

43
20j



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

DESPLAZAMIENTO MISCIBLE COMO UN
PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MEZA DE LA PEÑA ADRIAN



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
PANAMÁ

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-217

Señor MEZA DE LA PEÑA ADRIAN.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento -- el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing. -- Mario Becerra Zepeda, para que lo desarrolle como tesis para su -- Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"DESPLAZAMIENTO MISCIBLE COMO UN PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA"

- I ASPECTOS GENERALES DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.
- II FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.
- III DESPLAZAMIENTO MISCIBLE AL PRIMER CONTACTO.
- IV DESPLAZAMIENTO MISCIBLE POR CONTACTO MULTIPLE.
- V CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO Y METODOS DE PREDICCIÓN.
- VI CASOS DE CAMPO.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento -- con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así --- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Octubre 9 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

Mr.
OARCH' MRV'gtg

I N D I C E

Introducción	1
CAP. I Aspectos Generales del Desplazamiento Miscible.	3
I.1 Generalidades	3
I.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada.	4
I.3 Procesos Miscibles.	6
I.3.1 Desplazamiento con Gases Hidrocarburos.	6
I.3.2 Desplazamiento con Gases no Hidrocarburos.	7
I.4 Fuerzas Retentivas.	8
I.4.1 Fuerzas Superficiales y de Capilaridad.	11
I.4.1.1 Mojabilidad.	13
I.4.1.2 Capilaridad	15
I.5 Miscibilidad y Comportamiento de Fase de Fluidos Hidrocarburos.	21
I.5.1 Sistemas de un Componente.	22
I.5.2 Sistemas de dos Componentes.	23
I.5.3 Sistemas de tres Componentes.	27
I.5.4 Sistemas Multicomponentes.	29
I.6 Procesos Miscibles al Primer Contacto.	32
I.7 Procesos Miscibles por Contacto Múltiple.	34
CAP. II Factores que Afectan el Comportamiento del Desplazamiento Miscible.	37
II.1 Movilidad	37
II.2 Regímenes de Flujo en el Desplazamiento Miscible.	39
II.3 Eficiencias de Desplazamiento y de Barrido.	42
II.3.1 Area Barrida.	43
II.3.2 Digitación.	45
II.3.3 Tamaño del Bache.	49
II.4 Difusión y Dispersión.	50

II.4.1	Difusión Molecular y Dispersión Convectiva Microscópica.	51
II.4.2	Dispersión Convectiva Macroscópica.	54
II.5	Métodos para Mejorar las Eficiencias de Barrido.	55
II.5.1	Flujo no Segregado.	57
II.5.2	Flujo Totalmente Segregado.	59
II.5.3	Nivelación de la Viscosidad.	60
II.5.4	Estabilización Gravitacional.	61
II.5.5	Espumas.	63
CAP. III	Desplazamientos Miscibles al Primer Contacto.	65
III.1	Mecanismo de Miscibilidad.	65
III.2	Uso y Propiedades del LPG.	72
III.3	Condiciones Favorables para la Aplicación del Proceso.	74
III.4	Suministro y Costos.	75
III.5	Ventajas y Desventajas.	75
III.6	Desplazamiento con Baches de Alcohol.	77
CAP. IV	Desplazamientos Miscibles por Contacto Múltiple.	82
IV.1	Gases Hidrocarburos.	83
IV.1.1	Desplazamiento por Inyección de Gas Enri- quecido.	83
IV.1.1.1	Mecanismo de Miscibilidad.	83
IV.1.1.2	Uso y Propiedades de los Gases Enriquecidos.	87
IV.1.1.3	Condiciones Favorables para la Aplicación del Proceso.	93
IV.1.1.4	Suministro y Costos.	94
IV.1.1.5	Ventajas y Desventajas.	95
IV.1.2	Desplazamiento Miscible por Inyección de Gas Seco a Alta Presión.	97

IV.1.2.1	Mecanismo de Miscibilidad.	97
IV.1.2.2	Propiedades de los Gases Secos.	101
IV.1.2.3	Condiciones Favorables para la Aplicación del Proceso.	110
IV.1.2.4	Suministro y Costos.	112
IV.1.2.5	Ventajas y Desventajas.	113
IV.2	Gases no Hidrocarburos.	114
IV.2.1	Inyección de Gases Inertes.	114
IV.2.1.1	Mecanismo de Miscibilidad con Nitrógeno.	115
IV.2.1.2	Consideraciones de la Fase de Equilibrio para el Nitrógeno.	117
IV.2.1.3	Miscibilidad con Gas de Combustión.	120
IV.2.1.4	Propiedades de los Gases Inertes.	121
IV.2.1.5	Yacimientos Favorables para la - Aplicación del Proceso.	121
IV.2.1.6	Suministro y Costos.	123
IV.2.1.7	Ventajas y Desventajas.	132
IV.2.2	Inyección de Dióxido de Carbono.	133
IV.2.2.1	Mecanismo de Miscibilidad.	134
IV.2.2.2	Factores que Contribuyen al In- cremento en la Recuperación de - Aceite con CO ₂ .	141
IV.2.2.3	Uso y Propiedades del CO ₂ .	146
IV.2.2.4	Yacimientos Favorables para la - Aplicación del Proceso.	147
IV.2.2.5	Suministro y Costos.	150
IV.2.2.6	Ventajas y Desventajas.	157
IV.3	Estimación de la Presión de Miscibilidad.	159
IV.3.1	Procesos Miscibles por Empuje de Gas Con- densado.	159
IV.3.2	Procesos Miscibles por Empuje de Gas Vapo- rizado.	162
IV.3.3	Procesos Miscibles de CO ₂ .	167

CAP. V	Consideraciones para el Diseño y Métodos de Predicción para los Procesos Miscibles.	169
V.1	Consideraciones Importantes.	169
V.2	Simuladores Numéricos de Diferencias Finitas.	175
V.2.1	Simuladores de Aceite Negro Modificados.	177
V.2.2	Simuladores Composicionales.	181
V.3	Modelos en Conductos de Flujo.	185
V.4	Modelos de Elementos Finitos.	187
V.5	Modelos Físicos a Escala.	188
V.6	Cálculos de Múltiples Capas Involucrando Información de Modelos Físicos para el Desarrollo de una sola Capa.	189
V.7	Métodos de Escritorio para una sola Capa.	190
V.7.1	Inyección Continua de Solvente en un Proceso de Recuperación Secundaria. (Ejemplo)	191
CAP. VI	Casos de Campo.	195
VI.1	Proyectos Miscibles al Primer Contacto.	195
VI.2	Proyectos por Empuje de Gas Condensado.	199
VI.3	Proyectos por Empuje de Gas Vaporizado.	201
VI.4	Proyectos Miscibles con CO ₂ .	207
Conclusiones.		213
Bibliografía.		218

INTRODUCCION

Desde hace varios años, con la continua demanda de hidrocarburos en todo el mundo y su relativamente baja recuperación, la industria petrolera ha puesto interés en la búsqueda de nuevos yacimientos. Sin embargo, la exploración y explotación de nuevos yacimientos son cada vez -- más complicadas y costosas, lo que ha provocado que los investigadores hagan un mayor esfuerzo en desarrollar nuevas técnicas con el fin de -- incrementar la recuperación en yacimientos ya descubiertos.

Primeramente, se pensó en un desplazamiento utilizando agua, como un -- proceso de recuperación secundaria, y aunque los resultados se conside-- ran como satisfactorios, pueden dejar una cantidad considerable de -- aceite en el yacimiento. Más tarde, con el mismo objetivo, comenzaron a desarrollarse nuevas técnicas llamadas "Técnicas de Recuperación Me-- jorada", las cuales han mostrado, bajo ciertas condiciones, mayores re-- cuperaciones comparadas con las de un desplazamiento con agua.

Dentro de estas técnicas, se encuentran: los desplazamientos con va-- por, los desplazamientos que utilizan agentes químicos y los procesos miscibles. Cada uno de ellos son aplicables dependiendo de las caracte-- rísticas tanto del yacimiento, como de los fluidos contenidos en él. Siendo la selección del proceso adecuado un factor determinante en el éxito o fracaso del proyecto.

Con este esquema, los procesos miscibles presentan una alternativa muy buena para su aplicación. En éstos, el fluido inyectado puede ser un gas hidrocarburo o no hidrocarburo. Los primeros presentan ciertas -- restricciones en su uso, debido principalmente a su alto valor comer-- cial, baja disponibilidad y a los bajos precios del petróleo en la actual-- dad. Sin embargo, la inyección de gases no hidrocarburos, como -- el dióxido de carbono y el nitrógeno es la que ha recibido mayor aten-- ción y pre-- sentan un futuro más prometedor.

Al ver la necesidad e importancia del estudio de estos procesos, se ha desarrollado este trabajo, en el cual se pretende sentar las bases para estudios más a fondo de dichas técnicas, con este objetivo, se hace una recopilación de la información más importante disponible en la literatura, referente a los diferentes procesos miscibles, los factores que intervienen en la miscibilidad, los métodos existentes para predecir su comportamiento y se exponen algunas aplicaciones exitosas a campos. Por último, se presentan las conclusiones que se obtuvieron al realizar este trabajo.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

I.1 GENERALIDADES

El estudio de los procesos miscibles se inició en los primeros años de la década de los 50's (8)*, debido al interés de incrementar la recuperación del aceite que se dejaba en el yacimiento por medio de un desplazamiento convencional con agua. Primeramente surgieron los procesos con solventes hidrocarburos, los que se dividieron en dos tipos: Procesos Miscibles al Primer Contacto y los Procesos Miscibles por Contacto Múltiple.

En los procesos miscibles al primer contacto se utilizó como solvente el propano o mezclas de gases licuables del petróleo (LPG) y en los procesos miscibles por contacto múltiple, los fluidos de inyección fueron el gas natural a alta presión y el gas natural con apreciables cantidades de hidrocarburos. Algunos otros fluidos han sido inyectados tales como el alcohol, el gas de combustión, el nitrógeno y el CO_2 .

Los altos costos del propano, LPG, o de los gases hidrocarburos enriquecidos, han hecho que esos solventes se inyecten en forma de baches desplazados por un gas más económico o con agua.

Más de 150 proyectos fueron iniciados en los Estados Unidos de Norteamérica y en Canadá en la década de los 50's, la mayoría fueron prue

* Referencias al final.

bas piloto a pequeña escala, involucrando pocos pozos de inyección.

Pruebas de laboratorio y pruebas de campo han encontrado varios problemas al utilizar gases hidrocarburos. Un problema muy serio consiste en la determinación de la cantidad adicional de aceite que se espera obtener con este tipo de proceso en comparación con otros y si es económicamente conveniente.

En general, la implantación de cualquier proyecto de recuperación -- mejorada, requiere de una gran inversión; además, deberá ser sopor- tada por pruebas de laboratorio, uso de computadoras para simular - el comportamiento del yacimiento y de pruebas piloto.

I.2 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA.

Antes de clasificar de alguna manera los métodos de recuperación me jorada, es conveniente tener una visión general del mecanismo que - se lleva a cabo:

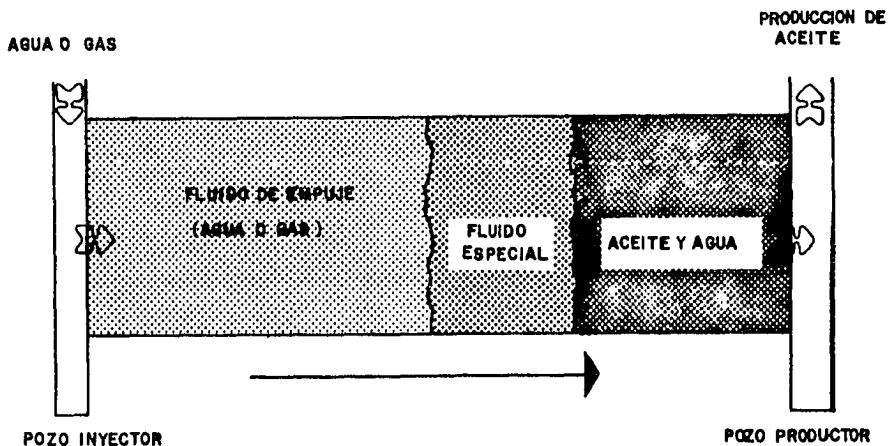


Fig. I.1 Técnica generalizada de un proceso de recuperación mejorada.

(Ref. 2)

La Fig. I.1. puede ser aplicada a cualquier proyecto de recuperación -- secundaria o terciaria. El fluido especial debe ser una sustancia tal que obtenga la mayor recuperación al menor costo posible. La cantidad de fluido inyectado variará desde una fracción del volumen de poros -- del yacimiento, hasta más del total de dicho volumen; debido a ésto, es indispensable analizar cuántos barriles de aceite adicionales se producirán por cada barril de sustancia inyectada.

Una clasificación general de los procesos de recuperación mejorada se muestra en la tabla I.1.

PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA	Procesos Térmicos	{ Estimulación de vapor. Inyección de vapor. Combustión in-situ.
	Procesos Químicos	{ Inyección de Polímeros-Surfactantes. Desplazamiento con Polímeros. Inyección de Soluciones Alcalinas.
	Procesos Miscibles	{ Desplazamiento con Gases Hidrocarburos. Desplazamiento con Gases no Hidrocarburos.

Tabla I.1. Clasificación general de los procesos de recuperación mejorada. (Ref. 1)

Existen diversos criterios para clasificar los distintos métodos (2); -- uno de ellos, puede ser de acuerdo al mecanismo principal de recuperación pero, independientemente de la forma en que se clasifique, el criterio de selección de cada uno de ellos, estará en función de las características propias del yacimiento, así como de las propiedades de los fluidos que contiene y los de inyección, sin olvidar el análisis económico correspondiente.

I.3 PROCESOS MISCIBLES.

Enfocándonos en especial en los procesos miscibles, podemos mencionar que se refieren a la introducción en el yacimiento de un fluido (solvente) que se disuelve completamente en el aceite existente eliminando las fuerzas que causan la retención del mismo en la matriz de la roca; barriendo al yacimiento hasta llegar al pozo productor. Estos solventes pueden ser: hidrocarburos refinados, gases hidrocarburos - condensados, gases licuables del petróleo, alcohol, dióxido de carbono, gases de combustión o el nitrógeno.

I.3.1. DESPLAZAMIENTO CON GASES HIDROCARBUROS

Existen tres diferentes procesos de desplazamiento con gases hidrocarburos:

- 1) Procesos con baches miscibles.- Consisten en la inyección de un bache de hidrocarburo líquido seguido por gas natural, agua o gas y agua, que sirve para desplazar al bache a través del yacimiento.
- 2) Procesos con gas enriquecido.- En donde se inyecta un bache de gas natural enriquecido, desplazado por un gas seco o un gas seco y agua. El enriquecimiento del gas es con las fracciones etano a exano (C_2-C_6). Dichos componentes son transferidos del gas de inyección al aceite del yacimiento.
- 3) Procesos de gas seco a alta presión.- Consisten en la inyección de un gas seco a alta presión, lo que provoca una evaporación del aceite crudo y forma una fase miscible. La transferencia de los componentes C_2-C_6 es del aceite del yacimiento, al gas inyectado.

Como ya se mencionó, el diseño de estos procesos requiere de estudios en modelos de laboratorio acompañados de pruebas piloto en el yacimien

to; así como del conocimiento de ciertos parámetros tales como; profundidad y espesor del yacimiento; viscosidad del aceite; presión y temperatura del yacimiento; permeabilidades y ángulo de inclinación, lo que nos permitirá optimizar el tamaño del bache, el ritmo de inyección y la eficiencia de recuperación.

I.3.2. DESPLAZAMIENTO CON GASES NO HIDROCARBUROS.

Dentro de los desplazamientos con gases no hidrocarburos se tienen:

- 1) Inyección de dióxido de carbono.- El principal problema al utilizar los gases hidrocarburos es su alto costo; así como su disponibilidad. El proceso con CO_2 implica un mecanismo similar al desplazamiento de gas a alta presión. La miscibilidad se alcanza bajo ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento; dependiendo de la composición del aceite que contiene y generalmente, después de contactos múltiples. Bajo estas condiciones, el gas podrá extraer los hidrocarburos pesados del aceite y concentrarlos en el frente de desplazamiento.

Este tipo de proceso miscible, al igual que los demás, presenta ciertas ventajas; las cuales serán tratadas posteriormente.

- 2) Inyección de gas inerte.- En la actualidad, el elevado costo y el limitado suministro de los gases hidrocarburos ha hecho pensar en un sustituto. El gas inerte (nitrógeno puro o una mezcla principalmente compuesta por nitrógeno) es uno de ellos.

En este tipo de proceso, la miscibilidad entre el gas y el aceite del yacimiento se da en un limitado rango de presiones, temperaturas y composiciones, por lo tanto, los yacimientos adecuados para el desplazamiento son limitados.

- 3) Gases de combustión.- Otro gas que se utiliza, por ser más económico, es el gas de combustión. La miscibilidad se lleva a cabo por el mecanismo de gas de empuje a alta presión. Generalmente, los procesos a alta presión son aplicables a yacimientos que contienen alta concentración de hidrocarburos intermedios. Los gases de combustión son compuestos, principalmente, de nitrógeno y dióxido de carbono y son una alternativa muy atractiva para un proceso de recuperación mejorada.

I.4. FUERZAS RETENTIVAS

Un indicador importante del contenido total de aceite que existe en el yacimiento; de las propiedades del sistema roca-fluidos; de la eficiencia del proceso de recuperación aplicado; y de los procesos que son factibles de aplicarse con éxito, es la saturación de aceite (4).

La saturación de aceite, S_o , es definida como la fracción de un cierto volumen de poros ocupada por aceite. Su valor numérico y su distribución dentro de los poros, contribuye a evaluar las fuerzas retentivas que predominan en el sistema roca-fluidos; además de seleccionar en una mejor forma, el proceso más adecuado de aplicación.

En el flujo de fluidos en medios porosos intervienen diferentes fuerzas que pueden o no, contribuir a la expulsión del aceite del yacimiento una vez que la energía natural del sistema ya no es lo suficientemente capaz para hacer que los fluidos lleguen a la superficie; o cuando se trate de incrementar la producción. Dichas fuerzas son:

- 1) Capilares
- 2) Viscosas
- 3) Gravitacionales

Si las condiciones del yacimiento establecen continuidad en la fase de aceite, la ecuación de Darcy (Ec. I.1.) refleja el efecto de dichas -- fuerzas.

$$V_o = - \frac{k_o}{\mu_o} \left[\frac{dP_o}{ds} - \rho_o \frac{dz}{ds} \right] \quad (I.1)$$

donde:

V_o = Velocidad del fluido.

K_o = Permeabilidad efectiva al aceite.

μ_o = Viscosidad del aceite.

$\frac{dP_o}{ds}$ = Gradiente de Presión.

$\rho_o \frac{dz}{ds}$ = Fuerza Gravitacional.

Es evidente que en la ecuación anterior, se deben reducir los efectos de estas fuerzas. Se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

- 1) Aprovechar al máximo el efecto de la segregación gravitacional, - promoviendo el flujo en la dirección adecuada.
- 2) Aumentar el gradiente de presión.
- 3) Aumentar la permeabilidad efectiva al aceite por medio de una es- timulación a los pozos.
- 4) Tratar de mantener una relación de movilidades del aceite y del - agua favorables por medio de la inyección de polímeros.
- 5) Disminuir la viscosidad del aceite utilizando los procesos térmi- cos o la inyección de CO_2 .

Si se tiene un sistema con saturación de aceite residual (saturación de aceite y agua inmóvil), la ecuación a utilizar es la (I.2), debido a que las fuerzas capilares son las que gobiernan el movimiento de los fluidos.

$$P_c = \frac{2 \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r} \quad (I.2)$$

donde:

- P_c = Presión capilar.
- σ_{wo} = Tensión interfacial agua-aceite.
- r = Radio del capilar.
- θ = Angulo de contacto.

Las recomendaciones serían:

- 1) Disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, utilizando dispersiones con tensoactivos.
- 2) Modificar la mojabilidad de la roca por medio de soluciones alcalinas.
- 3) Desaparecer la tensión interfacial entre el aceite y el agua - - aplicando los procesos miscibles.

En cuanto a los efectos por las fuerzas gravitacionales, no existe un método para tratar de disminuirlas (4), pero sí debe tratarse de aprovechar al máximo la segregación gravitacional de los fluidos del yacimiento.

Como se ha visto, los procesos miscibles implican una disminución de la tensión interfacial, provocando que la presión capilar desaparezca. Es por ésto que es importante definir algunos conceptos relacio-

nados con este fenómeno.

I.4.1 FUERZAS SUPERFICIALES Y DE CAPILARIDAD.

Una propiedad muy importante de los fluidos en situaciones en donde existen superficies libres, es la tensión superficial y la tensión interfacial. El comportamiento de las gotas de aceite puede ser fuertemente influenciados por la tensión superficial del líquido.

La atracción entre moléculas semejantes en un líquido, es mucho mayor que cualquier atracción entre moléculas de líquido y gas. Debido a esto, las moléculas de líquidos en la superficie libre, actuarán como si estuvieran ligadas unas a otras. Una manera de ejemplificar este fenómeno, es formando una película de jabón utilizando un alambre deslizable como el que se muestra en la Fig. I.2

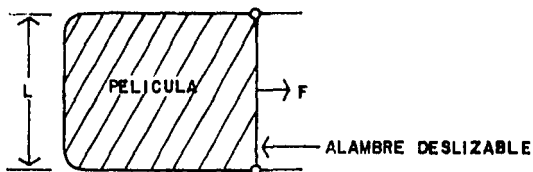


Fig. I.2. Demostración de la fuerza de tensión superficial. (Ref. 6)

Se observa que para poder mantener el alambre estacionario con la película formada como se muestra, una fuerza F será necesaria.

La tensión superficial, σ , puede ser definida como esta fuerza por unidad de longitud. Para el caso de la película de jabón, se cuenta con 2 superficies libres; por lo tanto, el fluido actúa a lo largo de la longitud $2L$:

$$\sigma = F / 2L$$

(I.3)

En esta ecuación se puede observar que las dimensiones de la tensión superficial son fuerza entre longitud; siendo las unidades más comunes las dinas/cm y Lb_f/pie .

Si el alambre deslizable fuera movido hacia la derecha, el trabajo, W , a desarrollarse, sería una fuerza, F , por alguna distancia, dx , quedando:

$$W = Fdx = 2L\sigma dx = \sigma dA$$

(I.4)

donde:

dA = la nueva superficie formada como resultado del movimiento del alambre.

En esta ecuación, se observa que σ es independiente del área y que la fuerza, F , es constante.

El trabajo, W , que se requerirá para formar esa superficie libre adicional, será igual al incremento en energía libre de las moléculas -- conforme salen del interior y llegan a la superficie. Debido a lo anterior, la tensión superficial es, algunas veces, llamada energía libre superficial y sus unidades son: $ERGS/cm^2$ o Lb_f-pie/pie^2 o como un ERG es una dina/cm, puede verse que las unidades son idénticas a las previamente mencionadas.

Considerando que el agua y el aceite son fluidos que generalmente se localizan en los yacimientos, se encontrará que siempre existirá una tensión interfacial entre ellos. Bajo estas condiciones, una molécula de agua lejana a la interfase estará rodeada de otras moléculas de agua, teniendo una resultante de fuerzas de atracción neta igual a ce

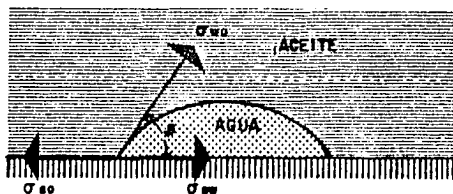
ro. Sin embargo, una molécula sobre la interfase tiene una fuerza que actúa sobre ella, proveniente del aceite que está arriba y una fuerza de las moléculas de agua que se localizan abajo de esta interfase, - - - - - teniéndose una fuerza resultante desbalanceada que elevan la tensión - - - - - interfacial. Esta fuerza de atracción desbalanceada entre estas moléculas es la que crea una membrana superficial.

La tensión superficial es medida en el laboratorio con un tensiómetro o con el método de la gota (3).

En sistemas hidrocarburos será necesario considerar, además de la interfase entre un gas y un líquido, las fuerzas que actúan entre un líquido y un sólido. Y entre líquidos inmiscibles; ya que de todas estas fuerzas, dependerá la mojabilidad y la presión capilar de la roca.

I.4.1.1. MOJABILIDAD

La tensión de adhesión, A_t , la cual depende de la tensión interfacial, determina cual fluido mojará preferentemente al sólido. Por ejemplo, - - - - - en la figura I.3., dos fluidos como son el aceite y el agua, están en contacto con un sólido.



$$\cos \beta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}}$$

Fig. I.3. Equilibrio de fuerzas en una interfase agua-aceite-sólido.
(Ref. 3)

Por convención, el ángulo de contacto, θ , es medido a través de la fase más densa y tiene un rango de 0° a 180° . En base a lo anterior, la

expresión que define la tensión de adhesión es:

$$A_t = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta \quad (I.5)$$

donde:

A_t = Tensión de adhesión.

σ_{so} = Tensión interfacial entre el sólido y la fase de fluido ligero.

σ_{sw} = Tensión interfacial entre el sólido y la fase de fluido más densa.

σ_{wo} = Tensión interfacial entre los fluidos.

Observando la expresión (I.5), una tensión de adhesión positiva indica que la fase densa preferentemente moja a la superficie sólida. Una -- tensión de adhesión de cero, indica que ambas fases tienen una igual -- afinidad a la superficie; en otras palabras, la tensión de adhesión de termina la habilidad de la fase mojante para adherirse al sólido y exparcirse sobre la superficie del mismo.

Si A_t es muy grande y θ es pequeño, la fase densa rápidamente se esparcirá y tenderá a bañar la superficie.

Si el ángulo de contacto θ es grande, se requerirá una fuente de energía externa para que la fase densa se esparza sobre la superficie.

En la Fig. I.4, puede observarse cómo el ángulo de contacto del sistema afecta al esparcimiento, en donde varios sistemas multi-líquidos -- están en contacto con el sílice y la calcita.

En dicha figura se ilustran los efectos que puede tener la variación -

en la mineralogía de la roca y la composición de las dos fases líquidas. Además, se puede concluir que teniendo un sistema aceite-agua-sólido, - es posible tener una superficie mojada por agua o mojada por aceite, de pendiendo de la composición química de los fluidos y de la roca.

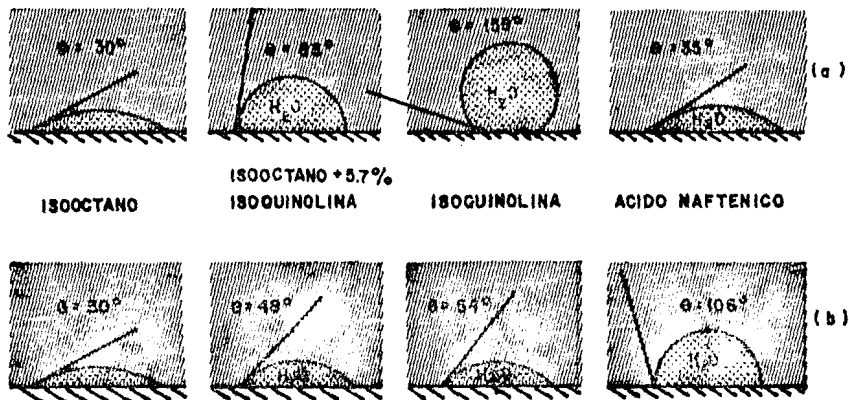


Fig. 1.4 Angulos de contacto. (Ref. 3)

1.4.1.2 CAPILARIDAD

Para observar mejor la tensión de adhesión, consideremos un tubo capilar donde su diámetro interno es muy pequeño, el cual es introducido a un recipiente abierto conteniendo un cierto líquido.

Dentro del capilar, el líquido tenderá a elevarse por arriba del nivel del líquido que se encuentra en el recipiente. Esta elevación se debe a las fuerzas de atracción (tensión de adhesión) entre el líquido y las paredes del tubo; así como de un pequeño peso representado por la columna de líquido en el tubo.

Se define a la tensión de adhesión como la fuerza que tiende a empujar-

al líquido hacia arriba dentro del tubo capilar.

El nivel del fluido se elevará dentro del tubo hasta que la fuerza total que lo empuja hacia arriba sea equilibrada con el peso de la columna de líquido que está soportando.

La fuerza total que empuja al fluido mojante hacia arriba es:

$$F = 2 \pi r A_t \quad (I.6)$$

La fuerza hacia abajo, que es el peso de la columna del fluido mojante, es:

$$F' = \pi r^2 h g \rho \quad (I.7)$$

igualando (I.6) y (I.7) se tiene:

$$2 \pi r A_t = \pi r^2 h g \rho$$

$$h = \frac{2 \pi r A_t}{\pi r^2 g \rho}$$

$$h = \frac{2 A_t}{r g \rho} \quad (I.8)$$

sustituyendo la ecuación (I.5) se tiene:

$$h = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r g \rho} \quad (I.9)$$

donde:

A_t = Tensión de adhesión, dinas/cm.

r = Radio del tubo, cm.

h = Altura de la columna de líquido, cm.

ρ = Densidad del líquido en el tubo, gr/cm^3

g = Fuerza debida a la gravedad, cm/seg^2 .

Con las expresiones (I.6) y (I.7) es posible obtener la altura a la cual se eleva un fluido mojante dentro de un tubo capilar.

La Fig. I.5 muestra las condiciones que existen cuando un tubo capilar es sumergido en un envase con agua.

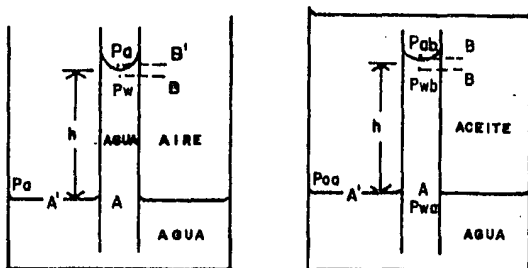


Fig. I.5 Relación de presiones en tubo capilar.(Ref. 3)

Si la altura h de la interfase es pequeña, la carga del aire puede despreciarse. De esta manera, la presión en el aire junto a la interfase (P_a), es igual a la presión en el aire junto al nivel libre del agua en el recipiente (P_a).

Por otra parte; debido a la densidad del agua, la presión en ésta, justamente abajo de la interfase (P_w), es distinta a la que existe en el fondo de la columna debido a la carga, h , del agua.

Considerando que el recipiente es mucho más grande que el capilar, puede decirse que la interfase gas-agua en este lugar es prácticamente horizontal, y que, la presión capilar es igual a cero en una interfase plana. De aquí que la presión en el agua al fondo de la columna, sea igual a la presión del gas en la superficie del agua en el recipiente. La presión en el agua en la parte superior de la columna (P_w), es igual a la presión en el fondo, menos la presión debida a la carga de agua h .

Si la presión en el agua en la parte superior es denotada por P_w y a la del gas como P_a , tanto en la parte superior como en la de abajo, se tiene:

$$P_c = P_a - P_w - \rho_w g h \quad (I.10)$$

que define a la presión capilar como la diferencia de estas presiones a través de una interfase curva.

donde:

ρ_w = Densidad del agua.

g = Aceleración debida a la gravedad.

h = Altura de la columna de agua en el tubo.

Sustituyendo las ecuaciones (I.7) y (I.8) para un sistema agua-gas, se obtiene una expresión para la presión capilar en términos de las fuerzas superficiales (similar a la Ec. I.2):

$$P_c = \frac{2\sigma_w \cos \theta_w}{r} \quad (I.11)$$

Ahora, si se considera un tubo capilar sumergido en un recipiente con agua y con aceite en lugar de aire (Fig I.5), se tiene:

P_{oa} = Presión en el aceite en el punto A.

P_{ob} = Presión en el aceite en el punto B.

P_{wa} = Presión en el agua en el punto A.

P_{wb} = Presión en el agua en el punto B.

Si el recipiente es grande, la interfase en A es una interfase plana y la presión capilar es igual a cero; por lo tanto:

$$P_{oa} = P_{wa}$$

Considerando las densidades tanto del agua, ρ_w , como del aceite, ρ_o , -- para el cálculo de la presión en el punto B:

$$P_{ob} = P_{oa} - \rho_o gh$$

$$P_{wb} = P_{wa} - \rho_w gh$$

quedando, por lo tanto:

$$P_c = P_{ob} - P_{wb} = (\rho_w - \rho_o)gh$$

(I.12)

Y siguiendo el mismo procedimiento que para el sistema agua-gas, se obtiene la expresión para un sistema agua-aceite:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

(I.13)

De las ecuaciones (I.11) y (I.13), se concluye que la presión capilar -

es función directa de la tensión de adhesión ($\sigma \cos \theta$), e inversamente proporcional al radio del capilar (r).

Para observar el efecto de la variación en el radio del capilar, así como en las características mojantes, la Fig. I.6 es de gran utilidad.

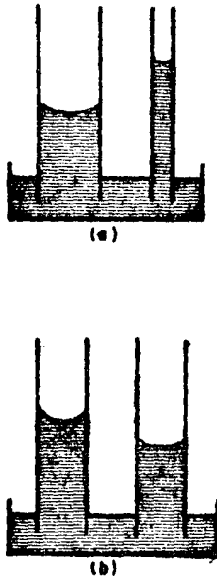


Fig. I.6 Dependencia de la curvatura interfacial sobre A), el tamaño del poro y B) del ángulo de contacto. (Ref. 3)

De estas figuras se puede concluir que:

- 1) Considerando las mismas características de mojabilidad y variando el diámetro del capilar, mientras menor sea el diámetro, la elevación del agua podrá elevarse más; ya que la presión capilar será mayor. (Fig. I.6.A)

- 2) Si se considera ahora como constante el diámetro del capilar y se varían las características mojantes del sólido, mientras mayor sea la afinidad de la fase densa con el sólido, el ángulo de contacto será menor, la elevación será mayor y, por lo tanto; también la presión capilar (Fig. I.6.B)

Una expresión general para calcular la presión capilar en función de la tensión interfacial y de la curvatura de la interfase, es dada por Plateau (3):

$$P_C = \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] \sigma \quad (I.14)$$

donde:

R_1 y R_2 = Radios principales de curvatura de la interfase.

σ = Tensión interfacial entre dos fluidos.

En general, se puede notar que las fuerzas retentivas, tales como las viscosas, gravitacionales y capilares, juegan un papel muy importante en la movilización del aceite del yacimiento. Es por esto, que todos los procesos de recuperación mejorada traten de modificar dichas fuerzas.

I.5 SCIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE FASE DE FLUIDOS HIDROCARBUROS.

Para poder entender mejor los procesos de desplazamiento tipo miscibles, es necesario definir lo que es la miscibilidad.

Se dice que dos fluidos son miscibles cuando pueden mezclarse uno con

el otro, en cualquier proporción y todas sus mezclas permanecen en una sola fase. Debido a que una sola fase resulta de la mezcla de fluidos miscibles, no existe una interfase entre ellos y, por lo tanto, no - - existe tensión interfacial como cuando aplicamos un desplazamiento con agua.

Una mezcla de dos fluidos miscibles tiene las mismas propiedades químicas y físicas en cualquier parte.

Ejemplo de gases hidrocarburos miscibles son el metano y el etano. Al mezclarse en cualquier proporción resultarán en una sola fase uniforme; ya sea que la mezcla esté compuesta del 99% de metano y del 1% de etano, o del 1% de metano y 99% de etano.

I.5.1. SISTEMAS DE UN COMPONENTE

Comúnmente, las curvas de presión de vapor describen el cambio en las propiedades de sustancias puras. Representan uno de los tipos más simples de diagramas de comportamiento de fase.

En la figura I.7 se presenta una curva de presión de vapor del etano entre 400 Lb/Pg² abs. y su presión crítica de 709 Lb/Pg² abs.

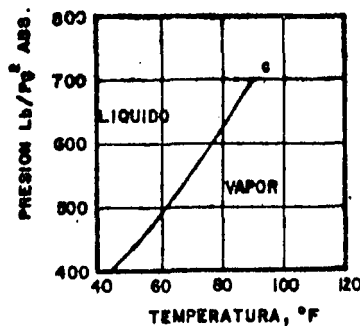


Fig. I.7 Diagrama presión-temperatura para el etano. (Ref. 9)

Los puntos localizados sobre esta curva, representan información del equilibrio en la vaporización. Abajo de esta curva, el etano se encontrará en estado gaseoso o vapor y arriba de la misma, existirá en estado líquido.

El punto crítico, en donde no se distingue si está en estado líquido o gaseoso, es el representado por el punto "C" en la figura; es aquí en donde las propiedades intensivas de las dos fases son idénticas.

En este punto, la interfase que separa a las dos fases desaparece y se tiene una sola fase homogénea.

I.5.2 SISTEMAS DE DOS COMPONENTES

Las curvas de presión de vapor para un grupo de hidrocarburos parafínicos son mostrados en la parte inferior de la Fig. I.8.

La unión de los puntos críticos de varios pares de curvas de vapor representan las curvas críticas para mezclas binarias. En esta figura, la curva crítica más grande pertenece a la mezcla de metano y n-decano. Los puntos dibujados sobre esta curva son puntos críticos de varias mezclas de esos dos componentes. Estas curvas también representan el incremento o decremento de cada sustancia.

Arriba de esta envolvente crítica, cualquier mezcla de metano y n-decano no existirá en una sola fase homogénea, si una mezcla cae por abajo de la curva crítica, estará en la región de dos fases.

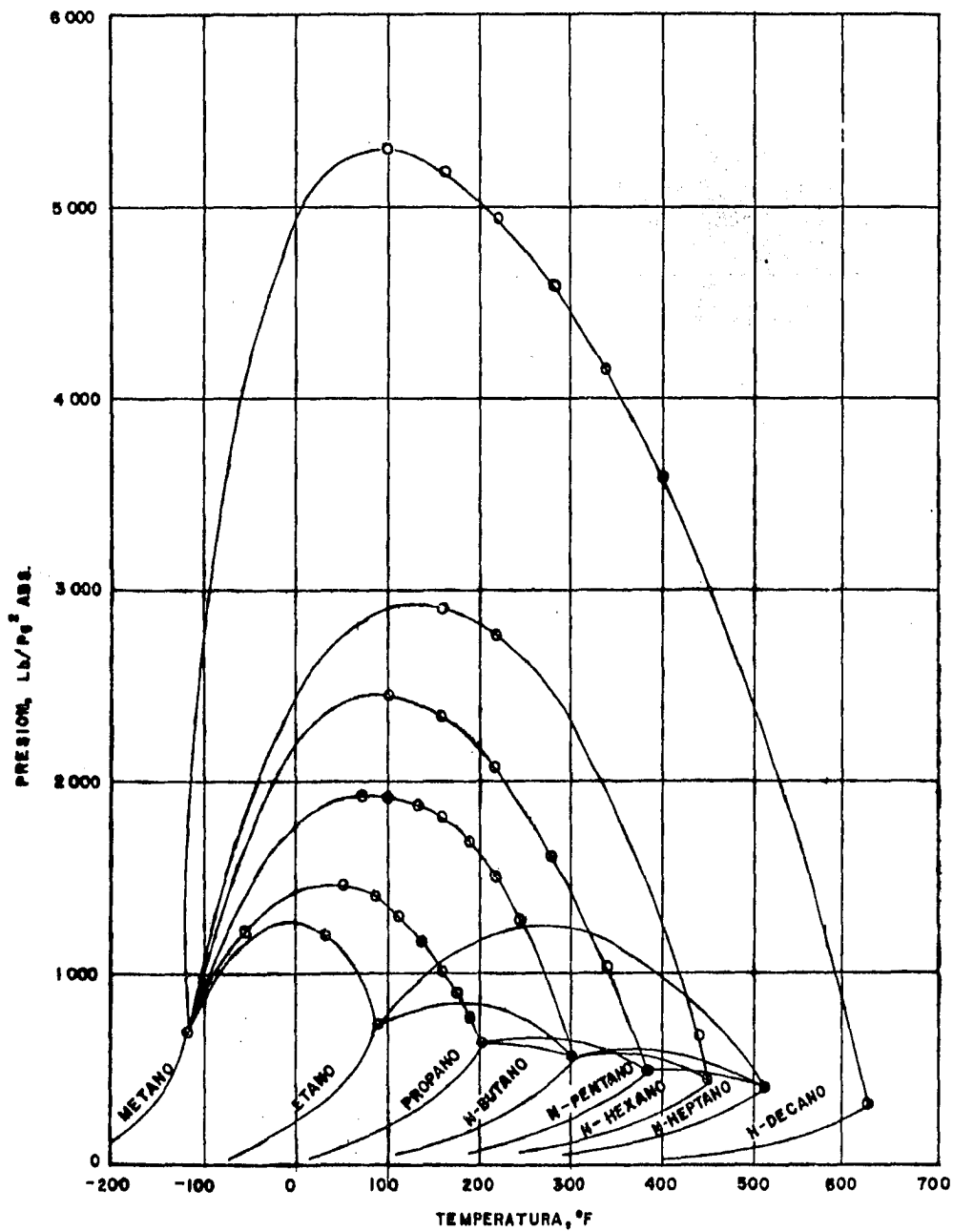


Fig. I.8 Curvas críticas de sistemas n-parafínicos binarios. (Ref. 9)

Este mismo comportamiento puede ser analizado con más detalle en la -- Fig. I.9. La curva más lejana localizada a la izquierda de la figura, es la curva de presión de vapor del propano y la localizada en el extremo derecho, pertenece a la del n-butano (existen figuras para observar las regiones críticas para diferentes mezclas (10) o también correlaciones útiles, como las de Benham, Dowden y Kuzman (5), ver sección - (IV.3).

Las curvas que se encuentran dentro de la envolvente crítica, representan el comportamiento de fase de varias mezclas; la porción de puntos de burbuja, se localizan a la izquierda de cada una de éstas, y la porción de puntos de rocío, a la derecha. El interior de cada una de -- ellas es la región en donde esa mezcla existiría en dos fases.

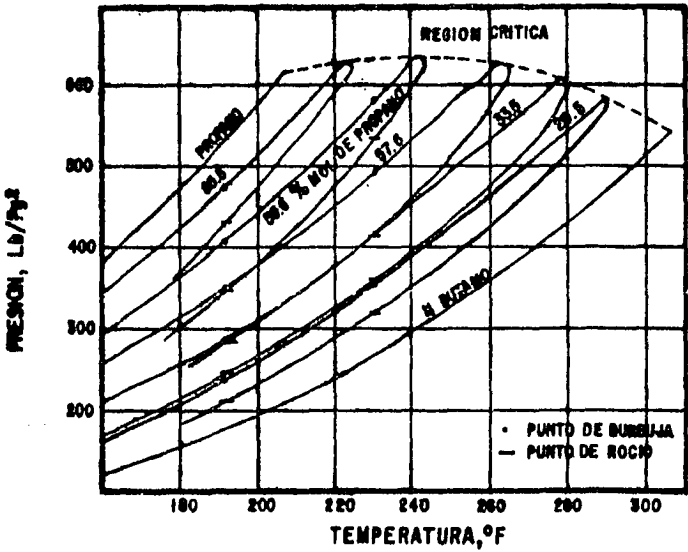


Fig. I.9 Diagrama presión-temperatura para una serie de mezclas de propano y n-butano. (Ref. 9)

La primera curva de la izquierda, pertenece a una mezcla compuesta — de 85.5% mol de propano y 14.5% mol de n-butano, cualquier punto fuera de esta curva, ya sea adentro o afuera de la envolvente crítica,— es un punto en el cual la mezcla en particular existirá como una fase homogénea. Si se localiza a la izquierda de la curva de burbuja, la mezcla estará en estado líquido y si está a la derecha de la curva de rocío, aparecerá como un gas. Lo mismo puede hacerse para otras mezclas. Existen otros diagramas para el estudio del comportamiento de fases, como el de presión-composición, mostrado en la figura I.10. — Este diagrama es construido con la información de los diagramas presión-temperatura (Fig. I.9).

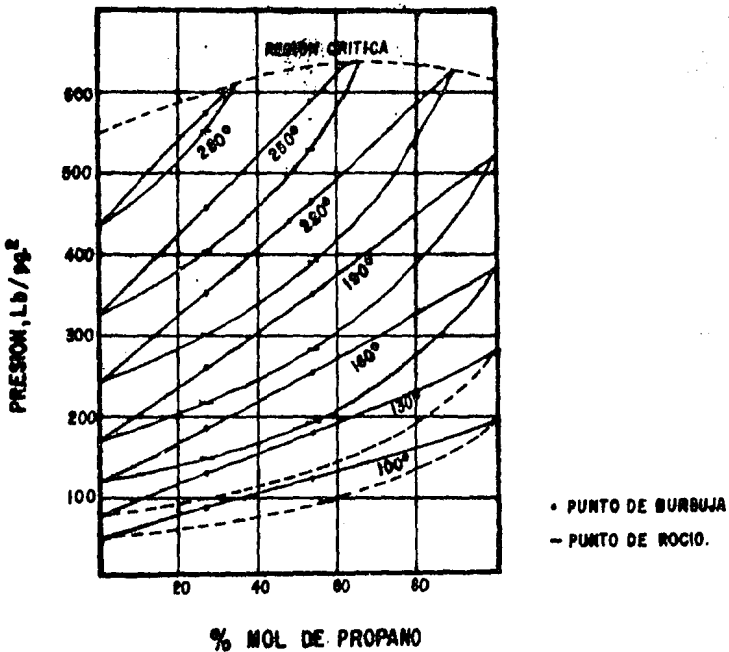


Fig. I.10 Diagrama presión-composición para el sistema propano y n-butano. (Ref. 9).

Aquí, cada curva es a temperatura constante. La parte superior de cada

una de ellas representa los puntos de burbuja y, la inferior, los puntos de rocío.

Por ejemplo, una mezcla a 250°F, conteniendo 20% mol de propano y - 80% mol de n-butano, tendría una presión al punto de burbuja de 430 - Lb/Pg² abs. y una presión al punto de rocío de 385 Lb/Pg² abs. aproximadamente. En otras palabras, la mezcla existirá en estado gaseoso -- abajo de las 385 Lb/Pg² abs. y como un líquido a presiones arriba de - las 430 Lb/Pg² abs. A presiones intermedias, existirá en dos fases.

En este mismo diagrama, las composiciones de las fases coexistentes -- pueden ser leídas, ésto se realiza observando, a una presión dada, los puntos correspondientes a las curvas de burbuja y de rocío.

I.5.3 SISTEMAS DE TRES COMPONENTES.

tal vez, el diagrama más utilizado en estudios de comportamiento de -- fase en sistemas de tres componentes, sea el diagrama triangular o ternario como al que se muestra en la figura I.11, construido a presión y temperatura constante,

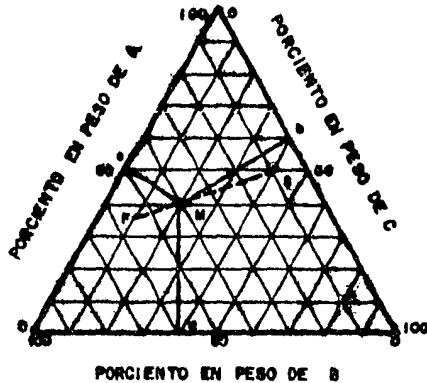


Fig. I.11 Diagrama ternario para la representación de sistemas de tres componentes. (Ref. 9).

Cada vértice del triángulo representa el 100% de los componentes A, B y C y el lado opuesto a cada uno de ellos, el 0% . Si se dibuja una escala a este diagrama, la composición de cualquier mezcla de estos tres componentes puede ser obtenida por una simple lectura. Por ejemplo, para determinar la composición del punto M, si no se cuenta con una escala, se trazan perpendiculares a los tres lados del triángulo—pasando por M, las distancias aM, bM y cM representarán las proporciones de A, B y C en la mezcla. Si se cuenta con la escala, directamente pueden leerse. Además, las distancias aM, bM y cM representan una mezcla compuesta por 40% del componente A, 40% del B y 20% del C, respectivamente.

Si dos mezclas, como las representadas por F y S, son combinadas en cualquier proporción, la mezcla resultante caerá a lo largo de la línea que une a estos dos puntos. Es importante señalar que ciertas mezclas de A, B y C, podrán existir como una fase homogénea a la presión y temperatura del diagrama o también, podrán caer en un rango de mezclas donde el gas y el líquido coexistirán. Estas dos regiones se pueden apreciar en la siguiente figura (Fig. I.12).

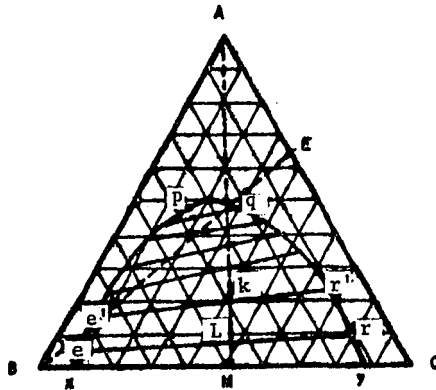


Fig. I.12 Típico diagrama ternario de fases en equilibrio.(Ref 9).

En esta figura una mezcla compuesta de B y C, en las proporciones entre los segmentos Bx y Cy, existirán en una sola fase. El punto x representa la máxima concentración del componente C en una mezcla binaria de B y C para obtener una sola fase; en otras palabras, la distancia Bx representa la solubilidad de C en B. En forma similar, la distancia Cy representa la solubilidad de B en C.

Si se tiene una composición de B y C representada por el punto M y es agregado un tercer componente A, la mezcla resultante caerá sobre la línea AM. Si la mezcla final es el punto L o K resultará en dos fases cuyas composiciones serán e' y r' o e y r, respectivamente. Las líneas rectas que unen a los puntos e' y r' o e y r son llamadas las líneas de unión. Estas líneas de unión se irán reduciendo conforme se aumente la concentración del componente A, hasta llegar al punto P, llamado punto crítico. Si la región de dos fases es una región gas-líquido, la curva xee'p será la curva de puntos de rocío y, la curva -pqr'y será la curva de puntos de burbuja.

El tamaño de la región de dos fases dependerá de la presión y de la temperatura. Cuando por alguna circunstancia es reducida la presión, el tamaño de la región es mayor, por otra parte, si se incrementa la temperatura, esta región aumenta.

Es obvio que el propósito principal de cualquier proceso miscible es conseguir que la mezcla caiga fuera de esta región para que, de esta manera, se obtenga una sola fase homogénea.

I.5.4. SISTEMAS MULTI-COMPONENTES

Los fluidos del yacimiento son una mezcla de diversos componentes. El estudio del comportamiento de fases de dichos fluidos, se realiza agrupándolos en pseudo-componentes, tal diagrama es llamado diagrama pseudo-ternario.

Un agrupamiento generalizado es: un pseudo-componente volátil compuesto de nitrógeno y metano; un pseudo-componente intermedio compuesto de hidrocarburos de volatilidad intermedia, como el etano a hexano y; un pseudo-componente relativamente no-volátil compuesto de heptano y fracciones más pesadas.

De esta manera, la representación de las composiciones de la mezcla y el comportamiento de fase, es aproximada, ya que los componentes individuales que forman un pseudo-componente tienen diferentes volatilidades, por lo tanto, su composición y sus propiedades no permanecerán -- constantes para todas las mezclas.

La utilidad que tiene este tipo de diagramas, es para visualizar mejor el comportamiento de los diferentes tipos de procesos miscibles.

Otro tipo de diagrama de comportamiento de fases para sistemas multi-componentes, es el diagrama presión-composición, como el que es mostrado en la Fig. I.13. En esta figura, construida a temperatura constante, la curva superior localizada a la izquierda del punto crítico, es 100% líquido y, hacia la izquierda 0% líquido.

Las presiones de saturación son graficadas en la ordenada y, la composición de la mezcla, expresada como fracción en peso del gas del separador, en la abscisa. Esta composición involucra el gas del separador y el fluido del yacimiento. La parte izquierda de la curva superior es la curva de puntos de burbuja y, la parte de la derecha, la curva de puntos de rocío. Arriba de la máxima presión, P_A , en donde el gas y el líquido pueden coexistir a la temperatura de la gráfica, el fluido del yacimiento y el gas del separador podrán mezclarse en cualquier proporción, resultando la mezcla en una sola fase homogénea. La región de dos fases está por abajo de la curva de saturación.

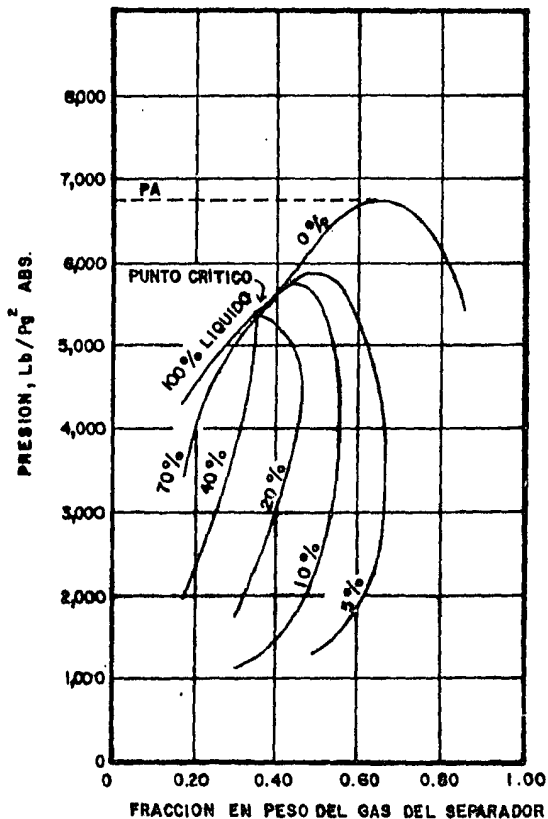


Fig. I.13 Diagrama presión-composición a 251°F. (Ref. 9)

La ventaja que tiene este tipo de diagrama, es su rápida y fácil construcción, ya que se hace por observación directa en una celda de análisis PVT; además de que las pruebas de equilibrio y composición no son necesarias. Sin embargo, presenta ciertas desventajas. Por ejemplo, a una presión dada, este tipo de diagrama únicamente examina la composición total que resulta de la mezcla múltiple del gas bajo estudio -- con el fluido del yacimiento y pueden no corresponder a la mezcla que resultaría a condiciones de yacimiento.

I.6 PROCESOS MISCIBLES AL PRIMER CONTACTO

Existen algunos fluidos que al inyectarse en el yacimiento, se mezclan directamente con el aceite que contiene en cualquier proporción; y su mezcla, resulta en una sola fase homogénea. Estos procesos son llamados "Procesos Miscibles al Primer Contacto" o también, "Miscibles por Contacto Directo".

Dentro de los solventes más utilizados como fluidos de inyección para este tipo de procesos, se encuentran los hidrocarburos de peso molecular intermedio, tales como el propano, butano o mezclas de gases licuables del petróleo (LPG), así como los alcoholes.

La Fig. I.14 es de gran utilidad para entender el comportamiento de estos procesos.

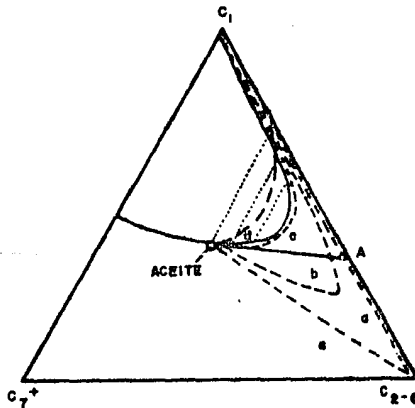


Fig. I.14 Miscibilidad al primer contacto y dilución del bache de solvente. (Ref 8)

En esta figura se observa el comportamiento de fase cuando la miscibilidad es alcanzada al primer contacto entre el aceite del yacimiento y el solvente y, entre el gas de empuje (metano) y el solvente.

La mezcla de LPG está representada por el pseudo-componente C_2-C_6 y se

observa que todas las mezclas de LPG con el aceite del yacimiento siempre resultarán en una sola fase. En esta figura, el LPG podrá ser diluido con metano a una concentración máxima representada por el punto A, y la mezcla permanecerá miscible al primer contacto con el aceite.

El valor de esta máxima concentración del metano en el LPG (punto A), es la intersección de la composición del aceite y la tangente a la envolvente de dos fases, prolongándola hasta la parte derecha del triángulo.

La presión a la cual se alcanzará la miscibilidad por contacto directo, deberá ser superior a la cricondenbara en el diagrama presión-composición ya que, como se mencionó anteriormente, se encontrará en la región de una sola fase.

Existen muchos factores que serán tratados en el capítulo III, que hacen que los procesos por baches miscibles sean más complicados que el mencionado aquí. Es por esto, que únicamente deberá tomarse como una introducción al estudio de este tipo de procesos.

Por otra parte, los solventes LPG son muy costosos para poder inyectarse en forma continua por lo cual, se ha inyectado en forma de baches o volúmenes limitados, que son relativamente pequeños comparados con el volumen de poros del yacimiento. Además, el bache es misciblemente desplazado con un fluido más económico como es el gas natural o el gas de combustión.

Con tal esquema, el solvente desplaza misciblemente al aceite del yacimiento, mientras que el bache es desplazado, también en forma miscible, por un gas de empuje a través del yacimiento.

En otras palabras, mientras el bache de solvente viaja a través del yacimiento, se irá mezclando, en la parte delantera, con el aceite del ya

cimiento y, en la parte posterior, con el gas de empuje; provocando - que su parte central sea la última porción que actúe en la miscibilidad, ocasionando que el perfil de composiciones, conforme el bache se desplaza, se acerque a la región de dos fases (representado por las curvas a, b y c de la fig. I.14) y a una cierta distancia se pierda - el poder miscible (8) (representado por la curva d, Fig. I.14). Lo anterior, también es ilustrado en forma esquemática en la siguiente - figura:

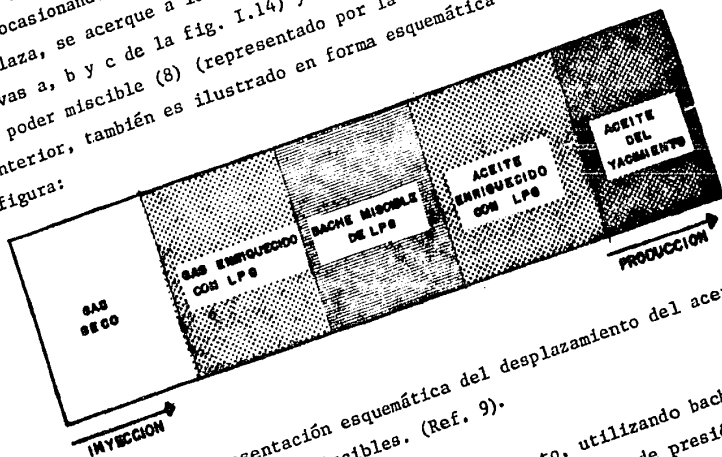


Fig. I.15 Representación esquemática del desplazamiento del aceite con baches miscibles. (Ref. 9).

En los procesos miscibles al primer contacto, utilizando baches de solventes, como el LPG, los requerimientos mínimos de presión para alcanzar la miscibilidad son determinados por la miscibilidad entre el solvente y el gas de empuje. Dicho en otra forma, la presión existente entre el gas de empuje y el bache de solvente, será muy importante para el desarrollo de la miscibilidad entre el solvente y el aceite. Esta presión deberá ser mayor a la cricondenbara de mezclas solventes-gas de empuje (ver sección III.1).

I.7 PROCESOS MISCIBLES POR CONTACTO MULTIPLE

Existen otros fluidos utilizados en desplazamientos miscibles que --

cimiento y, en la parte posterior, con el gas de empuje; provocando que su parte central sea la última porción que actúe en la miscibilidad, ocasionando que el perfil de composiciones, conforme el bache se desplaza, se acerque a la región de dos fases (representado por las curvas a, b y c de la fig. I.14) y a una cierta distancia se pierda el poder miscible (8) (representado por la curva d, Fig. I.14). Lo anterior, también es ilustrado en forma esquemática en la siguiente figura:

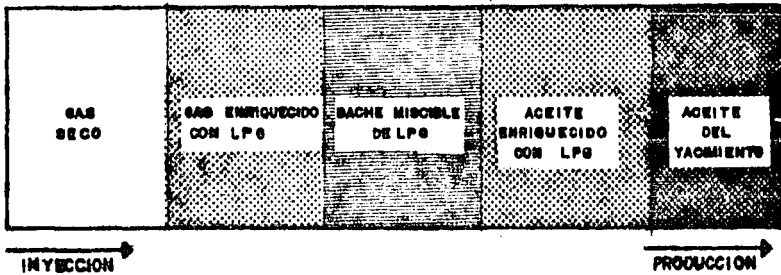


Fig. I.15 Representación esquemática del desplazamiento del aceite -- con baches miscibles. (Ref. 9).

En los procesos miscibles al primer contacto, utilizando baches de -- solventes, como el LPG, los requerimientos mínimos de presión para al canzar la miscibilidad son determinados por la miscibilidad entre el solvente y el gas de empuje. Dicho en otra forma, la presión existen te entre el gas de empuje y el bache de solvente, será muy importante para el desarrollo de la miscibilidad entre el solvente y el aceite. -- Esta presión deberá ser mayor a la cricondenbara de mezclas solventes gas de empuje (ver sección III.1).

I.7 PROCESOS MISCIBLES POR CONTACTO MULTIPLE

Existen otros fluidos utilizados en desplazamientos miscibles que --

Cuando se mezclan con el aceite del yacimiento forman dos fases. Sin embargo, la miscibilidad es alcanzada por numerosos contactos entre el fluido del yacimiento y el fluido desplazante, estos tipos de procesos son llamados "Miscibles por Contacto Múltiple" o también, "Procesos por Miscibilidad Dinámica".

La miscibilidad es alcanzada por una transferencia de masa in-situ de los hidrocarburos de peso intermedio.

Dentro de estos procesos, se encuentran: el desplazamiento con gas seco a alta presión o empuje de gas vaporizado y, el desplazamiento con un gas enriquecido o empuje de gas condensado.

Para poder entender, en forma general, el mecanismo que se lleva a cabo en estos procesos*, es de gran utilidad un diagrama pseudo-ternario como el mostrado a continuación. (Fig. I.16).

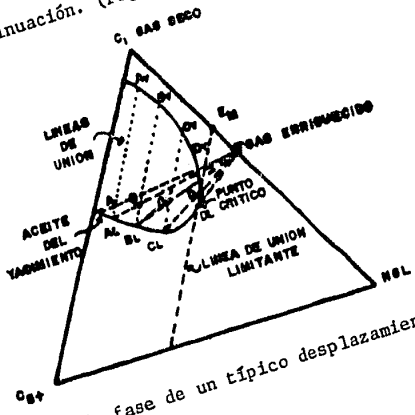


Fig. I.16 Diagrama de fase de un típico desplazamiento por contacto múltiple. (Ref. 11).

* Se utiliza el diagrama de fases de un típico proceso utilizando gas enriquecido, con el fin de ilustrar el mecanismo de contacto múltiple. No confundir con el proceso de gas vaporizado. En el capítulo IV se tratan con detalle.

cuando se mezclan con el aceite del yacimiento forman dos fases. Sin embargo, la miscibilidad es alcanzada por numerosos contactos entre el fluido del yacimiento y el fluido desplazante, estos tipos de procesos son llamados "Miscibles por Contacto Múltiple" o también, "Procesos por Miscibilidad Dinámica".

La miscibilidad es alcanzada por una transferencia de masa in-situ de los hidrocarburos de peso intermedio.

Dentro de estos procesos, se encuentran: el desplazamiento con gas seco a alta presión o empuje de gas vaporizado y, el desplazamiento con un gas enriquecido o empuje de gas condensado.

Para poder entender, en forma general, el mecanismo que se lleva a cabo en estos procesos*, es de gran utilidad un diagrama pseudo-ternario como el mostrado a continuación. (Fig. I.16).

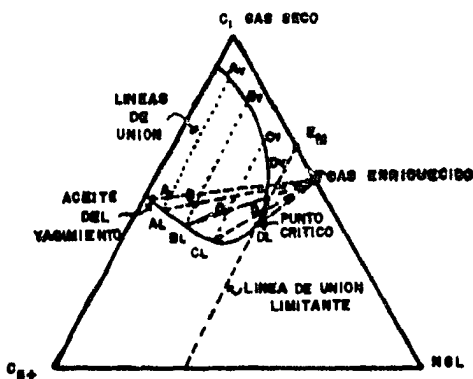


Fig. I.16 Diagrama de fase de un típico desplazamiento por contacto múltiple. (Ref. 11).

* Se utiliza el diagrama de fases de un típico proceso utilizando gas enriquecido, con el fin de ilustrar el mecanismo de contacto múltiple. No confundir con el proceso de gas vaporizado. En el capítulo IV se r_án tratados con detalle.

Este diagrama representa al sistema hidrocarburo compuesto de gas seco, líquidos del gas natural (NGL) y el aceite del yacimiento, como los pseudocomponentes a presión y temperatura constante y composición variable.

El gas seco es 100% metano, el NGL es 100% C_2-C_4 , el aceite del yacimiento es una mezcla más compleja, X, y un cuarto fluido será un gas enriquecido, cuya composición es 60% de metano y 40% de C_2-C_4 .

Cuando inyectamos el gas enriquecido al yacimiento y se pone en contacto con su aceite, tenderán a mezclarse y la composición que resulta será, en este caso, la representada por el punto "A".

Esta composición estará constituida por un líquido y un vapor que son reflejados en la envolvente de dos fases, tales como A_l y A_v , respectivamente. Conforme se continúa inyectando, el gas enriquecido se mezclará ahora con el líquido " A_l " y formará una mezcla nueva "B", que, a su vez, se reflejará en un líquido " B_l " y en un vapor " B_v ". Si el proceso es repetido en forma continua, llegará un momento en que el gas enriquecido al mezclarse, ya no se refleje dentro de la región de dos fases -- tal y como ocurre al punto "E", es entonces, cuando la miscibilidad es alcanzada.

Hasta aquí, se han visto, en forma general, los procesos miscibles tanto al primer contacto como los de contacto múltiple. En los capítulos III y IV se verán con más detalle.

CAPITULO II

FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

Es indispensable, para tener éxito en la aplicación de un proceso miscible, el mejor entendimiento de los siguientes factores:

- 1) ¿Qué es la movilidad?
- 2) ¿Cuál es el efecto de la relación de movilidades sobre el poder miscible del bache?
- 3) ¿Qué tamaño de bache deberá usarse para ciertas condiciones?
- 4) ¿Qué es la eficiencia de barrido?

En este capítulo, se tratarán de resolver éstas y otras interrogantes, basándose en estudios de laboratorio; es decir, se analizará el efecto que tiene la digitación, relación de movilidades y el tamaño del bache sobre los procesos miscibles.

II.1 MOVILIDAD

Aplicando la ecuación de Darcy, para flujo de fluidos en medios porosos, que relaciona la velocidad del fluido con el gradiente de presión utilizando un factor de proporcionalidad, se tiene:

$$v_f = \frac{k_f}{\mu_f} \frac{dP}{dX} \quad (\text{II.1})$$

donde:

v = Velocidad superficial.

k = Permeabilidad.

μ = Viscosidad.

p = Presión.

x = Longitud.

f = Fluido en particular.

Este factor de proporcionalidad es generalmente llamado movilidad del fluido y se le representa por la letra griega λ .

La movilidad de un fluido, λ , se define como la relación de la permeabilidad efectiva de la roca al fluido y su viscosidad, Ec. II.2.

$$\lambda = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (\text{II.2})$$

λ , representa una medida de la facilidad con la cual el fluido fluye a través de la roca.

Por otra parte; la relación de movilidades se define como la relación de la movilidad del fluido desplazante entre la movilidad del fluido desplazado; entonces, se tiene:

$$M = \frac{k_1 / \mu_1}{k_2 / \mu_2} \quad (\text{II.3})$$

donde:

M = Relación de movilidades y los subíndices 1 y 2 representan al fluido desplazante y desplazado respectivamente.

Para desplazamientos miscibles, las permeabilidades efectivas de ambas fases es la misma; por lo tanto, la relación de movilidades se reduce a:

$$M = \frac{\mu_2}{\mu_1}$$

(II.4)

Este parámetro es muy importante en los procesos miscibles, sobre todo para entender el mecanismo del barrido volumétrico del solvente, así como el comportamiento del bache de solvente. Dichos efectos, como se verán posteriormente, juegan un papel importante en la recuperación final del aceite del yacimiento.

II.2 REGIMENES DE FLUJO EN EL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

Crane y colaboradores (8), basados en experimentos de laboratorio, encontraron cuatro regímenes de flujo para relaciones de movilidades desfavorables, dependiendo de la relación de las fuerzas viscosas y gravitacionales, los cuales se representan en forma esquemática en las Fig. II.1 y II.2

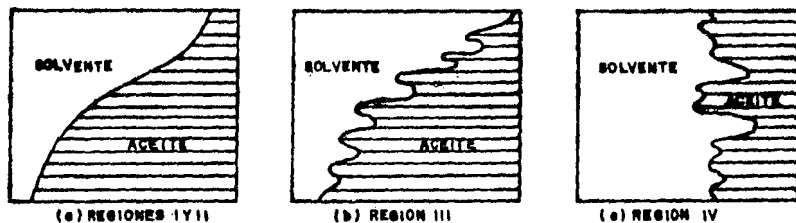


Fig. II.1 Regímenes de flujo en un desplazamiento miscible. (Ref. 8)

El experimento se llevó a cabo en un corte seccionado verticalmente de

un empacamiento artificial, obteniéndose los siguientes resultados: A bajos valores de la relación de fuerzas viscosas/gravitacionales, Rv/g , el desplazamiento se caracteriza por una segregación gravitacional en forma de lengüeta sobre el aceite (Fig. II.1 A y Fig. II.2 región I). - La forma de ésta lengüeta y el barrido vertical, dependen de esta relación.

A altos valores de Rv/g , el desplazamiento sigue siendo caracterizado por esta lengüeta (Fig. II.1 A y Fig. II.2 región II), pero el barrido vertical se hace independiente de Rv/g hasta un valor crítico. Cuando este valor es excedido, se forma una digitación secundaria; en esta región, llamada de transición, conforme se incrementa la Rv/g para un volumen de poros inyectado, se incrementa repentinamente el barrido (Fig. II.1 B y Fig. II.2 región III).

En la Fig. II.1 C y Fig. II.2 región IV, se tiene una cierta Rv/g , que hace que el desplazamiento presente la forma de digitación múltiple y - el barrido vertical vuelve a ser independiente del valor de Rv/g .

En la Fig. II.2 se ilustran los regímenes de flujo anteriormente citados y cómo el barrido, al surgimiento del solvente, es afectado por el régimen de flujo y la relación de movilidades.

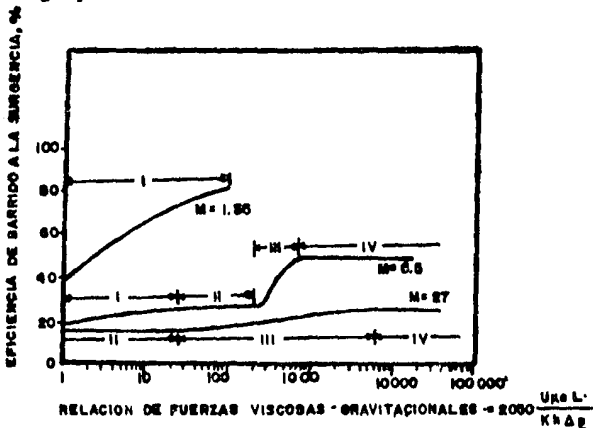


Fig. II.2 Regímenes de flujo en un sistema de dos dimensiones, lineal uniforme. (Ref. 8).

* En esta figura, se calcularon las relaciones de las fuerzas viscosas/ gravitacionales, R_v/g , con la siguiente expresión:

$$R_v/g = \left[\frac{v\mu_o}{k_g \Delta\rho} \right] \left[\frac{L}{h} \right] \quad (II.5)$$

donde:

- v = Velocidad.
- L = Distancia entre pozos.
- h = Espesor del yacimiento.
- k = Permeabilidad al aceite.
- μ_o = Viscosidad del aceite.
- $\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre el solvente y el aceite.
- g = Aceleración gravitacional.

Expresada en unidades de campo:

$$R_v/g = \frac{2050v \left[\frac{bl}{D-\text{pie}^2} \right] \mu_o \text{ [Cp]} L \text{ [pie]}}{K \text{ [md]} \Delta\rho \text{ [g/cm}^3\text{]} h \text{ [pie]}} \quad (II.6)$$

En las ecuaciones (II.5) y (II.6) se supone, entre otras cosas:

- Desplazamiento a una saturación de agua irreductible.
- Permeabilidad vertical y horizontal son iguales.

(Cuando esto no sea verdadero, se sustituye $\sqrt{k_v k_h}$ en lugar de k, donde k_v es la permeabilidad vertical y k_h es la permeabilidad horizontal).

El valor de R_v/g , en el cual ocurre la transición de un régimen de flu-

jo a otro, depende de la relación de movilidad. Crane y colaboradores, así como Pozzi y Blackwell (8), estudiaron la transición del flujo de región a región.

Existen muy pocos estudios relacionando el barrido y la Rv/g , sobre experimentos en tres dimensiones, lo que ocasiona cierto error, ya que al utilizar la información de modelos en dos dimensiones para estimar el régimen de flujo que prevalecerá en un desplazamiento de tres dimensiones, se deberá seleccionar la velocidad apropiada y además, calcular la Rv/g con la ecuación II.6.

Por ejemplo, para un arreglo de 5 pozos, se sugiere que:

$$v = \frac{1.25 i}{hL}$$

(II.7)

y para un flujo lineal, se sugiere:

$$v = \frac{i}{hL}$$

(II.8)

donde:

i = Gasto de inyección, bL/día/pozo.

II.3 EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO Y DE BARRIDO

Modelos de arena consolidados artificialmente, que representan una cuarta parte de un arreglo de 5 pozos, se han utilizado y desarrollado para

el estudio de los factores que afectan el desplazamiento miscible (12).

Es importante, que las relaciones de movilidades adversas que existen en el yacimiento, se tomen en cuenta para cualquier proyecto de desplazamiento miscible, ya que por ejemplo, cuando un fluido de baja viscosidad, como el LPG, es inyectado al yacimiento y desplaza al aceite que -- tiene mayor viscosidad, la digitación se desarrolla y la eficiencia de barrido se reduce, ocasionando a su vez, que la recuperación final se vea afectada (sección II.3.2).

Habermann (12), utilizó en su estudio, cinco modelos por separado, representando una cuarta parte de un arreglo de cinco pozos. Dichos modelos fueron lo suficientemente translucidos para permitir las observaciones de los fluidos coloreados. Antes de iniciar cada experimento, se saturó el modelo con un fluido que representaba al aceite del yacimiento y a los fluidos desplazantes se les coloreó con alguna tinta, lo -- cual permitió, por medio de fotografías, observar el frente de desplazamiento.

II.3.1. AREA BARRIDA

Se define así, a la fracción del área del modelo que es invadida por el solvente puro, en otras palabras, es la fracción del volumen inicial -- desplazable que es desplazado por el solvente (8). Es afectada principalmente por la relación de movilidades de los fluidos involucrados, -- aunque también depende de la geometría del modelo, su heterogeneidad y del grado de mezclado entre el solvente y el aceite.

Habermann (12), estudió la eficiencia de barrido dependiendo del volumen de fluido inyectado y del área en contacto. Los resultados se muestran a continuación:

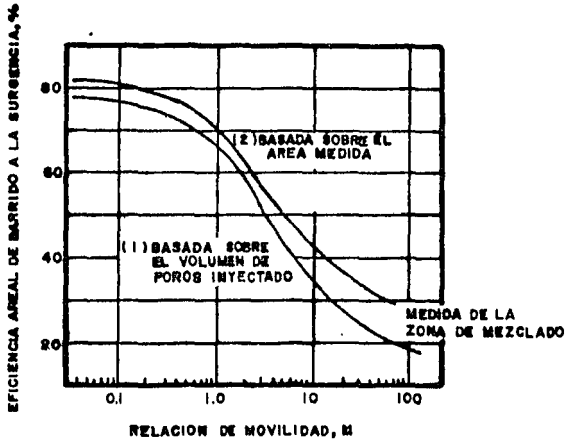


Fig. II.3 Eficiencia de barrido al surgimiento y dimensión de la zona de mezclado para desplazamiento en dos zonas (una zona es la región del yacimiento que contiene un fluido de una movilidad dada), en un arreglo de cinco pozos.

Basado en el volumen de poros inyectado, observó que la eficiencia de barrido disminuía del 78%, con una relación de movilidades muy baja, -- hasta una recuperación cerca del 19% del aceite original para una relación de movilidades de 100 (curva A), pero basándose en el área contactada, encontró que la eficiencia era mayor (curva B).

La diferencia entre el área contactada y la correspondiente a la inyección volumétrica (valores de la curva B menos los valores de la curva A), representan la dimensión de la zona de mezclado entre las dos fases miscibles. La Fig. II.4 muestra una gráfica del área contactada vs el volumen de poros inyectado. En esta figura se observa que, incrementando la relación de movilidades, disminuye el área barrida, aún cuando se aumente tres veces el volumen de poros inyectado.

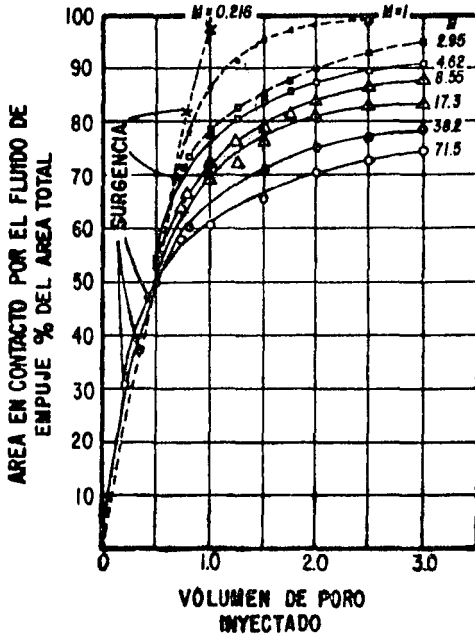


Fig. II.4 Área contactada por el fluido después del surgimiento (Ref. 12)

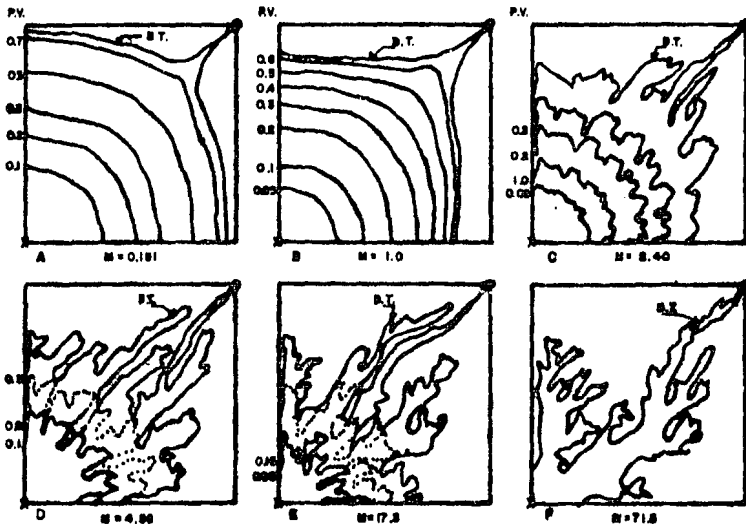
II.3.2 DIGITACION

La digitación, fenómeno asociado con el desplazamiento miscible, es la formación de "dedos" en el frente de desplazamiento, debido al empleo de un fluido menos viscoso para desplazar a otro más viscoso (13).

La figura II.5, muestra los frentes de desplazamiento a la surgencia, para diferentes relaciones de movilidades y diferentes volúmenes de poro inyectado.

Se observa que para una $M \leq 1$, el frente es radial, hasta un momento en que se forma un dedo central causado por la influencia del pozo productor, Fig. II.5 A. Al incrementar la relación de movilidades, el frente irá perdiendo su forma radial y habrá un rápido surgimiento con un

menor volumen de poro inyectado ($M > 1$), pero el desplazamiento se hará independiente de la influencia del pozo productor. El número de dedos desarrollados también fueron determinados, encontrándose que crecían a un valor bajo de M (Fig. II.5 C y D) y disminuían con un incremento en M (Fig. II.5 E y F).



● = Pozo Productor
x = Pozo Inyector

P.V. = Volumen de poro inyectado
B.T. = Surgencia

Fig. II.5 Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidades y volúmenes de poro inyectado hasta la surgencia. (Ref. 12)

Por otra parte, el tamaño de los dedos crecieron más con un incremento en M . Con respecto a su forma, cuando se desarrolló un dedo, éste creció paulatinamente al mismo tiempo que se le desarrollaban sobre sus lados otros más pequeños, esto es debido a que en la parte delantera del dedo existe mezclado entre los fluidos y por lo tanto, una zona de viscosidad graduada, hace que se amortigüe el crecimiento, sin embargo, en los lados el mezclado es menor y mayor la diferencia de viscosidades existentes entre los dos fluidos, lo que hace que se desarrollen nuevos dedos.

Hasta ahora se han analizado en forma cualitativa el grado de digitación, sin embargo, la longitud de la interfase entre las dos zonas es relacionado al número y longitud de los dedos, esto proporciona una medida cuantitativa de la influencia que tiene la relación de movilidades sobre la digitación.

Para $M < 1$, no hubo un cambio significativo en la longitud de la interfase en función de la relación de movilidades, esto puede observarse en la figura II.6.

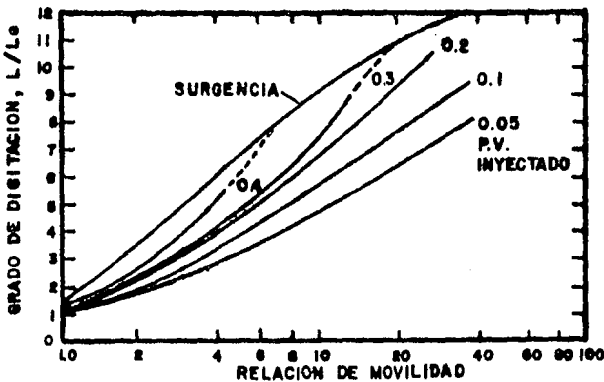


Fig. II.6 Grado de digitación. (Ref. 12).

Para $M > 1$, la interfase se vuelve cada vez más irregular y crece más rápidamente conforme aumenta M , como también la cantidad de fluido desplazante inyectado.

Otro aspecto muy importante es la distribución de bache. También es función de la relación de movilidades, teniéndose que para un valor muy bajo de M , el bache se presenta en forma de bandas entre el aceite del yacimiento y el fluido de empuje, Fig. II.7.

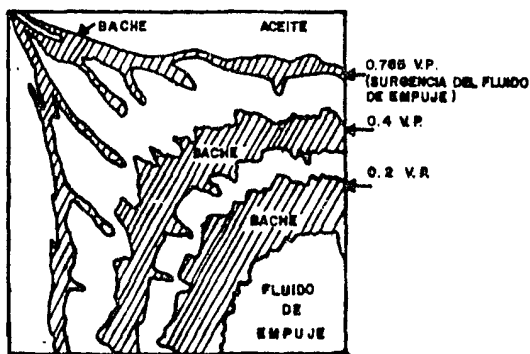


Fig. II.7 Distribución del bache miscible con una baja relación de movilidades. Tamaño del bache = 10% P.V. $\mu_o/\mu_s = 1.59$, - - - $\mu_s/\mu_d = 1.25$, $\mu_o/\mu_d = 1.99$, (Ref. 12).

Para movilidades desfavorables, la distribución se vuelve muy irregular, Fig. II.8.

Un efecto que deberá tomarse en cuenta, es el debido a las zonas de mezclado (entre el aceite y el solvente y entre el solvente y el fluido de empuje), ya que si el bache llegara a diluirse a cierta concentración, el poder de miscibilidad se perdería y por consiguiente, se dejaría aceite en el yacimiento. Por lo tanto habrá una porción del yacimiento en donde el solvente será totalmente efectivo, a esta área se le llama de recuperación total y otra, la restante, en que será barrido por un bache parcialmente miscible. Esto también se observa

en la Fig. II.8

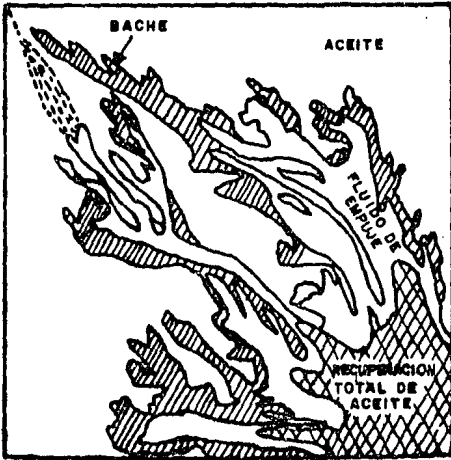


Fig. II.8 Distribución del bache miscible con una alta relación de -
movilidades. Tamaño de bache = 10% P.V. $\mu_o/\mu_s = 27.1$
 $\mu_s/\mu_d = 1.72$, $\mu_o/\mu_d = 46.6$, (Ref. 12).

II.3.3 TAMAÑO DEL BACHE

Habermann (12), además investigó el efecto del tamaño del bache sobre la recuperación a la surgencia del fluido de empuje y concluyó, que mientras mayor fuera el tamaño del bache, mayor sería la recuperación de aceite y por lo tanto la región de recuperación total también se incrementaría, Fig II.9, pero ¿Qué tan grande deberá ser el bache?, — esta pregunta ha sido motivo de varios estudios (7) y hasta la fecha no ha podido resolverse, claro es que por razones económicas se desea el mínimo posible. El tamaño apropiado del bache, es tal vez, el parámetro menos conocido en sistemas miscibles. De informaciones recientes, se ha encontrado que el 5% del volumen de poros con hidrocarburos, deberá ser el tamaño del bache como mínimo.

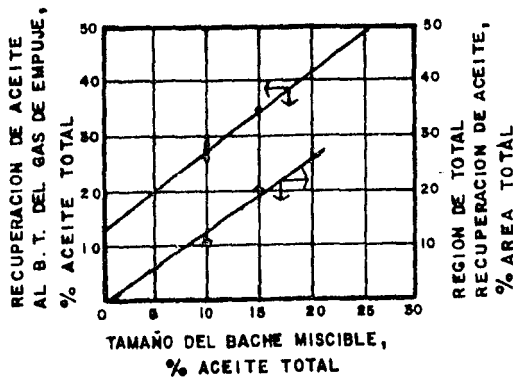


Fig. II.9 Efecto del bache miscible sobre la recuperación de aceite.
 $\mu_o/\mu_s = 11.3$, $\mu_s/\mu_d = 6.63$, $\mu_o/\mu_d = 74.9$. (Ref. 12).

II.4 DIFUSION Y DISPERSION.

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

La difusión y la dispersión son dos mecanismos que pueden ocasionar que el bache se mezcle y se disipe (16). Por otra parte, la dispersión puede suavizar la digitación, de aquí que pueda ser benéfica o perjudicial y la importancia de estos fenómenos.

Suponiendo un modelo experimental, como el mostrado en la Fig. II.10, - en dos dimensiones y conteniendo dos capas de arena de diferente permeabilidad, de tal manera que cuando se inyecta el solvente por la cara izquierda del modelo, tiende a entrar por la zona más permeable, y que el

solvente y el aceite tienen igual densidad y viscosidad en este experimento, el solvente se mezclará no solamente en la dirección del flujo - (dispersión longitudinal), sino también transversalmente (dispersión -- transversal) como se muestra en dicha figura.

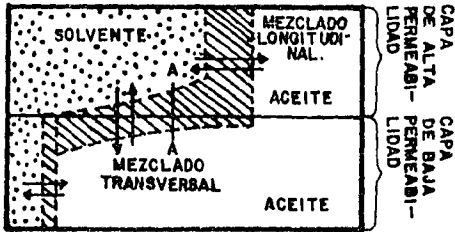


Fig. II.10 Mezclado del solvente y el aceite por dispersión longitudinal y dispersión transversal, (Ref. 8)

Existen tres mecanismos que contribuyen al mezclado de fluidos miscibles:

- 1) Difusión molecular.- Resultado del movimiento térmico aleatorio -- de las moléculas.
- 2) Dispersión convectiva microscópica.- Resultado de las trayectorias de flujo causado por las heterogeneidades de la roca, que son pequeñas comparadas con las dimensiones de los núcleos de laboratorio.
- 3) Dispersión convectiva macroscópica.- Resultado de las trayectorias de flujo causado por las heterogeneidades en la permeabilidad, que son grandes comparadas con las dimensiones de los núcleos de laboratorio pero menores que el espesor del yacimiento.

II.4.1 DIFUSION MOLECULAR Y DISPERSION CONVECTIVA MICROSCOPICA.

Si dos fluidos son miscibles, las moléculas de un fluido podrán di-

fundirse dentro del otro fluido, como un proceso espontáneo y la razón puede explicarse de la siguiente manera (16):

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

La difusión molecular puede ser representada por la ecuación de Fick.-(16):

$$\frac{dG}{dt} = -D_0 A' \frac{\partial C}{\partial X} \quad (II.9)$$

donde:

G = Cantidad de material difundido a través de un plano, moles,

t = Tiempo, segundos.

D_0 = Coeficiente de difusión molecular, cm^2/seg .

A' = Area de la sección transversal para la difusión, cm^2 .

C = Concentración, fracción de volumen.

X = Distancia, cm.

El coeficiente de difusión molecular, D_0 , depende de la composición de la mezcla, y deberá ser ajustado para que considere la tortuosidad del medio poroso. Una manera de calcular el coeficiente de difusión molecular efectivo, D, para ser utilizado en la ecuación anterior es:

$$\frac{D}{D_0} = \frac{1}{F \phi} \quad (II.10)$$

donde:

F = Factor de resistividad eléctrica de la formación.

ϕ = Porosidad.

Varios investigadores (8) han verificado de esta ecuación, una gran similitud entre la difusión y la conductividad eléctrica en medios porosos.

En el flujo de fluidos en medios porosos, existe un mezclado en la dirección del flujo, adicional al debido por la difusión molecular, este mezclado puede ser explicado con la teoría del "Mezclado Celular", - - Fig. II.11.

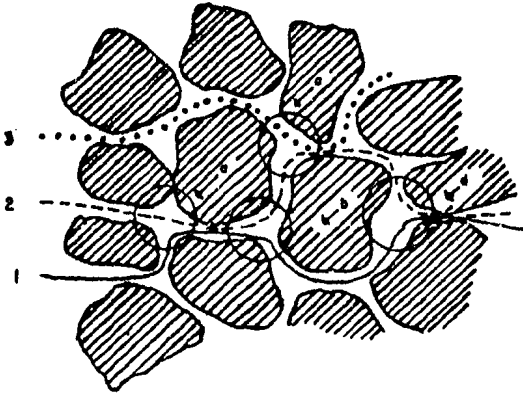


Fig. II.11 Dispersión convectiva microscópica. (Ref. 8)

Se observa que las trayectorias de flujo 1, 2 y 3 siguen una trayectoria tortuosa en el medio poroso. Suponiendo que inicialmente las con-

concentraciones del solvente son distintas en cada una de ellas, se tiene que: las concentraciones de solventes asociadas a las trayectorias 1 y 2 entran al poro A. Dentro del poro A, la concentración de solvente se iguala por el efecto de la difusión molecular, de tal manera que una concentración uniforme sale de este poro. La nueva composición asociada a la trayectoria 2, se mezcla en el poro C con la composición asociada a la trayectoria 3. En este poro, una vez más, se iguala la concentración por difusión molecular. En el poro D, vuelve a repetirse el mecanismo de la misma manera y así sucesivamente.

La misma figura II.11 puede servir para mostrar cómo se mezclan los fluidos por dispersión convectiva transversal. Suponiendo que la trayectoria de flujo 1 conduce moléculas de solvente y que la 2 y 3 inicialmente conducen moléculas de aceite, se tiene que: En el poro A, se mezclan los fluidos de las trayectorias 1 y 2 y la trayectoria de flujo 2 permite que el poro A transporte algo de solvente. Después en el poro C, se mezclan los fluidos de la trayectoria 3 (libres de solvente) y de la trayectoria 2. Ahora, la trayectoria de flujo 3, permite que el poro C transporte algo de solvente. De esta manera, el solvente se dispersa en forma transversal a la dirección de flujo.

II.4.2 DISPERSION CONVECTIVA MACROSCOPICA

El mezclado de fluidos también puede ser causado por las heterogeneidades en la permeabilidad, que resultan ser mayores comparadas con las dimensiones de un núcleo.

Varias pruebas (8) confirman que en muchos yacimientos, el mezclado por dispersión, es mayor que el debido a la difusión molecular o a la dispersión convectiva microscópica.

Por otra parte, también se ha visto que la dispersión transversal es más importante que la dispersión longitudinal en yacimientos no esta-

bles gravitacionalmente. Por ejemplo, cuando se origina la digitación, el solvente expone una gran superficie a los lados de los dedos sobre los cuales, la dispersión transversal puede ocurrir. En cambio, el área expuesta en la punta de los dedos (interfase solvente-aceite) para que ocurra la dispersión longitudinal, es mucho menor.

La dispersión transversal también puede afectar el crecimiento de la digitación y tener una influencia sobre el barrido, así como en la segregación del solvente.

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

II.5 METODOS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE BARRIDO

Una relación de movilidades adversa, asociada a un desplazamiento miscible por empuje de gas, causa que la eficiencia de barrido sea muy pobre, a tal grado que pueda ser menor que la que se tiene en un desplazamiento con agua.

Claude y Dyes (15) investigaron que, una manera en la cual se podría incrementar la eficiencia de barrido en un proceso miscible, es disminuyendo la movilidad atrás del frente de desplazamiento.

La reducción en la movilidad puede ser alcanzada con la inyección de agua junto con el gas, el cual empujaría al bache miscible, con esto se reduciría la permeabilidad relativa al gas y se disminuiría la movilidad total, que a su vez, mejoraría la eficiencia de barrido vertical y horizontal, además de que reduciría el mezclado y el tamaño del bache (Fig. II.12).

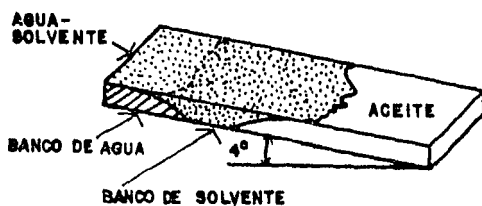


Fig. II.12 Perfil típico de un desplazamiento con una mezcla agua-solvente desplazando aceite de baja viscosidad, en un yacimiento inclinado. (Ref. 17)

Varias maneras de inyección de agua han sido propuestas (7), como por ejemplo: inyectar agua adelante del bache, inyección de agua en forma continua con el bache y con el gas, inyección de agua e hidrocarburos en pequeños baches alternados, inyectar el bache de LPG seguido por agua y gas en forma continua, inyectar el bache de LPG, seguido por un bache de gas como amortiguador y por último el agua.

En los campos petroleros, el agua y el solvente son inyectados en pequeños baches alternados en lugar de ser inyectados en forma simultánea, - debido principalmente a las siguientes razones:

- En la inyección simultánea, el agua y el solvente se segregan en el pozo.
- La inyección alternada es más conveniente por razones de operación, etc.

El óptimo uso del agua, para mejorar el barrido del solvente en yacimientos complejos, puede ser mejor estudiado con modelos de simulación numérica.

II.5.1 FLUJO NO SEGREGADO.

Cuando la segregación gravitacional se desprecia para analizar matemáticamente la inyección de agua y solvente, se adoptan dos criterios, uno considerando baches de solvente y de agua y el otro, considerando flujo como si el solvente y el agua fueran inyectados simultáneamente y fluyeran en una manera dispersa.

Considerando un yacimiento homogéneo, en el que la permeabilidad vertical es tan baja que no ocurre la segregación del solvente y del agua, la siguiente ecuación, derivada de la inyección simultánea de agua y solvente, nos da la condición a la cual los frentes de estos fluidos viajan a la misma velocidad:

$$\frac{fw^* - fwi}{Sw^* - Swi} = \frac{1 - fw^*}{(1 - Sorm + Sorm \cdot Rso + Sw^* \cdot Rsw - Sw^*)} \quad (II.11)$$

donde:

Sw^* = Saturación de agua en la región solvente-agua, fracción del volumen poroso.

Swi = Saturación inicial de agua, fracción del volumen poroso

$Sorm$ = Saturación de aceite a condiciones del yacimiento que permanecen en la región solvente-agua, frac. PV

fw^* = Flujo fraccional de agua en la región solvente-agua.

fwi = Flujo fraccional de agua a condiciones iniciales.

Rsw = Relación de solubilidad del solvente en el agua inyectada, bl @ c.y. / bl @ c.y.

Rso = Relación de solubilidad del solvente en el aceite residual, bl @ c.y. / bl @ c.y.

El método gráfico para solucionar esta ecuación es el siguiente:

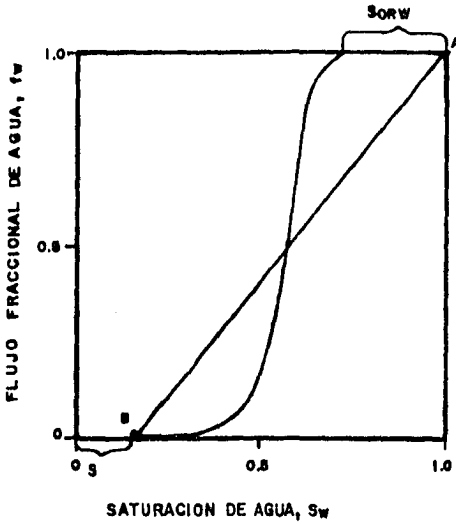


Fig. II.13 Estimación de igual velocidad de la relación solvente-agua. (Ref. 8).

La solución para f_w^* y S_w^* , es la intersección de la línea "AB" y la curva de flujo fraccional solvente-agua. El punto "A" se localiza a $f_w = 1$ y $S_w = 1 - S_{orm} + S_{orm} R_{so} + S_w^* R_{sw}$ y el punto "B" a f_{wi} y S_{wi} , (para este ejemplo, $S_{orm} = 0$, $R_{sw} = 0$ y $f_{wi} = 0$)

La condición de flujo a igual velocidad, es debido a que cuando se inyecta poca agua, el frente del solvente viaja más rápido que ésta, provocando que un banco de solvente se forme adelante de la región solvente-agua, y a su vez se tenga, en el frente del banco, una relación de movilidades igual a la relación de viscosidades entre el solvente y el aceite, formando así la digitación del solvente en el aceite. Aún, si el solvente presenta una baja movilidad en la región solvente-agua, causaría un total barrido volumétrico que será mayor del que se obtendría si no se inyectara agua.

Por otro lado, si se sobreinyecta agua, el frente del agua se desplazará más rápido que el banco de aceite, una mayor saturación de agua se establecerá en el frente solvente-aceite, provocando un entrapa-

miento de los hidrocarburos.

Cuando se tienen yacimientos estratificados, el solvente avanzará más rápido que el agua en los estratos más permeables, mientras que el agua avanzará más rápido que el solvente en las capas menos permeables, ocasionando que en las capas más permeables sea mayor la relación solvente-agua, que la calculada con la ecuación II.11 y en las capas de menor permeabilidad, sea menor. Para prevenir un banco de solvente de alta movilidad en las capas más permeables, es recomendable inyectar una relación menor a la calculada con la ecuación II.11.

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

II.5.2 FLUJO TOTALMENTE SEGREGADO.

Se ha observado, por medio de experimentos de laboratorio y con simuladores, que la inyección alternada con solvente y agua, puede mejorar la recuperación de aceite. Blackwell y colaboradores (8) proponen la siguiente ecuación, que se presenta modificada, para calcular la mínima relación de inyección solvente-agua, cuando se tiene segregación de estos fluidos.

$$\frac{q_s}{q_w} = (1 - S_{w,rs} - S_{orm} + S_{orm} \cdot R_{so} + S_{wr} \cdot R_{sw}) \left[(S_{w,rs} - S_{wr}) - \left(\frac{K_{w,rs}}{K_{s,wr}} \right) \left(\frac{\mu_s}{\mu_w} \right) \cdot (1 - S_{wr} - S_{orm} + S_{orm} \cdot R_{so} + S_{wr} \cdot R_{sw}) \right] \quad (II.12)$$

Las permeabilidades relativas $K_{w,rs}$ y $K_{s,wr}$, son valuadas a $S_{w,rs} = 1 - S_{srw} - S_{orm}$ y $S_s = 1 - S_{orm} - S_{wr}$, donde S_{srw} es la saturación de solvente entrampado por el agua.

Normalmente, se acostumbra inyectar por arriba de esta relación, para así asegurar que el solvente precederá al frente del agua y mantendrá un adecuado banco de solvente adelante de ésta. Blackwell - encontró que una relación de inyección de dos a tres veces el valor calculado, para un aceite de cuatro centipoises, daba mejores recuperaciones de aceite.

Los mismos investigadores recomiendan que, una relación de movi--dades efectiva, para cuando se tiene flujo segregado, puede calcu--larse de la siguiente forma:

$$M = \left[\frac{1 + \frac{q_w}{q_s}}{\left[\frac{k_{w,rs}}{k_{s,wr}} \right] \left[\frac{\mu_s}{\mu_w} \right] + \frac{q_w}{q_s}} \right] \left[\frac{k_{w,rs}}{k_o \text{ } wr} \right] \left[\frac{\mu_o}{\mu_w} \right] \quad (II.13)$$

donde:

q_s, q_w = Gasto de inyección del solvente y agua, respectivamente.

S_w, r_s = Saturación de agua a una saturación de solvente-residual

S_{wr} = Saturación de agua residual.

$K_{w,rs}$ = Permeabilidad relativa al agua a una saturación-del solvente residual.

$K_{s,wr}$ = Permeabilidad relativa al solvente a una saturación de agua residual.

$K_{o,wr}$ = Permeabilidad relativa al aceite a una saturación de agua irreductible.

μ_s = Viscosidad del solvente.

μ_w = Viscosidad del agua.

II.5.3 NIVELACION DE LA VISCOSIDAD

En este método se inyecta, adelante del fluido desplazante puro, una

zona de transición fluido desplazado - fluido desplazante, para causar un cambio gradual en la viscosidad del fluido desplazado al fluido desplazante, y así evitar la digitación o moderar su crecimiento.

Debido a su alto costo, no son aplicables para desplazamientos miscibles con solventes, ya que una cantidad de aceite deberá inyectarse en la parte delantera de la zona de transición. Su aplicación se encuentra en desplazamientos con polímeros y soluciones miscelares.(8).

II.5.4 ESTABILIZACION GRAVITACIONAL

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

Para semejar un desplazamiento gravitacionalmente estable, la interfase se supone con un ángulo de inclinación, θ , con respecto a la horizontal tal como se muestra a continuación:

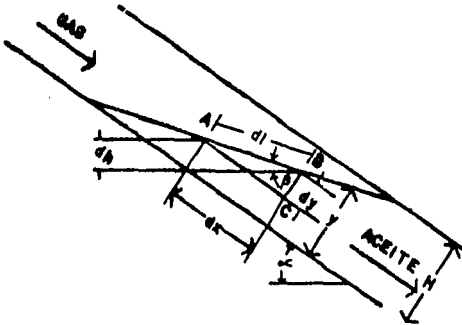


Fig. II.14 Geometría de un sistema de empuje de gas. (Ref. 8)

Este ángulo se puede calcular con la ecuación:

$$\frac{\text{Sen} \beta}{\text{Cos} (\alpha - \beta)} = \frac{22.8 v \left[\frac{\mu_o}{k_o} - \frac{\mu_s}{k_s} \right]}{\rho_o - \rho_s} \quad (\text{II.14})$$

donde:

- α = Ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.
- v = Velocidad, pie/día.
- μ_o, μ_s = Viscosidades del aceite y del solvente, cp.
- k_o, k_s = Permeabilidades al aceite y al solvente, Darcys.
- ρ_o, ρ_s = Densidades del aceite y del solvente, Lbm/pie³.

Dumore (8) encontró la máxima velocidad de flujo para obtener un desplazamiento estable, v_{st} , representada por la ecuación:

$$v_{st} = 0.0439 \left[\frac{d\rho}{d\mu} \right]_{\text{mín}} k \text{ Sen } \alpha \quad (\text{II.15})$$

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

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

Otro criterio utilizado para diseñar un desplazamiento miscible gravitacionalmente estable es la velocidad crítica, v_c , dada por la ecuación II.16.

$$v_c = \frac{0.0439 (\rho_o - \rho_s) \text{ Sen } \alpha}{\left[\frac{\mu_o}{k_o} - \frac{\mu_s}{k_s} \right]}$$

(II.16)

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

Si se utiliza agua para empujar al bache de solvente en un yacimiento inclinado, la fase densa viajará por la parte inferior del solvente y podrá entrapar aceite, para que no ocurra esto, un frente estable solvente-agua puede ser mantenido si se inyecta agua a una velocidad mayor que la calculada por la ecuación II.16, substituyendo -- las propiedades del aceite, por las del agua.

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

II.5.5. ESPUMAS

Existen varios estudios para disminuir la movilidad de los gases de inyección por medio de la formación de espumas con agua y surfactantes. La movilidad de un gas en presencia de un agente espumante, -- puede ser ajustada en parte por el grado de concentración del agente espumante y de la relación gas-líquido.

Dentro de los requerimientos principales de una espuma, para su aplicación en yacimientos, se tienen:

- Estabilidad química del surfactante por largos períodos de tiempo.

- Niveles aceptables de adsorción del surfactante sobre la roca.
- Estabilidad de la espuma por largos periodos de tiempo, a niveles deseados de movilidad efectiva.

CAPITULO III

DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES AL PRIMER CONTACTO

III.1 MECANISMO DE MISCIBILIDAD

Algunos fluidos de inyección se mezclan en forma directa con el aceite del yacimiento en cualquier proporción y sus mezclas quedan en una sola fase. Estos fluidos son, como se vió en el capítulo I, llamados -- miscibles al primer contacto. Los solventes más utilizados son los - hidrocarburos de peso molecular intermedio, tales como el butano o mez clas de LPG, aunque también se ha intentado utilizar el alcohol.

Debido a razones económicas, en la aplicación del proceso, un bache de propano o de otro LPG de cerca del 5% del volumen de poros es inyectado. El propano es seguido por gas natural o gas y agua, quien es el - que se encarga de desplazar al bache a través del yacimiento. El bache puede representarse como un anillo de propano alrededor del pozo in-- yector, el radio de este anillo irá creciendo conforme el gas lo empuja. Mientras el bache se mueve a través del yacimiento, el aceite y - el agua móvil son desplazados, de tal forma que el agua irá en el fren te, seguido por un banco de aceite y por último el bache, de ésta ma- nera llegarán al pozo productor.

La representación esquemática de este desplazamiento, se muestra en la figura III.1.

Los baches de LPG deberán ser diseñados de tal forma, que alcancen la miscibilidad al primer contacto con el aceite del yacimiento (en su -- parte delantera) y con el gas de empuje (en su parte trasera), además,

de que la presión deberá ser mayor que la cricondenbara del diagrama presión-composición para los sistemas solvente-aceite y gas de empuje-solvente.

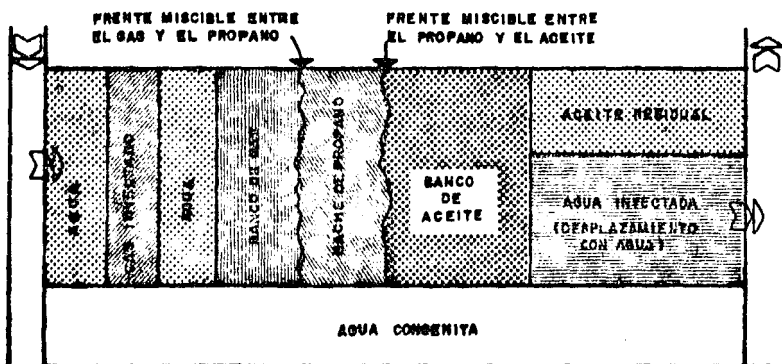


Fig. III.1 Representación esquemática de un proceso de bache de propano. (Ref. 18).

Para poder entender el mecanismo de miscibilidad por contacto directo, los diagramas pseudo-ternarios son de gran utilidad. Las figuras III.2, III.3 y III.4, ilustran las consideraciones del comportamiento de fase para alcanzar esta miscibilidad tanto en el frente, como en la parte posterior del bache.

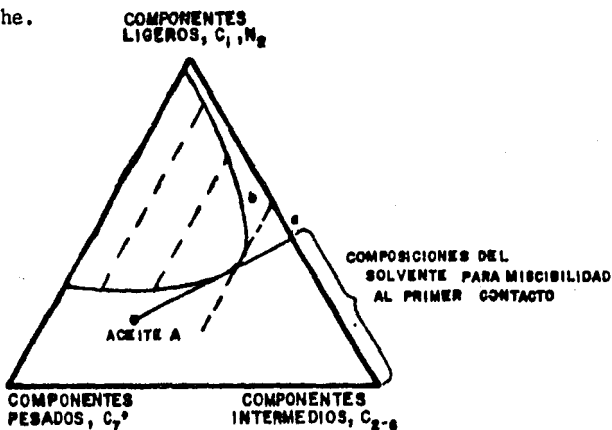


Fig. III.2 Consideraciones del comportamiento de fase para la miscibilidad al primer contacto en un diagrama pseudo-ternario. (8).

Para que el LPG y el aceite del yacimiento sean miscibles al primer contacto, la línea que une las composiciones del aceite y la del LPG no deberán pasar a través de la región multifásica. Lo mismo deberá suceder para el LPG y el gas de empuje, cuya línea de unión es la representada por el lado derecho del triángulo, Fig. III.2. En esta misma figura se ilustra la concentración máxima de metano que deberá tener el bache LPG, para que sea miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento - (recordar que por razones económicas, el LPG generalmente se mezcla con metano). Esta máxima concentración de metano, para una cierta presión, disminuye con incrementos en la temperatura debido a que el tamaño de la región de dos fases aumenta. Al mismo tiempo, la presión requerida para alcanzar la miscibilidad al primer contacto con una mezcla dada, aumenta al incrementar la temperatura del yacimiento.

La fig. III.3 ilustra el caso en que el solvente y el gas de empuje son miscibles pero existe inmiscibilidad entre el solvente y el aceite.

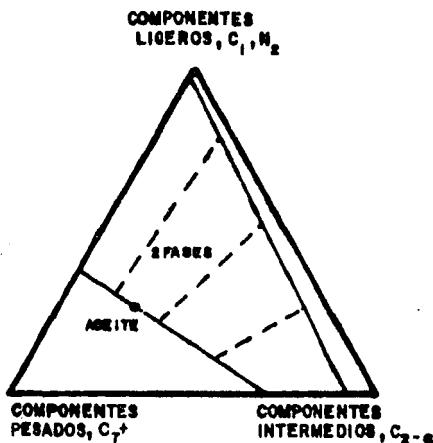


Fig. III.3 Miscibilidad solvente-gas de empuje, inmiscibilidad solvente-aceite. (Ref. 8)

Este comportamiento podrá ocurrir ya sea, cuando la presión esté por -- debajo de la presión de vapor del solvente o a ciertas presiones cuando la temperatura del yacimiento esté por arriba de la temperatura crítica

del solvente.

La figura III.4 es el caso en donde el solvente y el gas de empuje son inmiscibles y el solvente y el aceite son miscibles. Lo anterior, -- ocurre cuando se tienen temperaturas inferiores a la temperatura crítica del LPG y con presiones superiores a su presión de vapor, pero inferiores a la cricondenbara del sistema gas de empuje-solvente. Bajo estas condiciones, algunas mezclas de solvente-gas de empuje estarán en la región multifásica, para que esto no ocurra y la miscibilidad al primer contacto entre el solvente y el gas de empuje se logre, la presión de inyección deberá ser lo suficientemente alta.

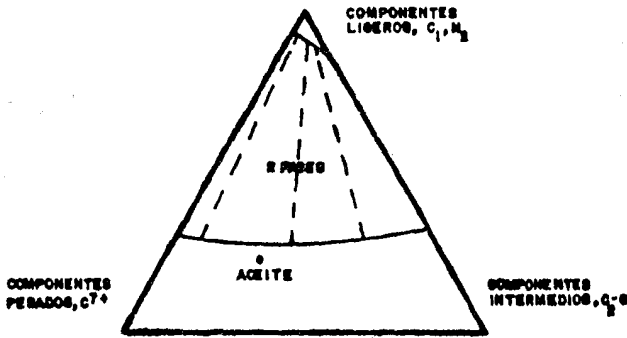


Fig. III.4 Inmiscibilidad solvente-gas de empuje, miscibilidad solvente-aceite. (Ref 8).

Analizando estas condiciones en un diagrama presión-temperatura, para un sistema gas de empuje-solvente y solvente-aceite, se observa de la figura III.5 lo siguiente: que a la temperatura T_1 (la cual es inferior a la temperatura crítica del solvente) y a la presión P_1 (que es inferior a la presión de vapor del solvente), la mezcla solvente-aceite cae dentro de la región de dos fases, (También representado por la Fig. III.3). La presión P_2 es superior a la presión de vapor del solvente, pero cae en la región de dos fases para el sistema solvente-gas de empuje.

je (también representado por la figura III.4). La presión P_3 es tan alta que todas las mezclas gas de empuje-solvente y solvente-aceite están en una sola fase, sin embargo, P_3 es inferior a la cricondenbara del sistema gas de empuje-aceite, resultando que esos fluidos sean inmiscibles.

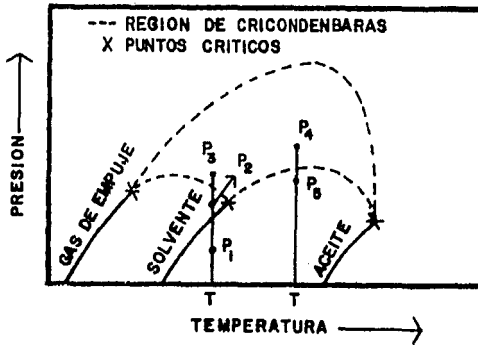


Fig. III.5 Consideraciones del comportamiento de fase para la miscibilidad al primer contacto en un diagrama presión-temperatura. (Ref. 8)

Esta figura muestra que, a temperaturas inferiores a la temperatura crítica del solvente, la miscibilidad entre el solvente y el gas de empuje determinará la presión mínima que se requiere para que el desplazamiento resulte miscible al primer contacto, tanto en el frente como en la parte posterior del bache de LPG.

A una temperatura T_2 (la cual es superior a la temperatura crítica del solvente) y a una presión P_3 , el solvente y el aceite se encuentran en la región de dos fases, aunque las mezclas gas de empuje-solvente son miscibles al primer contacto (también representado por la Fig. III.3).- A una presión mayor P_4 , el solvente y el aceite resultan ser miscibles al primer contacto.

Existen procedimientos (8) para encontrar la presión que se requiere para alcanzar la miscibilidad al primer contacto entre el solvente y el aceite, tales como los diagramas presión-composición, así como para encontrar la concentración límite del bache de solvente con metano y nitrógeno (comportamiento de fase en diagramas pseudo-ternarios).

La figura III.6 muestra una estimación de la presión requerida para alcanzar la miscibilidad al primer contacto para el metano y varios baches de componentes puros por medio de sus cricondenbaras. Arriba de la cricondenbara, el metano es miscible con los hidrocarburos de peso molecular intermedio mostrados en la figura. Se concluye, de la misma figura, que la presión de miscibilidad disminuye conforme se incrementa la temperatura y que aumenta con incrementos en el peso molecular del bache. Por ejemplo, para un bache de propano, la presión que se requiere para la miscibilidad con metano disminuye de cerca de 1,350 Lb/Pg² abs. a 100°F, a 1,000 Lb/Pg² abs. a 160°F.

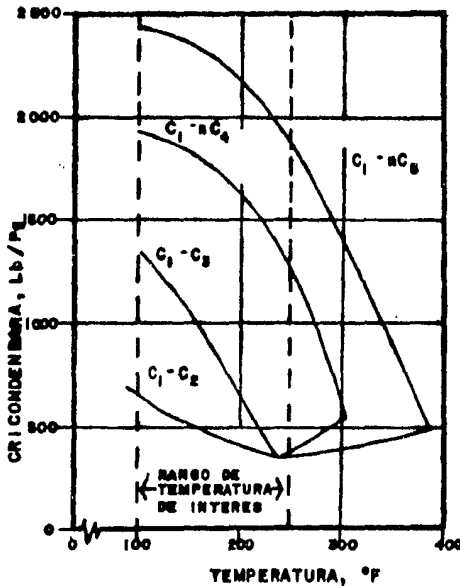


Fig. III.6 Cricondenbaras para metano y diferentes baches (Ref. 8)

Por otra parte, la concentración de hidrocarburos volátiles, como el etano y propano, así como gases no hidrocarburos tales como el nitrógeno y CO₂ en el metano, pueden afectar la miscibilidad.

La figura III.7 muestra las presiones necesarias para mantener la -- miscibilidad entre baches de propano y butano con gases típicos.

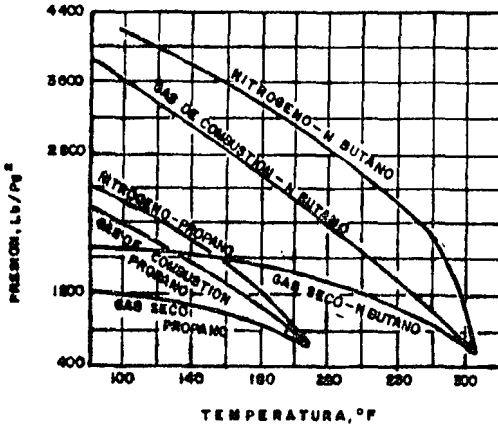


Fig. III.7 Presión mínima para alcanzar la miscibilidad entre baches - miscibles y combinaciones de gas de empuje. (Ref. 18).

Por ejemplo, para un bache de propano y gas seco (generalmente metano)- es cerca de 1,100 a 1,300 Lb/Pg² sobre rangos normales de temperatura.- Esto implica una limitación sobre la aplicación de este proceso, ya que deberá ser aplicado a suficiente profundidad para que la presión necesaria pueda ser alcanzada. Otros gases de empuje mostrados en la figura III.7 son el nitrógeno y el gas de combustión, que pueden utilizarse cuando no se disponga de gas natural.

Por lo tanto, la presión necesaria para alcanzar la miscibilidad entre el gas de empuje y el bache de LPG es substancialmente alta.

III.2 USO Y PROPIEDADES DEL LPG

La utilización de los gases licuables del petróleo (LPG) como solventes puros, está gobernado por los altos precios en el mercado de estos componentes, por tal motivo, el LPG que se utilizará en un desplazamiento miscible, podrá ser una mezcla conteniendo diferentes concentraciones de --etano, propano, butanos y pentanos, en este caso el comportamiento de fa se del sistema gas seco-solvente podrá estimarse a partir de una ecuación de estado (8) como la de Benedict-Webb-Rubin, Redlich-Kwong o la de Peng-Robinson, entre otras.

Las propiedades más importantes de los componentes más comunes en una --mezcla de LPG se muestran a continuación:

Fórmula	ETANO (C ₂ H ₆)	PROPANO (C ₃ H ₈)	N-BUTANO (C ₄ H ₁₀)
Peso Molecular	30.068	44.094	58.120
Punto de ebullición, °F	-127.530	- 43.730	31.100
Punto de Fusión, °F	-297.890	-305.840	-217.030
Presión Crítica, Lb/Pg ² ABS.	708.300	617.400	550.700
Temp. Crítica, °F	90.090	206.260	305.620
Vol. Crítico, Pie ³ /lb mol	2.366	3.219	4.091

Tabla. III.1 Principales propiedades del etano, propano y n-butano. (Ref. 10)

La tabla III.2 muestra las presiones necesarias para mantener al etano,--propano y n-butano en estado líquido a diferentes temperaturas, dado que mientras el bache de LPG se encuentre en estado líquido, la miscibilidad podrá ser mantenida con el aceite del yacimiento. Valores de temperatura mayores a las críticas de cada componente provocará que se encuentren

en estado gaseoso.

E T A N O		P R O P A N O		N - B U T A N O	
TEMPERATURA	PRESION	TEMPERATURA	PRESION	TEMPERATURA	PRESION
°F	Lb/Pg ² ABS	°F	Lb/Pg ² ABS	°F	Lb/Pg ² ABS
50	460	50	92	50	22
90*	709	100	190	100	52
		150	360	150	110
		200	590	200	198
		206*	617	250	340
				300	530
				305*	550

* Temperatura Crítica.

Tabla III.2 Relación temperatura-presión para mantener en estado líquido al etano, propano y n-butano. (Ref. 18)

Viscosidad y Densidad.- Otras propiedades importantes de los solventes - LPG son la viscosidad y la densidad. Existe literatura (8) en donde se encuentran figuras que muestran la influencia de la temperatura y de la presión sobre la viscosidad de éstos. Para la mayoría de los desplazamientos, la viscosidad tiene los siguientes rangos:

Etano	de 0.02 a 0.07 cp
Propano	de 0.06 a 0.12 cp
Butano	de 0.10 a 0.18 cp

La viscosidad de las mezclas de hidrocarburos LPG, puede estimarse por el método propuesto por Lorhenz y colaboradores (8), aunque medidas experimentales pueden ser más convenientes para diseños finales.

Con respecto a la densidad, existen métodos como el de Alain y Kennedy (8) para estimarla.

III.3 CONDICIONES FAVORABLES PARA LA APLICACION DEL PROCESO.

Las condiciones más favorables para la aplicación de un proceso de bache miscible con LPG son (18, 8):

- 1) Profundidad mínima del yacimiento de 1,500 a 2,500 pies. Esto es necesario para poder operar arriba de la presión de miscibilidad. Al mismo tiempo, la máxima profundidad está limitada por la temperatura del yacimiento. Por ejemplo, para el caso de desplazamiento con propano, no deberá exceder los 206°F.
- 2) La viscosidad del aceite del yacimiento deberá ser baja para alcanzar una aceptable relación de movilidades. Por lo general una viscosidad inferior a 10 cp es recomendable.
- 3) Tener formaciones relativamente delgadas y con baja permeabilidad. Esto es favorable para reducir los efectos de la segregación gravitacional y así ser barridas horizontalmente, asimismo, con altas permeabilidades, la segregación gravitacional es más severa. Las formaciones que tengan una permeabilidad menor a 50 mD. son las más apropiadas.
- 4) Un intenso fracturamiento, un casquete de gas, un fuerte empuje de agua y un gran contraste en la permeabilidad, incrementan el riesgo del proyecto.
- 5) Una condición muy importante que debe cumplir el yacimiento candidato para la aplicación de este proceso, es la saturación de aceite que pueda ser barrido misciblemente. Esta saturación deberá ser lo más alta posible.

Una saturación aceptable depende de muchos factores, tales como: -- precio actual de los hidrocarburos, propiedades del yacimiento, costos de los fluidos de inyección y propiedades de los fluidos. Un --

valor generalmente aceptado como mínimo, es un 25% del volumen poroso.

III.4 SUMINISTRO Y COSTOS.

El gas de los yacimientos de aceite y gas, por lo general, contienen suficientes cantidades de hidrocarburos licuables, los cuales se recuperan en plantas petroquímicas y en refinerías.

En estas plantas, el aceite es despojado de propano, butano y constituyentes de las gasolinas naturales, los que son separados por destilación - fraccional en torres de destilación y utilizados como solventes. Otros productos, como los obtenidos de las torres desbutanizadoras y despropanizadoras son también apropiados.

El uso de los solventes LPG está limitado principalmente por razones económicas. El tamaño de los baches, generalmente utilizados, varían del 2% al 10% del volumen de poros del yacimiento, siendo el más común, del 5% - (18) (El tamaño del bache es uno de los parámetros menos conocidos en estos procesos (7)). El costo del propano es alto, y se incrementan con el transporte del producto, por lo tanto, presentan una gran ventaja si se dispone de ellos cerca del pozo. Asimismo, los precios del gas natural también son elevados.

De los factores económicos prevaecientes en el momento del desplazamiento, así como de la recuperación de aceite que se obtenga, dependerá el éxito económico del desplazamiento.

III.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

La implantación de un proceso de desplazamiento miscible por contacto directo, al igual que cualquier otro proceso de recuperación mejorada, presenta ciertas ventajas y desventajas con respecto a los demás, de las cuales, destacan:

- Alta eficiencia de desplazamiento, debido a que desplazan todo el -- aceite almacenado en la roca que se pone en contacto con el solvente.
- Los requerimientos de presión, para alcanzar la miscibilidad, son menores en comparación con los otros procesos miscibles, siendo, aproximadamente, de 1,200 Lb/Pg² ABS. Por lo tanto, la miscibilidad entre el LPG y el aceite no será un problema, además, recordemos que esta presión la determina la miscibilidad entre el gas de empuje y el solvente. Como consecuencia de los bajos requerimientos de presión, se presenta la ventaja de poder ser aplicados a yacimientos poco profundos.
- Este proceso es muy útil cuando no se puede desplazar en forma miscible al aceite a presiones razonables con un gas seco o un gas enriquecido, debido a la composición del aceite.
- La baja eficiencia de barrido es una gran limitante; el bache de propano podrá dispersarse conforme se desplaza en el yacimiento, al grado de perder la miscibilidad.
- Un serio problema en estos procesos es el alto costo de los solventes LPG, lo que sugiere el uso de pequeños baches de este solvente.
- El tamaño del bache adecuado para tomar en cuenta la influencia de -- las propiedades del fluido y del yacimiento sobre la dilución, es un problema que no ha sido resuelto. Si se inyecta un bache pequeño, su dilución debido al mezclado del aceite y el gas de empuje, pueden hacer que la miscibilidad se pierda. Además, el gas de empuje puede digitarse en el pequeño bache de solvente al grado de desplazar al aceite en forma inmisible. Dicho de otra forma, si el bache es pequeño, cierta cantidad de aceite recuperable podrá ser dejado en el yacimiento. Ahora, si el tamaño del bache es sobre-diseñado, el exceso de -- propano causará un gasto innecesario, además, como el propano y el -- gas son más ligeros que el aceite, tenderán a segregarse gravitacio-- nalmente.

- Por último, la facilidad en conseguir el suministro necesario del propano y de otros gases licuables del petróleo, será un factor determinante en la decisión de aplicar o no el proceso.

III.6 DESPLAZAMIENTOS CON BACHES DE ALCOHOL.

Muchos estudios se han enfocado a los mecanismos involucrados en un desplazamiento miscible. Para 1960, todas las pruebas reportadas son modificaciones de los desplazamientos con gases, los cuales son: gas seco a alta presión, gas enriquecido a baja presión o inyección de gases licuables del petróleo. En estos desplazamientos el agua irreductible permanece inmóvil, además de que presentan ciertas desventajas, tales como: una pobre eficiencia areal de barrido inherente a cualquier desplazamiento que tiene una relación de movilidades adversas. Otro inconveniente es que en todos los procesos de recuperación mejorada en donde se utiliza gas, son dependientes de la presión, lo que provoca limitaciones en su aplicación, - por ejemplo, cuando se tiene un yacimiento somero. Otro punto importante, es la disponibilidad de cantidades suficientes de LPG o de gas natural.

Por lo tanto, se hace evidente la necesidad de mejorar las técnicas ya existentes o, de estudiar nuevas maneras de recuperar lo máximo de aceite al más bajo costo posible.

Los desplazamientos utilizando baches de alcohol, son también procesos -- miscibles y difieren de los anteriormente mencionados en que el aceite -- del yacimiento así como el agua son desplazados por el bache, debido a la miscibilidad que existe en ciertos sistemas aceite-agua-alcohol.

En la aplicación del proceso, un bache de alcohol es inyectado al sistema, a su vez, éste es desplazado a través del yacimiento con agua, de esta -- forma, en el frente del bache existirá alcohol, aceite y el agua congénita.

La miscibilidad es obtenida bajo ciertas concentraciones de alcohol, dependiendo de la solubilidad del sistema en particular.

Una vez alcanzada la miscibilidad, ésta es mantenida hasta un cierto valor de concentración del alcohol por arriba del valor mínimo requerido para mantenerla.

Cuando la miscibilidad es perdida, el proceso se comporta en forma similar al de un desplazamiento con agua.

Carl Gatlin y R.L.Slobod (20) llevaron a cabo experimentos utilizando - núcleos no consolidados y tres distintas variaciones de este proceso.

La primera variación consistió en el uso de isopropanol como solvente, encontrándose que éste es completamente miscible con el aceite y el - - agua. Sin embargo, también se encontró que la miscibilidad del sistema aceite-agua-isopropanol requiere de una relativa alta concentración de este alcohol y, por lo tanto, se corre el riesgo de tener un despla--zamiento inmisible a menos que, como ya se dijo, su concentración sea - mantenida por arriba de su valor crítico.

De las observaciones realizadas en las pruebas de laboratorio y de la - información de solubilidad de las mezclas aceite-agua-isopropanol, se - concluyó que una gran parte de este solvente actuaba para desplazar al agua contenida en el medio poroso; de aquí se desprendió la necesidad -- de inyectar un pequeño bache de un alcohol más económico y que fuera soluble preferentemente en el agua, de tal manera que fuera adelante del bache de isopropanol, para que desplazara al agua y al mismo tiempo, -- que redujera los requerimientos de este alcohol. Esta fue la segunda - variación al proceso, llevada a cabo por Gatlin y Slobod (20), quienes utilizaron metanol e isopropanol como bache, ya que el primero es com--pletamente miscible con el agua y muestra una limitada solubilidad con el aceite.

El metanol fluirá principalmente a través de los poros que contienen --

agua; de esta manera, desplazará más agua que aceite y el isopropanol - que será inyectado al yacimiento, no encontrará un sistema agua-aceite- sino una mezcla inmisible de metanol y aceite, que será fácilmente desplazado en forma miscible con este solvente.

La pérdida de miscibilidad en la zona del mezclado isopropanol-metanol-aceite, no ocurrirá a menos que la concentración del primero sea menor que el valor requerido y/o, hasta que el agua este presente en esta zona. El agua podrá invadir a la zona de mezclado por el frente, debido a la degradación de la zona de metanol o, por la parte posterior, debido a la degradación del bache de isopropanol.

Una segunda inyección de metanol detrás del isopropanol, servirá, al igual que la primera; como una zona de protección hacia el agua. Esta variación en el proceso, que es la sustitución de un alcohol por otro - en determinadas secciones del bache, resultó ser más económica, además de mantener la habilidad para desplazar aceite y obtener una total recuperación.

La tercera y última variación estudiada por estos investigadores, fue - la utilización de alcohol butil-normal y metanol como bache. Sobre el mismo razonamiento, el cual condujo al uso de metanol como protección, - se vió lógico utilizar una combinación de un alcohol que fuera insoluble en agua y soluble en el aceite, seguido por metanol para poder recuperar el aceite residual. De esta manera , el butil-normal es inyectado primeramente; a continuación el metanol y, por último, el bache es - desplazado con agua.

Debido a que el butil-normal tiene una muy limitada solubilidad con el agua, se comporta como una fase de aceite cuando es inyectado a un sistema aceite-agua, y fluye a través de los poros conteniendo aceite, desplazándolo misciblemente. Así, el metanol no encontrará un sistema - - aceite-agua, sino una mezcla inmisible de butil-normal y agua, la - cual, es fácilmente miscible con éste:

Esta alternativa ofrece ciertas ventajas sobre la variación anterior, - una de ellas, es que el banco de aceite se desplazará adelante del agua, lo que provoca su rápido surgimiento, acortando así el tiempo en que es producido. Además, el volumen total del bache es reducido y no se degrada tan rápidamente.

Del estudio realizado por Gatlin y Slobod (20), se concluye, entre - - otras cosas, que:

- El desplazamiento del aceite y agua del medio poroso utilizando diferentes tipos de alcoholes, es técnicamente posible.
- Un bache de isopropil desplaza completamente al aceite y al agua en forma de un pistón miscible, hasta que la concentración de alcohol - en la zona de mezclado, cae por debajo de la necesaria para mantener la miscibilidad. Una vez que se pierda la miscibilidad, el proceso se convierte en un desplazamiento con agua.
- El metanol podrá sustituir al isopropanol tanto en el frente como en su parte posterior, para que actúen como zonas de protección a la dilución del agua, preservando la habilidad para desplazar aceite.
- El proceso en donde se utiliza butil-normal, seguido por metanol, es una tercera variación exitosa. Una de sus principales ventajas, es que se obtiene una total recuperación del aceite con un bache más pequeño, comparado con los que utilizan únicamente isopropanol o metanol-isopropanol.

De lo visto anteriormente, ciertos beneficios inherentes a estos procesos están en forma implícita; por ejemplo, que las altas presiones no - son necesarias para obtener la miscibilidad en esos sistemas líquidos, - además, el agua es un agente desplazante más deseable que el gas, debido a que mejora la relación de movilidad y, por lo tanto, la eficiencia de barrido areal. Por otra parte, su principal desventaja es, por su--

puesto, el alto costo de los alcoholes. Debido a ésto, este proceso ha recibido, por parte de los investigadores, un estudio limitado.

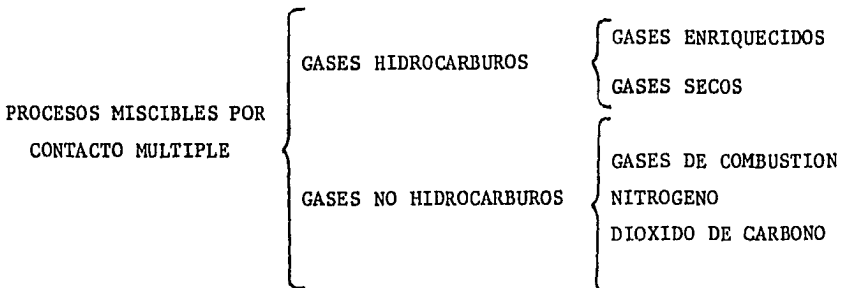
CAPITULO IV

DESPLAZAMIENTO MISCIBLE POR CONTACTO MULTIPLE

El capítulo anterior trató sobre aquellos procesos en los cuales los fluidos de inyección se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en cualquier proporción, y sus mezclas permanecen en una sola fase. Sin embargo, existen otros fluidos de inyección utilizados para desplazamiento miscible, los que forman dos fases al mezclarlos con el aceite del yacimiento pero, existe una transferencia de masa in-situ de los componentes del aceite y del fluido de inyección, que forman una fase desplazante con una zona de transición con rangos de composición que van de la composición del aceite a la del fluido de inyección, y todas las composiciones dentro de la zona de transición de esta fase, son continuamente miscibles.

La transferencia de masa in-situ, con la cual se alcanza la miscibilidad por los repetidos contactos del aceite y del fluido de inyección durante el flujo, es llamada "Miscibilidad por Contacto Múltiple" o "Miscibilidad Dinámica".

En este capítulo se analizarán los principales tipos de procesos miscibles por contacto múltiple, los que podrían agruparse de la siguiente manera, dependiendo del fluido de inyección:



IV.1 GASES HIDROCARBUROS

Existen dos procesos miscibles utilizando gases hidrocarburos: Los desplazamientos por inyección de gas enriquecido, también llamados procesos por empuje de gas condensado y, los desplazamientos por inyección de gas seco a alta presión, también llamados procesos por empuje de gas vaporizado. En el caso de los procesos de inyección de gas a alta presión, la transferencia de hidrocarburos de peso molecular intermedio es del aceite del yacimiento al gas a alta presión. En los desplazamientos por inyección de gas enriquecido, esta transferencia se lleva a cabo del gas de inyección al crudo del yacimiento.

IV.1.1 DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO

IV.1.1.1. MECANISMO DE MISCIBILIDAD

El propósito de estos procesos es similar al del bache de propano, en el cual se alcanza un desplazamiento miscible con el aceite del yacimiento. Difieren en que, por contactos múltiples se desarrolla un frente miscible entre el gas enriquecido y el aceite en el yacimiento.

El gas de inyección deberá contener una gran cantidad de componentes hidrocarburos, tales como: etano al hexano. Conforme el gas se pone en contacto con el aceite del yacimiento, dichos componentes son despojados del gas y absorbidos dentro del aceite. El gas inyectado, después de que perdió sus componentes más pesados, se desplaza hacia adelante a través del aceite del yacimiento. A continuación, un nuevo gas enriquecido se pone en contacto con el aceite del yacimiento hasta que toma lugar la transferencia de los componentes C_2 a C_6 una y otra vez, con lo que se consigue, después de contactos múltiples, que el aceite del yacimiento al rededor del pozo inyector, se convierta en un aceite altamente enriquecido con C_2 a C_6 , y con esto, se vuelva miscible.

En este proceso, no existe una interfase delimitada entre el gas y el aceite sino, más bien, un cambio gradual en la composición de los fluidos que varía del gas de inyección, al aceite del yacimiento (Fig. IV.1).

Conforme el aceite es empujado hacia el pozo productor, ocurre una interrupción en el frente de desplazamiento, exponiendo nuevo aceite del yacimiento, a la inyección de gas. Al pasar ésto, el intercambio de componentes del gas al aceite, se repite hasta que es recobrada la miscibilidad.

La figura IV.1 representa esquemáticamente un típico proceso de gas enriquecido.

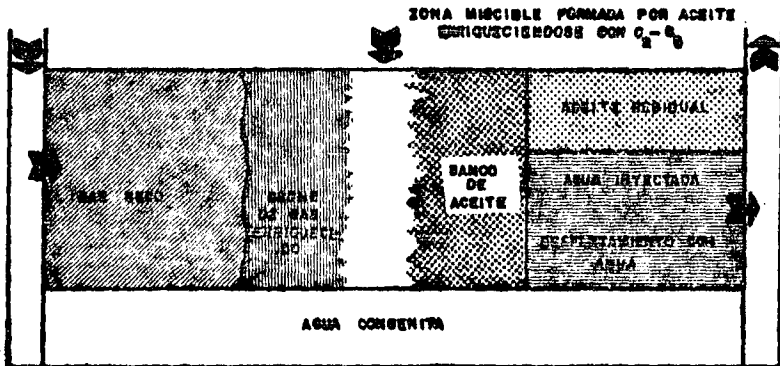


Fig. IV.1 Representación esquemática de un proceso de gas enriquecido.
(Ref. 18)

Se hace evidente que un volumen adecuado de gas enriquecido, deberá ser inyectado para mantener un frente miscible sobre una gran porción del área del yacimiento, sin embargo, debido al alto costo del gas enriquecido, una inyección continua de éste gas en un desplazamiento, sería muy costoso, por lo que se ha observado que su uso en forma de baches desplazados con un gas seco, pueden dar resultados similares.

Generalmente, un bache de gas enriquecido de 10% a 20% del volumen de po-

ros del yacimiento, es utilizado.

La presión que se requiere para que se lleve a cabo el intercambio de componentes del gas al aceite y al alcanzar la miscibilidad, depende de la composición del gas y de la temperatura del yacimiento. Para un aceite a su temperatura de yacimiento, la presión del yacimiento o la composición del gas enriquecido, pueden ser modificadas para alcanzar la miscibilidad. La figura IV.2 muestra los requerimientos en la composición del fluido desplazante necesarios para mantener el desplazamiento miscible a varias presiones con dos agentes enriquecedores.

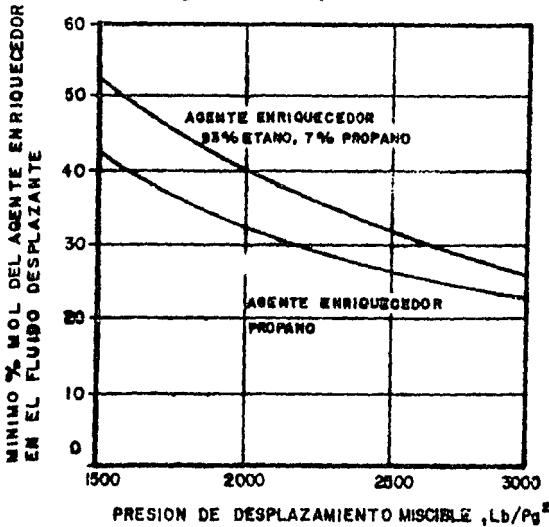


Fig. IV.2 Concentración del agente enriquecedor en el fluido desplazante requerida para el desplazamiento miscible a varias presiones.

(Ref. 18)

En esta figura, se observa que, incrementando el enriquecimiento del gas (agregando propano o LPG) se reduce la presión requerida. Es importante señalar que el fluido desplazante es una mezcla de agente enriquecido y metano, y que, la gráfica de la figura IV.2 es para un yacimiento cuya temperatura es de 100°F y conteniendo un aceite cuyo peso molecular es de 200 para los componentes C_5^+ , cuyos cálculos fueron realizados a partir -

de la correlación de Benham y Colaboradores (sección IV.3).

Un método desarrollado por Cohen y Shirer (11), que predice la mínima cantidad de enriquecimiento de un gas hidrocarburo con hidrocarburos de peso molecular intermedios, es basado en el trabajo de Benham y co laboradores y se muestra en el diagrama ternario de la figura I.16.

Puede observarse que cualquier fluido enriquecido que se encuentre a la derecha de la línea de unión que pasa a través del punto crítico, es capaz de producir un desplazamiento miscible en la forma descrita en la sección I.7. Por lo tanto, la mínima cantidad de NGL para enri quecer al gas seco, es representada por la intersección de la línea de unión limitante y la línea entre el gas seco y el NGL, representado con el punto Em.

El método puede resumirse en los siguientes pasos:

- 1) Obtener un análisis composicional de todos los fluidos del siste ma (crudo del yacimiento, gas seco y NGL).
- 2) La información del crudo del yacimiento deberá ajustarse con una ecuación de estado.
- 3) Matemáticamente, mezclar los tres fluidos del sistema en varias proporciones y separar las mezclas resultantes a presiones y tem peraturas del yacimiento con ayuda de un modelo.
- 4) Construir un diagrama ternario con la información obtenida.
- 5) Determinar el mínimo enriquecimiento.

La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio requerido en el gas de inyección, para alcanzar la miscibilidad por empuje de gas condensado, depende de la presión del yacimiento debido a que

un incremento en la presión, reduce el tamaño de la región de dos fases y ésto, a su vez, disminuye los requerimientos de concentración.

Como el método anterior, existen otros para calcular los requerimientos de presión y concentración del gas de inyección, tales como, las correlaciones de Benham, Rowe y Silberberg y, Metcalfe (sección IV.3), así como, modelos matemáticos (8).

IV.1.1.2 USO Y PROPIEDADES DE LOS GASES ENRIQUECIDOS

La aplicación de un proceso de gas enriquecido se apoya sobre un factor clave: El uso de cantidades limitadas o baches de gas enriquecido. Actualmente, el costo de gases licuables del petróleo o de otros agentes enriquecedores, se oponen al uso de una técnica de inyección continua y en muchos casos, al uso de grandes baches.

La dimensión del bache de gas enriquecido necesario para un efectivo desplazamiento, será determinado por aquellos factores que causan el deterioro del bache, los cuales, pueden diferenciarse en: Los que -- operan a nivel microscópico y los que actúan en una escala macroscópica. Los factores a pequeña escala se refieren al mezclado del gas enriquecido en la dirección del flujo por difusión y dispersión con los fluidos que lo preceden. Los de una escala mayor, se refieren cuando el gas desvía al aceite a través de los canales permeables por segregación del aceite, debido a la diferencia de densidades o por digitación provocada por una relación de movilidades adversas. En estos caos, el agente enriquecedor tiende a mezclarse con el aceite, tanto lateralmente, como en la dirección de flujo. El incremento en el -- área efectiva disponible para la difusión y dispersión de los componentes enriquecedores, conduce a una más rápida degradación del bache y, por lo tanto, un bache mayor será necesario.

Arnold, Stone y Luffel (19), realizaron experimentos para ver si pe--

queños baches podrían tener recuperaciones comparativas con las de una - inyección continua; así también, para ver el tamaño óptimo del bache y el efecto que tiene la variación del número de componentes enriquecedores en el bache de gas, entre otras cosas.

Estos experimentos se llevaron a cabo en empacamientos de arena en donde, el tamaño del bache, la composición y la longitud de la columna fueron - variadas, con una temperatura de 160°F y $2,500 \text{ Lb/Pg}^2$ abs.

En los experimentos reportados, las columnas fueron saturadas con decano que, a su vez, contenía metano. Los gases enriquecidos utilizados para el desplazamiento, fueron compuestos de mezclas de metano y butano normal.

El diagrama de fases ternario para el sistema metano-butano normal-decano normal, se muestra en la figura IV.3

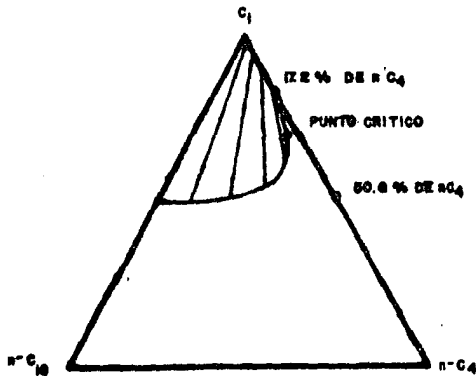


Fig. IV.3 Diagrama de fase para el sistema metano-butano normal-decano normal a 160°F y $2,500 \text{ Lb/Pg}^2$ abs. (Ref. 19)

Para las condiciones de presión y temperatura del experimento, se presentan diferentes mecanismos de desplazamiento, dependiendo de la concentración de butano en el gas enriquecido: Un desplazamiento miscible en forma directa cuando la concentración es mayor al 50.6%, un desplazamiento

miscible por contacto múltiple cuando la concentración esta entre 17.2% y 50.6%, y un desplazamiento inmisible cuando es menor al 17.2%.

A las condiciones en donde existió un desplazamiento por contacto múltiple, tres experimentos fueron llevados a cabo en columnas de 20 pies de longitud y utilizando tamaños de bache de 0.05, 0.10 y 0.20 del volumen de hidrocarburos expresado en volumen poroso (VHEVP).

Los desplazamientos conducidos utilizando baches de 0.10 y 0.20 del volumen poroso, conteniendo 25% de butano normal, resultan ser miscibles y, el de 0.05, resulta ser inmisible.

En la figura IV.4 se muestra la recuperación de decano va. el volumen de gas inyectado para los tres casos.

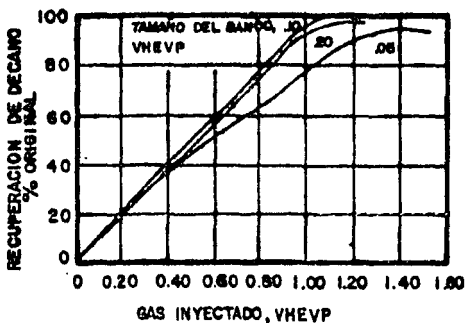


Fig. IV.4 Recuperación de decano durante el desplazamiento. (Ref. 19)

En esta figura se observa que la recuperación que se obtuvo con los dos baches mayores, fue prácticamente del 100% y que, fue menor con el bache más pequeño.

Por otra parte, la figura IV.5 muestra la recuperación final del decano vs. el tamaño del banco.

Los resultados indican que para el sistema de fluido utilizado, una recuperación total se obtendrá con un tamaño del bache mayor del 0.10 del volumen poroso.

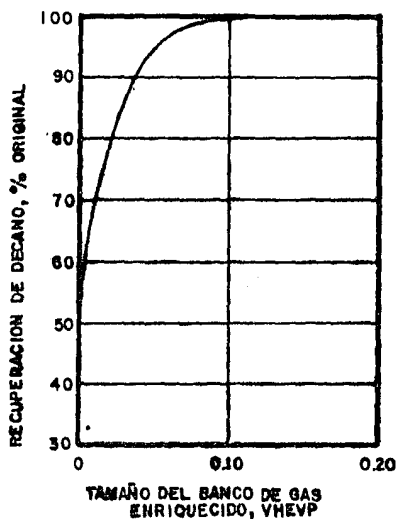


Fig. IV.5 Recuperación final de decano en función del tamaño del bache, (Ref. 19)

De los resultados de esta investigación, se concluyó que pequeños baches de gas enriquecido, desplazados con metano, en yacimientos en donde no existe un desvío del aceite por el gas enriquecido, pueden ser usados -- obteniéndose recuperaciones comparables con las producidas por medio de una inyección continua del gas enriquecido. Además, la dispersión de un aceite miscible y de un bache de gas enriquecido, es controlado por un -

mezclado difusional y conveccional del solvente en el aceite.

Con respecto a las propiedades de los gases enriquecidos, las tablas - - III.1 y IV.1 muestran las más importantes.

Fórmula	PENTANO (C ₅ H ₁₂)	HEXANO (C ₆ H ₁₄)
Peso molecular	72.146	86.172
Punto de Ebullición, °F	96.933	155.736
Punto de Fusión, °F	-201.498	-139.612
Presión Crítica, Lb/Pg ² abs.	489.500	439.700
Temperatura Crítica, °F	385.920	454.500
Volumen Crítico, Pie ³ /Lb-mol	4.978	5.902
Viscosidad	Fig. IV.6	Fig. IV.6
Densidad	Ec. IV.3	Ec. IV.3

Tabla IV.1 Principales propiedades del pentano y hexano. (Ref. 10).

La viscosidad de los gases hidrocarburos puede estimarse en la figura - IV.6, que relaciona la viscosidad con la presión y temperatura reducidas de la mezcla de gas.

La temperatura y la presión reducida se definen como:

$$Tr = \frac{T}{T_c} \quad \text{y} \quad Pr = \frac{P}{P_c} \quad (\text{IV.1})$$

donde:

- T = Temperatura absoluta, °R
- Tc = Temperatura crítica, °R
- P = Presión absoluta, Lb/Pg² abs.
- Pc = Presión crítica, Lb/Pg² abs.

Normalmente, la presión y la temperatura reducida son calculadas utilizando temperaturas y presiones pseudocríticas, las que pueden calcularse de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^n T_{ci} X_i \quad y \quad \sum_{i=1}^n P_{ci} X_i \quad (IV.2)$$

donde:

- T_{ci} = Temperatura crítica del componente i en la mezcla de gas.
- P_{ci} = Presión crítica del componente i en la mezcla de gas.
- X_i = Fracción molar del componente i en la mezcla de gas.

Con respecto a la densidad de los gases hidrocarburos, puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{P \sum_{i=1}^n (MW_i X_i)}{10.73} \quad (IV.3)$$

donde:

- ρ_g = Densidad del gas, Lbm/pie³
- P = Presión absoluta, Lb/Pg² abs.
- Z = Factor de compresibilidad.
- T = Temperatura absoluta, °R.

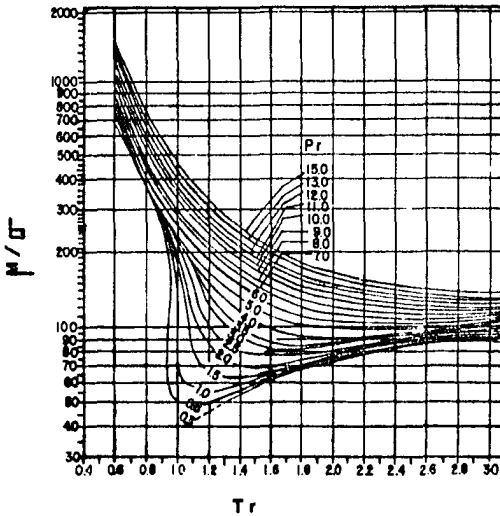


Fig. IV.6 Viscosidad de sistemas hidrocarburos. (Ref 8)

IV.1.1.3 CONDICIONES FAVORABLES PARA LA APLICACION DEL PROCESO.

El criterio para seleccionar un yacimiento candidato para la aplicación de un proceso de gas enriquecido, deberá ser más riguroso que el utilizado en los procesos al primer contacto, y deberá tomarse como una guía general. Dentro de las condiciones más favorables para la aplicación de estos procesos, se encuentran:

- Presiones entre 1,500 y 3,000 lb/pg² son necesarias para alcanzar la miscibilidad en estos procesos. Mayores presiones pueden ser requeridas en función de la densidad del aceite y de la temperatura del yacimiento. Dependiendo de la presión, la profundidad mínima de los yacimientos, fluctúa entre los 2,000 y 3,000 pies. En cuanto a la máxima profundidad, no existe limitación.

- Viscosidades de los aceites menores de 1cp para desplazamientos horizontales con un límite superior, aproximadamente, de 5cp. Este límite superior, para desplazamientos gravitacionalmente estables, dependerá de la permeabilidad del yacimiento. Este rango es aceptable debido a que en los procesos de gas enriquecido, la relación de movilidades es desfavorable.
- Es conveniente tener aceites cuyas densidades sean mayores a los -- 30°API para alcanzar la miscibilidad con presiones razonables.
- La segregación gravitacional puede ser un problema en yacimientos -- que son barridos horizontalmente. Estos efectos pueden ser disminuidos si estos procesos son aplicados a formaciones delgadas de baja permeabilidad. Los yacimientos con gran relieve estructural son convenientes si la permeabilidad es suficientemente alta para un -- desplazamiento gravitacionalmente estable, ya que de esta forma, -- la gravedad mejoraría la eficiencia de barrido y, por lo tanto, la recuperación.
- Yacimientos que presentan un excesivo fracturamiento, casquete de -- gas, un fuerte empuje de agua y/o un alto contraste en la permeabilidad, incrementarán el riesgo del proyecto.
- Un aspecto muy importante en todos estos procesos, es una satura---ción de aceite aceptable, dependiendo de los costos de los fluidos de inyección, precios actuales de los hidrocarburos y, propiedades del yacimiento y de los fluidos. Un valor aceptable como mínimo, -- es el 25% del volumen poroso.

IV.1.1.4 SUMINISTRO Y COSTOS

Los baches de gas rico son frecuentemente mezclas de gases de los separadores, o, gases residuales de las plantas de gasolina con hidrocarburos.

ros de peso molecular intermedio. En ciertas ocasiones, los separadores pueden ser ajustados para obtener un gas cuya composición, sea suficiente para alcanzar la miscibilidad, sin embargo, en la mayoría de los casos, el gas natural es enriquecido con hidrocarburos de peso molecular intermedio. Otros suministros de LPG son las plantas de gasolina natural, como se vió en la sección III.4.

Los tamaños adecuados del bache de gas enriquecido, varían de un 10% a un 20% del volumen poroso del yacimiento. Los costos de inyección, se estimarán por lo menos para 2 diferentes presiones de yacimiento, para su comparación.

En el caso de bajas presiones, menos pies cúbicos a condiciones estándar de gas, son necesarios para ocupar el espacio poroso. Al mismo tiempo, los costos por compresión también disminuyen. Por otro lado, cuando se tienen altas presiones, el enriquecimiento de propano o de LPG es menor.

Cuando al bache de gas enriquecido lo desplaza un gas seco y agua, el gas seco es atrapado por el agua como una saturación de hidrocarburos residual. Se ha observado que un barril de gas a condiciones de yacimiento, por cada barril de aceite desplazado del yacimiento es atrapado, lo que afecta los costos en yacimientos donde el factor de volumen del aceite es alto; donde se tienen altas presiones de yacimiento (se requiere más gas a condiciones estándar para ocupar el espacio poroso) y, donde el precio del gas es alto en relación al precio del aceite. Una posible solución, sería inyectar aire o gas de combustión en lugar de gas seco.

IV.1.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

Los procesos de gas enriquecido ofrecen, al igual que los procesos de LPG, grandes ventajas, de las cuales destacan:

- Desplazan prácticamente todo el aceite de las áreas barridas.
- Ofrecen gran flexibilidad en el diseño y operación. La presión necesaria para efectuar la miscibilidad puede elevarse o disminuirse, incrementando o decrementando el enriquecimiento del gas. De esta manera, las composiciones de los baches pueden diseñarse para minimizar o evitar, si se desea, el represionamiento. Además de lo anterior, es posible hacer un óptimo balance económico.
- Si la miscibilidad se pierde en alguna parte del yacimiento, podrá recuperarse siempre que exista un adecuado bache de gas enriquecido y que, las condiciones originales de presión y temperatura estén -- presentes.
- Los baches de gas rico, por lo general, son mezclas de propano y metano; lo que los hace más económicos de aquellos procesos de propano puro. En áreas donde no existe un mercado de gas, algunas veces los gases de los separadores puede utilizarse satisfactoriamente.
- Son aplicables a yacimientos someros, debido a las bajas presiones-- comparadas con los procesos de inyección de gas seco a alta presión.
- Debido a que los baches de gas enriquecido son más económicos que -- los baches de un LPG, es posible utilizar mayores baches, con lo -- cual, se mantendrá la miscibilidad sobre una mayor porción del ya-- cimiento.

Varios inconvenientes presentan los procesos de gas enriquecido, dentro de los cuales, destacan:

- Una eficiencia de barrido areal baja, debido a una relación de movi-- lidades adversa.
- Una fuerte segregación gravitacional en yacimientos permeables de -- gran espesor.

■ Las heterogeneidades de la arena, la digitación y la segregación gravitacional, tienden a dispersar el frente miscible y el bache de gas enriquecido.

■ Al igual que los procesos de propano, un bache de dimensiones menores a las requeridas, dejará aceite en el medio poroso y, un sobredimensionamiento, implicará un aumento en los costos. Una gran desventaja de estos procesos es el alto costo del gas.

IV.1.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE POR INYECCION DE GAS SECO A ALTA PRESION.

IV.1.2.1. MECANISMOS DE MISCIBILIDAD.

Los procesos de inyección de gas seco a alta presión, fueron desarrollados a fines de los años 40's y a principios de los 50's (18). -- Son llamados también procesos de gas vaporizado, debido a que el mecanismo para alcanzar el desplazamiento miscible, al igual que los procesos de gas enriquecido, requieren de contactos múltiples entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento antes de que se forme un frente miscible, pero la transferencia de los componentes C_2-C_6 es del aceite almacenado en el medio poroso al gas*, lo que representa la diferencia esencial entre estos procesos.

La miscibilidad puede ser alcanzada en estos procesos utilizando, como gases de inyección, al gas natural o gases hidrocarburos secos.

La figura IV.7 muestra como se lleva a cabo este proceso en el yacimiento.

* Este gas de inyección se le llama gas seco por tener bajo contenido de hidrocarburos licuables.

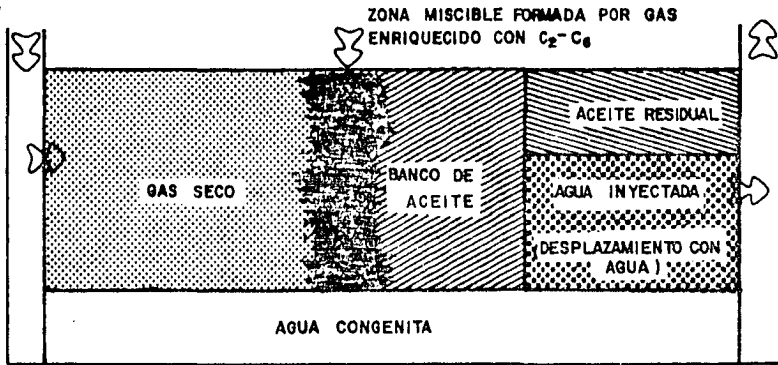


Fig. IV.7 Representación esquemática de un proceso de gas seco a al ta presión. (Ref. 18)

El procedimiento para que se forme un frente miscible, inicia cuando el gas seco es inyectado en el yacimiento y se pone en contacto con el aceite que contiene. El gas vaporiza algo de componentes C_2-C_6 del aceite, con lo que el gas se ha enriquecido en forma parcial, este gas, se desplaza a través del yacimiento y se pone en contacto con más aceite y nuevamente vaporiza más componentes intermedios. De este modo, el gas se vuelve enriquecido en su parte delantera, por medio de contactos múltiples hasta ser miscible con el aceite del yacimiento, esto ocurre cuando la interfase entre el aceite y el gas desaparece. El anillo que se forma de fluido miscible es empujado, con inyecciones adicionales, a través del yacimiento, desplazando al aceite y al agua móvil.

La distancia del pozo inyector hasta que se forma el frente miscible varía, dependiendo de la presión, composición del aceite y de su saturación. El aceite que ha sido contactado y despojado de sus componentes C_2-C_6 , es dejado atrás para que el gas que se inyecte continúe vaporizándolos hasta que únicamente un residuo de asfalteno sea dejado; es decir, en los procesos de inyección de gas seco a alta presión no

todo el aceite contactado es desplazado, un residuo que ocupa aproximadamente un 5% del volumen poroso es dejado en el yacimiento (18).

El mecanismo de desplazamiento se muestra en la figura IV.8. El fluido del yacimiento es representado por el área oscura, A. El gas seco inyectado para desplazar al aceite, es mostrado por el área blanca D. Conforme el gas inyectado se mueve a través del yacimiento, extrae los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite residual. El incremento en la concentración de intermedios es representado por las áreas B y C.

El fluido del yacimiento desviado en el frente (área B) por el gas enriquecido, el cual es miscible con el aceite, es representado del mismo color que el fluido del yacimiento, debido a que tienen la misma composición.

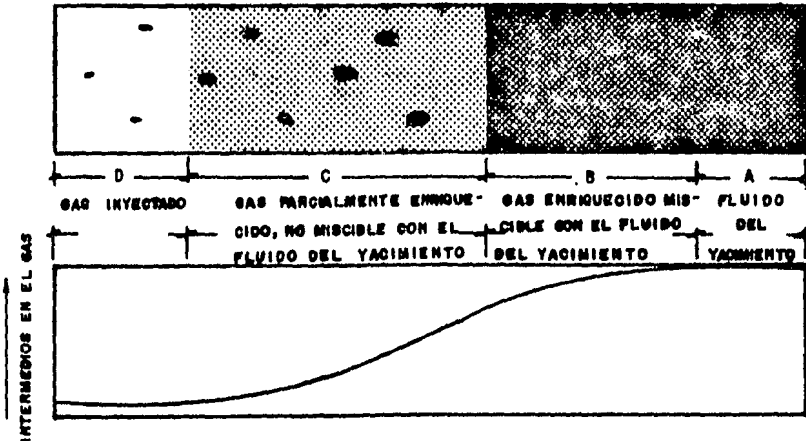


Fig. IV.8 Representación esquemática del mecanismo de desplazamiento utilizando gas seco. (Ref. 21)

Sobre el área B, el aceite desviado fluye sólo con la fase miscible ro deando a éste, pero a un ritmo menor dedibo a su mayor viscosidad.

En la zona C, la miscibilidad ya se perdió y el aceite desviado ya no fluye con el gas, pero será gradualmente extraído. Por último, el - - aceite residual despojado de componentes intermedios, es dejado en la sección D (representado por las áreas negras)

El mecanismo de miscibilidad puede ser también observado en un diagrama pseudoternario como el de la figura IV.9. En este ejemplo, el acei te del yacimiento, A, contiene un alto porcentaje de hidrocarburos in- termedios y, su composición, cae sobre la extensión de la línea de - - unión que pasa por el punto crítico.

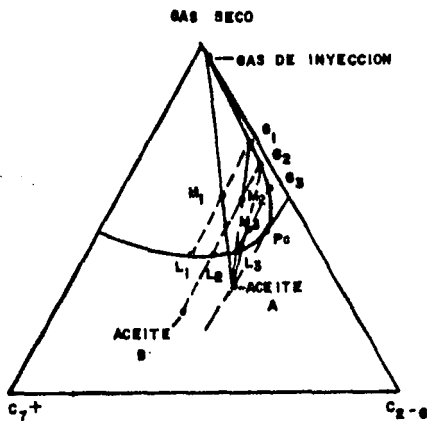


Fig. IV.9 Relación de fases en un proceso de empuje de gas vaporizado.
(Ref. 8)

Al inicio de la inyección, el gas seco y el aceite "A" no son miscibles,

con lo cual, el aceite es desplazado inmisciblemente y cierto porcentaje es dejado en el yacimiento, con lo que resulta una composición total M_1 , que de acuerdo a la línea de unión, el líquido L_1 y el gas G_1 están en equilibrio en este punto. La subsecuente inyección de gas, empujará al gas G_1 que se pondrá en contacto con el aceite original, dejando al líquido L_1 como una saturación residual. Como resultado de este nuevo contacto, una nueva composición M_2 es alcanzada, con su respectivo líquido L_2 y su gas G_2 en equilibrio. Una inyección adicional, causa que el gas, G_2 , fluya hacia el frente poniéndose en contacto con el aceite del yacimiento y, de esta manera, sea repetido el proceso. Por lo tanto, la composición del gas en el frente de desplazamiento, es alterada continuamente (G_1 a G_2 a G_3) hasta llegar al punto crítico, P, en el cual se inicia el desplazamiento miscible.

Sin embargo, si se tuviera una composición del fluido del yacimiento, como la representada por el punto B, al inyectarse el gas no alcanzaría la miscibilidad, debido a que el gas podría enriquecerse hasta la composición del gas en equilibrio G_2 , pero después ya no, pues contactos adicionales resultarían sobre la línea de unión que pasa sobre G_2 .

Se hace evidente que en aceites de yacimientos, cuya composición se lo calice a la derecha o sobre la línea de unión limitante, la miscibilidad podrá ser alcanzada por el mecanismo de empuje de gas vaporizado, siempre y cuando, la composición del gas natural esté situada a la izquierda de dicha línea. Lo anterior implica que, únicamente aceites bajosaturados con respecto al metano, podrán ser desplazados misciblemente con metano o gas natural. Condiciones bajo las cuales se alcanza la miscibilidad son analizadas en la sección IV.3.

IV.1.2.2 PROPIEDADES DE LOS GASES SECOS.

En esta sección se tratarán las propiedades de los diferentes gases -- utilizados en desplazamientos miscibles por contacto múltiple, los cua

les pueden ser: gas natural o gases hidrocarburos secos, nitrógeno y gases de combustión (estos dos últimos gases serán tratados en la - - sección IV.2)

En la tabla IV.2 se presentan las propiedades del metano, principal - constituyente del gas natural, así como la del nitrógeno y las del -- CO_2 , debido a que el gas de combustión es una mezcla entre estos últi - mos.

FORMULA	METANO	NITROGENO	DIOXIDO DE CARBONO
	CH_4	N_2	CO_2
Peso Molecular	16.042	28.016	44.010
Punto de Ebullición, °F	-258.680	-320.400	-109.300
Punto de Fusión, °F	-296.460	-345.600	- 71.860
Presión Crítica, Lb/Pg ² abs.	673.100	492.000	1073.000
Temperatura Crítica, °F	-116.500	-232.800	88.000
Volumen Crítico, Pie ³ /Lb mol.	1.593	1.442	1.531
Viscosidad	Fig.IV.16	Fig.IV.16	Fig.IV.16
Densidad	Ec.IV.3	Fig.IV.10	Fig.IV.10
Factor de Compresibilidad	Fig.IV.11	Fig.IV.11	Fig.IV.11
Solubilidad	-	Fig.IV.12, 13	Fig.IV.14
Factor de Volumen	-	Fig.IV.15	Fig.IV.15

Tabla IV.2 Principales propiedades del metano, nitrógeno y dióxido - de carbono. (Ref. 10)

Densidad.- La figura IV.10 muestra el comportamiento de la densidad - con respecto a la presión para el dióxido de carbono, nitrógeno y el gas de combustión (87% N_2 y 13% CO_2), a diferentes presiones y tempe - raturas.

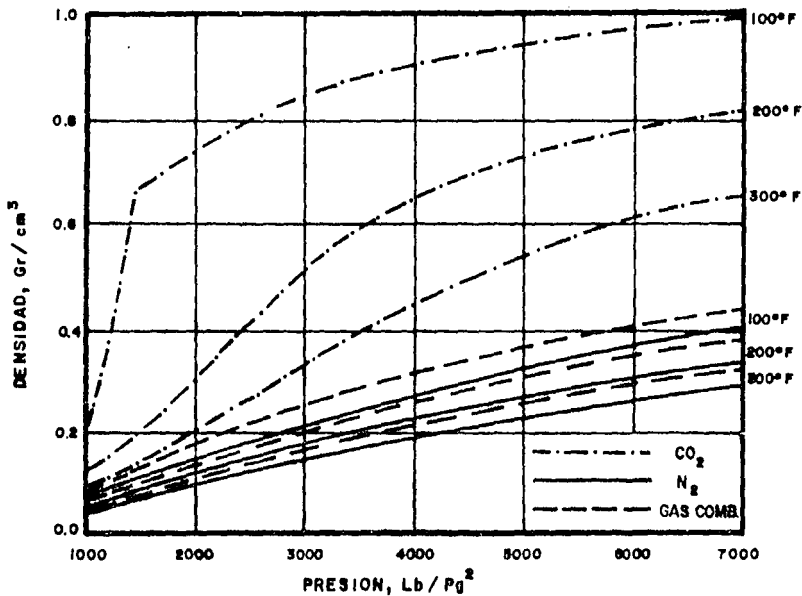


Fig. IV.10 Densidad de CO_2 , N_2 y del gas de combustión a diferentes presiones y temperaturas (Ref. 22)

Puede observarse que la densidad más baja corresponde al nitrógeno, - después, la del gas de combustión y por último, la del dióxido de -- carbono. Asimismo, los valores de densidad del nitrógeno y de los ga ses de combustión difieren muy poco y de manera constante.

Factor de Compresibilidad.- En la figura IV.11 se presenta el compor tamiento del factor de compresibilidad para los mismos gases y se incluye, además el del metano. Se puede observar que el nitrógeno es - el que tiene factores de compresibilidad mayores, siguiendo el gas de combustión, el metano y por último, el CO_2 . Esto implica que el CO_2 es más compresible que el nitrógeno. Por lo que, aproximadamente el

12% de CO_2 de que está compuesto el gas de combustión, afectará la cantidad requerida de este gas para proporcionar el mismo volumen de nitrógeno puro a condiciones de yacimiento.

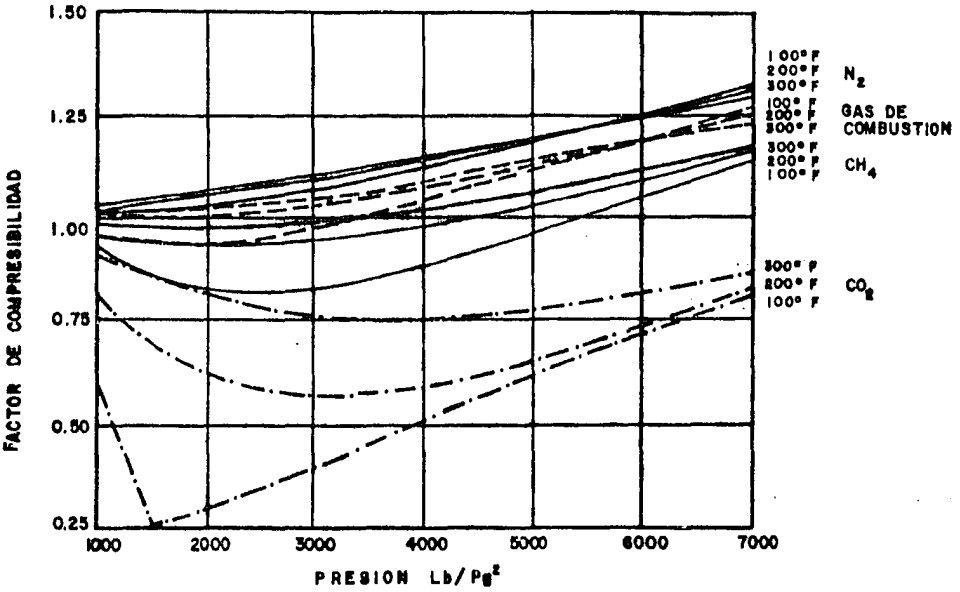


Fig. IV.11 Compresibilidad del CH_4 , N_2 , CO_2 y del gas de combustión a diferentes presiones y temperaturas. (Ref. 22)

En la tabla IV.3 se puede observar el gas de combustión adicional que deberá ser inyectado (aproximadamente del 2 al 5%) para igualar a la inyección de nitrógeno puro.

CONDICIONES DEL YACIMIENTO

GAS DE COMBUSTION EXTRA REQUERIDO
%

Presión Lb/Pg ² abs.	Temperatura °F	Efecto de compresibilidad.
3,000	100	4.6
	200	2.9
	300	2.0
4,000	100	4.8
	200	3.2
	300	2.3
5,000	100	4.6
	200	3.2
	300	2.3

Tabla IV.3 Efecto de las propiedades de los fluidos sobre los requerimientos de gas. (Ref. 22)

Solubilidad.- La figura IV.12 muestra la solubilidad del nitrógeno en agua pura y salmuera a diferentes presiones y temperaturas.

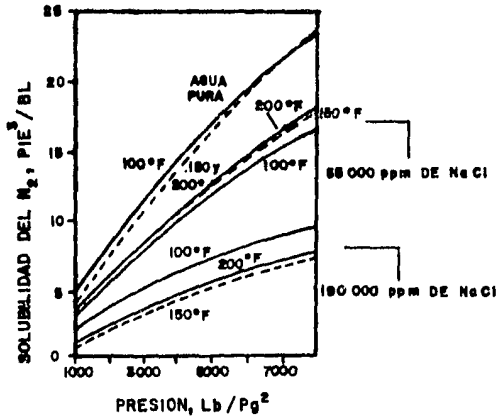


Fig. IV.12 Solubilidad del nitrógeno en agua de diferente salinidad (Ref. 22)

La solubilidad del nitrógeno está fuertemente influenciada por la presión y por el contenido de sal. En cambio, la temperatura la afecta -- relativamente poco.

El nitrógeno resulta ser poco soluble en agua y salmuera, no así, en -- aceites ligeros. En la figura IV.13 se observa que la solubilidad del nitrógeno depende de la composición del aceite y de la temperatura, -- aunque de este último parámetro, en menor escala (por arriba de los -- 100°F).

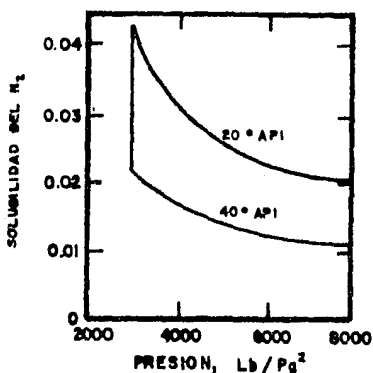


Fig. IV.13 Solubilidad del nitrógeno en aceites. (Ref. 22)

Con respecto a la solubilidad del CO_2 , éste es parcialmente soluble en agua con lo que, en un desplazamiento miscible, una cierta cantidad de CO_2 se disuelve, ya sea por el agua de formación o por el agua inyectada junto con el CO_2 utilizada para mejorar la relación de movilidades, Figura IV.14.

Puede apreciarse, que la solubilidad del CO_2 aumenta con incrementos -- en la presión y que, disminuye con incrementos de temperatura. Un parámetro importante que puede afectar la solubilidad es la salinidad -- del agua. La solubilidad en salmueras disminuye con incrementos en su salinidad.

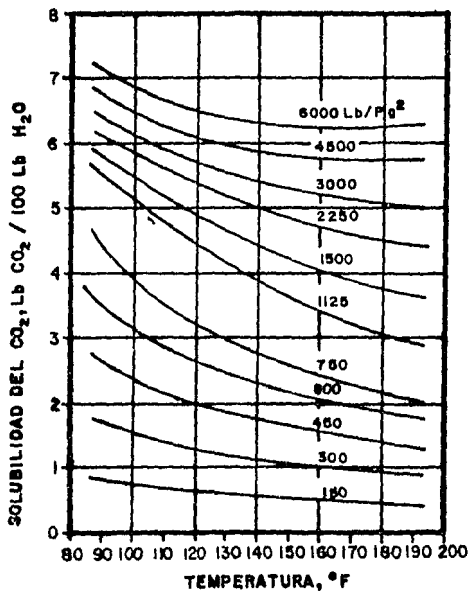


Fig. IV.14 Solubilidad del CO₂ en agua. (Ref. 8)

Factores de Volumen de Formación.- En la figura IV.15 se muestra como varían, con respecto a la presión y temperatura, los factores de volumen para el N₂, CO₂ y el gas de combustión. Dicha figura nos indica, como se ha visto, que el nitrógeno ocupa mayor volumen a condiciones de yacimiento que el dióxido de carbono o el gas de combustión, requiriéndose, por tanto, menores volúmenes de N₂ para llenar el mismo espacio poroso que con los otros dos gases.

De igual manera, el gas de combustión, por tener un factor de volumen grande, ocupa un mayor volumen que el gas natural o el CO₂.

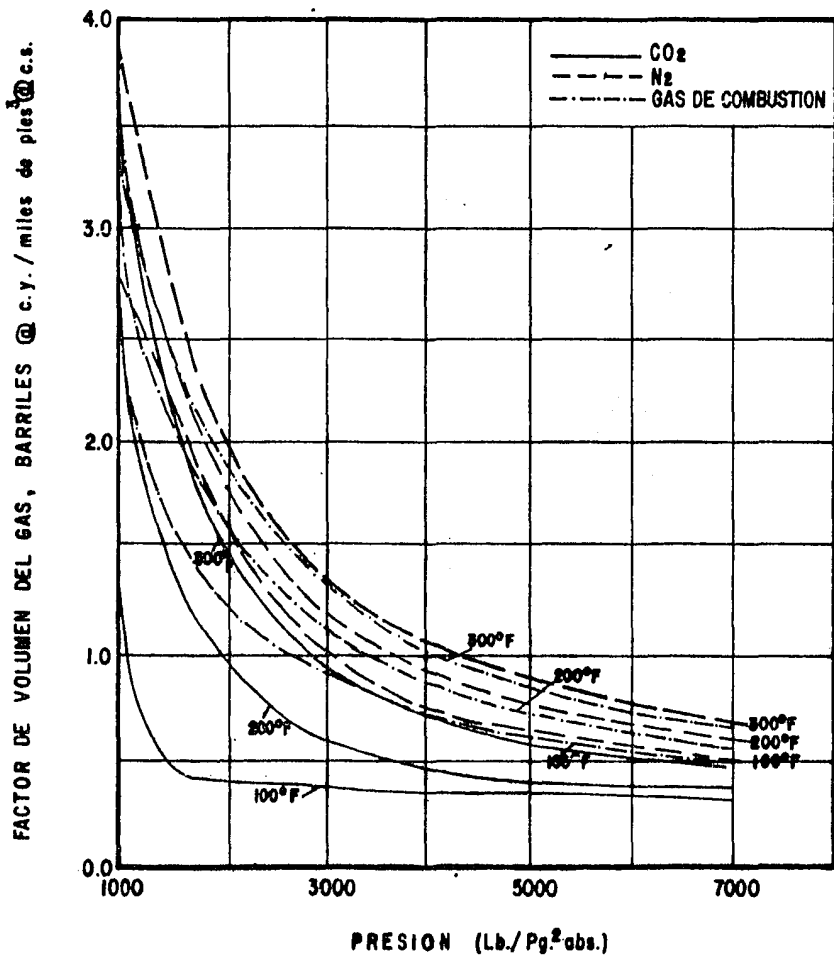


Fig. IV.15 Factor de volumen del gas para CO_2 , N_2 y gas de combustión.
(Ref. 22)

Viscosidad.- Una comparación entre las viscosidades del nitrógeno, metano y CO_2 se muestra en la figura IV.16 para diferentes presiones y - temperaturas.

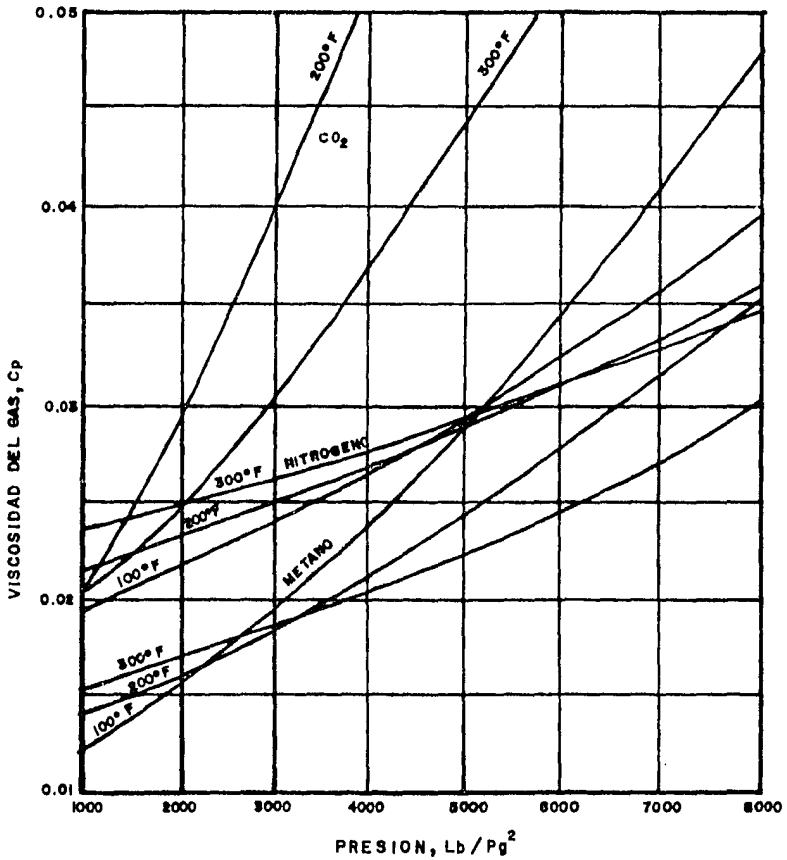


Fig. IV.16 Viscosidad del nitrógeno, dióxido de carbono y metano para temperaturas y presiones diferentes. (Ref. 22, 8)

Se observa que la mayor viscosidad corresponde a la del CO₂, y como era de esperarse, la viscosidad aumenta con incrementos en la presión. La viscosidad del gas de combustión puede ser estimada por métodos como el de Lohrenz y Colaboradores (8).

Es de suponerse que las propiedades del gas de combustión están comprendidas entre las del nitrógeno y las del dióxido de carbono, pare-

ciéndose más a las del nitrógeno por su alto contenido en su composición.

La composición precisa de los gases de combustión, varía en función de la composición del combustible y del proceso que se utilice para producirlo (sección IV.2.1.6.)

Un rango de composiciones publicadas por diferentes compañías se muestra en la tabla IV.4 (23).

	PARA COMBUSTION IDEAL, CH ₄	POI	EXXON	SHELL
N ₂ y Ar	88.30	86.0	88.2	84.8
CO ₂	11.70	11.5	11.8	9.4
CO		1.5		3.4
H ₂		1.0		2.3
O ₂				0.029
CH ₄				0.067
C ₂ H ₆				0.008
H ₂ O				0.001

Tabla IV.4 Composiciones del gas de combustión, (%). (Ref. 23).

IV.1.2.3 CONDICIONES FAVORABLES PARA LA APLICACION DEL PROCESO.

Las condiciones deseables de un yacimiento, para la aplicación de un proceso de gas seco y que deberán tomarse como una guía general son, entre otras:

- El aceite del yacimiento deberá ser rico en componentes hidrocarburos de peso molecular intermedio (C₂-C₆), con una densidad del aceite mayor a 40° API y teniendo un alto factor de volumen.

- La presión requerida para alcanzar la miscibilidad, deberá ser de 3,500 Lb/pg² como límite inferior y, de 6,000 Lb/pg², como un -- práctico límite superior.
- Debido a los requerimientos de presión, este método es restringido a yacimientos relativamente profundos de, aproximadamente, -- 5,000 pies o mayores.
- El aceite deberá estar bajosaturado con respecto al gas de inyección.
- Como en todos los procesos hidrocarburos, la segregación gravitacional puede ser un problema en yacimientos que son barridos horizontalmente. Este efecto puede minimizarse si el proceso es aplicado a formaciones de baja permeabilidad. Además, yacimientos de poco espesor de cerca de 10 pies son favorables, ya que el barrido vertical puede mejorarse con la dispersión transversal. Si se tiene una alta permeabilidad, los yacimientos con gran relieve -- son los más convenientes para estabilizar gravitacionalmente al -- desplazamiento.
- Respecto a la viscosidad del aceite, no existe un límite máximo -- en desplazamientos horizontales pero, conforme la viscosidad del aceite se incrementa, el barrido es cada vez menos eficiente. Un límite práctico es aproximadamente de 3cp, aunque son más convenientes los aceites de menos de 1 cp. En el caso de desplazamientos gravitacionalmente estables, este límite dependerá de la permeabilidad del yacimiento.
- Los riesgos de un proyecto de desplazamiento con gas seco, se incrementan si existe un fracturamiento excesivo, un casquete de -- gas, un empuje por agua y/o un alto contraste en la permeabilidad.
- La saturación mínima permisible de aceite en el yacimiento, será--

determinado por los costos del proyecto.

IV.1.2.4. SUMINISTRO Y COSTOS

Las principales fuentes de suministro de los gases hidrocarburos secos, para la utilización en procesos miscibles de gas vaporizado, son: el gas de los separadores y el gas residual de las plantas de gasolina natural. En algunos proyectos, el gas hidrocarburo seco ha sido proporcionado de tuberías de gas.

En el diseño de un proyecto, deberá tomarse la decisión de qué será lo más adecuado; si inyectar únicamente gas, o inyectar gas en forma alternada con agua. El desplazamiento del aceite residual es efectivo en cualquiera de las dos formas.

Debido a que el proceso se lleva a cabo a alta presión y en aceites -- que tienen un alto factor de volumen, es necesario un substancial volumen de gas a condiciones superficiales, para desplazar un barril de -- aceite a condiciones de tanque.

Si se proyecta inyectar únicamente gas, éste llenará los espacios porosos ocupados tanto por el aceite, como los del agua desplazable con lo que, se requerirán varios miles de pies cúbicos de gas por cada barril de aceite recuperado. Esto es muy importante desde el punto de vista económico, ya que, si los costos del gas son altos en comparación con los precios del petróleo, los costos del proyecto pueden ser desfavorables aún cuando mucho gas pueda ser recuperado al final del desplazamiento.

Si la inyección será alternando gas y agua, el gas llenará únicamente el espacio poroso ocupado por el aceite residual, con lo que se lograría reducir los requerimientos de gas, además, como ya se ha visto -- (sección II.5), la inyección alternada de gas-agua, mejora la eficiencia de barrido. Sin embargo, los ritmos de inyección podrán reducirse,

lo que puede ser crítico en yacimientos de baja permeabilidad.

IV.1.2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Los procesos de gas seco presentan las ventajas y desventajas de cualquier proceso miscible, de las cuales, las más importantes son:

- Proporcionan una alta eficiencia de desplazamiento, aunque en comparación con los procesos miscibles al primer contacto y empuje de gas rico, no todo el aceite residual contactado es desplazado, pero esta saturación de aceite es reducida a un valor muy bajo (18).
- Los costos de gases hidrocarburos secos, en comparación con el propano o LPG, y con gases ricos, son más bajos.
- El frente miscible que se forma puede regenerarse por sí mismo, si éste es perdido, en cualquier punto del yacimiento.
- Es eliminado el problema de la determinación del tamaño del bache, debido a que el gas seco es utilizado desde el principio del desplazamiento hasta el final. Además, el gas seco que es producido puede ser inyectado. Esto permite una eficiencia de barrido mayor de la que se obtiene con los otros procesos miscibles. Otro factor que proporciona un barrido más favorable, es que se tiene una mejor relación de movilidades. En la aplicación de este proceso, los aceites tienen una viscosidad baja y las altas presiones que se utilizan incrementan la viscosidad del gas. La combinación de estos efectos resultan, generalmente, en una relación de movilidades de 10 a 15, aproximadamente.
- Por otra parte, las características que debe reunir un aceite para la aplicabilidad del proceso, limita considerablemente el número de yacimientos en donde pudiera ser aplicado.

- Los costos se verán incrementados debido a las altas presiones de inyección, por concepto de compresión.
- Es importante señalar que aunque la eficiencia de barrido generalmente es mejor que en los procesos miscibles al primer contacto y en los procesos de gas rico, sigue siendo baja comparada con la de los desplazamientos con agua.

IV.2 GASES NO HIDROCARBUROS

IV.2.1. INYECCION DE GASES INERTES

La inyección de gas natural ha sido inyectada satisfactoriamente en los yacimientos de aceite en todo el mundo por muchos años.

Actualmente, el gas natural ha estado aumentando su valor comercial y presenta una limitada disponibilidad, por lo que, su uso convencional como agente para mejorar la recuperación de hidrocarburos no resulta, en muchos casos, la mejor opción. Esto ha conducido a la utilización de un "substituto" del gas natural, y el gas inerte, el cual es nitrógeno o una mezcla de nitrógeno principalmente, es el que ha recibido mayor atención.

Antes de ver los procesos que utilizan gas inerte como gas de inyección, es necesario definir lo que es dicho gas. Un gas inerte es - - aquél que no reacciona con los productos y materiales con los cuales se pone en contacto. Por lo tanto, deberá estar libre de oxígeno o - - compuestos oxigenados inestables, los cuales podrían ocasionar corrosión o reaccionar con los fluidos del yacimiento. Además, el gas - - inerte debe estar lo suficientemente deshidratado.

IV.2.1.1 MECANISMO DE MISCIBILIDAD CON NITROGENO

El nitrógeno se comporta de manera similar al gas natural, cuando se pone en contacto con el aceite del yacimiento a alta presión, desplazándolo en forma miscible, debido principalmente, al enriquecimiento del frente desplazante con componentes hidrocarburos ligeros e intermedios transferidos del aceite, después de múltiples contactos (procesos miscible por empuje de gas vaporizado). La figura IV.17 muestra la representación esquemática del proceso que, como se verá posteriormente, sólo es aplicable a yacimientos que contienen aceites bajosaturados o en aceites que sean ricos en componentes intermedios con presiones mayores a las 3,000 lb/pg² y profundidades mayores a los 4,500 pies.

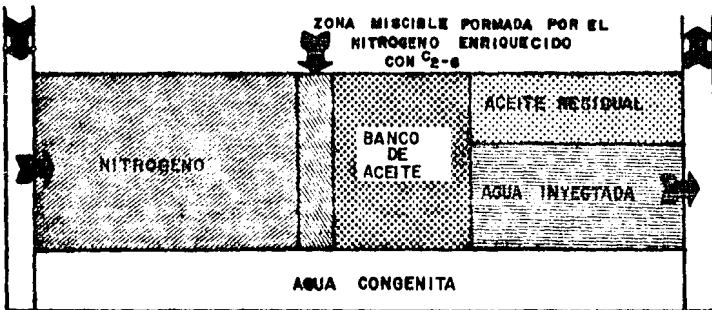


Fig. IV.17 Representación esquemática del proceso de inyección de nitrógeno a alta presión. (Ref. 24)

El diagrama ternario de la figura IV.18, ilustra como se desarrolla este mecanismo.

Los vértices del diagrama, representan 100% N₂, 100% C₇+ y 100% hidrocarburos intermedios (C₁-C₆). El fluido del yacimiento es una mezcla compuesta de 50% C₁-C₆ y 50% de fracciones pesadas. Al inyectar nitrógeno al yacimiento, el crudo y el nitrógeno alcanzarán el equilibrio a cierta presión y temperatura. Este punto de equilibrio, M₁, caerá den

tro de la región de dos fases, que estará constituido por un líquido - de composición L_1 y un gas de composición G_1 . Como el gas, G_1 , se des- plaza más rápido que el líquido, L_1 , se pondrá en contacto con aceite- original. De esta manera, el gas G_1 y el crudo se pondrán nuevamente- en equilibrio. Este punto de equilibrio, será el representado por el punto M_2 , que resultará en un gas, G_2 , y en un líquido, L_2 . Como pue- de observarse, el gas G_1 tiene una concentración de cerca del 35% de - hidrocarburos ligeros, G_2 de 40% y, G_3 de cerca de 50%. Como este gas enriquecido fluye en el frente de desplazamiento, el proceso se repite hasta que un volumen suficiente de C_1-C_6 se ha vaporizado dentro del - nitrógeno (punto crítico).

En el punto crítico, M_c , G_c y L_c , tienen la misma composición y se encuentra en equilibrio el N_2 con el aceite del yacimiento, desaparece - su interfase y se inicia el desplazamiento en forma miscible.

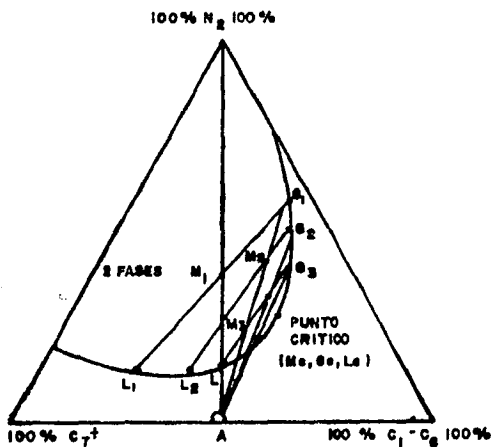


Fig. IV.18 Desplazamiento miscible por inyección de nitrógeno a alta presión. (Ref. 1)

Es importante señalar que será necesario, además del diagrama ternario, la utilización de datos de laboratorio para la mejor predicción del -- comportamiento de fases, en función de la presión a la cual ocurre la miscibilidad.

Se ha observado que la eficiencia de desplazamiento en estos procesos es cercana al 100%, debido a la eliminación de las fuerzas retentivas.

IV.2.1.2 CONSIDERACIONES DE LA FASE DE EQUILIBRIO PARA EL NITROGENO

Estudios de laboratorio fueron desarrollados (24), para observar como se comportaba el fluido del yacimiento al ponerse en contacto con el nitrógeno.

La figura IV.19, es un diagrama presión-composición resultado de la mezcla de diferentes cantidades de nitrógeno y aceite del yacimiento.

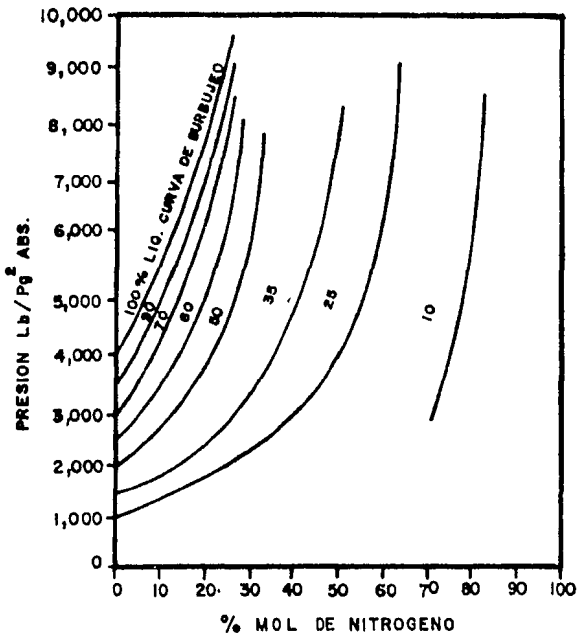


Fig. IV.19 Diagrama presión-composición para un sistema aceite-nitrógeno a una temperatura de 164°F. (Ref. 22)

Se observó que la presión crítica del sistema, resultó ser mayor que $10,000 \text{ lb/Pg}^2$ con un contenido de nitrógeno entre 50 y 60% mol. Esta figura indica que cuando se mezcla aceite del yacimiento con un 10% de nitrógeno, el sistema aumenta su presión de saturación de $4,000 \text{ lb/Pg}^2$ a 5100 lb/Pg^2 . Igualmente, al mezclarse con un 30% de nitrógeno, esta presión aumenta a valores mayores de $10,000 \text{ lb/Pg}^2$.

Los resultados experimentales utilizando gas del casquete y nitrógeno, se muestran en la figura IV.20, en donde se observa que la presión de rocío de la mezcla, creció rápidamente a un valor aproximadamente de $6,000 \text{ lb/Pg}^2$, con menos de 20% de nitrógeno.

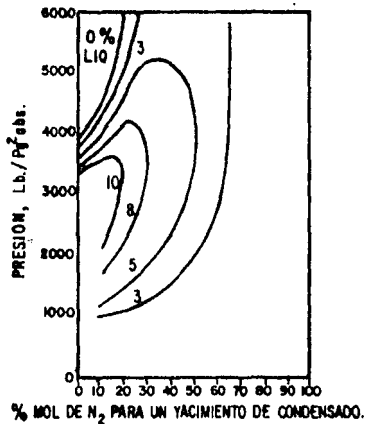


Fig. IV.20 Diagrama presión-composición para un sistema condensado- N_2 a una temperatura de 164°F . (Ref. 22)

En pruebas de revaporización, poniendo en contacto el líquido condensado con nitrógeno puro, mostraron que, similarmente a lo que ocurre bajo condiciones dinámicas de desplazamiento, cierta cantidad del condensado había sido revaporizado después de varios contactos, lo que impli

ca, que mientras se mezclan nitrógeno y aceite del yacimiento, se incrementa la formación de condensados y, el continuo contacto con nitrógeno puro, revaporiza el líquido condensado.

Otros estudios de laboratorio fueron conducidos para analizar el comportamiento del condensado retrógrado, así como de la presión de rocío con nitrógeno y con gas natural. Los resultados se muestran en las figuras IV.21, IV.22 y tabla IV.4.

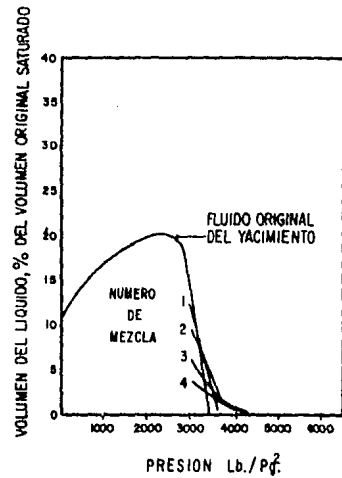
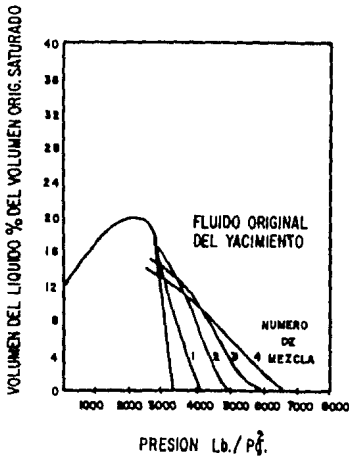


Fig. IV.21 Condensación retrógrada por N_2 . (Ref. 22)

Fig. IV.22 Condensación retrógrada para gas natural.

MEZCLA	INYECCION ACUMULATIVA DE N_2 . (pie ³ /bl)	PRESION DE ROCIO (lb/Pg ²)
	0	3,248
1	151	4,060
2	395	5,081
3	638	6,030
4	940	7,100

Tabla IV.4 Elevación del punto de rocío con N_2 . (Ref. 24)

Con estas pruebas de laboratorio, los resultados muestran que cuando - la mezcla ocurre con nitrógeno, los puntos de rocío crecen y son mayores que con gas natural, así mismo, la formación de condensado retrógrado es mayor con nitrógeno.

IV.2.1.3. MISCIBILIDAD CON GAS DE COMBUSTION

Tomando en cuenta que el gas de combustión tiene una composición promedio de 10 a 15% mol de CO_2 y un 80 a 85% mol de nitrógeno, su efectividad como gas de inyección cae entre la del N_2 y CO_2 .

Cuando se analizaron las propiedades de los gases de inyección, (sección IV.1.2.2), se vió que el dióxido de carbono se disuelve fácilmente en el aceite y en el agua, de tal manera que hace suponer que el frente de desplazamiento, en un proceso de inyección con gas de combustión, es casi 100% N_2 , con lo cual, los resultados obtenidos en el laboratorio, al utilizarse nitrógeno puro, pueden ser considerados también para el gas de combustión.

Por otra parte, se ha probado que debido al contenido de CO_2 , el gas de combustión es muy efectivo cuando se tienen aceites pesados, ya que disminuye su viscosidad. El proceso propuesto para el desplazamiento de gases pesados, consiste en una operación alterna de inyección-producción. Primeramente, el CO_2 se disuelve en el aceite y el N_2 , que no se disuelve, desplaza e incrementa la presión del yacimiento, entonces, el pozo inyector se convierte en productor y el aceite que se encuentra en las vecindades del pozo menos viscoso, se produce. Después, el aceite virgen se mueve hacia las vecindades del pozo (por la diferencia de presión). Se invierte de nuevo el proceso, el pozo productor se convierte en inyector, y se repite el ciclo.

Otra utilización que se le ha dado al gas de combustión, es el de medio desplazante de baches de gas hidrocarburo a alta presión o para --

empujar baches de LPG en procesos miscibles al primer contacto.

Un gran problema que presenta el uso de gas de combustión es la corrosión, por lo que, se deberán tomar las medidas necesarias para prevenirlas (equipo de material adecuado, recubrimientos especiales, inhibidores, etc.)

Por último, se considera que este proceso es el más ventajoso, desde el punto de vista económico, para la recuperación de aceite pesado.

IV.2.1.4 PROPIEDADES DE LOS GASES INERTES

Las propiedades del nitrógeno y del gas de combustión pueden ser analizadas en la sección IV.1.2.2, de tal manera que puedan ser comparadas con los gases hidrocarburos secos.

IV.2.1.5 YACIMIENTOS FAVORABLES PARA LA APLICACION DEL PROCESO

El desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento por medio de la inyección de gas inerte, se lleva a cabo únicamente sobre un limitado rango de composición del fluido, de presión, temperatura y volumen. Por lo tanto, los yacimientos adecuados para la inyección de estos gases, son también limitados.

Dentro de las características que deberán reunir estos yacimientos y el aceite que contienen, se tienen:

- La profundidad del yacimiento deberá ser tal, que asegure que la presión de miscibilidad (mayores de $3,000 \text{ lb/Pg}^2$), pueda ser alcanzada sin que ocurra el fracturamiento. Siendo 4,500 pies un valor mínimo.

- El aceite del yacimiento, deberá contener suficientes cantidades - de hidrocarburos intermedios (C_1-C_7).
- Densidades de los aceites mayores a los 35° API para el nitrógeno y mayores a los 24° API, para cuando se inyecta gas de combus---
tión.
- La viscosidad del aceite, deberá ser baja para poder alcanzar una aceptable relación de movilidades. Un valor menor a 10 cp. es re-
comendado.
- Como en todos los procesos miscibles, la segregación gravitacional puede ser un problema. Este efecto puede ser disminuido si es - -
aplicado a formaciones delgadas de baja permeabilidad o en despla-
zamientos en formaciones inclinadas.
- El fluido del yacimiento deberá estar bajosaturado con respecto a la presión de inyección.
- Grandes heterogeneidades del yacimiento y/o fracturamientos, incre-
mentarán el riesgo del proyecto.
- La saturación de aceite es un factor muy importante, ya que de ésta, podrá depender la recuperación final. Una saturación acepta--
ble estará en función de muchos factores. Un valor aceptado como mínimo es un 30% del volumen poroso.

Como puede verse, estos criterios, para seleccionar el yacimiento candidato, son similares a los que se utilizan en desplazamientos con gas seco, debido a que presentan un comportamiento muy similar a los de --
gas inerte, asimismo, deberán considerarse como una guía general.

IV.2.1.6. SUMINISTRO Y COSTOS

SISTEMAS DE PRODUCCION DE GAS INERTE

Los principales métodos para la generación de gas inerte son:

- 1) Para la producción de gas de combustión ($N_2 + CO_2$):
 - A) A partir de motores de combustión interna.
 - B) A partir de quemadores.

- 2) Para la producción de nitrógeno:
 - A) Reducción criogénica del aire.

En la selección entre el gas inerte basado en la combustión y el nitrógeno criogénico, se deberán considerar los siguientes factores:

- Formalidad del suministro.
- Diferencias en las propiedades del fluido.
- Efecto del gas inerte producido sobre los pozos productores y las diferentes formas de tratamiento del gas.

1. PRODUCCION DE GAS DE COMBUSTION.

La producción de gas inerte, a partir de motores de combustión interna y de quemadores, ha sido aceptada y utilizada como un procedimiento -- apropiado desde hace muchos años (22), pese a los problemas de corro-- sión que se tuvieron al principio. Estos problemas son provocados -- principalmente, por la formación de ácido nítrico y carbónico genera-- dos a partir de óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono combinados -- con agua, respectivamente.

El óxido de nitrógeno está presente en el gas de combustión, debido -- principalmente, a la fijación de nitrógeno a las temperaturas de com--

combustión.

Las figuras IV.23 y IV.24, son una representación de los procesos de obtención de gas de combustión a partir de quemadores y de motores de combustión interna, respectivamente.

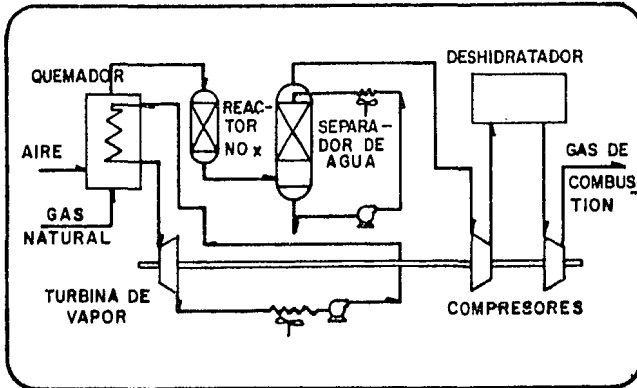


Fig. IV.23 Diagrama esquemático del proceso de generación de gas de combustión a partir de quemadores. (Ref. 23)

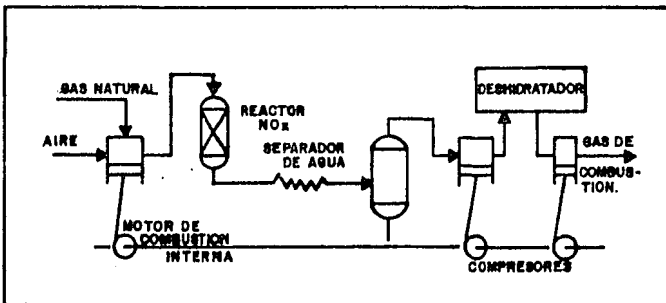


Fig. IV.24 Diagrama esquemático del proceso de generación de gas de combustión utilizando motores de combustión interna. (Ref. 23)

Cuando se utilizan quemadores (figura IV.23) el combustible, el gas natural y el aire son quemados en la cámara de combustión y la energía -

que se produce mueve una turbina de vapor. Después, se disminuyen o eliminan los contaminantes corrosivos y el agua, más tarde, por medio de compresoras, se eleva la presión del gas al nivel requerido para -- inyectarlo al yacimiento. En la figura IV.24, se utilizan motores de combustión interna. De manera similar, el gas de combustión producido se comprime después de pasar por las unidades de purificación y deshidratación.

La diferencia más importante en estos procesos es clara, uno requiere el uso de una turbo-maquinaria y el otro, de maquinaria reciprocante. Esto determinará el tamaño práctico de dichas unidades. Así, plantas para producir gas de combustión a base de quemadores con capacidades menores de 30 millones de pie³/día, pueden ser imprácticas, mientras que, unidades de producción usando motores de combustión interna de -- cerca de 10 millones de pie³/día, son el tamaño práctico más grande recomendado.

Para producir un gas con bajo contenido de oxígeno y una razonable -- economía de combustible, se requerirá de una combustión estequiométrica. De aquí que un factor muy importante en los procesos de gas de -- combustión, sea el preciso control de la relación aire-combustible.

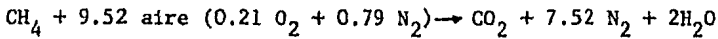
Debido a que una combustión estequiométrica produce las máximas temperaturas, pueden formarse cantidades significantes de NO_x por fijación del nitrógeno.

Por otro lado, la total combustión del metano en aire, produce un gas de combustión que tiene aproximadamente 19% de agua. Además, la presencia de gases ácidos, tales como CO₂ y NO₂, hacen que el gas deba -- ser deshidratado antes de su inyección para prevenir la formación de -- un electrolito corrosivo. Para permitir la compresión antes del des--hidratado del gas, se deberá disminuir la cantidad de NO_x del gas de -- combustión, ya sea por disminución en la temperatura de flama, hasta -- que la concentración de NO_x disminuya y pueda ser neutralizada con --

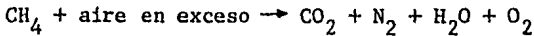
inyección de amonia, o con la utilización de reactores catalíticos (23).

En la práctica, el gas de combustión contiene cantidades medibles de --
 H_2 , O_2 , CO_2 , N_2 , CO_2 y H_2O . Las reacciones químicas que se pueden - -
desarrollar son:

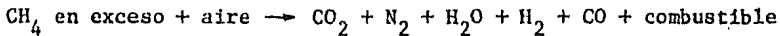
- En un caso ideal:



- En un caso real teniendo aire en exceso:



- En un caso real teniendo deficiencia de aire:



La formación de NO y NO_2 en la combustión con motores de combustión interna, se realiza por la reacción directa del oxígeno y nitrógeno, a és
to se le conoce como fijación del nitrógeno. La reacción química es:



Los procesos de combustión comprenden, tanto la producción de gas inerte, como la generación de energía mecánica para la compresión del gas - a la presión de inyección. Dependiendo de la eficiencia del ciclo, y - del contenido de BTU del gas de combustión, un balance entre la producción de gas inerte y los requerimientos de energía de compresión, po---
drán ser alcanzados entre 1,500 y 4,000 lb/Pg².

Debido a que la composición del gas de combustión es muy importante, ha sido necesaria una eficiente conversión de energía del generador de gas inerte. La tabla IV.5 muestra las diferentes relaciones de conversión- de energía para los diferentes procesos.

	<u>BTU/bhp-hr</u>
Motor de Gas Moderno, 4 ciclos	6,400
Turbina de Gas con Regenerador	7,500
Motor Eléctrico	7,700
Motor de Gas Típico, 2 ciclos	8,000
Proceso con motores de Combustión Interna	10,000
Proceso con quemadores de Gas/Turbina	12,000

Tabla IV.5 Relaciones de conversión de energía, (Ref. 23)

Quemando metano estequiométricamente produce 8.55 pie³ de gas inerte por cada pie³ de metano. Como cada pie³ de metano genera 1012 BTU, por cada 1000 pie³ de gas inerte se producen 118,362 BTU. Por otro lado, la eficiencia obtenida en las plantas es de 5.7 a 6.9 pie³ de gas inerte por cada pie³ de metano, o sea, 177,000 a 146,000 BTU/1000 pie³. Si se considera una eficiencia de conversión de energía mecánica típica de 8,000 BTU/HP-hr, al obtener 1000 pie³ de gas inerte, se generarán de 22 a 18 - Hp-hr.

Una comparación de los requerimientos de energía para los diferentes procesos, se muestra en la tabla IV.6

En dicha tabla, se observa que el proceso que menor consumo de energía - tiene, es el de nitrógeno criogénico.

PROCESO (PARA PRODUCIR GAS A 3000 Lb/pg ²)	REQUERIMIENTO DE ENERGIA BTU/1000 Pie ³
Nitrógeno Criogénico (Motor de gas moderno-4 ciclos)	92,800
Nitrógeno Criogénico (Motor de gas típico -2 ciclos)	116,000
Nitrógeno Criogénico (Eléctrico)	117,900
Combustión de Metano estequiométricamente	118,400
Combustión de Motores (Basada en composición reportada por POI)	131,260
Proceso de gas de combustión (En block-31) *	117,000
Proceso de gas de combustión (En Hawkins)	146,000

* Estos procesos producen gas a menos de 3000 Lb/pg², por lo que no se pueden comparar fácilmente.

Tabla IV.6 Consumo de energía de los diferentes procesos de gas inerte. (Ref. 26).

2. PRODUCCION DE NITROGENO.

Existen diferentes procesos para producir nitrógeno en grandes volúmenes, pero el método más aceptado por ser el más flexible y económico, es la separación criogénica del aire, el cual produce gas nitrógeno - de 99.99% de pureza con pequeñas cantidades de argón y otras de gases inertes.

Las principales partes o unidades de operación en un proceso criogénico de separación de aire, se muestran en la figura IV.25 y son:

1. Compresión del aire.
2. Eliminación de contaminantes.
3. Intercambiador de calor
4. Destilación criogénica.
5. Compresión del producto.

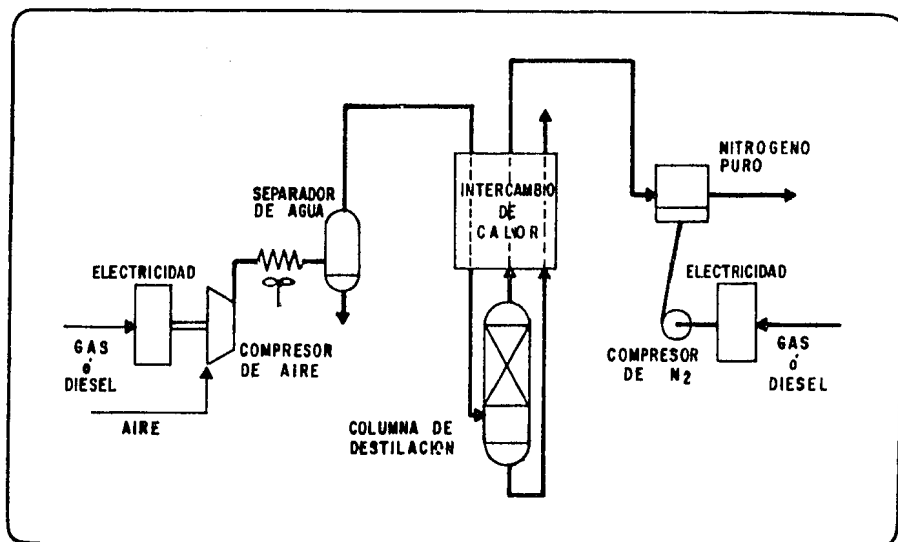


Fig. IV.25 Diagrama esquemático del proceso criogénico para la producción de nitrógeno. (Ref. 23).

Compresión del aire.- En esta sección se comprime el aire a una presión de entrada de la planta de 6 a 7 atmósferas, por medio de compresoras de aire centrífugas o axiales.

Eliminación de Contaminantes.- Es aquí donde los contaminantes del aire, tales como el vapor de agua, dióxido de carbono y pequeñas trazas de hidrocarburos, son eliminados antes de pasar a la sección de destilación. Generalmente, esto se lleva a cabo utilizando dos sistemas de separación. Uno de ellos, por medio de un intercambiador de calor, en donde se extrae el agua, el dióxido de carbono y los hidrocarburos presentes. El otro, es el ciclo purificador, en el cual todos los contaminantes son adsorbidos a través de un cedazo molecular a temperatura ambiente.

Intercambiador de calor.- Aquí es donde se congela el aire a la temperatura criogénica necesaria para la destilación en la columna. Pri

meramente es condensado el vapor de agua, después, el dióxido de carbono y el vapor de agua. Ya como sólidos, son removidos de las superficies enfriadoras del intercambiador. Esto puede llevarse a cabo en forma continua mediante el uso de intercambiadores en paralelo e invirtiendo periódicamente la dirección de flujo.

Destilación criogénica.- La separación del aire puede requerir de uno o dos pasos de destilación. Una primera destilación produce nitrógeno altamente puro y una corriente rica en oxígeno, la cual es descargada si únicamente el nitrógeno es requerido. Ahora, si lo que se desea es oxígeno, la corriente rica en oxígeno es nuevamente destilada.

El hielo se forma normalmente en la parte exterior de la línea de gas, corriente abajo de una válvula estrangulada debido a la expansión del gas. Este fenómeno es conocido como el efecto Joule-Thompson. Cuando el aire (utilizando dicho efecto), mediante el paso de éste a través de una válvula de expansión, puede entonces, por medio de un fraccionamiento a una temperatura de -300°F , separarse oxígeno y nitrógeno.

Compresión del Producto.- Es en esta sección, en donde los productos gaseosos son comprimidos a la presión que se requiera.

En resumen, el proceso de producción de nitrógeno por reducción criogénica del aire consiste, básicamente, en comprimir aire a una presión de alrededor de 10 atmósferas y luego, por enfriamiento progresivo, usando el efecto Joule-Thompson, llevarlo a temperaturas de hasta -300°F . A esta temperatura, el aire se licúa y permite su fraccionamiento y purificación.

Costos.- Los costos del gas inerte de cualquiera de estos procesos, dependerá principalmente de la capacidad de la planta, duración del proyecto y del costo de la energía. Otros factores de menor importancia son la presión de inyección y la localización de la planta (23).

En la figura IV. 26 se muestran los costos fijos de los diferentes procesos con respecto a la capacidad de la planta, considerando la vida del proyecto de 10 años, una presión de 3000 Lb/pg² y que la planta de nitrógeno tiene motor eléctrico.

Se puede observar que para plantas pequeñas, pueden competir el proceso criogénico con el que utiliza motores de combustión interna y que, para plantas de capacidades mayores, el proceso criogénico puede competir con el que utiliza quemadores. Unicamente teniendo una capacidad de planta entre 20 y 70 millones de pie³ por día, existe una gran diferencia en los procesos. Sin embargo, se observa que el proceso más ventajoso es el criogénico.

Es importante considerar los costos derivados del consumo de energía, ya que frecuentemente exceden los costos fijos, de aquí, que se deba tomar en cuenta la eficiencia de energía y su costo a largo plazo para poder hacer una mejor selección.

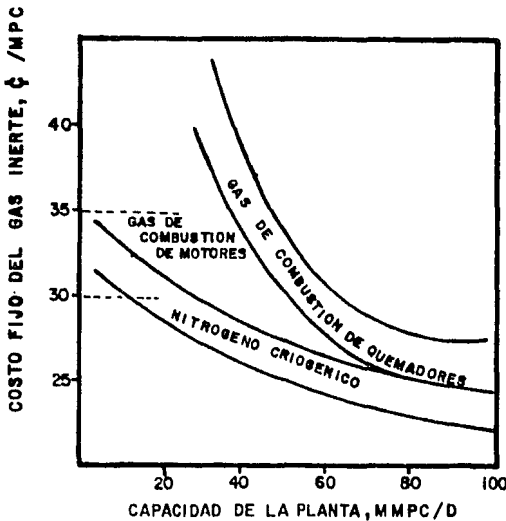


Fig. IV.26 Costos fijos de los gases inertes. (Ref. 23)

IV.2.1.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las ventajas que presentan los procesos de gas inerte con respecto al gas natural, son, entre otras (1):

- La combustión incrementa el volumen de gas inerte. Frecuentemente este gran volumen de gas natural no puede disponerse para la inyección, independientemente de los costos.
- El gas inerte, como agente desplazante, es casi tan bueno como el gas natural seco.
- La inyección de gas inerte dará mayores recuperaciones comparado con un desplazamiento con agua en muchos yacimientos con muy baja permeabilidad.
- Los precios futuros, así como el suministro de gas natural, pueden restringir y hasta prohibir la inyección de gas natural.
- Sin embargo, la principal desventaja cuando se utiliza gas de combustión, ya sea de motores de combustión interna o de quemadores, es la corrosión, ya que el vapor de agua, CO_2 y óxidos nitrosos, están presentes en el gas y los ácidos carbónico y nítrico, se formarán conforme el gas es enfriado y el vapor de agua se condensa. Si no se tratan esos ácidos, los cuales a presión atmosférica son relativamente inofensivos, se vuelven cada vez más concentrados conforme el gas se mueve a través de las distintas etapas de compresión hasta llegar a tal grado la concentración, que la corrosión sobre el equipo, se vuelve inaceptable.
- Cuando se presenta la surgencia del nitrógeno en los pozos productores, se presenta un problema muy serio y costoso, ya que el gas inerte disminuye el poder calorífico del gas producido y como se sabe, este gas es vendido o utilizado como combustible en el cam-

po. Para evitar ésto, se ha pensado en cerrar los pozos con una relación gas-aceite muy alta o, en su defecto, hacer una nueva terminación en los pozos, pero cualquiera de estas alternativas incrementaría el costo del proyecto.

Se hace evidente al realizar una comparación entre las desventajas y - costos, contra las ventajas y el incremento de la producción que se espera, a fin de obtener un óptimo desarrollo del proceso.

IV.2.2 INYECCION DE DIOXIDO DE CARBONO

El uso del dióxido de carbono, como un agente de recuperación de aceite, ha recibido gran atención desde finales de los 40's (26,27). Estudios de laboratorio y de campo han podido establecer que el CO_2 puede ser un eficiente agente desplazante del aceite. Este interés se ha intensificado recientemente, conforme los yacimientos con inyección de - agua llegan al final de su vida productiva.

Un empuje convencional de gas o de agua, normalmente deja en el yaci-- miento una cantidad considerable de aceite, siendo en ocasiones hasta del 50%. Una gran parte de este aceite podrá ser recuperado, como se ha estado analizando, por medio de un fluido que sea miscible con el - aceite. Bajo condiciones apropiadas, el CO_2 podrá ser miscible con el aceite del yacimiento, consiguiendo así que las fuerzas retentivas, -- que provocan que el aceite sea inmóvil, desaparezcan y con ésto, que - el aceite pueda ser desplazado hacia los pozos de producción.

Sin embargo, en muchas pruebas de campo que se han llevado a cabo, varios problemas inesperados han impedido un total éxito económico, Esto no implica que la inyección de CO_2 no tenga un gran futuro, sino -- únicamente que cada proyecto deberá ser cuidadosamente planeado y eje-- cutado.

IV.2.2.1. MECANISMO DE MISCIBILIDAD

El CO_2 no es miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento, sin embargo, a altas presiones el CO_2 alcanza la miscibilidad en forma dinámica. Normalmente la mínima presión de miscibilidad (MPM) es menor que para gases hidrocarburos secos, gases de combustión o -- nitrógeno, aunque puede haber excepciones a altas temperaturas. Esto representa una ventaja, debido a las presiones que pueden alcanzarse en muchos yacimientos.

Una comparación entre las presiones requeridas utilizando CO_2 y un -- gas hidrocarburo seco, se muestra en la figura IV.27

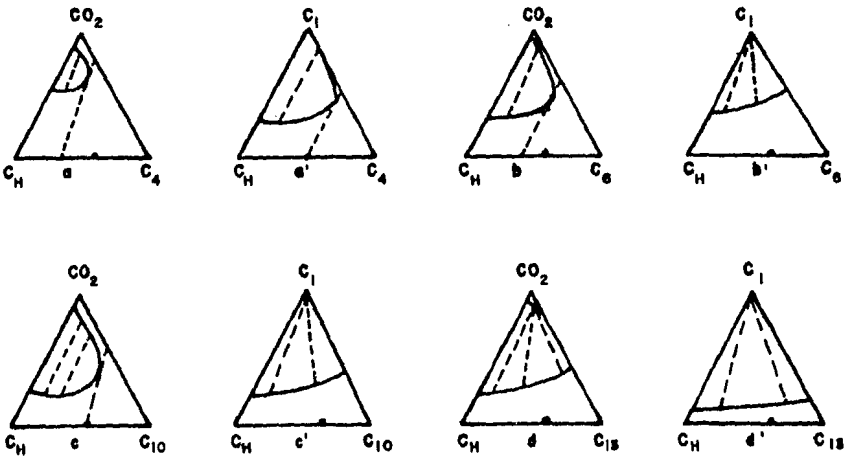


Fig. IV.27 Comportamiento de fase para el CO_2 y el metano con hidrocarburos simples a presión constante. (Ref 8)

Esta figura representa el comportamiento de fase del CO_2 y del metano, con mezclas de un hidrocarburo pesado y varios hidrocarburos de peso molecular de bajo a moderado. Los hidrocarburos pesados tienen suficiente peso molecular que hacen que el CO_2 no sea miscible por contac-

to directo, a presiones razonables en un yacimiento. La presión es la misma en todos los casos y únicamente las fases líquida y vapor están presentes, ya que la temperatura es suficientemente alta.

En la figura IV.27 a y a' se tiene un fluido del yacimiento que es una mezcla de un componente pesado y butano y, aunque la miscibilidad dinámica se alcanza, tanto para el CO_2 como para el metano (ya que la composición cae a la derecha de la línea limitante), la región de dos fases es menor para el CO_2 que para el metano.

En la figura IV.27 b y b' el fluido del yacimiento es una mezcla de -- componentes pesados y hexano. Se observa que con metano ya no es posible alcanzar la miscibilidad dinámica y una mayor presión es requerida. En forma similar, cuando el fluido del yacimiento es una mezcla de un componente pesado y decano o tricosano (figura IV.27 c y d), la miscibilidad dinámica es alcanzada con el sistema $\text{CO}_2\text{-CH-C}_{10}$, pero con el sistema $\text{CO}_2\text{-CH-C}_{13}$, no es posible, a menos que se incremente la presión.

El concepto fundamental que ilustra la figura IV.27, es que el CO_2 alcanza la miscibilidad dinámica a presiones menores que las requeridas por el metano, extrayendo del aceite los hidrocarburos de mayor peso molecular en lugar de los hidrocarburos $\text{C}_2\text{-C}_5$ que el metano vaporiza para alcanzar un desplazamiento miscible por empuje de gas vaporizado.

Esto representa una restricción para la aplicación del metano en muchos yacimientos, ya que para alcanzar un desplazamiento miscible con presiones moderadas, el fluido del yacimiento deberá ser rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio (sección IV.1.2.3.).

Holm Y Josendal (28) junto con otros investigadores, confirmaron lo anterior encontrando hidrocarburos de C_5 a C_{30} en la fase CO_2 , enriquecida tanto a bajas temperaturas en donde el CO_2 está en forma líquida, como a altas temperaturas, en donde el CO_2 está en forma de vapor, en

otras palabras, el desarrollo de la miscibilidad dinámica con CO_2 , no requiere la presencia de hidrocarburos de peso molecular intermedio en el fluido del yacimiento.

Sin embargo, Metcalfe y Yarborough (28), presentan una discusión al artículo presentado por Holm y Josendal en donde opinan, en base a sus estudios, que las fracciones $\text{C}_2\text{-C}_6$ tienen un efecto considerable para el desarrollo de la miscibilidad. En la sección IV.3.3. se ampliará sobre este punto.

La representación esquemática del proceso de desplazamiento miscible -- por contacto múltiple, mediante la inyección de un bache de CO_2 , es mostrada en la siguiente figura.

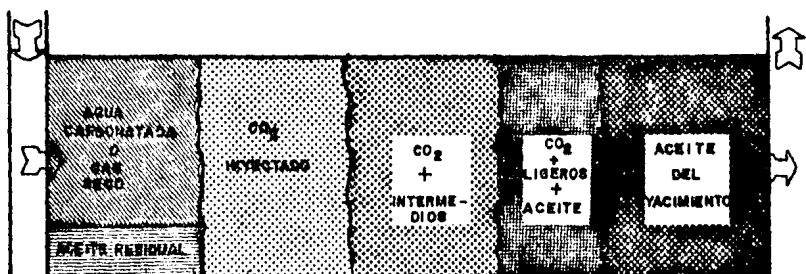
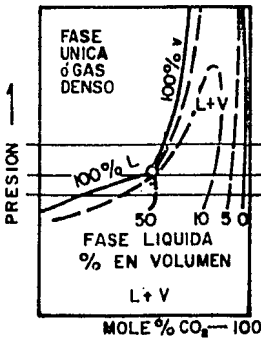


Fig. IV.28 Representación esquemática de la inyección de un bache de CO_2 miscible por contacto múltiple. (Ref. 27)

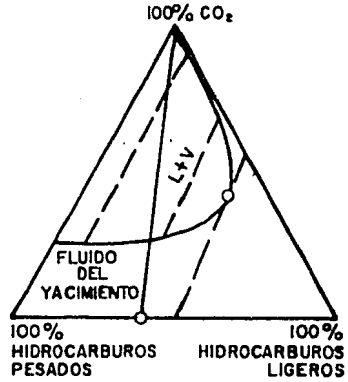
A la fecha, el comportamiento de fase del CO_2 con aceites del yacimiento no está bien entendido; Metcalfe y Yarborough (8) lo clasifican en dos tipos, de acuerdo a las características del diagrama presión-composición:

Comportamiento de Fase Tipo I.- Muestra únicamente las fases líquidas-

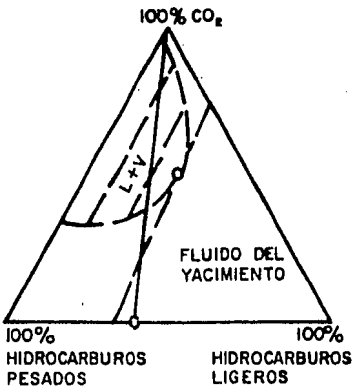
y vapor coexistiendo en la región multifásica de un diagrama presión-composición, que normalmente ocurre a una temperatura mayor a los 120°F, -- figura IV.29.



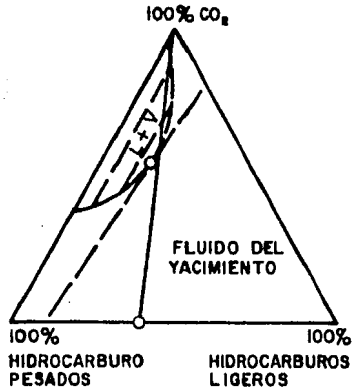
a) DIAGRAMA PRESION-COMPOSICION



b) DIAGRAMA PSEUDO-TERNARIO A LA PRESION A



c) DIAGRAMA PSEUDO-TERNARIO A LA PRESION B



d) DIAGRAMA PSEUDO-TERNARIO A LA PRESION C

Fig. IV.29 Comportamiento de fase para sistemas del tipo I. (Ref. 8)

Los pseudocomponentes son: El dióxido de carbono, hidrocarburos fácilmente extraíbles por el CO_2 y los hidrocarburos de mayor peso molecular.

El diagrama presión-composición es similar al de gas hidrocarburo seco. Cuando este comportamiento se tiene, la miscibilidad por contacto múltiple se puede alcanzar por un mecanismo de empuje de gas vaporizado.

A la presión A no se alcanza la miscibilidad (figura IV.29 b), pero a las presiones B y C sí es posible obtenerla (figura IV.29 c y d), debido a que el fluido del yacimiento cae a la derecha de la línea limitante. Sin embargo, a la presión, C, la mezcla cae dentro de la región de dos fases a través de la curva de puntos de rocío, conforme el CO_2 es inyectado al aceite del yacimiento. Lo que sugiere que la mínima presión de miscibilidad deberá ser no mayor a la presión crítica sobre el diagrama presión-composición.

Comportamiento de Fase Tipo II.- Los sistemas del tipo II muestran -- mezclas que pueden separarse en fases líquida y vapor en equilibrio, -- mientras otras pueden estar separadas en dos fases líquidas coexistiendo, además, en una pequeña región del diagrama presión-composición, pueden coexistir tres fases (dos líquidos y un gas), también con algunos -- aceites, una pequeña cantidad de asfaltenos podrá precipitarse sobre -- una porción del diagrama presión-composición. Este comportamiento se -- presenta a temperaturas cercanas a la temperatura crítica del CO_2 , generalmente a temperaturas menores de los 115 ó 120°F.

Como ejemplo de este comportamiento se muestra, en la figura IV.30, un -- diagrama presión-composición en el cual se observa una región de dos líquidos en equilibrio: un aceite rico en estado líquido (designado con LL) y un CO_2 rico en estado líquido (designado con UL), una región de -- dos fases, en donde el aceite rico (LL) está en equilibrio con el vapor (V), y por último, una región en donde las tres fases existen (V, LL, -- UL).

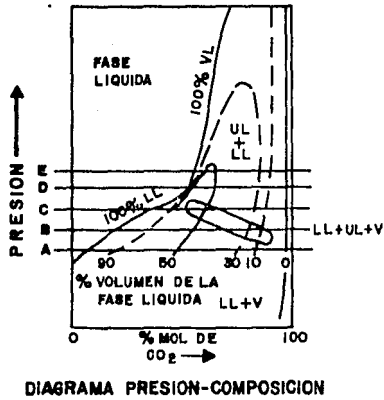


Fig. IV.30 Diagrama presión-composición para los sistemas del tipo II a una temperatura menor de 120°F. (Ref. 8).

El análisis del comportamiento en un diagrama ternario sería el siguiente: a la presión A (figura IV.31), existe únicamente una región multifásica de vapor y líquido (LL + V) y la miscibilidad dinámica no ocurrirá.

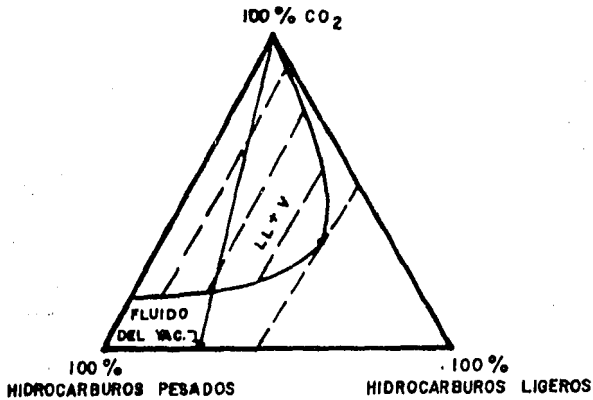


Fig. IV.31 Diagrama pseudoternario a la presión A. (Ref. 8)

Conforme se aumenta la presión, aparecen una región de tres fases -- (LL + UL + V) y una de dos fases (LL + UL), además, puede aparecer la región de dos fases (UL + V), figura IV.32.

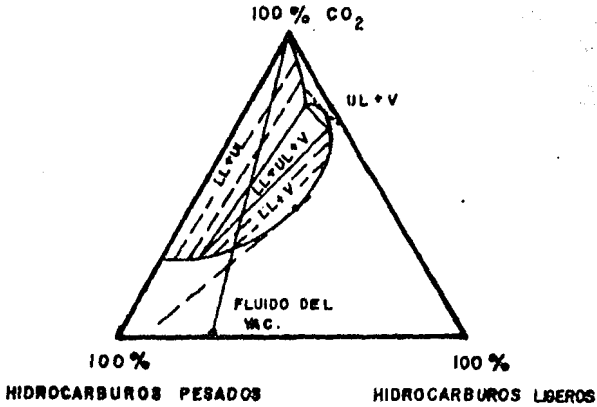


Fig. IV.32 Diagrama pseudoternario a la presión B. (Ref. 8)

Si se continúa aumentando la presión, la región de tres fases al principio crece, figura IV.33, pero después, tiende a disminuir e inclusive, a desaparecer, figura IV.34. Lo mismo ocurre con la región de -- aceite rico y vapor (V + LL), figura IV.33.

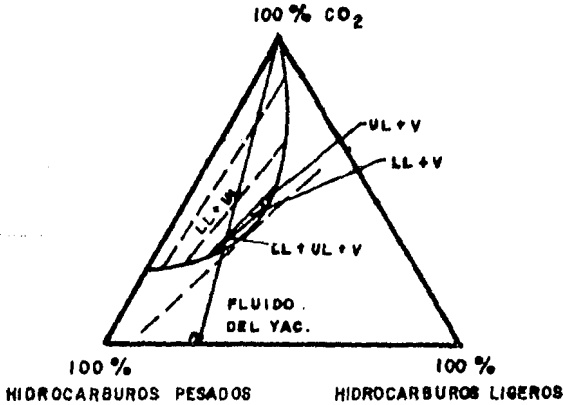


Fig. IV.33 Diagrama pseudoternario a la presión C. (Ref. 8)

Por último, a la presión D únicamente dos fases líquidas (LL + UL), están presentes, figura IV.34.

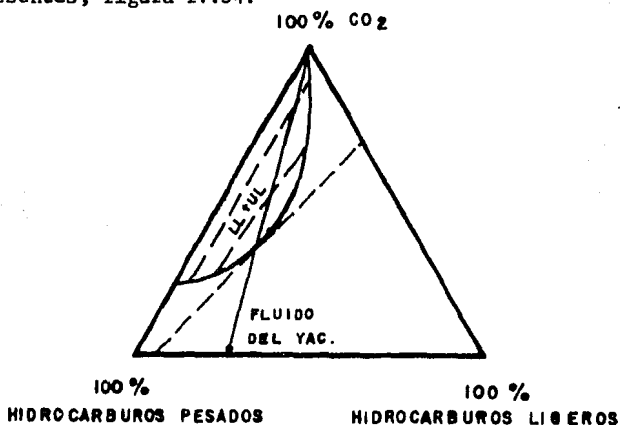


Fig. IV.34 Diagrama pseudoternario a la presión D. (Ref. 8)

Lo que es importante señalar de estas figuras (IV.30, 31, 32, 33 y 34), es que la miscibilidad dinámica puede obtenerse a presiones en donde la región de tres fases aparezca, siempre y cuando la presión sea lo suficientemente alta para que la línea limitante de la región LL + V, pase a la izquierda de la composición del fluido del yacimiento, pero además, la línea limitante de la región UL + V, pase por la parte izquierda del vértice de 100% CO₂ (Figura IV.32)

Se debe tener cuidado en el hecho de que el comportamiento de fase de los sistemas CO₂-aceites del yacimiento, no son bien entendidos a la fecha y que, los diagramas presentados aquí, son sólo una representación aproximada de su comportamiento real.

IV.2.2.2. FACTORES QUE CONTRIBUYEN AL INCREMENTO EN LA RECUPERACION DEL ACEITE CON CO₂.

Los factores que hacen que se incremente la recuperación de aceite cuando el CO₂ es disuelto en él, independientemente de la forma en que el -

Conforme se aumenta la presión, aparecen una región de tres fases -- (LL + UL + V) y una de dos fases (LL + UL), además, puede aparecer la región de dos fases (UL + V), figura IV.32.

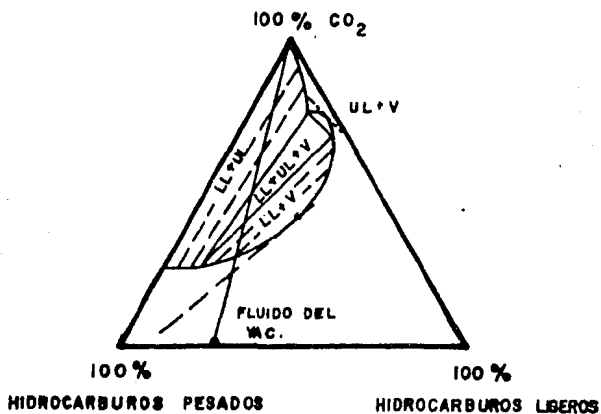


Fig. IV.32 Diagrama pseudoternario a la presión B. (Ref. 8)

Si se continúa aumentando la presión, la región de tres fases al principio crece, figura IV.33, pero después, tiende a disminuir e inclusive, a desaparecer, figura IV.34. Lo mismo ocurre con la región de -- aceite rico y vapor (V + LL), figura IV.33.

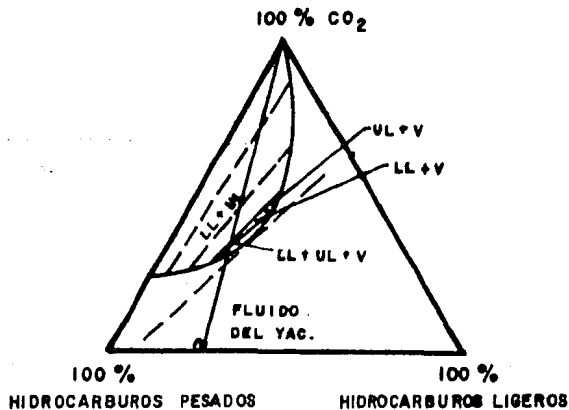


Fig. IV.33 Diagrama pseudoternario a la presión C. (Ref. 8)

Por último, a la presión D únicamente dos fases líquidas (LL + UL), están presentes, figura IV.34.



Fig. IV.34 Diagrama pseudoternario a la presión D. (Ref. 8)

Lo que es importante señalar de estas figuras (IV.30, 31, 32, 33 y 34), es que la miscibilidad dinámica puede obtenerse a presiones en donde la región de tres fases aparezca, siempre y cuando la presión sea lo suficientemente alta para que la línea limitante de la región LL + V, pase a la izquierda de la composición del fluido del yacimiento, pero además, la línea limitante de la región UL + V, pase por la parte izquierda del vértice de 100% CO₂ (Figura IV.32)

Se debe tener cuidado en el hecho de que el comportamiento de fase de los sistemas CO₂-aceites del yacimiento, no son bien entendidos a la fecha y que, los diagramas presentados aquí, son sólo una representación aproximada de su comportamiento real.

IV.2.2.2. FACTORES QUE CONTRIBUYEN AL INCREMENTO EN LA RECUPERACION DEL ACEITE CON CO₂.

Los factores que hacen que se incremente la recuperación de aceite cuando el CO₂ es disuelto en él, independientemente de la forma en que el -

CO₂ es aplicado en el campo, son:

1. Hinchamiento del Aceite.- Cuando el CO₂ es disuelto en el aceite del yacimiento, el volumen del aceite se incrementa, este aumento - en el factor de volumen, depende de la presión, temperatura, composición y peso molecular del aceite, así como, de la fracción molar del CO₂ que es disuelto. Este aumento en volumen podrá ser del 10 al 100% (29). Un efecto favorable resulta sobre las permeabilidades relativas. Si la miscibilidad es alcanzada, se tendrán mejores permeabilidades pero, si esta miscibilidad no se logra, el hinchamiento del aceite desplazará al agua de los poros que la contenía - (proceso de drene). Para un medio poroso mojado por agua, los valores de permeabilidad relativa por drene, serán mayores que los valores por imbibición, lo cual favorecerá a la recuperación.

En comparación con el metano, el CO₂ tiene un mayor efecto de hinchamiento sobre el aceite.

2. Reducción en la viscosidad del aceite.- Cuando el CO₂ es disuelto, en el aceite, se ve reducida su viscosidad conforme se aumenta la presión. Esta reducción aumenta mientras mayor sea la viscosidad original, figura IV.35. Simon y Grauce (29), analizaron este efecto, el cual se muestra en la figura IV.36, en donde M_o se refiere a la viscosidad del aceite y M_{om} a la viscosidad del aceite cuando está en equilibrio con el CO₂. Por ejemplo, un aceite de 5 cp. - sufre una reducción en su viscosidad de 10 veces, mientras que en un aceite de 1000 cp. su reducción es mucho mayor. Esta reducción es mucho menor en aceites ligeros. De lo anterior puede concluirse que la reducción en la viscosidad es dependiente de la presión, temperatura y, del aceite no carbonatado.

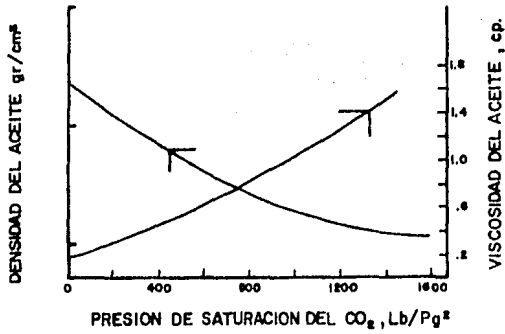


Fig. IV. 35 Aceite de Mead-Strawn a condiciones de tanque y 135°F saturado con CO₂. (Ref. 28)

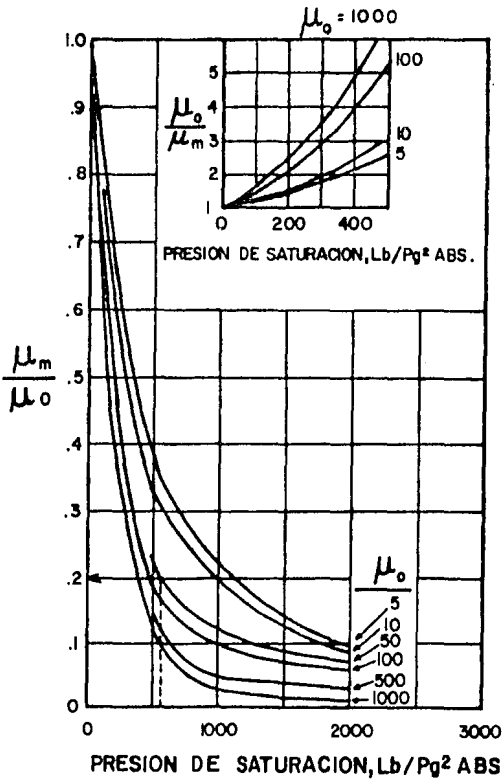


Fig. IV.36 Reducción de la viscosidad vs. presión de saturación. (Ref.29)

La reducción en la viscosidad del aceite, incrementará su recuperación ya que, se tendrá una mejor relación de movilidades y, por -- tanto, una mejor eficiencia de barrido.

3. Incremento en la Densidad del Aceite.- La figura IV.35 muestra co mo se incrementa la densidad del aceite conforme es saturado con - CO_2 .
4. Solubilidad del CO_2 en Agua.- De acuerdo a lo analizado en la -- sección IV.1.2.2. el CO_2 es muy soluble en el agua o en la sal-- muera, y puede ocasionar una expansión del agua cuando el CO_2 esté en solución (del 2 al 7%) (28) y, disminuir la densidad de ésta. - La reducción en la densidad del agua, hace que las densidades del aceite y del agua se aproximen una a otra y disminuyan la posibili dad de que exista la segregación gravitacional, y pueda provocar - la digitación en la parte superior de la mezcla CO_2 - Agua.
5. El CO_2 Ejerce un Efecto Acido Sobre la Roca.- El efecto se obser- va en el aumento de inyectividad del agua debido a la acción que - ejerce el CO_2 sobre la roca carbonatada y por una acción estabili- zadora sobre las arcillas en la roca. El beneficio que se logra - con este efecto, no ha sido cuantificado.
6. El CO_2 Vaporizado y Extrae Componentes del Crudo.- La caracterís- tica más importante del CO_2 , es la habilidad de extraer o vaporiz- zar los hidrocarburos de un aceite, tanto a temperaturas bajas, en donde el CO_2 es líquido, como a temperaturas mayores que la críti- ca. De la figura IV.37 se observa que la principal extracción - - ocurre a partir de una cierta presión, la cual es función de la -- temperatura a la que se encuentre el aceite del yacimiento. El en cogimiento del aceite es debido a la transferencia de porciones -- del crudo al CO_2 .

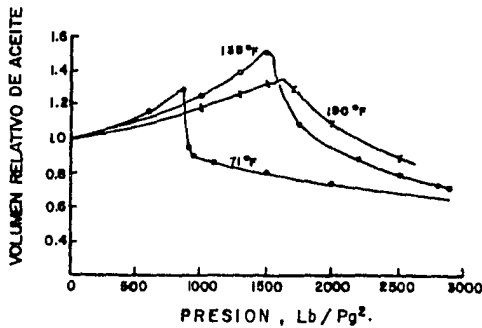


Fig. IV.37 Cambio en volumen de un aceite a condiciones de tanque del Mead Strawn, conforme el CO_2 era inyectado y la presión -- incrementada. (Ref. 28)

El significado de esa extracción puede verse en la figura IV.38, en donde se graficó la recuperación de aceite que se obtuvo de un desplazamiento con CO_2 (obtenidas de laboratorio), a varias presiones de desplazamiento, y a una temperatura de 135°F , se presentan las recuperaciones obtenidas, tanto a la surgencia del CO_2 , como la total.

Recuperaciones de aceite del orden del 93%, fueron alcanzadas en estos experimentos cerca de los $1,900 \text{ lb/pg}^2$. Refiriéndose a la figura IV.37, la principal extracción de hidrocarburos ocurre a los $1,900 \text{ lb/pg}^2$.

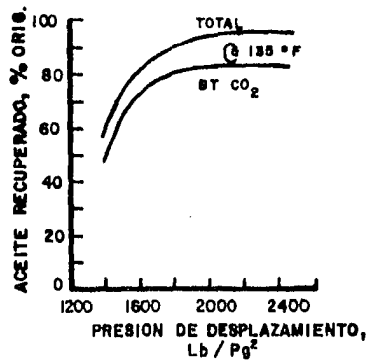


Fig. IV.38 Recuperaciones de aceite obtenidas en laboratorio de un desplazamiento con CO_2 . (Ref. 28)

IV.2.2.3 USO Y PROPIEDADES DEL DIOXIDO DE CARBONO

En la sección anterior se analizaron, en forma general, los mecanismos por los cuales el aceite del yacimiento es desplazado de los poros. Se mencionó además, que son independientes de la forma en que el CO_2 es utilizado. Dichas variaciones en los procesos de desplazamiento con CO_2 son (29):

- Inyección continua de CO_2 .- Es en donde el CO_2 es inyectado continuamente durante la vida del proyecto.
- CO_2 seguido por gas.- En esta variación, primeramente se inyecta CO_2 hasta que un volumen preseleccionado es inyectado en el yacimiento, enseguida, un gas más económico que el CO_2 , es utilizado para desplazarlo.
- Inyección de CO_2 seguido por agua.- En forma similar al anterior, cuando el volumen de CO_2 deseado ha sido inyectado, una cierta cantidad de agua es utilizada para desplazar al CO_2 a través del yacimiento.
- Inyección simultánea/alternada de CO_2 y agua.- Este tipo de proceso generalmente se inicia con la inyección de un pequeño bache de CO_2 , el cual, es seguido o desplazado, ya sea por una inyección simultánea o una inyección alternada de CO_2 y agua. Normalmente dentro de la industria petrolera a este proceso se le conoce como proceso WAG.
- Inyección de una combinación CO_2 - solvente.- Los procesos de desplazamiento con CO_2 pueden también incluir la inyección de solventes. Las razones por las cuales en ocasiones es inyectado algún solvente como: líquidos del gas natural, H_2S , SO_2 , son, entre otras, la de disminuir la mínima presión de miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el CO_2 , así como la de mantener la miscibilidad a través del yacimiento.

Como se observa, un desplazamiento con CO_2 puede involucrar la inyección de otros fluidos, ya sea en forma secuencial, alternada o simultánea.

La selección del tipo de proceso a implantar, dependerá de muchos factores tales como las características del yacimiento, disponibilidades de los gases, razones económicas, etc. Por ejemplo, cuando se tiene un yacimiento en el cual el desplazamiento es horizontal, el proceso más recomendable sería la inyección alternada de CO_2 y agua para tratar de mejorar las movibilidades de los fluidos. Ahora, si el desplazamiento fuera vertical, varios fluidos podrían ser inyectados en forma secuencial; en el caso de que fuera descendente, la inyección de CO_2 seguido por un gas más ligero, pudiera ser el más adecuado, ya que se presenta la ventaja de la segregación gravitacional y se disminuiría la digitación; si se tiene un desplazamiento en dirección ascendente, se tomaría de nuevo la ventaja de la segregación gravitacional inyectando CO_2 seguido por agua. Estos ejemplos de utilización de las variaciones de los procesos deberán tomarse como una guía general, ya que la experiencia con la que se cuenta a la fecha, es muy limitada. Con respecto a las propiedades del CO_2 , pueden ser analizadas en la sección IV.1.2.2., a fin de poderse comparar con otros agentes desplazantes.

IV.2.2.4. YACIMIENTOS FAVORABLES PARA LA APLICACION DEL PROCESO.

Cada yacimiento posee una variedad de características propias así como de los fluidos que contiene, de las cuales, se puede predecir cómo es que se comportará al ser sujeto a varios métodos de recuperación. De aquí que uno de los problemas del Ingeniero Petrolero, es valorar tales características.

Los siguientes criterios para la aplicación de un proceso miscible con CO_2 , deberán tomarse como una guía general, ya que cada factor, por sí

solo, no es un factor determinante, por lo tanto, el valor asignado a cada característica no es ciertamente riguroso:

- Como en todos los procesos miscibles, la presión de miscibilidad deberá ser alcanzada sobre la mayor parte del yacimiento. Esta presión comparada con la del gas natural, nitrógeno o con el gas de combustión resulta ser menor, lo que indica que con el CO_2 , la presión de miscibilidad podrá ser alcanzada sobre un número mayor de yacimientos que con los otros procesos. No obstante, yacimientos poco profundos de aproximadamente 2,500 pies, no son los indicados, pues aunque la presión de miscibilidad es baja (normalmente mayor a $1,200 \text{ Lb/pg}^2$), se puede llegar a exceder el gradiente de fractura.
- La densidad mínima que se puede admitir es de aproximadamente 27° -API, ya que la presión de miscibilidad aumenta con decrementos en la densidad API del aceite.
- La viscosidad del aceite es un parámetro importante en la selección de un yacimiento apropiado. El CO_2 tiene menor viscosidad que el aceite, lo que implica que se tendrá una relación de viscosidades desfavorable y, por lo tanto, una relación de movilidades también adversa. Este efecto podría ser disminuido si se redujera la permeabilidad relativa al CO_2 por medio de inyección alternada de agua o con algún otro medio que mantenga favorable la relación de movilidades. Se ha observado también que el aceite recuperado por cada pie³ de CO_2 inyectado, disminuye conforme aumenta la viscosidad del aceite. Por lo anterior, se hace obvio pensar que un yacimiento con alta viscosidad no es adecuado. Por lo que respecta a un límite máximo, hay quienes lo toman como 5 cp, de 10 a 12 cp, e inclusive, 1 cp.
- Las heterogeneidades del yacimiento, al igual que en los procesos miscibles hidrocarburos, pueden causar canalizaciones del CO_2 debi

do a una excesiva estratificación o fracturamiento, y hacer que se reduzca la producción de aceite a un valor económicamente inapropiado aún cuando se espera producir, comprimir y reinyectar algo de CO_2 . Los yacimientos con tales características deberán ser evitados. Para tales casos, estudios geológicos, historia de la inyección de agua y registros, podrán ser de utilidad para analizar su grado de heterogeneidad.

- Como en todos los procesos miscibles, los factores económicos determinan la mínima saturación de aceite que es aceptable para un desplazamiento con CO_2 . Varios autores coinciden en una saturación de 20 a 30% como mínima.
- Los campos que han sido sometidos a un desplazamiento con agua, - pueden ser candidatos para este proceso, ya que muchos estudios de simulación indican que se puede recuperar bastante aceite de estos yacimientos.
- Yacimientos con casquete de gas no representan un serio problema, a menos que sea muy grande, al igual que la permeabilidad horizontal de la roca del yacimiento. Sin embargo, la relación de permeabilidades vertical y horizontal es muy importante. Estudios de simulación de yacimientos en areniscas previamente desplazadas con agua (18), demostraron que la relación kv/kh es el parámetro más importante en los procesos con CO_2 , ya que éste es el que controla el ritmo al cual el CO_2 puede segregarse.
- Las zonas permeables delgadas son recomendables (15-25 pies), ya que disminuyen la tendencia a la segregación gravitacional, aunque no hay que olvidar que zonas de mayor espesor, presentan la posibilidad de tener mayor volumen de aceite.
- El principal problema que presenta el implantar un sistema CO_2 , es la disponibilidad de una adecuada fuente a un costo razonable, de

aquí el fuerte interés en otros métodos de inyección de gas, tales como el nitrógeno y el gas de combustión, debido a la falta de -- fuentes de suministro adecuadas de CO₂ cercanas a los campos petroleros, (sección IV.2.2.5).

- El CO₂ en forma pura es la mejor opción para la inyección, pero es raramente disponible. Una contaminación por metano del orden del 5-10% puede ser tolerada, ya que se incrementa la presión de miscibilidad. El sulfuro de hidrógeno (H₂S) disminuye la presión de -- miscibilidad pero causa serios problemas por corrosión, riesgos a la salud (peligroso), efectos adversos sobre el medio ambiente, -- además de que tiene mal olor.

IV.2.2.5. SUMINISTRO Y COSTOS

El grado en el cual el dióxido de carbono es utilizado como un agente de recuperación mejorada, dependerá de muchos factores, entre los cuales se encuentran:

1. Su efectividad con respecto a otros métodos de recuperación mejorada.
2. Su disponibilidad en cantidades suficientes.
3. Su costo.

En secciones anteriores se ha estudiado como trabaja el CO₂ y se ha -- tratado de hacer una comparación con otros métodos miscibles. Con res-- pecto a su disponibilidad, una fuente de suministro adecuada es un fac-- tor crucial.

Pullman Kellogg Co. (31), realizó estudios en los Estados Unidos, refe-- rentes a las fuentes del dióxido de carbono de que podía disponerse pa-- ra suministrar proyectos de recuperación mejorada.

En su estudio, concluyen que la cantidad suficiente de CO_2 para satisfacer la demanda de los proyectos, era proporcionado de diferentes fuentes no naturales. Sin embargo, en la mayoría de esas fuentes (98%), el CO_2 se obtenía como un producto secundario de plantas o bien, de recolectores de gas de plantas de cemento, pero era de baja calidad además, aunque eran abundantes esas fuentes, el costo para recuperar el CO_2 era muy elevado.

En este estudio, se consideraron las siguientes fuentes del CO_2 :

1. Colectores de gases de plantas.
2. Colectores de gases de plantas de cemento.
3. A partir del venteo de plantas procesadoras de amoníaco, hidrógeno, sustitutos de gas natural y de gas ácido.
4. Depósitos naturales.

El gas, independientemente del tipo de fuente, deberá estar disponible en cantidades suficientes durante un período bastante largo que, muchas veces, rebasa los 10 años. Este gas deberá estar relativamente puro - ya que, como se dijo anteriormente, algunos gases como el metano incrementan la presión de miscibilidad y otros, como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), presentan problemas sobre el medio ambiente y son muy peligrosos.

Una vez que el proyecto ha iniciado, el suministro de CO_2 no deberá interrumpirse por mucho tiempo, ya que el banco miscible que se ha formado podría perder su miscibilidad y hacer que nuestro proyecto fracase.

Debido a la falta de experiencia en proyectos a gran escala y con largos períodos que involucra este proceso, el volumen necesario, así como el tiempo durante el cual será entregado el CO_2 y el CO_2 que deberá ser reinyectado (después de la surgencia del CO_2 , éste puede ser procesado y reciclado al yacimiento), es muy difícil de determinar.

COLECTORES DE GASES DE PLANTAS

El volumen de CO_2 de este tipo de fuente, podrá disponerse de decenas a centenas de millones de pies cúbicos por día, dependiendo del tamaño de la planta y del tipo de combustible que se quemó.

El gas de los colectores estará constituido por una baja concentración de CO_2 , del orden de 6 a 16%, dependiendo del combustible de la planta, (gas, petróleo o carbón), además de nitrógeno y oxígeno. Para desplazamientos miscibles, el CO_2 deberá ser purificado, deshidratado y transportado al campo, lo cual se tomará en cuenta en los costos del proyecto.

Los métodos para la recuperación de CO_2 del gas de combustión, pueden ser: La absorción física o química con determinados solventes, adsorción en una cámara de secado y, separación criogénica, de los cuales, la Pullman Kellogg Co., concluye que el método más costoso, pero efectivo, es la absorción química con una solución de monoetanolamina, (MEA).

PLANTAS DE AMONIACO

El CO_2 producido de este tipo de plantas tiene una pureza de 98% y se obtiene a partir de la síntesis del amoniaco y del gas natural, y puede ser usado directamente en el yacimiento debido a su alta calidad.

Una planta de amoniaco, por sí sola, suministra pequeñas cantidades de CO_2 para un desplazamiento miscible (generalmente del orden de 1 millón de pies cúbicos por día y en algunas ocasiones de 50 a 70 millones de pies cúbicos por día (8)), pero si existen varias plantas cercanas, podrán alimentar una sola línea y proporcionar mayores gastos.

En general, una planta de amoniaco con gastos pequeños, puede ser una fuente útil para pruebas piloto o para un desplazamiento a pequeña escala.

MANUFACTURA DEL GAS NATURAL SINTETICO

El CO_2 es obtenido a partir de la manufactura del gas natural sintético como un subproducto, en los Estados Unidos, se obtienen cerca de 80 - - millones de pies cúbicos por día de 2 procesadoras utilizando nafta y - líquidos del gas natural como materia prima, pero se espera aumentar el suministro con la instalación de plantas gasificadoras de carbón que podrán generar hasta 300 millones de pies cúbicos por día de CO_2 .

El CO_2 producido tiene una pureza alta y para su utilización, será necesario una deshidratación y compresión para poder ser transportado por - las tuberías que lo conducirá al yacimiento seleccionado.

DEPOSITOS NATURALES DE CO_2

El CO_2 obtenido de los depósitos naturales, generalmente es de una alta pureza (90% o mayor), o puede estar asociado con otros gases como el nitrógeno o el metano. En algunas ocasiones, como ocurre en Estados Uni- dos, en los campos de gas natural el CO_2 es un contaminante, que des---pués de haberlo separado, puede ser utilizado para un proyecto de inyección.

La mayoría de los depósitos naturales de CO_2 han sido encontrados en la búsqueda de gas natural o aceite. Realmente han sido pocos los pozos - para la exploración del CO_2 , aunque debido a la demanda futura, se espera que estos pozos aumenten. Esta fuente es quizá la de mayor poten---cial con respecto a otras para proyectos de recuperación mejorada.

OTRAS FUENTES

Existen otras fuentes de CO_2 cuyo suministro potencial es pequeño comparado con los otros tipos de fuente y las hacen menos atractivas económicamente, a menos de que se localicen en las cercanías de los yacimien---tos candidatos; de aquí que deban tomarse en cuenta.

Por ejemplo, el subproducto que se obtiene de las plantas de hidrógeno es de una calidad aceptable y no necesita sistemas de purificación, -- excepto deshidratarlo y comprimirlo; o el CO_2 obtenido de las plantas de separación de gas ácido pero que puede estar contaminado con H_2S . -- Otras fuentes de suministro de CO_2 son: las plantas de cemento, de -- óxido de etileno y, acrilonítrico que proporcionan un CO_2 de baja -- concentración y necesitan ser purificados antes de ser inyectados al -- yacimiento.

Asimismo, los procesos de fermentación y manufactura de fosfatos son -- fuentes de suministro, pero el CO_2 obtenido requiere de altos costos -- de purificación, además de su baja disponibilidad.

Los costos que involucra el uso del CO_2 para un desplazamiento misci-- ble son:

1. Compra de CO_2 independientemente de la fuente.
 2. Desarrollo y producción de las fuentes naturales.
 3. Procesamiento del gas de las fuentes contaminadas.
 4. Transporte del CO_2 al yacimiento, incluyendo compresión, deshidra-- tación y tuberías.
-
1. Compra de CO_2 .- Los costos derivados por la compra del CO_2 depen-- derán de la pureza del CO_2 , de su demanda para proyectos de recu-- peración mejorada y de la localización de la fuente (32). Es -- obvio que mientras más puro es el CO_2 , como ocurre con las plan-- tas de amoniaco y de gas natural sintético, el costo se incremen-- tará en comparación, por ejemplo, del gas de combustión de las -- plantas de cemento y de las otras plantas en donde el CO_2 es de -- menor pureza y más económico. Hay que tener en cuenta que un gas de baja pureza requerirá una purificación antes de ser inyectado, lo cual también eleva los costos.
 2. Costos de la Producción de CO_2 de Fuentes Naturales.- Los costos

que se relacionan con las fuentes naturales están asociados a los costos iniciales de exploración y el subsecuente desarrollo de la fuente, además de los costos operacionales inherentes a la producción del gas. Otros, podrán ser debido a los sistemas de recolección, deshidratación y, en muchos casos, a sistemas de compresión.

3. Procesamiento del Gas.- Cuando el CO_2 tiene impurezas, deberá -- ser sometido a un tratamiento que eleve la calidad del CO_2 para poder ser utilizado en un proyecto de recuperación mejorada, como ocurre con los gases de combustión de las plantas de cemento, así como en las procesadoras de gas natural. En las fuentes naturales, el CO_2 puede también tener altas concentraciones de impurezas, y una purificación podrá ser necesaria. De las impurezas en contradas se tiene: El H_2S , CH_4 , SO_2 y SO_3 y las concentraciones varían de 0 al 90% o más. Lo anterior hace pensar en equipo especializado para la purificación de este gas, lo que aumenta el costo total del proyecto.

4. Costos por Transportación.- De un estudio realizado por Pullman Kellogg Co. (32), sobre los costos de transportación del CO_2 utilizando tres medios de transporte: Sistema de tuberías que transportan el CO_2 en forma líquida, sistema de tuberías que manejan CO_2 en estado gaseoso a presiones subcríticas y sistema de tuberías que manejan CO_2 en estado gaseoso a presiones supercríticas de cualquiera de las fuentes anteriormente vistas, para transportar de 50 a 500 millones de pies cúbicos por día de CO_2 , distancias mayores a 500 millas, considerándose factores tales como la topografía del terreno (si existe terreno montañoso, rios, etc) costos de construcción y los efectos de la diferencia de elevación entre los puntos de entrada y salida de la tubería. Se concluyó que para una misma capacidad de las tuberías, el costo por transportación de la fuente al yacimiento candidato, a una presión de $2,000 \text{ Lb/Pg}^2$, fue menor para tuberías supercríticas en comparación con las tuberías subcríticas, aún para distancias cortas. Los costos para el sistema de tuberías manejando líquido, -

se esperan ser mayores. Sin embargo, una generalización de los - costos por transporte de CO_2 es muy difícil.

Un aspecto muy importante que no se ha tomado en consideración y que - puede desalentar la implantación de un proyecto de desplazamiento con CO_2 , es la corrosión que sufre el equipo, tanto superficial como sub-superficial. Normalmente, los metales no son atacados por el CO_2 bajo condiciones de un campo de aceite, a menos que el agua líquida este -- presente; es decir, el acero será atacado por mezclas de CO_2 y agua en estado líquido. El efecto corrosivo sobre el metal puede incrementarse en función de la presión a la cual esté el CO_2 , aunque no en una -- proporción directa. Asimismo, la velocidad de flujo es muy importante sobre dicho efecto. Un elevado nivel de CO_2 podrá aumentar el efecto corrosivo de sustancias tales como el H_2S , el oxígeno y el cloro y las mezclas de CO_2 , monóxido de carbono y agua, podrán hasta agrietar un acero ordinario.

Los problemas debidos a la corrosión pueden ser disminuidos evitando,- en lo posible, la combinación de los componentes corrosivos, aunque el agua no puede ser excluida en el proceso de inyección. La exclusión del oxígeno es muy importante para el uso de medidas de control de la corrosión, tales medidas o métodos de control de la corrosión en proce sos de recuperación mejorada, pueden ser: una selección adecuada de - los materiales (acero inoxidable, aleaciones, etc.), prevención si es posible, de uno o más agentes corrosivos, especificaciones detalladas del sistema operacional y de construcción del equipo, recubrimientos - y materiales no metálicos, inhibidores, etc. Aún, una apropiada selec ción del método de control de corrosión no garantizará resultados exitosos.

El objetivo de este trabajo no es hablar en forma detallada de los pro blemas causados por la corrosión, sin embargo, existen en la literatura muchos artículos al respecto como por ejemplo, el presentado por - David W. Deberry (33) en donde se detalla tal problema. Lo que sí es importante señalar, es que la implantación de un equipo adecuado para

prevenir la corrosión deberá ser analizado, ya que incrementará los -- costos del proyecto.

IV.2.2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

Las principales ventajas de un desplazamiento miscible con CO_2 , pueden ser resumidas como sigue (1):

- Tiene un efecto de hinchamiento sobre el aceite y reduce su viscosidad.
- El CO_2 es miscible con el aceite por extracción, vaporización y -- transporte cromatográfico.
- Al igual que los procesos de gas secos, si el frente miscible es -- perdido, podrá regenerarse por si solo.
- Al igual que los procesos con LPG, el CO_2 es miscible con aceites que no tengan fracciones $\text{C}_2\text{-C}_4$.
- El CO_2 es altamente soluble en agua, lo que causa que el agua se -- hinche y tenga un efecto ligeramente ácido.
- Si la miscibilidad no es alcanzada, el CO_2 actuará como un empuje de gas en solución.
- La miscibilidad podrá ser alcanzada en muchos yacimientos a presiones mayores de los $1,500 \text{ lb/pg}^2$.
- El CO_2 no es explosivo ni peligroso, y no causa problemas de tipo ambiental si es liberado a la atmósfera.

- Puede disponerse como un gas de escape de plantas industriales o de yacimientos conteniendo CO_2 .
- Las eficiencias de desplazamiento son altas, reduciendo en muchos yacimientos las saturaciones a cerca del 5% del volumen poroso del area contactada.
- Para ciertas condiciones en el yacimiento, la densidad del CO_2 puede aproximarse a la del agua y a la del aceite, disminuyendo los efectos de la segregación gravitacional.
- El CO_2 , en comparación con el metano, se vuelve más viscoso a mayores presiones.

Sin embargo, las desventajas más importantes en el uso del CO_2 como un proceso de recuperación mejorada son:

- Debido a la solubilidad que tiene el CO_2 en el agua, se podrá incrementar el volumen necesario de CO_2 para alcanzar la miscibilidad con el aceite, aunque por otro lado, se deberá tomar en cuenta que se incrementará el volumen de agua saturada con CO_2 .
- El CO_2 a bajas presiones presenta baja viscosidad, lo que puede ocasionar una surgencia prematura del CO_2 y, con ello, una pobre eficiencia de barrido. Además, la producción de grandes cantidades de CO_2 diluido requerirá de costoso equipo de limpieza y de reinyección.
- Para poder disminuir la digitación será necesaria la inyección de baches de agua. Además como se vió anteriormente, el CO_2 junto con el agua forma ácido carbónico que es altamente corrosivo. Para disminuir la acción corrosiva de ciertos agentes sobre los metales del equipo superficial y subsuperficial existen varios métodos los cuales, se reflejarán en los costos del proceso.

- La inyección alternada de baches de CO_2 y agua, requerirá un sistema de inyección dual, lo que aumentará los costos y complejidad -- del sistema.
- En una inyección con CO_2 , se requerirán grandes volúmenes de este gas para poder producir el aceite que se encuentra en el medio poroso.
- Un problema muy importante es la localización de la fuente de suministro de CO_2 cercana a los campos candidatos a la inyección. Normalmente se requerirán líneas de tubería de gran longitud, las - - cuales, se ha visto, estarán más sujetas a fallas que las tuberías de gas natural, y podrán causar retrasos costosos y poner en peligro el éxito de la inyección.

IV.3 ESTIMACION DE LA PRESION DE MISCIBILIDAD.

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta el Ingeniero en cargo del diseño de un proceso de desplazamiento miscible, es la determinación de las condiciones de miscibilidad, ya que un gran número de factores están relacionados con ésta. Es por eso, que muchos investigadores han realizado experimentos en el laboratorio y desarrollado correlaciones, con el fin de obtener una estimación de la presión a la cual el aceite del yacimiento será desplazado en forma miscible.

IV.3.1. PROCESOS MISCIBLES POR EMPUJE DE GAS CONDENSADO.

En este tipo de procesos, como se estudió anteriormente, la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el gas inyectado, es alcanzada -- por una transferencia de masa in-situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del gas de inyección (etano, propano y butano), al aceite del yacimiento. Esta concentración que deberá tener el gas de

inyección, dependerá de la presión del yacimiento (figura I.16).

Los requerimientos de concentración del gas de inyección y de presión para la miscibilidad por empuje de gas condensado, serán función de:

1. La composición del aceite del yacimiento.
2. La composición de los hidrocarburos de peso molecular intermedio-contenidos en el gas de inyección.
3. La temperatura del yacimiento.

Benham, Dowden y Kunzman (8), obtuvieron una correlación para estimar los requerimientos para alcanzar la miscibilidad. Ellos, matemáticamente combinaron fluidos del yacimiento en diferentes proporciones, - con diferentes mezclas de metano e hidrocarburos de peso molecular intermedio y calcularon la presión y temperatura crítica de la mezcla resultante. Estos investigadores suponen que el enriquecimiento mínimo del gas de inyección con hidrocarburos de peso molecular intermedio, deberá ser igual o mayor a la correspondiente mezcla crítica para un desplazamiento miscible (figura I.16), siempre y cuando la temperatura del yacimiento fuera igual a la temperatura crítica calculada y la presión fuera mayor que la presión crítica calculada. Todo - ésto ocasiona que esta correlación dependa, en gran parte, de la exactitud de las correlaciones utilizadas para calcular la presión y la - temperatura crítica.

La correlación de Benham y colaboradores (8) se muestra en las figuras IV.39 y IV.40 para las temperaturas de 100°F y 150°F. La composición del aceite es representada por el peso molecular del pentano y - fracciones más pesadas (MW_{C_5+}), y la composición de la fracción hidrocarburo de peso molecular intermedio, por el promedio del peso molecular del etano, propano y butano ($MW_{C_{2-4}}$).

De las siguientes figuras es posible obtener la presión mínima para - alcanzar la miscibilidad con una composición del gas de inyección data o, la mínima concentración de este gas a una cierta presión.

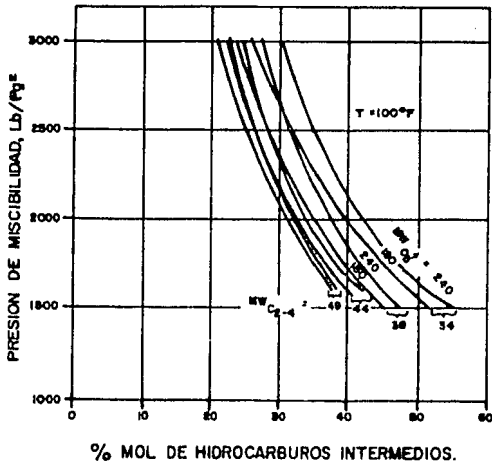


Fig. IV.39 Correlación para calcular la presión de miscibilidad por empuje de gas condensado, $T = 100^\circ\text{F}$. (Ref. 8)

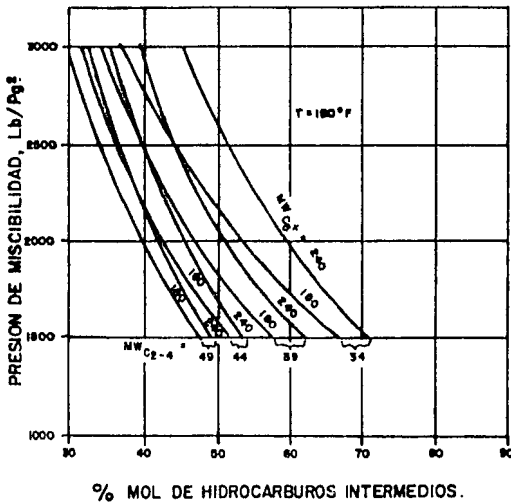


Fig. IV.40 Correlación para calcular la presión de miscibilidad por empuje de gas condensado, $T = 150^\circ\text{F}$. (Ref. 8)

Varios investigadores (8) realizaron comparaciones de la correlación de Benham con experimentos en el laboratorio, concluyendo que la correlación debía de utilizarse únicamente para diseños preliminares: recomendando que es de gran utilidad acompañar al diseño de experimentos en el laboratorio, además de la utilización de modelos matemáticos de simulación, ecuaciones de estado y de cálculos del comportamiento de fase en celdas PVT, que son necesarios para una mayor exactitud de los resultados.

IV.3.2. PROCESOS MISCIBLES POR EMPUJE DE GAS VAPORIZADO.

En la sección IV.1.2.1. se analizó que la miscibilidad por medio de este proceso era posible a presiones muy altas, ya sea con gas hidrocarburo seco, gas de combustión o nitrógeno. Además, se mencionó que la miscibilidad que debe alcanzarse y mantenerse es entre el gas de inyección y el aceite, ya que el gas de inyección, como es inyectado a alta presión, actúa como solvente y como gas de empuje.

La representación esquemática del comportamiento de fase requerido para la miscibilidad con un gas seco, se muestra en la siguiente figura.

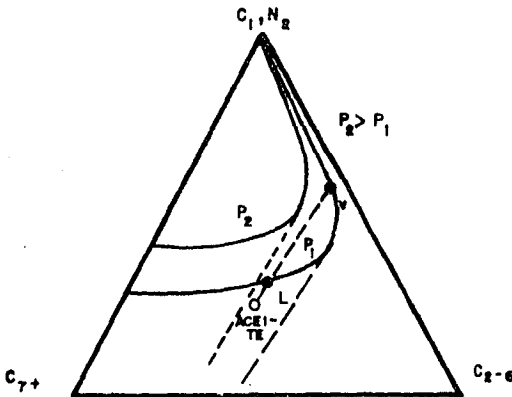


Fig. IV.41 Miscibilidad por empuje de gas vaporizado. (Ref. 8)

La composición del aceite deberá caer a la derecha de la línea limitante que pasa a través del punto crítico. Por ejemplo, a una presión P_1 , la región multifásica es grande pero, a una presión mayor P_2 , esta región se vuelve más pequeña y no existen líneas de unión que pasen a través de la composición del aceite y, de esta manera, es desplazado misciblemente por medio de un empuje de gas vaporizado. Por lo tanto, la mínima presión de miscibilidad (MPM) será alcanzada cuando la composición del aceite se sitúe justamente a la derecha de la línea de unión que pasa a través del punto crítico.

La presión de miscibilidad, por medio de la cual se alcanza este mecanismo de desplazamiento, dependerá de la composición del aceite y de la temperatura del yacimiento.

Lo anterior hace suponer que los aceites más adecuados para este proceso, son aquéllos que tienen relativamente alta concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio (etano a pentano). Otro factor importante es la concentración de metano y nitrógeno en el gas de inyección. Asimismo, la presión de miscibilidad disminuirá conforme menor sea la concentración de metano y nitrógeno en el aceite.

Con respecto al tamaño de la región de dos fases, dependerá de la composición de las fracciones de hidrocarburo de peso molecular intermedio y pesado. Conforme el peso molecular de las fracciones intermedias disminuye, la región se incrementa, lo que origina una mayor presión para alcanzar la miscibilidad por medio de este mecanismo. Lo mismo ocurre con incrementos en el peso molecular de las fracciones pesadas o con la disminución de la gravedad API. La región multifásica también estará influenciada por la temperatura. Mientras mayor sea ésta, mayor será la presión de miscibilidad para gases secos, debido a que la solubilidad del metano disminuye y causa que la región de dos fases se agrande. Sin embargo, cuando se utiliza nitrógeno como agente inyector, mientras mayor sea la temperatura, la presión de miscibilidad disminuirá, debido a que la solubilidad del nitrógeno en hidrocarburos se incrementa, -

(sección IV.1.2.2.).

Una correlación para calcular la presión de miscibilidad con gases hidrocarburos secos, se muestra en la figura IV.42. Fue derivada de presiones de miscibilidad en 9 aceites bajo los siguientes rangos:

Temperatura: 140 a 265°F
 Presión de Saturación: 596 a 4,035 Lb/Pg²
 Peso Molecular C₇₊: 149 a 216

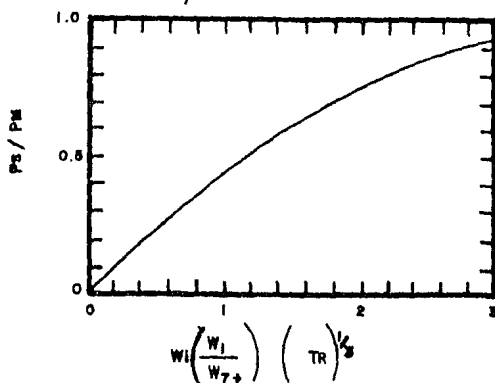


Fig. IV.42 Correlación para calcular la presión de miscibilidad con un empuje de gas vaporizado. (Ref. 8)

En la correlación se toma en cuenta la concentración de fracciones intermedias y pesadas contenidas en el aceite, así como el carácter de esas fracciones. Esto fue posible correlacionando los parámetros expresados en Lb-masa de un pseudocomponente, con las Lb-mol del aceite.

La ecuación de la curva de la figura IV.42 es:

$$\frac{P_s}{P_m} = \frac{2.252354 X}{X + 4.09068} \quad (IV.4)$$

donde:

$$X = \frac{W_1 (W_7) (Tr)^{1/3}}{W_{7+}}$$

Pm = Presión de miscibilidad, Lb/Pg²

Ps = Presión de saturación del aceite @ temperatura del yacimiento, Lb/Pg².

$$W_1 = \frac{\text{Lb de } C_2-C_6 + CO_2 + H_2S}{\text{Lb-mol de aceite}}$$

$$W_1 = \frac{\text{Lb de } C_1 + N_2}{\text{Lb-mol de aceite}}$$

$$W_{7+} = \frac{\text{Lb de } C_{7+}}{\text{Lb-mol de aceite}}$$

Tr = Temperatura reducida del fluido del yacimiento.

Esta correlación fue probada con cuatro datos, los cuales tuvieron un promedio de desviación de la presión de miscibilidad entre la estimada y la experimental de 260 Lb/Pg².

Es importante señalar que la correlación deberá utilizarse únicamente, para diseños preliminares, ya que no resulta muy confiable. Desgraciadamente, no existen otras correlaciones publicadas (8).

Con respecto a los gases no hidrocarburos, el gas de combustión y el nitrógeno, en comparación con los gases hidrocarburos secos, requieren mayores presiones para alcanzar la miscibilidad. Esta diferencia dependerá de la composición del aceite y de la temperatura.

Para el cálculo de la presión de miscibilidad utilizando gas de combustión o nitrógeno, no existen correlaciones (8), por lo que serán neces-

yacimiento, se incrementará la presión de miscibilidad.

La mínima presión de miscibilidad (MPM), también se ve afectada por la composición del aceite del yacimiento. Mientras mayor sea la cantidad de C_5 a C_{30} , la presión disminuirá.

El tipo de hidrocarburos la afectarán en menor grado así como las propiedades de los hidrocarburos más pesados.

Holm y Josendal (28) opinan que la presencia de las fracciones C_2-C_4 no son requeridas para la miscibilidad dinámica, sin embargo, Yellig y Metcalfe en la misma referencia, manifiestan su desacuerdo.

La presencia de metano en el CO_2 de inyección, tiene un efecto adverso sobre la MPM, mientras que el metano en el aceite del yacimiento no la cambia apreciablemente, pero sí reduce la eficiencia de recuperación.

Holm y Josendal (28) desarrollaron una correlación para determinar la presión requerida para el desplazamiento miscible, basada en el método de Benham, Kunzman y Dowden. Esta es función de la temperatura y del peso molecular de las fracciones C_5+ del fluido del yacimiento, figura IV.44.

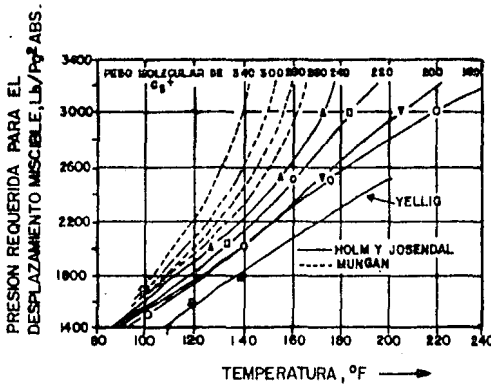


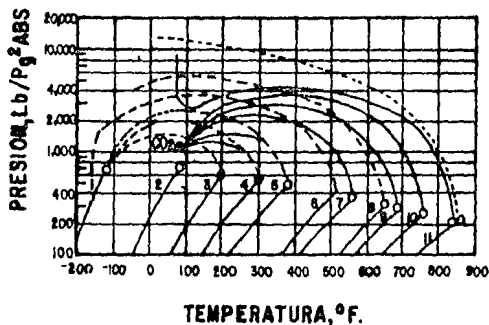
Fig. IV.44 Correlación para calcular la presión requerida para un desplazamiento miscible en un desplazamiento con CO_2 . (Ref.8)

sarias pruebas de laboratorio para poder estimarla en forma aproximada.

IV.3.3. PROCESOS MISCIBLES DE CO₂

Holm y Josendal (28) realizaron estudios de los factores que afectan a la presión de miscibilidad utilizando CO₂, entre los cuales destacan:

La temperatura del yacimiento tiene un pronunciado efecto sobre la presión a la cual ocurre la extracción de hidrocarburos. La figura IV.37 nos muestra este efecto. En esa figura, la curva de 71°F muestra que la extracción ocurre a una presión cercana a los 900 Lb/Pg², mientras que, a una temperatura de 135°F, ocurre a presiones cercanas a los 1,500 Lb/Pg². Otra manera de observar tal efecto, es utilizando información de curvas críticas de sistemas binarios (CO₂ - Hidrocarburos individuales), como el que se muestra a continuación.



- 1-METANO
- 2-ETANO
- 3-PROPANO
- 4-n BUTANO
- 5-n PENTANO
- 6-n HEPTANO
- 7-n OCTANO
- 8-n DECANO
- 9-n UN DECANO
- 10-n TRIDECANO
- 11-n HEXADECANO

Fig. IV.43 Curvas críticas para mezclas binarias de CO₂ - n alcanos y metano - n alcanos. (Ref. 28).

Se incluyen las mezclas binarias del metano para poder compararias. Por ejemplo, a una temperatura de 100°F, el n-tridecano es completamente miscible a presiones mayores de los 1,200 Lb/Pg², mientras que a una temperatura de 200°F, presiones mayores a los 2,500 Lb/Pg², son necesarias. Se puede observar que mientras mayor sea la temperatura del

Resultados de la investigación realizada por Mungam y la correlación de Yellig y Metcalfe (8), son mostrados en la misma figura, recordando que esta última correlación está en función únicamente de la temperatura.

Holm y Josendal compararon sus resultados con diferentes aceites de yacimiento, encontrando una buena concordancia con los resultados experimentales.

Existen otras correlaciones para estimar la presión de miscibilidad - (8), como la de Cronquist (que caracteriza a la composición del aceite como el peso molecular de C_5+ y el porcentaje molar de metano y nitrógeno) o la Johnson y Pollin.

Todas las correlaciones existentes, aunque presentan diferencias importantes en el efecto cuantitativo de la fracción C_5+ del aceite, -- muestran el fuerte efecto debido a la temperatura. El uso de cualquiera de estas correlaciones, al igual que los otros métodos, deberá ser únicamente para trabajos de diseños preliminares, ya que no son -- lo suficientemente confiables, a menos que se disponga de un margen -- considerable en la presión de operación. Además, estarán en función -- de la información disponible.

Es importante señalar que las correlaciones analizadas anteriormente, son para una alta pureza de CO_2 , por lo que, cuando se tengan impurezas, como el metano o el nitrógeno, se deberán tomar en consideración.

CAPITULO V

CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO Y METODOS DE PREDICCIÓN PARA LOS PROCESOS MISCIBLES

V.1 CONSIDERACIONES IMPORTANTES.

A continuación, serán tratados los principales factores que deberán ser considerados en el diseño de un desplazamiento miscible, así como los diferentes métodos existentes para la predicción de su comportamiento.

En la actualidad no existe un método o un modelo generalizado que considere todos los factores involucrados en este tipo de diseño. Es por eso, que cada método considere ciertos aspectos. Tales aspectos, así como -- los principios básicos de un desplazamiento miscible, deberán estar bien entendidos para poder establecer una adecuada selección del método que - más fielmente represente el comportamiento del yacimiento, valorando el grado de exactitud de los resultados obtenidos.

El Ingeniero de Yacimientos deberá estar consciente de las limitaciones de cada método, ya que, en muchos casos, no podrá evaluar cuantitativa-- mente todos los factores que se consideran importantes, ya sea por las limitaciones de los métodos predictivos disponibles o por la información incierta o no disponible.

En el diseño y predicción del comportamiento de un desplazamiento miscible, se deberá tomar en cuenta, entre otras cosas:

- Zona del yacimiento barrida misciblemente.
- Zona del yacimiento barrida inmisciblemente.

- Si el desplazamiento miscible se llevó a cabo en toda la zona - barrida.
- Volúmenes porosos de solvente y de gas desplazante que serán -- inyectados.
- Si el barrido miscible es afectado por la distribución de presiones, tamaño del bache de solvente, tipo del fluido de empuje, movilidades tanto del solvente, fluido de empuje y fluido del - yacimiento, así como de las heterogeneidades del yacimiento.
- Eficiencia de desplazamiento tanto en forma miscible como inmis cible.
- Qué cantidad del aceite desplazado será realmente producido y,
- Una adecuada descripción del yacimiento.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.

Un factor fundamental en cualquier diseño o predicción es la descrip-- ción del yacimiento, de ello dependerá la exactitud de cualquier técnica predictiva. Los costos de los fluidos de inyección miscibles, son - mayores comparados con los del agua, por lo que se requerirá mayor grado de exactitud en la descripción de un desplazamiento miscible que en los desplazamientos con agua.

Para una apropiada descripción del yacimiento, será importante disponer de análisis de núcleos, registros, pruebas en los pozos e información - de producción. De esta manera podrá describirse, entre otros aspectos:

- La distribución de las variaciones en la permeabilidad, a nivel macroscópico, dentro de la capa productora.
- La continuidad, entre los pozos, de la capa productora.
- La distribución de las fallas y fracturas.

- Localización de las arcillas.
- Las saturaciones de los fluidos y su distribución.
- Inyectividad o productividad de los pozos y,
- Propiedades de la roca.

Estudios recientes (8) han concluido que otro tipo de información que -- puede ser útil para la descripción, es la información geológica, el uso de técnicas sísmicas, registros especiales, pruebas con trazadores y el uso de simuladores de yacimientos.

BARRIDO MISCIBLE.

Para que ocurra un desplazamiento miscible, la presión del yacimiento de berá ser mayor que la mínima presión de miscibilidad (MPM) en el frente de desplazamiento del bache. La distribución de la presión y el volumen del yacimiento que está por arriba de la MPM puede ser determinada con ayuda de pruebas de pozo o con un simulador.

En desplazamientos horizontales, el barrido volumétrico podrá ser afectado por la segregación gravitacional, digitación o por la canalización de los fluidos provocada por la permeabilidad estratificada o por las -- fracturas. Si existen capas muy delgadas, la dispersión transversal podrá retardar el efecto de la segregación gravitacional.

Para evaluar el barrido volumétrico, la información de permeabilidades - relativas son de gran utilidad. Con esta información podrán ser evaluados los efectos del flujo multifásico en la zona de transición solvente-aceite, y el aceite residual del desplazamiento miscible. Además, sirven para evaluar la relación de inyección adecuada y la posibilidad de - una inyección alternada solvente-agua, para mejorar el barrido volumétri

co.

Las condiciones del pozo de inyección y la geometría del yacimiento son también muy importantes. El intervalo de interés deberá estar lo suficientemente aislado para que al inyectar los fluidos, que son muy costosos, no se pierdan. De la misma manera, se deberá evaluar la influencia que tienen los pozos productores más cercanos a los pozos de inyección sobre el barrido del solvente hacia los otros pozos.

Otros factores que afectan el barrido miscible son: el tamaño del bache, el fluido de empuje seleccionado y el método de operación que se utilice. Como se ha estado analizando, el bache de solvente podrá ser desplazado, ya sea con un gas o con agua, además, el agua podrá inyectarse en forma alternada con el solvente. Por otra parte, podrá ser un desplazamiento horizontal o del tipo gravitacionalmente estable en un yacimiento inclinado; cada una de estas situaciones, requerirá de diferentes consideraciones para el diseño y predicción del método.

Las dimensiones del bache son un serio problema y aumenta cuando se tienen grandes variaciones en la permeabilidad, ya que el bache viajará -- más fácilmente en los estratos más permeables, produciéndose más rápidamente, mientras que en los estratos de menor permeabilidad el tamaño -- del bache será pequeño, disipándose a distancias muy cortas.

De lo anterior, surgen dos criterios: Diseñar el bache de tal manera -- que se disipe una vez que se desplazó por el estrato más permeable y -- llegó a los pozos productores, provocando que el barrido sea pobre en -- los otros estratos o, diseñarlo de tal manera que se tenga un barrido -- miscible en esos estratos, resultando en un sobredimensionamiento y en una producción considerable del bache en las capas con mayor permeabilidad. La selección del tamaño total del bache, dependerá del criterio -- y estrategia para optimizar los costos del proyecto.

Otros aspectos que deberán tomarse en cuenta en la predicción del com--

portamiento de baches desplazados con gas, son: la concentración mínima del solvente para que sea mantenida la miscibilidad y el ritmo al cual el solvente se diluye. La dilución será provocada por el mezclado en ambos extremos del bache, resultado de la difusión molecular y la dispersión convectiva microscópica y macroscópica.

Cuando los baches son empujados con agua, el desplazamiento en el extremo posterior es inmisible, de esta manera, el bache podrá disiparse por dejarse como una fase residual atrás del frente de empuje del agua. Además, si el tamaño del bache es pequeño, el agua podrá alcanzar la parte delantera del bache antes de que el barrido miscible deseado sea alcanzado.

Para el cálculo de la disipación con baches de CO_2 , la solubilidad de éste con el agua de inyección y la del yacimiento, es un factor que también debe considerarse.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.

En la predicción de un desplazamiento miscible, es muy importante considerar, de una manera realista, la eficiencia del desplazamiento que será función de las propiedades de la roca, del comportamiento de fases, del grado de dispersión y del tipo de desplazamiento miscible a utilizar. Otros factores que afectan la eficiencia de desplazamiento son: el hinchamiento del aceite, la reducción de la viscosidad, la extracción y la vaporización de los hidrocarburos en la porción barrida inmisciblemente (aceite que se encuentra abajo de la MPM)

FLUJO TRANSVERSAL Y EFICIENCIA DE CAPTURA

En un desplazamiento miscible, no todo el aceite desplazado necesaria--

mente es producido, por ejemplo, cuando el banco de aceite tiene un flujo transversal y el tamaño del bache es tal que no permite el barrido - o, cuando existe una relación de movibilidades desfavorables. Por lo tanto, será necesario evaluar las causas que originan la pérdida de aceite desplazado. Así también, la habilidad de los pozos productores para -- capturar y producir este aceite.

INYECTIVIDAD.

La inyectividad en los pozos inyectoros, podrá afectar la vida del proyecto así como, los costos totales. Esta inyectividad deberá ser evaluada tanto para inyección de solvente en forma continua, como en forma alternada.

La reducción en la inyectividad puede ser debida a la saturación de - - aceite dejada atrás del frente de desplazamiento, o a la precipitación de asfaltenos. Por el contrario, cuando el agua desplaza baches de CO_2 , tenderá a disolver CO_2 residual cercano al pozo, incrementando de esta manera la inyectividad.

Para evaluar este factor será necesario llevar a cabo pruebas en el laboratorio y mediciones de permeabilidades relativas especiales, así como pruebas de campo.

DESPLAZAMIENTOS GRAVITACIONALMENTE ESTABLES.

Es importante considerar, cuando se tienen desplazamientos gravitacionalmente estables, la evaluación del gasto adecuado, la posición inicial del bache y la conificación del gas, solvente y agua.

Las condiciones requeridas para este tipo de desplazamiento fueron tratadas en el capítulo II, en donde las ecuaciones II.15 y II.16 son de -

gran utilidad para calcular los gastos estables.

Si la diferencia de densidades entre el aceite y el solvente no es lo suficientemente grande para dar un desplazamiento estable, es posible obtenerlo con inyección de metano al solvente para aumentar esa diferencia.

Con respecto a la posición del bache se deberá poner atención en la ubicación y terminación de los pozos inyectoros, gastos de inyección, forma de operación de los pozos productores y en los requerimientos de tiempo para que la posición del solvente sea la adecuada.

Un factor importantísimo en la evaluación de un gasto gravitacionalmente estable, es una adecuada descripción del yacimiento. Este gasto será función directa de la permeabilidad del medio poroso. Por otro lado, el desplazamiento deberá ser alcanzado en ambos extremos del bache de solvente.

Los gastos de producción deberán ser tales que eviten la conificación del solvente y del gas de empuje, el cual dependerá de la permeabilidad vertical en la vecindad del pozo productor y de la altura de la columna de aceite arriba de los disparos. Si existe un acuífero, la conificación del agua también se deberá de considerar.

V.2 SIMULADORES NUMERICOS DE DIFERENCIAS FINITAS.

Son, en la actualidad, la herramienta más útil para predecir el comportamiento de un desplazamiento miscible. En estos simuladores, las diferencias finitas son utilizadas para aproximar las derivadas en aquellas ecuaciones diferenciales elegidas para representar el flujo de fluidos y otros mecanismos. Las ecuaciones diferenciales resultantes son resueltas por varios métodos numéricos con la ayuda de computadoras.

El yacimiento es dividido en bloques de celdas discretas como el mostrado en la figura V.1.

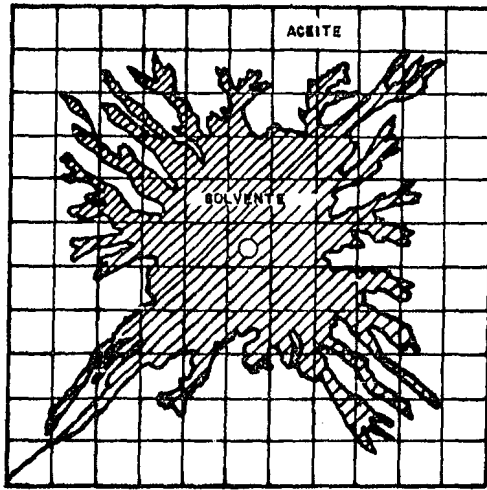


Fig. V.1 Zona barrida al surgimiento del solvente, para un patrón de desplazamiento de 5 pozos, $M = 15$. (Ref. 8)

Esta figura es la representación de un yacimiento en forma areal en dos dimensiones, en donde el transporte de masa en cada elemento es computado a través de cada cara de la celda para ciertos incrementos de tiempo. También la distribución de la presión es calculada para cada incremento de tiempo.

Los simuladores de diferencias finitas tienen la ventaja de poder representar condiciones complejas del desplazamiento y el comportamiento del patrón de pozos en una forma real, pueden calcular el flujo de fluidos multifásicos en 2 ó 3 dimensiones en grandes áreas de un campo con múltiples pozos y sus diferentes características, considerar la distribución de las heterogeneidades de la roca, así como simular la influencia de la localización de los pozos de inyección y de producción sobre el -

barrido, el flujo transversal y la eficiencia de captura. Los simuladores de diferencias finitas pueden calcular la segregación gravitacional y pueden simular un desplazamiento miscible a diferentes etapas del abatimiento primario o del desplazamiento con agua.

Sin embargo, la principal desventaja de un simulador de diferencias finitas general, es que no ha sido posible simular en forma simultánea, todos los aspectos importantes en un desplazamiento miscible, debido al tiempo de computo, capacidad de memoria y por razones económicas. Debido a ésto, se han desarrollado técnicas de modelación de diferencias finitas, las cuales describen características seleccionadas del comportamiento del proceso. Esas técnicas han dado origen a dos tipos de simuladores: simuladores de aceite negro modificados y simuladores composicionales.

V.2.1 SIMULADORES DE ACEITE NEGRO MODIFICADOS.

Peaceman y Rachford (8) aproximaron la ecuación de difusión/convección (ecuación que describe el transporte total y el mezclado de fluidos a través de un medio poroso), con diferencias finitas para desarrollar un simulador, con el cual demostraron que con suficiente número de celdas se podría calcular con exactitud la solución analítica para un desplazamiento miscible en una dimensión, y también calcular adecuadamente, el comportamiento de un desplazamiento de laboratorio en dos dimensiones que fue dominado por la digitación.

Los cálculos de la digitación fueron introducidos por pequeñas variaciones aleatorias en las permeabilidades de la celda, sin embargo, ha sido muy limitado el uso de este simulador debido a que las aproximaciones de diferencias finitas estándar introducen una dispersión numérica que normalmente es varias veces mayor que la dispersión física verdadera -- del solvente y del aceite, a menos que un gran número de celdas se utilice, lo que resulta impráctico por la capacidad de memoria y los requere

rimientos de tiempo de cómputo que esto implica.

Gardner y colaboradores (8), propusieron un método para calcular con exactitud el mezclado causado por la dispersión física en un desplazamiento-miscible, pero también ha tenido ciertos problemas de aplicación en patrones de flujo complejos y en cálculos de baches de solvente, por lo que su uso también ha sido limitado.

Como resultado de éstos y otros estudios, se han utilizado más los simuladores basados en soluciones de ecuaciones de flujo inmisible que no contienen términos de dispersión, que los basados en la solución de la ecuación de difusión/convección para el estudio de los desplazamientos miscibles.

Los simuladores de aceite negro han sido útiles para representar el comportamiento de yacimientos bajo empuje de gas en solución, desplazamiento de gas inmisible y desplazamientos con agua. En estos simuladores el aceite del yacimiento es representado por dos componentes, aceite a condiciones de tanque o aceite negro y gas, y las ecuaciones diferenciales son resueltas describiendo flujo inmisible de aceite, gas y agua.

Lantz (8) observó que existía una gran analogía entre las ecuaciones para flujo en dos fases de aceite y gas en los simuladores de aceite negro y la ecuación de difusión/convección para desplazamiento miscible al primer contacto. Sin embargo, este investigador hizo notar que los simuladores de aceite negro no calculaban con exactitud el efecto de la dispersión física sobre el comportamiento de flujo.

Un problema más al simular desplazamientos dominados por la digitación, son los numerosos bloques de celdas, ya que para calcular con exactitud el barrido y la recuperación de aceite, es necesario una estructura fina del frente inestable. Lo anterior es eliminado por la suposición, tanto para simuladores de aceite negro como para simuladores difusión/convección, de que el aceite y el solvente son mezclados homogéneamente dentro

de una celda, lo que resulta en un flujo de estos dos componentes a una misma velocidad.

Otros investigadores como Todd y Longstaff (8), hacen la suposición de un mezclado parcial cuando se calculan las viscosidades del solvente y del aceite con el fin de poder simular, en una mejor forma, el barrido y la recuperación de aceite. Recomendaron modificar las permeabilidades relativas al gas y al aceite de los simuladores de flujo inmisible de la siguiente forma:

$$k_{ro} = \frac{S_o}{S_n} \cdot k_{rn} \quad \text{y} \quad k_{rg} = \frac{S_g}{S_n} \cdot k_{rn} \quad (V.1)$$

donde:

$$S_n = S_o + S_g$$

k_{rn} = $k_{rn}(S_w)$ es la permeabilidad relativa de la fase no mo-
jante (imbibición).

Además, proponen calcular las viscosidades efectivas con las siguientes expresiones:

$$\mu_{ge} = \mu_g^{1-u} \cdot \mu_m^u \quad \text{y} \quad \mu_{oe} = \mu_o^{1-u} \cdot \mu_m^u \quad (V.2)$$

Donde μ_m es la viscosidad de la mezcla resultante del mezclado homogéneo del total de solvente y aceite contenido dentro de una celda y u es el parámetro de la ecuación de mezclado. Un valor de $u = 1$ representa un mezclado total dentro de una celda, un valor de $u = 0$ corresponde a un mezclado despreciable y cuando el valor de u es menor a 1, la viscosidad relativa del solvente será menor que la del aceite en una cierta celda, de tal manera, que el solvente fluirá a una mayor velocidad que el aceite y entonces, podrá simularse mejor el comportamiento de la digitación.

Una limitación de este método es la estimación adecuada de u , además de que existen muy pocas publicaciones al respecto. Varios autores han

intentado estimar el valor de u por medio de un ajuste de historia a un campo de una prueba piloto. Este ajuste de historia proporciona un valor de u que podrá utilizarse para predicciones a gran escala considerando que: 1) u , fue utilizado únicamente para considerar la digitación en la prueba piloto y que los demás efectos relacionados con la recuperación de aceite no se consideraron y, 2) las variables del proceso y las heterogeneidades del yacimiento no cambian las condiciones de las pruebas. Cuando la información es escasa se sugiere utilizar un valor de 0.5 a 0.7.

Los simuladores de aceite negro, al igual que los composicionales, sufren de un fenómeno numérico llamado "Efecto de Orientación de la Malla", el cual causa diferentes soluciones dependiendo si la malla está orientada en forma paralela o diagonal a los pozos productor-inyector. Este efecto es más fuerte conforme la relación de movilidades se vuelve más adversa.

El efecto de este fenómeno es ilustrado en la figura V.2 para un desplazamiento miscible al primer contacto con un arreglo de 5 pozos, se compara con cálculos de modelos variacionales, los que más adelante serán tratados. Este fenómeno es causado por una inadecuada estimación de la transmisibilidad entre los puntos de la malla.

Otra limitación de los simuladores de aceite negro, es que no todos los efectos, resultado de la transferencia de masa en regiones cercanamente miscibles y en regiones de inmiscibilidad, son representados. La miscibilidad entre el solvente y el aceite se suponen ser al primer contacto y el mecanismo de múltiples contactos se desprecia. Aunque ésta puede ser una aproximación aceptable en muchos casos, una limitación más seria es la falta de capacidad para calcular el comportamiento del desplazamiento en regiones donde la presión del yacimiento está por debajo de la presión de miscibilidad pero es lo suficientemente alta como para poder mejorar la eficiencia de un desplazamiento inmisible por medio de mecanismos tales como: el hinchamiento del aceite, reducción de viscosidad y -

extracción.

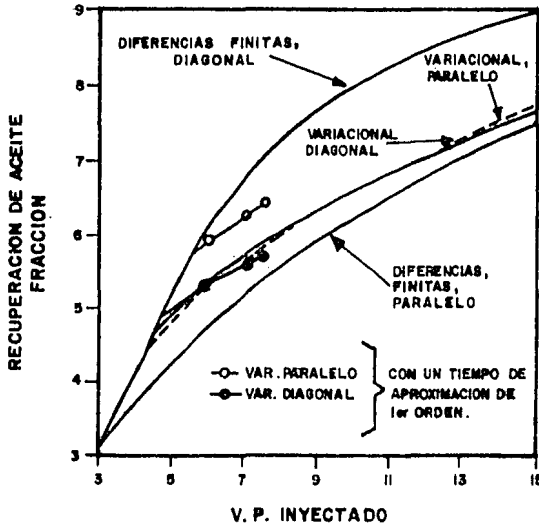


Fig. V.2 Recuperación de aceite en un patrón de 5 pozos y $M=41$, utilizando diferentes orientaciones de la malla, (Ref. 8).

Por último, se debe tomar en cuenta que la utilización de un simulador de aceite negro para observar el comportamiento de un desplazamiento miscible, requerirá de grandes computadoras, asimismo, la capacidad de memoria y los requerimientos de tiempo de cómputo son elevados comparados con los modelos predictivos (que serán tratados más adelante), que resultan tan más simples pero menos flexibles. En comparación con los simuladores composicionales, los simuladores de aceite negro resultan menos complicados y más fáciles de utilizar.

V.2.2 SIMULADORES COMPOSICIONALES.

En este tipo de simuladores, el aceite y el gas son representados por mezclas multicomponentes, a diferencia de los simuladores de aceite negro, en donde son representados por componentes únicos o binarios.

El flujo de cada componentes es computado de una celda a otra como el volumen, masa o fracción molar del componente, conforme ocurre al flujo de la fase. Por lo regular, en las ecuaciones de flujo no interviene la -- dispersión física, y el equilibrio de las composiciones de las fases -- coexistiendo en cada celda es determinado por cálculos flash utilizando correlaciones de valores-k o a partir de soluciones de ecuaciones de estado a condiciones de equilibrio termodinámico de igual fugacidad, de un componente dado de cada fase presente. Las propiedades de las fases son computadas a partir de ecuaciones de estado. Además de que aquí, el -- efecto del comportamiento de fase sobre el desarrollo de la miscibilidad y la eficiencia del desplazamiento, ya sea inmisible o miscible, pueden tomarse en cuenta.

Con respecto a los desplazamientos miscibles, estos simuladores pueden -- tomar en cuenta los efectos del comportamiento de fase, miscibilidad dinámica y los de las propiedades de las fases dependientes de la composición, tales como la viscosidad y la densidad, sobre el barrido miscible y la eficiencia del desplazamiento. Por otra parte, también pueden considerar los efectos composicionales para mejorar la eficiencia de un desplazamiento inmisible en regiones del yacimiento cercanas, pero menores a la presión de miscibilidad. Sin embargo, varios problemas no han sido resueltos aún, lo que ha provocado un limitado uso de estos simuladores para desplazamientos miscibles.

Los cálculos del comportamiento de fase son los más requeridos para simular un desplazamiento miscible en yacimientos de aceite volátil o de gas y condensado debido, a que es necesario calcular las composiciones y propiedades de las fases en la región del punto crítico, mientras que el -- comportamiento de fase de un desplazamiento inmisible normalmente es movido del punto crítico. Al mismo tiempo, la convergencia estable de las composiciones de la fase de aceite y gas, viscosidades y densidades a medid a que se aproximan al punto crítico, pueden volverse difíciles de alcanzar en una simulación composicional de un proceso de miscibilidad dinámica, además de que las correlaciones para calcular las propiedades fí

sicas y la de valores-k, así como las ecuaciones de estado, son menos -- exactas en esa región y la información experimental contra la cual se ca libran las ecuaciones normalmente son escasas.

Por ejemplo, al calcular el comportamiento de fase en la región del punto crítico puede haber errores que pueden provocar malos cálculos en la composición del gas y en la presión necesaria para alcanzar la miscibilidad. Al mismo tiempo, la eficiencia del desplazamiento estaría en error. Además, un simulador composicional deberá ser probado contra información de una celda de análisis PVT y contra información experimental para comprobar la habilidad del simulador al calcular las condiciones de miscibilidad. Sin embargo, cuando el comportamiento de fase puede ser estimado con suficiente seguridad, es posible simular en el laboratorio el com--- portamiento del desplazamiento adecuadamente, aunque para esto muchas -- celdas sean necesarias.

Otras limitaciones de estos simuladores son: 1) el gran número de componentes que son necesarios para el cálculo exacto del comportamiento - de fase, 2) errores causados por la dispersión numérica, 3) errores causados en el cálculo de la digitación, y como consecuencia la exactitud- requerida y 4) tiempo de cómputo y capacidad de memoria excesivos.

La dispersión numérica es un fenómeno que afecta a estos simuladores de varias maneras. En experimentos de laboratorio, tales como desplazamientos en tubos delgados, se ha observado que la miscibilidad dinámica se - alcanza en distancias muy cortas comparadas con las dimensiones del yacimiento, lo que en los simuladores composicionales no es posible calcular ya que normalmente pocas celdas son puestas entre los pozos. También la dispersión numérica afectará al mezclado computado de los fluidos en la zona de transición dentro de la región multifásica, a la dilución computada del bache de solvente por el mezclado con el aceite y el gas de empuje y a las dimensiones del bache para alcanzar un barrido miscible dado.

Aunque muchos intentos por parte de investigadores se han enfocado a la reducción de este fenómeno, todavía sigue siendo el principal problema en la exactitud de los datos arrojados por este tipo de simuladores.

Una suposición en los simuladores composicionales es que un mezclado total se lleva a cabo en cada celda, ya que estos simuladores no pueden representar la digitación y su efecto sobre el barrido y la recuperación de aceite, a menos que se utilicen celdas muy finas y normalmente imprácticas.

Todd (8) expone ciertas modificaciones a estos simuladores con el fin de mejorar el estudio de desplazamientos miscibles, las cuales son:

- 1) Despreciar el mecanismo de contactos múltiples. Calcular todos los desplazamientos como miscibles al primer contacto cuando las condiciones de presión y composición estén por arriba de las requeridas para la miscibilidad.
- 2) Representar a los fluidos del yacimiento con el mínimo número de componentes determinados con información experimental y hacer que los cálculos composicionales consideren el hinchamiento del aceite, extracción de los componentes ligeros e intermedios, solubilidad del CO₂ y modificación de la viscosidad y densidad.
- 3) Representar al aceite residual de un desplazamiento miscible como una fase no móvil, representando su efecto sobre el transporte de la fase móvil mediante una resistencia y representar la solubilidad del solvente en la fase residual mediante valores - k.
- 4) Representar a la digitación por medio del método de parámetro de mezclado.

Es importante señalar que el uso de un simulador composicional o de aceite negro se irá incrementando para problemas de desplazamientos

miscibles, ya que en la actualidad, están recibiendo gran atención y día a día son mejorados, sin embargo, una guía para seleccionar cualquiera de estos dos simuladores no ha sido adoptada.

Con respecto a los simuladores en 3 dimensiones, su uso ha sido limitado por razones de costos y por su complejidad, normalmente se han utilizado modelos en dos dimensiones y/o cortes seccionados verticalmente para el estudio de las variables del yacimiento y del desarrollo del proceso. De igual manera, para estimaciones finales del comportamiento, aunque en algunos casos, el modelo en 3 dimensiones ha sido usado para estimaciones finales después de que el estudio sensitivo fue desarrollado con el de dos dimensiones.

V.3. MODELOS EN CONDUCTOS DE FLUJO.

Originalmente fueron desarrollados para estudios de desplazamientos -- con agua, pero más tarde Faulkner (8) describió su aplicación para el estudio de desplazamientos miscibles. Este método implica:

- Cálculo de las trayectorias de flujo, describiendo el flujo areal de fluidos entre los pozos.
- Generación de conductos o canales para el flujo de una sola capa.
- Cálculo del comportamiento del flujo en cada uno de los conductos de flujo y sumando para obtener el comportamiento de la capa.
- Sumar los comportamientos de cada capa.

En este método, los conductos de flujo son divididos en celdas, cada una teniendo, si es necesario, valores de porosidad, permeabilidad y espesor. El flujo entre celdas puede ser descrito por la Ley de Darcy para flujo lineal y puede calcularse por métodos numéricos incluyendo simulación con diferencias finitas, aunque simples métodos de balance de materia pueden ser utilizados.

El yacimiento es representado por múltiples capas que se comunican a los pozos pero, por otro lado, no hay comunicación entre los pozos. No existe flujo de fluidos por segregación gravitacional o transversal entre -- capas. El comportamiento del desplazamiento es calculado en una dimen-- sión para cada uno de los conductos de flujo en una capa. El modelo cal-- cula la inyectividad del fluido, distribución de presión, barrido del -- solvente y producción de aceite, gas y agua para cada capa sumando los comportamientos de los conductos de flujo de esa capa.

Además de no considerar las fuerzas gravitacionales, el efecto de la dig-- itación sobre el barrido tampoco es considerado.

Una suposición más es que no existe flujo cruzado o mezclado transversal entre los conductos de flujo y el mezclado de fluidos a lo largo del tu-- bo puede ser incorporado en cálculos de una sola dimensión.

Las ecuaciones que involucra el modelo requieren ser resueltas por medio de una computadora. Pese a todo ésto, presentan ciertas ventajas, de -- las que destacan:

- Comparándolo con grandes simuladores de diferencias finitas resul-- tan ser más simples.
- Tiempo de cómputo y capacidad de memoria menores comparados con los simuladores de diferencias finitas, lo que se refleja en los costos más bajos.

Debido a sus limitaciones, el método de conductos de flujo son los más -- adecuados para problemas con baches de solventes empujados por agua en -- yacimientos estratificados en donde existe muy poca comunicación entre los estratos, la segregación gravitacional dentro de un estrato es míni-- ma y la relación de moviidades es cercana a 1.

En estos modelos, el espacio de flujo es dividido en una red o malla de una manera semejante a las técnicas de diferencias finitas. Las ecuaciones que representan al flujo son resueltas con funciones base, que son definidas en cada una de las celdas y aproximan la solución en una forma continua entre estos puntos.

Entre las ventajas de estos modelos, se tiene:

- Comparándolos con los métodos de diferencias finitas, se requieren pocos elementos o celdas para resolver problemas con el mismo grado de exactitud cuando la relación de movibilidades es desfavorable y --- cuando la dispersión es importante.
- Es eliminado casi por completo el efecto de orientación de la malla, característico de los métodos de diferencias finitas con relaciones de movibilidades desfavorables. (figura V.2).

Con respecto a sus desventajas, se tienen:

- Complejidad de programación.
- Requieren de gran cantidad de tiempo de cómputo para generar los coeficientes de las funciones base.

Debido a sus principales desventajas, el uso de estos modelos para estudiar los desplazamientos miscibles ha sido limitado en problemas de miscibilidad al primer contacto con 1 ó 2 dimensiones y flujo en una sola fase de dos o tres componentes.

V.5 MODELOS FISICOS A ESCALA.

Fueron uno de los primeros métodos para evaluar el desarrollo de un desplazamiento miscible. En los modelos de laboratorio, el yacimiento puede ser duplicado si ciertos grupos adimensionales tienen el mismo valor tanto en el modelo como en el yacimiento.

Por conveniencia, para poder modelar a escala, se han adoptado algunos - criterios básicos, los que se han clasificado como sigue:

- 1) Grupos que describen la geometría del pozo y heterogeneidades a gran escala. Por ejemplo, la relación de la longitud y la altura o espesor, L/h , la relación de longitud y anchura, L/w , y el ángulo de inclinación, α .
- 2) Grupo que relaciona las fuerzas viscosas y gravitacionales.
- 3) Grupos que describen las condiciones iniciales y de frontera.
- 4) Grupos que relacionan las propiedades de los fluidos, por ejemplo: - La viscosidad adimensional μ_m/μ_s (relación de la viscosidad de la mezcla solvente/aceite y la viscosidad del solvente).
- 5) Una agrupación que considera los efectos a escala de la dispersión - microscópica o del mezclado.

Generalmente, no es posible modelar a escala todos estos grupos simultáneamente, como por ejemplo: La magnitud del modelo, mezclado longitudinal y transversal y la geometría. Sin embargo, si no es posible modelar todos los grupos, si es recomendable modelar a escala aquellos que se -- creen más importantes.

La modelación a escala puede ser complicada, costosa y para su construc-

ción se requerirá de bastante tiempo, que dependerá de la naturaleza del problema en estudio. Por todo lo anterior, cada situación que se esté modelando, deberá ser cuidadosamente analizada con el fin de determinar cual criterio de modelaje puede, y cual no, ser relacionado sin destruir la utilidad de resultados.

Los modelos físicos fueron utilizados en la década de los 50's y principios de los 60's para estudiar el barrido miscible para yacimientos relativamente simples (8). Después, su aplicación fue en estudios de recuperación secundaria con inyección continua de fluidos miscibles al primer contacto. Actualmente su uso es limitado debido a que los simuladores de diferencias finitas son una herramienta más poderosa para predecir el comportamiento de un yacimiento. Sin embargo, en algunos casos especiales los modelos físicos pueden ser muy útiles (digitación o mezclado por dispersión), o también para obtener información experimental para verificarla con la de un simulador.

V.6 CALCULOS DE MULTIPLES CAPAS INVOLUCRANDO INFORMACION DE MODELOS FISICOS PARA EL DESARROLLO DE UNA SOLA CAPA.

Craig (8) desarrolló técnicas para múltiples capas haciendo cálculos del desarrollo de desplazamientos con agua. Estos métodos fueron adaptados y modificados para desplazamientos miscibles por varios autores.

Estos cálculos requieren información del desarrollo del proceso bajo estudio en una sola capa para el elemento modelo en cuestión. Regularmente, la información en una sola capa es obtenida de experimentos en modelos a escala.

El desarrollo total para un yacimiento de múltiples capas es calculado - haciendo las siguientes estimaciones, después de cada uno de los pequeños incrementos de la inyección total:

1. Gasto de inyección total y fracción de ese total que entra a cada capa.
2. Barrido y cortes de producción para cada capa, y
3. Recuperación total y corte de producción del pozo.

Esta última información es obtenida sumando el desarrollo por capa.

Para calcular la producción vs. el tiempo, se necesitará relacionar la inyectividad y el barrido con el volumen de fluido inyectado. Existen varias publicaciones para la estimación de la inyectividad en una sola capa vs. la inyección acumulada.

Una ventaja de este método comparado con los modelos de conductos de flujo, es que se considera la digitación, los efectos de la gravedad y el fenómeno de mezclado dentro de una sola capa y de esta manera, poder ser modelados físicamente. Por otra parte, sus principales desventajas resultan en lo costoso y en el tiempo que se requiere para obtener el modelo a escala, la información de una sola capa y en general, a las limitaciones de la modelación a escala. Además, no considera flujo entre capas excepto en el pozo y los cálculos para este método son extremadamente laboriosos por lo que se requerirá el uso de una computadora.

V.7 METODOS DE ESCRITORIO PARA UNA SOLA CAPA.

En muchas ocasiones, con el uso de la información disponible con ciertos criterios y con la aplicación de principios básicos, es posible hacer una tosca estimación de la recuperación de aceite vs. la inyección del fluido. Con esta estimación, pueden identificarse aquellos factores que afectan la recuperación del aceite, y con esto poder planear, con un mejor criterio, el más sofisticado simulador. Este tipo de estimaciones también resultan útiles para rápidas evaluaciones de selección y así, determinar si un factor requiere mayor estudio.

Sin embargo, se deberá tener precaución al utilizarse estos métodos para evaluar el comportamiento del proceso, aunque únicamente sea para propósitos de selección.

Por lo tanto, una buena aplicación de principios básicos y de la información disponible son los principales requerimientos de esos métodos. Un ejemplo es dado a continuación.

V.7.1 INYECCION CONTINUA DE SOLVENTE EN UN PROCESO DE RECUPERACION SECUNDARIA.

En la sección II.2 se analizó cuándo un desplazamiento es dominado por la digitación y cuándo es dominado por la segregación.

Si se presenta el caso de que el barrido volumétrico es dominado por la digitación, la figura V.3 puede utilizarse directamente.

En dicha figura, el barrido volumétrico es dado contra volúmenes desplazables de solvente inyectado para diferentes relaciones de movilidades.- Los volúmenes desplazables de solvente inyectado, pueden calcularse con la ecuación V.3.

$$D_{vs} = \frac{Q_s}{V_p (1 - S_{orm} - S_{wr})} = \frac{Q_s}{V_{DS}} \quad (V.3)$$

donde:

D_{rs} = Volúmenes desplazables de solvente inyectado a condiciones de yacimiento.

Q_s = Volumen de solvente inyectado, bl a condiciones de yacimiento.

V_{DS} = Volumen desplazable del modelo, bl a condiciones de yacimiento.

- V_p = Volumen de poros del modelo, bl a condiciones de yacimiento.
- S_{orm} = Saturación de aceite residual del desplazamiento miscible a condiciones de yacimiento, fracción.
- S_{wr} = Saturación de agua irreductible, fracción.

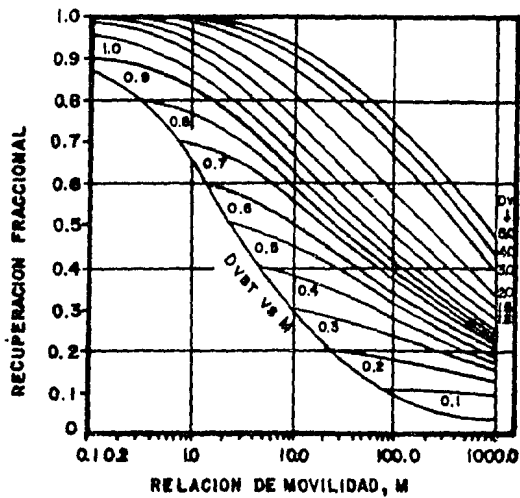


Fig. V.3 Recuperación de aceite en un desplazamiento miscible en un patrón normal de 5 pozos. (Ref. 8).

En esta ecuación, Q_s es el volumen de solvente inyectado que irá a ocupar el espacio poroso conteniendo solvente a una saturación de $1 - S_{orm} - S_{wr}$. Si el solvente es soluble en la salmuera del yacimiento o con el aceite residual, el volumen real de solvente de inyección deberá ser mayor que Q_s para poder satisfacer los requerimientos de solubilidad.

Lo mismo ocurre cuando el solvente es soluble en agua, y será necesario hacer una corrección. Si toda esta información es disponible, la recuperación de aceite puede ser estimada con la siguiente ecuación:

$$N_p = V_p E_v (\bar{S}_o - \bar{S}_{orm}) \quad (V.4)$$

donde:

N_p = Recuperación acumulada desde el inicio de la inyección de solvente, bl a condiciones estándar.

\bar{S}_o y \bar{S}_{orm} = Saturación de aceite promedio al inicio de la inyección y saturación de aceite residual promedio, a condiciones de tanque, fracción.

E_v = Barrido volumétrico, fracción.

Cuando el barrido es dominado por la segregación gravitacional en forma de lengüeta sobre el aceite, las curvas de barrido deberán ser estimadas debido a que hay muy poca información disponible. La figura V.4 muestra el barrido volumétrico estimado para un patrón de 5 pozos cuando el desplazamiento es dominado por la segregación gravitacional en forma de una lengüeta en el régimen de flujo de la región II y cuando se desprecia el efecto de la dispersión transversal.

Con la ayuda de esta figura y con las ecuaciones V.3 y V.4 puede estimarse la recuperación de aceite vs. el volumen de solvente inyectado.

Como puede observarse, estos métodos son fáciles de aplicar. En la referencia 8, existen ejemplos para cada una de las diferentes formas de los desplazamientos con miscibles.

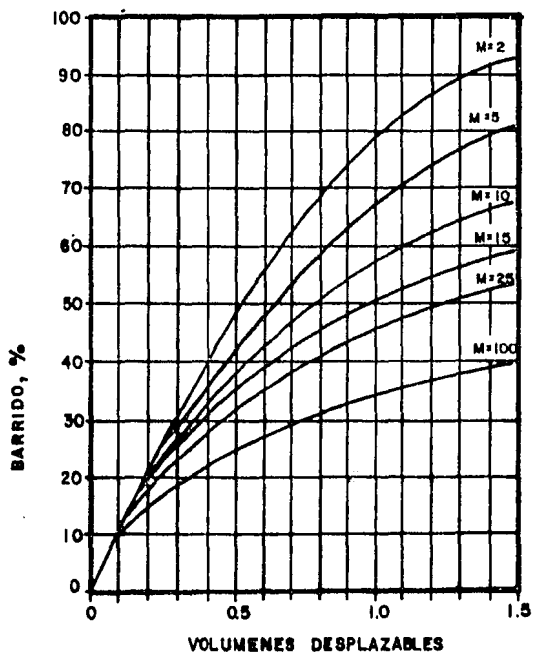


Fig. V.4 Barrido volumétrico en un patrón normal de 5 pozos. (Ref. 8)

CAPITULO VI

CASOS DE CAMPO

En diferentes publicaciones, existen numerosas aplicaciones de los diferentes procesos miscibles realizadas en muchas partes del mundo. Un resumen de las principales y un ejemplo de cada uno de estos procesos, -- aplicados con éxito en los Estados Unidos de Norteamérica, son analizados a continuación.

VI.1 PROYECTOS MISCIBLES AL PRIMER CONTACTO.

A la fecha, han sido más de 55 las pruebas de campo utilizando este método, la mayoría iniciadas en los años 50's y 60's, siendo en 1957, el año en donde 21 proyectos fueron iniciados. La mayoría de estas pruebas fueron pequeñas pruebas piloto con uno o pocos pozos de inyección e involucrando áreas de 12 a 2,500 acres (50,000 a 10'000,000 m²), siendo conducidos principalmente en areniscas.

La mayoría de los proyectos fueron aplicados a yacimientos esencialmente horizontales, aunque también hay varios desplazamientos gravitacionalmente estables a yacimientos con alto relieve estructural.

Las dimensiones del bache de solvente fueron principalmente del rango de 2 al 10% del volumen de hidrocarburos expresado en volumen poroso (VHEVP) y las densidades del aceite tuvieron rangos de 30 a 51° API, siendo las más características entre las 36 y 42° API (34).

La experiencia en pruebas de recuperación secundaria, ha mostrado que estos procesos podrán desplazar al aceite en yacimientos conteniendo una -

saturación de gas inicial. La respuesta se asemeja a un desplazamiento con agua, es decir, disminuye la relación gas-aceite e incrementa la -- producción cuando el banco de aceite alcanza al pozo productor.

En los primeros proyectos, el bache de LPG fue seguido por la inyección continua de un gas hidrocarburo seco. Más tarde, con el objeto de tratar de mejorar la relación de movilidades y para contrarrestar el efecto de los cambios en la permeabilidad, se inyectó agua en forma alterna con el gas.

En muchos proyectos aplicados en yacimientos horizontales, se presentó una surgencia rápida del solvente y del gas de empuje (gas hidrocarburo seco). En otros, el aceite, solvente y el gas de empuje surgieron en - intervalos de tiempo cortos. En algunos proyectos, una fracción sustancial de LPG, fue producida.

Los desplazamientos miscibles al primer contacto, en comparación con un desplazamiento con agua, se piensa que han tenido una recuperación de - aceite mayor (8 al 35%), sin embargo, hay muy poca información al res-- pecto (35).

Desplazamientos en yacimientos previamente desplazados con agua, dan -- una medida relativamente directa del incremento en la recuperación so-- bre este tipo de yacimientos. La tabla VI.I resume los resultados de - varias pruebas.

El tamaño de los baches en estos desplazamientos, fueron del rango de 4 al 12% del VHEVP y el incremento en la recuperación fue de 3.7 a 13.5 % del aceite original (en un proyecto, el incremento en la recuperación - se estimó ser del orden del 34%).

CAMPO	AÑO DE INICIO	TIPO DE PROYECTO	GRAVEDAD DEL ACEITE * API	VISCOSIDAD DEL ACEITE CP	RELACION DE VISCOSIDAD Uo/Ue	PROFUNDIDAD m	ESPESOR m	AREA m ²	TAMAÑO DEL BACHE % VHEVP	INCREMENTO DE RECUPERACION % ACEITE ORIG.
Unidad Burkett	1958	LPG-C-M	42		25.0	640	9.14	40,470	10.0	7.0
Johnson	1958	LPG-C	37	1.10	18.0	1,402	3.00	663,708	5.5	5 a 34*
South Ward	1959	LPG-C-M	35	4.00	40.0	731	9.75	40,470	7.5	11.5
Adena Ciar	1962	LPG-C	44	0.42	5.5	2,895	8.50		7.0	
Adena Hough	1963	LPG-C/W	44	0.42	6.5	1,676	8.50	323,760	12.5	
Hibberd Pool										
South Cuyama	1963	LPG-C-M	35	1.70	23.0	1,310	18.00	323,760	7.4	13.5
Unidad Phegly	1964	LPG-C/W	37	3.00	30.0	1,493	2.43	3176,895	4.0	3.7

* ESTIMADA A PARTIR DE ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION.

Tabla VI.1 Pruebas de desplazamiento miscible al primer contacto, en proyectos de recuperación terciaria. (Ref. 35).

Aunque la información de la producción del LPG y de la recuperación no siempre fue disponible, las relaciones de aceite recuperado por cada barril neto de LPG inyectado, fue del orden de 1 a 2 bl@c.s./bl@c.y. para las pruebas donde esta información fue disponible.

Todas las pruebas de recuperación terciaria reportadas en la tabla - - VI.I , excepto en la unidad Phegly, fueron pequeñas pruebas piloto involucrando pocos pozos inyectoros. Debido a que la unidad Phegly tiene una área de 790 acres ($3.2 \times 10^6 \text{ m}^2$) con 11 pozos productores, resulta de gran utilidad.

La respuesta a la surgencia del solvente y del gas seco fue generalmente similar a la encontrada en procesos de recuperación secundaria. Es importante señalar que, aunque muchas pruebas utilizando este proceso han sido terminadas, pocas son las que han sido publicadas. Un ejemplo de estas pruebas es el siguiente:

CAMPO JHONSON

La Marathon Oil Co., llevó a cabo un desplazamiento utilizando LPG en un proyecto de recuperación terciaria en la arena Muddy J. de este campo localizado en el estado de Nebraska, E.U.A. Las características -- del yacimiento y del aceite, pueden verse en la tabla VI.I. Otras propiedades son: Porosidad y Permeabilidad promedio de 23% y 220 md, respectivamente.

Un bache de propano equivalente al 5.5% del VHEVP fue inyectado a través de un solo pozo, en el año de 1958, sobre una área de 164 acres -- ($663,708 \text{ m}^2$), la presión del yacimiento fue mantenida parcialmente por la entrada de agua. Al inicio del desplazamiento miscible, la recuperación ha alcanzado un 31% del aceite original y el promedio de corte de agua fue del 67%.

El gas seco siguiendo al bache de propano y la prematura surgencia de ambos, fue atribuida a la amplia variación en la permeabilidad. Para controlar la producción de gas, el agua fue inyectada primeramente en forma de bache, y en seguida en forma simultánea con el gas de inyección.

La recuperación final, para el total del campo, fue casi del 64% del aceite original. La recuperación estimada para un empuje de agua fue del 45%. No todo el campo fue afectado por el desplazamiento miscible, sin embargo, el incremento en la recuperación del área afectada por el desplazamiento, fue estimada del 34% del aceite original.

VI.2 PROYECTOS DE EMPUJE DE GAS CONDENSADO.

Existen por lo menos 19 proyectos de gas condensado, algunos iniciados a mediados de los años 50's, pero la mayoría durante los 60's y principios de los 70's (35).

En comparación con los procesos miscibles al primer contacto, la extensión de estas pruebas fueron mayores. Algunos ejemplos de estos desplazamientos en yacimientos horizontales son: el campo Seeligson con 865 acres ($3.5 \times 10^6 \text{ m}^2$) y el campo Lilliedoll con 642 acres ($2.6 \times 10^6 \text{ m}^2$) llevados a cabo en areniscas y el campo Ante Creek con 5,930 acres ($24 \times 10^6 \text{ m}^2$). Otros desplazamientos en rocas carbonatadas son: El South Swan -- Hills con una área de 840 acres ($3.4 \times 10^6 \text{ m}^2$) y la unidad Levelland con una superficie de 1,186 acres ($4.8 \times 10^6 \text{ m}^2$).

La mayoría de los desplazamientos de este tipo de proceso, han sido proyectos de recuperación secundaria, con densidades de los aceites entre 30 y 50° API y las viscosidades menores a los 2 cp. Los tamaños de los baches variaron entre el 2% a mayores del 50% del VHEVP.

La respuesta en este tipo de desplazamientos es similar al observado en los miscibles al primer contacto. En los proyectos de recuperación secun

daria, la relación gas-aceite disminuyó conforme el banco de aceite llegó a los pozos productores y más tarde, se incrementó conforme el solvente y el gas de empuje surgieron. De las pocas pruebas de recuperación terciaria, se mostró que este proceso puede desplazar al aceite residual del desplazamiento con agua.

En desplazamientos horizontales, generalmente se observó un rápido surgimiento, la producción de gas después de la surgencia fue moderada en algunos proyectos debido a la inyección alterna de gas enriquecido y agua.

El incremento en la recuperación de aceite (observada y estimada) por medio de este desplazamiento, ha tenido un amplio rango. Comparándolos con un desplazamiento con agua en yacimientos similares, en el campo -- Seeligson se espera recuperar de un 5 a un 10% del aceite original con un bache del 52% del VHEVP en un proyecto de recuperación secundaria, -- mientras que en el South Swan Hills y en la unidad Levelland, también en un proceso secundario, las recuperaciones se estiman del 20 y 27% del -- aceite original con baches del 15% del VHEVP.

ARRECIFE INTISAR D.

Este proyecto desarrollado en Libia es una aplicación interesante de este tipo de proceso a un yacimiento con gran relieve. El yacimiento originalmente contenía cerca de 1,800 millones de barriles de aceite en una superficie aproximadamente circular de 15,744 pies de diámetro exterior.

La roca del yacimiento estaba compuesta por calcarenita porosa con algo de calcilita y biomicrita de baja porosidad. La formación tiene un espesor de 890 pies y presenta una buena permeabilidad vertical (información en núcleos presentan valores de 4 a 500 md.). La profundidad de la cima de la formación es de 8,947 pies. La densidad del aceite es de -- 40° API con una viscosidad del 0.46 cp. La relación de viscosidades -- aceite-gas es cerca de 20. Con un punto de burbuja de 2,226.85 Lb/pg² -- el aceite fue altamente bajosaturado a la presión inicial del yacimiento

de 4,263 Lb/pg².

La Occidental Petroleum Corp. inyectó agua en el fondo del yacimiento a través de 15 pozos en 1968, seguida por una inyección continua de gas rico en la parte superior de la estructura a una presión mayor a la de miscibilidad (4005.7 Lb/Pg²), a través de 7 pozos en el año de 1969.

Hubo únicamente un surgimiento de gas después de la inyección de - - - 386,000 millones de pies cúbicos de gas rico y la relación gas-aceite se incrementó gradualmente durante la vida del proyecto. El gasto de inyección varió entre 300 y 400 millones de pies³/día hasta 600 millones de - pies³/día en 1979.

Con respecto a la producción de aceite, generalmente ha sido del orden - de 100,000 a 200,000 bl/día.

Con el uso de registros neutron se mostró que una saturación de aceite - fue dejada detrás del frente de avance y que fue disminuyendo lentamente con el tiempo.

Para marzo de 1981, la recuperación final alcanzó un 56% del aceite original y la predicción utilizando simuladores numéricos indican que la recuperación final podrá alcanzar el 67.5%.

VI.3 PROYECTOS DE EMPUJE DE GAS VAPORIZADO.

Existen al menos 11 proyectos reportados en la literatura usando este -- proceso. Siendo la mayoría desplazamientos a gran escala, 8 de ellos -- en más de 2,965 acres ($12 \times 10^6 \text{ m}^2$) y otros de 22,610 acres ($91.5 \times 10^6 \text{ m}^2$) como los del campo Fairway en el este de Texas. Varios de esos proyectos han sido operados por largos periodos de tiempo. Seis de ellos - con 10 años de aplicación, tres más con 14 años y el Bloque 31, con 29 - años de operación.

Todos los desplazamientos reportados han sido proyectos de recuperación secundaria, con una densidad de los aceites mayores a los 40° - API y la mayoría han sido considerados satisfactorios.

Las recuperaciones utilizando estos procesos son altas en varios de ellos, como ocurre en el Bloque 31 y en los campos Raleigh y Fairway con recuperaciones mayores al 50% del aceite original. Asimismo, se esperan recuperaciones del mismo orden en otros tres campos.

Los proyectos considerados como satisfactorios se llevaron a cabo en yacimientos altamente estratificados de carbonatos y areniscas, así como en yacimientos menos heterogéneos.

Como se analizó en el capítulo IV, una diferencia muy importante entre los procesos por empuje de gas vaporizado con los de empuje de gas condensado y los miscibles al primer contacto es que la inyección del solvente es en forma continua, lo que representa quizá, la principal razón del relativo éxito de este proceso, ya que la miscibilidad no se pierde, como ocurre en muchas ocasiones cuando se utilizan pequeños baches, a menos que la presión caiga abajo de la mínima presión de miscibilidad.

Otra característica importante en estos procesos, es que la relación de viscosidades aceite-gas de empuje es en promedio más favorable -- que en cualquiera de los otros procesos miscibles, debido a que se requieren aceites de alta densidad API.

Con el fin de mejorar la relación de movilidades, se inyectó agua en forma alternada en, por lo menos, 4 campos considerándolo como un -- efecto benéfico en tres de ellos.

BLOQUE 31

El Bloque 31 es el primer desplazamiento miscible, a gran escala, --

utilizando gas a alta presión. Este campo, localizado en Texas, E.U.A., ha producido el doble de aceite de lo originalmente estimado por recuperación primaria y actualmente se encuentra en operación.

El proyecto fue iniciado en 1952 con una eficiencia de recuperación estimada de 60%. Los pozos de relleno han ayudado a aumentar la producción de aceite a 16,000 bl/día, la más alta desde que se inició la inyección de gas en 1949.

Este campo fue descubierto en 1945 por la Atlantic Richfield y originalmente se reinyectó el gas producido dentro del yacimiento en 1949 para mantener la presión. Varios estudios encontraron que la recuperación de aceite podría mejorarse sustancialmente por medio de un desplazamiento miscible a través de la inyección de gas a alta presión. Un desplazamiento con agua resultó impráctico debido a la baja permeabilidad de la formación.

El proyecto miscible se inició en 1952, incluye 86 pozos productores y 24 pozos inyectoros. La inyección de gas es basada sobre 320 acres -- ($1.3 \times 10^6 \text{ m}^2$), con un patrón de 9 pozos, en una formación del Devónico medio. Esta formación es una caliza cristalina, con una porosidad promedio del 15% y una permeabilidad promedio de 1 md. El espesor es de 1,000 pies a una profundidad de 8,500 pies. La superficie es de 7,840-acres ($31.7 \times 10^6 \text{ m}^2$) y el yacimiento originalmente contenía cerca de 250 millones de barriles de aceite a condiciones estándar con una densidad de 46° API y una viscosidad de 0.2 cp a la temperatura del yacimiento (140°F). La relación de movilidad gas-aceite resultó ser de 10.

En el Bloque 31 se tomó la decisión de usar gas de combustión para limitar la compra de gas hidrocarburo, además de que la presión de miscibilidad prácticamente era la misma con los dos gases.

El gas de combustión es generado quemando gas natural. El gasto de inyección para 1981 era de 135 millones de pies³/día, de los cuales 54 --

millones fueron gas de combustión.

Este proyecto ha sido altamente exitoso (36, 8). La recuperación final se espera que sea mayor al 60% del aceite original. Para el año 1981, la recuperación ya excedía el 46%.

En algunas ocasiones, la surgencia del gas fue prematura, pero en -- otras fue como se esperaba. La relación gas-aceite no se elevó rápidamente después de la surgencia.

Los problemas de producción han sido mínimos, aunque se han taponado -- los pozos por exceso de sulfuro de hierro y sulfuro en estado libre.

El gasto de producción es de 15,000 bl/día y ha sido mantenido desde -- 1955, aunque pozos de relleno han sido necesarios para mantener este -- gasto.

Actualmente se considera un desplazamiento sobre 80 acres (3.2×10^5 -- m^2), con un patrón de 5 pozos para barrer las áreas que no han sido -- barridas.

YACIMIENTO PAINTER

La Chevron U.S.A., Inc., está llevando a cabo un proyecto de recuperación terciaria utilizando nitrógeno en el yacimiento Painter del campo Uinta County en Wyoming, E.U.A., descubierto en 1977, del cual se espera que se incremente la recuperación de aceite y condensado en un 68% del aceite original (168 millones de barriles), lo que equivale a 113 millones de barriles de líquidos.

Este yacimiento ha producido, desde su descubrimiento hasta 1981, cerca de 7 millones de barriles de aceite con una densidad de 46° API, -- 31×10^9 pies³ de gas y 1 millón de barriles de agua de una sección --

de 1,000 pies de espesor en una trampa de alto relieve estructural que está formada por areniscas del Jurásico. Otras características del yacimiento pueden verse en la tabla VI.2.

Porosidad	12.3	%
Permeabilidad	7.1	md
Saturación de Agua Inicial	32.4	%
Relación de Solubilidad a la Presión Inicial	2,451	pie ³ /bl
Factor de Volumen Inicial de Aceite	2.242	
Factor de Volumen Inicial de Gas	0.672	
Presión Inicial	4,176	Lb/Pg ²
Temperatura en el contacto gas-aceite	164	°F

Tabla VI.2 Características del yacimiento Painter. (Ref. 37)

Se llevaron a cabo pruebas en el laboratorio utilizando gas del casquete y aceite del yacimiento encontrando que, el 99% del condensado fue recuperado en la prueba gas del casquete-nitrógeno a una presión de - - 4,180 Lb/Pg² y 174°F y que cerca del 91% del aceite original era recuperado en la prueba de desplazamiento aceite-nitrógeno a 4,280 Lb/Pg² y - 174°F. Otras pruebas indicaron que los fluidos eran miscibles a presiones mayores de los 4,500 Lb/Pg².

A diferencia de otros desplazamientos utilizando nitrógeno, el yacimiento Painter requirió de una presión superficial de 4,800 Lb/Pg² para alcanzar la miscibilidad entre el nitrógeno y el aceite debido al gran espesor del casquete de gas, el cual contiene una gran cantidad de condensados, además de que el aceite es altamente volátil.

Las recuperaciones por medio de otros procesos fue estudiada (tabla - - VI.3). Basados en esos estudios, se decidió el uso de nitrógeno para - desplazar el aceite en forma miscible.

	RECUPERACION FINAL (MILLONES BARRILES)	FACTOR DE RECUPERACION (% DEL ACEITE ORIGINAL)
Agotamiento Primario	45	27
Inyección de Agua con Inyección al Casquete	88	53
Desplazamiento Miscible con Nitrógeno y con In- yección de Agua al Acuíf- fero.	113	68
Desplazamiento Miscible con Nitrógeno y sin In- yección de Agua al Acuíf- fero	97	59

Tabla VI.3 Comparación de los procesos para el yacimiento Painter.
(Ref. 37)

Inicialmente se inyectó 12 millones de pies cúbicos de nitrógeno por día. Actualmente cerca de 15 millones de pies cúbicos están siendo inyectados.

El comportamiento anticipado del desplazamiento con nitrógeno se muestra en la figura VI.1.

La parte superior representa al casquete de gas, la achurada al aceite, - la inferior al agua y la sección punteada representa al nitrógeno.

A las condiciones iniciales, el yacimiento estaba comprendido por un casquete de gas de 750 pies de espesor, 330 pies de la columna de aceite y - un acuífero (Fig. A). Después de 10 años de inyectar nitrógeno en el -- casquete y agua en el acuífero, el nitrógeno se ha mezclado con los fluidos del casquete y los fluidos del casquete con el aceite (Fig. B). Después de 60 años de producción, la mayoría del aceite ha sido producido, - el nitrógeno ocupa la mayoría del área ocupada anteriormente por el cas-

quete y la mayor parte del aceite no producido ha sido barrido hacia el centro de la zona de aceite (Fig. C)

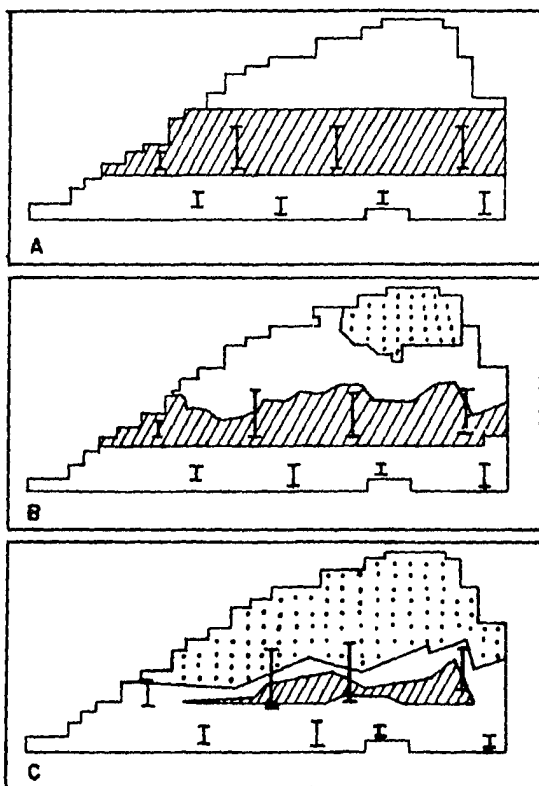


Fig. VI.1 Desarrollo anticipado del programa de inyección de nitrógeno - al yacimiento Painter. (Ref. 37)

VI.4 PROYECTOS MISCIBLES CON CO_2 .

Al menos 36 pruebas de campo utilizando este proceso se han llevado a cabo en los E.U.A. de los cuales, 28 se encuentran todavía en operación. La

mayoría de éstas pruebas fueron a pequeña escala menores a 98.8 acres (400,000 m²), aunque tres de ellas fueron suficientemente grandes que se consideraron desplazamientos de dimensiones comerciales, iniciadas en los años 70's y 80's y principalmente aplicadas como procesos de recuperación terciaria, a excepción de 2 de los grandes desplazamientos que son predominantemente procesos secundarios: SACROC 32,864 -- acres (133 x 10⁶ m²) y CROSSETT 1,705 acres (6.9 x 10⁶ m²).

En 5 proyectos, el CO₂ fue inyectado en forma continua o en baches -- muy grandes. En otros, el tamaño de los baches fue moderado ya que no se intentaba alcanzar la miscibilidad en el extremo posterior del bache y, en lugar de eso, el CO₂ era desplazado inmisciblemente con agua.

La mayoría de los desplazamientos han sido en yacimientos horizontales con bajo relieve, en formaciones de areniscas y carbonatos, con aceites de 30 a 50° API de densidad y viscosidades menores a 2 cp.

La mayoría de estas pruebas han tenido rápidos surgimientos de CO₂, normalmente después de la inyección de 0.05 a 0.02 del VHEVP. Con base en esto, se han adoptado ciertas medidas, tales como: La inyección alterna de agua y reducción en la presión de inyección. Sin embargo, una producción de CO₂ anticipada deberá ser esperada para que se disponga de las instalaciones adecuadas para el manejo y reinyección del CO₂ producido. En algunas ocasiones, también será necesario contar con instalaciones para extraer el CO₂ del flujo de gas total producido.

La tabla VI.4 muestra el incremento en la recuperación de aceite y -- las relaciones CO₂/aceite totales para ciertas pruebas.

El incremento en la recuperación tuvo un rango de 3.5% a un 18% del aceite original y las relaciones CO₂/aceite totales están entre 5 y -- 26 mil pie³/bl a condiciones estándar.

Proyecto	TAMAÑO DE BACHE	SURGENCIA	INCREMENTO DE RECUPERACION	RELACION BRUTA CO ₂ /ACEITE
	% VHEVP	% VHEVP	% ACEITE ORIG.	Mpc/bl
SACROC				
Desplazamiento Principal				
Fases I y II.	12 a 15	2 a 5	7*	6 a 7*
SACROC				
Terciaria	10 a 18	5	3.5	15 a 20
Willard-Wasson	20	10*	8 a 12*	5 a 7*
Slaughter Estate	26	10 a 15	18+	5-
Twofreds	25+	5	3+	26
Little Creek	160	15	18	24
Levelland 730	50+	15 a 20	6+	29-

* Calculado con simuladores de desplazamiento miscible utilizando datos de prueba.

+ Incrementando.

- Disminuyendo.

Tabla VI.4 Resultados de pruebas de desplazamiento utilizando CO₂.
(Ref. 35)

La prueba llevada a cabo en Slaughter Estate ha sido la de mejor comportamiento, la recuperación final para un bache de 26% del VHEVP es de -- 18% del aceite original y tiende a incrementarse. Además, la relación-CO₂/ aceite total es de 5 mil pie³/bl y tiende a disminuir. Por otro lado, en la prueba SACROC la recuperación terciaria fue de 3.5% del -- aceite original con un bache de 10 a 18% del VHEVP y una relación de 15 a 20 mil pie³/bl.

El desplazamiento principal en la unidad SACROC ha sido la mayor prueba de campo, ésta fue un desplazamiento de recuperación secundaria y la re

cuperación final, por medio de simuladores, se estimó de 7% del aceite original para baches de 12 y 15% del VHEVP.

Los problemas operacionales han sido mayores que en los desplazamientos con agua, tales como la corrosión, grietas e incrustaciones en los equipos, además de la precipitación de hidrocarburos pesados.

CAMPO KELLY-SNYDER UNIDAD SACROC.

En este campo, localizado en Texas, E.U.A., se llevó a cabo la mayor prueba de desplazamiento con CO₂ en la unidad SACROC. Más de 33,000 acres (133.5 x 10⁶ m²) de 50,000 acres (202.3 x 10⁶ m²), conteniendo 2.1 billones de barriles están siendo desplazados con CO₂ y el resto con agua. La información básica del yacimiento se muestra en la tabla VI.5

CARACTERISTICAS FISICAS DEL YACIMIENTO

Formación	Caliza
Estructura	Anticlinal
Profundidad, pies	6,700
Contacto Agua-Aceite, pies	- 4,500
Espesor Promedio, pies	268

PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

Presión Inicial del Yacimiento @ -4,300 pies, Lb/Pg ²	3,122
Temperatura del Yacimiento @ -4,300 pies, °F	130
Densidad del Aceite, ° API	41
Presión al Punto de Burbuja, Lb/Pg ²	1,850
Relación Gas-Aceite, pie ³ /bl	1,000
Factor de Volumen del Aceite, bl/bl	1.5
Viscosidad del aceite @ Pb, cp	0.35

Porosidad Promedio, %	3.93
Permeabilidad Promedio, md	19.4
Saturación de Agua Inicial Promedio, %	21.9
Relación de Movilidad Agua-Aceite	0.3
Relación de Movilidad CO ₂ -Aceite	8.0

Tabla VI.5 Información del Yacimiento Kelly-Snyder.

Debido al limitado suministro de CO₂, la superficie fue dividida en 3 secciones de aproximadamente igual volumen hidrocarburo.

Las inyecciones iniciaron en 1972, 1973 y 1976 para las secciones I, II y III.

El bache inicial era de 20% del VHEVP pero se ha reducido por razones económicas.

El agua ha sido inyectada antes del CO₂ para elevar la presión del yacimiento a la presión de miscibilidad. Después, el CO₂ y el agua fueron inyectados en forma alternada, hasta que el volumen deseado de --CO₂ fue inyectado. Debido a que el agua se inyectó en forma continua la relación agua-CO₂ inyectada ha variado entre 1 y 3, mientras que - el tamaño del bache ha sido de 12 a 15% del VHEVP.

A finales de 1977, el volumen total de CO₂ inyectado en las 3 secciones era 344,000 millones de pies³.

Instalaciones adecuadas para la extracción y reinyección fueron necesarias debido a su surgimiento prematuro. Para mantener un control - del CO₂ producido, fue necesario incrementar la relación agua-CO₂.

Una planta tratadora de gas natural es la fuente de suministro de CO₂, el cual es entregado a través de un sistema de tuberías a una presión supercrítica (2,400 Lb/Pg²). Los gastos de inyección han estado en-

tre 150 y 200 millones de pies³/día.

El incremento en la recuperación de aceite en este yacimiento carbonatado es mayor comparado con un desplazamiento con agua.

Un análisis del comportamiento del desplazamiento muestra que el incremento en la recuperación será de 88 millones de barriles, lo que equivale a un 6.7% del aceite original. Los problemas operacionales causados por el manejo de CO₂: Corrosión e incrustaciones, han sido muy serios, sin embargo, han podido ser resueltos satisfactoriamente. Económicamente, este proyecto es considerado como un éxito.

CONCLUSIONES

- Los desplazamientos Miscibles surgieron debido al interés de aumentar la recuperación de aceite que se deja en el yacimiento por medio de un desplazamiento con agua.
- Un aspecto muy importante consiste en la determinación de la cantidad adicional de aceite que se espera obtener con este tipo de procesos en comparación con otros y si es económicamente conveniente.
- Los factores que más afectan al desplazamiento con bache miscible son:
 - Relación de movilidades adversas, entre el fluido desplazante y el desplazado.
 - La digitación.
 - Distribución del bache.
 - Tamaño del bache (siendo su determinación, un problema en estos procesos).
- Algunos fluidos de inyección, tales como los gases licuables del petróleo (LPG), se mezclan en forma directa con el aceite del yacimiento en cualquier proporción y sus mezclas quedan en una sola fase. A estos procesos se les llama Miscibles al Primer Contacto.
- El uso de LPG como solvente puro, depende de los altos precios en el mercado de estos componentes, de aquí que sea una mezcla en diferentes concentraciones. Además, han hecho que estos solventes se inyecten en forma de baches desplazados por un gas más económico o con agua, lo que ha dado resultados similares a la inyección en forma continua.

- Los desplazamientos miscibles presentan alta eficiencia de desplazamiento, pero baja eficiencia de barrido.
- Una de las maneras de incrementar la eficiencia de barrido en un proceso con bache miscible es disminuyendo la movilidad atrás del frente de desplazamiento.
- Existen fluidos que no son miscibles al primer contacto, sino que, por medio de una transferencia de masa in-situ, alcanzan la miscibilidad después de varios contactos y son llamados Miscibles por Contacto Múltiple, los cuales se dividen en:
 - a) Inyección de gas a alta presión (gas natural, N_2 , CO_2 , gases de combustión), en donde la transferencia de hidrocarburos de peso molecular intermedio es del aceite del yacimiento al gas inyectado y,
 - b) Desplazamientos con gas enriquecido (gases con alto contenido de hidrocarburos licuables), en donde la transferencia es del gas al aceite.
- Debido a los altos costos y a la disponibilidad limitada del gas natural, se ha visto la necesidad de utilizar un sustituto. El gas inerte es el que ha recibido mayor atención.
- Cuando se tienen aceites pesados, el gas de combustión es económicamente atractivo y muy efectivo, ya que disminuyen la viscosidad. Sin embargo, presenta problemas de corrosión.
- Los principales problemas que presenta el implantar un sistema -- con CO_2 , son: La disponibilidad de una fuente adecuada a un costo razonable, ya que se requerirá de cantidades suficientes por bastante tiempo y, la corrosión que, aunque existen varios métodos para prevenirla, incrementarán grandemente los costos.

- El CO_2 es más compresible que el N_2 , por lo que afectará la cantidad requerida de este gas para proporcionar el mismo volumen de N_2 puro a condiciones de yacimiento.
- La facilidad en conseguir el suministro necesario del gas de inyección será un factor determinante en la decisión de aplicar o no el proceso.
- Un problema del Ingeniero encargado del diseño, es la determinación de las condiciones de miscibilidad. La presión necesaria para alcanzar la miscibilidad, para cualquiera de los procesos analizados, dependerá principalmente de:
 - La composición del aceite del yacimiento.
 - Las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el yacimiento.
- Existen correlaciones para obtener la MPM para la mayoría de los procesos, pero deberán utilizarse únicamente para diseños preliminares.
- Para gases hidrocarburos secos, la presión de miscibilidad que se requiere será menor que en el caso que se utilizan los gases no hidrocarburos. En los procesos de gas enriquecido, esta presión puede elevarse o disminuirse variando el enriquecimiento -- del gas.
- Con respecto al diseño de un proceso miscible, no se cuenta en la actualidad, con un método o un modelo generalizado que considere todos los factores involucrados. No obstante, se requiere mayor grado de exactitud en la descripción del proceso que cuando se hace un desplazamiento con agua.

■ Existen métodos para predecir el comportamiento de un desplazamiento miscible como son:

- Modelos en conductos de flujo.
- Modelos de elementos finitos.
- Modelos físicos a escala.
- Métodos de escritorio.

Los cuales presentan ciertas ventajas y desventajas entre ellos. Son útiles bajo ciertas condiciones y sobre todo, la conjunción de las experiencias obtenidas con cada uno de ellos, son vitales para elaborar el más sofisticado simulador matemático, que pretende ser el método que mejores resultados obtenga.

■ Aunque muchas pruebas utilizando estos procesos han sido terminadas, pocas son las que se han publicado y en todas, los incrementos en la recuperación, han sido mayores comparadas con las de un desplazamiento con agua.

■ Parece ser que los proyectos por empuje de gas vaporizado han sido más satisfactorios que los otros procesos. La principal razón del relativo éxito de éstos, es que la inyección del solvente es en forma continua con lo que, la miscibilidad no se pierde, a menos de que la presión caiga abajo de la MPM. Además, la relación de viscosidades aceite-gas de empuje es, en promedio, más favorable, ya que se requieren aceites de alta densidad API para la aplicación de este proceso.

■ Al elaborar un proyecto de desplazamiento miscible, es deseable contar con un respaldo consistente en pruebas de desplazamiento en laboratorio, análisis composicional, cálculo del comportamiento de fases en celdas P.V.T. y resultados de un modelo matemático apropiado.

- Aunque los procesos miscibles resultan muy ventajoso y técnicamente atractivos, los precios actuales de los hidrocarburos los pueden hacer económicamente incosteables. Además, en general, son pocos los yacimientos candidatos para la aplicación de este tipo de procesos debido a las características que deben reunir el aceite del yacimiento.

· B I B L I O G R A F I A

1. VAN POLLEN, H.K.
Fundamentals of Enhanced Oil Recovery
Pennwell Book. T. 1980.
2. JABER, J.J. Y MARTIN, F.D.
Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil.
SPE 12069, 1983.
3. AMIX, BASS Y WHITING
Petroleum Reservoir Engineering.
Mc. Graw-Hill, 1960.
4. CHAGOYA MENESES, ELIAS.
La Saturación de Aceite y su Relación con Procesos para Mejorar
la Recuperación en Yacimientos Petrolíferos.
Curso dado en Poza Rica, Junio 1984.
5. BENHAM, A.L., DOWDEN, W.E. Y KUNZMAN, W.J.
Miscible Fluid Displacement - Prediction of Miscibility.
J.P.T., Octubre 1960. p. 229-237.
6. D. PARKER, JERALD.
Basics of Surface Tension.
Fluid Mechanics - Part 4. 1967.
7. BRIGHAM, WILLIAM E.
Miscible Displacement.
Secondary Recovery Course. Mid-Continent Section
AIME
8. STALKUP, FRED I.
Miscible Displacement.
Arco, Oil and Gas Co., 1983.
9. MILLER, FRANK
Oil Recovery Processes
Excerpt from an Unpublished Report.

10. NATURAL GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION.
Engineering Data Book, 1957.
11. COHEN, G.S. Y SHIRER, J.A.
Prediction of Conditions Necessary for Multiple-Contact Miscibility.
SPE 12111, 1983.
12. HABERMANN, B.
The efficiency of Miscible Displacement as a Function of Mobility Ratio.
Petroleum Transactions,
AIME, vol. 219, 1960.
13. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.
Apuntes de Recuperación Secundaria
México.
14. ROYAL EUGENE COLLINS.
Flow of Fluids Through Porous Materials.
15. CAUDLE, B.H. Y DYES, A.B.
Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection.
Transactions, vol. 213, 1958, p. 281.
16. PERKINS, T.K. Y JOHNSTON, O.C.
A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media.
SPEJ, 1963.
17. BLACKWELL, R.J., TERRY, W.M., RAYNE, J.R. Y LINDLEY, D.C.
Recovery of Oil by Displacements with Water-Solvent Mictures.
SPE, Reprint Series, Miscible Processes, N° 8, 1959.
18. HERBECK, E.F., HEINTZ, R.C. Y HASTINGS, J.R.
Fundamentals of Terciary Oil Recovery, 1977.
19. ARNOLD, C.W., STONE, H.L. Y LUFFEL, D.L.
Displacement of Oil by Rich-Gas Banks.
SPEJ, 1960, p. 115-122.

20. CATLIN, CARL Y SLOBOD, R.L.
The Alcohol Slug Process for Increasing Oil Recovery.
Petroleum Transactions, AIME
Vol. 219, 1960, p. 46.

21. SLOBOD, R.L. Y KOCK, H.A.
High-Pressure gas Injection-Mechanism of Recovery Increase.
Orilling and Proc. Practice, API, 1953.

22. GARCIA GOMEZ, F. JAVIER
Uso de Gases Inertes y Métodos para Generarlos en Procesos
de Recuperación Mejorada de Yacimientos de Aceite Volátil
y Gas y Condensado.
IMP, Proyecto D-2602, Agosto 1982.

23. WILSON, KEITH.
Enhanced-Recovery Inert Gas Processes Compared.
The Oil and Gas Journal, Julio 1978, p. 162.

24. LUJAN SALAZAR, RUBEN.
Aplicación del Nitrógeno en Procesos de Recuperación Mejorada.
Tesis UNAM, 1983.

25. RODRIGUEZ NIETO, RAFAEL Y RIVERA, R.J.
Desplazamiento con Fluidos Miscibles: Una Respuesta Idonea
para Incrementar la Recuperación de Hidrocarburos
Revista del IMP, Enero 1976.

26. MUNGAM, NECMETTIN.
Carbon Dioxide Flooding, Fundamentals.
The Journal of Canadian Petroleum, 1981.

27. RIVERA, R.J. Y RODRIGUEZ NIETO, R.
CO₂: El Proceso de Recuperación Mejorada más Adecuada para
Aumentar la Recuperación de Petróleo en México
Revista del IMP, 1977.

28. HOLM, L.W. Y JOSENDAL, V.A.
Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide.
Journal of Petroleum Technology, Diciembre 1974.

29. MUNGAM, N.
Carbon Dioxide Flooding
Improved Oil Recovery, Capítulo IV, 1983.
30. McREE BOYA, C.
CO₂: How it Works, Where it Works
Petroleum Engineer, November 1977, p. 52.
31. M. RUMP, W., N. SHAH, M. Y E. COVER, A.
Cost and Availability of Carbon Dioxide for Enhanced
Oil Recovery.
Pullman Kellogg, Co. Houston, Texas, 1978.
32. N. SHAH, M. Y E. COVER, A.
Source and Delivery of Carbon Dioxide for Enhanced Oil
Recovery.
Pullman Kellogg, Co. Houston, Texas, 1978.
33. W. DE BERRY, DAVID. Y SHELTON CLARK, WM.
Survey and Analysis of Corrosion Problems Caused by CO₂
Injection for Enhanced Oil Recovery.
Sumx Corporation, Austin Texas
34. CRAIG, F.F.
A current Apraisal of Field Miscible Slug Projects
J.P.T. Mayo 1970, p. 529
35. STALKUP, FRED I.
Status of Miscible Displacement.
J.P.T. Abril 1983 p. 815.
36. HARDY, H. JAY Y ROBERSTON, NELSON.
Miscible Displacement by High-Pressure Gas At Block 31.
Petroleum Engineer, November, 1975, p. 24
37. N₂ PROJECT WILL RECOVER 68% OF HIDROCARBONS IN PLACE.
World Oil, Noviembre 1981, p.217.