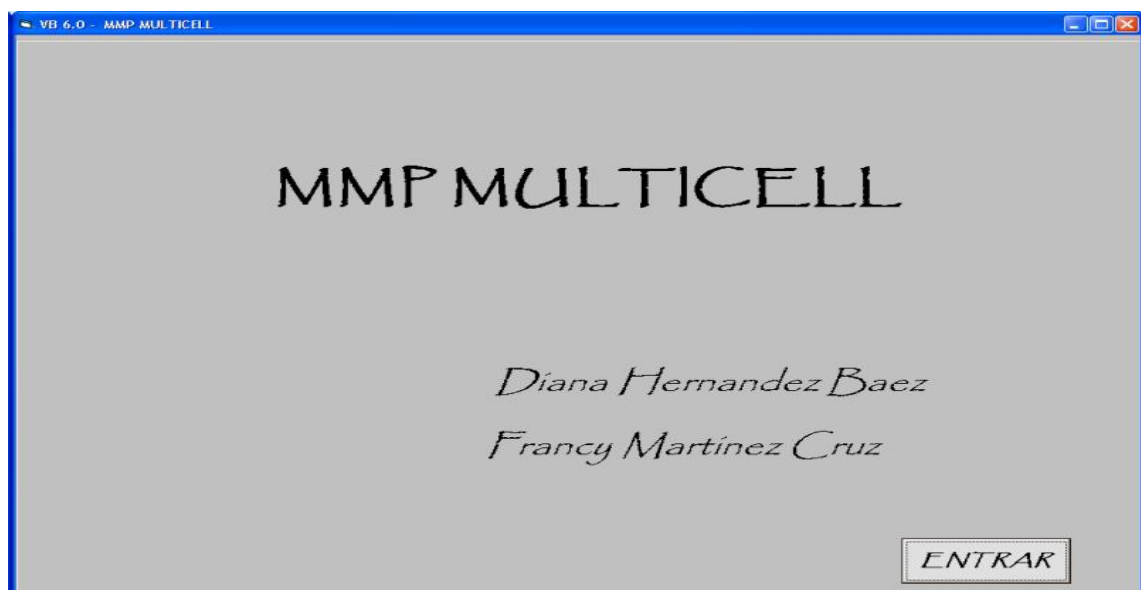
- Computadora Pentium III.
- Tener instalado el programa Microsoft Visual Basic 6.0

Aplicación

El ingreso al software es a través del programa Microsoft Visual Basic 6.0.

Para iniciar la ejecución del software, se debe seleccionar la opción iniciar, y automáticamente se visualizará la página de presentación del Software:

Para iniciar la ejecución del software, se debe seleccionar la opción iniciar, y automáticamente se visualizará la página de presentación del Software:



Para iniciar se debe seleccionar la opción (clic con el Mouse) *ENTRAR*, inmediatamente aparecerá la ventana de llenado de datos:

Numero de Componentes

Temperatura Ambiente [-] K Temperatura de yacimiento [-] K

Presion Ambiente [-] bar

Tipo EOS

1. Peng Robinson

2. SRK

	Comp. Aceite	Comp. Gas	Temp. Critica	Pre. Critica	Factor Comp	Peso Mol.	ParamShift

Coeficientes de Interacción Binaria

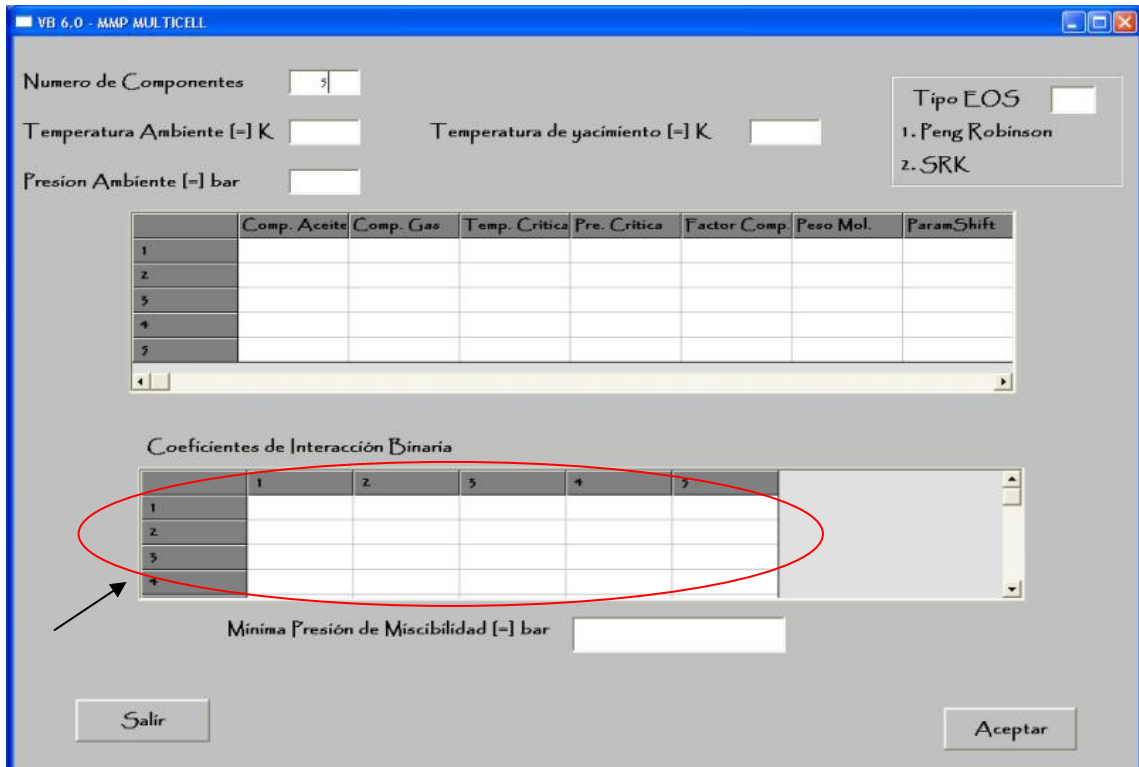
--	--

Minima Presión de Miscibilidad [-] bar

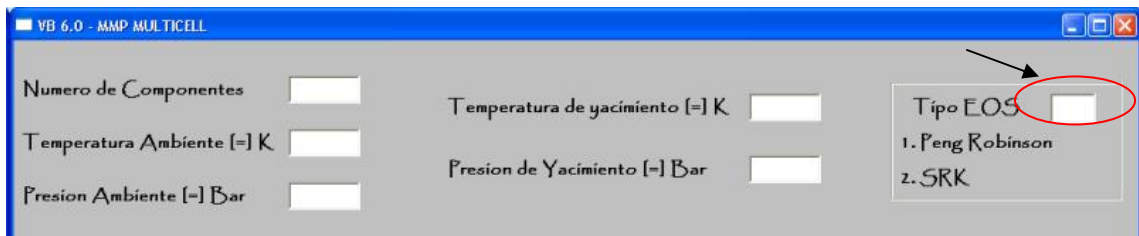
Salir Aceptar

En esta ventana se deben ingresar todos los datos que se piden, en las unidades indicadas, las temperaturas deben estar en Kelvin y las presiones se deben ingresar en bares.

En la parte inferior central se observa una tabla, en esta se deben ingresar los coeficientes de interacción binaria. Al ingresar el número de componentes, automáticamente la tabla se ajustará a la cantidad de casillas necesarias.



En el recuadro ubicado en la parte superior derecha se puede seleccionar el tipo de ecuación de estado con la que se va a realizar la simulación.



Se debe ingresar el número 1 para utilizar Peng-Robinson, si se desea trabajar con la ecuación de Soave-Redlich-Kowng se ingresa en número 2, solamente se aceptan estas dos opciones.

Todas las casillas se deben llenar con datos numéricos, y todas deben contener datos, es decir, las casillas vacías se deben completar con ceros (0), de lo contrario el programa no continuará con su ejecución.

VB 6.0 - MMP MULTICELL

Numero de Componentes Temperatura de yacimiento [=] K

Temperatura Ambiente [=] K Presion de Yacimiento [=] Bar

Presion Ambiente [=] Bar

Tipo EOS

1. Peng Robinson
2. SRK

	Comp. Aceite	Comp. Gas	Temp. Critica	Pre. Critica	Factor Comp	Peso Mol.	Param Shift
	0.3427	0.1057	190.6	46.612	0.008	16.043	-0.36
	0.0531	0.1058	305.4	49.486	0.098	30.069	-0.21
	0.0569	0.1255	369.8	45.018	0.152	44.096	-0.15
	0.0257	0	408.1	56.96	0.176	58.125	-0.06
	0.0188	0	460.4	34.291	0.227	72.15	-0.05

Una vez se hayan ingresado correctamente todos los datos requeridos en esta ventana, se selecciona la opción *Aceptar* para inicializar el cálculo de la mínima presión de miscibilidad. Esta operación tarda algunos minutos, al terminar en el recuadro inferior central aparecerá el valor de la MMP en bares.

Mínima Presión de Miscibilidad [=] bar

Para terminar la ejecución del programa se debe hacer clic en la opción *Salir*.