

34  
24



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO  
MISCIBLE POR CONTACTO MULTIPLE.

DETERMINACION DE LA PRESION  
MINIMA DE MISCIBILIDAD

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el Título de  
INGENIERO PETROLERO  
p r e s e n t a n

JOSE MARIO MORALES DE LA ROSA  
EPRAIN MILLAN HARRISON

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

México, D. F.

Septiembre 1990



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## CONTENIDO

|  |        |
|--|--------|
| INTRODUCCION .....   | ( 2 )  |
| FACTORES PRINCIPALES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE RECUPERACION<br>DE HIDROCARBUROS ..... | ( 5 )  |
| PROCESOS MISCIBLES POR CONTACTO MULTIPLE .....   | ( 16 ) |
| MISCIBILIDAD Y DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES .....   | ( 23 ) |
| PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD Y PROCEDIMIENTOS PARA SU DETER<br>MINACION.....           | ( 29 ) |
| PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL .....   | ( 31 ) |
| PROCEDIMIENTO POR CORRELACIONES .....  | ( 40 ) |
| PROCEDIMIENTO A TRAVES DE UNA ECUACION DE ESTADO .....                                   | ( 74 ) |
| APLICACION DE ALGUNAS CORRELACIONES A DATOS REALES .....                                 | ( 77 ) |
| CONCLUSIONES .....   | ( 82 ) |
| REFERENCIAS .....  | ( 84 ) |
| BIBLIOGRAFIA .....   | ( 88 ) |

## CAPITULO I      INTRODUCCION

En el inicio de la industria del petróleo, los yacimientos únicamente se explotaban hasta que la energía natural de expulsión de los fluidos alcanzaba un nivel de agotamiento tal, que los gastos de producción resultaban antieconómicos, procediéndose al cierre de los pozos y al abandono total del yacimiento. Los factores de recuperación obtenidos en esta fase inicial, en general fueron bajos.

La falta de un empuje natural suficiente en la mayoría de los yacimientos, ha conducido a la necesidad de implementar alguna forma de desplazamiento artificial de los hidrocarburos, mediante la inyección de energía al yacimiento desde la superficie, con el fin de mejorar los factores de recuperación.

En una segunda fase de desarrollo, la recuperación ha sido incrementada principalmente por la inyección de agua y/o gas natural al yacimiento. - Estos procesos se les conoce como Métodos de Recuperación Secundaria.

Debido a que en el mejor de los casos, el factor de recuperación alcanzado en los yacimientos explotados por los métodos convencionales (agotamiento natural e inyección de agua), es del orden del 33%, en las últimas décadas, los esfuerzos de la industria petrolera, han sido orientados a la investigación y desarrollo de procesos para la recuperación del 67% del aceite original restante, como alternativa para aumentar las reservas de hidrocarburos. Lo anterior presenta entre otras ventajas, con respecto a la de descubrir nuevos yacimientos, la de conocer de antemano la localización de los hidrocarburos y la de disponer en el campo de una gran parte de las instalaciones necesarias para la producción de dichos hidrocarburos.

En la literatura se utiliza el término "Recuperación Terciaria" para designar esta última etapa.

Actualmente la concepción tecnológica de la explotación de un yacimiento exige la respuesta, con base en las características geológicas del yacimiento, petrofísicas del medio poroso, termodinámica de los fluidos y del análisis económico, a preguntas tales como:

- 1) Número de pozos a perforar y espaciamiento óptimo entre ellos.
- 2) Tiempo óptimo de explotación del yacimiento por agotamiento natural.
- 3) Proceso o procesos de recuperación y tiempo óptimo de aplicación, por el cual o los cuales se continuará la explotación del yacimiento, tal que proporcione el máximo incremento del factor de recuperación con la máxima ganancia económica.

La respuesta a tales preguntas requiere, sin embargo, de disponer de una cierta cantidad de información referente a las características del yacimiento y de producción, para el análisis detallado de las diferentes alternativas; aunque por otro lado, a medida que el período de tiempo de la fase de recuperación primaria se alargue, la oportunidad de éxito de la fase de recuperación secundaria se reduce.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, los términos secundarios y terciarios describen el orden cronológico en el cual los métodos se aplican, más que las características del proceso. Con el fin de evitar confusiones, se sugiere usar una terminología más explícita, que se propone a continuación.

Producción Natural o Recuperación Primaria; es la producción de aceite y gas obtenida por medio de la energía propia del yacimiento, y es debida a la existencia de una presión más alta en el poro de la roca que la del fondo del pozo.

Cualquier otra producción adicional resultante de la introducción de energía dentro del yacimiento, se denomina Recuperación Mejorada. (3).

La energía que se proporciona generalmente es en forma mecánica, por la inyección de un fluido el cual desplaza el existente en el medio poroso en un proceso casi isotérmico.

Otros procesos, como los de recuperación térmica, el fluido inyectado es capaz de proporcionar directa o indirectamente energía térmica al yacimiento.

## CAPITULO II

### FACTORES PRINCIPALES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS.

Con el fin de establecer con claridad las razones por las que en el medio poroso se quedan volúmenes importantes de hidrocarburos, como saturación residual, a continuación se revisan los principales factores responsables de las bajas eficiencias de recuperación.

- 1) Características del Yacimiento.
  - a) Profundidad de la Formación.
  - b) Echado de la Formación.
  - c) Homogeneidad.
    - c.1) Yacimientos Estratificados.
    - c.2) Yacimientos con Heterogeneidades Aleatorias.
  - d) Temperatura del Yacimiento.
- 2) Propiedades de Interacción Roca-Fluido.
- 3) Características de los fluidos del Yacimiento y del fluido desplazante.
- 4) Eficiencia de Desplazamiento.

#### 1) CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.

- a) Profundidad de la Formación: Desde el punto de vista técnico, la profundidad del yacimiento determina las presiones máximas a las que los fluidos podrán ser inyectados, sin alcanzar la presión de fracturamiento de la formación. Así también, dado que a mayores profundidades, la temperatura del subsuelo se incrementa, yacimientos muy profundos no podrán ser considerados candidatos a ciertos procesos de desplazamiento que involucren la inyección de sustan-

cias químicas que se degradan a temperaturas altas. Así como yacimientos muy someros, no son prospectos a ser explotados por la inyección de gases a altas presiones, sin que se rebase la presión de fracturamiento de la formación.

- b) Echado de la Formación: Cuando el agua desplaza al aceite echado arriba, se obtiene un comportamiento más eficiente con bajos gastos, ya que esto permite actuar favorablemente a las fuerzas de la gravedad. Cuando el aceite es desplazado echado abajo, debido a que hay una tendencia del agua a filtrarse a través del aceite por efecto de la gravedad, a gastos más elevados se logra una mejor eficiencia. A medida que aumenta la inclinación de la formación productora, mejora el comportamiento de la inyección de agua si el aceite se desplaza echado arriba, e inversamente si el desplazamiento es a favor de la gravedad.

Una manera más clara de observar el efecto del echado de la formación sobre el flujo de fluidos, es a través del análisis de la ecuación de flujo fraccional. EC. (II.1)<sup>(1)</sup>.

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_{ro}}{Vt \mu_o} \left[ \frac{\partial P_c}{\partial L} - \rho \Delta z \text{ Sen } \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_o}{K_w}} \quad (II.1)$$

En esta ecuación ( $\alpha$ ) es el ángulo del echado de la formación con respecto a la horizontal. Si el ángulo ( $\alpha$ ) es cero o muy pequeño, tal que  $\text{sen } \alpha = 0$ , el flujo será horizontal y la ecuación anterior se reduce a la EC. (II.2)

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_{ro}}{Vt \mu_o} \left( \frac{\partial P_c}{\partial L} \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_o}{K_w}} \quad \dots \dots \dots (II.2).$$



La comparación de las ecuaciones (II.1) y (II.2) muestran que para cualquier nivel de saturación de agua en el frente de desplazamiento, corresponde un valor de  $f_w$  mayor para el caso de flujo horizontal, ya que:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_{ro}}{Vt} \left( \frac{\partial Pc}{\partial L} \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}} > \frac{1 + \frac{K_{ro}}{Vt} \left( \frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \text{ Sen } \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_o}{k_w}}$$

Esta comparación en forma gráfica se muestra en la Figura(II.1). Como se puede observar, para cualquier valor de saturación del fluido desplazante en el medio poroso, el valor del flujo fraccional de este fluido es siempre más alto para los casos de menor echado; es decir, el valor límite del flujo fraccional del fluido desplazante se alcanza aún cuando todavía existe alta saturación de hidrocarburo en los poros de la roca.

c) Homogeneidad.

c.1) Yacimientos Estratificados.

Muchos yacimientos están constituidos por varias capas no comunicadas entre sí, que contienen el mismo fluido, y generalmente de propiedades petrofísicas y geológicas diferentes cada una.

Si por simplicidad consideramos que las capas son idénticas, excepto en permeabilidad y en espesor, al ser desplazadas por la inyección de un fluido no miscible, en cada una se forma un frente de desplazamiento, los cuales avanzan con velocidades proporcionales a  $K_i$ , es decir, en las capas de mayor permeabilidad el fluido inyectado alcanza primero los pozos productores, mientras que las capas menos permeables han sido a este tiempo sólo parcialmente barridas.

Para resolver este problema, se ha practicado la inyección selectiva, bloqueando parcial o totalmente la entrada de los fluidos de inyección en las capas más permeables, para lograr así el desplazamiento de los fluidos de las zonas de baja permeabilidad.

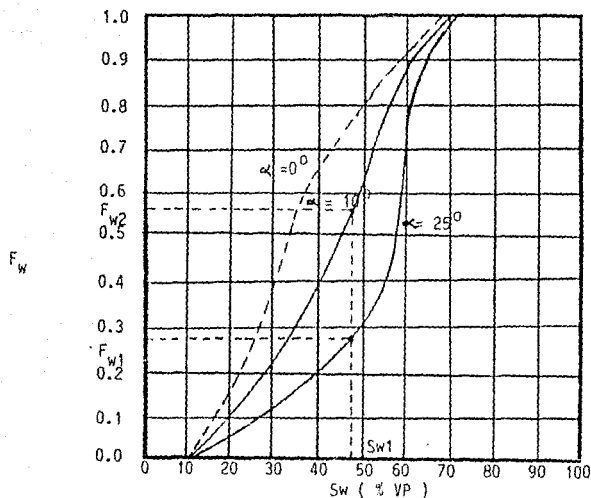


FIGURA II.1 EFECTO DEL ECHADO DE LA FORMACION SOBRE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL.<sup>1</sup>

### c.2) Yacimientos con Heterogeneidades Aleatorias.

Las heterogeneidades que se presentan en un yacimiento se deben principalmente a las variaciones areales y verticales de la litología propiedades petrofísicas, así como a la presencia de fracturas, intercalaciones arcillosas, fallas, etc.

Cuando se lleva a cabo un proyecto de inyección de agua, el resultado obtenido no siempre concuerda con la predicción efectuada, debido a - que por las heterogeneidades presentes, sólo una parte del yacimiento es conectado por el agua de inyección. ( 1 ).

d) Temperatura del Yacimiento.

La temperatura depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local. Su determinación es de principal importancia, ya que éste es un parámetro que resulta crítico para los procesos de recuperación mejorada que utilizan sustancias químicas para desplazar los hidrocarburos del medio poroso.

2) PROPIEDADES DE INTERACION ROCA-FLUIDO.

La distribución y movilidad de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos son fuertemente dependientes de la mojabilidad de la roca, - de la tensión interfacial entre los fluidos, de la geometría y distribución del tamaño de los poros y de la presión capilar; por lo que resulta de primordial importancia, conocer el valor de estas propiedades como, parte integrante del proceso de evaluación de los mecanismos de desplazamiento de los fluidos.

Mientras que el valor de la tensión interfacial entre dos fluidos en contacto indica el grado de no miscibilidad entre ellos, la mojabilidad define la tendencia de un fluido a adherirse o extenderse sobre la superficie de un sólido, desplazando el fluido inicialmente en contacto con la roca, de tal manera que una roca es mojada por agua, si hay una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y a ponerse en contacto con la mayor parte de la superficie de las paredes de los poros, dejando los espacios más amplios para la fase no mojanter. quedando esta última en mejores condiciones para ser desplazada del medio poroso. En el caso que sea el aceite la fase que moje con mayor preferencia la roca, se da el proceso inverso, es decir, el agua queda en condiciones de mayor movilidad.

En un sistema preferentemente mojado por agua, el aceite se recupera con una relación agua-aceite más baja y consecuentemente, con un volumen de agua inyectada menor que en el sistema mojado por aceite, es decir, el desplazamiento de un fluido que moja la roca por un fluido no mojanter es menos eficiente que el desplazamiento de un fluido que no moja la roca por un fluido mojanter.

La tensión interfacial de dos fluidos no miscibles y la preferencia de -  
mojabilidad de uno de ellos a la roca que saturan, da lugar a que en la  
interfase el fluido no mojante se encuentre a mayor presión que el flui-  
do mojante, diferencia que se conoce como presión capilar.

En una roca preferentemente mojada por agua, las fuerzas capilares hacen  
que el agua inyectada se imbibra en los poros más pequeños o en los len-  
tes o extractos menos permeables dentro del yacimiento.

En rocas preferentemente mojadas por aceite, las fuerzas capilares agua-  
aceite tienden a repeler el agua de los poros más pequeños por imbibición  
del aceite.

### 3) PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO Y DEL FLUIDO DESPLAZANTE.

La propiedad más importante de los fluidos que afecta la movilidad -  
del desplazamiento, es la relación de viscosidades del fluido despla-  
zante con respecto al fluido desplazado. De acuerdo con la ecuación -  
de flujo fraccional, EC. (II.1), se obtiene una menor eficiencia de -  
desplazamiento conforme se incrementa la viscosidad del fluido despla-  
zado, es decir, hay una recuperación menor de éste a cualquier valor  
de flujo fraccional, por lo que se requiere inyectar un volumen mayor  
de fluido desplazante para alcanzar una recuperación dada. En la Figu-  
ra (II.2) se muestra en forma gráfica el efecto de la viscosidad del -  
aceite sobre el flujo fraccional.

Con el propósito de estudiar el efecto de la viscosidad de los flui-  
dos sobre la eficiencia de desplazamiento, se define el concepto de -  
movilidad y relación de movilidades, como sigue:

La movilidad de un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva  
de la roca dividida por la viscosidad, ambos referidos al mismo flui-  
do. Así la movilidad del agua es  $K_d / \mu_w$  y la movilidad del aceite -  
 $K_o / \mu_o$ , por lo que la relación de movilidades queda definida como:

$$M = \frac{K_d \mu_o}{\mu_d k_o} \dots\dots\dots ( II.3 )$$

Donde el término d, denota el fluido desplazante.

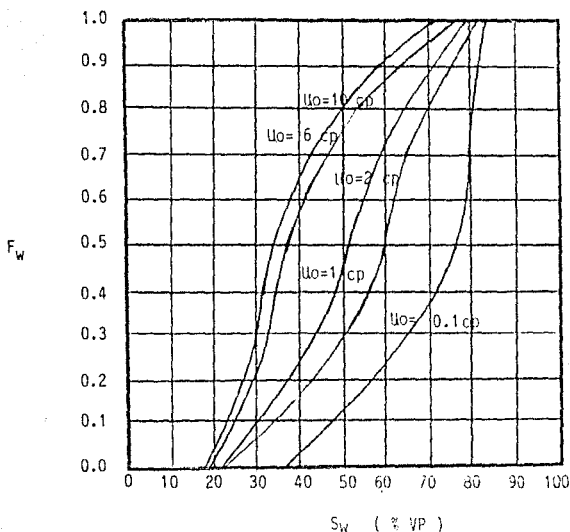


FIGURA II. 2 GRAFICA DE FLUJO FRACCIONAL CONTRA SATURACION DE AGUA.<sup>1</sup>

Existen dos maneras de modificar el valor de  $M$  favorablemente, disminuyendo la viscosidad del fluido desplazado, o bien, aumentando la viscosidad del desplazante, con lo cual el valor de  $M$  tenderá a la unidad.

#### 4) EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.

Para medir la eficiencia de desplazamiento de un fluido por la inyección de otro en un yacimiento, se hace mediante la evaluación de los siguientes factores:

- a) Eficiencia Areal.
- b) Eficiencia Volumétrica.

c) Eficiencia de Desplazamiento.

- a) EFICIENCIA AREAL: En proyectos de inyección de agua, el agua se inyecta en algunos pozos, mientras que el aceite desplazado se produce en otros, desde el punto de vista areal, la inyección y la producción ocurren en puntos diferentes. En los arreglos simétricos de pozos, la línea de flujo más corta entre dos pozos es la línea recta que conecta el pozo inyector con un productor y por lo tanto, el gradiente a lo largo de esta línea es el máximo.

Así, el agua inyectada que se mueve a lo largo de la línea de flujo más corta, alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo. Por lo que en el momento de la surgencia del agua, solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es contactada por el agua. A esta fracción de área se define como la eficiencia del área barrida, Figura (II.3a)

Los efectos de la movilidad sobre la eficiencia de barrido areal, se han estudiado mediante el uso de modelos, considerando diferentes arreglos de inyección. La Figura (II.4), muestra los resultados de estos estudios para el arreglo de cinco pozos. Las curvas indican la fracción del yacimiento que será barrida por el agua al tiempo de la irrupción, y el efecto al incrementarse el valor de  $M$  para diferentes valores de flujo fraccional del fluido desplazante.

A valores grandes de la relación de movilidades, el fluido inyectado tiende a moverse a través del aceite del yacimiento, por lo que se obtienen bajas eficiencias de barrido areal. (1)

- b) EFICIENCIA VOLUMETRICA: Es el volumen de poros que son contactados por el fluido desplazante, dividido entre el volumen total de poros del arreglo o porción de interés del yacimiento, esto se muestra en la Figura (II.3b) mediante un corte transversal de un pozo inyector - A y un pozo productor B. El fluido desplazante inyectado en A, al -

tiempo de alcanzar el pozo productor B, no todo el volumen del arreglo ha sido barrido. La eficiencia volumétrica puede aproximarse al 100% en yacimientos de arenas limpias y homogéneas, pero en general toma valores del 75% al 90%.

La determinación de este valor es muy difícil y en algunos casos es sólo una aproximación, pero una vez que el yacimiento ha sido barrido la eficiencia puede ser determinada con mayor exactitud.

Una mejor eficiencia volumétrica puede ser alcanzada, cuando un mayor conocimiento de las características geológicas y petrofísicas de la roca se tenga, ya que de esta manera es posible hacer un mejor diseño de los arreglos de los pozos inyectoros.

c) EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: Considerando una vista microscópica de un núcleo, tomando de la parte del yacimiento que ha sido barrido por el fluido desplazante, Figura (II.3c) se puede observar que aún ha quedado hidrocarburo atrapado en la garganta de los poros más pequeños y en los intersticios porosos poco comunicados con el resto, estableciéndose, así trayectorias preferenciales de flujo del fluido desplazante.

El atrapamiento del aceite residual se debe principalmente a las fuerzas capilares que se generan en la interfase del fluido desplazante y el aceite.

La eficiencia de desplazamiento se puede definir como el cociente del volumen de hidrocarburo desplazado, entre el volumen de hidrocarburo existente en esos mismos poros antes de efectuarse el desplazamiento.

Después de alcanzado el equilibrio en las trayectorias de flujo, al inyectarse más fluido desplazante no se incrementa la recuperación del aceite, a menos que se disminuyan las fuerzas capilares del sistema, por medio de la inyección de un fluido que desplace misci

blemente los hidrocarburos residuales, este es el objetivo de la mayoría de los procesos miscibles, entre los que destacan los denominados miscibles, por contacto múltiple.

Las fuerzas interfaciales favorecen el desplazamiento de los fluidos contenidos en los conductos más pequeños; al imbibirse el fluido desplazante, pero el efecto total resultante de la acción de estas fuerzas, es una reducción de la cantidad de aceite recuperado.

Si la tensión superficial que existe en la interfase fuera reducida, el aceite podría ser desplazado con mayor eficiencia, si llegara a ser eliminada, se obtendría teóricamente un desplazamiento del 100%. Esta es precisamente la ventaja del desplazamiento miscible, puesto que al no existir una interfase entre los fluidos en contacto no existen fuerzas que causen el entrapamiento del aceite.

En la práctica, debido a las relaciones de movilidad desfavorables, heterogeneidades del yacimiento, etc., la recuperación no alcanza valores del 100%, pero en condiciones favorables se mejora sustancialmente con respecto a las de un proceso inmisible.

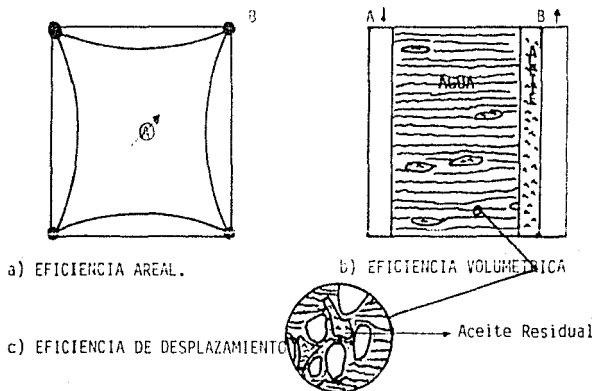


FIGURA 11.3 EFICIENCIA DE RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO CON AGUA.



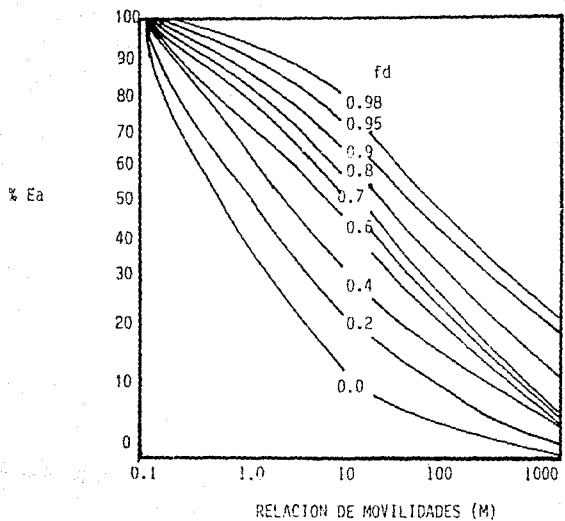


FIGURA II.4. EFICIENCIA AREAL EN FUNCION DE LA RELACION DE MOVILIDADES.

## CAPITULO III

### PROCESOS MISCIBLES POR CONTACTO MULTIPLE

Antes de entrar a definir el concepto de miscibilidad por contactos múltiples para sistemas multicomponentes, es conveniente tratar primero algunos aspectos termodinámicos relacionados con el comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos.

#### EQUILIBRIO TERMODINAMICO.

Se dice que un sistema ha alcanzado un estado de equilibrio verdadero - cuando éste puede obtenerse en cualquier dirección, o bien, cuando el contenido de energía libre del sistema se encuentra en un mínimo para el conjunto de variables dado. Para sistemas en equilibrio la regla de fases de Gibbs establece que el número de variables,  $F$ , cuyo valor debe especificarse arbitrariamente antes de que el estado del sistema quede caracterizado sin ambigüedad, es dado por la siguiente expresión (6) :

$$F = C - P + 2 \quad (\text{III.1})$$

Donde:  $F$  = Número de variable cuyo valor debe especificarse arbitrariamente (grados de libertad).

$C$  = Número de componentes.

$P$  = Número de fases

De acuerdo a esta expresión, para una mezcla de hidrocarburos de  $n$ -componentes en dos fases en equilibrio a una presión y temperatura fija,  $F = n - 2$ , es decir, se requiere especificar la concentración de  $n-2$  componentes para definir el sistema. Para los fluidos de interés,  $n$  alcanza valores de varios cientos, lo cual podría ser prácticamente imposible de obtener y muy complejo de representar en forma gráfica.

Un método aproximado para analizar estos sistemas es considerarlos como

formados por tres grupos de componentes, estos grupos son:

Componentes volátiles (nitrógeno, metano), compuestos de volatilidad intermedia (etano a hexano), y componentes más pesados que el hexano.

Aunque esta forma de representar la composición no es totalmente rigurosa tiene la ventaja de poderse usar para estudiar el comportamiento de fase de sistemas multicomponentes y representarlos en gráficas en dos dimensiones, mediante el uso de diagramas ternarios.

A continuación se comentan las principales propiedades de los diagramas ternarios.

Existen diversos esquemas para representar bidimensionalmente mezclas en equilibrio. De ellos el método del triángulo equilátero sugerido por Stokes y Roozeboom<sup>(6)</sup> es el más general. En este método las concentraciones de los tres componentes a una presión y temperatura dados se grafican sobre un triángulo equilátero como se muestra en la Figura (III.1). Así, cada vértice del triángulo, A, B, y C, se toma como el punto de referencia en un 100% del componente correspondiente.

Para obtener otros porcentajes se dividen los lados AB y AC en diez partes iguales y se dibujan líneas paralelas a cada lado.

Cada una de ellas representa un porcentaje de A que varía desde cero sobre la línea BC a 100% de A y de la misma forma los otros lados. Para graficar un punto cualquiera sobre el diagrama tal como el D, que tiene un 30% de A, 20% de B y 50% de C, se localiza primero la línea de 30% de A, esto es, ab; luego la de 20% de B, es decir, cd. La intersección de las rectas nos da el punto buscado. Este debe quedar también sobre la línea de 50% de C, o ef, y este hecho se utiliza para comprobar la exactitud de la localización.

Las rectas AB, BC y CA dan las relaciones de concentración de los sistemas binarios A-B, B-C y C-A, respectivamente, y cualquier punto sobre -

estas líneas se refiere sólo a estos sistemas binarios, cualquier mezcla compuesta de A, B y C debe quedar dentro del diagrama, similarmente todas las mezclas formadas por los componentes D y E estarán sobre DE, Las preparadas combinando cualquier proporción de E y F, sobre EF.

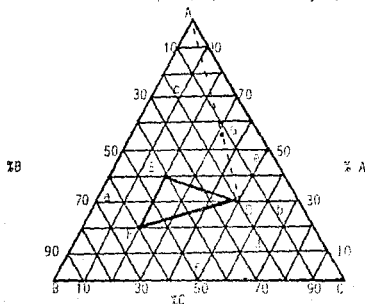


FIGURA III.1 REPRESENTACION GRAFICA DE SISTEMAS DE TRES COMPONENTES

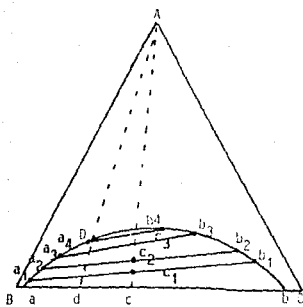


FIGURA III.2 TRES LIQUIDOS CON UN PAR PARCIALMENTE MISCIBLE

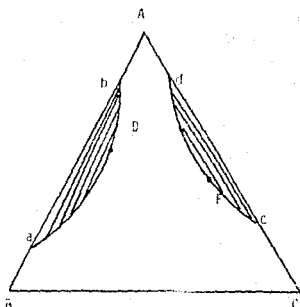


FIGURA III.3 LIQUIDOS PARCIALMENTE MISCIBLE.

Y las compuestas de F y D sobre FD; y todas las composiciones posibles - que pudieran prepararse de D, E y F que darán dentro del triángulo menor DEF. Si el punto G queda sobre la recta que une a D y A, entonces D debe encontrarse sobre una extensión de la recta que pasa por los puntos G y A enlazándolas.

Cualquier mezcla tal como G, compuesta de A y D, contendrá a éstas en - las proporciones en peso DG:AG.

Aunque son posibles muchas categorías de sistemas de tres componentes, - aquí se revisan únicamente los sistemas de tres componentes líquidos que presentan miscibilidad parcial y los sistemas formados de dos componentes sólidos y un líquido. Las mezclas de tres líquidos que presentan miscibilidad parcial se clasifican como:

Tipo I : Formación de un par de líquidos parcialmente miscibles.

Tipo II : Formación de dos pares de líquidos parcialmente miscibles.

Tipo III : Formación de tres pares de líquidos parcialmente miscibles.

#### TIPO I : UN PAR DE LIQUIDOS MISCIBLES PARCIALMENTE.

Considerando un par de líquidos, B y C, que son parcialmente solubles - entre sí a una temperatura dada, al mezclarse de forma que exceda el límite de solubilidad mutua, se obtendrá una capa compuesta de una solución de B en C y otra capa de C en B. Suponiendo que agregamos a esta - mezcla un tercer líquido A, que es miscible en ambos, entonces A se distribuirá entre las dos capas y se creará una mayor miscibilidad de B y C. Este incremento depende de la cantidad adicional y de las cantidades de B y C presentes. Si A es suficiente puede resultar una solución única.

Los cambios de miscibilidad producidos por adiciones progresivas de A a la mezcla BC puede verse en el diagrama de la Figura (iii.2). Los puntos a y b designan la composición de las dos capas líquidas que resultan de la mezcla de B y C en alguna proporción tal como c, mientras que la línea Ac muestra la manera de como la composición cambia por adición de - A.

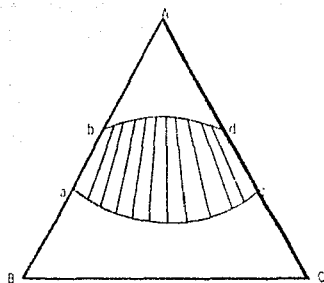


FIGURA III.4 LIQUIDOS PARCIALMENTE MISCIBLES CON CURVAS BINODALES QUE INTERSECTAN.

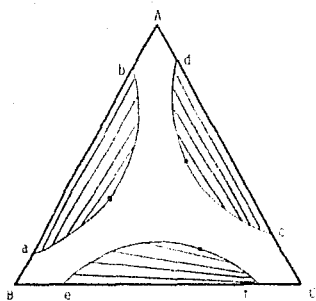


FIGURA III.5 LIQUIDOS PARCIALMENTE MISCIBLES CON TRES CURVAS BINODALES.

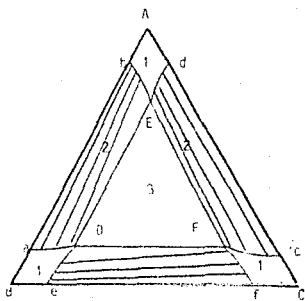


FIGURA III.6 INTERSECCION DE TRES CURVAS BINODALES.

Quando A es suficiente para cambiar de  $c$  a  $c_1$  la composición de las dos capas se desplazan de  $a$ ,  $b$  a  $a_1$ ,  $b_1$ . Similarmente para concentraciones mayores de A. En el punto  $b_4$  se ha agregado suficiente cantidad de A para formar una sola capa de una composición única.

La línea que une  $a$  a  $b_4$  y  $a$  a  $a_4$  muestran la capa más rica en B y en el punto de completa miscibilidad es idéntica a  $a_4$ , por lo cual la miscibilidad total no se logra por coalescencia de las dos capas en una sola, sino por desaparición de la más rica en B, esto tiene lugar únicamente en el punto D del diagrama, aquí las dos composiciones son idénticas y se denomina "Punto Crítico Isotérmico" del sistema y se puede obtener sólo agregando A a la mezcla única de B y C, esto es, d.

#### TIPO II. DOS PARES DE LIQUIDOS PARCIALMENTE MISCIBLES.

Un sistema compuesto de tres líquidos tales que A y B, y A y C son parcialmente miscibles, mientras que B y C lo son totalmente, como se observa en la Figura (II.3). La curva  $aDb$  da el intervalo de composiciones en la que la mezcla A y B conteniendo C son parcialmente miscibles. La curva  $cDd$  da el área dentro de la cual C y A conteniendo B se separan en dos capas. Fuera de estas áreas los tres componentes son completamente miscibles.

Algunos sistemas presentan este tipo de diagrama a temperaturas elevadas, a otros inferiores, cuando la miscibilidad decrece las dos curvas se pueden interceptar para formar la banda típica de la Figura (III.4). Aquí el área de la miscibilidad parcial  $abdc$  se extiende en toda la amplitud del diagrama, donde  $bd$  representa la composición de una capa, y  $ac$  la de la otra capa.

#### TIPO III. TRES PARES DE LIQUIDOS PARCIALMENTE MISCIBLES.

Quando los tres líquidos son parcialmente solubles entre sí, se producen tres curvas, como se indica en la Figura (III.5), con tal que la temperatura sea suficientemente elevada para prevenir intersecciones. Aquí de nuevo las áreas sombreadas indican regiones líquidas bifásicas, mientras que en el área externa sólo existe una fase presente. Sin embargo, cuando

do se intersectan las curvas, lo que puede suceder a bajas temperaturas, el diagrama toma la apariencia de la Figura (III.6). Aquí en las áreas - designadas por el número 1 sólo existe una fase, mientras que en las señaladas por el número 2 coexisten dos fases líquidas con las concentraciones en equilibrio. El área señalada por el número 3 está constituida por tres fases líquidas en equilibrio. De acuerdo a la regla de fases, - para tres componentes en 3 fases, a presión y temperaturas constantes, - la composición de las tres capas resultan fijas e independientes de la - composición global en tanto ésta queda dentro de dicha área. Estas compo - siciones constantes para las tres capas líquidas en equilibrio están da - das por los puntos D, E y F.



## MISCIBILIDAD Y DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

Para entender el proceso de desplazamiento miscible es necesario dar la definición de miscibilidad y de solubilidad. La miscibilidad es la condición física entre dos o más fluidos que al mezclarse en cualquier proporción forman una sola fase homogénea. Si la mezcla de dos ó más fluidos forman dos ó más interfases que indican la presencia de regiones distintas, se dice entonces que son inmiscibles. ( 2 ).

La solubilidad, es la habilidad que tiene una sustancia (disolvente) de disolver a otra (solute) hasta alcanzar el punto de saturación, después del cual las sustancias no son solubles entre sí, presentándose una precipitación de la sustancia llamada soluto, en tal caso se dice que la mezcla está sobresaturada. Para incrementar la solubilidad es necesario un cambio de las condiciones iniciales, como por ejemplo, el incremento de la temperatura. ( 4 ).

Cuando se tienen en contacto fluidos inmiscibles en un medio poroso, se generará una tensión interfacial que da lugar a la presencia de fuerzas capilares en las interfases de los fluidos que llenan los poros, lo que impide el completo desplazamiento de una de las fases por la otra, razón por la que un volumen importante de hidrocarburos permanecerá en el medio poroso como saturación residual cuando es desplazado por un fluido no miscible.

En un desplazamiento de fluidos tipo miscible, las fuerzas debidas a la tensión interfacial entre el fluido desplazante y desplazado tienden a cero, lo cual implica que en las regiones barridas por el fluido desplazante, la eficiencia de desplazamiento alcanza valores del 100%.

Un proceso de desplazamiento miscible puede generarse en forma directa, cuando los fluidos son totalmente miscibles al primer contacto. También es posible generar un proceso tipo miscible aún cuando los fluidos en contacto son inicialmente inmiscibles, pero que bajo ciertas condicio-

nes de presión, temperatura y después de un número dado de contactos entre ambos fluidos, son capaces de intercambiar la suficiente cantidad de componentes intermedios, tal que resulten miscibles; este tipo de miscibilidad se denomina por contacto múltiple.

Dependiendo de la dirección en que se efectúe la transferencia de los componentes hidrocarburos, se puede definir dos tipos de miscibilidad por contacto múltiple:

#### a) MISCIBILIDAD POR CONDENSACION.

En los casos en que el aceite del yacimiento es pobre en el contenido de componentes intermedios, el gas de inyección requiere tener una riqueza mínima en estos componentes, para que el proceso resulte miscible para alguna presión de desplazamiento práctica. Es decir, cuando los componentes intermedios del gas se condensan en el aceite del yacimiento, en una cantidad suficiente para generar un frente de desplazamiento miscible. (7,9,10).

Para fines de explicar la formación del frente de miscibilidad mediante el mecanismo de condensación, se usa el diagrama ternario de fases mostrado en la Figura (11.7).

Al ponerse en contacto el gas de inyección de composición B con el aceite original de composición L, forma una mezcla de composición  $M_1$ , constituida por dos fases en equilibrio, una fase líquida de composición  $L_1$  y una fase gaseosa de composición  $G_1$ . Debido a la diferencia de movilidades, la fase gaseosa se mueve más rápidamente que la fase líquida, adelantándose de tal manera que el nuevo gas inyectado se pone en contacto con el fluido de composición  $L_1$  en el frente de desplazamiento; enriqueciéndolo de componentes intermedios, lo que da lugar a una nueva mezcla de composición  $M_2$ , constituida por dos fases en equilibrio; una fase líquida de composición  $L_2$ , la cual es más rica que  $L_1$ , y una fase gaseosa de composición  $G_2$ , esta última fase nue

vamente se desplazará más rápidamente contactando aceite de la formación que se encuentra adelante. Al continuar el proceso, llegará el momento - en que la composición del líquido sea idéntica a la del gas de inyección en el frente de desplazamiento, obteniéndose una miscibilidad total, representado por el punto PC en la Figura (III.7)

Este mecanismo de generación de miscibilidad se conoce como condensación de gas o proceso de gas enriquecido. El mecanismo de contactos múltiples crea una zona de transición definida por los puntos  $L_1, L_2, L_3$  y PC, que representa la curva de burbujeo y otra de  $G_1$  a PC que representa la curva de rocío, donde el desplazamiento se efectuó en flujo bifásico.

Si se inyectará gas con un contenido menor de componentes intermedios, a los de B el aceite del yacimiento podría no ser enriquecido lo suficiente para alcanzar el punto PC. Es decir si el gas de composición C fuera inyectado, la transferencia de componentes intermedios se varía suspendido antes de alcanzar el punto PC. En este caso para que el proceso fue miscible, se requiere que la composición del aceite original del yacimiento se localice a la derecha de la línea tangente al punto PC, o que el desplazamiento se efectue a una presión más alta.

#### b) MISCIBILIDAD POR VAPORIZACION.

Este es un proceso donde la miscibilidad entre los fluidos desplazado y desplazante se crea in-situ, por la transferencia de componentes hidrocarburos de peso intermedio, en este caso, del aceite del yacimiento al gas inyectado. El gas de inyección puede ser gas natural o gases no hidrocarburos, como  $N_2$ ,  $CO_2$  o mezclas de ellos.

El desarrollo de la miscibilidad por contacto múltiple por el proceso de vaporización, (7,9,10), es función de tres parámetros principales; contenido de componentes hidrocarburos intermedios en el aceite, características del gas desplazante y presión de inyección. Esta última depende a su vez de las dos anteriores y de la temperatura del yacimiento.

Una ayuda útil para explicar el mecanismo microscópico del proceso, es - hacer uso de un diagrama pseudoternario, como el mostrado en la Figura - (III.8).

El gas, inyectado de composición  $G$ , se pone en contacto con el aceite del yacimiento de composición  $A$ , en la vecindad del pozo inyector, resultando de este primer contacto la mezcla de composición  $M_1$ , la cual está constituida de una fase líquida de composición  $L_1$  y de una fase gaseosa de composición  $G_1$ , esta última es más rica en componentes hidrocarburos intermedios que  $G$ .  $G_1$  por ser más móvil que  $L_1$ , se moverá hacia adelante contactando aceite de composición original  $A$ , mezclándose con él, - para formar la mezcla de composición  $M_2$ , la cual está compuesta de las fases gaseosa y líquida,  $G_2$  y  $L_2$ , respectivamente.

Como puede observarse,  $G_2$  es más rica en componentes hidrocarburos intermedios que  $G_1$ . El proceso se repite, al adelantarse  $G_2$ , dejando - atrás aceite residual de composición  $L_2$ . Si la presión de inyección es - la adecuada, en el enésimo contacto, el gas desplazante se habrá enriquecido lo necesario para indicar el desplazamiento del aceite del yacimiento en forma miscible, como lo indica la línea de unión tangente en el - punto de composición crítica P.C.

El proceso de gas a alta presión es continuo, formándose en el yacimiento un gradiente composicional que varía de la composición del aceite del yacimiento a la del gas de inyección.

Cualquier aceite de yacimiento con composición localizada a la izquierda de la línea tangente a la envolvente de fases en el punto crítico, - como el aceite de composición  $B$ , no proporcionará el enriquecimiento suficiente al gas de inyección para que éste lo desplace en forma miscible, a menos que la presión de desplazamiento fuera incrementada lo necesario para reducir la región de dos fases, a un grado tal que la línea tangente al punto crítico se localice a la izquierda de la composición del aceite.

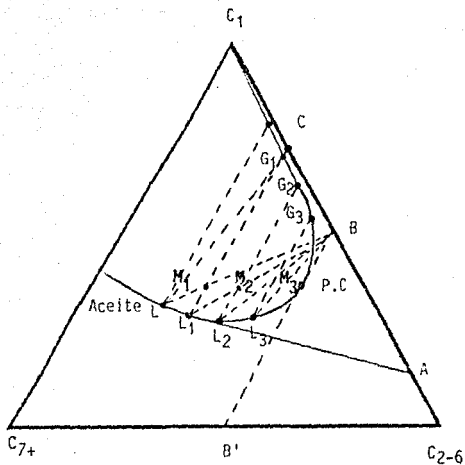


FIGURA III.7 MISCIBILIDAD POR CONDENSACION DE GAS.

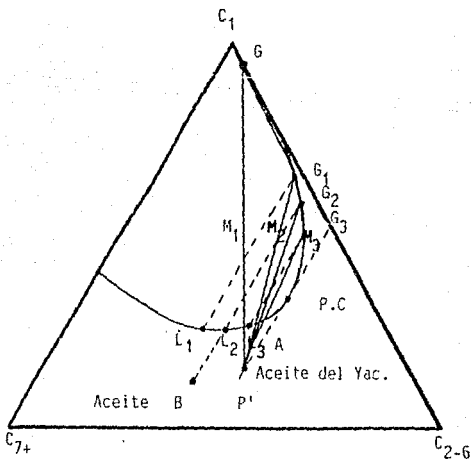


FIGURA III.8 MISCIBILIDAD POR VAPORIZACION DE GAS

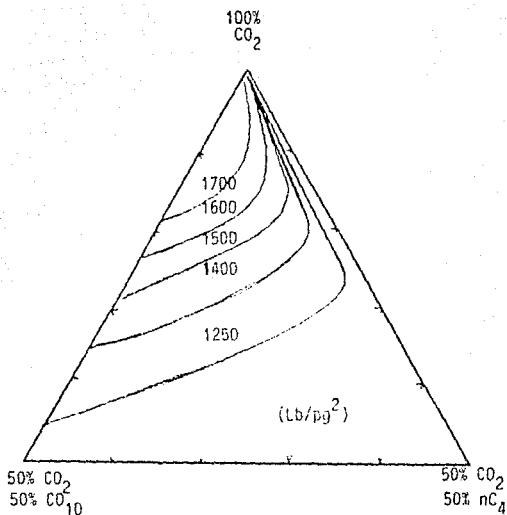


FIGURA III.9 ENVOLVENTE DE FASES PARA EL SISTEMA  $\text{CO}_2$ :  $\text{C}_4$ : $\text{C}_{10}$  A  $160^\circ\text{F}$  Y VARIAS PRESIONES.

Experimentalmente diferentes investigadores han encontrado que: para un aceite de yacimiento, un gas de inyección y una temperatura dada; la envolvente de fases del sistema se reduce si la presión a la que se efectúe el equilibrio de fases se incrementa, como se muestra en la Figura (III.9) la cual fue obtenida por Metcalfe y Lyman Yarborough <sup>(11)</sup> usando  $\text{CO}_2$  como gas de inyección.

Por esta razón, conviene realizar una primera evaluación de la efectividad del proceso para cada caso particular, usando correlaciones que proporcionen el valor de la presión mínima requerida para lograr un desplazamiento miscible a la temperatura del yacimiento, la cual deberá ser verificada - posteriormente mediante pruebas de laboratorio.

## CAPITULO IV

### PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD Y PROCEDIMIENTOS PARA SU DETERMINACION

Como se mencionó anteriormente, para que el desplazamiento de aceite - por un gas, se realice en condiciones de miscibilidad, es necesario que el gas desplazante sea inyectado a una presión tal que en el frente de desplazamiento, se efectúe el intercambio de masa entre las fases en - contacto en el grado requerido para que resulten miscibles. El valor de esta presión es función de la composición de los fluidos desplazado y - desplazante, así como de la temperatura del yacimiento y de otros facto - res como la dispersión, difusión, de las fuerzas gravitacionales, etc.

Para un yacimiento dado, la presión necesaria para un desplazamiento - miscible depende principalmente de la composición del gas de inyección, sin embargo, es necesario definir la mínima presión que garantice un desplazamiento miscible, ya que a su vez ésta define la capacidad de - compresión requerida para el proceso. De lo antes expuesto se concluye que el parámetro definido como "Presión Mínima de Miscibilidad" (PMM), resulta de gran importancia, ya que es el que determina la presión a - la cual es posible generar un desplazamiento miscible por contacto mul - tiple al menor costo.

Diferentes investigadores (8,12,13,14,15,16,17) han desarrollado co - rrelaciones para determinar la presión mínima de miscibilidad, la mayo - ría basados en resultados obtenidos en pruebas experimentales de des - plazamiento de fluidos en medios porosos. Generalmente todos han utili - zado equipos muy similares, así como criterios semejantes para definir la PMM.

En este capítulo se presenta inicialmente la descripción del procedi - miento y del equipo para la determinación experimental de la PMM, en - seguida se describen los rasgos más importantes de la mayoría de las

correlaciones publicadas para estimar la PMM. Posteriormente se revisa el procedimiento general para la determinación de la PMM mediante el uso de una ecuación de estado. Finalmente, se establecen los criterios para el uso de algunas correlaciones.

#### a) DETERMINACION DE LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD MEDIANTE PRUEBAS - DE DESPLAZAMIENTO.

##### a.1) DESCRIPCION DEL EQUIPO.

En la Figura (IV. 1) se presenta un diagrama esquemático que muestra los principales elementos que constituyen el equipo para determinar la PMM mediante pruebas de desplazamiento. Consiste esencialmente de - un sistema para la saturación del medio poroso, este sistema incluye una bomba de desplazamiento cargada con Mercurio y una celda portamuestras - de alta presión para almacenar el aceite; de un sistema para la inyección del gas desplazante, compuesto de una bomba de desplazamiento con - capacidad de manejar diferentes gastos de inyección, cada uno de los cuales opera en forma constante, un manómetro de precisión, y una celda - para el almacenamiento del gas desplazante; de una columna de 12m a 20m de longitud, de 0.6cm a 0.95cm de diámetro exterior, empacada con arena o esferas de material sintético de diámetro en el rango de 80/100 a - 100/120 de malla; de un baño térmico que incluye en su interior la coluna empacada y la celda de almacenamiento del gas desplazante; de un sistema de separación de los fluidos producidos, que incluye una bureta para la medición de líquido, y de dispositivos de medición y análisis composicional del gas.

El control del desplazamiento se logra mediante la operación de una válvula micrométrica y de los manómetros de burdeo y de Mercurio instalados en el sistema de flujo.

Se dispone además, de un sistema para la limpieza del equipo, constituido por una bomba de desplazamiento manual y un depósito para los solventes de limpieza. Este sistema no se muestra en la Figura (IV.1).



## a.2) PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.

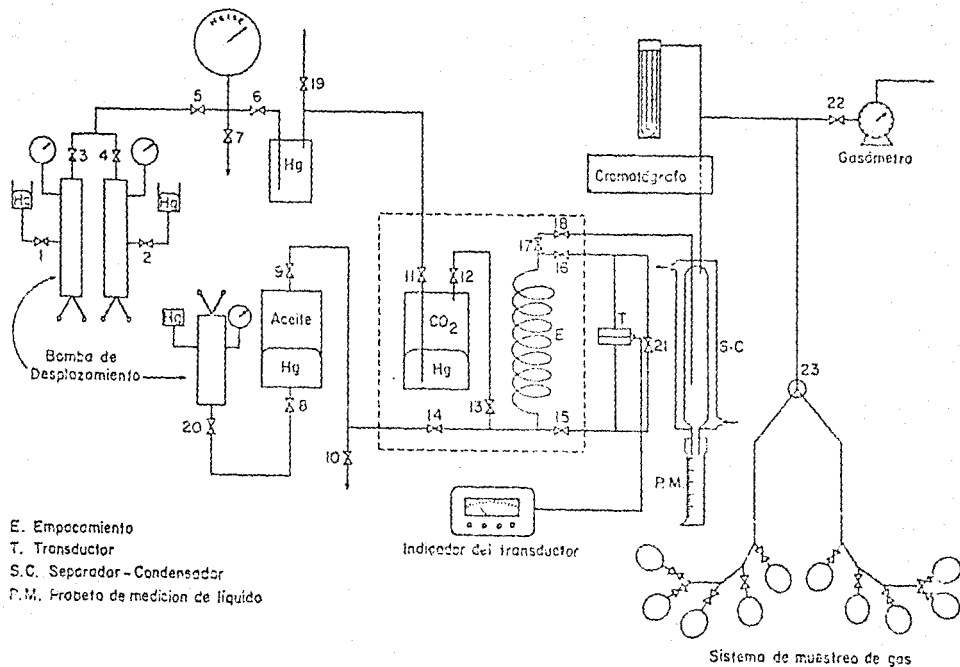
Las pruebas de desplazamiento se efectúan a diferentes presiones y tiene el objeto de proporcionar el criterio para seleccionar la presión mínima de miscibilidad. Esta presión será aquella a la cual se garantiza el desarrollo de un frente miscible entre el gas desplazante y el aceite del yacimiento.

La columna limpia, seca y en vacío, se satura con el aceite del yacimiento, a la presión a la cual se hará el desplazamiento y al mayor ritmo de inyección posible, con el fin de evitar una vaporización excesiva del aceite. Una vez saturada la columna, se deja reposar por un mínimo de 24 horas para restablecer la homogeneidad del fluido y estabilizar la presión.

A continuación se procede a calentar la columna y la celda de almacenamiento del gas a la temperatura del yacimiento, manteniendo la presión constante del sistema en todo momento hasta su estabilización.

Para complementar el acondicionamiento, se hace vacío al sistema de separación y muestreo. Para evitar que al inicio los fluidos se separen en condiciones de vacío, se llena este sistema con Helio hasta alcanzar la presión atmosférica, exceptuando los bulbos de muestreo de gas, los cuales se mantienen en vacío. Después de iniciar la circulación de agua en el sistema de separación de fluidos y de verificar que la bomba de desplazamiento, el cronómetro y el cromatógrafo se encuentren en condiciones de operación, el equipo está listo para iniciar el desplazamiento del aceite que satura la columna por el gas de inyección.

Registrada la lectura inicial de la bomba, la lectura inicial del gasómetro, la presión de desplazamiento y las temperaturas de la bomba y de separación de los fluidos, se arrancan simultáneamente la bomba de desplazamiento y el cronómetro, la válvula que controla la producción de los fluidos se abre lentamente con el fin de mantener constante la presión durante toda la prueba.


 FIG. IV.1 EQUIPO PARA DESPLAZAMIENTOS CON  $\text{CO}_2$

Los fluidos producidos se separan a presión atmosférica y temperatura ambiente, recolectándose el líquido en una bureta graduada, y el gas se hace fluir hacia un gasómetro para su medición. El gas producido es directa y periódicamente muestreado en el cromatógrafo, para conocer su análisis composicional a diferentes tiempos y durante toda la corrida, así como en los balones de vidrio, los cuales se utilizan para complementar la información en tiempos no cubiertos por el cromatógrafo. En diferentes intervalos durante la prueba, se registran simultáneamente los volúmenes de los fluidos producidos, a las condiciones de laboratorio, la lectura sobre la escala de la bomba de desplazamiento y la temperatura en el separador.

Las pruebas de desplazamiento se dan por terminadas después de haber sido inyectado un volumen de gas equivalente a 1.2 volúmenes de poro o cualquier otro criterio previamente fijado. Terminada la prueba se permite que el equipo se enfríe y el empacamiento se deprime.

Con el equipo auxiliar para limpieza, se procede a circular el solvente a través de la columna empacada para desplazar el aceite residual, hasta que el solvente se produzca limpio. Para eliminar el solvente residual en el medio poroso, se circula nitrógeno a presión, al término del cual se considera que el equipo está en condiciones para la siguiente prueba.

La primera presión a la que se efectúa la prueba de desplazamiento se selecciona de acuerdo a la presión de saturación del aceite, y las subsiguientes de acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas anteriores. El gasto de inyección se selecciona tratando de reproducir la velocidad real de los fluidos en el yacimiento y tomando en consideración el volumen poroso, siendo el rango de 30 a 90 m/día el utilizado en este tipo de desplazamiento.

Después de procesar la información obtenida de cada prueba se determinan los siguientes datos: Relación entre el volumen del gas inyectado -

y la recuperación de aceite obtenido, la relación gas-aceite de producción, composición del gas producido, recuperación de aceite a la irrupción del gas de inyección, etc.

Con el propósito de aclarar los conceptos anteriores, en la Tabla IV.1 y Figuras (IV.2yIV.3), se muestran los resultados obtenidos de un desplazamiento de aceite del pozo Cuichapa 341, con Bioxido de Carbono ( <sup>27</sup> ). correspondiente a la prueba realizada a 220 kg/cm<sup>2</sup>.

En la Tabla IV.1 y la Figura(IV.2), se muestran la historia de recuperación de aceite y la RGA contra el volumen de poro de CO<sub>2</sub> inyectado. En la Figura (IV.3) la historia de composición del gas producido contra el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado. Comportamientos semejantes se obtienen para otras presiones de desplazamiento.

La Tabla IV.2 presenta un resumen de los resultados obtenidos en cada una de las cinco pruebas de desplazamiento efectuadas para el aceite del pozo Cuichapa 341.

Un criterio general considera que las recuperaciones mayores de 90% en pruebas de laboratorio, son características de desplazamiento tipo miscible, es decir, que la transferencia de los componentes del aceite a la fase desplazante, ha sido lo suficiente para desarrollar un frente miscible después de varios contactos entre los fluidos.

Sin embargo, otro criterio menos dependiente de la longitud del empacamiento utilizado para determinar la presión de miscibilidad, es el propuesto por Yellig y Metcalfe ( <sup>12</sup> ).

El cual consiste en determinar el punto de inflexión de la curva que se obtiene al graficar las recuperaciones máximas obtenidas a un mismo volumen de gas inyectado de cada prueba, contra la presión de desplazamiento respectiva, Figura ( IV.4).

El punto de inflexión se determina al cruce de las dos líneas rectas que

TABLA IV.1 POZO CUICHAPA 341. DESPLAZAMIENTO DE ACEITE CON CO<sub>2</sub> A  
220 Kg/cm<sup>2</sup> Y 73°C, EN COLUMNA EMPACADA<sup>27</sup>

| RECUPERACION DE ACEITE                       |  |  | COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO                |                            |  |                            |   |
|--|--|--|--|----------------------------|--|----------------------------|---|
| Vol. CO <sub>2</sub><br>Iny. Acum.<br>(V.P.) | Pec. Acum.<br>de Aceite<br>(% Ac. Orig.) | R.G.A<br>(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | Vol. CO <sub>2</sub><br>Iny. Acum.<br>(V.P.) | CH <sub>4</sub><br>(% Mol) | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> -C <sub>3</sub> H <sub>12</sub><br>(% Mol) | CO <sub>2</sub><br>(% Mol) | C <sub>6</sub> H <sub>14</sub><br>(% Mol) |
| .120   | 3.23                                     | 107.9                                      | .103   | 38.9                       | 54.8   |                            | 6.3                                       |
| .163   | 9.69                                     | 53.2                                       | .175   | 39.9                       | 56.0   |                            | 4.1                                       |
| .210   | 16.46                                    | 48.9                                       |  |                            |  |                            |   |
| .257   | 22.26                                    | 96.8                                       |  |                            |  |                            |   |
| .307   | 25.80                                    | 158.4                                      | .282   | 49.9                       | 46.5   |                            | 3.6                                       |
| .337   | 29.67                                    | 145.0                                      |  |                            |  |                            |   |
| .394   | 33.53                                    | 145.2                                      | .355   | 59.7                       | 41.5   |                            | 3.8                                       |
| .435   | 38.68                                    | 108.7                                      |  |                            |  |                            |   |
| .509   | 46.71                                    | 87.2                                       | .473   | 52.7                       | 43.9   |                            | 3.4                                       |
| .582   | 54.75                                    | 85.6                                       | .547   | 51.2                       | 44.6   |                            | 4.2                                       |
| .635   | 57.64                                    | 209.5                                      | .630   | 51.5                       | 44.9   |                            | 3.6                                       |
| .674   | 64.38                                    | 82.6                                       |  |                            |  |                            |   |
| .718   | 70.16                                    | 96.2                                       |  |                            |  |                            |   |
| .753   | 73.69                                    | 89.1                                       |  |                            |  |                            |   |
| .785   | 77.23                                    | 85.4                                       | .781   | 51.1                       | 45.0   |                            | 3.9                                       |
| .829   | 81.42                                    | 84.9                                       | .863   | 51.2                       | 45.0   | Surg.                      | 3.8                                       |
| .863   | 84.00                                    | 123.2                                      | .865   |                            |  |                            |   |
| .895   | 86.91                                    | 110.2                                      | .879*  | 52.0                       | 43.1   | 2.0                        | 2.9                                       |
| .909   | 87.57                                    | 474.2                                      | .902*  | 41.8                       | 39.7   | 14.9                       | 3.6                                       |
| .924   | 89.50                                    | 166.5                                      | .924   | 24.7                       | 29.1   | 42.0                       | 4.2                                       |
| .937   | 90.14                                    | 566.9                                      |  |                            |  |                            |   |
| .941   | 90.14                                    |  |  |                            |  |                            |   |
| .978   | 92.44                                    | 626.0                                      | .995   | 7.5                        | 14.3   | 74.5                       | 3.7                                       |
| 1.031  | 93.13                                    | 2362.0                                     |  |                            |  |                            |   |
| 1.041  | 93.13                                    |  | 1.064  | 5.3                        | 3.7  | 91.0                       | 1.2                                       |
| 1.117  | 93.49                                    | 7543.6                                     |  |                            |  |                            |   |
| 1.126  | 93.43                                    |  |  |                            |  |                            |   |
| 1.140  | 94.15                                    |  | 1.136  | 1.2                        | .9   | 97.6                       | .3  |

\* Muestra en bulbo

TABLA IV.2- POZO CUICHAPA 341. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON CO<sub>2</sub> EN COLUMNA EMPACADA, RESUMEN DE RESULTADOS <sup>27</sup>

| Presión de Desplazamiento (Kg/cm <sup>2</sup> ) | Gasto Prom. de inyección (c.c./hr C.D.) | Ritmo de avance (m/d) | Surgencia del CO <sub>2</sub> (V.P.iny.) | Recuperación de Aceite (%Ac.Orig.) |                  | RGA Prom. antes Surg. del CO <sub>2</sub> | Conc. Cl Prom. antes Surg. CO <sub>2</sub> |
|---|---|-----------------------|--|------------------------------------|------------------|---|--|
|   |   |                       |  | A la Surg. CO <sub>2</sub>         | Total (1.2 V.P.) |   |  |
| 220   | 5,153                                   | 37,6                  | .860                                     | 84.5                               | 94,1             | 97.9                                      | 49.8                                       |
| 200   | 5,187                                   | 37,9                  | .845                                     | 83.0                               | 93,6             | 99.3                                      | 51,4                                       |
| 180   | 5,132                                   | 37,4                  | .816                                     | 80.0                               | 90,1             | 103.0                                     | 52,3                                       |
| 160   | 5,142                                   | 37,5                  | .766                                     | 75.0                               | 83,3             | 99.4                                      | 52,9                                       |
| 140   | 5,145                                   | 37,5                  | .720                                     | 67.7                               | 73,6             | 101.6                                     | 49,0                                       |

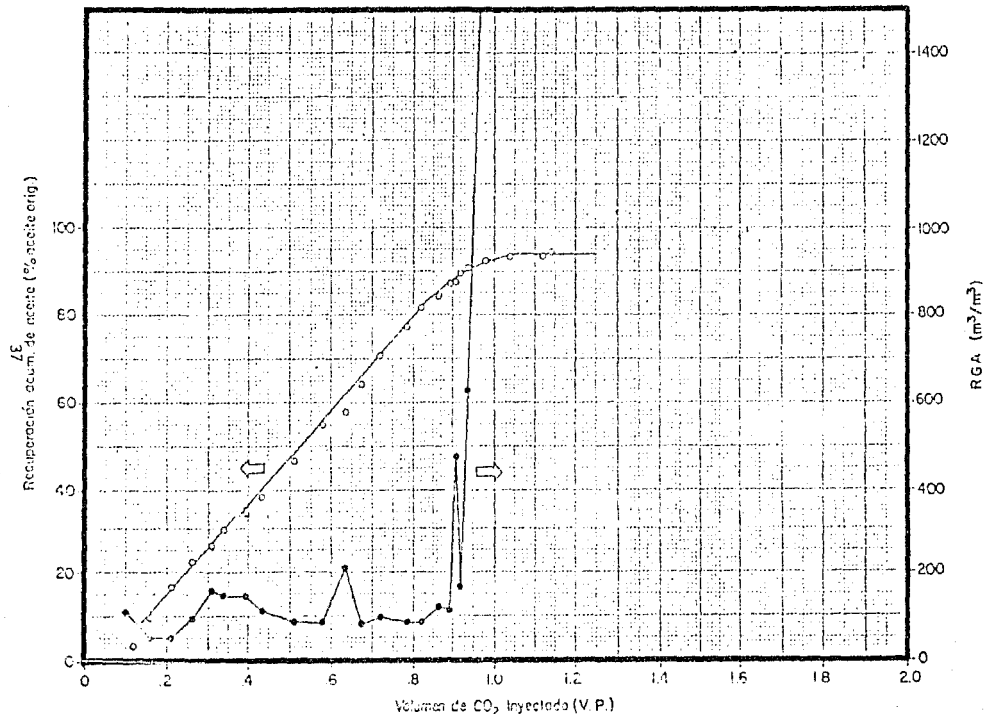


FIG. IV. DESPLAZAMIENTO CON CO<sub>2</sub> DEL ACEITE DEL POZO CUICHAPA 341 EN COLUMNA EMPACADA. RECUPERACION DE ACEITE Y RGA OBTENIDOS A 220 Kg/cm<sup>2</sup> DE PRESION DE DESPLAZAMIENTO Y 73°C. 27

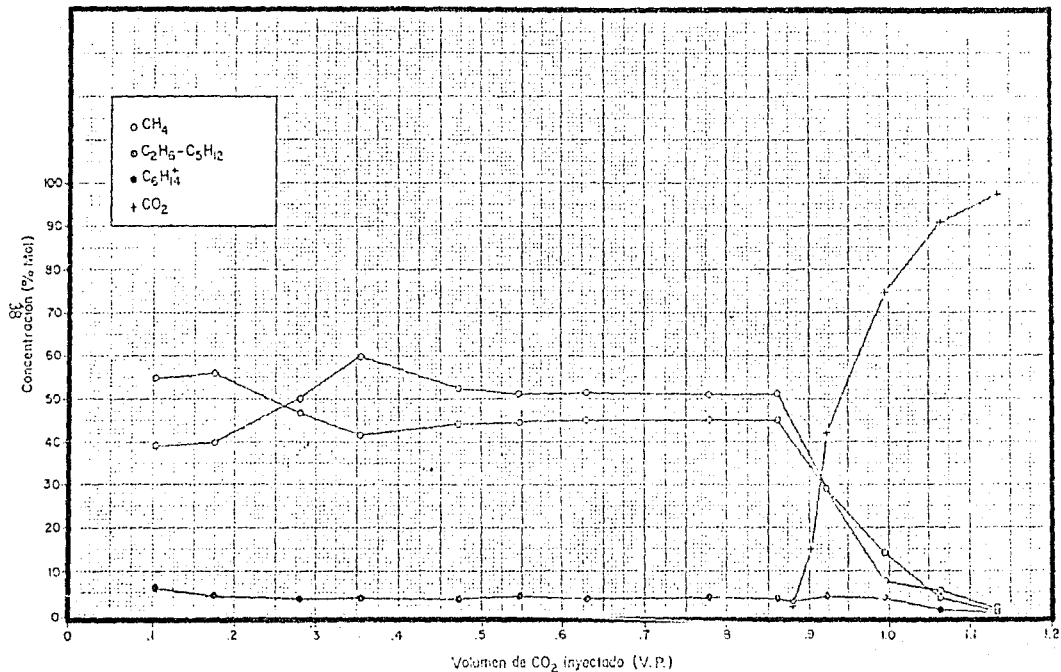


FIG IV.3 DESPLAZAMIENTO CON CO<sub>2</sub> DEL ACEITE DEL POZO CUICHAPA 341 EN COLUMNA EMPACADA. COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO A 220 Kg/cm<sup>2</sup> DE PRESION DE INYECCION Y 73°C<sup>27</sup>



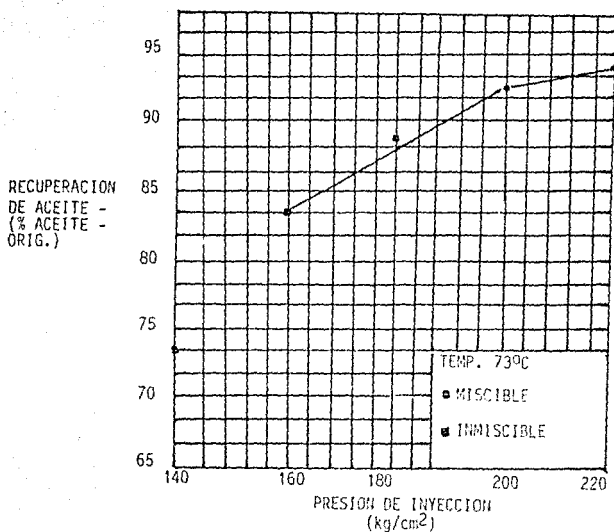


FIGURA IV. 4 DESPLAZIMIENTO CON  $\text{CO}_2$  DEL ACEITE DEL POZO CUIPACHAPA 341, VARIACION DE LA RECUPERACION DE ACEITE CON LA PRESION DE INYECCION.

se trazan sobre ambas tendencias de la curva, este punto así determinado define la PNM requerida. Con relación a lo anterior, es importante recalcar que los porcentajes de recuperación obtenidos de estas pruebas, no deben considerarse representativos de los que se obtendrían al implementar el proceso en el yacimiento, ya que el tubo espacado proporciona solamente el medio para que el gas de inyección se ponga en contacto con el aceite en forma dinámica, y de ninguna manera es representativo del medio poroso real en el que existen diversos factores adversos, tales como heterogeneidades, efectos tanto viscosos como gravitacionales, fenómenos de dispersión y difusión, etc.

## b) DETERMINACION DE LA PMM, MEDIANTE EL USO DE CORRELACIONES.

En esta parte se hace una revisión de la mayoría de las correlaciones propuestas para determinar la PMM, que han sido publicadas en la literatura técnica. Con el fin de facilitar su análisis se presentan en tres grupos dependiendo del fluido desplazante, Bióxido de Carbono, Gas Enriquecido y Nitrógeno, respectivamente.

### 1. Correlaciones para determinar la PMM con $\text{CO}_2$ como fluido desplazante.

El uso de  $\text{CO}_2$  como fluido desplazante de aceite de yacimiento, es una alternativa para mejorar la eficiencia del desplazamiento, como resultado de su alto grado de disolución, tanto con aceites de bajo como de alto encogimiento, así como por la facilidad de vaporizar componentes del aceite tan pesados como  $\text{C}_{30}$ . Entre los mecanismos que se generan al mezclar  $\text{CO}_2$  con hidrocarburo, es el producir en el aceite una reducción de su viscosidad y un incremento en su densidad y volumen, factores que favorecen el incremento de la recuperación de aceite. Un segundo mecanismo aún más importante, es el de la vaporización de componentes del aceite, con lo cual se genera un enriquecimiento del gas desplazante en componentes hidrocarburos que culmina en la obtención de un frente miscible, el cual desplaza la totalidad del aceite con el que se pone en contacto <sup>(11)</sup>.

### a) CORRELACION DEL NATIONAL PETROLEUM COUNCIL.

Para estimar la presión de miscibilidad, con esta correlación <sup>(22)</sup>, se requiere conocer únicamente la densidad del aceite y la temperatura del yacimiento. El procedimiento para aplicar la correlación es el siguiente:

- a.1) Con la densidad del aceite en  $^\circ\text{API}$  y la tabla que se presenta a continuación, se estima la presión de miscibilidad.

| PRESION DE MISCIBILIDAD CONTRA DENSIDAD <sup>22</sup> |  |
|---|--|
| DENSIDAD<br>( <sup>o</sup> API)                       | PRESION DE MISCIBILIDAD.<br>( lb/pg <sup>2</sup> ) |
| 27  | 4000   |
| 27-30   | 3000   |
| 30  | 1200   |

a.2) El valor de la presión estimada en el paso anterior se corrige por temperatura, la tabla que sigue proporciona la magnitud de la corrección que debe sumarse.

#### CORRECCION POR TEMPERATURA<sup>22</sup>

| TEMPERATURA<br>( °F) | PRESION ADICIONAL REQUERIDA<br>( lb/pg <sup>2</sup> ) |
|----------------------|---|
| 120 <sup>o</sup>     | Ninguna   |
| 120-150 <sup>o</sup> | + 200   |
| 150-200 <sup>o</sup> | + 350   |
| 200-250 <sup>o</sup> | + 500   |

b) CORRELACION DE L. W. HOLM Y V. A. JOSENDAL.

L. W. Holm y V. A. Josenda<sup>16</sup> desarrollaron una correlación para determinar la presión de miscibilidad en desplazamientos de aceite por CO<sub>2</sub>, basándose en un método presentado por Benham y Col.<sup>4</sup>

Holm y Josenda llevaron a cabo desplazamientos de aceite por CO<sub>2</sub> en columna empacada, al comparar sus resultados con la correlación de Benham desarrollada para gas hidrocarburo con diferente contenido de componentes licuables, obtuvieron el mejor ajuste con la mezcla de fluido de inyección consistente de 59% metano y 41% propano. Estos datos así obtenidos fueron graficados como se presentan en la figura ( IV.5 ), en la cual la presión de miscibilidad requerida para desplazamientos con CO<sub>2</sub> está dada en función de la temperatura del yacimiento y del peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> del fluido del ya-

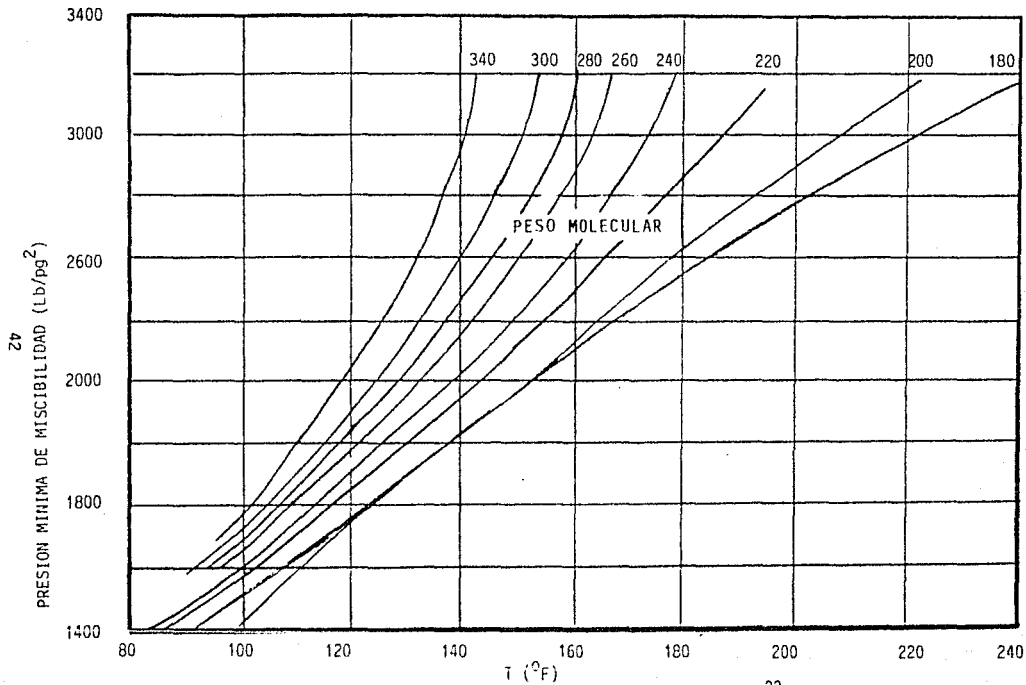


FIGURA IV. 5 PRESION REQUERIDA PARA DESPLAZAMIENTO MISCIBLE. CON  $\text{CO}_2$ <sup>22</sup>

cimiento.

c) CORRELACION DE W. F. YELLING Y R. S. METCALFE.

W. F. Yelling y R. S. Metcalfe<sup>12</sup> presentan una correlación para determinar la PMM para un sistema de CO<sub>2</sub>-aceite, basados en la temperatura del yacimiento y la presión de saturación del aceite.

Estos autores llevaron a cabo pruebas de desplazamiento usando tanto aceites de yacimiento como sintéticos, estos últimos caracterizados en tres fracciones; una fracción ligera consistente principalmente de metano y pequeñas cantidades de nitrógeno y bióxido de carbono; - una fracción intermedia formada por hidrocarburos; con peso molecular de C<sub>2</sub>-C<sub>3</sub> y una fracción pesada C<sub>7+</sub>.

Los aceites usados fueron preparados por combinación de la fracción de C<sub>7+</sub> con diferentes cantidades de las fracciones ligera e intermedia.

Para cada aceite utilizado se obtuvo la PMM a 95° F, 118° F, 150° F, y en algunos casos a 192° F, debido a las limitaciones de presión en el equipo de columna empacada.

Con base en los resultados de estas pruebas de desplazamiento, los autores determinaron que al incrementarse la temperatura del yacimiento, la PMM se incrementa en aproximadamente 15 lb/pg<sup>2</sup> /°F, en un rango de 95° F a 112° F, como se muestra en la Figura ( IV.6 ).

En la cual entrando con la temperatura del yacimiento se determina la PMM, si resulta menor que la correspondiente presión de saturación del aceite.

Entonces se corrige igualándola a esta última; si las temperaturas son bajas se usa un factor de corrección de  $\pm 50 \text{ lb/pg}^2$ .

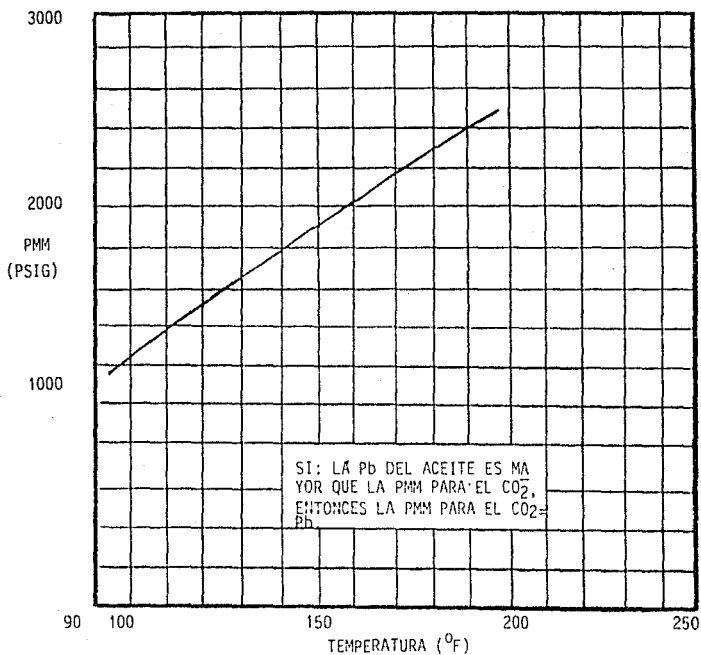


FIGURA. IV. 6 CORRELACION PARA LA DETERMINACION DE LA PMM.<sup>12</sup>

d) CORRELACION DE JAMES P. JOHNSON Y JAMES S. POLLIN.

Estos autores (26), presentan una correlación para determinar la PMM empleando CO<sub>2</sub> como fluido desplazante.

Los parámetros que se requieren para determinar la presión de miscibilidad para el sistema CO<sub>2</sub>/Aceite del yacimiento son: La composición del aceite, temperatura del yacimiento y composición del gas de inyección. La presión de miscibilidad se incrementa con el incremento de la temperatura, así como la densidad y peso molecular del aceite.

Para la correlación se requiere caracterizar el aceite del yacimiento a través del cálculo del índice I, expresado por la ecuación - IV. 1

$$I = C_{11} + C_{21}M + C_{31}M^2 + C_{41}M^3 + (C_{12} + C_{22}M) p + C_{13}p^2 \dots\dots\dots (IV.1)$$

Donde:

M : Peso molecular del aceite.

p : Presión (Lb/pg<sup>2</sup>).

|                                  |                                  |
|----------------------------------|----------------------------------|
| $C_{11} = -11.73$                | $C_{22} = 1.138 \times 10^{-5}$  |
| $C_{12} = 0.1362$                | $C_{31} = -1.954 \times 10^{-4}$ |
| $C_{13} = -7.222 \times 10^{-5}$ | $C_{41} = 2.502 \times 10^{-7}$  |
| $C_{21} = 6.313 \times 10^{-2}$  |                                  |

Para temperaturas en el rango de 300°K a 410°K, la PMM se calcula con la siguiente ecuación:

$$PMM - P_{ci} = \alpha_i ( T_y - T_{ci} ) + I (BM - M_i)^2 \dots\dots(IV.2)$$

Donde: PMM = es la presión mínima de miscibilidad (lb/pg<sup>2</sup>).

PCI = Presión crítica del gas de inyección. ( lb/pg<sup>2</sup> )

M = Peso molecular del aceite. ( Mol )

B = 0.285

T<sub>y</sub> = Temperatura del yacimiento ( °K )

T<sub>ci</sub> = Temperatura crítica ( °K )

M<sub>i</sub> = Peso molecular del gas de inyección. ( Mol )

MPa = Psi x 6.894757 x 10<sup>-3</sup>

$\alpha_i$  = 18.9 lb/pg<sup>2</sup>/°K (para CO<sub>2</sub> puro).

Para mezclas de CO<sub>2</sub> con Nitrógeno o con metano la constante  $\alpha_i$  puede ser calculada por medio del uso de una regla de mezclado. Para esta correlación se utilizan las siguientes ecuaciones para calcular  $\alpha_i$ :

Para mezclas CO<sub>2</sub> - N<sub>2</sub>

$$\alpha_i = 10.5 \left( 1.8 + \frac{10^3 y_2}{T_y - T_{ci}} \right) \dots\dots\dots ( IV. 3 )$$

Para mezclas CO<sub>2</sub> - CH<sub>4</sub>

$$\alpha_i = 10.5 \left( 1.8 + \frac{10^2 y_2}{T_y - T_{ci}} \right) \dots\dots\dots ( IV. 4 )$$

Donde: Y<sub>2</sub> es la fracción mol del componente asociado con el CO<sub>2</sub>.

Esta correlación se emplea en un rango de presión y temperatura de --  
5 MPa a 20 MPa y de 300°K a 410°K, respectivamente.

e) CORRELACION DE R. B. ALSTON, G. P. KOKOLIS Y C. F. JAMES.

R. B. Alston, G. P. Kokolis y C. F. James<sup>13</sup> desarrollaron una correlación empírica para determinar la PMM, empleando CO<sub>2</sub> impuro y aceite a condiciones de yacimiento. La correlación fue desarrollada en función de la temperatura del yacimiento, del peso molecular de la fracción (C<sub>5+</sub>) y de la relación de componentes ligeros (C<sub>1</sub> y N<sub>2</sub>) e



intermedios ( $C_2-C_4, CO_2$  y  $H_2S$ ) del aceite del yacimiento.

Estos autores primeramente obtuvieron una correlación para determinar la PMM para  $CO_2$  puro, la cual puede ser calculada gráficamente, Figuras ( IV. 7yIV.8 ) o mediante la ecuación (IV.5)

$$PMM_{CO_2} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (C_{5+})^{1.78} \left( \frac{VOL}{INT} \right)^{0.136} \dots (IV.5)$$

Con la Figura ( IV.7 ) obtenemos una PMM, la cual debe ser corregida por un factor debido a los efectos de la relación volátil e intermedios para el sistema de aceite vivo, Figura (IV.8).

En aceites donde la relación de las fracciones volátil e intermedia es significativamente diferente de la unidad, su influencia es importante y se recurre al empleo de la ecuación (IV.5) para calcular la PMM, en cambio si la relación de dichas fracciones es cercana a la unidad la PMM se puede obtener directamente de la Figura ( IV.7 ) o puede ser calculada con la ecuación (IV.6) en función de la temperatura y del peso molecular de  $C_{5+}$ .

$$PMM_{CO_2} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (C_{5+})^{1.78} \dots (IV.6)$$

Una vez obtenida esta correlación los autores se basaron en algunos de los estudios de Rutherford<sup>19</sup> para el cálculo de la temperatura pseudo crítica del gas de inyección mediante la ecuación:

$$p_{ic} = \sum_{i=1}^n W_i T_{ci} - 459.7 \dots (IV.7)$$

Con el cálculo de este parámetro y utilizando la Figura ( IV.9 ) se obtiene un factor de corrección para el ajuste de la PMM para el sistema de  $CO_2$  impuro, el factor de corrección se puede también calcular mediante la EC.(IV.8)

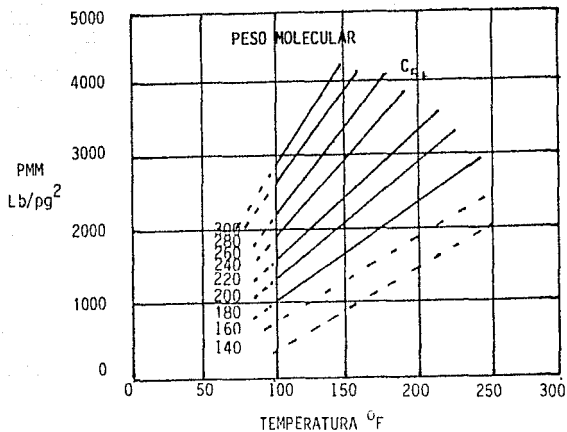


FIGURA IV.7 PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD CONTRA LA TEMPERATURA Y PESO MOLECULAR DE  $C_{5+}$ <sup>13</sup>

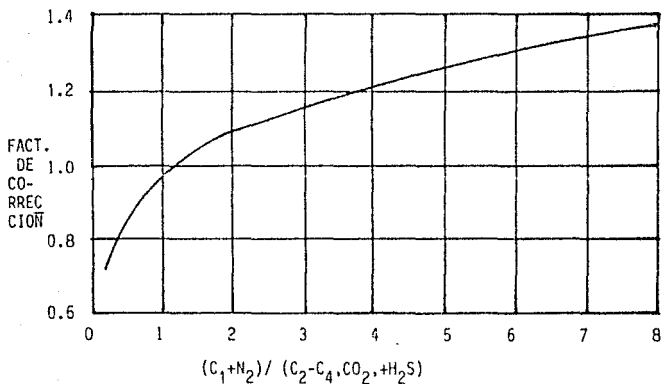


FIGURA IV.8 FACTOR DE CORRECCION PARA LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD.<sup>13</sup>

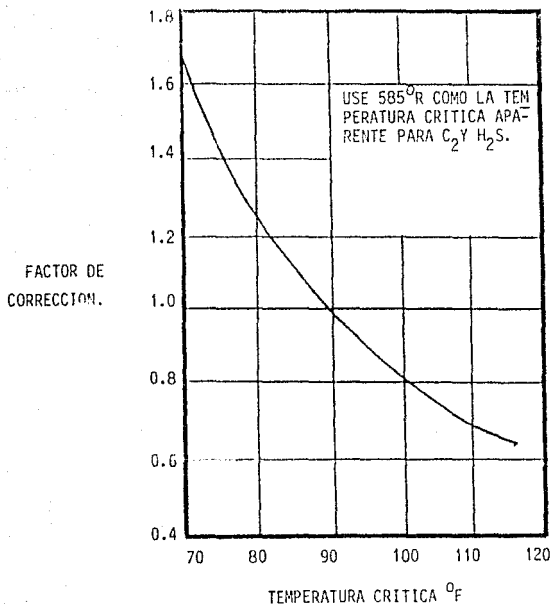


FIGURA IV. 9 FACTOR DE CORRECCION PARA LA PMM <sup>13</sup>

$$F_{CO_2 \text{ IMPURO}} = \left( \frac{87.8}{pTc} \right) ** \left( \frac{170}{pTc} \right) \dots \dots \quad (IV. 8)$$

Aplicando el factor de corrección para el sistema de CO<sub>2</sub> impuro a la ecuación (IV.5) se obtiene la correlación para determinar la PMM en un sistema de CO<sub>2</sub> impuro, como se muestra en la ecuación (IV.9).

$$PMM_{CO_2 \text{ IMPURO}} = 8.78 \times 10^{-4} (T)^{1.06} (C_{5+})^{1.78} \times \left( \frac{VOL}{INT} \right)^{0.136} \times \left( \frac{87.8}{pTc} \right) \left( \frac{170}{pTc} \right) \dots \dots \quad (IV. 9)$$

Esta correlación es aplicable para un rango de temperaturas de 90°F a -243°F, relación de volátiles e intermedios de 0.14 a 13.61, peso molecular de C<sub>5+</sub> de 169.2 a 302.5, un rango de las temperaturas críticas de los componentes de 70.7°F a 115°F y un rango de presiones de 948 lb/pg<sup>2</sup> con una desviación estandar de 10.2% y un error promedio de 8.3%.

#### NOMENCLATURA:

|     |                      |   |   |
|-----|----------------------|---|---|
| M   | C <sub>5+</sub>      | = | Peso molecular del pentano y más pesados.   |
|     | INT                  | = | Fracción mol de los componentes intermedios del -<br>aceite. ( C <sub>2</sub> - C <sub>4</sub> ). |
|     | VOL                  | = | Fracción mol de los componentes volátiles del -<br>aceite. ( C <sub>1</sub> , N <sub>2</sub> )    |
| T   |                      | = | Temperatura del Yacimiento ( °F )   |
| Wi  |                      | = | Fracción en peso del enésimo componente.  |
| PMM | CO <sub>2</sub> -STO | = | PMM para el CO <sub>2</sub> y aceite del yacimiento. (Lb/pg <sup>2</sup> )                        |
| Tci |                      | = | Temperatura crítica del enésimo componente. (°F)  |

#### F) CORRELACION DE ERICK, R. M. HOLDER, G. D. AND MORSE, B. I.

Erick, R.M. y colaboradores ( 25 ) presentan una correlación termodinámica para determinar la PMM, usando como fluido desplazante el CO<sub>2</sub>; - la PMM es determinada como la cricondembra (Presión máxima posible - de la región de dos fases), de un sistema pseudo-binario, a la temperatura del yacimiento. Los componentes de este sistema son: el fluido desplazante y el aceite desplazado, en este último, el pentano y más pesados son remplazados por un alcano simple de peso molecular equivalente. Los efectos de la temperatura, el peso molecular de C<sub>5+</sub>, el tipo y cantidad de impurezas en el CO<sub>2</sub> y algunos gases ligeros e intermedios presentes en el aceite, son evaluados individualmente.

La correlación fue generada usando la ecuación de estado de --

Peng-Robinson y se presenta en forma gráfica.

En las evaluaciones preliminares de la forma de la correlación gráfica, cada parámetro fue variado dentro del rango de valores encontrado en las condiciones del yacimiento. Estos parámetros y sus rangos de magnitud están listados en la Tabla. (IV.3)

Una correlación preliminar, la cual no incorpora los efectos del peso molecular del aceite, se muestra en las Figuras (IV.10) a la (IV.13).

La forma final de la correlación gráfica se presenta en las Figuras (IV.14) a la (IV.20); está dividida en tres categorías: Predicción de la PMM para el sistema de  $\text{CO}_2$  / aceite del yacimiento, efectos de las impurezas en el  $\text{CO}_2$ , y efectos del gas en el aceite.

**Predicción de la PMM para el sistema de  $\text{CO}_2$  / aceite del yacimiento.** El primer paso es la predicción de la PMM para el  $\text{CO}_2$  puro. Todas las impurezas en el  $\text{CO}_2$  y los componentes gaseosos en el aceite vivo son considerados individualmente. Usando la Figura IV.14 el peso molecular de  $\text{C}_{5+}$  y la temperatura se obtiene la PMM. Si el valor del peso molecular de  $\text{C}_{5+}$  no está dentro de los representados en la figura IV.14, éste debe ser interpolado.

**Efecto de las impurezas en el  $\text{CO}_2$ .** El segundo paso es la determinación de la variación de la PMM, debido a las impurezas en el  $\text{CO}_2$ . Estas pueden ser clasificadas como pobres, las cuales aumentan la PMM, Figura (IV.15), o de enriquecimiento, las cuales disminuyen la PMM, Figuras (IV.16y IV.17). Los cambios críticos en el sistema de  $\text{CO}_2$ /Aceite son debido a la presencia de estas impurezas a concentraciones mayores al 25% mol. Con excepción del metano, la magnitud del rango de las impurezas incrementa con el peso molecular del aceite.

Usando las Figuras (IV.15 a la IV.17), la concentración de las impurezas y el peso molecular de  $\text{C}_{5+}$ , se determina la variación sobre la PMM.

**Efecto de los componentes gaseosos en el aceite de yacimiento.** Los gases del aceite son caracterizados en dos clases, gases volátiles y gases intermedios; los gases ligeros o volátiles aumentan la PMM, como se muestra en la Figura IV.18, mientras que los gases intermedios disminuyen la PMM, como se muestra en la Figura IV.19, con la excepción del metano, la magnitud de los cambios para los componentes del aceite incrementa con el incremento del peso molecular de los alcanos.

El tercer paso es la determinación de estos efectos, mediante el uso de las Figuras (IV.18 y IV.19), la concentración de los gases en el aceite del yacimiento, y el peso molecular de  $C_{5+}$  en el gas de inyección.

La magnitud de los cambios de la PMM, debido a la presencia de gases en el aceite del yacimiento, son mucho menores que aquellos debido a las impurezas en el  $CO_2$ . De hecho, los valores de la PMM son medidos con una exactitud de  $\pm 0.50$  MPa, esta puede ser la razón de porque algunos investigadores han considerado estos efectos como insignificantes, y no los incluyen en sus correlaciones para determinar la PMM.

El cuarto paso es la determinación del factor de corrección por temperatura, para las impurezas en el  $CO_2$  y los gases en el aceite del yacimiento. Las Figuras de la (IV.15) a la (IV.19) están realizadas a una temperatura de  $150^{\circ}F$ . Las impurezas en el  $CO_2$  y los gases en el aceite del yacimiento, tiene una débil dependencia de la temperatura. Éstas se ilustran en la Figura IV.10 y en las Figuras IV.13

Para determinar el factor de corrección por temperatura, se requiere de la figura (IV.20) y la temperatura del yacimiento, obteniéndose el factor de corrección para las impurezas en el  $CO_2$  y para los gases en el aceite del yacimiento.

T A B L A IV.3

RANGO DEL VALOR DE LOS PARAMETROS PARA PREDECIR LOS  
EFECTOS SOBRE LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD.<sup>25</sup>

| PARAMETROS   | RANGO  | FIGURAS      |
|--|--|--------------|
| TEMPERATURA  | 35 <sup>0</sup> C-115 <sup>0</sup> C   | IV.14        |
| PESO MOLECULAR DEL ACEITE  | 156-254  | IV.14        |
| IMPUREZAS DEL CO <sub>2</sub>  | N <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ,<br>H <sub>2</sub> S, SO <sub>2</sub> | IV.15- IV.17 |
| GASES EN EL ACEITE VIVO  | N <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ,<br>C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>                                     | IV.18-IV.19  |
| EFFECTO DEL PESO MOLECULAR DEL ACEITE<br>SOBRE LAS IMPUREZAS DEL CO <sub>2</sub> Y LOS -<br>GASES EN EL ACEITE VIVO. |  | IV.15-IV.19  |
| EFFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LAS -<br>IMPUREZAS DEL CO <sub>2</sub> Y LOS GASES EN EL<br>ACEITE DE YACIMIENTO.    |  | IV.20        |

$$\text{MPa} = \text{Psi} \times 6.894757 \times 10^{-3}$$

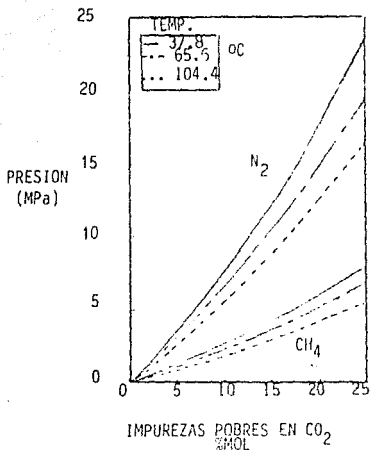


FIGURA IV.10 EFECTOS DE LAS IMPUREZAS POBRES EN EL CO<sub>2</sub><sup>25</sup>

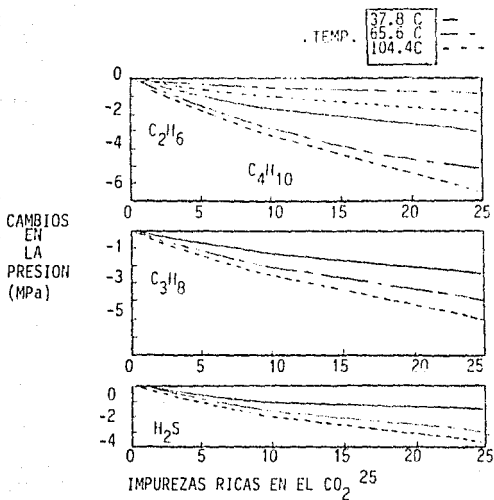


FIGURA 14.11 EFECTOS DE LAS IMPUREZAS RICAS EN EL CO<sub>2</sub>



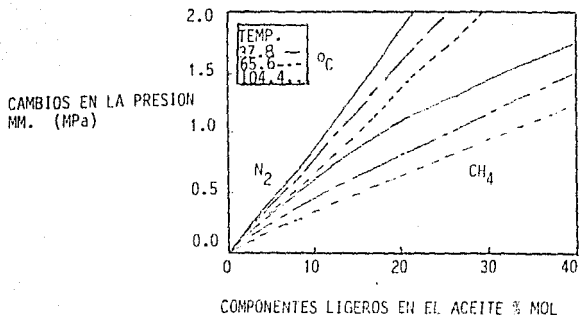


FIGURA IV.12 EFECTO DE LOS COMPONENTES LIGEROS EN EL ACEITE SOBRE EL SISTEMA  $CO_2$ /ACEITE. <sup>25</sup>

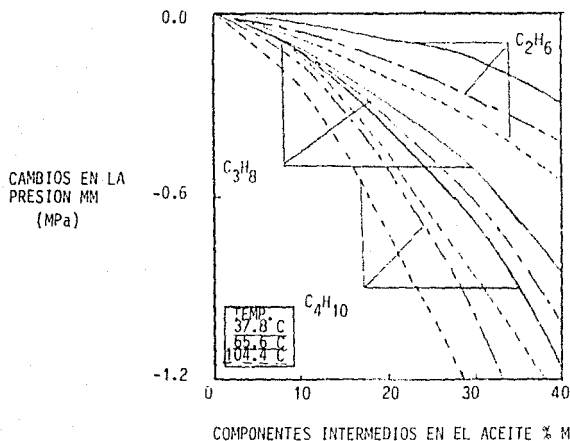


FIGURA IV.13 EFECTO DE LOS COMPONENTES INTERMEDIOS EN EL ACEITE SOBRE EL SISTEMA  $CO_2$ / ACEITE <sup>25</sup>

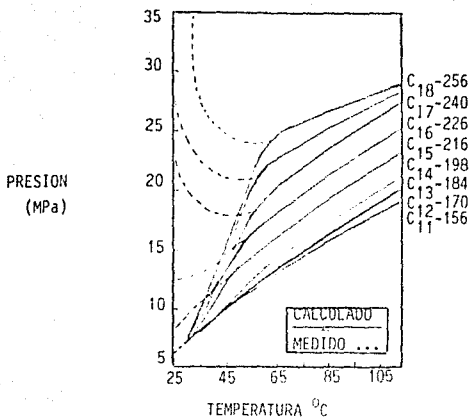


FIGURA IV. 14 PMM PARA EL CO<sub>2</sub> PURO<sup>25</sup>

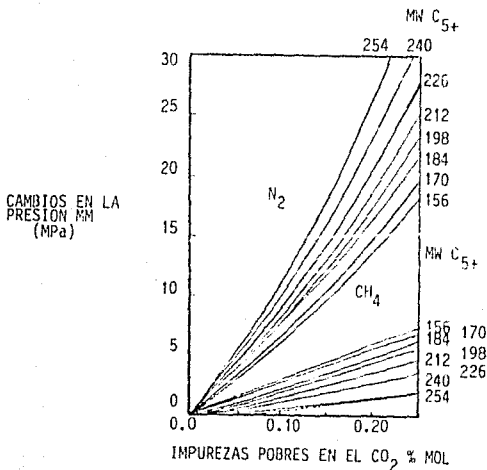
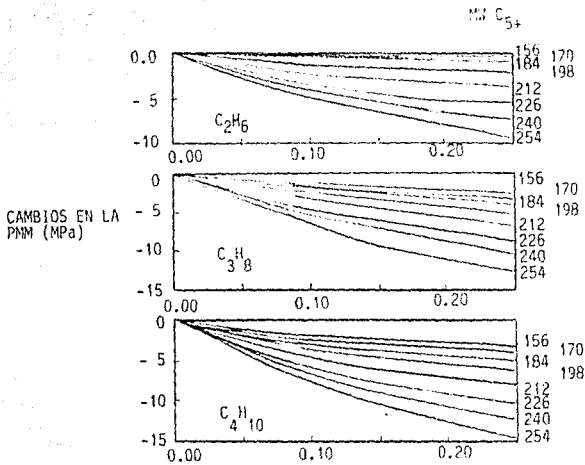


FIGURA IV.15 EFECTOS DE LAS IMPUREZAS POBRES EN EL CO<sub>2</sub> SOBRE LA PMM<sup>25</sup>



IMPUREZAS RICAS EN EL CO<sub>2</sub> % MOL

FIGURA IV. 16 EFECTOS DE LAS IMPUREZAS RICAS EN EL CO<sub>2</sub> SOBRE LA PNM 25

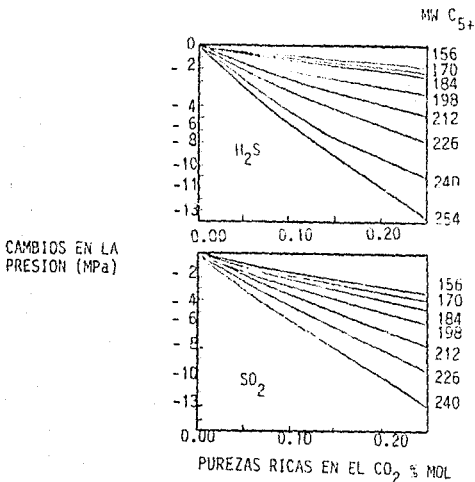


FIGURA IV. 17 EFECTOS DE LAS IMPUREZAS RICAS EN EL CO<sub>2</sub> SOBRE LA PNM 25

CAMBIOS EN LA PRESION  
MM (MPa)

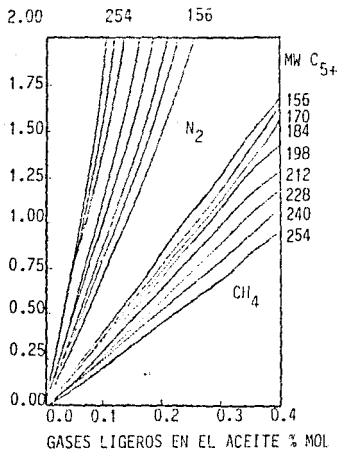


FIGURA IV. 18 EFECTO DE LOS GASES LIGEROS EN EL ACEITE SOBRE LA  $P_{MM}^{25}$

CAMBIOS EN LA  
PRESION MM  
(MPa)

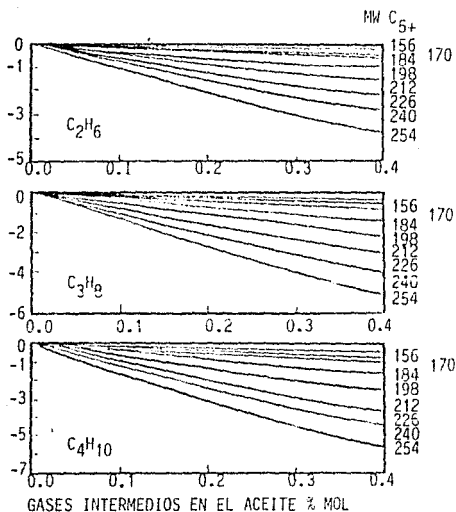


FIGURA IV.19 EFECTO DE LOS GASES INTERMEDIOS EN EL ACEITE SOBRE LA  $P_{MM}^{25}$

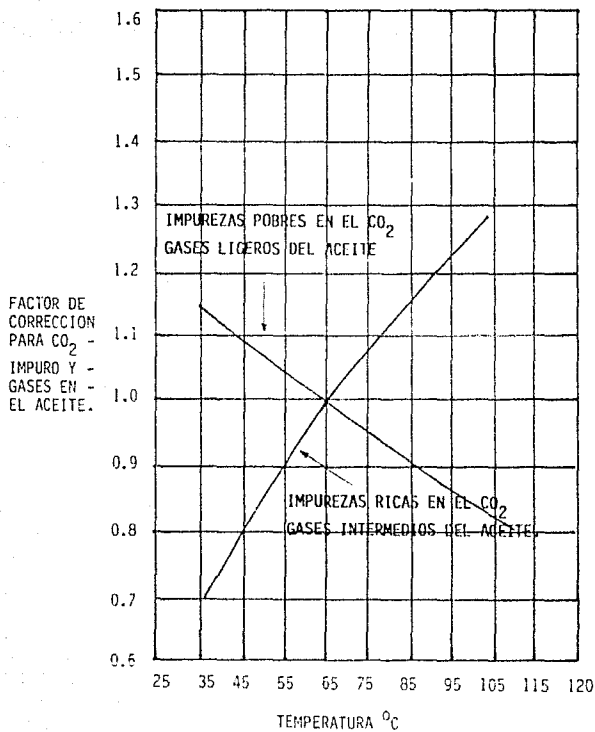


FIGURA IV.20 FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA LAS IMPUREZAS DEL CO<sub>2</sub> Y LOS GASES EN EL ACEITE.

g) CORRELACION DE F.M. ORR JR. Y M.K. SILVA

Esta correlación<sup>15</sup> está basada principalmente en resultados experimentales, de los cuales se concluyó que la extracción de componentes hidrocarburos de un aceite crudo depende fuertemente del tamaño de las moléculas de dichos componentes. La correlación también se basa en la idea de que un aceite rico en componentes hidrocarburos será eficientemente extraído a una PMM baja, no así un aceite pesado el cual necesitará una PMM alta.

De estos experimentos los autores concluyeron que la densidad del CO<sub>2</sub> a la PMM es función únicamente de los parámetros, u<sub>i</sub>, v<sub>i</sub>, u<sub>CO<sub>2</sub></sub> y v<sub>CO<sub>2</sub></sub> ponderados en peso que caracterizan la composición, de acuerdo a la siguiente relación:

$$F = \sum_{i=1}^{n-1} K_i w_i ; \quad K_i = \frac{\frac{u_i}{1-u_{CO_2}}}{\frac{v_i}{1-v_{CO_2}}} \quad (IV.10)$$

DONDE:

F = Parámetro ponderado en peso.

w<sub>i</sub> = Fracción normalizada del componente i en la fracción de C<sub>2</sub><sup>+</sup>

u<sub>i</sub> = Fracción en peso del i-ésimo carbón de la fase rica en CO<sub>2</sub>

u<sub>CO<sub>2</sub></sub> = Fracción en peso del CO<sub>2</sub> en la fase rica en CO<sub>2</sub>

v<sub>CO<sub>2</sub></sub> = Fracción en peso del CO<sub>2</sub> en la fase rica en aceite.

v<sub>i</sub> = Fracción en peso del i-ésimo carbón en la fase rica en aceite.

i = Número de carbon

Otra forma de calcular K<sub>i</sub> es mediante la ecuación (IV.11), en la

cual no se toma en cuenta la variación de los coeficientes de partición con los cambios de composición de la mezcla, debido a cambios de presión y temperatura. Con esta ecuación además de ahorrarse cálculos tediosos se tiene una buena aproximación.

$$\log k_i = -0.041 i + 0.761 \quad (\text{IV.11})$$

Correlacionando los parámetros de la composición de la fracción en peso de  $C_{2+}$ ,  $F$  y la densidad del  $CO_2$  a la PMM, para diferentes composiciones de aceite de yacimiento, se obtiene la siguiente ecuación:

$$f_{CO_2}^{PMM} = -0.524 F + 1.189 \quad F < 1.467 \quad \dots \quad (\text{IV.12})$$

$$f_{CO_2}^{PMM} = 0.42 \quad F \geq 1.467$$

Con la distribución del número de carbón, se calcula  $F$  con la ecuación (IV.10), los valores de  $K_i$  pueden determinarse usando la ecuación (IV.11). Conocida  $F$  la densidad del  $CO_2$  a la PMM, se obtiene con la ecuación (IV.12). Finalmente, la PMM se puede conocer utilizando la figura (IV.21), donde se presenta la PMM en función de la temperatura y para diferentes valores de  $F$ , que corresponden a diferentes valores de densidad del  $CO_2$ .

Los efectos de la adición de impurezas en el  $CO_2$ , como metano o nitrógeno, pueden ser determinados utilizando las figuras (IV.22 y IV.23), respectivamente.

Los efectos del nitrógeno son muy fuertes a temperaturas bajas y tienden a desaparecer con forma esta se incrementa.

Esta correlación se aplica en el rango de presión y temperatura de 1 000 lb/pg<sup>2</sup> a 5 000 lb/pg<sup>2</sup> y de 90°F a 250°F, respectivamente.

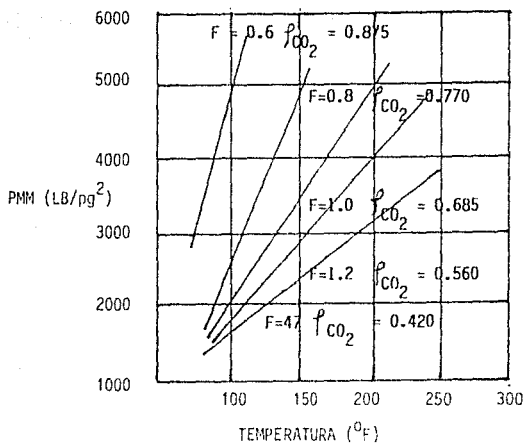


FIGURA IV. 21 PMM EN FUNCION DE LA TEMPERATURA Y DEL PESO COMPOSICIONAL.<sup>15</sup>

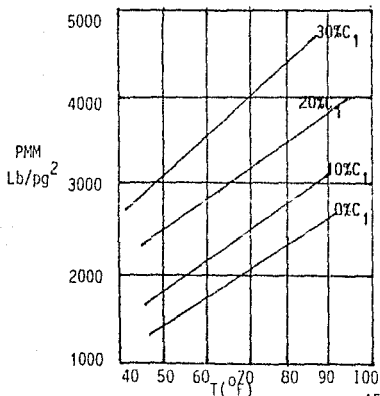


FIGURA IV. 22 PMM PARA UN SIST. CO<sub>2</sub>-C<sub>1</sub><sup>15</sup>

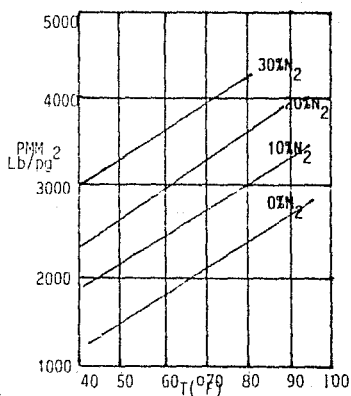


FIGURA IV. 23 PMM PARA UN SIST. CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub><sup>15</sup>



h) CORRELACION DE H.M. SEBASTIAN, R.S. WENGER Y T.A. RENNER.

Estos autores (14) desarrollaron una correlación para determinar la PMM para un sistema de CO<sub>2</sub> impuro, con base en la temperatura pseudocrítica del sistema de CO<sub>2</sub> impuro y la PMM para el sistema de CO<sub>2</sub> puro, determinada para el mismo aceite a la misma temperatura.

La temperatura pseudocrítica del sistema de CO<sub>2</sub> impuro se calcula con la ecuación (IV.13) y la PMM para el sistema de CO<sub>2</sub> puro puede ser determinada con cualquier correlación disponible o determinada de pruebas de desplazamiento.

$$T_{CM} = \sum_{i=1}^n X_i T_{ci} \quad \dots\dots\dots (IV.13)$$

X<sub>i</sub> = Fracción molar del componente i

T<sub>ci</sub> = Temperatura crítica del componente i (°K)

$$\frac{PMM_{IMPURO}}{PMM_{PURO}} = 1.0 - 2.13 \times 10^{-2} (T_{CM} - 304.2) + 2.51 \times 10^{-4} (T_{CM} - 304.2)^2 - 2.35 \times 10^{-7} (T_{CM} - 304.2)^3 \quad (IV.14)$$

304.2 = Temperatura crítica del CO<sub>2</sub> (°K)

Para determinar la PMM del sistema de CO<sub>2</sub> impuro, se calcula la temperatura pseudocrítica de la mezcla con la ecuación (IV.13), con la ecuación (IV.14) o la Figura (IV.24) se calcula la relación de presiones mínimas, la que se multiplica por la PMM para el sistema de CO<sub>2</sub> puro.

La PMM es independiente de la composición del sistema de CO<sub>2</sub> impuro siempre y cuando la temperatura pseudocrítica de la mezcla se mantenga constante.

Si la presión estimada es menor que la presión de saturación del

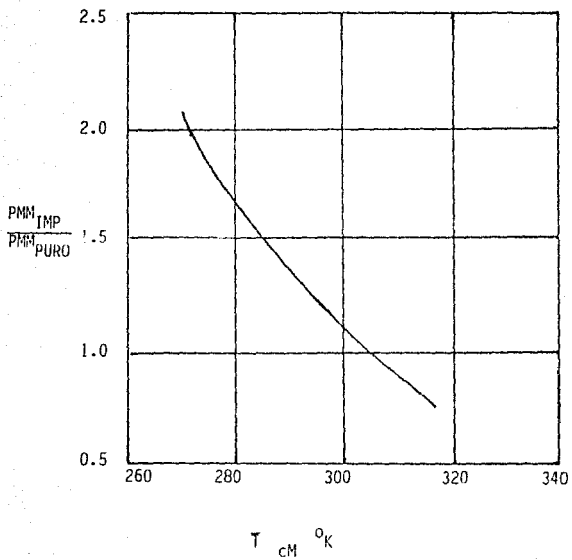


FIGURA IV.24 PMM/PMM EN FUNCION DE LA  $T_{CM}$  <sup>14</sup>

aceite del yacimiento, se tomará está como la PMM, la exactitud en su determinación dependerá de la PMM para el sistema de CO<sub>2</sub> puro. El rango utilizado de presión y temperatura es de 1000 lb/pg<sup>2</sup> a -3000 lb/pg<sup>2</sup> y de 100°F a 160°F, respectivamente, la correlación puede ser utilizada para sistemas binarios o multicomponentes, aceites, pesados o viscosos, considerando un 55% mol de impurezas. Esta correlación presenta un error del 8% y una desviación estandar del 11%.

#### i) CORRELACION DE GLASO.

Glaso <sup>24</sup> presenta una correlación general que predice la PMM para los sistemas de gas enriquecido/aceite, CO<sub>2</sub>/aceite y nitrógeno/aceite.

Las ecuaciones de Glaso son derivadas de la correlación gráfica de Benham y Colaboradores ( <sup>4</sup> ), la PMM resulta en función de la temperatura del yacimiento, peso molecular de la fracción C<sub>7+</sub> del aceite, porcentaje molar del metano en el gas de inyección y el peso molecular de los componentes intermedios en el gas de inyección. El Bióxido de Carbono y el Nitrógeno, están presentados en la correlación por una mezcla equivalente de gases de inyección de Metano/Propano y Metano/Etano respectivamente.

Para el sistema de Gas Enriquecido/Aceite, las siguientes ecuaciones son usadas para predecir la PMM.

$$PMM_{x=34} = 6,329.0 - 25.410y - (46.745 - 0.185y)z + (1.127 \times 10^{-12} y^{5.258} e^{319.8zy^{-1.703}})T \dots\dots\dots (IV.15)$$

$$PMM_{x=44} = 5,503.0 - 19.238y - (80.913 - 0.273y)z + (1.700 \times 10^{-9} y^{3.730} e^{13.567zy^{-1.508}})T \dots\dots\dots (IV.16)$$

$$PMM_{x=54} = 7,437.0 - 25.703y - (73.515 - 0.214y)z + (4.920 \times 10^{-14} y^{5.520} e^{21.706zy^{-1.109}})T \dots\dots\dots (IV.17)$$

DONDE:

x = Peso Molecular de  $C_2-C_{11}$  en el gas de inyección (lbm/mol; kg/kmol).

y = Corrección del peso molecular de la fracción  $C_{7+}$  en el aceite del yacimiento.

$$y = \left( \frac{2.622}{\delta_{O,C_{7+}}^{-0.846}} \right)^{6.588}$$

z = Metano en el gas de inyección, ( % mol )

T = Temperatura (  $^{\circ}F$ ,  $^{\circ}C$  )

La exactitud de los valores de la PMM obtenidas con las ecuaciones (IV.15) a la (IV.17), depende de los datos de entrada, tales como el porcentaje molar del metano en el gas de inyección y el peso molecular del  $C_{7+}$  en el aceite del yacimiento.

El peso molecular de la fracción  $C_{7+}$  está corregido por un factor K de 11.95. Un aceite con un factor K menor de 11.95 indica que su contenido de aromáticos es mayor, generando PMM más altos.

El contenido parafínico del aceite de yacimiento influye sobre la solubilidad del gas enriquecido en éste, las ecuaciones (IV.15) a la (IV.17) fueron desarrolladas para fluidos del yacimiento con un factor K de 11.95, la siguiente ecuación para calcular el factor K fue reportada por Whitson (24).

$$K_{C_{7+}} = 4.5579 \times \delta_{C_{7+}}^{0.15179} \times \delta_{C_{7+}}^{-0.84573} \dots \dots \dots (IV.18)$$

**Sistema de  $CO_2$ /Aceite.** La solubilidad del  $CO_2$  en el aceite del yacimiento, se considera similar a la solubilidad del etano, una mezcla equivalente para el  $CO_2$  es 50% de metano y 50% de propano. Holm y

Josenjal ( 16 ) reportaron que el  $\text{CO}_2$  es equivalente a un 59% de metano y un 41% de propano. Con los datos de la PMM obtenidos mediante pruebas de desplazamiento, el  $\text{CO}_2$  resulta equivalente a un 58% de metano y un 42% de propano. Con el porcentaje molar constante del metano, la ecuación (IV.16) se reduce a:

$$\text{PMM} = 810.0 - 3.404M_{C_{7+}} + (1.700 \times 10^{-9} M_{C_{7+}}^{3.730} e^{786.8M_{C_{7+}} - 1.058}) T \quad \text{(IV.19)}$$

Si la mezcla de componentes en el gas de inyección se mantiene constante la cantidad de componentes intermedios en el aceite del yacimiento, no afecta la PMM, si estos no exceden un cierto valor.

Alston y Colaboradores ( 13 ) demostraron que las fracciones de componentes volátiles e intermedios en el aceite de yacimiento, puede afectar la PMM cuando sus relaciones son diferentes de la unidad. La ecuación (IV.19), puede ser utilizada cuando la cantidad de componentes intermedios exceden al 18% mol. La ecuación (IV.20), es para aceites del yacimiento con contenido de componentes intermedios menores del 18% mol. La PMM se incrementa con el decremento del porcentaje molar de componentes intermedios en el aceite.

$$\text{PMM}_{F_R < 18} = 2,947.9 - 3.404M_{C_{7+}} + (1.700 \times 10^{-9} M_{C_{7+}}^{3.730} e^{786.8M_{C_{7+}} - 1.058}) T - 121.2F_R \quad \text{(IV.20)}$$

**Sistema de Nitrógeno/Aceite.** La correlación para determinar la PMM para este sistema, fue desarrollada a partir de los datos obtenidos de pruebas de desplazamiento en columna empacada. Las ecuaciones obtenidas están basadas en la ecuación (IV.15), para una mezcla equivalente de 72% mol de metano y 28% mol de etano, la cual representa al Ni-

trógeno. Los efectos adicionales de la temperatura sobre la PMM, para un aceite de yacimiento con peso molecular tan grande como 160 o menor se determina con las ecuaciones:

$$PMM_{M_{C_{7+}} > 160} = 3,400.0 - 20.80 T \dots\dots\dots (IV.21)$$

$$PMM_{M_{C_{7+}} < 160} = 4,731.5 - 39.77 T \dots\dots\dots (IV.22)$$

con las ecuaciones (IV.21) y (IV.22) y para una  $z=72$  se obtienen las ecuaciones (IV.23) y (IV.24) respectivamente:

$$PMM_{M_{C_{7+}} > 160} = 6,364.0 - 12.090 M_{C_{7+}} + (1.127 \times 10^{-12} M_{C_{7+}}^{5.258} e^{23,025.0 M_{C_{7+}}^{-1.703}} - 20.80) T \dots\dots\dots (IV.23)$$

$$PMM_{M_{C_{7+}} < 160} = 7,695.2 - 12.090 M_{C_{7+}} + (1.127 \times 10^{-12} M_{C_{7+}}^{5.258} e^{23,025.0 M_{C_{7+}}^{-1.703}} - 39.77) T \dots\dots\dots (IV.24)$$

Estas ecuaciones son usadas para calcular la PMM cuando la cantidad de componentes intermedios es mayor al 28% mol, en el caso de que sea menor se emplea la ecuación (IV.25) .

$$PMM_{F_R < 28} = 9,364.0 - 12.09 M_{C_{7+}} + (1.127 \times 10^{-12} M_{C_{7+}}^{5.258} e^{23,025.0 M_{C_{7+}}^{-1.703}} - 20.80) T - 99.3 F_R \dots\dots\dots (IV.25)$$

Las ecuaciones (IV.15, IV.16 y IV.17) tienen una desviación estandar de 9.62% en el rango de presión de 1,100 a 7000 lb/pg<sup>2</sup>; en las ecuaciones (IV.19 y IV.20) la desviación estandar, en el rango de presión de 900 a 4 400 lb/pg<sup>2</sup>, es de 11.65%.

## 2. CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA PMM CUANDO SE UTILIZA COMO FLUIDO DESPLAZANTE UN GAS ENRIQUECIDO.

Si el aceite del yacimiento es de baja concentración en hidrocarburos intermedios, a tal grado que para obtener un desplazamiento miscible se requiera de una presión muy alta, no aplicable por razones técnicas y/o económicas, queda la alternativa de inyectar un gas que contenga en cantidad suficiente los citados hidrocarburos, los cuales, bajo condiciones favorables son transferidos al aceite del yacimiento, hasta formar un frente de desplazamiento con características miscibles con el gas inyectado. Este es el proceso de desplazamiento miscible por inyección de gas enriquecido.

### a) CORRELACION DE G.S. COHEN Y J.A. SHIRER.

G.S. Cohen y J. A. Shirer ( <sup>23</sup> ) presentan un método para predecir la cantidad mínima de enriquecimiento del gas de inyección, con hidrocarburos de peso molecular intermedio, necesario para desarrollar un desplazamiento miscible con el aceite del yacimiento.

El método se basa en el trabajo de Benham y Col. y es una aplicación del proceso que describe el desplazamiento por contactos múltiples. La técnica requiere de un análisis composicional del gas de inyección de los hidrocarburos de peso molecular intermedio y del fluido del yacimiento. En suma, debe poderse generar un diagrama pseudoternario para poder fijar las condiciones bajo las cuales es posible alcanzar desplazamiento miscible.

El primer paso en determinar el mínimo enriquecimiento, es obte-

ner un análisis composicional de todos los fluidos que intervengan en el proceso; el segundo paso consiste en reproducir las propiedades del aceite del yacimiento con una ecuación de estado por ejemplo la de Exxon - BWRS, así como la predicción computarizada del comportamiento de fases - del aceite de yacimiento. El tercer paso consiste en la mezcla matemática de los tres sistemas de fluidos en varias proporciones, a la temperatura del yacimiento y a una presión prefijada. Con los datos obtenidos, se construye el diagrama ternario de fases, conteniendo los elementos mostrados en la Figura (IV.25). El cuarto paso es la determinación del mínimo enriquecimiento del gas de inyección, el cual es representado por la intersección de la línea tangente al punto crítico y la línea que une los vertices del diagrama triangular  $C_1$  y  $C_2 - C_4$

La correlación no puede ser usada cuando los componentes intermedios en el gas enriquecido, no están compuestos principalmente de etano, propano y butano, y para presiones mayores de 3 000 lb/pg<sup>2</sup>.

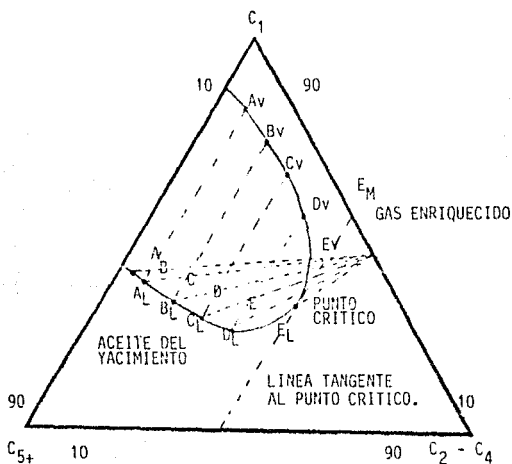


FIGURA IV. 25 DETERMINACION DEL MINIMO ENRIQUECIMIENTO DEL GAS DE INYECCION, PARA DESARROLLAR UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE<sup>23</sup>



b) CORRELACION DE S. S. KUO.

S. S. Kuo ( 8 ) presenta una correlación para determinar la máxima concentración de metano en el bache de gas enriquecido (  $C_1-C_4$  ), - de tal forma que se obtenga un desplazamiento miscible a la PMM. - usando la ecuación de Peng-Robinson, S.S. Kuo correlacionó aceites - de diferentes yacimientos, mezclas de gas enriquecido, temperatura, presión, peso molecular de  $C_{5+}$  en el fluido del yacimiento; peso molecular de  $C_2-C_4$  en el gas de inyección con el fin de obtener una - correlación para determinar la máxima concentración de metano en el gas de inyección, para un proceso miscible, ecuación (IV.26) .

$$\log(C_1) = (A+B \cdot T) \log(T) + C(\log P) + D \log(MWC_{5+}) + (E+F \cdot NWC_{2+}) \cdot \log(NWC_{2+}) \dots \dots \dots (IV.26)$$

- Donde:  $C_1$  = Máxima concentración de metano permisible (%Mol)  
 $T$  = Temperatura ( $^{\circ}F$ )  
 $P$  = Presión (lb/pg<sup>2</sup>)  
 $NWC_{5+}$  = Fracción de peso molar de  $C_{5+}$  de fluidos del yacimiento.  
 $NWC_{2+}$  = Fracción de peso molar de  $C_2-C_4$  del gas de inyección.

|                 |                 |
|-----------------|-----------------|
| A = 0.19899861  | D = -0.62406453 |
| B = -0.00055769 | E = 0.57821035  |
| C = 0.53347828  | F = 0.00059848  |

La correlación se emplea de la siguiente manera:

- 1) Calcular el peso molecular de los fluidos del yacimiento,  $C_{5+}$  --  
 ( $NWC_{5+}$ ).
- 2) Calcular el peso molecular de  $C_2$  a  $C_4$  en el gas de inyección, --  
 ( $NWC_{2+}$ ).
- 3) Determinar la máxima concentración de metano en el gas de inyección

(ecuación IV.26 ).

Los resultados obtenidos mediante esta correlación se compararon con los resultados presentados en la literatura técnica, presentando un error del  $\pm 4\%$  al  $\pm 6\%$ , dentro de un rango de presión y temperatura de 1 500 lb/pg<sup>2</sup> a 4 000 lb/pg<sup>2</sup> y de 130°F a 260°F respectivamente, y para fluidos del yacimiento de peso molecular entre 160 y 300 de C<sub>5+</sub>.

### 3. CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA PMM EMPLEANDO COMO FLUIDO DESPLAZANTE NITROGENO Y GAS NATURAL.

Correlación de Abbas Firozabadi y Khalid Azis.

Abbas Firozabadi y Khalid Azis (17 ) presentan una correlación para determinar la PMM mediante el proceso de vaporización de gas, usando como fluido desplazante el nitrógeno.

Los parámetros considerados que afectan la miscibilidad por contacto múltiple, para el sistema de aceite del yacimiento/nitrógeno o gas pobre son: la temperatura del yacimiento y la cantidad de componentes intermedios y volátiles en el aceite de yacimiento.

Los componentes intermedios del aceite del yacimiento son definidos por C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. A mayor concentración favorecen el desarrollo de la miscibilidad. Otro parámetro que afecta la PMM en el proceso de vaporización de componentes intermedios al de gas de inyección es la volatilidad del aceite del yacimiento, ya que los hidrocarburos ligeros, son evaporados a presiones más bajas que los hidrocarburos de alto peso molecular.

Con el incremento de la temperatura se incrementa la recuperación de aceite, en el proceso de vaporización para presiones de miscibilidad más bajas.

La Figura (IV.26), muestra el comportamiento de la PMM en función

del porcentaje molar de los componentes intermedios, dividido entre el peso molecular de la fracción de  $C_{7+}$ , este comportamiento también se representa mediante la ecuación (IV.27).

$$PMM = 9433 - 188 \times 10^3 \left( \frac{C_{C_2} - C_{C_5}}{M_{C_{7+}} T^{0.25}} \right) + 1430 \times 10^3 \left( \frac{C_{C_2} - C_{C_5}}{M_{C_{7+}} T^{0.25}} \right)^2 \dots\dots\dots (IV.27)$$

Donde:  $C_{C_2} - C_{C_5}$  = Concentración de componentes intermedios (% mol) en el aceite de yacimiento.

$M_{C_{7+}}$  = Peso molecular de  $C_{7+}$  en el aceite de yacimiento.

$T$  = Temperatura ( $^{\circ}F$ ) del yacimiento.

Esta correlación se emplea en un rango de presión y temperatura de: - 3 000 lb/pg<sup>2</sup> a 6 500 lb/pg<sup>2</sup>, y 140<sup>o</sup>F A 340<sup>o</sup>F respectivamente.

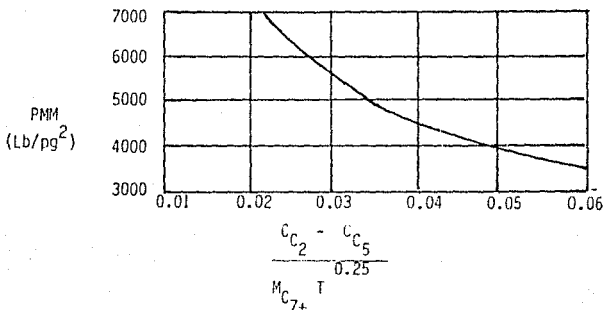


FIGURA IV.26 CORRELACION PARA CALCULAR LA PMM EMPLEANDO NITROGENO Y GAS POBRE.<sup>8</sup>

c) CALCULO DE LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD MEDIANTE LA UTILIZACION ECUACION DE ESTADO.

La predicción de la PMM a través del uso de correlaciones presenta - diferentes limitaciones, las cuales son inherentes a cada una de - ellas. De acuerdo a los datos y condiciones usadas para generarlas. Para obtener mejores resultados es necesario la determinación de - este parámetro por medio de pruebas de desplazamiento, con los fluidos del yacimiento y de inyección, efectuados a diferentes presiones y a temperatura de la formación, dichas pruebas deben ser repetidas; si se desea probar un cambio en la composición del fluido de inyección. Este trabajo consume tiempo y resulta muy laborioso.

Una alternativa para las limitaciones anotadas es mediante el uso de una ecuación de estado, para el cálculo del comportamiento de fases durante la simulación del proceso de desplazamiento del aceite por - el fluido desplazante, previa calibración de los parámetros de la - ecuación de estado, lo cual se consigue al reproducirse el comportamiento experimental de algún o algunos parámetros claves ( 2B ) del proceso.

El procedimiento para determinar la PMM y el comportamiento de fases correspondientes usando una ecuación de estado, aunque no elimina el requerimiento de contar con datos experimentales, si reduce grandemente la cantidad de los mismos.

El procedimiento general para determinar la PMM con el uso de una - ecuación de estado se resume en las siguientes etapas.

1. Determinar la composición de los fluidos del yacimiento.
2. Determinar la composición del gas de inyección.
3. Efectuar el análisis PVT con el fluido del yacimiento y el gas de inyección siguiendo un proceso similar al que se efectuará durante el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso.

Para llevar a cabo este análisis se requiere de un equipo PVT con

celda visual y que soporte un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

Con los datos experimentales debe poderse determinar en cada etapa, los siguientes parámetros:

- a) El volumen y masa de cada uno de los fluidos introducidos a la celda.
- b) El volumen y composición del gas extraído.
- c) El volumen del aceite dejado en la celda.
- d) La densidad relativa del gas extraído.
- e) El volumen y compresibilidad del aceite residual.
- f) La presión de burbuja de la mezcla de fluidos
- g) El volumen relativo.
- h) Factor de compresibilidad del gas.

4. Calibración de la ecuación de estado. Esta etapa consiste en efectuar cálculos del comportamiento PVT con el simulador composicional basado en la ecuación de estado, hasta reproducir dentro de cierta aproximación, los resultados experimentales. Lo anterior se hace variando los parámetros de la ecuación de estado y termodinámicos de los seudocomponentes de la mezcla de fluidos, como son, los coeficientes de interacción binaria, presión y temperatura crítica y factor acéntrico.

5. Simulación con el modelo composicional de las pruebas de desplazamiento en tubo empacado a diferentes presiones y temperatura del yacimiento.

La estructura básica de un modelo para estos fines considera el desplazamiento dinámico de los fluidos, en  $n$  etapas o celdas discretas, en cada una de las cuales se supone que existe equilibrio termodinámico entre los fluidos desplazado y desplazante, lo cual permite -- efectuar cálculos flash. en cada celda, dando como resultado la composición y masa de las fases en equilibrio, y la recuperación de los

fluidos producidos. El análisis de estos resultados permiten determinar la PMM y el diagrama de fases ternario correspondiente.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

## CAPITULO V

### APLICACION DE ALGUNAS CORRELACIONES A DATOS REALES

Con el fin de conocer la bondad de los resultados que proporcionan algunas correlaciones presentadas para el sistema  $\text{CO}_2$ , se utilizan los resultados de la presión mínima de miscibilidad determinada en el laboratorio, de seis aceites de yacimiento de diferente composición, de los cuales se conocen algunas propiedades y condiciones de presión y temperatura, que permitieron la utilización de 9 correlaciones.

En la Tabla ( V.1) se presentan algunas características de estos aceites que son requeridas para el uso de las correlaciones.

En la Tabla ( V.2) se presenta la temperatura crítica del gas de inyección para cada uno de los casos analizados, y para otras mezclas típicas de solventes.

La Tabla ( V.3) presenta la temperatura crítica de diferentes gases considerados como puros. Estos datos son útiles para el caso de usar alguno de ellos como gas de inyección o mezclados en tal caso, la temperatura crítica puede calcularse usando alguna regla de mezclado conveniente.

Utilizando la información antes mencionada para cada uno de los aceites, se determinó la presión mínima de miscibilidad y su porcentaje de error con respecto a la medida experimentalmente. En la Tabla ( V.4) se presentan los valores obtenidos para todas las correlaciones analizadas correspondientes al  $\text{CO}_2$ .

De la tabla anterior se obtienen las siguientes conclusiones:

1. Para la mayoría de las correlaciones el error cometido es mínimo --

cuando se emplea  $\text{CO}_2$  puro y alto contenido de componentes volátiles e intermedios.

- 2) Al incrementar el contenido de impurezas en el gas inyección se incrementa la presión mínima de miscibilidad.
- 3) Las correlaciones significativamente mejores son las propuestas por Johnson y Pollin, Alston y Kokkols, Orr y Silva y Sevastian y Col, ya que el error es relativamente bajo, para todos los casos probados.

Al utilizar estas correlaciones se corre el riesgo de eliminar a yacimientos candidatos para este proceso, por resultar la presión mínima de miscibilidad, mayor que la presión de fracturamiento la formación o de requerir equipo de compresión de mayor costo del necesario; o bien, de no desarrollar un desplazamiento tipo miscible por seleccionar una presión menor a la requerida.

Este comportamiento de las correlaciones se debe a que han sido desarrolladas con pocos datos y con composiciones de aceite que varían dentro de rangos limitados, con lo cual se restringe el uso de las mismas, a condiciones similares a las que fueron desarrolladas.

T A B L A V.1  
COMPOSICION DEL ACEITE DEL YACIMIENTO Y DEL  
GAS DE INYECCION.<sup>14</sup>

| ACEITE No. | TEMP. °F | YAC. $\frac{\% \text{MOL}}{\% \text{VOL}}$ | VOL. INT | WM <sub>C5+</sub> | I <sub>C</sub> °F | VOL. % | INT. % | COMPOSICION SOLVENTE.            |
|------------|----------|--|----------|-------------------|-------------------|--------|--------|----------------------------------|
| 1          | 130      | 0.141                                      |          | 185.83            | 87.8              | 5.4    | 38.4   | 100% $\text{CO}_2$               |
| 2          | 142      | 0.141                                      |          | 185.83            | 87.8              | 5.4    | 38.4   | 100% $\text{CO}_2$               |
| 3          | 130      | 0.727                                      |          | 185.83            | 79.8              | 29.3   | 40.3   | 90 $\text{CO}_2$ 10 $\text{C}_1$ |
| 4          | 105      | 0.735                                      |          | 187.80            | 79.8              | 10.5   | 14.3   | 90 $\text{CO}_2$ 10 $\text{C}_1$ |
| 5          | 105      | 0.735                                      |          | 187.80            | 70.7              | 10.5   | 14.3   | 80 $\text{CO}_2$ 20 $\text{C}_1$ |
| 6          | 135      | 0.735                                      |          | 187.80            | 70.7              | 10.5   | 14.3   | 80 $\text{CO}_2$ 20 $\text{C}_1$ |



T A B L A V.2

TEMPERATURA CRITICA DE LA MEZCLA<sup>14</sup>COMPOSICION DEL GAS  $\bar{T}_{CM}$  (°K)  
MANTENIDO (% MOL)

|  |       |
|--|-------|
| 100 CO <sub>2</sub>                                      | 304.2 |
| 90 CO <sub>2</sub> 10 C <sub>1</sub>                     | 292.3 |
| 81 CO <sub>2</sub> 19 C <sub>1</sub>                     | 282.1 |
| 92 CO <sub>2</sub> 8 N <sub>2</sub>                      | 290.3 |
| 81 CO <sub>2</sub> 19 N <sub>2</sub>                     | 269.5 |
| 91 CO <sub>2</sub> 9 GAS SEPARADOR                       | 301.4 |
| 80 CO <sub>2</sub> 20 GAS SEPARADOR                      | 297.1 |
| 68 CO <sub>2</sub> 32 GAS SEPARADOR                      | 296.7 |
| 52 CO <sub>2</sub> 32 GAS SEPARADOR<br>16 C <sub>2</sub> | 291.7 |

T A B L A V.3

TEMPERATURA CRITICA DE GASES<sup>14</sup>

| GAS                 | T <sub>c</sub> ( K ) |
|---------------------|----------------------|
| Hidrógeno           | 33.2                 |
| Nitrógeno           | 126.2                |
| Oxígeno             | 154.6                |
| Monóxido de Carbono | 132.9                |
| Metano              | 190.6                |
| Bióxido de Carbono  | 304.2                |
| Etano               | 305.2                |
| Acido Sulfídrico    | 325.0                |
| Propano             | 369.8                |
| Butano              | 425.2                |
| i-Butano            | 408.1                |
| n-Pentano           | 469.6                |
| i-Pentano           | 433.8                |
| n-Heptano           | 507.4                |

T A B L A V.4

| ACEITE<br>No. | PMM<br>LAB. | PRESION                          |            | MINIMA DE MISCIBILIDAD |            | (Lb/pg <sup>2</sup> ) |            |                   |            |
|---------------|-------------|----------------------------------|------------|------------------------|------------|-----------------------|------------|-------------------|------------|
|               |             | NATIONAL<br>PETROLEUM<br>COUNCIL | ERROR<br>% | HOLM<br>JOSENDAL       | ERROR<br>% | YELLIG<br>METCALFE    | ERROR<br>% | JOHNSON<br>POLLIN | ERROR<br>% |
| 1             | 1 375       | 1 400                            | 1.80       | 1 890                  | 37.45      | 1 575                 | 14.54      | 1 460             | 6.18       |
| 2             | 1 500       | 1 400                            | 6.70       | 2 010                  | 34.00      | 1 750                 | 16.60      | 1 440             | 4.00       |
| 3             | 1 900       | 1 400                            | 26.30      | 1 890                  | 0.50       | 1 675                 | 11.84      | 2 050             | 7.89       |
| 4             | 1 606       | 1 200                            | 25.28      | 1 410                  | 12.20      | 1 350                 | 15.94      | 1 715             | 6.78       |
| 5             | 2 157       | 1 200                            | 44.36      | 1 410                  | 34.63      | 1 350                 | 37.41      | 2 210             | 2.45       |
| 6             | 2 700       | 1 400                            | 48.14      | 1 900                  | 29.62      | 1 690                 | 37.40      | 2 770             | 2.59       |

T A B L A V.4

| ACEITE<br>No. | PMM<br>LAB. | PRESION                           |       | MINIMA DE MISCIBILIDAD |       | (lb/pg <sup>2</sup> ) |       | YELIG<br>METCALFE | ERROR | JOHNSON<br>POLLIN | ERROR |
|---------------|-------------|-----------------------------------|-------|------------------------|-------|-----------------------|-------|-------------------|-------|-------------------|-------|
|               |             | NATIONAL<br>PETROLEUM<br>COUNCIL. | ERROR | IKLM<br>JOSENDAL       | ERROR | %                     | %     |                   |       |                   |       |
| 1             | 1 375       | 1 400                             | 1.80  | 1 890                  | 37.45 | 1 575                 | 14.54 | 1 460             | 6.18  |                   |       |
| 2             | 1 500       | 1 400                             | 6.70  | 2 010                  | 34.00 | 1 750                 | 16.60 | 1 440             | 4.00  |                   |       |
| 3             | 1 900       | 1 400                             | 26.30 | 1 890                  | 0.50  | 1 675                 | 11.84 | 2 050             | 7.89  |                   |       |
| 4             | 1 606       | 1 200                             | 25.28 | 1 410                  | 12.20 | 1 350                 | 15.94 | 1 715             | 6.78  |                   |       |
| 5             | 2 157       | 1 200                             | 44.36 | 1 410                  | 34.63 | 1 350                 | 37.41 | 2 210             | 2.45  |                   |       |
| 6             | 2 700       | 1 400                             | 48.14 | 1 900                  | 29.62 | 1 690                 | 37.40 | 2 770             | 2.59  |                   |       |

T A B L A V. 4

| ACEITE<br>No. | ALSTON<br>KOKOLIS | PRESION MINIMA DE |                 | MISCIBILIDAD |              | (lb/pg <sup>2</sup> ) |                                | GLASO | ERROR |       |
|---------------|-------------------|-------------------|-----------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------------------------|-------|-------|-------|
|               |                   | ERROR             | ENICK<br>KOLDER | ERROR        | ORR<br>SILVA | ERROR                 | SEBASTIAN<br>WEGER.<br>RENNER. |       |       |       |
|               |                   | %                 | MORSE           | %            |              | %                     |                                | %     | %     |       |
| 1             | 1 281             | 6.8               | 1 729           | 25.72        | 1 500        | 5.4                   | 1 375                          | 0.00  | 1 630 | 18.45 |
| 2             | 1 407             | 6.2               | 1 865           | 24.34        | 1 600        | 6.6                   | 1 500                          | 0.00  | 1 764 | 17.60 |
| 3             | 1 957             | 3.0               | 2 233           | 17.55        | 1 930        | 1.5                   | 2 055                          | 8.10  | 1 630 | 14.21 |
| 4             | 1 592             | 0.8               | 1 785           | 11.16        | 1 480        | 7.8                   | 1 547                          | 3.60  | 1 754 | 9.20  |
| 5             | 2 194             | 1.7               | 2 187           | 1.39         | 2 080        | 3.5                   | 1 919                          | 11.04 | 1 754 | 18.68 |
| 6             | 2 863             | 6.0               | 2 557           | 5.29         | 2 700        | 0.0                   | 2 716                          | 0.67  | 2 091 | 22.50 |

## CONCLUSIONES.

En base en lo analizado en este trabajo se presentan las siguientes conclusiones:

1. La baja recuperación de hidrocarburos de un yacimiento se debe principalmente a:
  - a) Heterogeneidades de la formación productora.
  - b) Propiedades de interacción roca-fluido.
  - c) Características de los fluidos del yacimiento y del fluido desplazante.
  - d) Eficiencia de desplazamiento.
  
2. La distribución y movilidad de los fluidos en el medio poroso en un yacimiento depende de:
  - a) Mojabilidad de la roca.
  - b) Tensión interfacial de los fluidos.
  - c) Geometría y distribución del tamaño de poros.
  - d) Presión capilar.
  
3. De acuerdo con la ecuación de flujo fraccional, se obtiene una menor eficiencia de desplazamiento conforme se incrementa la viscosidad del fluido desplazado.  
Si la tensión interfacial fuera reducida, el aceite podría ser desplazado con mayor eficiencia.
  
4. Para que el desplazamiento de un aceite por un gas se realice, en forma eficiente, es necesario que el gas desplazante sea inyectado -

a una presión tal que en el frente de desplazamiento se efectúe el intercambio de masa entre las fases en contacto, en el grado requerido - para que resulten miscibles.

5. El parámetro definido como Presión Mínima de Miscibilidad es de gran importancia, ya que es el que determina la presión a la cual es posible generar un desplazamiento miscible por contacto múltiple al menor costo.
6. El desarrollo de las correlaciones para determinar la PMM pueden utilizarse como una primera aproximación para el cálculo de este parámetro, en el estudio de factibilidad de un yacimiento. Adicionalmente pueden usarse como guía para las pruebas de laboratorio.
7. Las ecuaciones de estado para determinar la PMM, ofrecen la ventaja de poder calcular este parámetro para diferentes condiciones de operación y composición del gas de inyección sin recurrir a pruebas de laboratorio detalladas.

## REFERENCIAS.

1. Forrest F. Craig Jr. "ASPECTOS DE INGENIERIA DE LA INYECCION DE AGUA"  
Serie de monografias de la Sociedad de Ingenieros Petroleros 1965.
2. L.W. Holm "MISCIBILITY AND MISCIBLE DISPLACEMENT" Journal of Petro-  
leum Technology Agosto 1986.
3. E.F. Herbeck, R.C. Heinte, J.R. Hastings "FUNDAMENTALS OF TERTIARY -  
OIL RECOVERY" Petroleum Engineer, Enero 1976.
4. A.L. Benham, W.E. Dowden, W.J. Kunzman "MISCIBLE FLUID DISPLACEMENT -  
- PREDICTION OF MISCIBILITY" Petroleum Transactions, AIME Vol. 219, -  
1960.
5. Fred I. Stalkup Jr. "MISCIBLE DISPLACEMENT" Society of Petroleum -  
Engineers of AIME, New York 1984.
6. Maron y Prutton "FUNDAMENTOS DE FISICOQUIMICA" Editorial Limusa, -  
México 1975.
7. C.A. Hutchinson J.R. "PHASE RELATIONS OF MISCIBLE DISPLACEMENT IN -  
OIL RECOVERY". A.I. CH. E. Journal. Marzo 1961.
8. S.S. Kuo "PREDICTION OF MISCIBILITY FOR THE ENRICHED GAS DRIVE -  
PROCESS", Society of Petroleum Engineer Septiembre 1985.  
SPE Papel 14152.

9. SPE Reprint Series No. 18 "MISCIBLE PROCESSES II" Society of Petroleum Engineers.
10. D.R. Craig and J.A. Bray "GAS INJECTION AND MISCIBLE FLOODING" Recovery of Hydrocarbons Beyond the Primary Stage Agosto 1979.
11. R.S. Metcalfe "THE EFFECT OF PHASE EQUILIBRIA ON THE CO<sub>2</sub> DISPLACEMENT MECHANISM" Society of Petroleum Engineers of AIME Abril 1978.
12. W.F. Yelling and R.S. Metcalfe "DETERMINATION AND PREDICTION OF CO<sub>2</sub> MINIMUM MISCIBILITY PRESSURES" Society of Petroleum Engineers. -  
Octubre 1978.
13. R.B. Alston, G.P. Kokolis and C.F. James "CO<sub>2</sub> MINIMUM MISCIBILITY - PRESSURE: A CORRELATION FOR IMPURE CO<sub>2</sub> STREAMS AND LIVE OIL SYSTEMS" Society of Petroleum Engineers Octubre 1983.
14. H.M. Sebastian, R.S. Wenger, T.A. Renner "CORRELATION OF MINIMUM - MISCIBILITY PRESSURE FOR IMPURE CO<sub>2</sub> STREAM" Journal of Petroleum - Technology. Noviembre 1985.
15. M.K. Silva "EFFECT OF OIL COMPOSITION ON MINIMUM MISCIBILITY - PRESSURE WITH CO<sub>2</sub>" Society of Petroleum Engineers. Septiembre 1985.
16. L.N. Holm, U.A. Josendal "MECHANISMS OF OIL DISPLACEMENT BY CARBON DIOXIDE" Journal of Petroleum Technology Diciembre 1974.



17. A. Firozabadi, K. Aziz "ANALISIS AND CORRELATION OF NITROGEN AND -  
LEAN - GAS MISCIBILITY PRESSURE" Society of Petroleum Engineers. -  
Noviembre 1986.
18. R.L. Christiansen and H. Kim "RAPID MEASUREMENT OF MISCIBILITY -  
PRESSURE USING THE RISING BUBBLE APPARATUS" Society of Petroleum -  
Engineers Septiembre 1984.
19. Rutherford, W.M. "MISCIBILITY RELATIONSHIPS IN THE DISPLACEMENT OF  
OIL BY LIGHT HYDROCARBONS" Soc. Pet. Eng. J. Diciembre 1962.
20. Holm, L.W. and Josendal, V.A. "EFFECT OF OIL COMPOSITION ON --  
MISCIBLE-TYPE DISPLACEMENT BY CARBON DIOXIDE" Soc. Pet. Eng. J. -  
(Feb. 1982).
21. Hutchinson, C.A., Jr. y Braun, P.H. "PHASE RELATION OF MISCIBLE -  
DISPLACEMENT MECHANISM", SPEJ, Marzo 1961.
22. Holm, L.W. "CO<sub>2</sub> SLUG AND CARBONATED WATER OIL RECOVERY PROCESSES"  
Prod. Monthly (Sep. 1963).
23. G.S.Cohen and J.A. Shirer "PREDICTION OF CONDITIONS NECESSARY FOR  
MULTIPLE - CONTACT MISCIBILITY", Society of Petroleum Engineers of  
AIME, 1983.
24. Glaso, "GENERALIZED MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE CORRELATION", SPE.  
Petroleum Technology Research Inst. December 1985.

25. Enick, R.M., Holder, G.D., and Morsi, B.I.: "A THERMODYNAMIC --  
CORRELATION FOR THE MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE IN CO<sub>2</sub> FLOODING -  
OF PETROLEUM RESERVOIRS. " Paper presented at the 1985 AIChE -  
Natl. Meeting, Houston, March 24-25.
26. James P. Johnson y James S. Pollin., "MEASUREMENT AND CORRELATION  
OF CO<sub>2</sub> MISCIBILITY PRESSURES", Paper SPE 9790 presented at the -  
1981 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, April 5-8.
27. Pruebas de Desplazamiento de Aceite del CO<sub>2</sub> en columna empacada, -  
Proyectos D .2408 y D.266A. Subdirección de Explotación IMP.
28. C.A. Kossack, and S. Hagen., "THE SIMULATION OF PHASE BEHAVIOR -  
AND SLIM-TUBE DISPLACEMENTS WITH EQUATIONS OF STATE" Society of  
Petroleum Engineers Septiembre 1985.

## B I B L I O G R A F I A

1. J. Abreu M.T., Muñoz A.F., R. Silva J., Loreto M.E. "APUNTES DE RECUPERACION SECUNDARIA". Facultad de Ingeniería UNAM 1976.
2. García Gómez Francisco Javier. "DETERMINACION EXPERIMENTAL DE LA PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD EN SISTEMA CO<sub>2</sub>-ACEITE DEL YACIMIENTO". Tesis de Maestría, México 1981.
3. Whorton, L.P., Brownscombe, E. R. y Dyes, A.B., "METHOD FOR PRODUCING OIL BY CARBON DIOXIDE", U.S. Dic. 1952.
4. Matheny, S.L., "EOR METHODS HELP ULTIMATE RECOVERY", Oil and Gas Journal. Marzo 1980.
5. Henderson, L.E., "CARBON DIOXIDE MISCIBLE DISPLACEMENT IN THE NORTH CROSS UNIT", Project Design and Performance, SPE 1974.
6. Eathmell, J.J., Stalkup, F.I. y Hassinger, R.C., "A LABORATORY INVESTIGATION OF MISCIBLE DISPLACEMENT BY CARBON DIOXIDE", SPE Octubre 1971.