



01174

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

RECUPERACION MEJORADA EN
YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

P R E S E N T A

ING. CARLOS MARIO CABRA GARDUZA

DIRECTOR: DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ

ING. FABIAN LOPEZ CAMBRON

280319

MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PASSIONATION

DISCONTINUA.

DEDICATORIAS

Deseo dedicar este trabajo a algunas personas que han influido positivamente en mi vida:

A mi esposa July y a mis hijos: Karla Melissa y Carlos Jair

Gracias por estar a mi lado.....Los amo.

A mi padre Francisco (Q.E.P.D).....
pero especialmente a mi madre Esperanza quien falleció el pasado
21 de Septiembre.....

Gracias por haberme dado la vida y porque con su luz, amor y
sabiduría, guían siempre mi camino.

A mis hermanos: Beto, Magda, Tere y Quique.....
pero especialmente a Paco quien falleció el pasado 13 de Julio y
siempre se alegraba de mis logros

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer profundamente al Dr. Jesús Rivera Rodríguez catedrático de la DEPFI, su ayuda, orientación, consejos y paciencia, como director de este trabajo de tesis.

Asimismo un agradecimiento muy especial al Ing. Fabián López Cambrón de la División de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo, por su invaluable ayuda y por todo el tiempo que me dedicó desinteresadamente con sus conocimientos y experiencia en este tema y por haberme permitido el uso del simulador de comportamiento de fases Impevete.

Hago extensa mi gratitud a los Doctores: Fernando Samaniego Verduzco, Francisco García Hernández y Rodolfo Camacho Velázquez, por sus valiosas sugerencias y consejos durante la revisión de esta tesis.

Agradezco también a las autoridades del activo de producción de Pemex Exploración-Producción Samaria-Sitio Grande, M.I. Ismael Juan Camas y M.I. Antonio Villavicencio Pino y de la Subdirección de Desarrollo Profesional de PEP, por haberme dado las facilidades necesarias para concluir con este trabajo.

Finalmente, deseo agradecer a Petróleos Mexicanos Exploración y Producción empresa a la cual orgullosamente pertenezco, por haberme brindado la oportunidad y los recursos para realizar estos estudios de posgrado, y por el firme empeño que tiene cada día, de que sus profesionistas estén mejor preparados y así enfrentar con mayor decisión los retos del mañana.

RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Contenido	Página
Lista de Tablas.	I
Lista de Figuras.	III
Resumen.	VIII
1. Introducción.	1
2. Comportamiento de Yacimientos de Gas y Condensado.	4
2.1. Características del diagrama de fases Presión-Temperatura de una mezcla de hidrocarburos.	4
2.2. Características de los yacimientos de Gas y Condensado.	6
2.3. Rangos de composición.	8
2.4. Rangos de Presión y Temperatura.	10
2.5. Relación Gas-Líquido y contenido de líquidos.	10
2.6. Comportamiento de Fases.	11
2.6.1. Región de una fase.	12
2.6.2. Región de bifásica.	13
2.7. Yacimientos de Gas y Condensado del Mesozoico Chiapas-Tabasco.	16
2.8. Muestreo en pozos de Gas y Condensado.	17
3. Explotación Primaria de los Yacimientos de Gas y Condensado.	19
3.1. Agotamiento simulado de presión.	20

3.2.	<i>Recuperación Primaria.</i>	27
3.3.	<i>Ecuaciones de balance de materia.</i>	31
3.4.	<i>Variables que afectan la recuperación.</i>	32
3.4.1.	<i>Relación inicial Gas-Líquido de producción.</i>	32
3.4.2.	<i>Densidad específica inicial del líquido.</i>	34
3.4.3.	<i>Temperatura del yacimiento.</i>	35
4.	Inyección de Agua en Yacimientos de Gas y Condensado.	37
4.1.	<i>Parámetros involucrados en el proceso.</i>	38
4.1.1.	<i>Relación de Movilidades.</i>	38
4.1.2.	<i>Variación de la Permeabilidad.</i>	39
4.1.3.	<i>Efecto de la Mojabilidad de la roca</i>	39
4.2.	<i>Estudios Experimentales.</i>	41
4.3.	<i>Metodología de la Inyección de Agua.</i>	43
4.4.	<i>Inyección de Agua en Yacimientos Fracturados.</i>	46
4.5.	<i>Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG).</i>	49
5.	Inyección de Gas en Yacimientos de Gas y Condensado.	56
5.1.	<i>Inyección de Gas Seco.</i>	58
5.2.	<i>Inyección de Gases Inertes.</i>	59
5.3.	<i>Vaporización de líquido retrógrado.</i>	61
5.4.	<i>Experimentos de laboratorio.</i>	64
5.4.1.	<i>Comportamientos de Fases con Inyección de C₁, N₂ y CO₂.</i>	64
5.4.2.	<i>Pruebas de Desplazamiento con Gas.</i>	74
5.4.3.	<i>Efecto del tamaño de partícula, saturación de líquido, gasto de inyección y saturación de agua inmóvil, en la revaporización.</i>	79

5.5.	<i>Eficiencia y efectividad de la Inyección de Gas.</i>	84
5.5.1.	<i>Eficiencia del proceso de desplazamiento</i>	84
5.5.2.	<i>Eficiencia Areal de Barrido.</i>	84
5.5.3.	<i>Eficiencia de Patrón.</i>	84
5.5.4.	<i>Eficiencia de Invasión.</i>	85
5.5.5.	<i>Eficiencia de Desplazamiento.</i>	85
5.6.	<i>Distribución de la permeabilidad (heterogeneidad del yacimiento).</i>	86
5.7.	<i>Economía de la inyección de Gas.</i>	88
6.	<i>Modelo de Vaporización del Líquido Retrógrado.</i>	95
6.1.	<i>Descripción y planteamiento del Modelo.</i>	95
6.2.	<i>Proceso de Revaporización.</i>	96
6.3.	<i>Desarrollo del modelo presentado en este trabajo.</i>	102
6.3.1.	<i>Simulador IMPEVETE.</i>	102
6.3.2.	<i>Ecuación de estado de P-R, equilibrio y balance de masa.</i>	103
6.3.3.	<i>Subrutina de Vaporización.</i>	111
6.4.	<i>Validación del modelo.</i>	117
6.4.1.	<i>Procedimiento.</i>	119
6.4.2.	<i>Ajuste de la ecuación de estado de P-R.</i>	120
6.4.3.	<i>Reproducción de datos de laboratorio.</i>	121
7.	<i>Aplicación del Modelo de Vaporización al campo Muspac.</i>	125
7.1.	<i>Antecedentes del campo.</i>	125
7.2.	<i>Metodología de la aplicación del Modelo.</i>	129
7.2.1.	<i>Ajuste de la Ecuación de Estado de P-R (Caracterización del fluido).</i>	129
7.2.2.	<i>Separación Flash al máximo punto de condensación retrógrada.</i>	134
7.2.3.	<i>Número de Celdas PVT</i>	135

7.2.4.	<i>Volumen de Gas de Inyección.</i>	136
7.2.5.	<i>Factor de compresibilidad de los gases de Inyección.</i>	137
7.3.	<i>Discusión de Resultados.</i>	138
7.3.1.	<i>Comportamiento de Fases (Presión de Saturación).</i>	138
7.3.2.	<i>Proceso de Revaporización.</i>	140
7.3.3.	<i>Efecto de los diferentes gases en la recuperación de líquido.</i>	144
7.4.	<i>Miscibilidad del fluido del yacimiento con los gases de inyección.</i>	153
8.	Conclusiones.	158
 Bibliografía		163
Apéndice A	Subrutina principal del modelo de vaporización (VAPORI).	175
Apéndice B	Separación flash y agotamiento a volumen constante del fluido del campo Muspac, con el simulador Impevete.	185
Apéndice C	Correlación de Riazi-Daubert⁽⁶⁹⁾ y Edmister⁽²¹⁾ para la caracterización de la fracción pesada de una mezcla de hidrocarburos.	189
Apéndice D	Tarjeta de entrada de datos al simulador Impevete para la caracterización del fluido del campo Muspac.	190

LISTA DE TABLAS

No. Tabla		Página
2.1	Principales características de Yacimientos de Gas y Condensado, del Mesozoico Chiapas-Tabasco (Ref. 28).	16
3.1	Análisis de hidrocarburos de la corriente producida. Pozo Muspac 1 (Ref. 23).	22
3.2	Volumen de la fase líquida. Pozo Muspac 1(Ref. 23).	24
3.3	Recuperación acumulativa. 2 etapas de separación. Pozo Muspac 1 (Ref. 23).	26
5.1	Composición de los fluidos del yacimiento Painter (Ref. 54).	65
5.2	Composición del gas natural inyectado (Ref. 46).	67
5.3	Composición del fluido del yacimiento (Ref. 46).	70
5.4	Elevación del punto de rocío con la inyección de Gas Natural (Ref. 46).	71
5.5	Elevación del punto de rocío con la inyección de Nitrógeno (Ref. 46).	71
5.6	Datos básicos del desplazamiento (Ref. 46).	74
5.7	Resultados de los experimentos en tubos delgados (Ref. 54).	77
5.8	Propiedades básicas del yacimiento (Ref. 19).	90
5.9	Composición y propiedades del fluido del yacimiento (Ref. 19)	92
5.10	Recuperaciones para los diferentes fluidos y esquemas de explotación (Ref. 19).	93
6.1	Composición (fracción mol) de las mezclas en los experimentos PVT (Ref. 64).	118
6.2	Propiedades físicas de la mezcla (IMPEVETE).	120
6.3	Constantes binarias de los componentes de las mezclas (IMPEVETE).	121
6.4	Separación diferencial a volumen constante. Fluido 1 (IMPEVETE).	121

6.5	Separación diferencial a volumen constante. Fluido 3 (IMPEVETE).	122
6.6	Separación diferencial a volumen constante. Fluido 4 (IMPEVETE).	122
7.1	Datos básicos del yacimiento. Campo Muspac (Ref. 61).	125
7.2	Separación Flash a 143 kg/cm ² y 382 °K. Fluido del campo Muspac.	135
7.3	Volumen y moles de gases de inyección por ciclo.	137
7.4	Propiedades de los gases de inyección a 143 kg/cm ² y 382 °K.	137
7.5	Cambio de la presión de saturación con la inyección de diferentes gases. Campo Muspac.	139
7.6	Porcentaje mol y moles iniciales de componentes líquidos. Fluido del campo Muspac.	141
7.7	Resumen de los resultados de la vaporización de las diferentes fracciones del fluido del Campo Muspac, con los gases inyectados.	145
7.8	Porcentaje de moles iniciales vaporizadas con los diferentes gases inyectados. Campo Muspac.	146
7.9	Valores de presión mínima de miscibilidad de primer y múltiple contacto. Fluido del campo Muspac.	155

LISTA DE FIGURAS

No. Figura		Página
2.1	Diagrama de Fases Presión-Temperatura	5
2.2	Diagrama de fases para yacimiento de Gas y Condensado.	7
2.3	Diagrama de fases del fluido 1143 de Eilerts (Ref. 22).	12
2.4	Yacimientos de Gas y Condensado. Características de producción.	15
2.5	Yacimiento de Gas y Condensado. Características en el yacimiento.	15
3.1	Representación esquemática del Agotamiento a volumen constante, en yacimientos de Gas y Condensado (Ref. 1).	23
3.2	Factor de desviación (agotamiento a volumen constante). Pozo Muspac 1 (Ref. 23).	23
3.3	Condensación retrógrada durante el agotamiento. Pozo Muspac 1 (Ref. 23).	24
3.4	Variación de la recuperación al abandono, con la RGL inicial de producción (Ref. 32).	33
3.5	Variación de la recuperación acumulativa con la RGL inicial (Ref. 32).	34
3.6	Variación de la recuperación acumulativa de líquido con la densidad (Ref. 32).	36
3.7	Variación de la recuperación acumulada con la temperatura del yacimiento (Ref. 32).	36
4.1	Recuperaciones de gas y condensado en función del agua inyectada, para fluidos con diferentes relaciones Condensado-Gas, $k=30$ md. (Ref. 43).	44
4.2	Presión de abandono como función de la cantidad de agua inyectada, para fluidos con diferentes relación condensado-gas (RCG bl/MMPC), $k=30$ md. (Ref. 43).	45
4.3	Inyección Alternada de Agua y Gas (Refs. 33, 38)	51

4.4	Variación de la recuperación de hidrocarburos en función del volumen poroso inyectado, para diferentes relaciones de volúmenes inyectados Agua-Gas (Ref. 33).	53
5.1	Vaporización de componentes intermedios (Ref. 79).	63
5.2	Vaporización de la fracción pesada (Ref. 79).	63
5.3	Diagrama de presión, sistema Aceite-CO ₂ . Yacimiento Painter (Ref. 54).	66
5.4	Diagrama de presión, sistema Aceite-N ₂ . Yacimiento Painter. (Ref. 54).	66
5.5	Diagrama de presión, sistema Condensado-CO ₂ . Yacimiento Painter (Ref. 54).	68
5.6	Diagrama de presión, sistema Condensado-N ₂ . Yacimiento Painter (Ref. 54).	68
5.7	Diagrama presión-% volumen, sistema Condensado-N ₂ . Yacimiento Painter. (Ref. 54).	69
5.8	Vaporización de contacto múltiple con N ₂ . Yacimiento Painter. (Ref. 54).	69
5.9	Condensación Retrógrada a 200 °F (Ref. 46).	70
5.10	Condensación Retrógrada de líquido con la inyección de Gas Natural (Ref. 46).	72
5.11	Condensación Retrógrada de líquido con la inyección de N ₂ (Ref. 46).	73
5.12	Elevación de la Presión de Rocío con la inyección de Gas Natural y N ₂ (Ref. 46).	73
5.13	Desplazamiento con inyección de Gas Natural (Ref. 46).	75
5.14	Desplazamiento con inyección de N ₂ (Ref. 46).	75
5.15	Recuperación de Condensado por inyección de N ₂ (tubo delgado) (Ref. 54).	78
5.16	Recuperación de Aceite por inyección de N ₂ (tubo delgado) (Ref. 54).	78
5.17	Recuperación de Aceite por inyección de CO ₂ (tubo delgado) (Ref. 54).	79

5.18	Efecto de la saturación inicial de condensado en la recuperación de n-butano (Ref. 68).	81
5.19	Efecto de la saturación inicial de condensado (SL) en la concentración del efluente (Ref. 68).	82
5.20	Efecto del tamaño de partícula en la concentración del efluente (Ref. 68).	82
5.21	Efecto del gasto de inyección en la concentración del efluente (Ref. 68).	83
5.22	Efecto de la saturación de agua congénita en la concentración del efluente (Ref. 68)	83
5.23	Factor de estratificación vertical (Ref. 48).	90
5.24	Saturación de líquido retrógrado (Ref. 19).	92
5.25	Costos típicos de un proceso de inyección con N ₂ (Ref. 19).	94
6.1	Modelo sugerido por Cook y col. (Refs. 79 y 11).	98
6.2	Fluido Gas-Condensado sujeto a inyección de Gas Seco (Ref. 72).	98
6.3	Fracción mol de cada componente como función de la posición, para un tiempo de inyección (Ref. 79).	99
6.4	Vaporización de cada componente (Ref. 79).	99
6.5	Vaporización expandiendo y no, la fracción C ₇₊ . Aceite Volátil (Ref.11).	101
6.6	Vaporización de las fracciones de C ₇₊ líquido. Aceite Volátil (Ref. 11).	101
6.7	Diagrama de flujo de la rutina de vaporización (VAPORI)	116
6.8	Reproducción de datos de laboratorio (Ref. 64) con IMPEVETE. Saturación de líquido.	124
6.9	Reproducción de datos de laboratorio (Ref. 64) con IMPEVETE. Densidad del gas.	124
7.1	Localización del campo Muspac.	126
7.2	Configuración del campo Muspac (Ref. 61).	127

7.3	Separación Flash. Volumen Relativo. Campo Muspac.	132
7.4	Agotamiento a Volumen Constante. Factor de Compresibilidad. Campo Muspac.	132
7.5	Agotamiento a Volumen Constante. Volumen de Líquido. Campo Muspac.	133
7.6	Agotamiento a Volumen Constante. Factor de volumen del gas. Campo Muspac.	133
7.7	Agotamiento a Volumen Constante. Gas producido acumulado. Campo Muspac.	134
7.8	Cambio de la presión de saturación durante el proceso de vaporización. Celda 1. Campo Muspac.	139
7.9	Cambio de la envolvente de fases con inyección de CO ₂ . Campo Muspac.	140
7.10	Vaporización de condensado por celda con la inyección de Metano. Campo Muspac.	142
7.11	Vaporización de condensado por celda con la inyección de Nitrógeno. Campo Muspac.	142
7.12	Vaporización de condensado por celda con la inyección de CO ₂ . Campo Muspac.	143
7.13	Vaporización de condensado por celda con la inyección de una Mezcla de N ₂ -CO ₂ . Campo Muspac.	143
7.14	Vaporización de cada componente con inyección de CO ₂ . Campo Muspac.	144
7.15	Vaporización de componentes intermedios C ₂ -C ₆ . Campo Muspac.	147
7.16	Porcentaje de vaporización de componentes intermedios C ₂ -C ₆ . Campo Muspac	147
7.17	Vaporización de la fracción pesada C ₇ +. Campo Muspac	148
7.18	Porcentaje de vaporización de la fracción pesada C ₇ +. Campo Muspac.	148
7.19	Vaporización de la fracción líquida C ₂ -C ₇ +. Campo Muspac.	149

7.20	Porcentaje de vaporización de la fracción líquida C ₂ -C ₇ +. Campo Muspac.	150
7.21	Porcentaje de vaporización de componentes intermedios C ₂ -C ₆ . Campo Muspac.	151
7.22	Porcentaje de vaporización de la fracción pesada C ₇ +. Campo Muspac.	151
7.23	Porcentaje de vaporización de la fracción líquida C ₂ -C ₇ +. Campo Muspac.	152
7.24	Presión de saturación con inyección de diferentes gases. Fluido del campo Muspac.	155
7.25	Diagrama Ternario. Fluido del campo Muspac.	157

RESUMEN

Se construyó un modelo computacional en una dirección, para evaluar la vaporización de condensado retrógrado, mediante la inyección de gases hidrocarburos y no-hidrocarburos, como el metano, nitrógeno, bióxido de carbono y una mezcla de 80 % de N_2 y 20 % de CO_2 (gas de combustión). El modelo tiene acoplada las subrutinas de equilibrio y separación flash del simulador de comportamiento de fases IMPEVETE, desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo el cual emplea la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Este modelo supone un sistema isotérmico, isobárico y homogéneo con gastos de inyección y producción iguales y constantes y además, que los gases se mezclan y alcanzan el equilibrio con la fase líquida, en forma instantánea.

El yacimiento fue dividido linealmente en el modelo, en 20 celdas PVT de 1.98 lts. cada una, para un volumen poroso de hidrocarburos de 39.6 lts. (caso Muspac), siendo la celda 1 el pozo inyector y la 20 el productor.

El modelo de vaporización fue construido de tal manera, que inicialmente cada celda contiene el gas y condensado, arriba de la presión de saturación. Posteriormente, el yacimiento es depresionado hasta la presión de máxima depositación de líquido retrógrado, ya que es a este punto, donde existe la mayor área de contacto entre el vapor y la fase líquida. Conociendo la composición y moles de ambas fases a estas condiciones, se establece dicha composición en todas las celdas y comienza la inyección de un volumen predeterminado de gas, en la celda 1. Después del equilibrio, el volumen adicional de gas generado, se pasa a la siguiente celda y se vuelve a establecer un nuevo equilibrio; este proceso se repite hasta llegar a la última celda. Las composiciones resultantes de un ciclo de inyección, se establecen como iniciales para el siguiente, y otro volumen de gas es inyectado. Los ciclos de inyección se repiten, hasta alcanzar la vaporización en todas las celdas.

En cada ciclo de inyección, se cuantifican las moles de componentes intermedios y pesados y el volumen de condensado remanente, de tal manera que comparando estos valores con los originales, al final de cada ciclo, se conoce el porcentaje de vaporización de cada una de estas fracciones, con los diferentes gases.

Para aplicar este modelo, se escogió el fluido del campo Muspac, el cual presenta una depositación máxima de condensado retrogrado de 13 % a una presión de 143 kg/cm². Se ensayó con cada uno de los gases mencionados anteriormente, inyectando un total de 1.4 VPHCS, a un ritmo de 0.099 lts. (0.0025 VPHCS).

Los resultados obtenidos en la aplicación de este modelo al campo Muspac, mostraron que tanto el CO₂ como el metano poseen la misma habilidad para vaporizar los componentes intermedios C₂-C₆ (ligeramente superior al 90 % de las moles originales); sin embargo, el CO₂ adquiere una ventaja significativa, al ser más eficiente para vaporizar los componentes más pesados C₇+ (aprox. 42 %).

En términos generales, con este modelo se pudo determinar que el CO₂ es el gas más adecuado para este yacimiento; sin embargo, su mayor compresibilidad comparada con el metano, incrementa el volumen requerido de este gas. El modelo también mostró, que la capacidad de vaporización del Nitrógeno mejoró sustancialmente al adicionarle un 20 % de CO₂.

Este modelo se puede aplicar a cualquier yacimiento de gas y condensado, que se encuentre por debajo de la presión de saturación, con el objeto de evaluar la vaporización de líquido que se tendría con la inyección de gases hidrocarburos y no-hidrocarburos. Previo a su aplicación, es necesario ajustar la ecuación de estado de P-R del fluido por ensayar y efectuar un agotamiento hasta el punto de máxima depositación de líquido; así como también, una análisis previo del número óptimo de celdas y del gasto de inyección.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

La importancia industrial de los campos de gas y condensado, ha aumentado considerablemente en la actualidad, debido a que más yacimientos de este tipo se han descubierto y están en desarrollo.

En México, los yacimientos más importantes de gas y condensado, Agave, Giraldas, Fénix, Carmito, Luna, Chiapas-Copanó, Muspac, Catedral y Jacinto, se encuentran localizados en la parte sureste, abarcando la provincia petrolera conocida como Chiapas-Tabasco. La producción de este tipo de yacimientos, proviene de rocas calcáreas del Mesozoico y poseen un alto contenido de hidrocarburos líquidos, los cuales constituyen la parte más valiosa de toda la corriente; sus altas productividades están relacionadas con una alta permeabilidad, debido a la presencia de fracturas y cavernas de disolución. Estos yacimientos se encuentran en etapa muy avanzada de explotación por agotamiento natural, y en la mayoría de los casos, la presión se encuentra muy por debajo de la de rocío, sinónimo que se está dejando en el yacimiento la parte más valiosa de los hidrocarburos.

Desafortunadamente, los yacimientos de gas y condensado son generalmente explotados por agotamiento natural. Esta operación, normalmente constituye un medio eficiente para producir los componentes hidrocarburos gaseosos, pero ineficiente en la producción de los componentes líquidos más valiosos, los cuales son dejados en el yacimiento a manera de una fase líquida condensada, que no alcanza a fluir hacia los pozos productores. La eficiencia de recuperación de los componentes líquidos, disminuye con el incremento en la riqueza del condensado, haciendo a estos yacimientos, candidatos ideales para procesos de recuperación mejorada.

El mayor reto en los yacimientos de gas y condensado, es evitar la depositación de las fracciones más pesadas, las cuales representan la porción

más rica del gas, y son responsables en gran parte, de su capacidad calorífica y consecuentemente de su precio.

La primera alternativa sería buscar incrementar la recuperación de los componentes líquidos en este tipo de yacimientos, mediante la inyección de agua para mantener la presión arriba de la de rocío, y de esta manera prevenir la condensación dentro del yacimiento; sin embargo, el mantenimiento total de presión de esta manera, tiene la desventaja de que el gas es atrapado a altas presiones, al final de la etapa de explotación del yacimiento, reduciendo así, la eficiencia de recuperación de gas.

Una de las alternativas más comunes para mejorar la recuperación de líquidos en estos tipos de yacimientos, es la de reciclar el gas producido del mismo; sin embargo, esto demora las ventas de metano, el cual es el principal componente de la corriente de gas que sale del yacimiento, haciendo no muy rentable el proceso. Idealmente, si la presión del yacimiento se puede mantener por encima del punto de rocío, sería posible una recuperación de condensado cercana al 100 %. En realidad, los factores de recuperación de condensado por agotamiento natural varían entre 20-40 % del líquido original en el yacimiento; estos factores pueden incrementarse a 60-75 % en el mejor de los casos conocidos mediante el reciclaje de gas, ya que, como se verá más adelante, la eficiencia de este proceso es afectada seriamente por la heterogeneidad del yacimiento y la posición relativa de los pozos productores e inyectores.

Actualmente, la inyección de gases no hidrocarburos (gases inertes) como el N_2 y CO_2 , constituyen la alternativa más atractiva para la explotación de yacimientos de gas y condensado, ya sea para el mantenimiento de la presión arriba del punto de rocío y así evitar la condensación retrógrada, así como también, para lograr la vaporización del condensado depositado en los poros de la roca, cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de saturación. Esto último es actualmente, una práctica común para este tipo de yacimientos.

Cuando se considera que la inyección de algún gas a un yacimiento de gas y condensado podría ser benéfica, es deseable contar con predicciones que razonablemente simplifiquen la complejidad del proceso; de esta manera, se pueden obtener resultados relativamente rápidos y no costosos, que definan con confianza en forma aproximada, parámetros importantes del proyecto como: el gasto de inyección, la vida del proceso, el porcentaje de recuperación y la rentabilidad del mismo. Si después de estos análisis, se determina que el proceso de inyección de gas es rentable, se deberán hacer estudios más exactos y detallados con simuladores matemáticos más complejos, para evaluar resultados preliminares y así diseñar la distribución de pozos productores e inyectores más ventajosa.

El objetivo del presente trabajo, es el de contar con un modelo principalmente numérico, sencillo, confiable y de rápida aplicación, para estimar la vaporización de líquidos de los yacimientos de gas y condensado, mediante la inyección de gases, tanto hidrocarburos como no-hidrocarburos, cuando la presión de dichos yacimientos ha caído por debajo de la presión de saturación. Se considera que este modelo será de gran ayuda, para evaluar de una manera confiable y rápida, la rentabilidad de un proceso de este tipo y así fundamentar un estudio más específico y detallado del yacimiento, bajo este esquema de explotación.

CAPITULO 2

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Los yacimientos de gas y condensado requieren para su desarrollo óptimo, operación y explotación, de ingeniería y métodos operativos significativamente diferentes, a los usados en los yacimientos de aceite negro o gas seco. La característica más notable de este tipo de yacimientos, es que pueden existir, ya sea total o preponderantemente como fase gaseosa en el yacimiento al tiempo de su descubrimiento (la temperatura crítica del sistema es inferior a la temperatura del yacimiento). Este hecho característico es determinante, y rige muy de cerca su desarrollo y programas operativos para la recuperación de hidrocarburos; por lo tanto, es deseable un conocimiento adecuado de las propiedades de este tipo de fluidos.

2.1 Características del diagrama de fases Presión-Temperatura de una mezcla de hidrocarburos.

"Fase" es definida como cualquier parte homogénea de un sistema, la cual es físicamente distinta y está separada por límites definidos, de las otras partes del sistema⁽¹⁾. La existencia de una sustancia en la fase líquida, sólida o vapor, está determinada por la temperatura y presión actuando sobre dicha sustancia.

Los sistemas de hidrocarburos encontrados en los yacimientos petroleros, presentan un comportamiento multifásico sobre un rango amplio de presión y temperatura, siendo las fases líquida y gaseosa las más importantes. Las condiciones bajo las cuales estas fases existen, es un asunto de considerable importancia. Las determinaciones experimentales o matemáticas de estas condiciones, se expresan convenientemente en diferentes tipos de diagramas, comúnmente llamados diagramas de fase.

Generalmente, el contenido de componentes ligeros de un sistema de hidrocarburos se incrementa con la temperatura y ésta a su vez con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad, sean fluidos de tipo ligero con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie, presentan un fuerte encogimiento. Los fluidos provenientes de un yacimiento petrolero en tales condiciones, son el resultado de una serie de cambios termodinámicos que ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios de presión y temperatura en su trayectoria, desde el seno de la roca almacenadora hasta las estaciones de recolección en la superficie.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual en una gráfica temperatura-presión, adquiere una forma como la mostrada en la Figura 2.1, y cuyos elementos más importantes se comentan a continuación.

La curva llamada envolvente de fases, es la que resulta de unir las curvas de punto de burbuja y rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas, curvas que se unen en el denominado punto crítico.

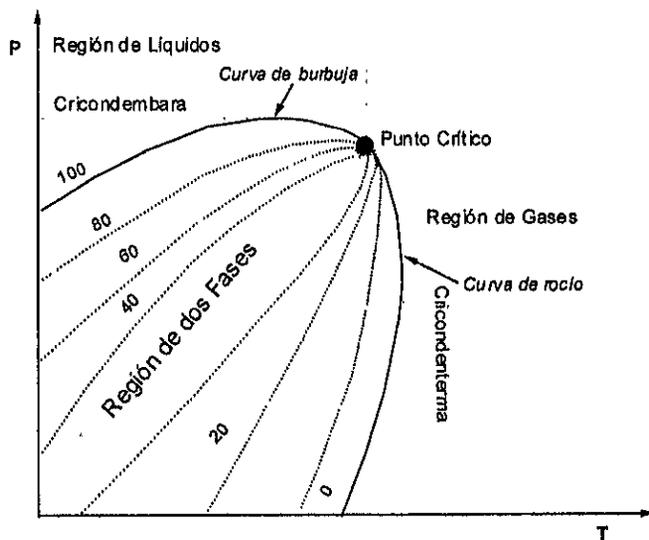


Figura 2.1.- Diagrama de Fases Presión-Temperatura

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones; la primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica; la última, encerrada por la envolvente de fases, se conoce como región de dos fases. En esta última región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido; todas estas curvas inciden en el punto crítico.

Se distinguen además en el mismo diagrama, la Cricondenterma y la Cricondembara; que son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer como dos fases en equilibrio.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla y sufriendo modificaciones cuando se altere la proporción de ellos, debido a la extracción preferencial de fluidos o la inyección de alguno de ellos. A continuación se hace una discusión de las consideraciones recién expuestas, para los yacimientos de gas y condensado.

2.2 Características de los Yacimientos de Gas y Condensado.

Se puede definir como yacimiento de gas y condensado, a aquel cuyo fluido exhibirá un comportamiento retrógrado isotérmico en el rango de temperatura de interés para los estudios de Ingeniería Petrolera. Debido a la composición y proporción de los hidrocarburos individuales en la mezcla, el contenido se encontrará en fase gaseosa a la temperatura y presión del yacimiento.

La Figura 2.2 corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; este caso se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos.

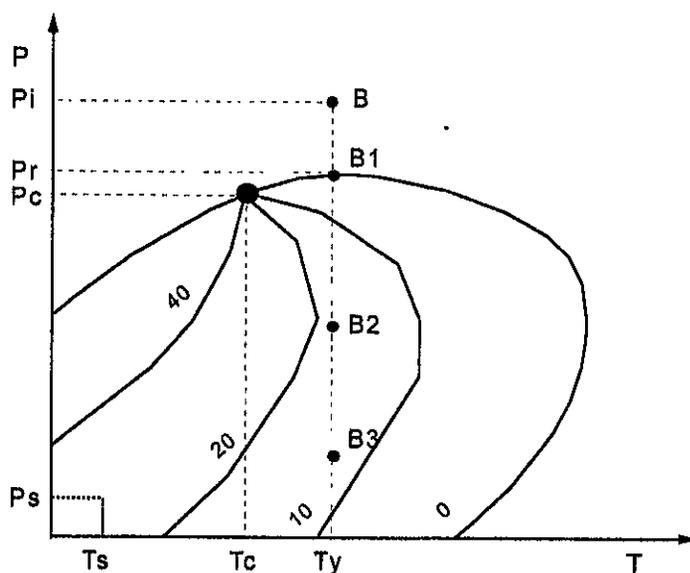


Figura 2.2- Diagrama de fases para yacimiento de Gas y Condensado.

El punto crítico generalmente se encuentra a la izquierda de la cricondenterma y las líneas de calidad se inclinan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Considerando un yacimiento de gas y condensado cuyo comportamiento de fase está representado por la Figura 2.2 y la presión inicial por el punto B, a medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido será la misma que la del fluido de un yacimiento de gas seco, y permanecerá constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío (B_1). Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío; debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuye su contenido líquido. Ya que el líquido condensado se adhiere a las paredes de los poros de la roca, este

permanecerá inmóvil si su saturación es menor a la crítica, ocasionando que el gas producido en la superficie tenga un contenido menor de líquido y que aumente la relación gas-aceite (RGA) de producción. Este proceso denominado "condensación retrógrada", continúa hasta alcanzar un punto de volumen líquido máximo (B_2). Se emplea el término "retrógrado", debido a que generalmente durante una dilatación isotérmica, debería ocurrir una vaporización, en lugar de una condensación.

Ignorando por el momento la desviación de la envolvente de fases, debido a la variación de la composición del fluido producido y remanente en el yacimiento, a partir de que se alcanza la presión de rocío, la vaporización del líquido formado por la condensación retrógrada, se presenta a partir del punto B_2 , hasta la presión de abandono B_3 . Esta revaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución de la RGA en la superficie.

En forma general, puede establecerse que la pérdida neta de líquido retrógrado es mayor, para menores temperaturas del yacimiento, mayores presiones de abandono y mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha; esto es una propiedad del sistema de hidrocarburos.

2.3 Rangos de composición.

Generalmente, los índices de composición para sistemas de gas y condensado, son la relación gas-líquido (RGA) del fluido producido, o su recíproco, la relación líquido-gas y la densidad relativa ($^{\circ}$ API) del líquido en el tanque, separado bajo ciertas condiciones de superficie. Estos índices pueden variar ampliamente como se verá más adelante, y no necesariamente indican cuando un sistema de hidrocarburos se encuentra en fase vapor en el yacimiento.

Los fluidos que penetran al pozo en su camino hasta el tanque de almacenamiento en la superficie, sufren una fuerte reducción tanto en presión como en temperatura y penetran rápidamente en la región de dos fases, para llegar a la superficie con relaciones gas-líquido que varían aproximadamente entre

200 y 2000⁽⁴⁴⁾ p³/bl. El líquido recuperado es en general de coloración ligera con densidad que oscila entre 40 y 60 °API^(44,47); sin embargo, la coloración también puede variar considerablemente.

Eilerts y cols.⁽²²⁾ mencionan en su estudio, que generalmente un sistema de gas y condensado existe, cuando la RGA es mayor a 5000 p³/bl y el líquido es más ligero que 50 °API. Esto parece ser una idea conservadora, debido a que hay evidencias sobre la existencia de dichos sistemas en fase vapor en el yacimiento, cuando la RGA superficial es menor a 4000 p³/bl y la densidad del líquido en el tanque es menor a 40 °API.

Standing⁽⁷⁸⁾ menciona que la producción de un fluido gas y condensado, generalmente resulta en relaciones gas-aceite mayores a 5000 p³/bl y densidades entre 45 y 70 °API, y que un sistema con una RGA mayor a 100,000 p³/bl, debe ser considerado como gas seco. Por otro lado, Moses⁽⁴⁷⁾ menciona que los yacimientos de condensado retrógrado, se caracterizan por relaciones gas-líquido que van de 3000 a 150,000 p³/bl y que la densidad del líquido recuperado varía entre 40 y 60 °API (0.83 a 0.74 gr/cm³). Sin embargo, Kilgren⁽³⁴⁾ en su estudio de comportamiento de fases, emplea un fluido gas-condensado cuya densidad es tan baja como 29 °API.

El color por sí solo, no es un buen parámetro de clasificación de los yacimientos de gas y condensado; el condensado de 29 °API mencionado anteriormente, era de color negro.

Todo lo anteriormente expuesto, da una idea de las dificultades que se presentan en la caracterización de fluidos contenidos en yacimientos de gas y condensado, debido a que en el yacimiento, con la disminución de presión ocasionada por la producción, se entra a la región bifásica, alcanzándose la presión de rocío y presentándose el fenómeno de condensación retrógrada.

2.4 Rangos de Presión y Temperatura.

Cabe mencionar que los yacimientos de gas y condensado, pueden presentarse a temperaturas inferiores a los 100 °F y presiones por debajo de 2000 lb/pg²⁽⁷¹⁾ y que probablemente ocurran a cualquier presión y temperatura más alta, dentro del alcance de la perforación.

La mayoría de los yacimientos de gas y condensado retrógrado, se encuentran en el rango de 3000 - 8000 lb/pg² y 200 - 400 °F⁽⁴⁵⁾; dichos rangos de presión y temperatura, junto con el amplio rango de composiciones, proporcionan una gran variedad de condiciones para el comportamiento físico de estos tipos de yacimientos, lo cual enfatiza la necesidad de efectuar estudios meticulosos de ingeniería para cada uno de ellos y así llegar a definir la mejor opción para su desarrollo y operación.

2.5 Relaciones Gas-Líquido y contenido de líquido.

Como ya se mencionó anteriormente, es difícil especificar con solo medidas de campo de relaciones gas-líquido y densidad del aceite en el tanque, cuando un sistema de hidrocarburos está en fase vapor en el yacimiento. Se mencionó también que densidades de líquido en el tanque tan bajas como 30 °API y RGA tan bajas como 3000 p³/bl, pueden ser verdaderos sistemas de gas y condensado; esta posibilidad debe ser siempre validada mediante procesos experimentales en laboratorio, con comportamiento de fases.

Para estudiar las propiedades de los fluidos de yacimientos de gas y condensado a condiciones de yacimiento, es conveniente definir las relaciones gas-líquido contenido con base en la producción de gas y líquido del primer separador, a través del cual pasa el fluido; estas dos corrientes de fluidos producidas, representan la composición total del sistema gas-condensado en el yacimiento, si el muestreo, producción y mediciones se llevaron a cabo bajo condiciones estables y propicias, como se verá mas adelante.

2.6 Comportamiento de Fases.

El comportamiento aproximado de un sistema de gas y condensado puede representarse apropiadamente mediante un diagrama de fases, mientras está siendo producido desde el yacimiento hasta los tanques superficiales de almacenamiento. Dicho diagrama es muy útil al ingeniero para visualizar lo que está ocurriendo con el fluido durante toda su trayectoria de producción.

La Figura 2.3, proviene de un trabajo muy extenso⁽²²⁾, y representa mediciones cuantitativas de fluidos de los campos Chapel Hill, Carthage y Seeligson, en Texas. En dicho estudio, se enfatiza que las composiciones de un sistema de gas y condensado, varían y afectan considerablemente la forma del diagrama de fases; además se expresan las propiedades de sistemas de gas-condensado con valores de RGA que van de 1800 a 69000 p³/bl, aproximadamente. Sin embargo, esto no significa que todos los yacimientos de este tipo, estén comprendidos dentro de los límites sugeridos por esos diagramas de fases.

En la Figura 2.3 se puede apreciar la trayectoria de producción que siguen los fluidos desde el yacimiento hasta su recolección en la superficie (línea FT); esta línea indica que el fluido en el yacimiento está en fase vapor a la presión inicial del mismo. La presión disminuye hasta alcanzar la presión de fondo del pozo (S_1) y declina a medida que el fluido se levanta del pozo, hasta alcanzar la presión en la cabeza del mismo (punto WH); pasa a través del estrangulador a las condiciones del separador (punto S_2), y alcanza finalmente el punto T, el cual representa las condiciones del tanque.

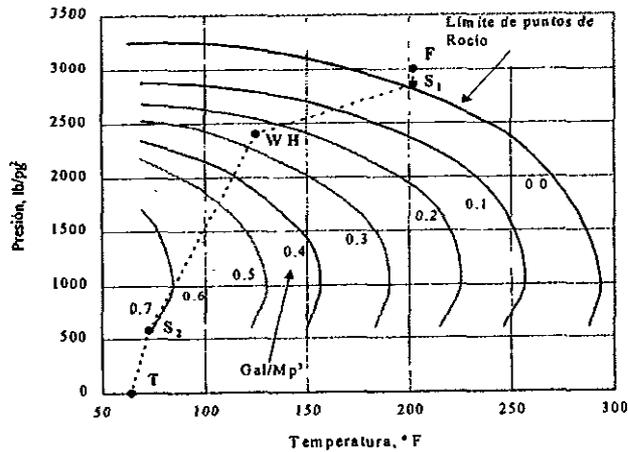


Figura 2.3.- Diagrama de fases del fluido 1143 de Eilerts (Ref. 22).

2.6.1 Región de una Fase.

El comportamiento volumétrico de un fluido gas y condensado, bajo condiciones de presión y temperatura que permitan la existencia de una sola fase, es similar al comportamiento de un yacimiento de gas seco. El volumen del fluido puede calcularse con la ley de los gases o por cualquiera de las correlaciones existentes en la literatura, como la de Eaton y Jacoby⁽²⁰⁾.

El volumen ocupado por un fluido gas y condensado a presiones y temperaturas fuera de la envolvente de fases, puede calcularse con la ecuación de los gases reales:

$$pV = nzRT \quad (2.1)$$

El factor de compresibilidad z puede determinarse por medio de correlaciones, como la de Standing-Katz⁽⁷⁴⁾ o de otras publicadas en la literatura⁽¹⁾, a partir de las condiciones de presión y temperatura pseudo-reducidas. Cabe mencionar que el factor de compresibilidad Z usado en este caso en la ecuación

2.1, debe aplicarse solamente en el rango de presión y temperatura para la cual la mezcla de hidrocarburos se mantiene en una sola fase.

Mathews, Roland y Katz⁽⁴²⁾, encontraron que los cálculos volumétricos podrían efectuarse con mayor exactitud si se dispone de la densidad específica y el peso molecular, para evaluar las constantes pseudo-críticas de la fracción pesada C_7^+ .

2.6.2 Región Bifásica.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se pasa la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada "condensación retrógrada" de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados, no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se llega a alcanzar la saturación crítica de líquido.

El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, si no que el fluido que se continua extrayendo se empobrece, en cuanto a su contenido de tales fracciones. Lo anterior origina que en la superficie, la producción exhiba una RGA constante mientras la presión en el yacimiento sea mayor que la de rocío; la RGA se incrementará paulatinamente y alcanzará su valor máximo, cuando en el yacimiento ocurra la máxima condensación retrógrada (Fig. 2.4). Después de haber alcanzado dicho valor, la RGA en la superficie empieza a disminuir, debido a que con el subsecuente depresionamiento, se cruza la región de condensación retrógrada (Fig.2.4).

La curva más característica de un yacimiento de gas y condensado, relaciona la cantidad de la fase líquida en equilibrio con la presión. Esta curva generalmente se determina a la temperatura del yacimiento, para indicar la

saturación de los hidrocarburos líquidos que se formarán en la roca del yacimiento, como resultado de la disminución de presión (Fig. 2.5).

La caracterización de este tipo de yacimientos, se logra mediante un análisis PVT con agotamiento a volumen constante, en el cual se determina con precisión, el punto de rocío a la temperatura del yacimiento, el rango de presiones en que se presenta la condensación retrógrada y su magnitud, así como el porcentaje del volumen ocupado por los hidrocarburos a la presión de rocío; adicionalmente, se determina el cambio de composición de la fase gaseosa producida. Dicha caracterización debe complementarse con la simulación del proceso de separación de fluidos a condiciones de campo, para obtener los rendimientos en la superficie (Fig. 2.4).

Para el caso cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío, el factor de compresibilidad que se debe usar en las ecuaciones de balance de materia, es el factor de desviación de las dos fases presentes. Este factor se reporta generalmente de datos de laboratorio y se puede determinar con la expresión siguiente ⁽⁶²⁾:

$$z_{2f} = \frac{pV_i}{\left[\frac{G - Gp}{379.4} \right] RT} \quad (2.2)$$

o bien:

$$z_{2f} = \frac{p}{z_i \left[1 - \frac{Gp}{G} \right]} \quad (2.3)$$

donde:

z_{2f} = Factor de compresibilidad de las dos fases

p = Presión actual del yacimiento (lb/pg²)_a

T = Temperatura del yacimiento (°R)

V_i = Volumen inicial del yacimiento (p³)

G = Volumen original de hidrocarburos a condiciones de superficie(p³)

Gp = Volumen producido de hidrocarburos a condiciones de superficie(p³)

$Gp^l =$ Volumen de gas producido sin incluir el condensado equivalente (p^3)

$P_i =$ Presión inicial del yacimiento (lb/pg^2)

$z_i =$ Factor de compresibilidad inicial del yacimiento

$R =$ Constante universal de los gases, para estas unidades: $R = 10.73 \left[\frac{lb/pg^2 - p^3}{lb - mol \text{ } ^\circ R} \right]$

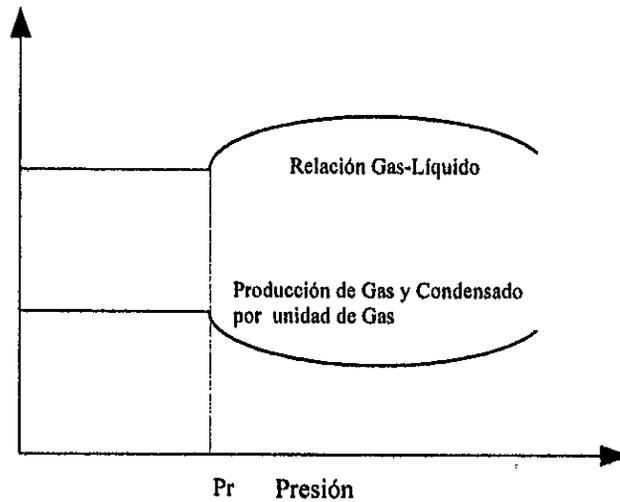


Figura 2.4.-Yacimientos de Gas y Condensado. Características de producción.

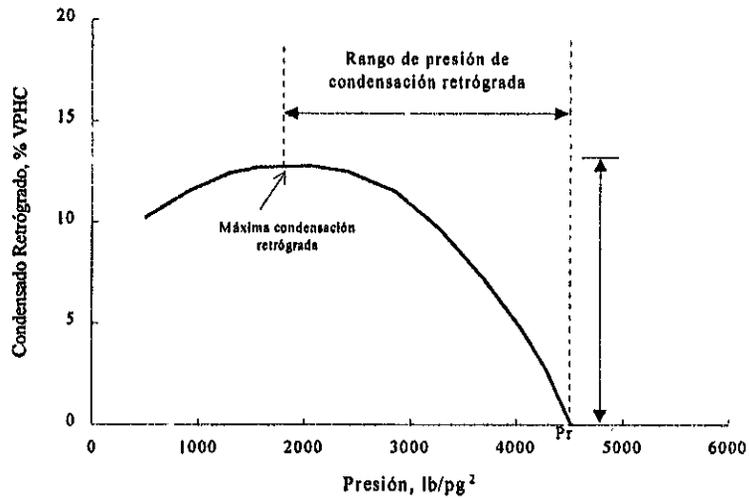


Figura 2.5.- Yacimiento de Gas y Condensado. Características en el yacimiento.

El factor de compresibilidad de las dos fases (Z_{2f}) incluye la fase de gas remanente en el yacimiento y el líquido retrógrado. El uso del factor de desviación equivocado, nos puede llevar a una subestimación de las reservas, especialmente si se trata de un yacimiento rico de gas y condensado.

2.7 Yacimientos de Gas y Condensado del Mesozoico Chiapas-Tabasco.

Los principales yacimientos de Gas y Condensado, descubiertos en la provincia petrolera denominada Chiapas-Tabasco, son: Agave, Carmito, Fénix, Chiapas, Copanó, Giraldas, Iris, Juspí, Mundo Nuevo, Muspac y Catedral. Con base en los análisis PVT composicionales de muestras de estos fluidos^(28,80), en la Tabla 2.1 se pueden apreciar los rangos de algunas de sus características más importantes.

TABLA 2.1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO DEL MESOZOICO CHIAPAS -TABASCO (Ref. 28).

Profundidad (mts)	2600 - 5360
Presión inicial (kg/cm ²)	316 - 610
Densidad °API	40 - 52
Coloración de líquidos	Anaranjado transparente - café opaco
Presión de rocío (kg/cm ²)	315 - 510
RGA inicial (m ³ /m ³)	600 - 1600
Temperatura °C	106 - 157
Contenido de C ₇ + original	menor al 11 % mol

2.8 Muestreo de Pozos de Gas y Condensado.

Es esencial para conocer la situación del sistema de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, probar apropiadamente los pozos de gas y condensado y así planear los mejores programas de producción y recuperación del mismo. Sin un apropiado muestreo y prueba de los pozos, sería imposible determinar las condiciones de fase del fluido del yacimiento y estimar el volumen original de hidrocarburos.

Una de las principales consideraciones, al seleccionar pozos a muestrear en yacimientos de gas y condensado, es que éstos sean preferencialmente de alta productividad, de tal manera que las caídas de presión existentes al momento de la toma de la muestra, sean mínimas. De esta manera, dichas muestras tendrán mayor representatividad del fluido del yacimiento.

Otro aspecto fundamental durante el período de acondicionamiento del pozo, es que la RGA debe permanecer constante; entre más se desvíen los pozos de una RGA constante, mayor será la probabilidad de que las muestras no sean representativas, ya que en esta medida serán recombinados para su análisis. Los yacimientos de gas y condensado deben muestrearse en el separador y recombinarse a la misma RGA observada.

Generalmente, el acondicionamiento de un pozo de aceite para su muestreo consiste en permitir su estabilización y posteriormente cerrarlo para alcanzar la presión de fondo estática. Si se intentara acondicionar un pozo de gas y condensado en la misma forma que uno de aceite, se tendría que el líquido condensado en la tubería de producción se depositaría en el fondo de la misma cuando éste se cerrara; en estas condiciones, si se tomara una muestra de fondo, ésta correspondería a este líquido que exhibiría un punto de burbuja en lugar de un punto de rocío; en otras palabras, la muestra de líquido recuperada sería de una composición muy diferente a la del fluido original del yacimiento.

Se requieren mediciones exactas de los gastos de producción de gas y líquido durante el acondicionamiento y prueba de muestreo del pozo, debido a

que las pruebas de laboratorio posteriores, estarán basadas en fluidos de composición recombinada en la misma relación a los medidos en la corriente de hidrocarburos en el campo; es decir, el fluido original del yacimiento no podrá ser simulado en el laboratorio, a menos que las mediciones de campo de los fluidos sean las correctas.

Si las mediciones de la RGA superficial tuvieran un error tan pequeño como del 5 %, la presión de rocío determinada en el laboratorio, podría tener un error del orden de 100 lb/pg² (45).

La presión y temperatura del separador deben mantenerse tan constantes como sea posible durante el acondicionamiento del pozo; esto ayudará a mantener también constantes, los gastos de los fluidos y por lo tanto la RGA observada.

Los yacimientos de gas y condensado deben muestrearse durante la etapa inicial de su vida productiva, con el objeto de obtener muestras verdaderamente representativas, antes de que ocurra una caída de presión significativa. Una vez que la presión del yacimiento ha rebasado la presión del punto de rocío, es casi imposible obtener muestras que representen el fluido original del yacimiento.

CAPITULO 3

EXPLOTACIÓN PRIMARIA DE LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

En la explotación de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural, es necesario tener en cuenta dos factores: la posible caída drástica en la productividad de gas de los pozos abajo de la presión de rocío, y la considerable *pérdida de condensado atrapado en el yacimiento al final de la explotación.*

La diferencia entre la presión original del yacimiento y la de rocío, determina la magnitud de la caída de presión que puede ocurrir en el yacimiento, antes de que el líquido comience a condensarse a partir de la fase gaseosa; generalmente, si la diferencia es grande, la recuperación de líquido durante el agotamiento, será mayor.

Por encima de la presión de rocío, la productividad de un yacimiento de gas y condensado está controlada por la permeabilidad de la formación; por debajo de ésta, la baja en la producción de gas de los pozos, está ligada a la formación de un anillo de condensado cercana a la pared del pozo, el cual es controlado por las permeabilidades relativas a cada fase y una vez establecido, no cambia sustancialmente durante el resto de explotación del campo⁽⁶⁾. El anillo de condensado se extiende y crece más rápidamente en formaciones de baja permeabilidad, lo cual conduce a una más temprana y drástica caída de productividad, que en yacimientos de alta permeabilidad.

Existen varios casos reportados en la literatura⁽⁶⁾, que muestran una declinación importante de la productividad de los pozos debido al bloqueo por condensado, cuando la presión de fondo fluyendo alcanza la presión del punto de rocío; en algunos de ellos, este problema ha sido el motivo del cierre definitivo de los mismos.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, se presentan dos *mecanismos de drene de condensado*⁽⁹⁾: *drene de condensado depositado en las fracturas* y *drene de condensado depositado en la matriz de la roca.*

3.1 Agotamiento simulado de presión.

El agotamiento de presión de los yacimientos de gas y condensado, se puede simular en laboratorio, mediante celdas visuales de alta presión. El estudio del fluido consiste de un agotamiento simulado, con unas series de expansiones y desplazamientos a presión constante, de tal manera que al término de cada desplazamiento, el volumen de la celda permanece constante; este procedimiento se conoce como "Agotamiento a Volumen Constante".

Una de las suposiciones básicas para el proceso antes mencionado, es que el líquido retrógrado que se condensa en la roca del yacimiento, al disminuir la presión abajo de la presión de rocío, no alcanza una saturación suficientemente alta para formar una fase móvil. Esta suposición es razonablemente válida, en vista de que la mayoría de los fluidos de gas y condensado reportados en la literatura, producen menos del 10 % en volumen de líquido retrógrado durante la declinación de la presión; es decir, la permeabilidad efectiva de la roca del yacimiento a esta fase, usualmente es despreciable en el rango de saturación de interés⁽⁷⁶⁾.

En la Tabla 3.1 se presenta el estudio de agotamiento del fluido del pozo Muspac 1⁽²³⁾, el cual corresponde a un yacimiento de gas y condensado del sureste de México. Se puede notar que la presión en el punto de rocío de este yacimiento es de 4512 (lb/pg²)_a; la composición listada en dicha columna, es la correspondiente al fluido del yacimiento en el punto de rocío; es decir, originalmente el yacimiento se encontraba ligeramente abajo de la presión de rocío y por lo tanto, en la región de dos fases.

El estudio de agotamiento empieza en el punto de rocío o presión del yacimiento (Fig. 3.1); es llevado a cabo expandiendo el fluido del yacimiento en la celda, por medio de la extracción de mercurio, hasta alcanzar la primera etapa de presión; esto es, 3998 (lb/pg²)_a para este ejemplo. El fluido en la celda se lleva al equilibrio, midiéndose el volumen de líquido retrógrado formado. Posteriormente, se inyecta mercurio en la celda y al mismo tiempo, se extrae el gas por la parte

superior de la misma, de tal manera que la presión se mantiene constante. La inyección de mercurio continua, hasta que el volumen de hidrocarburos en la celda sea el mismo al que se tenía cuando se inició la prueba a la presión de rocío (v_{sat}). El volumen de gas removido de la celda, es medido a la presión actual y a temperatura de yacimiento e inmediatamente se carga a un equipo analítico, donde se determina su composición y volumen a condiciones atmosféricas. La composición determinada en este paso, es la listada en la Tabla 3.1 bajo la columna de 3998 (lb/pg²)_a; en dicha tabla, también se presenta el volumen de gas producido acumulado.

A medida que el gas es removido de la celda, su volumen se mide a la presión de agotamiento actual y a temperatura de yacimiento; a partir de este volumen, se puede calcular el "volumen ideal" con la ley de los gases ideales. Cuando el volumen ideal se divide entre el volumen actual de gas producido a condiciones estándar, se obtiene el factor de desviación (z), el cual se presenta en la misma Tabla 3.1 y se encuentra graficado en la Figura 3.2. El volumen actual de gas remanente en la celda, es el gas originalmente en la celda a la presión de rocío menos el gas producido a la presión actual; si se divide el volumen remanente en la celda entre el volumen remanente ideal calculado, se obtiene el factor de desviación de las dos fases (z_{2f}), también mostrado en la Tabla 3.1. Se le ha llamado factor de desviación de las dos fases, debido a que el fluido remanente en la celda después de cada agotamiento de presión, es gas y líquido retrógrado; es decir, el volumen remanente es el volumen de gas, más el vapor equivalente del líquido retrógrado. Este factor de las dos fases debe usarse cuando se elabora una gráfica de p/z vs G_p , para evaluar la producción de gas y condensado. Estas series de expansiones y desplazamiento de presión constante, se repiten a cada agotamiento de presión hasta alcanzar la presión de abandono.

Además de contar con la composición de la corriente producida del pozo, al final de cada agotamiento de presión también se mide el volumen de líquido retrógrado (Fig. 3.3, Tabla 3.2 ⁽²³⁾).

TABLA 3.1.- ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE LA CORRIENTE PRODUCIDA.
POZO MUSPAC 1 (Ref. 23).

ESTUDIO DE AGOTAMIENTO A 228 °F							
COMPONENTE	P R E S I O N (lb/pg ²)						
	4512	3998	3138	2268	1472	700	700*
Nitrógeno	2.51	2.59	2.63	2.68	2.68	2.57	0.07
Bióxido de Carbono	3.87	4.00	4.12	4.14	4.12	4.11	0.90
Acido Sulfúrico	0.83	0.78	0.74	0.70	0.72	0.82	0.43
Metano	70.61	71.71	73.34	74.79	75.09	74.11	12.01
Etano	8.18	8.18	8.20	8.20	8.30	8.55	3.55
Propano	3.71	3.67	3.60	3.56	3.60	3.88	2.61
Iso-Butano	0.79	0.77	0.74	0.71	0.73	0.81	1.13
N-Butano	1.55	1.52	1.46	1.41	1.41	1.58	2.88
Iso-Pentano	0.71	0.67	0.60	0.57	0.58	0.67	1.91
N-Pentano	0.82	0.78	0.70	0.67	0.66	0.75	2.88
Hexano	1.11	1.08	1.03	0.82	0.75	0.77	4.54
Heptano	1.03	0.87	0.69	0.53	0.49	0.49	8.81
Octano	1.00	0.85	0.65	0.46	0.35	0.40	10.75
Nonano	0.98	0.81	0.57	0.36	0.26	0.27	12.17
Decano	0.74	0.60	0.40	0.21	0.15	0.14	9.67
Undecano	0.42	0.33	0.21	0.09	0.06	0.05	6.33
Dodecano *	1.14	0.79	0.32	0.10	0.05	0.03	19.36
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Peso Molecular Heptanos*	138	130	123	116	111	106	154
Densidad Heptanos* (60°F)	0.790	0.773	0.760	0.7500	0.742	0.734	0.795

Factor de Desviación Z

Gas en Equilibrio	0.968	0.921	0.875	0.866	0.887	0.132	
Dos Fases	0.968	0.912	0.861	0.841	0.782	0.724	
Vol. acumulativo producido (% de vol. poroso hcs)	0.000	5.97	21.84	42.15	59.63	179.26	

* Fase líquida.

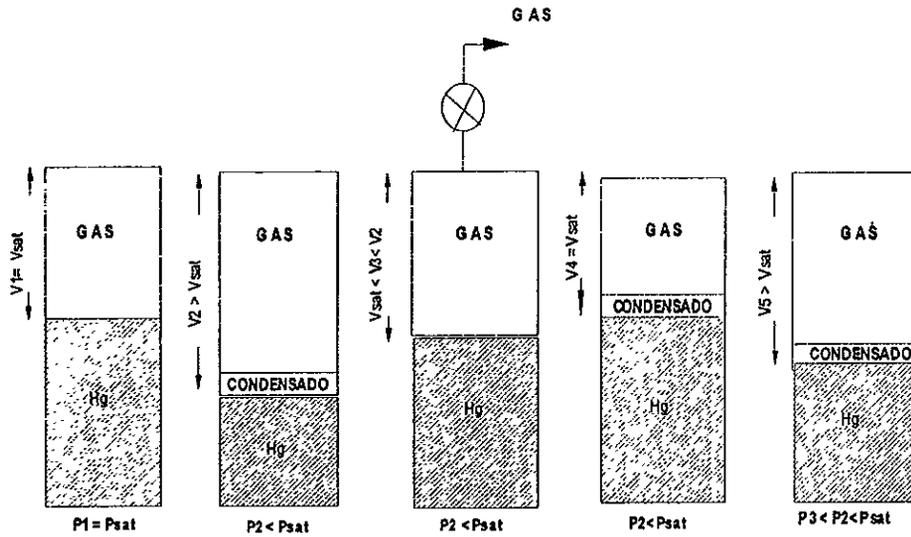


Figura 3.1.- Representación esquemática del Agotamiento a volumen constante, en yacimientos de Gas y Condensado (Ref. 1).

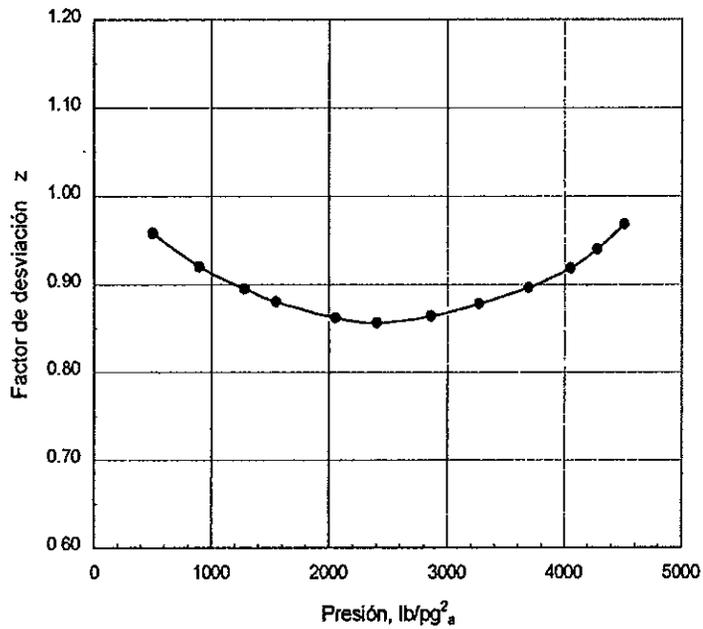


Figura 3.2.- Factor de desviación (agotamiento a volumen constante). Pozo Muspac 1 (Ref. 23).

TABLA 3.2.- VOLUMEN DE LA FASE LÍQUIDA. POZO MUSPAC 1 (Ref. 23).

ESTUDIO DE AGOTAMIENTO A 228 °F	
Presión (lb/pg ²)	Volumen de Líquido Retrógrado (% VPHCS)
4512	
4463	1.11
4395	2.16
4304	2.68
4213	3.35
4112	4.02
3998	4.80
3138	10.73
2268	12.80
1472	12.72
700	11.25

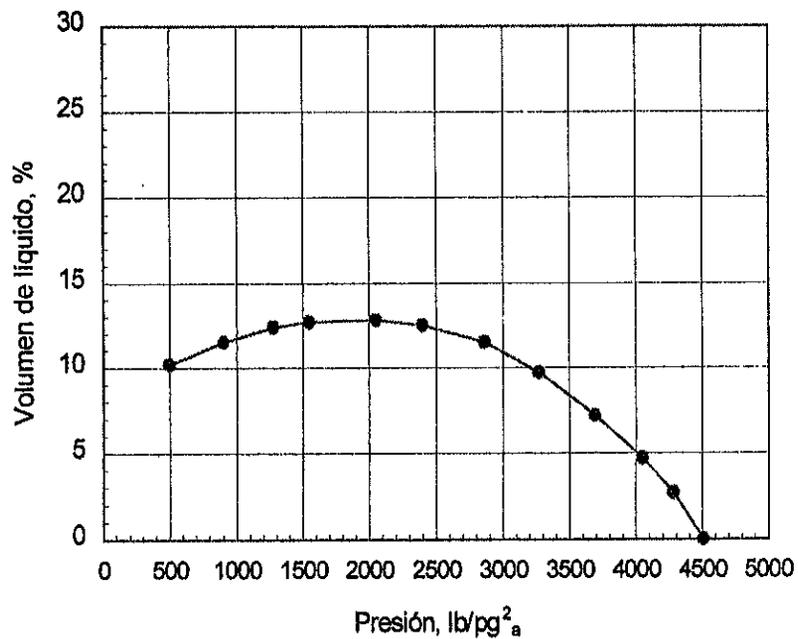


Figura 3.3.- Condensación retrógrada durante el agotamiento Pozo Muspac 1 (Ref. 23).

Del estudio del fluido del yacimiento, se obtiene la Tabla 3.3, la cual es producto de los resultados del estudio de agotamiento de laboratorio descrito anteriormente, aplicado a un volumen unitario de yacimiento, que para este caso es 1 MMPC medido a la presión de rocío. Dicha tabla muestra, que el líquido inicial medido a condiciones de tanque es 77.7 bls por unidad de volumen de yacimiento; a la presión de 1472 (lb/pg²)_a se habrán producido 16.6 bls. La diferencia entre estos dos valores (61.1 bls), es la cantidad de líquido retrógrado perdido o aún no producido a 1472 (lb/pg²)_a, expresado en términos de barriles a condiciones del tanque. Este valor de 77.7 bls, puede ser considerado como la recuperación de líquido por mantenimiento de presión, asumiendo una eficiencia de desplazamiento de 100 %.

Es necesario enfatizar que la suposición básica para el estudio de agotamiento en yacimientos de gas y condensado, es que el líquido retrógrado no logra una movilidad significativa. Debido a que solo una fase está fluyendo (gas), las saturaciones de agua e hidrocarburo líquido no son tomados en cuenta en los cálculos. Esta suposición parece ser válida, excepto en yacimientos de gas y condensado ricos^(76,2,47), donde si se llega a alcanzar movimiento de líquido retrógrado.

Durante el proceso de agotamiento a volumen constante, se mantiene constante el volumen total ocupado por el sistema; esto es equivalente a asumir que el volumen del yacimiento no cambia durante su vida productiva debido a la intrusión de agua. Esta suposición por supuesto, puede no ser válida para muchos yacimientos, sin embargo, no debilita la utilidad de los datos de laboratorio, debido a que pueden hacerse ajustes donde se conocen las condiciones verdaderas del yacimiento.

La forma más común de balance de materia en yacimientos de gas y condensado, es la curva de p/z vs G_p , donde el factor z a ser usado, es el de las dos fases. La producción acumulativa de gas G_p , debe ser la producción total del pozo; es decir, debe incluir generalmente, el gas del primer y segundo separador, vapores del tanque y el vapor equivalente del líquido en el tanque.

agotamiento de presión, para el estudio realizado al fluido del pozo Muspac 1. En esta gráfica se puede observar una reducción de la fase líquida desde 13 % a una presión de 2000 (lb/pg²)_a, hasta 11% a una presión de abandono de 700 (lb/pg²)_a. Como se mencionó anteriormente, la disminución de presión más allá de donde se obtiene la condensación retrógrada máxima, origina en la curva de líquido retrógrado contra presión una disminución de la fase líquida. Generalmente los componentes vaporizados preferencialmente son C₁ y C₂ y la cantidad evaporada de C₃⁺, es más reducida.

De todo lo anterior expuesto, es evidente que la explotación de los yacimientos de gas y condensado por agotamiento natural de presión, ocasiona que se presente la condensación retrógrada no deseable y que se pierda una cantidad sustancial de componentes valiosos.

3.2 Recuperación Primaria.

El comportamiento del agotamiento de presión de yacimientos de gas y condensado, puede predecirse como se verá más adelante, a partir de datos de laboratorio o por algunas correlaciones^(20,35); estas últimas proporcionan resultados similares pero con menos exactitud. Hasta donde sea posible, las predicciones deben hacerse con datos de laboratorio, ya que las grandes cantidades de reservas de gas y líquido involucradas en los cálculos, requieren del método más exacto, el cual sin lugar a dudas, es el de laboratorio.

Nuevamente, con referencia a la Figura 3.3, cabe hacer notar que la cantidad de líquido remanente en el yacimiento alcanza un valor máximo, pero no *regresa a cero*, lo cual es indicativo de que la operación de agotamiento natural, deja hidrocarburos líquidos no recuperables a la presión de abandono.

La recuperación primaria de un yacimiento de gas y condensado (gas húmedo, condensado y productos de planta) por agotamiento natural de presión, puede estimarse con datos similares a los de la Tabla 3.3 y con datos adicionales del yacimiento, como son: presión original, presión de rocío, presión de abandono,

temperatura del yacimiento, volumen poroso y factor de volumen del gas inicial y a la presión de rocío.

El siguiente método de predicción⁽⁴⁵⁾, se basa en datos derivados de laboratorio y en el análisis de hidrocarburos.

- Gas inicial a la presión original:

$$G_i = v_p \times B_{gi} \times 178.1 \quad (MMPCS) \quad (3.1)$$

- Gas inicial a la presión de rocío:

$$G_r = v_p \times B_{gr} \times 178.1 \quad (MMPCS) \quad (3.2)$$

- Gas húmedo producido a la presión de rocío:

$$G_{pr} = G_i - G_r \quad (MMPCS) \quad (3.3)$$

- Gas húmedo producido de la presión de rocío a la de abandono:

$$G_{pa} = G_r \times W_{sa} \quad (MMPCS) \quad (3.4)$$

- Gas húmedo producido total:

$$G_{pt} = G_{pr} + G_{pa} \quad (MMPCS) \quad (3.5)$$

- Condensado producido a la presión de rocío:

$$N_{pr} = G_{pr} \times N_{sl} \quad (bls) \quad (3.6)$$

- Condensado producido de la presión de rocío a la de abandono:

$$N_{pa} = G_{pa} \times N_{sta} \quad (bls) \quad (3.7)$$

- Condensado producido total:

$$N_{pt} = N_{pr} + N_{pa} \quad (bls) \quad (3.8)$$

- Recuperación por agotamiento natural desde la presión de rocío, a la de abandono:

$$\text{Gas húmedo} = \frac{G_{pa}}{G_r} \times 100 \quad (\%) \quad (3.9)$$

$$\text{Condensado} = \frac{N_{pa}}{N_{st} \times G_r} \times 100 \quad (\%) \quad (3.10)$$

donde:

v_p = Volumen poroso de hidrocarburos (p^3)

B_{gi} = Factor de volumen de gas inicial (MPCS/bl)

B_{gr} = Factor de volumen de gas en el punto de rocío (MMPCS/bl)

W_{sa} = Volumen de fluido total a la presión de abandono (tabla 3.3) (MMPCS)

N_{st} = Volumen de líquido inicial (tabla 3.3) (bl @ c.e.)

N_{sa} = Volumen de líquido a la presión de abandono (tabla 3.3) (bl @ c.e.)

0.1781 = Constante de conversión de bl a p^3 .

Eaton y Jacoby^(20,62) en 1965 presentaron un método para el cálculo aproximado del comportamiento de yacimientos que producen fluidos de composición variable. Este método está basado en el análisis PVT de 27 muestras y pruebas de producción de yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil. Estos autores correlacionaron los siguientes aspectos:

- a) El volumen de gas G, por barril de volumen poroso de hidrocarburos.
- b) El volumen de aceite N (condensado), por barril de volumen poroso.
- c) La recuperación de aceite N_p (condensado), por barril de volumen poroso de hidrocarburos, para condiciones de producción desde la presión inicial, hasta una presión de abandono de 500 lb/pg².

Las correlaciones gráficas de las figuras antes mencionadas, están basadas en las correlaciones matemáticas obtenidas por los autores, por medio de análisis de regresión; las cuales son las siguientes:

- Volumen de gas inicial (p^3_{co}/bl_{vp}):

$$\ln(G) = 4.5484 + 0.0831 \ln(R_t) + 0.4265 \ln(p) - 0.3185 \ln(T) \quad (3.11)$$

- Volumen de aceite (condensado) inicial (bl/bl_{vp}):

$$\ln(N) = 2.60977 - 0.90398 \ln(R_t) + 0.4894 \ln(p) - 0.30084 \ln(T) + 0.29243 \ln(^{\circ}API) \quad (3.12)$$

- Recuperación de aceite (condensado de p_i a 500 lb/pg₂ (bl/bl_{vp}):

$$\ln(N_p) = -20.243 - 0.65314 \ln(R_t) + 1.3921 \ln(p) + 2.7958 \ln(^{\circ}API) \quad (3.13)$$

donde:

p =Presión inicial del yacimiento, (kg/cm^2)_a

R_t =Relación total gas-aceite (condensado), después de los separadores, (p^3_{co}/bl_{co}).

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

Se debe tener cierta precaución al aplicar estas correlaciones a yacimientos cuyos parámetros, además de su composición, se encuentran fuera del rango de los que fueron empleados en el desarrollo de las mismas; estos son:

p_i	→	4 000 - 12 000	(lb/pg ²) _a
T	→	160 - 290	°F
R_i	→	2 500 - 60 000	p ³ _{ce} /bl _{ce}
°API	→	45 - 65	

3.3 Ecuaciones de balance de materia⁽⁶²⁾.

Cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, el método de análisis para yacimientos de gas, puede aplicarse también para yacimientos de gas y condensado; entonces, las ecuaciones (3.14) y (3.15) pueden emplearse para yacimientos volumétricos y con entrada de agua, respectivamente:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \left(\frac{p_{ce} T}{T_{ce} V_i} \right) G_p \quad (3.14)$$

$$\left(\frac{p_{ce} z T}{T_{ce} p} \right) G_p = \left(\frac{p_i z}{z_i p} \right) V_i - V_i + W_e - W_p B_w \quad (3.15)$$

donde:

G_p = Volumen de gas producido a una cierta presión, @ condiciones estándar (p^3).

p = Presión (lb/pg²).

p_{ce} = Presión a condiciones estándar (lb/pg²).

T = Temperatura (°R).

T_{ce} = Temperatura a condiciones estándar (°R).

p_i =Presión inicial (lb/pg²).

v_i =Volumen inicial (p³).

W_e =Volumen de entrada de agua (p³).

B_w =Factor de volumen del agua (p³/p³).

Z =Factor de desviación del gas a una presión dada (adim.).

Z_i =Factor de desviación del gas a la presión inicial (adim.).

Las ecuaciones (3.14) y (3.15) son válidas aún en el caso en que exista una zona de condensación retrógrada en la vecindad de los pozos.

Si la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la de rocío, y si no existe una zona de condensado o ésta es muy insignificante, las ecuaciones (3.14) y (3.15) pueden aplicarse a yacimientos de gas y condensado, tanto bajo comportamiento volumétrico como de empuje hidrostático, en la misma forma que para yacimiento de gas, solo que el factor z a considerar, es el de las dos fases y el cual comprende al gas remanente en el yacimiento. Dicho factor de dos fases, como ya se vió en el Capítulo 2, está dado por las ecuaciones (2.2) o (2.3).

3.4 Variables que afectan la recuperación.

Algunas de las variables más importantes que intervienen significativamente en la recuperación de yacimientos de gas y condensado, que producen por agotamiento natural de presión, son: (1) la relación gas-líquido en el separador, (2) la densidad específica del líquido recuperado y (3) la temperatura del yacimiento.

3.4.1 Relación inicial Gas-Líquido de producción.

La Figura 3.4 presenta el resultado de 44 estudios de laboratorio⁽³²⁾ de yacimientos de gas y condensado. Esta gráfica se muestra no solamente para ilustrar la tendencia general, de que la recuperación primaria aumenta conforme aumenta también la relación inicial de producción, si no para enfatizar la

considerable variación en la posible recuperación, a cualquier relación de producción dada.

La Figura 3.5⁽³²⁾, presenta una comparación gráfica de la recuperación acumulada de líquido y los volúmenes producidos de cada fluido durante el agotamiento de presión, para dos fluidos designados como A y B con relaciones gas-líquido de 3,400 y 114,000 p^3_{cs}/bl , respectivamente. En esta gráfica se puede observar, que mientras el fluido A exhibe una recuperación tan solo del 16.5 % a una presión de abandono de 500 lb/pg^2 , la del fluido B fue calculada en 62.2 %; esta diferencia en la recuperación, la cual muestra la tendencia general del aumento de la recuperación con el aumento de la relación inicial de producción, tiene su origen en la composición del sistema de hidrocarburos.

A medida que la relación gas-líquido inicial se incrementa, la relación entre los hidrocarburos ligeros C_1, C_2, C_3, C_4 y los pesados C_5^+ se incrementa también en la corriente del pozo. Durante el depresionamiento, entre más alta sea esta relación, mayor será la volatilidad impuesta en los componentes pesados; esto resulta en una menor condensación retrógrada y consecuentemente, en una mayor recuperación.

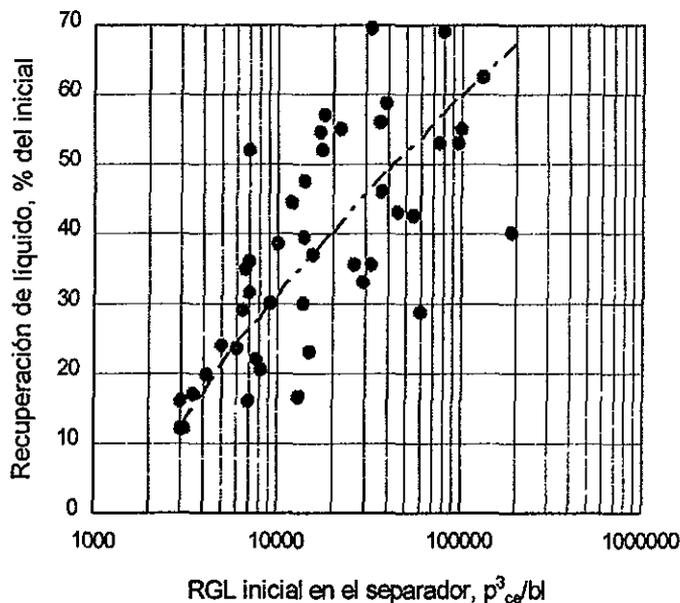


Figura 3.4.- Variación de la recuperación al abandono, con la RGL inicial de producción (Ref. 32).

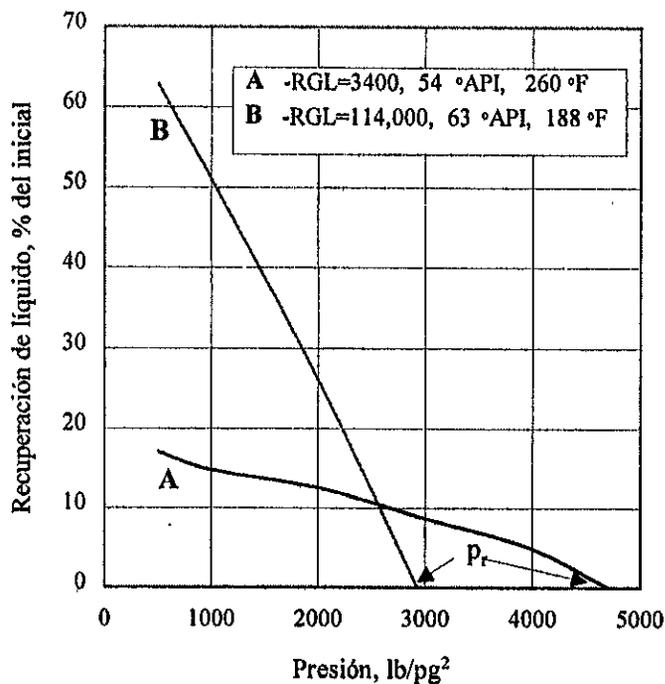


Figura 3.5.- Variación de la recuperación acumulativa con la RGL inicial (Ref. 32).

3.4.2 Densidad específica inicial del líquido.

La Figura 3.4 muestra como puede existir una variación considerable de la recuperación primaria, para una relación gas-líquido específica. Dentro de las variables más importantes que influyen esta diferencia de recuperación, están las propiedades de los C_7^+ , las cuales se reflejan en la densidad del líquido producido en el tanque.

Para observar el efecto que tiene la densidad específica del líquido en la recuperación, se escogieron dos fluidos⁽³²⁾ denominados C y D con RGL muy similares ($13,000 \text{ p}^3_{\text{ce}}/\text{bl}$), pero con una marcada diferencia en la densidad específica del líquido en el tanque (47 y 68 °API, respectivamente). Esta variación corresponde principalmente a la densidad específica de la fracción pesada C_7^+ , la cual es de 42.1 ° y 58.7 °API, respectivamente. Para lograr un mayor énfasis en las densidades específicas iniciales, a ambos fluidos se les efectuaron estudios de

agotamiento en laboratorio a una temperatura de yacimiento similar. En la Figura 3.6, se compara la recuperación acumulada de líquido, del estudio de los dos fluidos. En esta se puede notar que la recuperación del fluido C a una presión de abandono de 500 lb/pg², fue estimada en 30.3 %, mientras que para el fluido D era de 47.5 %. En base a lo anterior se deduce que para relaciones de producción y temperatura similares, el fluido con C₇⁺ más volátil (> °API), proporcionará la mayor recuperación de hidrocarburos.

3.4.3 Temperatura del yacimiento.

Con referencia nuevamente a la Figura 3.5, la variación en la recuperación primaria para una relación inicial de producción dada, puede ser atribuible en gran parte a la temperatura del yacimiento. Para ilustrar tal efecto, se presenta el estudio de un fluido designado como E⁽³²⁾ con una RGL inicial de 7,100 p³_{ce}/bl y una densidad del líquido en el tanque, de 53 ° API. El peso molecular y la densidad específica de la fracción pesada C₇⁺, fueron de 160 y 46.2 °API, respectivamente. Se desarrollaron estudios de agotamiento en el laboratorio a dicho fluido, a temperaturas de 120, 240 y 300 °F; el resultado se presenta en la Figura 3.7.

El incremento en la recuperación debido al aumento de la temperatura, se debe primordialmente a que la fracción pesada C₇⁺, la cual constituye la mayor parte del líquido a condiciones estándar, aumenta su volatilidad con la temperatura; esto da como resultado menor condensación retrógrada y consecuentemente, mayor recuperación. Para una RGL inicial dada, la temperatura del yacimiento parece tener un efecto más pronunciado en la recuperación primaria por agotamiento natural, que la densidad relativa del líquido recuperado en el tanque, la cual es considerada como una variable independiente.

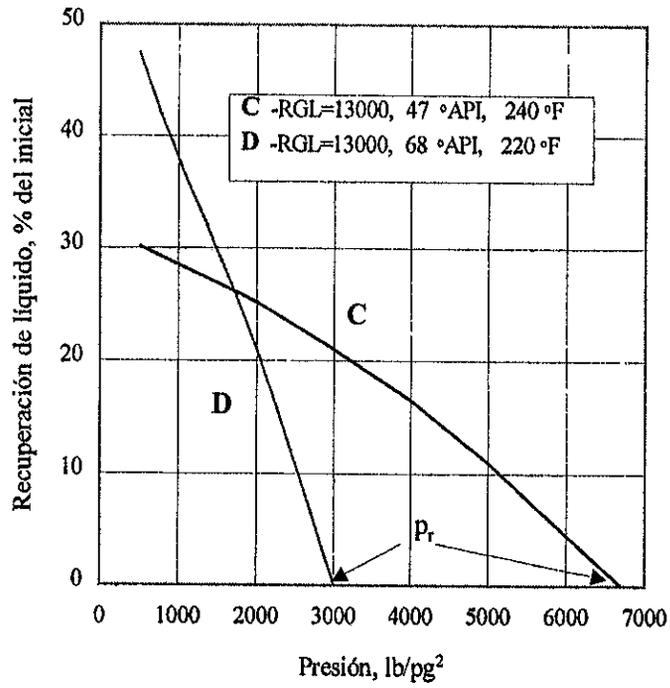


Figura 3.6.- Variación de la recuperación acumulativa de líquido con la densidad (Ref. 32).

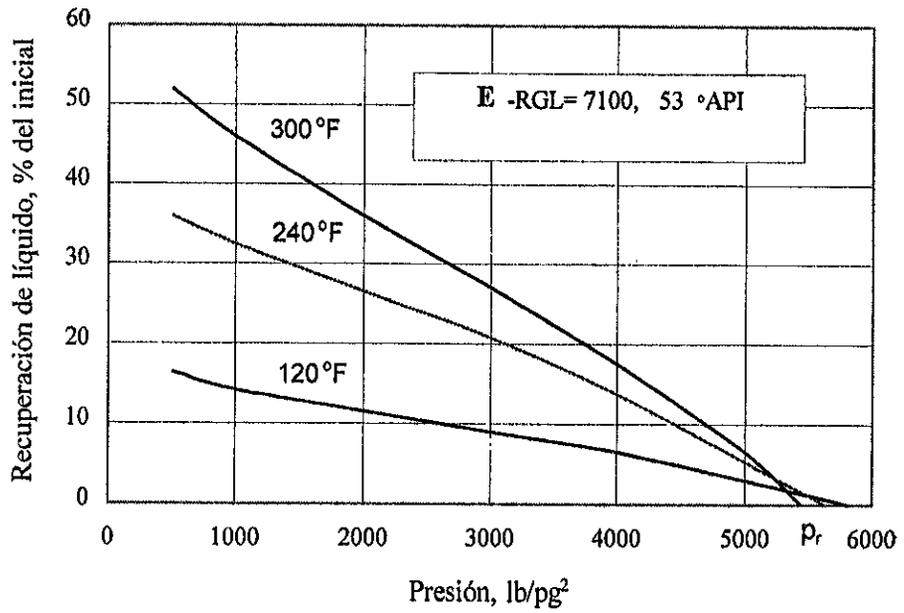


Figura 3.7.- Variación de la recuperación acumulada con la temperatura del yacimiento (Ref. 32).

CAPITULO 4

INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Los yacimientos de gas y condensado son generalmente explotados por agotamiento natural. Esta operación es normalmente un medio eficiente para producir los componentes hidrocarburos gaseosos, pero ineficiente, para producir los componentes hidrocarburos líquidos más valiosos, los cuales son dejados en el yacimiento en una fase líquida condensada. La eficiencia de la recuperación bajo este esquema disminuye, a medida de que el fluido gas-condensado es más rico.

Una alternativa para incrementar la recuperación de los componentes líquidos en este tipo de yacimientos, lo constituye la inyección de agua, manteniendo la presión arriba del punto de rocío y así evitando la condensación en todo el yacimiento.

La inyección de agua a los yacimientos de gas y condensado no ha sido aceptada totalmente como un método apropiado para este tipo de yacimientos, debido a que se esperan bajas recuperaciones de hidrocarburos, al quedar entrampada una cantidad significativa de gas a altas presiones, a medida que el agua de inyección avanza.

Por mucho tiempo no se consideró atractivo este proceso en los yacimientos de gas y condensado, debido a que se observó que algunos yacimientos que se explotaron con acuífero activo^(38,39), recuperaron menores volúmenes de hidrocarburos que los esperados por agotamiento natural; sin embargo, los resultados de algunos autores^(18, 24, 25, 60, 81, 87), la han sugerido como un método de mantenimiento de presión para estos yacimientos.

Es conveniente enfatizar que para un yacimiento de este tipo, la inyección de agua se sugiere como un proceso de mantenimiento de presión, y no como un proceso de recuperación secundaria.

4.1 Parámetros involucrados en el proceso.

4.1.1 Relación de Movilidades⁽³⁸⁾.

La movilidad de un fluido es el factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Se define como el cociente de la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido dividida entre la viscosidad de ese fluido.

Por otra parte, en un proceso de desplazamiento de fluidos, la relación de movilidades está definida como la movilidad del fluido desplazante, dividida entre la movilidad del fluido desplazado, de tal manera, que para el caso de la inyección de agua en un yacimiento de gas, tal relación de movilidades se expresa de la manera siguiente⁽³⁸⁾:

$$M = \frac{k_w \mu_g}{\mu_w k_g} \quad (4.1)$$

donde:

M = Relación de movilidades

k_g = Permeabilidad efectiva al gas

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

μ_g = Viscosidad del gas

μ_w = Viscosidad del agua

Si la relación de movilidades es menor que 1, se dice que el proceso de desplazamiento es favorable; si es mayor que 1, es desfavorable.

En la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado a una presión mayor que la presión de rocío, el fluido se encontrará en una sola fase gaseosa y la relación de movilidades es muy favorable; es decir, en particular para un yacimiento homogéneo, se trata de un proceso altamente estable desde el punto de vista gravitacional, ya que las fuerzas gravitacionales tienden a impedir

que el fluido desplazante avance más rápido que el fluido desplazado. Para un yacimiento que no sea homogéneo, el avance del fluido desplazante dependerá en gran medida del grado de heterogeneidad del yacimiento, ya que dicho fluido tenderá a moverse por los caminos menos difíciles en el yacimiento.

4.1.2 Variación de la Permeabilidad.

Debido a que la permeabilidad de un yacimiento por lo regular no es uniforme, el agua se moverá preferentemente por las zonas de mayor permeabilidad. En algunas formaciones, la permeabilidad en una cierta dirección, es mayor con respecto a otra en el mismo yacimiento; a esto se le denomina permeabilidad direccional y se debe generalmente a las condiciones de depositación de la formación. La mejor eficiencia de barrido se obtiene, cuando la dirección de permeabilidad máxima, es paralela a la línea de pozos de inyección adyacentes. Es de suma importancia en un yacimiento determinar la existencia de permeabilidad direccional o fracturas, entre un pozo inyector o productor, ya que esta situación puede ocasionar surgencias prematuras del agua de inyección, reduciendo considerablemente la eficiencia del proyecto.

La mayor eficiencia en el desplazamiento de un fluido de gas y condensado por agua, se obtiene si se aprovechan al máximo los efectos gravitacionales. Para lograr lo anterior, los pozos inyectores deberán estar situados en la parte baja del yacimiento, de ser posible, en la cercanía del contacto gas-agua. Con el objeto de alcanzar el beneficio máximo de un proyecto de inyección, se requiere que el yacimiento posea un buen relieve estructural; además de contar con buena permeabilidad en el sentido vertical, para permitir la segregación de gas hacia la parte superior del yacimiento.

4.1.3 Efecto de la Mojabilidad de la roca.

Como es conocido, la mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse preferentemente sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles.

En todo proyecto de inyección de agua, es fundamental conocer el tipo de mojabilidad que presenta la roca del yacimiento, ya que gran parte del éxito o fracaso del mismo radica en el conocimiento de esta importante propiedad.

Por mucho tiempo se había considerado que en los yacimientos de gas el agua era la fase mojante independientemente del tipo de roca, ya que se había observado que el gas no moja la roca⁽¹⁴⁾; sin embargo, probablemente esto solo sea válido para yacimientos de gas seco muy someros (profundidades menores a 3000 m.), en los cuales el gas que emigró, reemplazó al agua que existía en el medio poroso.

En el caso de los yacimientos de gas y condensado que se encuentran a grandes profundidades, probablemente el aceite primero fue atrapado y después transformado a gas, debido al efecto del rompimiento de las moléculas pesadas, por efecto combinado de presión y temperatura ocurridos en la roca generadora; en este caso, puede ser posible que los residuos de bitumen y azufre, cubran los granos de la roca ocasionando que esta sea mojabla por aceite.

En la inyección de agua en una roca mojabla por aceite y saturada inicialmente con el mismo, a medida que el fluido no mojante (agua) entra a la roca, primeramente forma canales de flujo tortuosos aunque continuos a través de los poros más grandes. Al continuar con la inyección de agua, los poros más pequeños son invadidos y se unen para formar canales continuos. Cuando se forma un canal de flujo casi sin restricciones, prácticamente cesa el flujo de aceite; al final del proceso, se forma una saturación residual de aceite en los poros pequeños y en los grandes llenos con agua, el aceite existe en forma de una película.

Si la roca productora de un yacimiento de gas y condensado es mojable por aceite, es de esperarse que arriba de la presión de rocío la roca no se comporte como fuertemente mojable por aceite, obteniéndose una alta recuperación de hidrocarburos; cuando se suspenda la inyección de agua y comienza el depresionamiento del yacimiento, si la roca es mojable por agua, se podría tener una recuperación adicional de condensado, si la saturación de este fuera continua. Si la roca es preferentemente mojable por aceite, y de acuerdo a sus condiciones de saturación crítica, el condensado se quedaría atrapado en forma de una fase inmóvil, ya que, debido a la alta movilidad del gas, este último fluye preferentemente hacia los pozos.

En un yacimiento homogéneo, las fuerzas capilares controlan la distribución inicial de los fluidos. Sin embargo, en un yacimiento fracturado se presentan características diferentes; si la matriz de la roca es mojable por agua causa que el contacto agua-aceite en la matriz, esté encima del contacto agua-aceite en las fracturas.

4.2 Estudios Experimentales.

En pruebas de inyección de agua, llevadas a cabo en laboratorio por Geffen⁽²⁷⁾, Chierici⁽¹⁷⁾, Crowell⁽¹⁵⁾, Fishlock⁽²⁵⁾ y Matthews⁽⁴³⁾, se encontró que una gran cantidad de gas es atrapado como una saturación de gas residual. Los valores de saturación de gas residual determinados, variaron de un 15 a 50 %, dependiendo de las características de la roca. Chierici⁽¹⁷⁾ y cols., efectuaron experimentos de laboratorio, para determinar la recuperación de un yacimiento de gas con entrada de agua, concluyendo que la saturación de gas residual alcanza valores altos (30 - 40 %); tales valores se obtuvieron en los siguientes rangos:

- 18 a 26 % para muestras no consolidada.
- 18 a 31 % para areniscas.
- 10 a 22 % para calizas bioclásticas.

En el trabajo de Matthews⁽⁴³⁾, se realizó un estudio de simulación a un yacimiento idealizado, para investigar de que forma los resultados experimentales representan el comportamiento del flujo en un yacimiento de gas y condensado, de tal manera que se pueda obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.

En la Figura 4.1 se observa, que cantidades pequeñas de agua inyectada incrementan la recuperación tanto de gas como de líquido; sin embargo, al seguir aumentando el volumen de agua inyectada, eventualmente se obtiene un máximo en la recuperación, y la inyección adicional más allá de este volumen máximo, ocasionará que las recuperaciones tanto de gas como de condensado, sean menores. Lo anterior se debe a que el agua inyectada, restringe el flujo en los pozos, causando un abandono prematuro del yacimiento a una alta presión. En la Figura 4.2 se presentan las presiones de abandono, en función del volumen de agua inyectada para este caso; consecuentemente, esto nos indica que existe un valor óptimo del volumen de agua a inyectarse, el cual permite que el yacimiento se depresione y se obtenga una recuperación máxima de gas y condensado. Este volumen óptimo es más pequeño para fluidos con altas relaciones gas-condensado. En la misma Figura 4.1, se observa que para un fluido con una relación condensado-gas de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, el volumen óptimo de inyección es del 25 % del volumen de poros; en cambio, para un fluido con una relación condensado-gas de $150 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, el volumen óptimo se encuentra entre 12 y 13 % del volumen poroso; estas diferencias se deben a los efectos siguientes:

- a) Las relaciones condensado-gas altas, producen una mayor saturación de condensado retrógrado, el cual reduce el espacio poroso que pudiera ser llenado con agua.
- b) La viscosidad del fluido de una relación condensado-gas de $150 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, es tres veces mayor que la de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$. Cuando esta condición se combina con los efectos de alto volumen de condensado depositado en la roca, los gradientes de presión a través del yacimiento son mayores,

ocasionando que el agua se mueva más rápidamente hacia los pozos productores.

En el estudio de simulación antes mencionado, se obtuvo que para una relación condensado-gas de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, la recuperación de condensado, considerando el volumen óptimo de inyección, fue de 57 % del condensado original en la formación, la cual es mayor, comparada con la esperada por agotamiento natural, de 46 %. Asimismo, la recuperación de gas por inyección de agua (volumen óptimo) fue de 83 %; 4 % mayor que la esperada por agotamiento natural.

De los resultados obtenidos por Fishlock⁽²⁵⁾, se concluye que en un yacimiento de gas y condensado sometido a inyección de agua, puede ser necesario producir grandes cantidades de agua durante la etapa de depresionamiento, si el agua inyectada invade la mayor parte del yacimiento. La inyección de agua podría limitarse a la invasión parcial del yacimiento; de esta manera durante la etapa de depresionamiento el agua de las regiones invadidas puede desplazarse a las regiones no barridas previamente, sin invadir los pozos productores.

4.3 Metodología de la Inyección de Agua⁽⁶⁰⁾.

La inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado, se puede efectuar de dos maneras diferentes:

- a) Inyección de tipo periférico en los yacimientos con gran relieve estructural.
- b) Desplazamiento frontal en los yacimientos de bajo relieve estructural.

En los yacimientos de gas y condensado con alto relieve estructural, la inyección de agua debe ser de tipo periférico, ubicando los pozos inyectoros

cercanos al contacto agua-hidrocarburo o bien, dentro de la zona del acuífero y los pozos productores, en la parte alta de la estructura; con esto se logrará tener una alta eficiencia de barrido aprovechando al máximo las fuerzas gravitacionales.

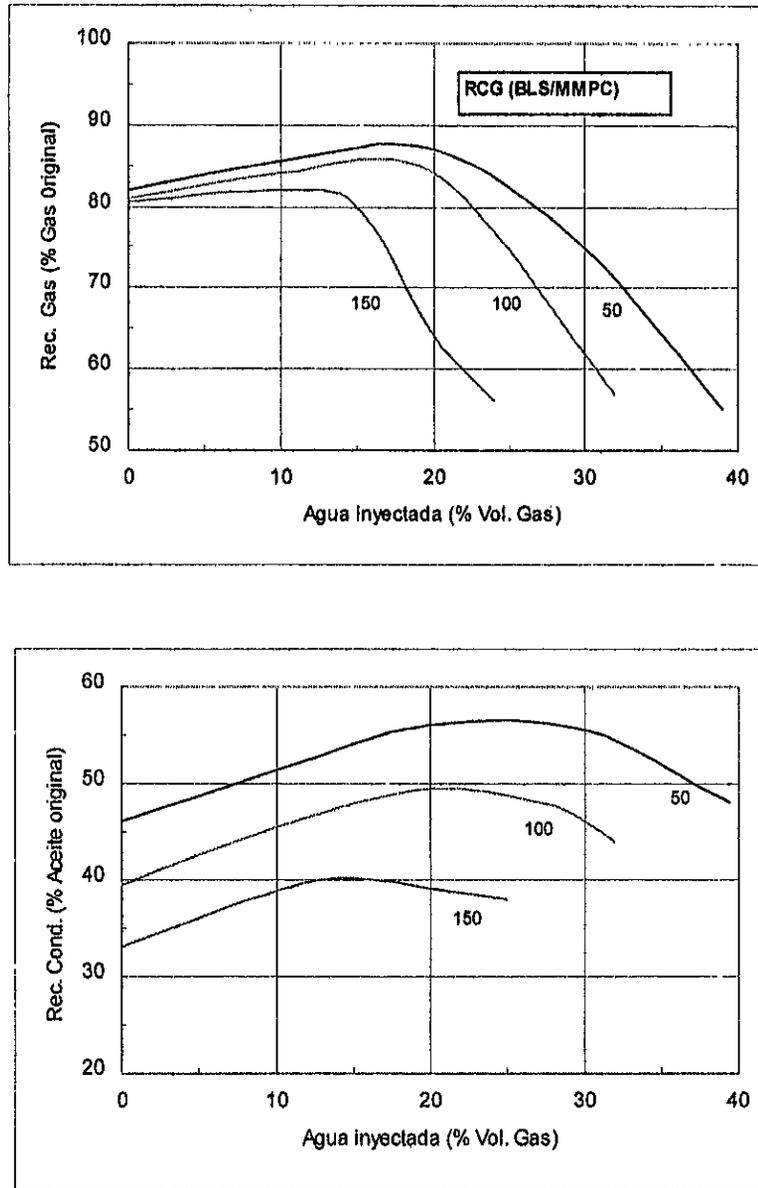


Figura 4.1.- Recuperaciones de gas y condensado en función del agua inyectada, para fluidos con diferentes relaciones Condensado-Gas, $k=30$ md. (Ref. 43).

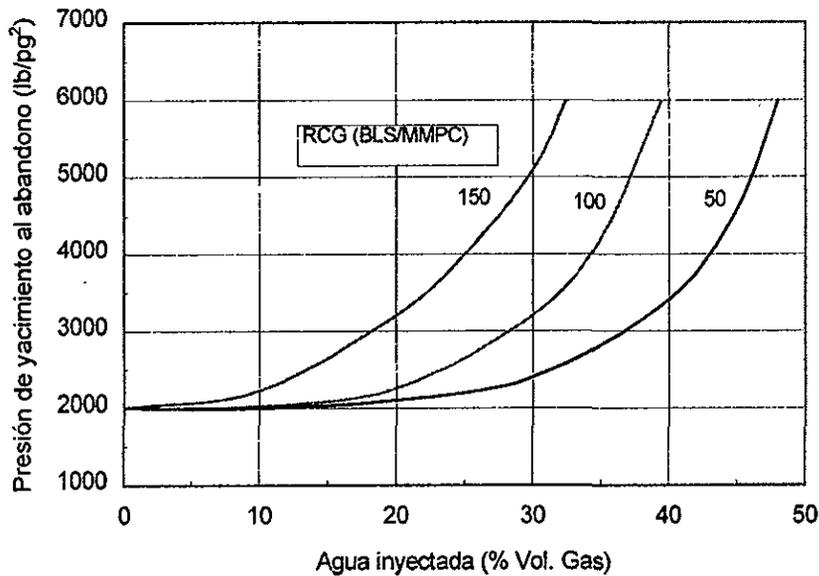


Figura 4.2.- Presión de abandono como función de la cantidad de agua inyectada, para fluidos con diferente relación condensado-gas (RCG bl/MMPC), $k = 30$ md. (Ref. 43).

La primera etapa del método ⁽⁶⁰⁾, consiste en inyectar agua en el fondo del yacimiento a una presión mayor a la de rocío, para mantenimiento de presión y así evitar la condensación retrógrada. El volumen de agua a inyectar se debe determinar cuidadosamente para evitar su canalización a los pozos productores. Si en un proceso dominan las fuerzas viscosas y la segregación gravitacional es de escasa magnitud, el agua tenderá a conificarse hacia los pozos productores. En el caso de que algunos pozos productores se invadieran, es preferible detener la inyección y depresionar el yacimiento produciendo gas y agua de los pozos invadidos, en lugar de producir solo de los pozos que no han sido invadidos.

La segunda etapa consiste en detener la inyección de agua antes de que se invada totalmente el yacimiento, depresionándolo posteriormente hasta el abandono, permitiendo de esta manera que el gas atrapado, como saturación de gas residual atrás del frente de invasión, se expanda y vuelva a moverse nuevamente hacia los pozos productores.

El éxito de la inyección de agua en yacimientos de gas y condensado, radica en la magnitud de la saturación de gas residual y en el volumen óptimo de inyección. Mientras menor sea la saturación de gas residual, menor será la pérdida de líquido retrógrado obtenida durante el depresionamiento. El volumen óptimo de inyección de agua con el cual se tiene la recuperación máxima de hidrocarburos, debe ser evaluado cuidadosamente a través de estudios de simulación y de una posible prueba piloto.

León⁽³⁸⁾, en su estudio de simulación de inyección de agua sobre un sector del campo Giraldas, el cual es un yacimiento fracturado de gas y condensado, encontró un volumen óptimo de inyección de 30 % del VPHC y factores de recuperación de 42.2 y 84.2 %, para el condensado y gas, respectivamente. Con base en estos resultados, concluyó que la inyección de agua en este tipo de yacimientos es técnicamente factible, si se tiene un estricto control en los ritmos de inyección y producción.

Por otra parte, la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado con bajo relieve estructural, origina que el desplazamiento de los hidrocarburos por agua sea de tipo frontal, ocasionando que se tenga una menor eficiencia de desplazamiento, comparada con la que es posible obtener en los yacimientos con alto relieve estructural; en este caso, la presión de inyección debe ser mayor a la de rocío, con el fin de evitar la condensación retrógrada.

4.4 Inyección de Agua en Yacimientos Fracturados.

En la explotación de los yacimientos por comportamiento primario, las fracturas son de gran ayuda, ya que permiten el flujo de los fluidos a través de ellas, constituyendo un medio de alta permeabilidad, cuando el aceite se expande y es expulsado de la roca del yacimiento. La situación es opuesta, cuando se inyecta agua en un yacimiento fracturado; en este caso, las fracturas pueden ocasionar que el agua se canalice a través de ellas, dejando atrapada una cantidad importante de aceite en la matriz de la roca, originando que la

recuperación sea más baja a la que se pudiera obtener por agotamiento natural. Este comportamiento depende del mecanismo de imbibición, de las fuerzas gravitacionales, capilares y de desplazamiento.

En los yacimientos intensamente fracturados con baja permeabilidad en la matriz, es de esperarse que la diferencia de presión a través de la matriz debida a la inyección de agua, sea muy pequeña; por lo cual, en un proceso de inyección de agua convencional, ésta tenderá a canalizarse por las fracturas. En este caso, el mecanismo de imbibición debe ser evaluado, para establecer si es un elemento primordial en el proceso de inyección de agua. Si la altura de los bloques es muy pequeña, es posible que el mecanismo predominante en la expulsión de aceite sea la imbibición; en cambio, para bloques con gran extensión vertical, el mecanismo predominante es el de segregación gravitacional⁽³⁾.

Para permitir la recuperación de aceite de la matriz de la roca, es necesario permitir la imbibición del agua en el medio poroso; para esto, la velocidad de avance del agua debe ser menor o igual que la crítica. La velocidad crítica se define como la velocidad vertical de avance del agua, para la cual el nivel del fluido de inyección en la matriz y las fracturas, es el mismo. Si la velocidad del agua en la fractura, es mayor que la velocidad crítica, se tendrá que las fuerzas de presión originadas por la inyección de agua, impiden que el aceite fluya de la matriz a la fractura. Si por el contrario, la velocidad del agua es menor o igual que la crítica, las fuerzas de presión, capilares y de gravedad ayudan a la expulsión del aceite de la matriz.

Con base en lo anterior es de esperarse que a mayores gastos de inyección se obtendrá menor recuperación final de hidrocarburos; es decir, en un yacimiento fracturado es más probable que se tenga surgencia de agua a tiempos más cortos, que en yacimientos no fracturados.

Debido a que varios proyectos de inyección de agua en yacimientos fracturados no han sido exitosos⁽³⁸⁾, es preferible que antes de implementar un proceso de este tipo, se evalúen las propiedades del sistema matriz-fractura a través de pruebas piloto, adecuadamente diseñadas.

Una alternativa que ofrece amplias perspectivas para incrementar la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos naturalmente fracturados, es la inyección cíclica de agua⁽³⁾. En este proceso, la inyección de agua no se efectúa de una manera continua sino discreta, con periodos de depresionamiento y represionamiento. Durante la etapa de represionamiento, el agua es forzada a penetrar en la matriz; posteriormente, durante la etapa de depresionamiento, el aceite es expulsado de la matriz hacia las fracturas, las cuales actúan como canales conductores hacia los pozos productores. En estudios realizados en laboratorio⁽⁵³⁾, se encontró que la inyección cíclica se puede aplicar tanto a rocas mojadas por agua como por aceite.

En un yacimiento de gas y condensado, cuya formación almacenadora esté fracturada y posea un relieve estructural importante, el arreglo de los pozos inyectores debe ser de tipo periférico, con los pozos ubicados cerca del contacto o dentro del acuífero, con el objeto de aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales, las cuales pueden desempeñar un papel muy importante en la recuperación de gas.

Cuando la inyección de agua en este tipo de yacimientos se efectúa a una presión mayor que la presión de rocío, debido a que el gas no moja la roca, se tendrá una alta eficiencia de desplazamiento, para una velocidad menor o igual que la velocidad crítica. En este caso, las fuerzas de presión, gravitacionales y capilares, actuarán a favor de una mayor recuperación de hidrocarburos. Si la inyección de agua se detiene, la presión del yacimiento caerá abajo de la presión de rocío y se formará una fase líquida en el yacimiento; en este caso, para una velocidad del agua menor o igual que la crítica, puede ocurrir lo siguiente:

- a) Si la roca es mojable por aceite, las fuerzas capilares retendrán el condensado en los poros, produciendo una baja recuperación. El gas fluirá preferentemente hacia los pozos productores por efecto de su mayor movilidad y por presentar una mayor permeabilidad relativa, comparada a la del condensado.

- b) Para una roca mojable por agua, actuará el mecanismo de imbibición y el condensado tenderá a ser desalojado de la matriz y fluirá a través de las fracturas hacia los pozos; esto último dependerá de la saturación crítica de condensado, permeabilidades relativas, relación de movilidades condensado-agua y efectos gravitacionales.
- c) Para una velocidad mayor que la crítica el agua tenderá a canalizarse por las fracturas, produciendo surgencias prematuras en los pozos productores y por lo tanto, una baja recuperación.

4.5 Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG).

Como se verá más adelante, la inyección de algún gas (hidrocarburos, no hidrocarburo o mezcla de ambos) en los yacimientos de gas y condensado, tiene dos grandes limitaciones:

1. Baja recuperación de líquido en yacimientos fracturados y altamente estratificados.
2. El alto volumen de gas requerido para efectuar la recirculación, puede hacer que el proyecto no sea atractivo económicamente.

Los problemas anteriores pueden solventarse en gran medida a través de la inyección alternada de agua y gas^(33,83,63,30). Este proceso consiste básicamente de inyectar por principio, un volumen de gas con objeto de generar miscibilidad con el fluido del yacimiento; inmediatamente después, se inyecta un volumen de agua previamente determinado y así sucesivamente, se alternan los ciclos de inyección gas-agua, de acuerdo a la relación de volúmenes previamente determinados.

En un proceso de desplazamiento miscible, es posible aumentar la recuperación de hidrocarburos, aumentando la eficiencia de desplazamiento en la

región barrida. Esto se puede lograr, reduciendo la movilidad del fluido de inyección, ya sea mediante la disminución de la permeabilidad de la roca a este fluido, o incrementando la viscosidad del mismo.

La reducción de la permeabilidad al gas, se logra aumentando la saturación del agua en la región barrida. La permeabilidad relativa a un fluido disminuye durante el flujo multifásico, y ya que la relación de movilidades es función de ésta, también disminuirá notablemente por la inyección de agua, debido a que este fluido tiene una mayor viscosidad que el gas de inyección. Es decir, los efectos de las permeabilidades relativas y diferencias de viscosidades, tienden a reducir el efecto de canalización del gas, debido a que el agua bloquea preferentemente los estratos más permeables, forzando al gas de inyección o al agua, a entrar en los poros de la roca de la zona no barrida, mejorando de esta manera, la eficiencia de barrido.

En otras palabras, en el método de inyección alternada gas-agua, la diferencia de viscosidades y los efectos de la permeabilidad relativa son muy benéficos para el proceso, ya que en este caso, un fluido más viscoso que el gas, llena los estratos más permeables o las fracturas, forzando al fluido de inyección a entrar en la zona no barrida; esto se ilustra con mayor claridad en la Figura 4.3. En la Figura 4.3a, se observa que inicialmente el volumen de gas inyectado, fluye preferentemente en la roca en proporción a su capacidad de flujo; es decir, a la relación kh entre los estratos. La eficiencia de barrido en la formación, se rige por la relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado, y al grado de flujo cruzado.

Una vez que el agua se inyecta inmediatamente atrás del gas, ésta penetra en las zonas más permeables y desplaza al gas a manera de un efecto tipo pistón, debido a la relación favorable de movilidades (Figura 4.3b). Cuando se inyecta un nuevo volumen de gas detrás del volumen de agua, el agua inyectada anteriormente bloquea la zona más permeable, obligando al gas de inyección a penetrar en las zonas menos permeables, mejorando de esta manera la eficiencia de barrido.

La efectividad del barrido de las zonas menos permeables, depende de los factores siguientes:

- Efectos de flujo cruzado
- Densidades y viscosidades de los fluidos.
- Diferencias de kh entre los estratos.
- Efectos de permeabilidades relativas.

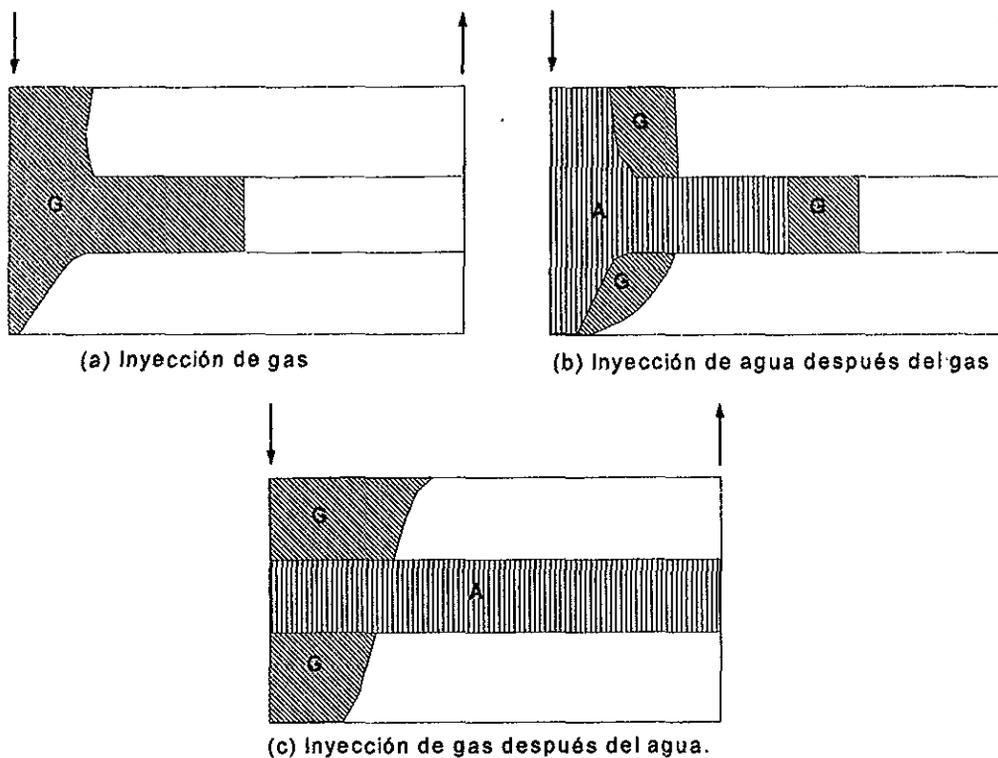


Figura 4.3.- Inyección Alternada de Agua y Gas (Refs. 33, 38)

Para asegurar un desplazamiento miscible, es necesario que se tenga una zona de gas de magnitud suficiente entre el bache miscible y la zona de flujo de agua, ya que si el agua fluye junto con el gas, se tendrá una reducción considerable en la eficiencia de desplazamiento.

Con lo anterior se entiende, que la relación de volúmenes gas-agua, debe ser cuidadosamente determinada, para que la zona de gas se mantenga a un volumen constante durante la vida del proyecto, ya que, si ésta es muy grande, el gas fluirá más rápido que el agua, originando una zona de gas considerable y reduciendo de esta manera, la eficiencia de barrido. Si por el contrario, la relación de volúmenes es baja, el agua fluirá más rápido que el gas, invadiendo la zona miscible.

Jones y cols.⁽³³⁾, realizaron un estudio de simulación en dos dimensiones para comparar el efecto benéfico de la inyección alternada de gas-agua, con relación a la inyección continua de gas. En dicho estudio, se puede apreciar en una forma más clara, la repercusión de la relación de volúmenes inyectados gas-agua, en la recuperación de hidrocarburos. Para este estudio se supuso, que el gas inyectado era miscible al primer contacto con el gas y condensado, lo cual significa que no existe líquido retrógrado en los poros de la roca.

En la Figura 4.4 se puede observar como resultado de este estudio, que con el método de inyección alternada de agua y gas, se tiene una recuperación de condensado 80 % mayor, que en el caso de la inyección continua de gas, para un mismo volumen poroso inyectado. Esta misma figura presenta la variación de la recuperación de hidrocarburos con respecto al volumen poroso inyectado, de la cual se deduce que la recuperación es muy sensible a los efectos del tamaño de bache y también a las permeabilidades relativas; es decir, entre mayor sea la relación de volúmenes gas-agua, menor será la recuperación de hidrocarburos.

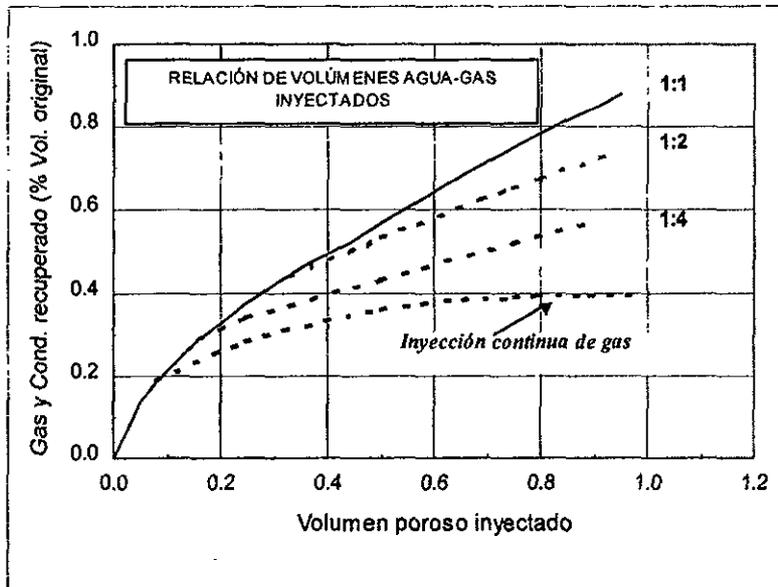


Figura 4.4.- Variación de la recuperación de hidrocarburos en función del volumen poroso inyectado, para diferentes relaciones de volúmenes inyectados Agua-Gas (Ref. 33).

Los resultados obtenidos en los estudios de simulación, fueron confirmados mediante experimentos de laboratorio⁽¹⁶⁾, concluyendo que con este método se tiene una mayor recuperación de hidrocarburos. Para definir la posible aplicación de este método en un yacimiento en particular, es necesario contar con un estudio de simulación adecuado, que tome en cuenta todos los factores involucrados en el proceso (flujo cruzado, permeabilidades relativas, relación de volúmenes de inyección, etc).

La parte fundamental de un proyecto de inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, es mantener la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío, para evitar la condensación retrógrada. Es necesario que el contenido de líquido en el gas, sea lo suficientemente alto, para justificar los costos del proyecto de inyección.

La relación de movilidades en un desplazamiento gas-agua es menor que la unidad, lo cual combinado con la gran diferencia de densidades entre el gas y agua, hace que la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, sea un proceso muy estable.

Los yacimientos apropiados para un proceso de inyección de agua, deben presentar las características siguientes:

- Presión original mayor o cercana a la presión de rocío, para evitar la condensación retrógrada.
- Alta permeabilidad vertical, con la finalidad de aprovechar al máximo el efecto de segregación gravitacional.
- Que no posea un acuífero activo asociado, ya que es casi imposible controlar la entrada de agua.
- Espesor considerable para permitir la formación de una capa de gas de suficiente magnitud, con el objeto de evitar la conificación del agua.
- Relieve estructural considerable, para permitir la localización de los pozos inyectoros a una distancia relativamente grande y así prevenir la conificación de agua.
- Extensión areal grande para evitar la digitación del agua.
- Bajo contenido de arcillas hidratables.

Aunque en la literatura no se ha reportado ningún caso, sobre la implementación de un proceso de inyección de agua en yacimientos de gas y condensado, si existe para yacimientos de gas. Cason⁽⁶⁾, reporta un caso histórico de inyección de agua en un yacimiento de gas húmedo con bajo contenido de líquido. En este documento se muestra claramente, como mediante la inyección de agua, se pudo obtener un incremento sustancial en la recuperación de gas. La inyección de agua se efectuó en el yacimiento Discorbis I del campo Duck Lake al Sur de Louisiana, el cual presentaba una entrada de agua muy limitada. Se inyectó un volumen total de 130×10^6 bls. a un gasto promedio de inyección de

33,000 BPD. Con éste proceso se obtuvo una recuperación adicional de gas de 25,000 MMPC; es decir, un 3.6 % adicional de la reserva original de gas, la cual fue estimada por balance de materia.

Es muy importante recalcar, que el proceso de inyección anterior, se llevó a cabo con agua salada proveniente del sistema de recolección del propio campo, por lo cual, la inversión en el tendido y reacondicionamiento de líneas de inyección a pozos inyectores, fue mínima.

Sin Inyección de agua $G_p = 625 \times 10^9 \text{ p}^3$

Con inyección de agua $G_p = 650 \times 10^9 \text{ p}^3$

CAPITULO 5

INYECCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Cuando se enfrenta el problema de planear el desarrollo de un yacimiento de gas y condensado, sería deseable poder comparar las recuperaciones de hidrocarburos y las ganancias que se obtendrían, por medio de la implantación de varios esquemas de explotación. El más simple de ellos, es el de agotamiento natural hasta alcanzar la presión de abandono, el cual permite obtener volúmenes altos de hidrocarburos iniciales, requiere de baja inversión inicial de capital y también, de menores esfuerzos de diseño de ingeniería; sin embargo, presenta la desventaja de ocasionar una pérdida considerable de líquido condensado (condensación retrógrada), resultante de una disminución continua de la volatilidad del fluido del yacimiento, a medida que el peso molecular promedio del mismo se incrementa, durante el proceso de agotamiento de presión.

Uno de los esquemas de explotación más apropiado y comúnmente usado en este tipo de yacimientos, es el "reciclaje de gas" con mantenimiento de presión que puede ser parcial o total. En este método, el reciclaje de gas empieza al inicio de la explotación del campo; de esta manera, el peso molecular promedio del fluido del yacimiento, disminuye a medida que éste se diluye con el gas de inyección. Una vez que se presenta la surgencia del gas de inyección en los pozos productores, se continúa la explotación por agotamiento natural, hasta el abandono. Algunas de las ventajas de este método son: (1) altas recuperaciones de líquido, debido al desplazamiento de fluidos densos arriba de la presión de rocío, por el gas seco de inyección; (2) durante la inyección de gas y el agotamiento natural posterior al mismo, se inhibe la condensación retrograda y por consiguiente la acumulación de líquidos en la vecindad de los pozos productores y; (3) en el caso de inyección de gas dentro del casquete, el cual tiene asociado una saturación residual de líquido, gran parte de éste puede ser recuperado por "vaporización"^(12,11,79,84). Sin embargo, los costos iniciales y de

operación por manejo del gas son muy altos en este proceso, al igual que las ventas diferidas del gas seco y las erogaciones por gas de relleno o de complemento.

Standing, Lindblad y Parsons⁽⁷⁷⁾, mostraron que se podía incrementar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado con permeabilidad variable, si el reciclaje de gas se iniciara después de una etapa de agotamiento natural, por debajo de la presión de rocío. En su trabajo indican que todos los componentes más pesados pueden ser recuperados, si se ponen en contacto con cantidades suficientes de gas seco; esto fue sustentado posteriormente por Sigmund y Cameron⁽⁶⁸⁾. Por otro lado, Havlena y Cook^(31,12) mencionan que incrementando y disminuyendo la presión de un yacimiento de aceite volátil, es decir, alternando su explotación por agotamiento natural e inyección de gas, se produciría un efecto de "respiro" en el yacimiento, resultando en una mejor recuperación en áreas normalmente no barridas, durante la inyección.

En resumen, los esquemas de explotación para yacimientos de gas y condensado, pueden considerarse como combinaciones de dos procesos básicos; agotamiento natural y revaporización por inyección de gas. Standing y cols.⁽⁷⁷⁾ presentaron argumentos, los cuales indican que el mejor sistema de explotación para este tipo de yacimientos, es el de agotamiento natural parcial, seguido del reciclaje de gas y concluyendo con otro de agotamiento natural hasta alcanzar las condiciones abandono. Sin embargo, estudios efectuados por Havlena y cols.⁽³¹⁾, demostraron que la recuperación por reciclaje con mantenimiento parcial de presión, fue ligeramente diferente a la obtenida con mantenimiento total de presión.

Cook y cols.^(12,11) en sus experimentos realizados para ilustrar la importancia de la vaporización en la recuperación de aceite inmóvil, establecieron que las condiciones más favorables para lograr una alta recuperación en este tipo de procesos, son: alta densidad API del fluido, alta presión y temperatura del yacimiento y una buena eficiencia de barrido.

5.1 Inyección de Gas Seco.

Por muchos años, el gas seco, cuyo componente principal es el metano, había sido empleado exitosamente en algunos países, como fluido de inyección en yacimientos de gas y condensado, ya que es miscible con casi todos los fluidos de este tipo. El objetivo de inyectar este gas, como se mencionó anteriormente, era el de mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (generalmente arriba o cercana al punto de rocío), para minimizar la cantidad de líquido formado por la condensación retrógrada, o incrementar la recuperación de líquidos por revaporización, cuando la presión del yacimiento ha caído por debajo de la de rocío. Sin embargo, la disponibilidad limitada del metano, aunado al incremento en su valor debido a la demanda, han hecho que esta práctica de demorar las ventas de gas que sale del yacimiento, para reinyectarlo al mismo durante largos periodos de tiempo, sea incosteable. Experimentos realizados a nivel microscopio⁽⁵⁴⁾ han mostrado, que el desplazamiento bajo condiciones de miscibilidad de un fluido con otro, es altamente eficiente; generalmente, dicha eficiencia es muy cercana al 100 %, lo cual explica lo efectivo y atractivo de este proceso.

Smith y Yarbourough⁽⁷²⁾ condujeron experimentos para ilustrar la vaporización de líquido retrógrado, por inyección de gas seco en paquetes de arena no consolidadas. Ellos concluyeron que los líquidos pueden ser revaporizados y que el gas inyectado se satura en un periodo muy corto de tiempo, después que se pone en contacto con el líquido retrógrado.

5.2.- Inyección de Gases Inertes.

Debido a la demanda de gas seco y a los aspectos económicos que trae consigo la retención de dicho fluido para operaciones de reciclaje, la inyección de gases inertes como el N_2 y CO_2 constituyen una alternativa muy atractiva, para reemplazar el vaciamiento durante el reciclaje de gas en yacimientos de gas y condensado.

Como consecuencia de lo anterior, Moses y Wilson⁽⁴⁶⁾ fueron de los primeros en sugerir el uso de gases no-hidrocarburos, como fluidos de inyección. Ellos realizaron estudios de laboratorio, para evaluar la efectividad del N_2 en el mantenimiento de la presión de yacimiento y desplazamiento de condensado, en yacimientos de gas y condensado, demostrando experimentalmente que la inyección de N_2 puede usarse para desplazar fluido condensado, bajo condiciones de miscibilidad en una columna empacada y que dicho gas, es un sustituto atractivo del gas seco o natural en el mantenimiento de presión en este tipo de yacimientos. En dichos experimentos destacaron también que al agregar N_2 a una corriente de gas y condensado, eleva su presión de rocío en una proporción mayor a la obtenida con gas seco (metano). En la realización de las pruebas de desplazamiento en tubos delgados con ambos gases, lograron recuperaciones de líquido mayor al 98 %. Lo anterior fue corroborado posteriormente por Vogel y Yarborough⁽⁶⁴⁾ al inyectar N_2 en tres sistemas de gas y condensado. Estos investigadores indicaron que si el yacimiento era inicialmente saturado, la inyección de N_2 inmediatamente ocasionaría una condensación de líquido a medida que éste se mezcla con el gas del yacimiento; por otro lado, si el yacimiento estaba en condiciones de bajasaturación, entonces el N_2 se podía mezclar con el gas del yacimiento, antes que se condensara cualquier cantidad de líquido.

Experimentos efectuados por Sanger y Hagoort⁽⁶⁴⁾ en tubos delgados, indicaron que la inyección de N_2 a un sistema gas-condensado, no es un proceso que origine miscibilidad de primer contacto; por el contrario, es un proceso de

miscibilidad de contacto múltiple, mientras la presión esté por debajo de la de rocío. Al agregar N_2 al sistema hidrocarburo se ocasiona una fuerte depositación de líquido en la zona de mezclado, entre el fluido del yacimiento y el gas inyectado, lo cual a su vez reduce la recuperación. Dicha depositación es menor en el caso de inyección de metano.

El N_2 producido de una planta criogénica, posee propiedades físicas más adecuadas para este tipo de procesos que otros gases, lo cual hace que sea el gas idóneo no-hidrocarburo para un proceso de inyección. Sus propiedades principales son: que es totalmente inerte (no corrosivo) y que posee un factor de compresibilidad más alto que el gas seco; es decir, se requiere de menor volumen, sin embargo, esto último incrementa los requerimientos de compresión.

El empleo de gases inertes como el N_2 , ofrece por supuesto ventajas y desventajas. La principal ventaja es que al no inyectarse el mismo gas que proviene del yacimiento (gas natural), este último se puede comercializar desde el inicio, además de que se alcanzan altas recuperaciones finales de hidrocarburos, de tal manera que al abandono, el yacimiento contiene volúmenes considerables de N_2 , más que de gas hidrocarburo. Las principales desventajas son: (1) la inversión adicional para remover el N_2 del gas producido, resultando en gastos excesivos de operación para obtener el gas hidrocarburo, con la calidad requerida para su venta, y (2) que la adición de alguna cantidad de N_2 a un fluido de gas y condensado, causa un fuerte incremento en la presión de rocío de la mezcla^(46,64,70,4,65,69,55,38,58), ocasionando que eventualmente, ésta llegue a ser mucho mayor que la presión del yacimiento. Dependiendo del grado de mezclado y dispersión, ocurrirá una depositación de líquido, resultando en una reducción de la eficiencia del proceso; esta depositación es debida a que la presión de rocío de la mezcla, es más alta que la presión de rocío del gas del yacimiento. El metano es menos sensible al fenómeno anterior; es decir, la capacidad de evaporación del metano, es muchas veces mayor que la del N_2 ⁽⁶²⁾. En yacimientos estratificados este problema es mayor, ya que, mientras que en los yacimientos homogéneos la depositación de líquido solo ocurre en la zona de mezclado, en los primeros,

adicionalmente se presentan zonas de mezclado en la frontera entre capas de diferentes permeabilidad⁽⁶⁵⁾.

Como una alternativa al problema anteriormente mencionado, algunos autores^(66,36,58) proponen la inyección inicial de un bache de metano (gas seco), seguido por la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión. Ellos sostienen que si el bache de metano es lo suficientemente grande, éste mantendrá separado el N_2 del condensado y de esta manera, la recuperación de líquido sería alta. La teoría dice que el bache de metano amortigua o separa el condensado del N_2 , durante el proceso de desplazamiento. En otro estudio realizado por Kossack y Opdal⁽³⁷⁾, se mostró que el incremento de mezclado entre el N_2 y el condensado, provocaría una pérdida de entre 30 y 40 % de líquido, comparado con el desplazamiento con solo metano.

Como se verá más adelante, el CO_2 tiene una mayor capacidad de miscibilidad con los fluidos del yacimiento. Se ha encontrado que la capacidad para desarrollar miscibilidad al primer contacto, depende grandemente del contenido de CO_2 en el fluido de desplazamiento⁽⁶⁸⁾. El CO_2 es capaz de promover la revaporización de condensado formado, por su habilidad de acción solvente con los hidrocarburos, lo cual implica una disminución de la presión de rocío del fluido del yacimiento y consecuentemente, una mayor recuperación de líquidos.

5.3 Vaporización de líquido retrógrado.

Con el propósito de estimar la vaporización del líquido retrógrado que se presenta cuando se inyecta gas a un yacimiento de gas y condensado el cual se encuentra por debajo de la presión de rocío, Striefel, Ahmed y Cady⁽⁷⁹⁾ en 1984, desarrollaron un modelo computacional en una sola dirección empleando gases hidrocarburos y no-hidrocarburos; de este modelo se hablará con más detalle en el capítulo siguiente.

Todos los gases estudiados por estos autores (aire, C_1 , N_2 y N_2-CO_2), incrementaron la recuperación de condensado retrógrado debido a la

revaporización del mismo. La Figura 5.1 muestra el número de moles de C_2-C_6 vaporizadas, en función del volumen de gas inyectado. Se puede apreciar, que al menos para este caso, la habilidad de los gases inyectados para vaporizar los componentes intermedios, es aproximadamente similar hasta un 70 % de moles vaporizadas; después de este valor, se pueden observar ciertas diferencias para cada uno de ellos en vaporizar los componentes remanentes, que constituyen los más pesados.

Con referencia a esta figura, es importante mencionar, que la parte inicial de las curva está dominada por la vaporización de los componentes menos pesados en la fase líquida; por lo tanto, cuando se habla de la cantidad de aceite vaporizado, dicha forma inicial de la curva no es tan importante; es decir, son las características de vaporización de los componentes pesados, los que determinan la cantidad total de aceite que será vaporizado.

Con este modelo se pudo comprobar una vez más, que el metano principal componente del gas natural, es más efectivo que los gases no-hidrocarburos en vaporizar los componentes más pesados del condensado retrógrado. La Figura 5.2 ilustra la recuperación de componentes pesados y muestra que la habilidad del N_2 para vaporizarlos, mejoró sustancialmente con la adición de CO_2 . Los resultados con aire y N_2 mostraron pequeñas diferencias entre sí, lo cual era de esperarse, debido a la similitud en composición y propiedades críticas entre ambos gases. Sin embargo, hay que tener presente que el aire es un gas oxidante y puede provocar o iniciar una combustión en la superficie de la formación, la cual sería muy dañina para la misma formación y para todo el equipo de la pared del pozo.

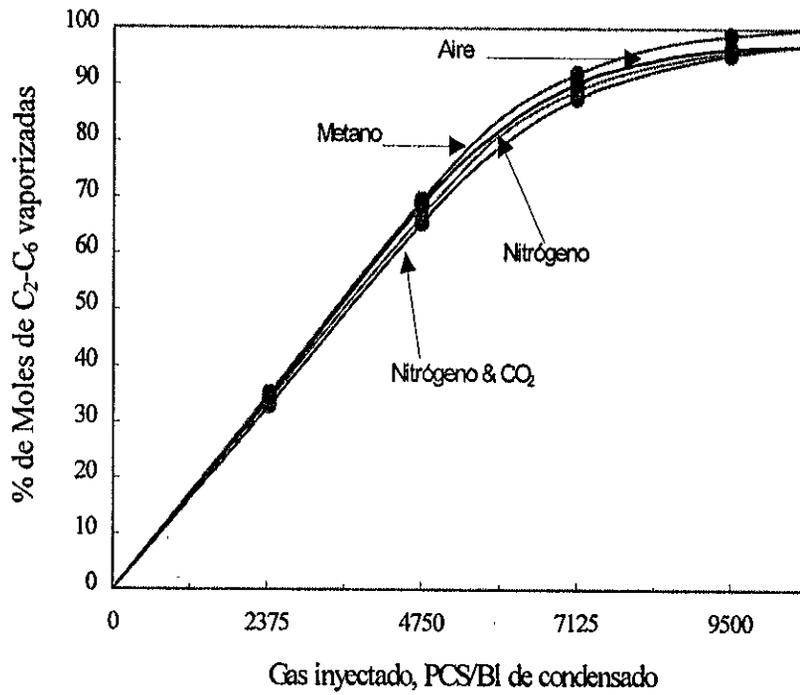


Figura 5.1.- Vaporización de componentes intermedios (Ref. 79).

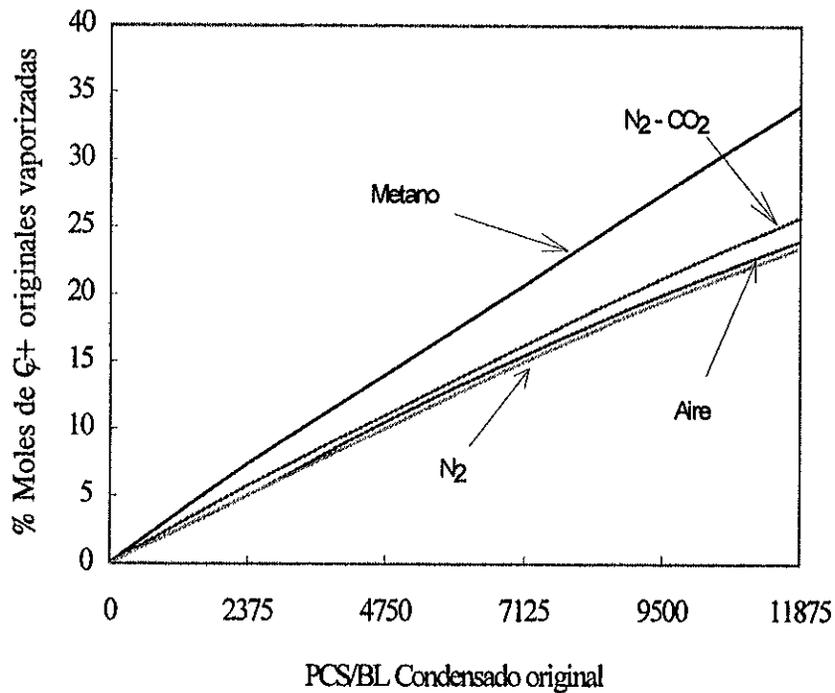


Figura 5.2.- Vaporización de la fracción pesada (Ref. 79).

5.4 Experimentos de laboratorio.

Para evaluar las eficiencias de recuperación por la inyección de algún gas, es necesario entender el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento a medida que sufren cambios en presión y composición, cuando son mezclados con gases de inyección tales como Metano, N_2 y CO_2 .

Gran parte de la literatura sobre la revaporización de líquidos condensados por inyección de gas, ya sea hidrocarburo o no-hidrocarburo, indica que el condensado depositado durante el agotamiento natural de presión, puede ser completamente recuperado si es contactado con suficientes cantidades de gas; sin embargo, se ha puesto muy poca atención a los mecanismos microscópicos de la revaporización y a los factores que gobiernan el ritmo de evaporación o el crecimiento de una zona de transición o no equilibrio.

5.4.1 Comportamiento de Fases con inyección de C_1 , N_2 , y CO_2 .

Peterson en 1978⁽⁵⁴⁾, fue de los primeros en mostrar experimentalmente los efectos del N_2 y CO_2 en sistemas de aceite volátil y gas y condensado, con el objeto de entender el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento, a medida que sufren cambios de presión y composición debido a la inyección de dichos gases. El fluido experimentado correspondió al del campo "Painter", localizado en el estado de Wyoming, U.S.A., el cual es un yacimiento de gas y condensado con una zona de aceite volátil. La composición tanto del aceite como del gas y condensado, se muestran en la Tabla 5.1.

Los experimentos se desarrollaron en una celda visual de alta presión, mantenida a temperatura constante. Cada celda fue cargada con el fluido del yacimiento (gas o aceite) y con el de inyección; se disminuyó la presión desde un valor alto en la región de una sola fase, hasta un valor bajo en la de dos fases. Después de alcanzado el equilibrio vapor-líquido⁽⁵⁰⁾, tanto el gas como el líquido fueron analizados por cromatografía.

TABLA 5.1.- COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO PAINTER (Ref. 54).

Componente	Yacimiento de Aceite	Yacimiento de Gas y Condensado
N ₂	0.0102	0.0170
CO ₂	0.0040	0.0050
C ₁	0.5462	0.6970
C ₂	0.1147	0.1092
C ₃	0.0733	0.0604
C ₄	0.0401	0.0327
C ₅	0.0196	0.0141
C ₆	0.0142	0.0089
C ₇	0.0221	0.0109
C ₈	0.0423	0.0143
C ₉	0.0191	0.0079
C ₁₀	0.0113	0.0054
C ₁₁	0.0081	0.0040
C ₁₂ ⁺	0.0748	0.0132
	1.0000	1.0000
Presión, lb/pg ²	4000	3990
Temperatura, °F	164	164

Las Figuras 5.3 y 5.4, muestran el comportamiento de fases del sistema aceite con la inyección de CO₂ y N₂, respectivamente. En estas se puede observar que la presión de burbuja no se incrementó considerablemente, a medida que aumentó el porcentaje de CO₂ en la mezcla; sin embargo, la presión de rocío, si lo hizo sustancialmente, llegando a un máximo de aproximadamente 6,000 lb/pg² con una concentración de 85 % mol. Por otro lado, con respecto al N₂, se puede notar que la inyección de un 30 % de este gas, incrementó la presión a más de 10,000 lb/pg², lo cual descarta una total miscibilidad por debajo de este valor.

En la Figura 5.5 se presenta el comportamiento de la presión cuando se inyectó CO₂ al fluido gas y condensado del mismo yacimiento; se nota que la presión de rocío disminuyó desde 4,000 lb/pg² (presión de rocío original) hasta alrededor de 2,500 lb/pg², conforme el CO₂ fue aumentando desde cero hasta 80 % mol, lo cual implica miscibilidad al primer contacto de este gas, con el fluido gas y condensado para presiones inferiores a 4,000 lb/pg².

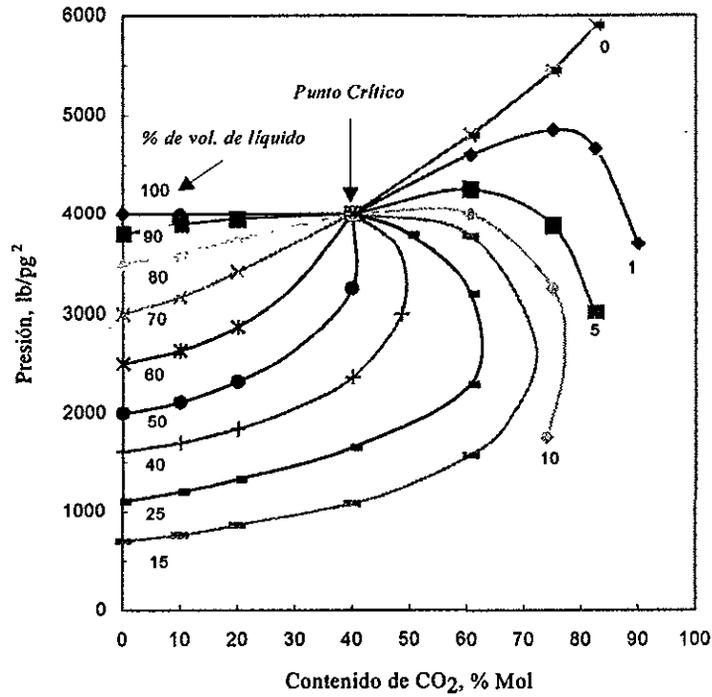


Figura 5.3.- Diagrama de presión, sistema Aceite-CO₂. Yacimiento Painter (Ref. 54).

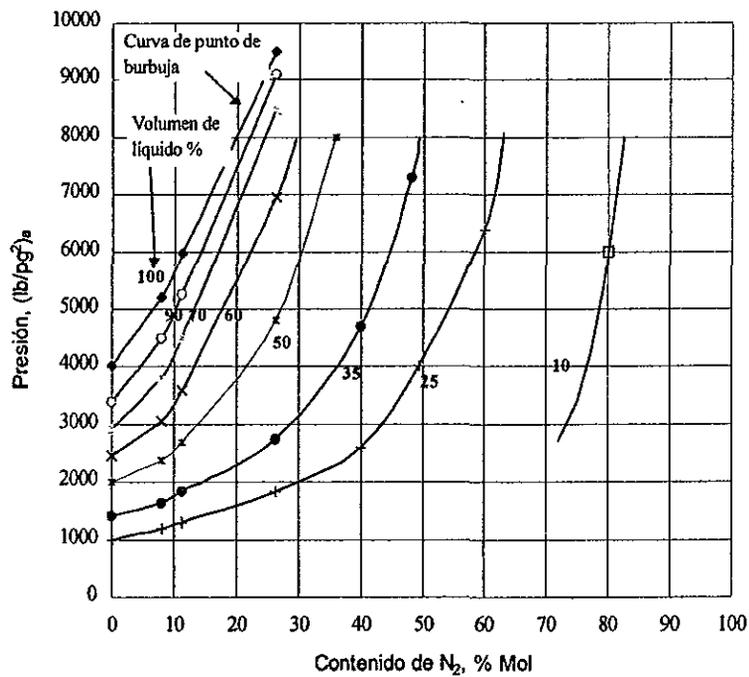


Figura 5.4.- Diagrama de presión, sistema Aceite-N₂. Yacimiento Painter. (Ref. 54).

La Figura 5.6 muestra los efectos de la inyección de N_2 en el comportamiento de la presión de rocío del fluido gas-condensado. Al igual que en el caso del aceite, la presión de rocío se incrementó muy rápidamente a medida que la concentración de N_2 aumentaba en la mezcla; 16 % de N_2 causó un incremento de presión mayor a 6,000 lb/pg², lo cual descarta miscibilidad al primer contacto, abajo de esta presión. La condensación de líquido en la mezcla N_2 -condensado del yacimiento, se volvió significativa a presiones sobre 4,000 lb/pg² (Fig. 5.7), donde se observa alrededor de 11 % de condensado de 20 a 38 % mol de N_2 . A medida que la presión disminuyó la condensación alcanzó un máximo de aproximadamente 20 %, valor que representa el condensado original (0 % de N_2).

Estos experimentos solo midieron miscibilidad al primer contacto; en condiciones reales en el yacimiento, la inyección adicional de gas contactaría repetidamente al fluido del yacimiento y la revaporización del condensado, ocurriría a medida que este es contactado con más N_2 fresco. Para este caso, en la Figura 5.8 podemos observar, que con 5 contactos de N_2 se logró revaporizar cerca de la mitad del condensado.

Moses y Wilson⁽⁴⁶⁾ en 1981, desarrollaron experimentos de laboratorio inyectando gas natural y N_2 a un fluido de gas y condensado, cuyas propiedades se muestran en las Tablas 5.2 y 5.3, respectivamente. En la Figura 5.9 se puede observar que durante el agotamiento de presión, el condensado retrógrado alcanzaría un máximo de 20 % de HCPV, a 2300 lb/pg².

TABLA 5.2.- COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL INYECTADO (Ref. 46).

Componente	% Mol
Metano	94.68
Etano	5.27
Propano	0.05
	100.00

$$\gamma_g = 0.580 \text{ (aire=1)}$$

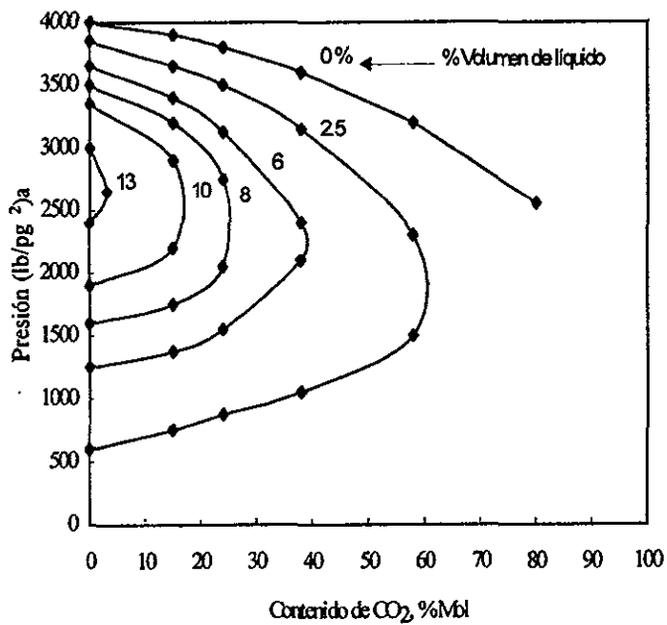


Figura 5.5.- Diagrama de presión, sistema Condensado-CO₂. Yacimiento Painter (Ref. 54).

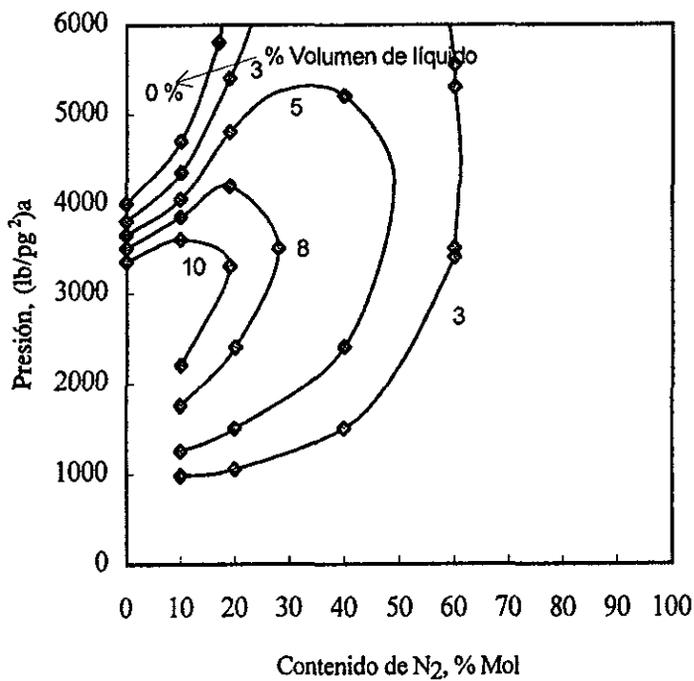


Figura 5.6.- Diagrama de presión, sistema Condensado-N₂. Yacimiento Painter (Ref. 54).

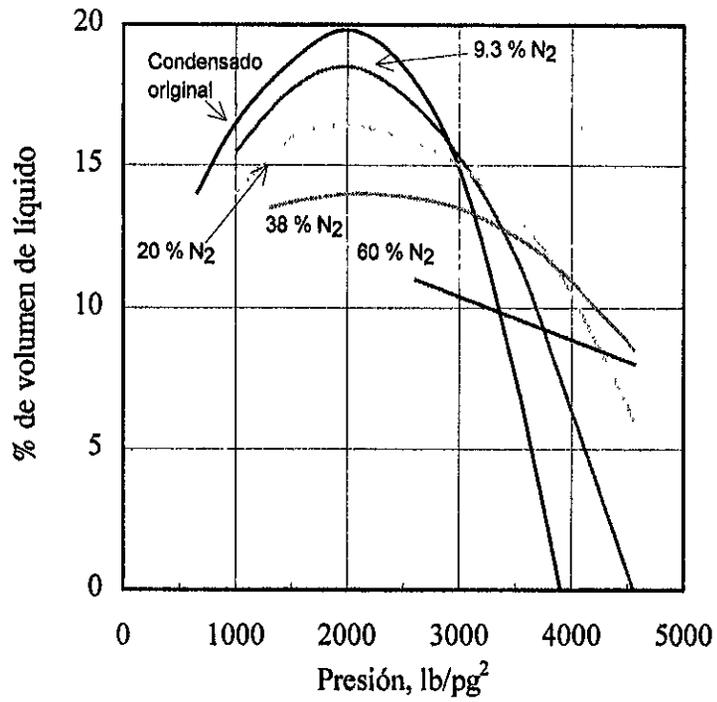


Figura 5.7- Diagrama presión-% volumen, sistema Condensado-N₂. Yacimiento Painter. (Ref. 54).

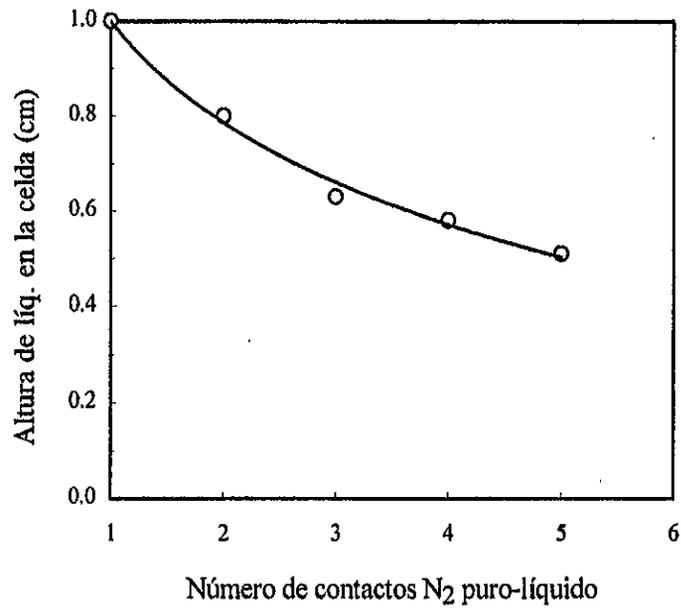


Figura 5.8.- Vaporización de contacto múltiple con N₂. Yacimiento Painter. (Ref. 54).

TABLA 5.3.- COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO (Ref. 46).

Componente	% Mol
CO ₂	1.21
N ₂	1.94
C ₁	65.99
C ₂	8.69
C ₃	5.91
i-C ₄	2.39
n-C ₄	2.78
i-C ₅	1.57
n-C ₅	1.12
C ₆	1.81
C ₇₊	6.59
	<hr/>
	100.00
MWC ₇₊	140
Dens. Rel. C ₇₊ @ 60/60 °F	0.774
Presión de Rocío, lb/pg ²	3428
Temperatura del yacimiento, °F	200
Gravedad del líq. en el tanq. °API	61.6
RGL, pcs/bl	4812

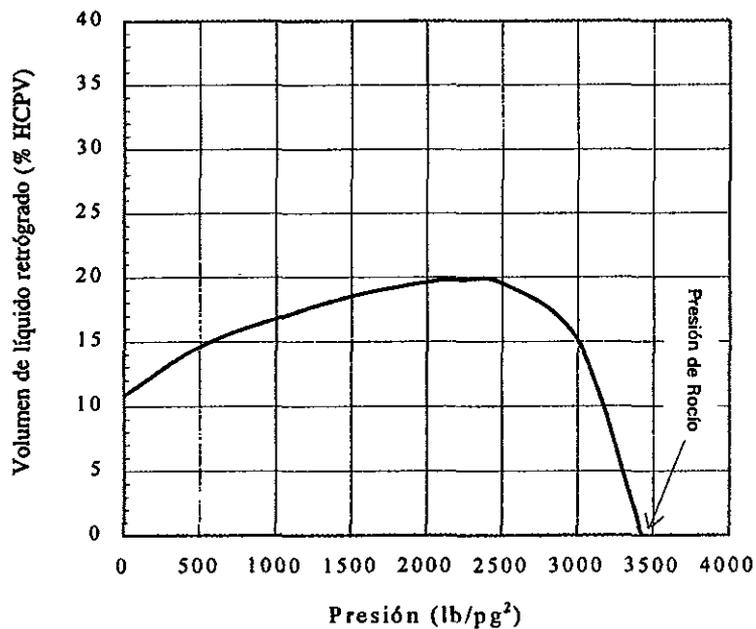


Figura 5.9.- Condensación Retrógrada a 200 °F (Ref. 46).

La inyección de gas natural en el fluido del yacimiento, originó que el punto de rocío de la mezcla se incrementara con cada inyección de gas. Se inyectó un total de 2467 p³ de gas natural por barril de fluido original, a condiciones de rocío. El punto de rocío aumentó de 3428 a 4880 lb/pg², después de la última inyección (Fig. 5.10, Tabla 5.4).

TABLA 5.4.- ELEVACIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO CON LA INYECCIÓN DE GAS NATURAL (Ref. 46).

Mezcla	Gas Natural inyectado acum. (pcs/bl)	Presión de Rocío (lb/pg ²)
	0	3,428
1	190	3,635
2	572	4,015
3	1523	4,610
4	2467	4,880

En forma similar, se llevó a cabo un experimento inyectando N₂ al mismo fluido del yacimiento. En este caso, la elevación del punto de rocío fue mucho mayor que con gas natural (Fig. 5.11, Tabla 5.5). Se inyectó un total de 940 p³ de N₂, por barril de fluido original; la presión de rocío de esta mezcla fue de 7,100 lb/pg², es decir, 107 % mayor que la original (Fig. 5.12).

TABLA 5.5.- ELEVACIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO CON LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO (Ref. 46).

Mezcla	Nitrógeno inyectado acum. (pcs/bl)	Presión de Rocío (lb/pg ²)
	0	3,428
1	151	4,060
2	395	5,081
3	638	6,030
4	940	7,100

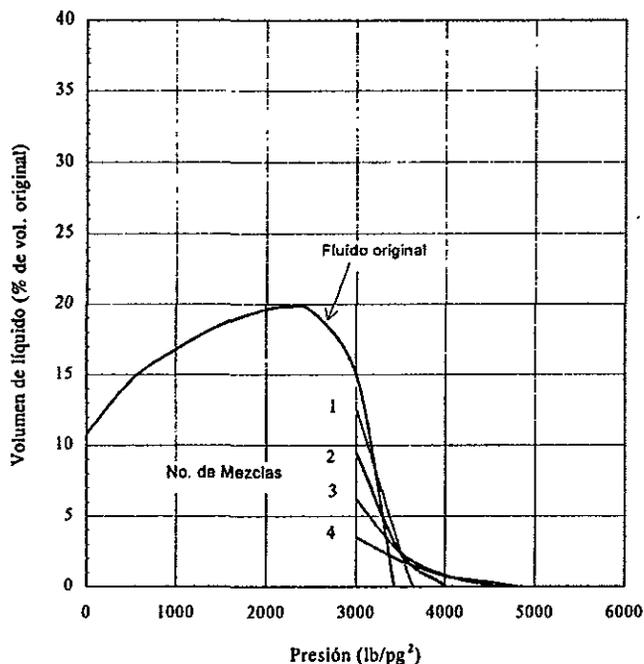


Figura 5.10.- Condensación Retrógrada de líquido, con la inyección de Gas Natural (Ref. 46).

Una de los aspectos más importantes que se notó, durante el desarrollo de estos experimentos, lo constituye el hecho, de que a medida que el gas inyectado, desplazaba al fluido del yacimiento, ocurría una mezcla de ambos fluidos en el frente de desplazamiento. Lo anterior permitió establecer dos conclusiones: (1) si existe este fenómeno de mezclado, el punto de rocío de la mezcla se incrementará y (2) también ocurrirá consecuentemente, una pérdida de condensado retrógrado en la zona de mezclado con cualquier gas inyectado, si la presión del yacimiento se mantiene cerca ó en la de rocío; dicha pérdida de condensado será mayor en el caso de inyección de N_2 .

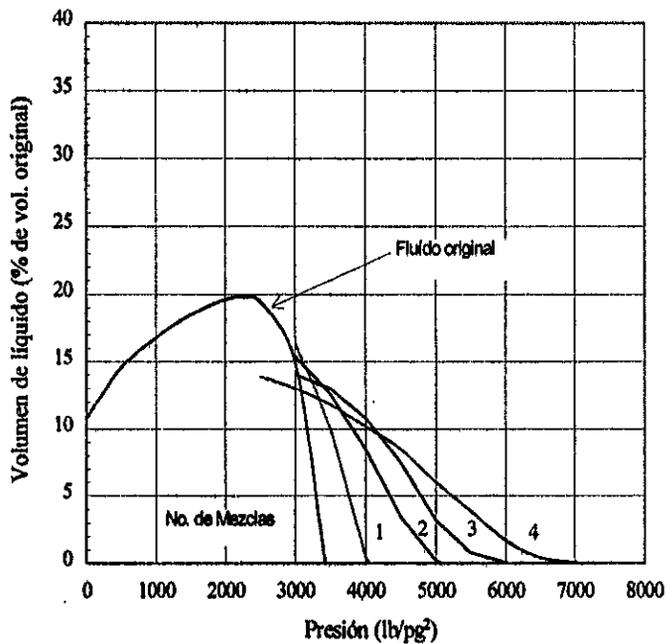


Figura 5.11.- Condensación Retrograda de líquido, con la inyección de N_2 (Ref. 46).

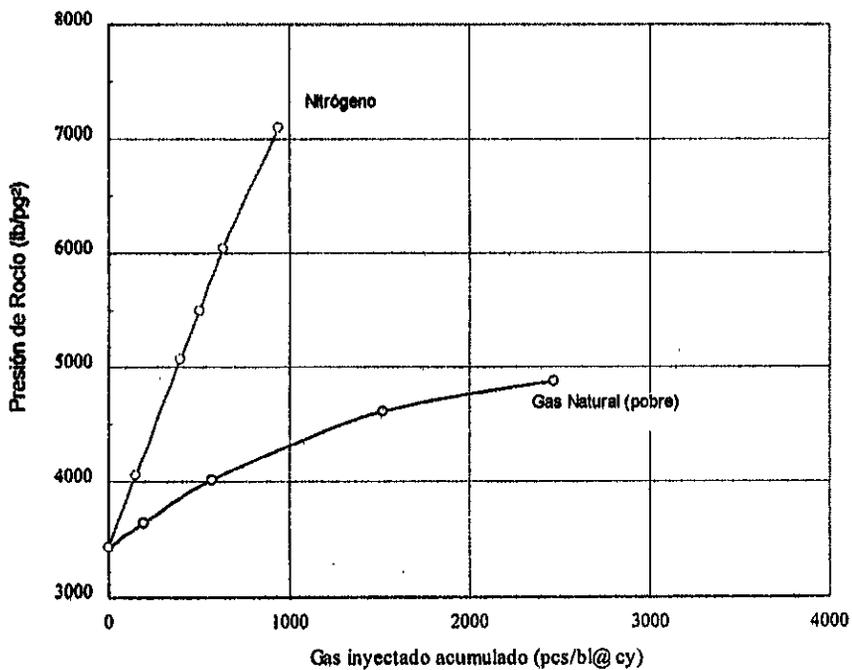


Figura 5.12.- Elevación de la Presión de Rocío, con la inyección de Gas Natural y N_2 (Ref. 46).

5.4.2 Pruebas de desplazamiento con Gas.

Moses y Wilson⁽⁴⁶⁾ también diseñaron pruebas de laboratorio, de tal manera que el fluido del yacimiento (Tabla 5.2) pudiera ser desplazado dentro de una columna empacada, ya sea con gas natural o nitrógeno; las características de este medio se pueden observar en la Tabla 5.6. Los resultados de estos dos experimentos se presentan en las Figuras 5.13 y 5.14, respectivamente.

TABLA 5.6.- DATOS BÁSICOS DEL DESPLAZAMIENTO (Ref. 46).

<i>Propiedades de la columna empacada</i>	
Longitud, pies	36
Diámetro interno, pg.	0.25
Porosidad, %	36.2
Volumen poroso de hcs., cm ³	125.8
<i>Condiciones de Operación</i>	
Presión de la columna, lb/pg ²	4,000
Temperatura de la columna, °F	200
Presión del separador, lb/pg ²	300
Temperatura del separador, °F	70 a 72
Gasto de desplazamiento, pies/hr	1.2 a 4.5

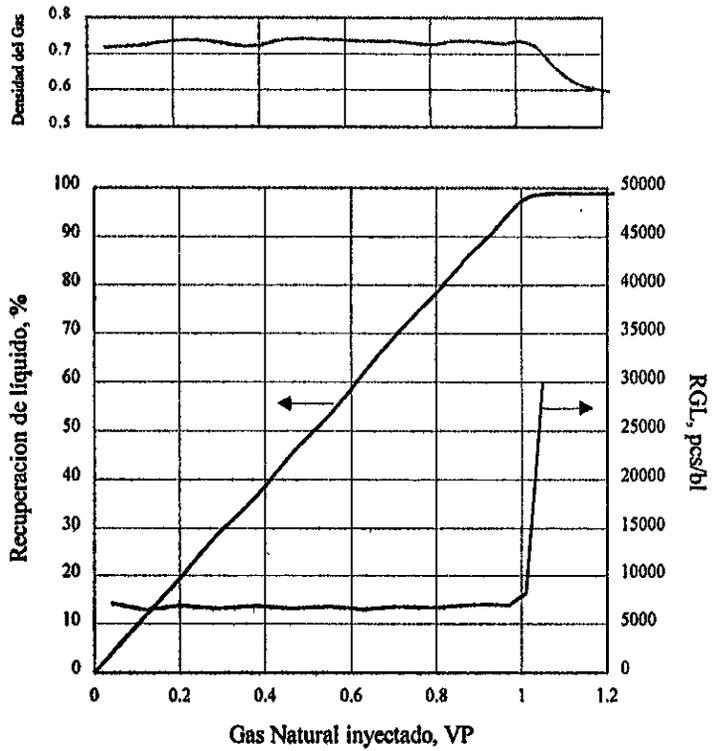


Figura 5.13.- Desplazamiento con inyección de Gas Natural (Ref. 46).

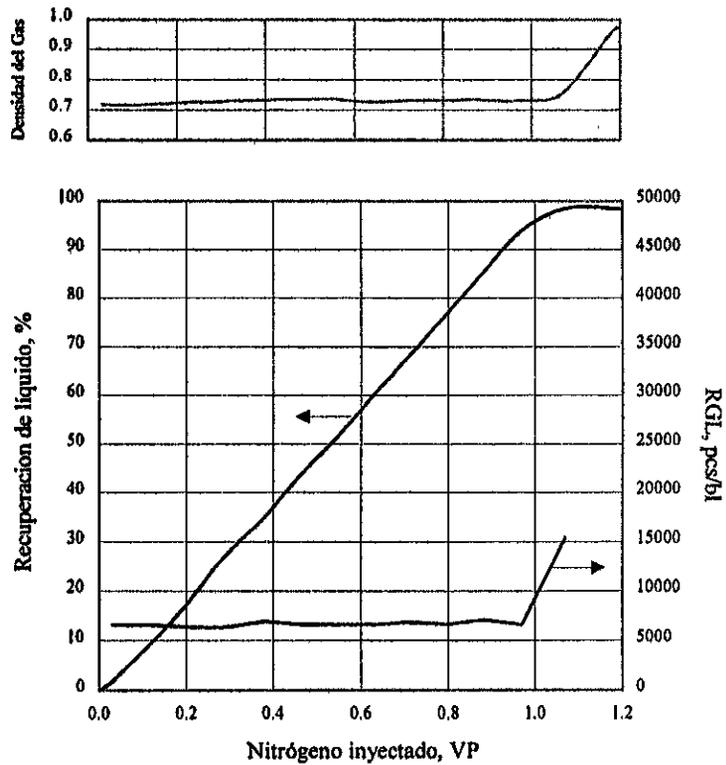


Figura 5.14.- Desplazamiento con inyección de N_2 (Ref. 46).

Para el caso de gas natural (Fig. 5.13), se puede ver que la RGL permaneció constante en su valor original, hasta que se había inyectado aproximadamente 1.09 PV de gas y se había recuperado 98.8 % del líquido original; después de este punto se volvió infinita y la densidad del gas producido, se acercó a la del gas inyectado. Por otro lado, existe una relación de 1 a 1 entre lo inyectado y lo recuperado (desplazamiento tipo pistón); es decir, el comportamiento es casi una recta de 45°. Esta alta recuperación de líquido, condujo a la conclusión de que la mezcla de gas de inyección y fluido del yacimiento, es insignificante y como consecuencia, muy poco líquido se perdió debido a la condensación retrógrada.

Por lo que respecta a la inyección de N₂ (Fig. 5.14), se puede apreciar que se obtuvieron resultados muy semejantes al gas natural. La RGL permaneció constante hasta un valor de 1.07 PV de N₂ inyectado y 98.4 % de recuperación de líquido; luego creció infinitamente y la densidad del gas producido, se acercó a la del N₂ puro. El comportamiento de la recuperación de líquido, también se asemeja a un desplazamiento tipo pistón (línea de 45°) y nuevamente la alta recuperación, indica que la mezcla de fluidos es muy pequeña.

A pesar de que las pruebas estáticas de equilibrio, mostraron una sustancial pérdida de líquido retrógrado cuando se mezclaron N₂ y fluido del yacimiento, los experimentos de desplazamiento en una columna empacada, indicaron que tales pérdidas son despreciables. De estos experimentos se concluyó que para fines prácticos, el N₂ es tan efectivo como el gas natural, en el desplazamiento de condensado retrógrado.

Peterson⁽⁵⁴⁾, en su mismo trabajo mencionado anteriormente, desarrolló experimentos en tubos delgados, para determinar presiones de miscibilidad por contacto múltiple del gas de inyección, con los fluidos del yacimiento (Tabla 5.1). Dichos experimentos se llevaron a cabo en tres diferentes combinaciones; la primera usando el condensado y N₂ como fluido desplazante a 4180 lb/pg², en donde la recuperación fue de 99 % (Fig. 5.15). La segunda se efectuó usando aceite y N₂ como fluido de inyección a 4280 lb/pg²; en esta prueba la recuperación

fue de 91 %. Esto indicó, que 4280 lb/pg² es aproximadamente la presión mínima del yacimiento a la cual podría generarse miscibilidad. Se supone que la miscibilidad ocurre bajo estas condiciones de prueba, si la recuperación fuera al menos 90 % del fluido original a 1.2 VP de gas inyectado (Fig. 5.16). En la tercera prueba se empleó aceite e inyección de CO₂, a 4300 lb/pg²; la recuperación fue de 100 % (Fig. 5.17). En la tabla siguiente se resumen los resultados de estos experimentos.

TABLA 5.7.- RESULTADOS DE LOS EXPERIMENTOS EN TUBOS DELGADOS (Ref. 54).

No. de experimento	Fluidos empleados	Presión (lb/pg ²)	% de recuperación de OOIP a 1.2 PVI
1	Condensado-N ₂	4180	99
2	Aceite-N ₂	4280	91
3	Aceite-CO ₂	4300	100

Una consideración muy importante que hay que tener en cuenta, es que el CO₂ a 4100 lb/pg² y 164 °F, es más denso que el aceite del yacimiento. Por otro lado, el N₂ es menos denso que la capa de gas-condensado, de tal manera que con la inyección de este gas, la densidad mejoraría aún más la explotación del yacimiento, en la capa de gas.

Una de las conclusiones más importantes a que los autores llegaron, acerca de la explotación de este campo derivada de sus experimentos, es que si se basa solo en datos de laboratorio, se tendría que considerar al CO₂ como igual o mejor medio de desplazamiento que el N₂.

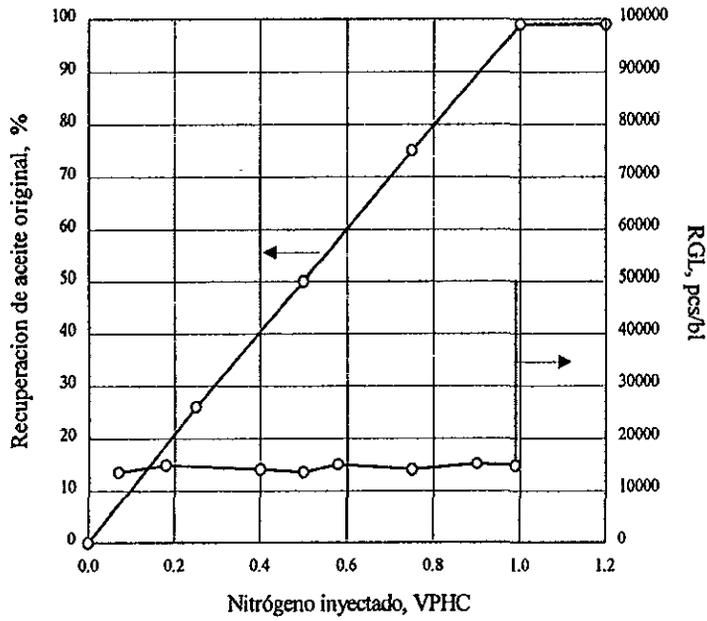


Figura 5.15.- Recuperación de Condensado por inyección de N₂ (tubo delgado) (Ref. 54).

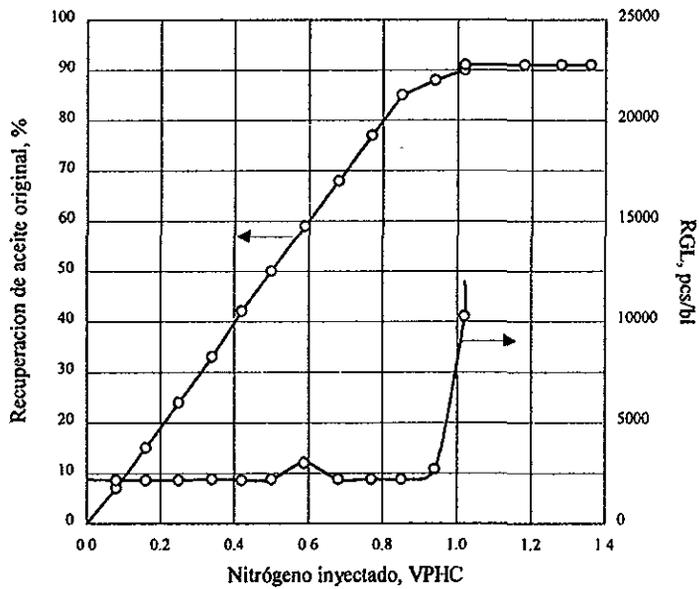


Figura 5.16.- Recuperación de Aceite por inyección de N₂ (tubo delgado) (Ref. 54).

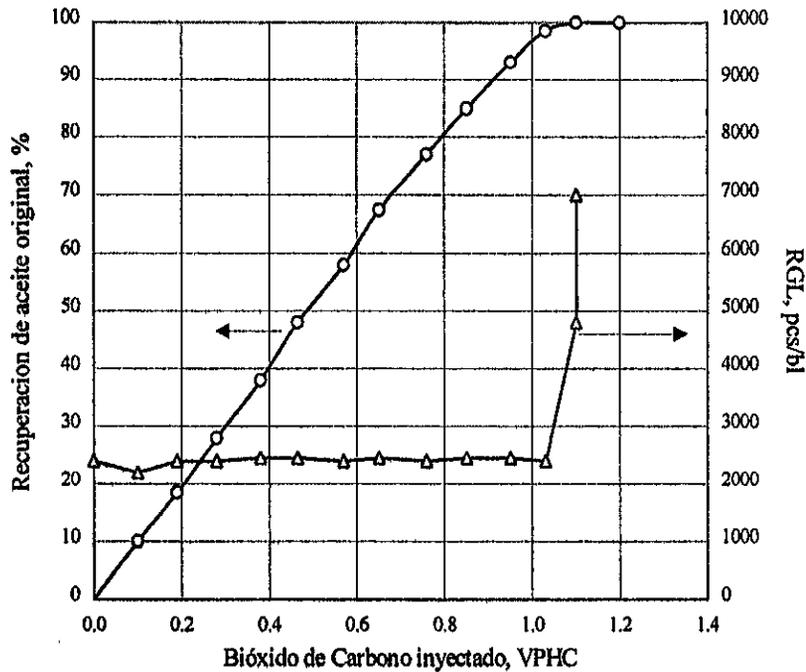


Figura 5.17.- Recuperación de Aceite por inyección de CO₂ (tubo delgado) (Ref. 54).

5.4.3 Efecto del tamaño de partícula, saturación de líquido, gastos de inyección y saturación de agua inmóvil, en la revaporización.

Grigel ⁽²⁹⁾ (1972), en sus experimentos sobre esferas sintéticas de 40 a 400 μ , investigó el efecto del tamaño de partícula y gastos de inyección de gas, en la revaporización de condensado, sobre un sistema metano-n-pentano y concluyó, que la surgencia de gas seco ocurría significativamente más temprano, a medida que el tamaño de los granos disminuía. El también indicó, que el efecto del gasto de inyección en la surgencia era pequeño y que ésta ocurría ligeramente más temprano, a medida que el gasto se incrementaba.

Smith y Yarborough ⁽⁷²⁾, en experimentos sobre empacamientos de arena no consolidada, indicaron que la presencia de agua y la mojabilidad del medio poroso, no afectaba la recuperación por revaporización del líquido.

Sigmund y Cameron⁽⁶⁸⁾ en 1977, desarrollaron experimentos de laboratorio para determinar el ritmo de revaporización de líquido inmóvil, depositado en varias geometrías de medios porosos, como resultado de la condensación retrógrada. El propósito principal de este trabajo, fue el de investigar el efecto del gasto de inyección de gas, geometría del poro, saturación inicial de líquido y la presencia de agua congénita, en el proceso de vaporización; particularmente, durante la inyección de gas, mediante el análisis de los perfiles de concentración del gas producido, en función del volumen de gas inyectado, que en este caso fue metano puro. Para este efecto, se empleó una mezcla binaria de metano-n-butano como fluido del yacimiento y empacamientos de esferas de cristal y arena "berea" de varios tamaños de grano como medio poroso. Los experimentos se desarrollaron a una temperatura constante de 100 °F; el perfil de concentración que fue medido durante la inyección de gas, se comparó con los calculados, empleando un modelo de transferencia de masa de tres parámetros, en el cual, el ritmo de vaporización del condensado, se expresa por una ecuación de gasto de primer grado. Los tres parámetros son: (1) parámetro de carga de condensado (α); el cual es una función de la saturación inicial de condensado y de las propiedades de equilibrio de fases del sistema binario gas-condensado, (2) coeficiente de dispersión longitudinal y (3) coeficiente de transferencia de masa.

La Figura 5.18 muestra el efecto que se obtuvo en la recuperación de n-butano, a diferentes saturaciones iniciales de condensado y a diferentes volúmenes de metano inyectado.

Como parte del objetivo de este experimento, en las Figuras 5.19 a 5.22, se presentan los resultados del efecto de la saturación inicial de condensado, tamaño de partícula, gasto de inyección de C_1 y saturación de agua congénita, en la concentración del efluente (gas producido). En estas gráficas se puede apreciar, que la composición de este último, no es afectada significativamente ni por el tipo de medio poroso, ni por la presencia de agua inmóvil.

Por otro lado, también se puede observar, que el ritmo de vaporización de condensado o transferencia de masa se incrementa, con la disminución del

tamaño de partícula, con el incremento de la saturación de condensado, con la presencia de agua congénita y con el incremento en la velocidad del gas de inyección. El incremento aparente en el ritmo de transferencia de masa, cuando existe presencia de agua congénita, indica que existe un incremento del área interfacial entre el condensado y el gas fluyente.

Durante la realización de estos experimentos se observó que la difusión molecular fue el principal contribuyente de la dispersión longitudinal; estos resultados, en conjunto con los cálculos del modelo antes mencionado, indicaron que al menos en un experimento tan corto de laboratorio y con una mezcla binaria de condensado, la dispersión longitudinal es pequeña y de menor importancia en la recuperación de condensados.

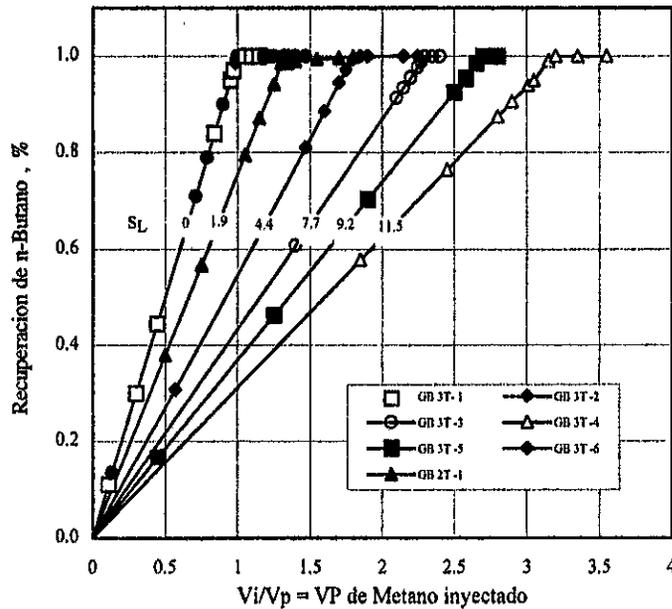


Figura 5.18.- Efecto de la saturación inicial de condensado en la recuperación de n-butano (Ref. 68).

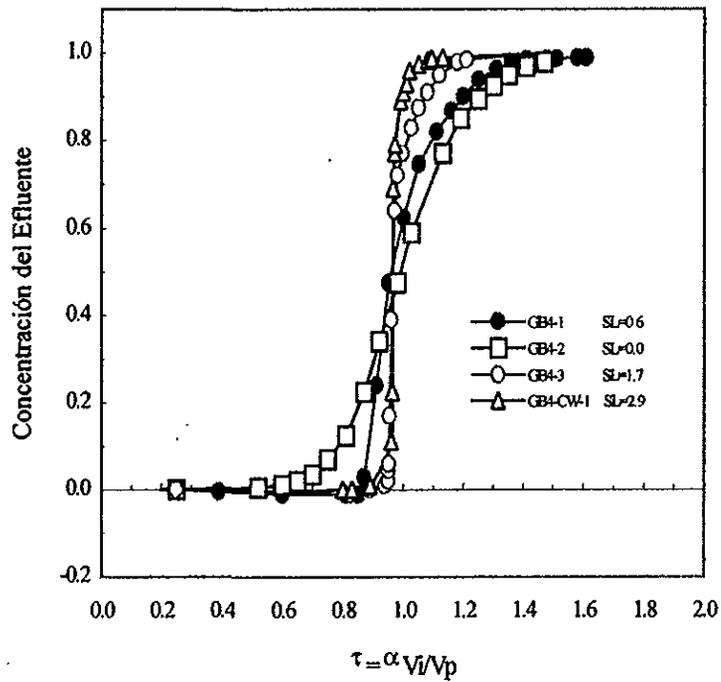


Figura 5.19.- Efecto de la saturación inicial de condensado (SL) en la concentración del efluente (Ref. 68).

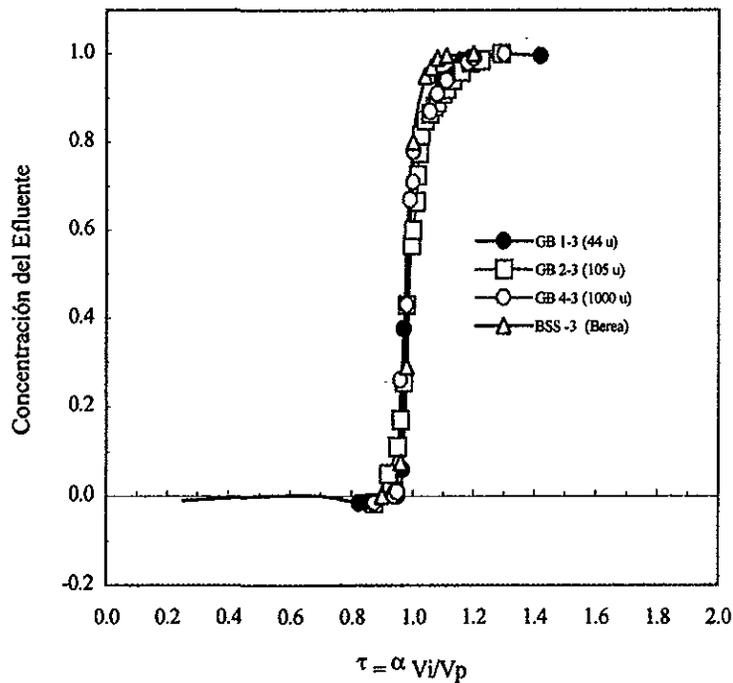


Figura 5.20.- Efecto del tamaño de partícula en la concentración del efluente (Ref. 68).

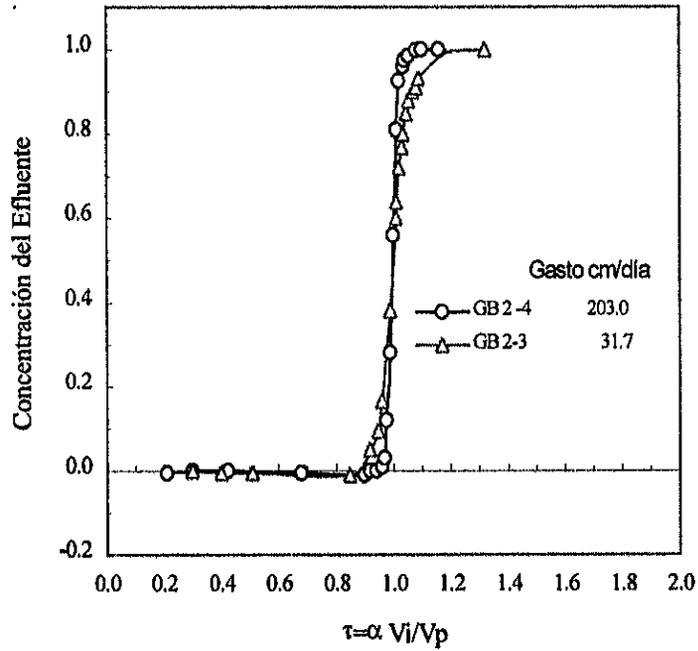


Figura 5.21.- Efecto del gasto de inyección en la concentración del efluente (Ref. 68).

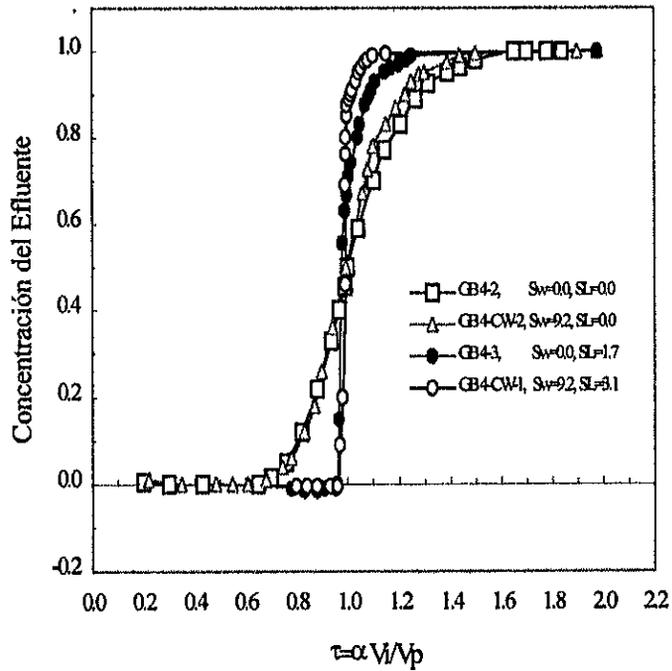


Figura 5.22.- Efecto de la saturación de agua congénita en la concentración del efluente (Ref. 68)

5.5 Eficiencia y efectividad de la Inyección de Gas ⁽⁴⁵⁾.

Es de gran importancia tener en consideración las características principales del medio poroso, las cuales desempeñan un papel primordial en la eficiencia de reciclaje del yacimiento; es por esto también, que es fundamental tener bien en claro el concepto de cada una de las eficiencias individuales, que contribuyen de manera significativa en la rentabilidad de este tipo de procesos.

5.5.1 Eficiencia del proceso de desplazamiento (E_R).

Es la relación entre el volumen de hidrocarburos recuperados durante la inyección y el volumen de hidrocarburos existentes al inicio de la misma. Esta eficiencia también puede visualizarse como el producto de tres eficiencias más: de Patrón ($h\phi S$), Invasión y Desplazamiento. Una cuarta eficiencia, la Areal de barrido, puede evaluarse de varios patrones de inyección con la ayuda de modelos analógicos o matemáticos.

5.5.2 Eficiencia Areal de barrido (E_A).

Es el área encerrada por el extremo principal del frente de gas seco (límite exterior del gas inyectado), dividido por el área total productiva del yacimiento, al inicio del reciclaje. Esta eficiencia depende principalmente de los patrones y gastos de inyección y producción y de la homogeneidad lateral de las formaciones, desde el punto de vista de la porosidad y permeabilidad.

5.5.3 Eficiencia de Patrón ($h\phi S$) (E_p).

Es el espacio poroso de hidrocarburos, encerrado por la proyección (a través de todo el espesor del yacimiento) del extremo principal del frente de gas seco, dividido entre el espacio poroso total productivo de hidrocarburos, al inicio

del reciclaje. El volumen de hidrocarburos contenidos dentro de la proyección del frente de gas seco puede determinarse delimitando la posición más avanzada del frente de gas, sobre un mapa de volumen de hidrocarburos (I_h). Para aquellos casos especiales, en los cuales el espesor productivo, porosidad, contenido de agua intersticial y permeabilidad efectiva sean uniformes, las eficiencias de patrón ($h\phi S$) y areal, serán las mismas.

5.5.4 Eficiencia de Invasión (E_i).

Es el espacio poroso de hidrocarburos invadido por el gas inyectado, dividido entre el espacio poroso de hidrocarburos, resultante de la proyección (a través de todo el yacimiento) del extremo más avanzado del frente de gas seco. Esta eficiencia es afectada significativamente, por las grandes variaciones en las propiedades de flujo del yacimiento.

5.5.5 Eficiencia de Desplazamiento (E_D).

Es el volumen de hidrocarburos desplazados de los poros, dividido entre el volumen de hidrocarburos al inicio de la inyección, ambos calculados a las mismas condiciones de presión y temperatura. Esta eficiencia está controlada principalmente por la miscibilidad y movilidad de los fluidos en contacto.

Para operaciones de reciclaje de gas, en el cual la presión del yacimiento es superior a la de rocío, la eficiencia de desplazamiento resultante de la acción del gas seco, contra la fase húmeda de gas en los poros individuales, será virtualmente del 100 %⁽⁴⁵⁾; esto es debido a la casi total miscibilidad de los dos tipos de gases y a la semejanza en sus relaciones de movilidades. Si por el contrario, la presión está muy por debajo de la de rocío, la eficiencia de desplazamiento será menor al 100 %, debido a la inmovilidad del condensado retrógrado formado y a la revaporización incompleta con el gas seco, entre otros factores. Es evidente la importancia, que para la evaluación de un caso de este

tipo, se requiere de un proceso de cálculo de equilibrio termodinámico vapor-líquido, como el que se presenta en el siguiente capítulo, para estimar la habilidad de vaporización y alcance del gas seco de inyección, de extraer algunos de los componentes líquidos del fluido del yacimiento y llevarlos hacia los pozos productores.

5.6 Distribución de la permeabilidad (heterogeneidad del yacimiento).

La variación de la permeabilidad ya sea horizontal o vertical, puede tener una influencia fuerte en la recuperación final de hidrocarburos mediante la inyección de gas. La estratificación vertical de la permeabilidad horizontal, es probablemente el factor principal que controla la eficiencia de invasión. Es por esto, que en el caso de un proceso de inyección de gas, la eficiencia será mucho mayor en el caso de una baja heterogeneidad del yacimiento que en el caso de un amplio rango de heterogeneidades^(41,88); en otras palabras, un yacimiento con alto grado de estratificación, no será un buen candidato para este tipo de procesos

El campo de gas y condensado de Galveston County, Tex.⁽⁷³⁾, es uno de los pocos ejemplos publicados, donde el proyecto de reciclaje de gas no fue exitoso y se tuvo que suspender después de 11 meses de inyección, debido a la prematura surgencia del gas inyectado y por consiguiente, a la pobre recuperación; la causa más probable fue la fuerte estratificación de la permeabilidad horizontal (.1 a 4 md).

En los yacimientos que poseen capas con regiones de variación sustancial en su permeabilidad, el frente de inyección de gas seco más avanzado (el cual se usa en el cálculo de E_i), se encontrará en diferente posición en cada capa. El alto grado de estratificación de la permeabilidad en algunos yacimientos del Mar del Norte, puede hacer de la inyección de gas un proceso no rentable⁽⁸⁸⁾.

Se han publicado diferentes discusiones, referente a los efectos de la variación de la permeabilidad, en la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado; ^(19,77,48,7,67) sin embargo, todos coinciden en la importancia de

tomar en cuenta los efectos antes mencionados, usando dos métodos diferentes para promediar la permeabilidad horizontal, pozo a pozo.

El primer método promedia las altas permeabilidades de todos los pozos en conjunto (no importando la posición vertical de la muestra, en la sección) y todas las bajas permeabilidades de los mismos, en otro grupo; clasificando permeabilidades intermedias en uno o más subgrupos. Cada una de estas permeabilidades promedio está considerada como un simple estrato continuo a través de todo el yacimiento. Este método al parecer, propiciaría la surgencia prematura del gas de inyección, en los pozos productores.

En el segundo método, las permeabilidades pozo a pozo se promedian de acuerdo a su posición vertical en la sección; es decir, se divide la sección productiva de los pozos y se va tomando el promedio en cada división, hasta llegar al fondo. Este procedimiento mantiene las capas en su posición relativa en el yacimiento y el hecho de promediar lateralmente los efectos de cualquier muestra de alta permeabilidad, ocasiona que estos sean amortiguados, a menos que efectivamente, el conducto de alta permeabilidad esté presente en una o más capas de la sección.

Donohoe y Buchanan⁽¹⁹⁾ durante la realización de sus estudios con inyección de N_2 en un yacimiento hipotético de gas y condensado, emplearon el concepto de "factor de estratificación"; similar al concepto de "relación de estratificación" usado por Muskat,⁽⁴⁸⁾ para describir la heterogeneidad del yacimiento el cual refleja la relación máxima/mínima de permeabilidad. El mecanismo para obtener una distribución de permeabilidad por este método, consiste en agrupar y promediar los datos básicos de análisis de núcleos, para así encontrar una permeabilidad promedio, en función del volumen de poros acumulados de las muestras. Esta relación se gráfica en papel semi-log y se traza una línea a través de la porción recta de los datos, como se muestra en la Figura 5.23.

La relación máxima/mínima de permeabilidad, que se obtiene en el intervalo de la línea con el volumen poroso de 0 y 100 %, se usa como un "índice

de heterogeneidad"; esta técnica reduce las anomalías asociadas con los valores altos y bajos de la distribución de permeabilidad. Un ejemplo de este procedimiento se presenta en la Figura 5.23, el cual corresponde a una relación de 20. En dicho trabajo, se usaron relaciones de 5,10 y 20, para describir la heterogeneidad del yacimiento desde ligera hasta relativamente severa.

A todo esto Hurst, en un trabajo no publicado pero que sin embargo se menciona por Moses y Donohoe⁽⁴⁵⁾, sostiene que la variación de la permeabilidad o estratificación en el yacimiento, pueden ser menos significativos en el control de la recuperación final por inyección de gas y sostiene que la naturaleza litológica de un yacimiento es tal que, con la diseminación de la lutita por todas partes, puede virtualmente reproducir la configuración de una arena uniforme, si el barrido es suficientemente grande en longitud. Tales aseveraciones tienden a comprobar la creencia, de que la mayoría de los yacimientos no están compuestos de capas continuas conteniendo variaciones considerables de permeabilidad, lo cual produciría una surgencia prematura del gas durante la inyección. Aunque todo esto pueda no ser válido, especialmente en yacimientos carbonatados, este punto de vista debe ser considerado seriamente por los ingenieros, en la predicción del comportamiento de los yacimientos sujetos a reciclaje de gas, ya que si se enfatiza demasiado en la variación de la permeabilidad dentro del yacimiento, pueden generarse pronósticos de recuperación final muy pesimistas y por consiguiente, condenar el proceso de reciclaje el cual en realidad, pudiera tener una alta rentabilidad.

5.7 Economía de la Inyección de Gas.

La mayoría de las publicaciones que hablan acerca de la economía de la inyección de gas, en yacimientos de gas y condensado, concluyen que el método más rentable de operación de estos yacimientos, depende de muchos factores y que la respuesta, no debe ser generalizada para todos los yacimientos de este

tipo. Generalmente, los factores que más afectan la factibilidad de un proyecto de reciclaje de gas, son los siguientes ^(79,77,29,19):

- Características del fluido.
- Propiedades y composición de los hidrocarburos (contenido de líquido en el gas del yacimiento).
- Precio de los productos.
- Valor de las reservas.
- Productividad e inyectividad de los pozos
- Grado de heterogeneidad del yacimiento.
- Instalación de la planta y costos de operación.
- Precio del gas.

Las operaciones de reciclaje y procesamiento de gas, requieren de desembolsos considerables, especialmente, en plantas de operación. Cuando las características del yacimiento son aparentemente favorables para la recuperación de hidrocarburos condensables, es necesario realizar un análisis detallado para establecer la factibilidad del proceso. Una de las primeras comparaciones que deberán hacerse, es entre el valor de la recuperación adicional estimada de los productos líquidos debido al reciclaje con los costos actuales del proceso, tomando en cuenta, si es el caso, la venta diferida del gas de inyección. Cualquier comparación económica no tendrá valor suficiente, si no existe previamente una predicción acertada del comportamiento físico del yacimiento. Consecuentemente, la información para realizar dicha comparación, debe incluir programas anuales de producción y de volúmenes de inyección, derivados de las características físicas del yacimiento y de factores externos que afectarían los gastos de producción, así como también, programas de inversión, precios anticipados de productos, costos de operación e impuestos.

Donohoe y Buchanan⁽¹⁹⁾ en 1981, llevaron a cabo un análisis económico, empleando N₂ proveniente de una planta criogénica como fluido de inyección,

para mantener la presión de un yacimiento de gas y condensado. Para efectuar sus comparaciones económicas, consideraron tres métodos diferentes de explotación: (1) agotamiento natural, (2) mantenimiento de presión con inyección de N_2 y (3) Mantenimiento de presión inyectando gas residual y de relleno, sobre un yacimiento hipotético conteniendo seis arreglos contiguos de patrones de cinco pozos, cuyas propiedades se presentan en la Tabla 5.8.

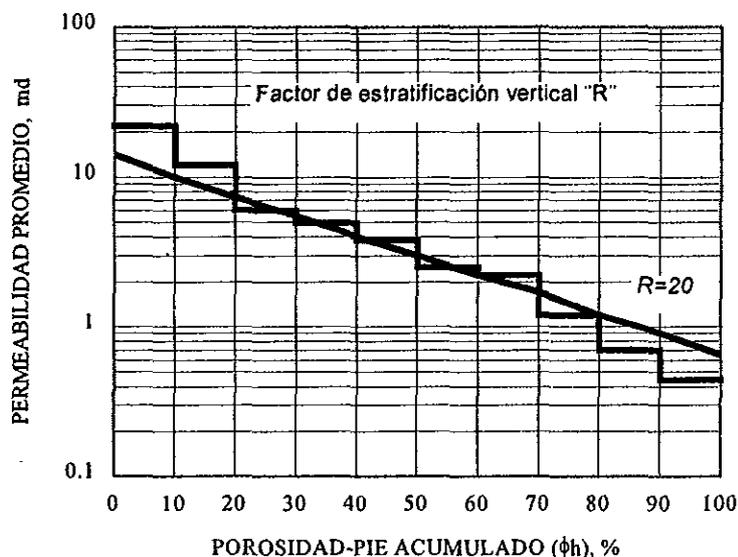


Figura 5.23 - Factor de estratificación vertical (Ref. 48).

TABLA 5.8.- PROPIEDADES BÁSICAS DEL YACIMIENTO (Ref. 19).

Profundidad promedio, pies	10,000
Presión inicial del yacimiento, lb/pg ²	4,475
Temperatura del yacimiento. °F	194
Area total del campo, acres	2,880
Espesor promedio, pies	50
Porosidad promedio, %	19.8
Saturación promedio de agua, %	34.9
Volumen poroso de hcs., MMBLS	144

El propósito principal de este trabajo, fue el de evaluar los efectos de la composición de los fluidos del yacimiento y el grado de heterogeneidad del mismo, sobre el potencial económico de los diferentes mecanismos de agotamiento. La composición y propiedades de los tres fluidos investigados se presentan en la Tabla 5.9, mientras que la Figura 5.24, muestra el comportamiento retrógrado y el contenido de líquidos.

Para los propósitos antes mencionados, se empleó un modelo de balance de materia, donde el barrido areal en función del volumen poroso inyectado, es un dato de entrada; suponiéndose una relación de movilidades de 1. Uno de los aspectos más importantes de este estudio, es que para describir la heterogeneidad del yacimiento desde ligera hasta relativamente severa, empleando el procedimiento explicado en la sección anterior (Fig. 5.23), se usaron relaciones de permeabilidad de 5, 10 y 20. En la Tabla 5.10 se muestran los resultados de las diferentes corridas con los fluidos A, B y C, en la cual se puede constatar lo antes expuesto; es decir, el proceso de reciclaje de gas se hace menos atractivo económicamente a medida que el fluido del yacimiento es más pobre (menor contenido de componentes intermedios y pesados), y que la heterogeneidad del mismo es más pronunciada.

En este estudio también quedó demostrado, que el factor que tiene la mayor influencia en el costo total de un proceso de inyección de N_2 , es el costo de la energía eléctrica necesaria para producirlo y comprimirlo; de acuerdo a la Figura 5.25, este costo representa más del 50 % del valor total del proceso. Puesto que el aire contiene 80 % de N_2 , se pensaría que inyectando aire puro, se tendría un ahorro sustancial; sin embargo, el aire también contiene 20 % de oxígeno, el cual se considera un gas reactivo y su presencia en grandes cantidades podría resultar en reacciones de oxidación perjudiciales, tal como la corrosión de tuberías de producción y revestimiento.

TABLA 5.9.- COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO (Ref. 19).

Componente, % mol	FLUIDOS		
	A	B	C
N ₂	0.37	0.42	0.46
CO ₂	0.57	0.59	0.61
C ₁	59.39	64.43	68.64
C ₂	13.78	13.82	13.90
C ₃	7.58	7.24	6.89
iC ₄	0.79	0.73	0.66
nC ₄	3.28	2.98	2.66
iC ₅	0.84	0.74	0.62
nC ₅	1.31	1.13	0.94
C ₆	1.80	1.48	1.14
C ₇ +	10.29	6.44	3.48
	100.00	100.00	100.00
ρ C ₇ + a 60 °F, gr/cm ³	0.8002	0.7906	0.7763
MW C ₇ +	177.1	166.4	152.3
Presión de rocío, lb/pg ²	4375.0	4015.0	3415.0
Temperatura, °F	194.0	194.0	194.0
Cont. de liq.@ tanq.bls/MMPC	220.7	138.6	76.1
Máx. % de líquido retrógrado.	42.2	21.8	8.3

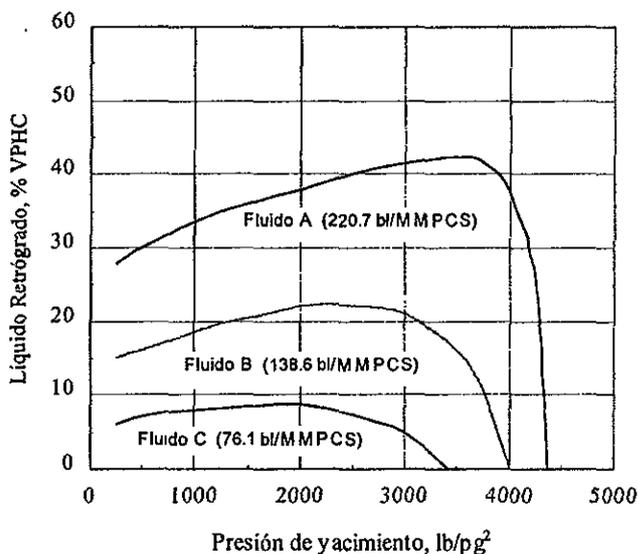


Figura 5.24.- Saturación de líquido retrógrado (Ref. 19).

TABLA 5.10.- RECUPERACIONES PARA LOS DIFERENTES FLUIDOS Y ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN (Ref. 19).

Casos	Tiempo del reciclaje (años)	Porcentaje de recuperación	
		Gas de Yac.	Condensado
Fluido A			
Agotamiento Natural	0	66.0	15.8
R=5			
Inyección de N ₂	20	90.0	80.8
Inyección de gas residual	8	83.3	61.7
R=10			
Inyección de N ₂	19	86.3	73.3
Inyección de gas residual	7	78.9	54.1
R=20			
Inyección de N ₂	16	81.0	64.2
Inyección de gas residual	8	75.2	47.5
Fluido B			
Agotamiento Natural	0	72.6	26.6
R=5			
Inyección de N ₂	12	90.0	73.0
Inyección de gas residual	6	85.4	59.5
R=10			
Inyección de N ₂	7	84.7	58.3
Inyección de gas residual	5	81.5	53.0
R=20			
Inyección de N ₂	4	80.9	47.3
Inyección de gas residual	4	78.4	47.4
Fluido C			
Agotamiento Natural	0	78.3	44.7
R=5			
Inyección de N ₂	7	90.5	70.8
Inyección de gas residual	7	89.5	71.7
R=10			
Inyección de N ₂	6	87.7	65.2
Inyección de gas residual	6	85.7	65.9
R=20			
Inyección de N ₂	5	85.2	60.7
Inyección de gas residual	5	82.9	61.2

Finalmente, Donohoe y Buchanan⁽¹⁹⁾ concluyen, que los yacimientos de gas y condensado con un contenido de líquido mayor de 100 BLS/MMPC, deben considerarse como candidatos potenciales a la inyección de nitrógeno.

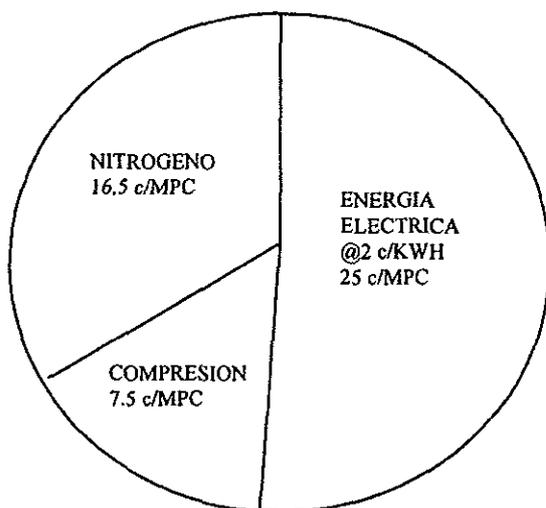


Figura 5.25.- Costos típicos de un proceso de inyección con N₂ (Ref. 19).

CAPITULO 6

MODELO DE VAPORIZACIÓN DEL LÍQUIDO RETRÓGRADO

Para conocer un poco más de los fenómenos que se presentan en un proceso de vaporización de líquidos por inyección de gases no hidrocarburos, en yacimientos de gas y condensado, Striefel, Ahmed y Cady⁽⁷⁹⁾ en 1984, desarrollaron un modelo computacional en una sola dirección, para simular dicho proceso. Durante sus investigaciones, emplearon metano, aire, N₂ y una mezcla de N₂-CO₂ (80 y 20 %, respectivamente), como fluidos de inyección. Estos estudios constituyen la base de un modelo similar, el cual se presenta en este capítulo.

6.1 Descripción y planteamiento del Modelo.

El modelo desarrollado por los autores antes mencionados, supone un sistema isobárico, isotérmico y homogéneo, con gastos de producción e inyección constantes: considera una eficiencia del proceso del 100 % e ignora la presencia de agua. Un yacimiento lineal se dividió en 100 celdas PVT y se empleó el método sugerido por Cook y col.⁽¹¹⁾, para simular el proceso de inyección (Fig. 6.1). En este estudio, se usó un sistema de gas y condensado típico (no se reportó la composición); dicho fluido fue caracterizado en 13 componentes hidrocarburos y 2 no-hidrocarburos, y se empleó la ecuación de estado de Peng-Robinson, para conocer la composición de la fase líquida y gaseosa en cada celda.

Inicialmente, cada celda contiene el fluido arriba de la presión de saturación (presión inicial); posteriormente se efectúa un depresionamiento hasta el máximo punto de depositación de líquido retrógrado. Estudios realizados por Sigmund y Cameron⁽⁶⁸⁾ indican que el máximo ritmo de vaporización de condensado, ocurre al máximo punto de depositación del mismo, debido a la gran área de contacto entre el vapor y la fase líquida.

Posteriormente al depresionamiento hasta dicha presión, se establece una composición uniforme en todas las celdas y se inicia la inyección de un volumen predeterminado de gas en la primera de ellas; desplazando simultáneamente un volumen equivalente de gas original. Este proceso supone que los gases se mezclan y alcanzan el equilibrio con la fase líquida, lo cual inicialmente ha sido sustentado por Oxford y Huntington⁽⁶⁰⁾; empleando la ecuación de estado de Peng-Robinson acoplada a una rutina de cálculo flash en dos fases, se determina la composición de cada una de las fases; la densidad del líquido se obtiene mediante la correlación de Standing⁽⁷⁶⁾.

Al inicio del segundo ciclo de inyección, la composición y cantidad del fluido en cada una de las celdas, son las del fluido remanente después de que el gas ha pasado en la misma celda en el ciclo de inyección anterior. Este proceso se repite en cada celda, a medida que el gas de inyección se mezcla y desplaza al gas original. La cantidad de componentes vaporizados se determina, comparando la suma de las cantidades de líquido remanente en todas las celdas, con la suma inicial en las celdas.

El modelo que se presenta en este capítulo supone adicionalmente, que el volumen poroso se mantiene constante durante todo el proceso de vaporización; es decir, el incremento de volumen de gas en cada una de las celdas originado después del equilibrio entre las fases, es colocado en la celda contigua.

6.2 Proceso de Revaporización.

El proceso de vaporización adoptado en este modelo, fue inicialmente establecido por Smith y Yarborough⁽⁷²⁾, los cuales condujeron originalmente experimentos, para describir el proceso de revaporización de líquidos retrógrados por inyección de gas seco, en paquetes de arenas no consolidadas y considerando sistemas binarios. En sus estudios, estos autores supusieron que inicialmente el gas estaba en equilibrio con la fase líquida, como se muestra en la Figura 6.2a. Posteriormente, al inyectar gas seco, este desplaza al vapor

originalmente en equilibrio e inmediatamente al contacto entre el gas de inyección y el líquido retrógrado, las dos fases buscarán establecer un nuevo equilibrio termodinámico debido a una transferencia de masa del componente ligero en la fase líquida y del pesado en la fase gaseosa, reduciendo de esta manera, el volumen de líquido retrógrado (Fig.6.2b). Este proceso origina una nueva fase gaseosa "enriquecida" en equilibrio, la cual se desplaza a través de todo el yacimiento, a medida que se va inyectando más gas; debido a esto, también la habilidad de revaporización de dicho gas, va disminuyendo. Para un sistema ya sea de gas o aceite, el porcentaje de líquido vaporizado, será función de la cantidad de gas de inyección que contacta a un volumen unitario de aceite.

El mecanismo es similar para gases no-hidrocarburos multicomponentes; sin embargo, cuando más de un componente está presente en la fase líquida, el gas deberá alcanzar el equilibrio con todos ellos; por lo tanto, se vaporizarán varias cantidades de cada componente en la fase líquida, dependiendo de los componentes presentes en la fase gaseosa.

Como parte de los resultados obtenidos por Striefel y cols.⁽⁷⁹⁾, la Figura 6.3 muestra la fracción mol de C_8 , C_9 y C_{10} en la fase líquida, como una función de la posición de la celda en el yacimiento, siendo la 1 el pozo inyector y la 100 el productor. El C_8 se vaporizará antes que el C_9 y este a su vez, antes que el C_{10} . La Figura 6.4 muestra que el ritmo de vaporización disminuye a medida que el número de carbón aumenta, pero permanece constante para un solo componente. Este comportamiento indica que la vaporización preferencial toma lugar en una zona, que se mueve uniformemente a través del yacimiento, lo cual apoya las conclusiones de otros autores⁽⁷⁷⁾, que sugieren que el condensado depositado puede ser vaporizado totalmente, si se pone en contacto con suficiente cantidad de gas. Esto último dependerá principalmente, de los componentes pesados en la fase líquida.

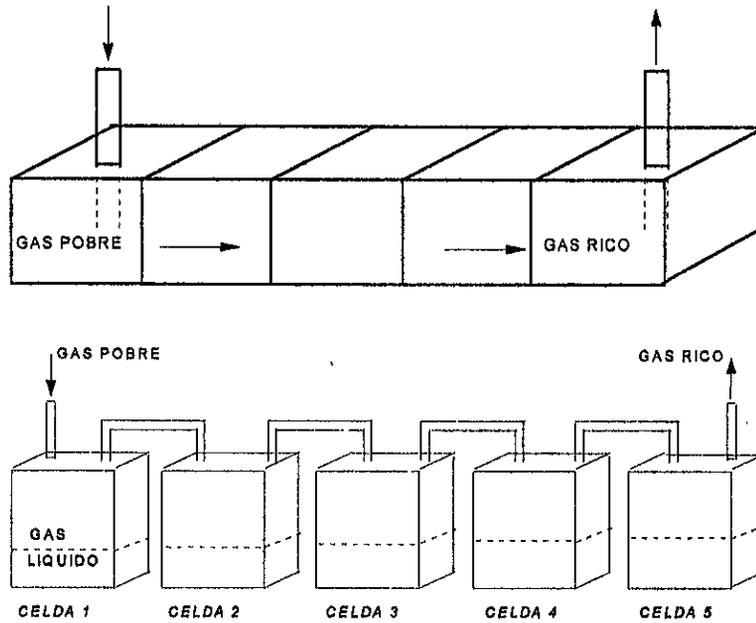
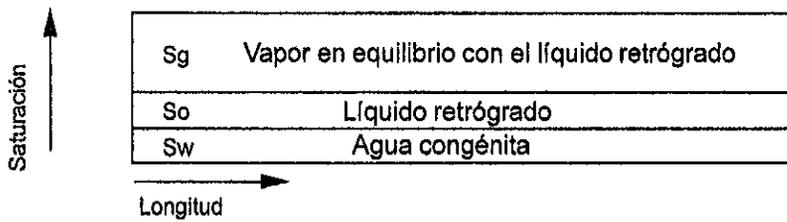


Figura 6.1.- Modelo sugerido por Cook y col. (Refs. 79 y 11).

(a) Condición inicial del condensado abajo de la presión de rocío



(b) Inyección de Gas Seco

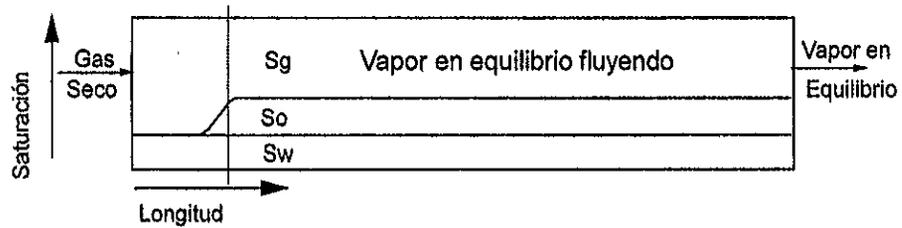


Figura 6.2.- Fluido gas-condensado sujeto a inyección de gas seco (Ref. 72).

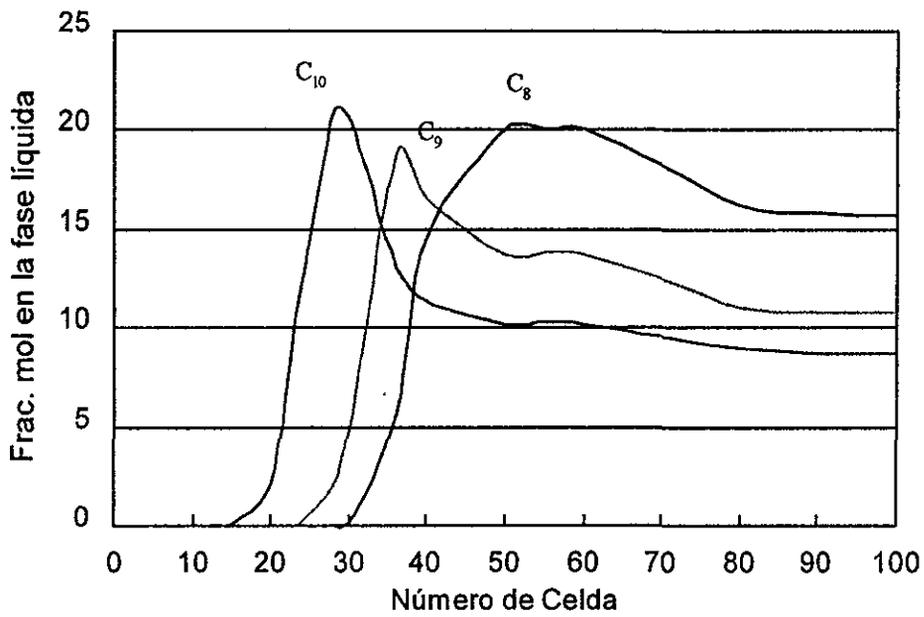


Figura 6.3.- Fracción mol de cada componente como una función de la posición, para un tiempo de inyección (Ref. 79).

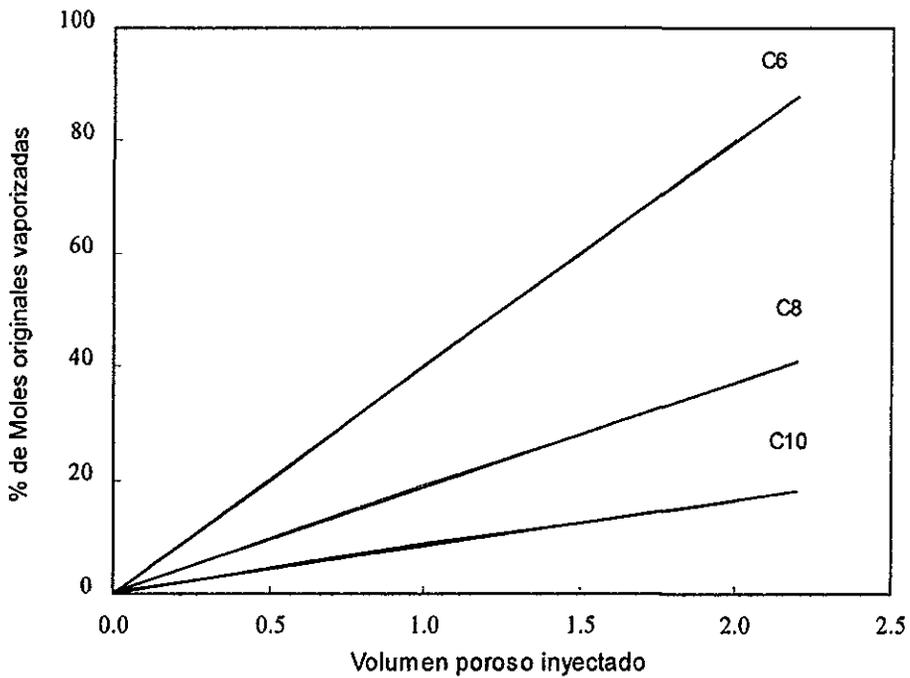


Figura 6.4.- Vaporización de cada componente (Ref. 79).

El modelo mostró que la totalidad del condensado podría ser vaporizado por los gases no-hidrocarburos, sin embargo, ya que el ritmo de vaporización es más lento con éstos, se requería de un volumen mayor de gas de inyección. Finalmente, con este modelo se pudo comprobar, que el proceso de vaporización precedido con la ecuación de estado de Peng-Robinson, correlaciona muy bien con resultados experimentales y no es afectada por la presencia de gases no-hidrocarburos.

Cook y cols.⁽¹¹⁾ (1969) en la realización del modelo original, simularon el proceso de vaporización mediante la inyección de gas seco, en sistemas de aceite volátil, empleando 20 celdas PVT. Los autores efectuaron sobre su modelo, una sensibilidad al número de celdas y demostraron que para sistemas conteniendo 10 o más celdas, los cálculos de vaporización resultaban muy cercanos.

Uno de los puntos más interesantes que se notó en los experimentos de estos últimos autores, es la diferencia en los resultados obtenidos expandiendo la fracción pesada (C_7^+) y dejándola agrupada como un solo componente. En la Figura 6.5 se puede apreciar que el ritmo de vaporización, en la curva del C_7^+ expandido (a 15 componentes), disminuye considerablemente con la cantidad de gas reciclado. Por otra parte, la curva del C_7^+ agrupado (un solo componente) presenta un inicio similar a la del C_7^+ expandido, pero después que los heptanos han sido vaporizados existe una divergencia considerable entre ambas curvas y la relación de vaporización/gas inyectado, es casi una línea recta. Esto ilustra la importancia de reconocer, que la volatilidad de la fracción C_7^+ disminuye rápidamente, cuando se recicla gas en el yacimiento y que el ritmo de vaporización de sus componentes individuales, durante la porción inicial del reciclaje, es aproximadamente una función directa de sus valores K; es decir, se irá vaporizando el componente de mayor valor de K. Este proceso se ilustra con mayor claridad en la Figura 6.6.

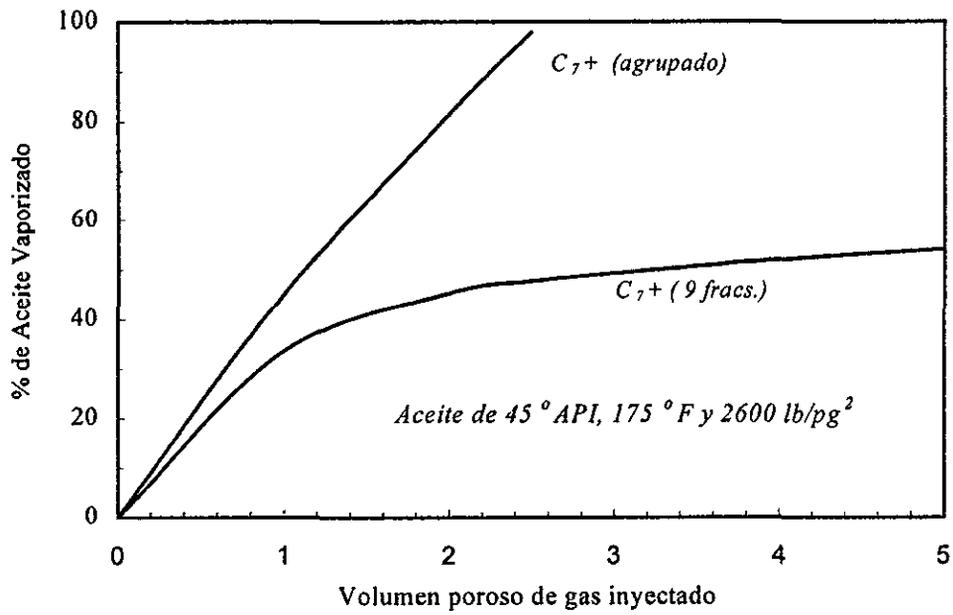


Figura 6.5.- Vaporización expandiendo y no, la fracción C_{7+} . Aceite Volátil (Ref.11).

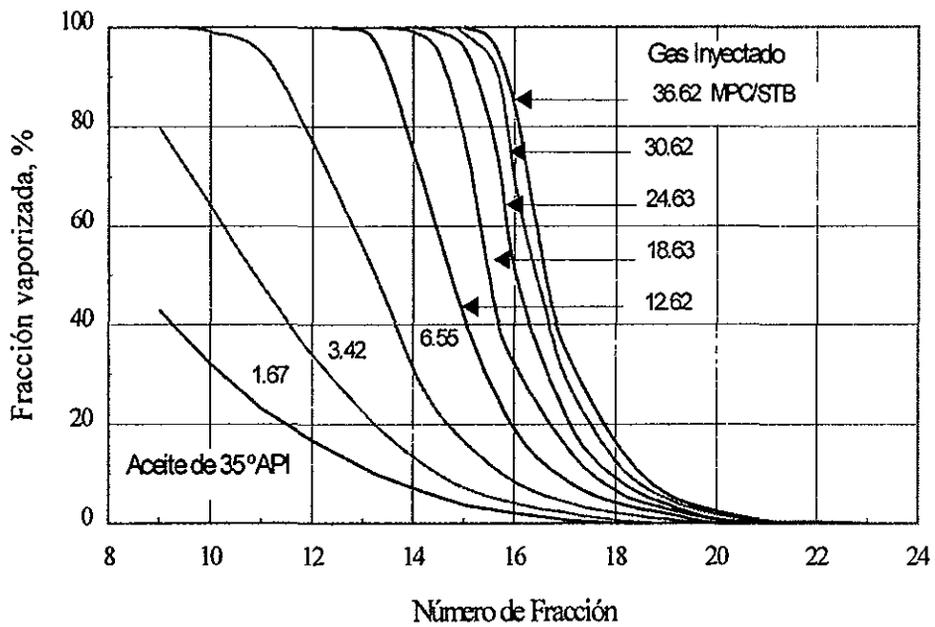


Figura 6.6.- Vaporización de las fracciones de C_{7+} líquido. Aceite Volátil (Ref. 11).

6.3 Desarrollo del modelo presentado en este trabajo.

Básicamente, el modelo de vaporización de líquidos que se presenta en este capítulo, está formado principalmente de dos partes: una separación flash desde la presión original hasta la presión donde se presenta la mayor depositación de líquido retrógrado en el yacimiento, con el objeto de establecer una composición uniforme de la fase líquida y gaseosa a estas condiciones y una rutina de balance de masa y equilibrio a través de las subsecuentes separaciones flash en cada celda, para relacionar adecuadamente las moles de cada uno de los gases inyectados al sistema con el fluido del yacimiento.

Para predecir el efecto de los gases inyectados en el equilibrio de fases y propiedades físicas en el fluido del yacimiento, así como para conocer las composiciones en cada una de las celdas después de haberse alcanzado el equilibrio termodinámico, se empleó la rutina de equilibrio en dos fases con la ecuación de estado de Peng-Robinson, incorporada en el simulador de comportamiento de fases IMPEVETE del Instituto Mexicano del Petróleo⁽⁴⁰⁾. Esta ecuación de estado ha demostrado ser una de las más confiables dentro de las aplicaciones de la ingeniería petrolera.

6.3.1 Simulador IMPEVETE.

El IMPEVETE⁽⁴⁰⁾ es un simulador composicional de ecuación de estado, capaz de simular el comportamiento de fases de mezclas multicomponentes, naturales o sintéticas, de hidrocarburos y contaminantes a condiciones de yacimiento, en una batería de separación o en las pruebas PVT de laboratorio más usuales.

Como elemento básico de simulación, el IMPEVETE emplea el concepto de celda de equilibrio, el cual consiste de un recipiente ideal a presión y temperatura controladas y volumen variable, en el que una muestra del sistema en estudio se pone en equilibrio, determinándose la cantidad de cada fase y la composición de

cada una de ellas. El equilibrio de las fases se establece, cuando para todos los componentes del sistema, se cumple con la condición de que la fugacidad de un componente en una fase sea igual a la fugacidad del mismo componente en la otra fase.

Como se mencionará más adelante, las fugacidades de los componentes de una fase se calculan mediante ecuaciones derivadas del concepto termodinámico de fugacidad y acoplando una ecuación de estado cúbica. La densidad de cada una de las fases se calcula a través del factor de compresibilidad, el cual se obtiene resolviendo dicha ecuación cúbica.

Las ecuaciones que representan los balances de masa por fases y por componentes, las ecuaciones de la fugacidad de los componentes y las ecuaciones que expresan la condición de equilibrio, conforman un sistema de ecuaciones simultáneas no-lineales que se resuelven mediante una iteración tipo Newton-Raphson⁽²⁶⁾, en que se reducen a un mínimo las variables de iteración.

Las rutinas de equilibrio y separación flash del IMPEVETE, han sido adaptadas conjuntamente con la de balance de masa en este modelo, para simular la revaporización del líquido retrógrado mediante la inyección de gases hidrocarburos y no-hidrocarburos.

El simulador IMPEVETE se ha empleado satisfactoriamente, en la mayoría de los yacimientos de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado del sureste de México.

6.3.2 Ecuación de estado, equilibrio y balance de masa.

El simulador de comportamiento de fases IMPEVETE, emplea una ecuación de estado para modelar y predecir el comportamiento de fases de la mezcla de hidrocarburos.

Una ecuación de estado es una expresión que relaciona la presión, temperatura y el volumen molar, para un simple componente o una mezcla de ellos. Una descripción adecuada del comportamiento PVT de los fluidos

hidrocarburos, es esencial en la determinación del comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos del yacimiento, y en la predicción del desempeño de las condiciones superficiales de separación.

A) Ecuación de Estado de Peng-Robinson (P-R)

Peng y Robinson⁽⁵²⁾ en 1976, realizaron un estudio conjunto para evaluar el uso de la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, en la predicción del comportamiento de sistemas hidrocarburos naturales. Ellos mostraron la necesidad de mejorar la habilidad de dicha ecuación en la predicción de la densidad de la fase líquida y otras propiedades del fluido, especialmente en las cercanías de la región crítica y propusieron la siguiente ecuación^(52,98):

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)} \quad (6.1)$$

donde:

p = presión del sistema, lb/pg²

T = temperatura del sistema, °R

R = constante del gas, 10.73 lb/pg²-p³/lb-mol, °R

V = volumen, p³/mol

a = medida de las fuerzas de atracción molecular

b = medida del volumen de las moléculas

Además se tienen las relaciones siguientes^(52,98):

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha \quad ; \quad \Omega_a = 0.45724 \quad (6.2)$$

$$b = \Omega_b \frac{R T_c}{p_c} \quad ; \quad \Omega_b = 0.07780 \quad (6.3)$$

$$\alpha = \left[1 + m \left(1 - T_r^{0.5} \right) \right]^2 ; \quad (6.4)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226 \omega - 0.26992 \omega^2 \quad (6.5)$$

donde:

T_c = temperatura crítica, °R

T_r = temperatura reducida, T/T_c

ω = factor acéntrico de la substancia

Arreglando la ecuación 6.1 en forma más práctica; es decir, en términos del factor de compresibilidad, se obtiene la expresión cúbica siguiente^(52,98)

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (6.6)$$

donde A y B están dadas por las ecuaciones 6.7 y 6.8, considerando una mezcla de hidrocarburos y por lo tanto, empleando reglas de mezclado^(1,98).

$$A = \frac{(a\alpha)_m p}{(RT^2)} \quad (6.7)$$

$$B = \frac{b_m p}{RT} \quad (6.8)$$

donde:

$$(a\alpha)_m = \sum_i \sum_j \left[x_i x_j (a_i a_j \alpha_i \alpha_j)^{0.5} (\delta_{ij} - 1) \right] \quad (6.9)$$

$$b_m = \sum_i [x_i b_i] \quad (6.10)$$

El parámetro δ_{ij} es un factor de corrección determinado experimentalmente, llamado "coeficiente de interacción binaria", el cual se usa para modelar la interacción molecular a través del ajuste empírico del término $(a\alpha)_m$ y depende de la diferencia en el tamaño molecular de los componentes en la mezcla. Nikos y cols.⁽⁴⁹⁾ en 1986, presentaron una correlación generalizada para evaluar este parámetro dentro de la ecuación de P-R, en función de la presión, temperatura y factor acéntrico del hidrocarburo.

El factor acéntrico ω el cual fue introducido por Pitzer⁽⁵⁶⁾, es un parámetro de correlación para caracterizar la excentricidad o no esfericidad de las moléculas; este se obtiene de diferentes correlaciones como la de Kesler y Lee, Watansiri y Col., Edmister y Ahmed, publicadas en la literatura⁽¹⁾.

B) Equilibrio termodinámico

La fugacidad (f) es una medida de la energía molar de Gibbs de un gas real; puesto que tiene unidades de presión puede entenderse como una presión de vapor modificada para representar correctamente la tendencia de escape de las moléculas de una fase a otra. La relación entre la fugacidad y presión (f/p), es llamada el coeficiente de fugacidad (Φ) y se obtiene a partir de la siguiente ecuación⁽¹⁾ :

$$\Phi = \exp \left[\int_0^p \left(\frac{Z - 1}{p} \right) dp \right] \quad (6.11)$$

La fugacidad del componente en cada fase, determina el criterio de equilibrio termodinámico. Físicamente, la fugacidad de un componente en una fase con respecto a la fugacidad del mismo componente en la segunda fase, es una medida del potencial de transferencia de ese componente, entre las fases. La fase con menor fugacidad del componente, acepta el componente de la segunda fase. Valores iguales de fugacidad de un componente en las dos fases, resulta en cero transferencia y esta condición en todos los componentes de una mezcla de hidrocarburos, implica que dicha mezcla se encuentra en equilibrio termodinámico; es decir, en el equilibrio, los potenciales químicos para cada componente, deben ser los mismos en todas las fases. Por lo tanto, el equilibrio termodinámico de fases, puede expresarse en términos de fugacidad para un sistema vapor-líquido en dos fases, de la manera siguiente⁽¹⁾ :

$$f_i^V = f_i^L \quad ; \quad 1 \leq i \leq N \quad (6.12)$$

donde:

f_i^V = fugacidad del componente i en la fase gas, lb/pg²

f_i^L = fugacidad del componente i en la fase líquida, lb/pg²

N = número de componentes en el sistema

El coeficiente de fugacidad del componente i en la fase líquida o gaseosa, es una función de la presión del sistema, fracción mol y fugacidad del componente y está definido por la siguiente expresión⁽¹⁾:

$$\Phi_i^V = \frac{f_i^V}{y_i p} \quad (6.13)$$

$$\Phi_i^L = \frac{f_i^L}{x_i p} \quad (6.14)$$

donde:

Φ_i^V = coeficiente de fugacidad del componente i en la fase vapor

Φ_i^L = coeficiente de fugacidad del componente i en la fase líquida

y_i = fracción mol del componente i en la fase vapor

x_i = fracción mol del componente i en la fase líquida

De las ecuaciones anteriores se deduce que en el equilibrio, la constante de equilibrio K_i puede determinarse de la manera siguiente⁽¹⁾:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{\Phi_i^L}{\Phi_i^V} \quad (6.15)$$

Reid y Sherwood^(67, 1) definieron el coeficiente de fugacidad del componente i en una mezcla de hidrocarburos, por la siguiente relación termodinámica generalizada:

$$\ln(\Phi_i) = \left(\frac{-1}{RT} \right) \left[\int_{\infty}^V \left(\frac{p}{n_i} - \frac{RT}{V} \right) dv \right] - \ln(z) \quad (6.16)$$

donde:

V = volumen total de n moles de la mezcla

n_i = número de moles del componente i

z = factor de compresibilidad de la mezcla de hidrocarburos

Combinando las ecuaciones 6.11 y 6.16 con la ecuación de P-R (6.6), se obtienen las expresiones para la fugacidad de un componente puro y la del componente i en la mezcla⁽⁹⁸⁾:

Para el componente puro:

$$\ln\left(\frac{f}{p}\right) = \ln \Phi = Z - 1 - \ln(Z - B) - \left[\frac{A}{2\sqrt{2}B} \right] \ln \left[\frac{Z + (2 + \sqrt{2})B}{Z - (2 - \sqrt{2})B} \right] \quad (6.17)$$

Para la mezcla:

$$\ln \frac{f_i}{y_i p} = \ln \Phi_i^V = \frac{B_i}{B} (Z^V - 1) - \ln(Z^V - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right] \ln \left[\frac{Z^V + (2 + \sqrt{2})B}{Z^V - (2 - \sqrt{2})B} \right] \quad (6.18)$$

La ecuación 6.18 también se usa para determinar Φ_i^L , usando la composición de la fase líquida x_i para calcular A , B , Z^L y los otros términos dependientes de la composición; los parámetros de la mezcla han sido definidos previamente.

c) Balance de materia (Normalización de la mezcla)

El balance de materia total considerando una mezcla de fluido establece, que el número total de moles en un sistema, es igual al número total de moles en

la fase líquida más el número total de moles en la fase vapor, lo cual puede escribirse de la forma siguiente⁽¹⁾ :

$$n_L + n_V = n \quad (6.19)$$

Por lo tanto, el balance de materia por cada componente dentro de la mezcla está dado por⁽¹⁾ :

$$x_i n_L + y_i n_V = z_i n \quad (6.20)$$

donde:

n = número total de moles en el sistema, lb-mol

n_L = número de moles de líquido por mol de mezcla del sistema

n_V = número de moles de vapor por mol de mezcla del sistema

$x_i n_L$ = número de moles totales del componente i , en la fase líquida

$y_i n_V$ = número de moles totales del componente i , en la fase vapor

$z_i n$ = número de moles totales del componente i , en el sistema

z_i = fracción mol del componente i , en el sistema

De esta última ecuación se deduce que antes de la inyección de cualquier gas, la fracción mol del componente i en la mezcla puede calcularse por:

$$z_i = \frac{x_i n_L + y_i n_V}{n} \quad (6.21)$$

Ahora, considerando el número de moles de gas inyectadas al sistema, para simular el proceso de revaporización, se tiene de la ec.6.19:

$$n_L + n_V + n_I = n_T \quad (6.22)$$

donde:

n_I = número de moles de gas inyectado

n_T = número de moles totales de la nueva mezcla ($n+n_I$)

Haciendo el nuevo balance por componente conforme a la ecuación 6.20:

$$x_i n_L + y_i n_V + y_i n_I = z_{iN} n_T \quad (6.23)$$

$y_i =$ fracción mol del gas de inyección

Finalmente, la nueva fracción mol normalizada del componente i (z_{iN}), debido a la inyección de gas en la nueva mezcla es:

$$z_{iN} = \frac{x_i n_L + y_i n_V + y_i n_I}{n_T} \quad ; \quad i=i \text{ de inyección} \quad (6.24)$$

$$z_{iN} = \frac{x_i n_L + y_i n_V}{n_T} \quad ; \quad i \neq i \text{ de inyección} \quad (6.25)$$

Considerando una mol de mezcla ($n=1$) para efectos de simplificación de cálculos, la ec. 6.20 se convierte en⁽¹⁾:

$$x_i n_L + y_i n_V = z_i \quad (6.26)$$

Por definición de la fracción mol, se puede escribir⁽¹⁾:

$$\sum_i z_i = 1 \quad (6.27)$$

$$\sum_i x_i = 1 \quad (6.28)$$

$$\sum_i y_i = 1 \quad (6.29)$$

$$\sum_i y_i - \sum_i x_i = 0 \quad (6.30)$$

Combinando la primera parte de la ecuación 6.15 con la 6.26 y resolviendo para x_i y y_i , se tiene⁽¹⁾:

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_V K_i} \quad (6.31)$$

$$y_i = \frac{z_i K_i}{n_L + n_V K_i} \quad (6.32)$$

Combinando las ecuaciones 6.31 y 6.32 con las 6.28, 6.29 y 6.30 se obtiene⁽¹⁾ :

$$\sum_i x_i = \sum_i \frac{z_i}{n_L + n_V K_i} = 1 \quad (6.33)$$

$$\sum_i y_i = \sum_i \frac{z_i K_i}{n_L + n_V K_i} = 1 \quad (6.34)$$

$$\sum_i \frac{z_i K_i}{n_L + n_V K_i} - \sum_i \frac{z_i}{n_L + n_V K_i} = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_L + n_V K_i} = 0 \quad (6.35)$$

Finalmente, sustituyendo n_L por $(1-n_V)$:

$$f(n_V) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_V (K_i - 1) + 1} = 0 \quad (6.36)$$

6.3.3 Subrutina de Vaporización.

Para la construcción de este modelo se usaron la mayoría de las rutinas del IMPEVETE, particularmente la de Separación Flash y Equilibrio Termodinámico. A continuación se describe en forma general el procedimiento para predecir la vaporización de líquidos en yacimientos de gas y condensado, debida a la inyección de gas, empleado en este modelo, el cual pasó a formar parte de un proceso más de dicho simulador, llamado VAPORI.

1. Antes de iniciar con el modelo, el fluido usado fue caracterizado hasta trece componentes hidrocarburos y dos no-hidrocarburos y se ajustó la ecuación de estado de Peng-Robinson para reproducir en el modelo, el comportamiento termodinámico y conocer el máximo punto de condensación retrógrada.

2. El modelo empieza con una Separación Flash de la mezcla, a la presión de máxima condensación retrograda, para conocer la composición de las fases líquida y vapor, así como también la cantidad de moles de cada una de ellas, antes de iniciar la inyección.
3. Se establecen las condiciones de inyección, como la presión, temperatura y número de celdas PVT; recordando que este modelo supone un proceso isotérmico e isobárico a lo largo de todos los ciclos de inyección. De acuerdo al análisis de sensibilidad al número de celdas efectuado por Cook⁽¹¹⁾ en su modelo, el cual fue comentado brevemente con anterioridad, en este caso se dividió al yacimiento en 20 celdas PVT; sin embargo, esto no constituye una limitante en el modelo.
4. Al conocer la composición de ambas fases a las condiciones de depositación de condensado máximo, se establece esta composición en forma inicial, en cada una de las 20 celdas en las cuales se dividió el yacimiento, antes de la inyección de cualquier cantidad de gas; la celda 1 corresponde al pozo inyector y la 20 al pozo productor.
5. Se selecciona el volumen de gas a inyectar y los ciclos de inyección. Para este caso el cual veremos más adelante, se determinó inyectar inicialmente a un ritmo constante de 0.0025 del volumen poroso de hidrocarburos, en cada uno de los ciclos; sin embargo, se recomienda efectuar un estudio de sensibilidad al ritmo de inyección.
6. Se calcula el factor de compresibilidad del gas de inyección a las condiciones establecidas y se determina el número de moles de gas a inyectar en cada ciclo. Esto se hace aplicando la ecuación de estado de los gases reales. Para el caso de esta subrutina, dicha relación queda de la manera siguiente:

$$NMIN = PMAC * VIN / (ZGI * R * T) \quad (6.37)$$

7. Se inicia el primer ciclo de inyección. Se inyectan las moles de gas dentro de la primer celda. Se normaliza la composición de los componentes originales, para darle cabida a la nuevas moles de gas inyectadas, con las ecuaciones 6.24 y 6.25, en la forma siguiente:

$$NMTT = MOLV + MOLL + NMIN \quad (6.38)$$

$$ZZN = ((MOLL * XN + MOLV * YN) + NMIN) / NMTT \quad (N=N \text{ iny.}) \quad (6.39)$$

$$ZZN = (MOLL * XN + MOLV * YN) / NMTT \quad (N \neq N \text{ iny.}) \quad (6.40)$$

8. Con la mezcla normalizada, se llama a la subrutina PSAT1 y SEPFLG1 de Equilibrio Flash del IMPEVETE, previamente adaptada y modificada a este modelo, para conocer la presión de saturación, composición, moles, volúmenes molares de la fase líquida (VML) y vapor (VMV), de la nueva mezcla.

9. Con los datos anteriores, se calcula el volumen de condensado remanente en la celda:

$$VCON = MOLL * VML \quad (6.41)$$

10. Al momento de que el gas de inyección llega al equilibrio con la mezcla original en la primer celda, se origina un aumento de la fase vapor en la misma. Para conservar el volumen poroso de hidrocarburos constante, el excedente de gas que corresponde a un gas "enriquecido" y cuyo volumen se conoce restando al volumen de mezcla después del equilibrio, el volumen original de la celda, constituye el nuevo volumen de inyección para la segunda celda:

$$GEX = (MOLL * VML + MOLV * VMV) - VCELDA \quad (6.42)$$

11. El número de moles de gas en exceso que se pasan a la siguiente celda, se conoce dividiendo dicho volumen entre el volumen molar del vapor:

$$NMIN = GEX / VMV \quad (6.43)$$

12. Se repiten los pasos 8 a 11. Este procedimiento de pasar el gas enriquecido excedente del equilibrio de celda a celda, normalizar la mezcla, efectuar el equilibrio para conocer la nueva presión de saturación y composición, se repite hasta llegar al número total de celdas.
13. Una vez terminado el primer ciclo de inyección y antes de iniciar el siguiente, se establece la nueva composición inicial en las celdas, la cual corresponde a la composición de líquido y vapor después de que el gas ha pasado y alcanzado el equilibrio en la misma celda, pero del ciclo anterior al que va iniciar. Ya que para calcular la presión de saturación real después del equilibrio, se requiere de una presión de saturación estimada, se asigna como presión de saturación estimada de la celda del nuevo ciclo, la presión de saturación verdadera de la misma celda, del ciclo anterior.
14. Cuando se establece la nueva composición en las celdas para un nuevo ciclo de inyección, las moles de vapor en la nueva celda, serán las moles de vapor en la misma celda del ciclo anterior, menos las moles de gas que se pasaron a la siguiente celda, en el mismo ciclo.
15. Se inicia el siguiente ciclo de inyección y se repiten los pasos 8 al 14 hasta alcanzar el número total de ciclos de inyección seleccionado.
16. Al final de cada ciclo, con el objeto de analizar la eficiencia de la vaporización, se imprimen los valores del volumen de condensado remanente, moles de C_2 - C_8 y C_7^+ vaporizadas y presión de saturación por celda; esta última para analizar el comportamiento de fases. El volumen de condensado en cada celda, se obtiene multiplicando las moles de líquido por el volumen molar del mismo. Las moles vaporizadas durante todo el proceso al final de cada etapa de inyección, se expresan como un porcentaje de las iniciales; es decir, las moles originales existentes antes de iniciar la inyección de algún volumen de gas.

Con este modelo se puede analizar la vaporización de líquidos en yacimientos de gas y condensado, debido a la inyección de gases tales como metano, nitrógeno, bióxido de carbono y alguna mezcla entre ellos. En forma muy general y esquemática, los pasos antes mencionados se resumen en el diagrama de flujo de la Figura 6.7. En el Apéndice A se presenta la subrutina principal del modelo, para uno de los gases ensayados.

Para las ecuaciones 6.37 a 6.43 se definen las siguientes variables:

VIN= Volumen de gas de inyección, lts.

NMIN= Número de moles de gas de inyección, gr-mol.

PMAC= Presión a la máxima depositación de condensado, kg/cm².

T= Temperatura, °K.

R= Constante universal de los gases=0.084784 kg/cm²-lts/gr-mol, °K

ZGI= Factor de compresibilidad del gas de inyección.

NMIT= Moles totales en el sistema, gr-mol..

MOLL= Número de moles de líquido, gr-mol .

MOLV= Número de moles de vapor, gr-mol.

ZZN= Fracción mol (normalizada) del componente N en la mezcla.

VCON= Volumen de condensado, lts.

VML= Volumen molar del líquido, lts./mol-g

VMV= Volumen molar del vapor, lts./mol-g

GEX= Gas en exceso que se genera después del equilibrio, lts.

VCELDA= Volumen de la celda PVT, lts.

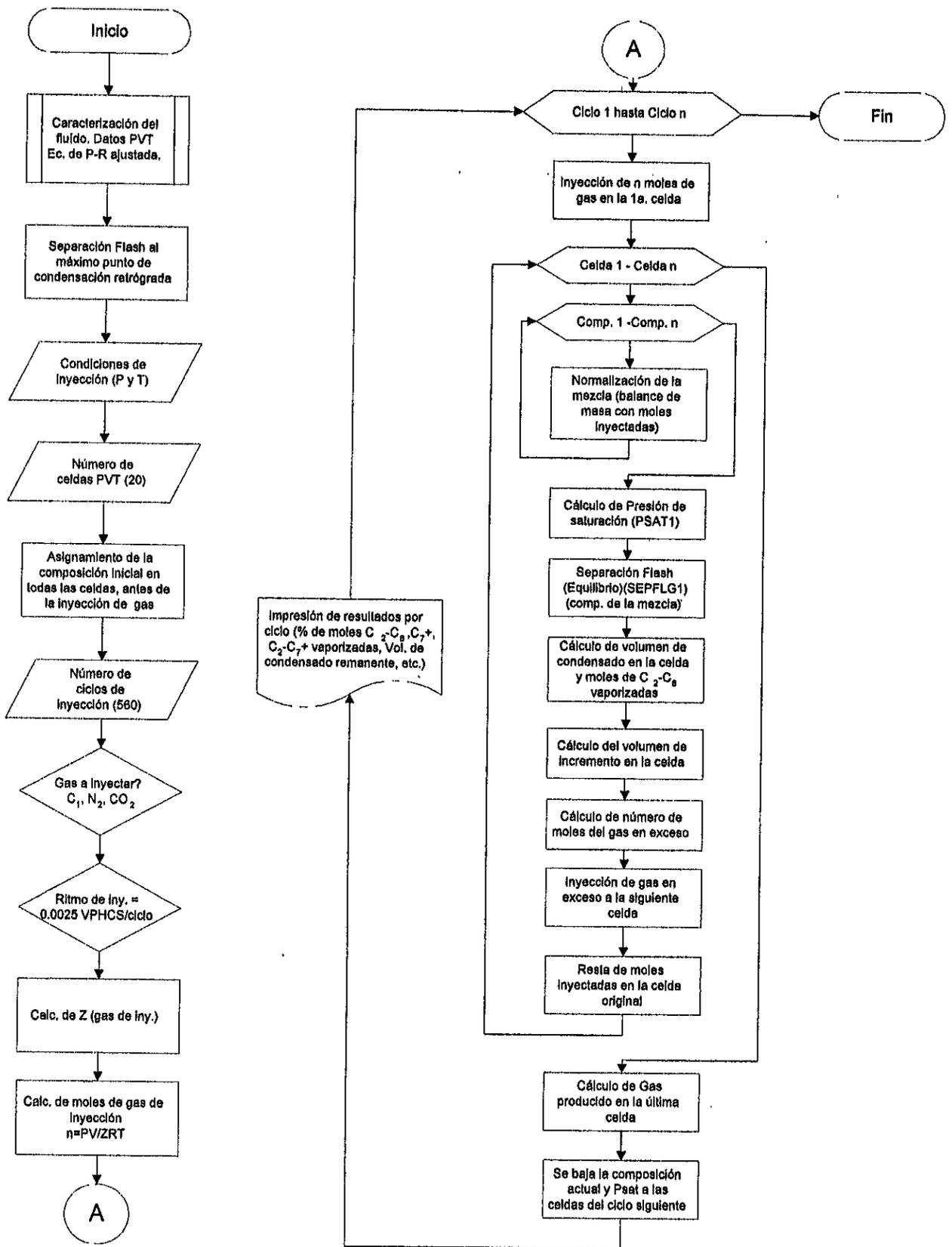


Figura 6.7.- Diagrama de flujo de la rutina de vaporización (VAPORI)

6.4 Validación del modelo.

Debido a que este modelo de vaporización para yacimientos de gas y condensado está basado en uno similar realizado por Striefel y Ahmed⁽⁷⁹⁾, la idea inicial para la validación del mismo fue la de tratar de reproducir los resultados obtenidos por estos autores; sin embargo, ni en el trabajo original ni en las referencias que se presentan, se pudo encontrar la composición, propiedades y características del fluido empleado.

En la revisión previa que se efectuó de la literatura para el desarrollo de la subrutina de vaporización, se notó que la mayoría de los trabajos acerca de este tipo de procesos en sistemas de gas y condensado, se efectuaron con sistemas sintéticos ricos, en tubos delgados empacados con arena sintética no consolidada, y a condiciones muy diferentes a la de máxima depositación de condensado. Por tal motivo, y además tomando en cuenta que las conclusiones obtenidas en la aplicación de este modelo al campo Muspac (las cuales se verán en el siguiente capítulo), concuerdan satisfactoriamente con las obtenidas por Striefel y Ahmed, acerca de la habilidad de los gases hidrocarburos y no hidrocarburos en la vaporización de fracciones intermedias y pesadas del líquido retrógrado, se decidió validar solamente la parte PVT del modelo.

El modelo de vaporización que aquí se presenta, tiene acoplado la subrutina de equilibrio y separación flash del simulador IMPEVETE⁽⁴⁰⁾. Dicho simulador se ha empleado satisfactoriamente⁽⁴⁰⁾ en diversos casos de yacimientos de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado, para simular las pruebas PVT realizadas en laboratorio y también para reproducir el comportamiento de mezclas de hidrocarburos con altas concentraciones de nitrógeno^(91,92,93).

Para realizar la validación PVT, se seleccionó el experimento desarrollado por Sanger y Hagoort⁽⁶⁴⁾ en 1995. Durante este trabajo, los autores formularon un gas y condensado sintético rico, consistiendo de metano, n-butano, n-tetradecano y nitrógeno, usando un simulador PVT (PVTEE 7.0) basado en la ecuación de

estado de Peng-Robinson; este fluido es característico de un gas y condensado del Mar del Norte. La composición del gas y condensado prototipo es la siguiente:

Metano	0.799 frac. mol
n-butano	0.150 frac. mol
n-tetradecano	0.050 frac. mol
Nitrógeno	0.001 frac. mol

Los autores efectuaron simulación numérica y experimentos en tubos delgados, sometiendo el gas y condensado sintético a la inyección de nitrógeno y metano, con el propósito de investigar el efecto de mezclado en el desarrollo de la miscibilidad. Durante estos experimentos, se midieron los cambios composicionales y de densidad del gas en el frente de desplazamiento.

Adicionalmente, para mejorar la descripción del comportamiento de fases del fluido sintético, se condujeron una serie de experimentos PVT de expansión a masa constante, donde se analizó el comportamiento de fases de tres mezclas de dicho gas y condensado con nitrógeno. En la Tabla 6.1 se presentan las composiciones de estas mezclas.

TABLA 6.1.- COMPOSICIÓN (FRACCIÓN MOL) DE LAS MEZCLAS EN LOS EXPERIMENTOS PVT (Ref. 64).

Componente	Fluido 1	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4
Nitrógeno	0.0000	0.0978	0.1483	0.1072
Metano	0.7648	0.7236	0.6838	0.7355
Butano	0.1782	0.1339	0.1259	0.1278
Tetradecano	0.0570	0.0447	0.0420	0.0295

Sanger y Hagoort emplearon el paquete PVT del simulador CMGPROP (Computing Modelling Group), para ajustar la ecuación de estado de Peng-Robinson que sería usada en la simulación numérica del proceso de inyección.

Estos investigadores ajustaron principalmente los parámetros de volumen ("volumen shift parameter") y los coeficientes de interacción binaria del tetradecano con el metano y butano.

Es importante mencionar, que el paquete PVT del CMGPROP, tiene integrada una regresión no lineal sobre los parámetros Ω de la ecuación de estado y además, la corrección de los volúmenes molares del líquido, con lo cual se mejoran considerablemente las predicciones de las densidades y saturación de líquido, a presiones que son relevantes en este tipo de procesos.

La validación del modelo PVT, consistió en comparar los resultados experimentales y calculados por los autores, para los fluidos 1, 3 y 4 (diferente concentración de nitrógeno) que presentan el mejor ajuste logrado por ellos, con los obtenidos para las mismas mezclas con el simulador de fases IMPEVETE, el cual, es la parte medular del modelo de vaporización. Este último, no posee las características avanzadas del CMGPROP; es decir, el IMPEVETE no cuenta con la regresión en Ω , ni con la corrección de los volúmenes molares del líquido, pudiendo resultar esto, en ciertas diferencias en la comparación de los ajustes. Sin embargo, este hecho no constituyó ningún problema, al momento del ajuste de la ecuación de estado para el fluido del campo Muspac.

6.4.1 Procedimiento.

El procedimiento seguido para la validación PVT, fue la de tomar el fluido 1 como *original*, para efectuar el ajuste de la ecuación de estado de P-R con el IMPEVETE, mediante el cálculo de la presión de saturación y un agotamiento a volumen constante, tomando en consideración los datos reportados de laboratorio por los autores. Una vez logrado un ajuste satisfactorio de la ecuación de estado, sin efectuar ningún cambio en constantes binarias ni parámetros críticos, se efectuaron con el IMPEVETE agotamientos a volumen constantes, primeramente con la composición del fluido 3 y posteriormente con la del 4 (mayor concentración de N_2), para intentar reproducir sus valores respectivos de saturación de líquido y

densidad del gas medidos en el laboratorio, esta última, arriba de la presión de saturación.

6.4.2 Ajuste de la ecuación de estado de P-R.

Para obtener los resultados comparativos de las tres mezclas de hidrocarburos con el simulador IMPEVETE, se emplearon los procesos PRESAT y VOCSEP del mismo; el primero calcula la presión de saturación y el segundo realiza la separación diferencial a volumen constante, donde se obtiene la saturación del líquido retrógrado y densidad del gas, entre otros parámetros.

Las propiedades críticas del C₁₄, fueron tomadas del paquete PVT del CMGPROP⁽⁹⁰⁾, las cuales a su vez fueron calculadas con las correlaciones de Kesler y Lee⁽⁹⁴⁾, usando el punto de ebullición normal y las densidades específicas reportadas por Whitson⁽⁸⁶⁾ y Firoozabadi⁽⁹⁵⁾.

Las propiedades de los componentes de la mezcla usados por el IMPEVETE, se listan en la Tabla 6.2.

TABLA 6.2.- PROPIEDADES FÍSICAS DE LA MEZCLA (IMPEVETE).

Componente	Pc (kg/cm ²)	Tc (° K)	Vc (lts/gr-mol)	Factor acéntrico	Peso Molecular
N ₂	34.66	126.26	0.0900	0.0450	28.020
Metano	46.95	190.58	0.0990	0.0104	16.043
n-C ₄	38.72	425.18	0.2550	0.2010	58.124
n-C ₁₄	19.97	700.70	0.7230	0.5571	190.000

Se alcanzó un ajuste satisfactorio empleando la ecuación de estado de P-R, tanto en la presión de saturación como en la saturación de líquido, variando principalmente los coeficientes de interacción binaria del tetradecano con el nitrógeno y el butano; estos parámetros se pueden apreciar en la Tabla 6.3.

TABLA 6.3.-CONSTANTES BINARIAS DE LOS COMPONENTES DE LAS MEZCLAS (IMPEVETE).

	N ₂	Metano	n-C ₄	n-C ₁₄
N ₂	0.000	0.036	0.090	0.050
Metano	0.036	0.000	0.000	0.026
n-C ₄	0.090	0.000	0.000	0.030
n-C ₁₄	0.059	0.024	0.031	0.000

6.4.3 Reproducción de datos de laboratorio.

En las Tablas 6.4, 6.5 y 6.6, se presenta un resumen de los resultados obtenidos de la presión de saturación y del agotamiento a volumen constante para los fluidos 1, 3 y 4, respectivamente. La comparación de resultados en forma gráfica (presión de saturación, saturación de líquido y densidad del gas), con los obtenidos por los autores en laboratorio y calculados, se muestran en las Figuras, 6.8 y 6.9. En estas figuras, la escala de presión está en MPa (mega-pascales), ya que en estas unidades, los autores manejaron sus experimentos:

TABLA 6.4.- SEPARACIÓN DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE. FLUIDO 1 (IMPEVETE).

Presión (kg/cm ²)	Dens. del aceite (gr/cm ³)	Vol. de líquido (%)	Dens. del gas (gr/cm ³)
347.3			0.383
337.0			0.379
326.9			0.374
321.7			0.372
311.5			0.367
309.5			0.366
305.4	0.436	20.8	0.344
303.4	0.441	23.7	0.337
302.3	0.443	24.8	0.333
301.3	0.445	25.6	0.331
299.3	0.449	26.9	0.325
297.2	0.453	27.8	0.320
296.2	0.455	28.2	0.318
291.1	0.464	29.4	0.306
281.9	0.478	30.3	0.289
268.6	0.495	30.5	0.268

TABLA 6.5.- SEPARACIÓN DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE. FLUIDO 3 (IMPEVETE).

Presión (kg/cm ²)	Dens. del aceite (gr/cm ³)	Vol. de líquido (%)	Dens. del gas (gr/cm ³)
459.6			0.389
434.0			0.379
420.8			0.374
418.8			0.373
415.7			0.372
413.7			0.371
408.2			0.369
408.1	0.484	0.13	0.368
407.5	0.485	0.72	0.366
403.5	0.490	4.01	0.361
398.3	0.495	7.12	0.353
389.2	0.504	10.74	0.341
377.9	0.514	13.51	0.328
349.3	0.534	16.96	0.297
311.5	0.556	18.55	0.262
245.1	0.588	18.81	0.204

TABLA 6.6.- SEPARACIÓN DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE. FLUIDO 4 (IMPEVETE).

Presión (kg/cm ²)	Dens. del aceite (gr/cm ³)	Vol. de líquido (%)	Dens. del gas (gr/cm ³)
400.0			0.339
390.0			0.335
395.0			0.337
388.1			0.334
383.3			0.332
377.9			0.330
360.0			0.322
365.7			0.324
362.6			0.323
354.1			0.319
347.3	0.509	2.26	0.310
332.0	0.521	5.68	0.293
306.4	0.539	8.82	0.266
286.0	0.552	10.13	0.246
260.5	0.567	11.04	0.222
245.1	0.575	11.32	0.208

Como se puede apreciar en las Figuras 6.8 y 6.9 , las cuales corresponden a la saturación de líquido y densidad del gas, respectivamente, existe un ajuste razonablemente adecuado de la ecuación de estado de P-R con el IMPEVETE, comparado con los experimentales y calculados obtenidos por Sanger y Hagoort. Las diferencias que existen entre el ajuste con los dos simuladores, es precisamente como se esperaba, debido a la mayor precisión involucrada en el CMGPROP, al considerar la corrección de los volúmenes molares de la fase líquida, lo cual mejora considerablemente los cálculos de saturación y densidad del líquido.

El acertado ajuste del IMPEVETE al comportamiento de fases de las tres mezclas conteniendo diferentes concentraciones de nitrógeno, da la confiabilidad de que al estar incorporado dentro del modelo de vaporización de líquido retrógrado, reproducirá adecuadamente los cambios de composición que se tendrán debido a la inyección de los gases.

Aunque ambos simuladores presentan un defasamiento muy similar en la presión de saturación del fluido 4, en este tipo de procesos es de mayor importancia tener un mejor ajuste en la saturación de líquido, especialmente en los rangos de presión de interés.

Adicionalmente, López y Urquieta⁽⁹¹⁾ en 1991, emplearon el IMPEVETE para realizar estudios de comportamiento de fases con altas concentraciones de nitrógeno (1.5 VP), sobre fluidos de aceite volátil y negro, correspondientes a los campos Cárdenas y Cantarell, respectivamente. Sobre este último campo, empleando el mismo simulador, realizaron una simulación del proceso de vaporización y miscibilidad por contacto múltiple, utilizando nitrógeno como fluido de inyección a través de 5 celdas PVT.

Con el trabajo de simulación anterior, los autores demostraron que el nitrógeno produce un importante efecto de vaporización sobre el fluido del campo Cantarell, superior al 16 % de las moles de aceite iniciales.

Una vez más, el simulador IMPEVETE se comportó satisfactoriamente tanto en el ajuste del comportamiento de los fluidos iniciales, como en el manejo

de mezclas de estos con altas concentraciones de nitrógeno, confirmándose de esta manera como una herramienta muy útil y confiable para la simulación de procesos con fluidos de inyección.

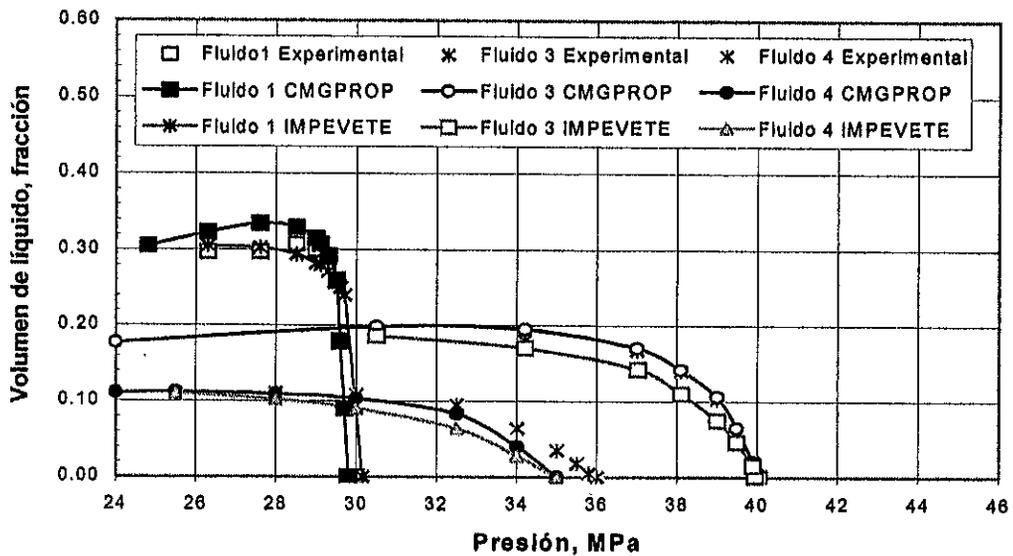


Figura 6.8.- Reproducción de datos de laboratorio (Ref. 64) con IMPEVETE. Saturación de líquido.

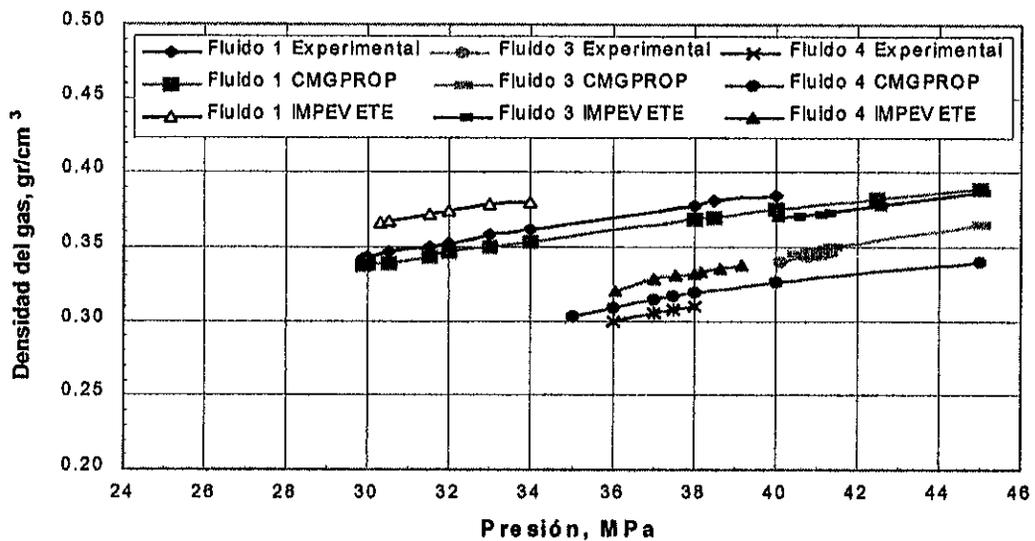


Figura 6.9.- Reproducción de datos de laboratorio (Ref. 64) con IMPEVETE. Densidad del gas.

CAPITULO 7

APLICACIÓN DEL MODELO DE VAPORIZACIÓN AL CAMPO MUSPAC

7.1 Antecedentes del campo.

El campo Muspac se encuentra en la provincia petrolera de rocas carbonatadas del Mesozoico, localizada en la parte sur-occidental del área de Huimanguillo, Tab., aproximadamente 70 km. al SW de la Cd. de Villahermosa⁽⁶¹⁾ (Fig. 7.1).

El campo fue descubierto con la perforación del pozo Muspac 1 en marzo de 1982, a una profundidad de 3450 m. en la formación Cretácico Superior, la cual está constituida por rocas carbonatadas intensamente fracturadas.

La estructura almacenadora consiste en un anticlinal dómico con rumbo "NW", y flancos buzando hacia "NE" y "SW", respectivamente; está limitado al "NE" por una falla normal y al "SE" por una falla inversa. El número de bloques que lo forman es de dos, separados por una falla normal (Fig. 7.2).

La presión original fue de 317.4 kg/cm² a una profundidad de 2946 mbMR y una temperatura de 107.4 °C. Los resultados del análisis PVT realizado a los fluidos del pozo Muspac 1, permitieron caracterizar al yacimiento como de gas y condensado, con una presión de rocío de 317.7 kg/cm². La densidad del condensado es de 0.765 gr/cm³ (53.5 °API) @ 20 °C. Los datos generales del campo y las características principales del sistema roca-fluidos se presentan en la Tabla 7.1.

TABLA 7.1.- DATOS BÁSICOS DEL YACIMIENTO. CAMPO MUSPAC (Ref. 61)

<i>Area productora</i>	17.8 km ²
<i>Presión inicial</i>	317.4 kg/cm ²
<i>Temperatura</i>	107.4 ° C
<i>Profundidad media</i>	2518 mbNM
<i>Espesor neto promedio</i>	108 m
<i>Porosidad promedio</i>	11 %
<i>Saturación inicial de agua</i>	18 %
<i>Permeabilidad promedio</i>	35 md
<i>Volumen original de hcs.</i>	118 978 950 m ³ @ c.y.

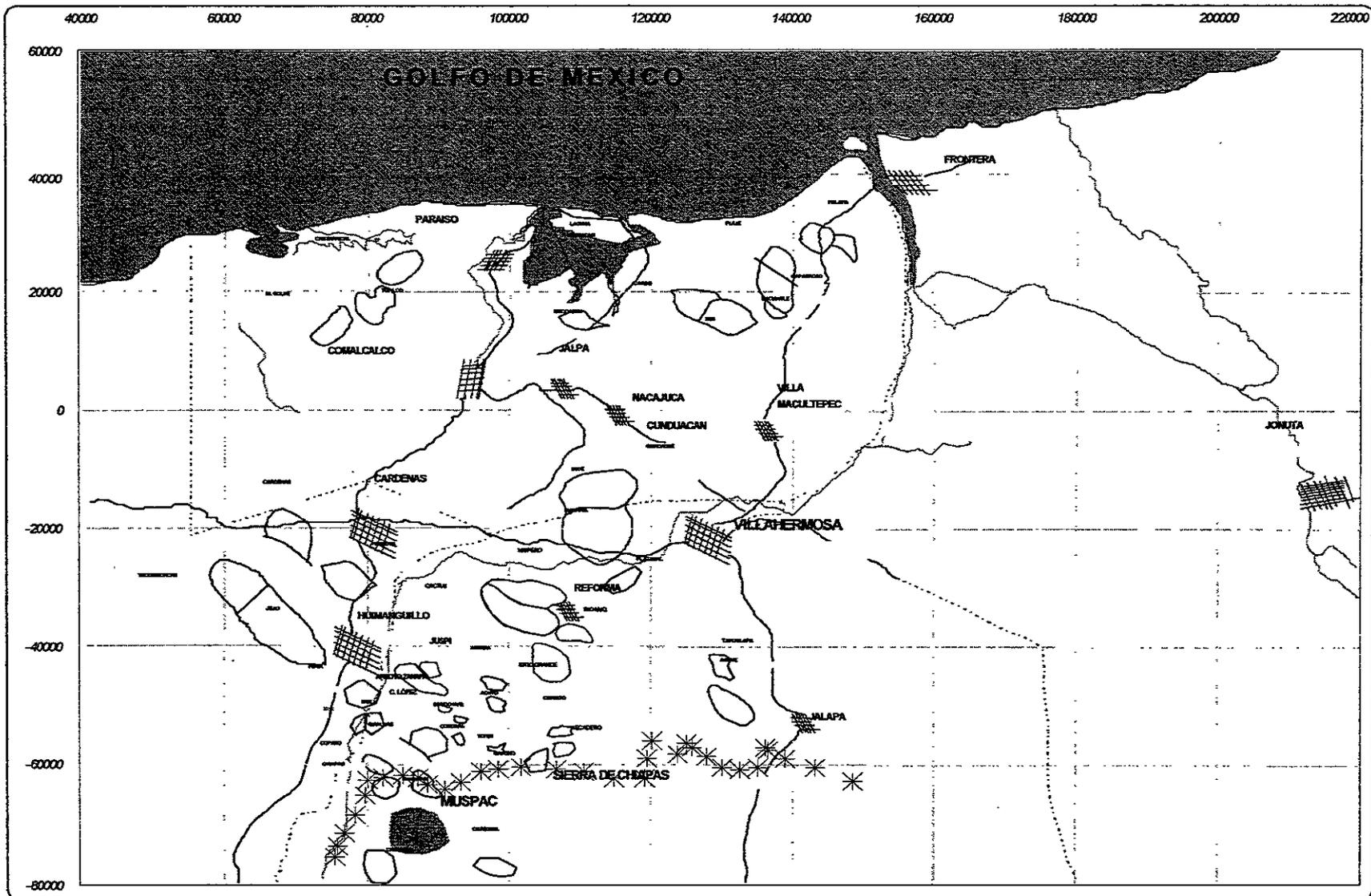


Figura 7.1.- Localización del campo Muspac

CAMPO MUSPAC CRETACICO SUPERIOR

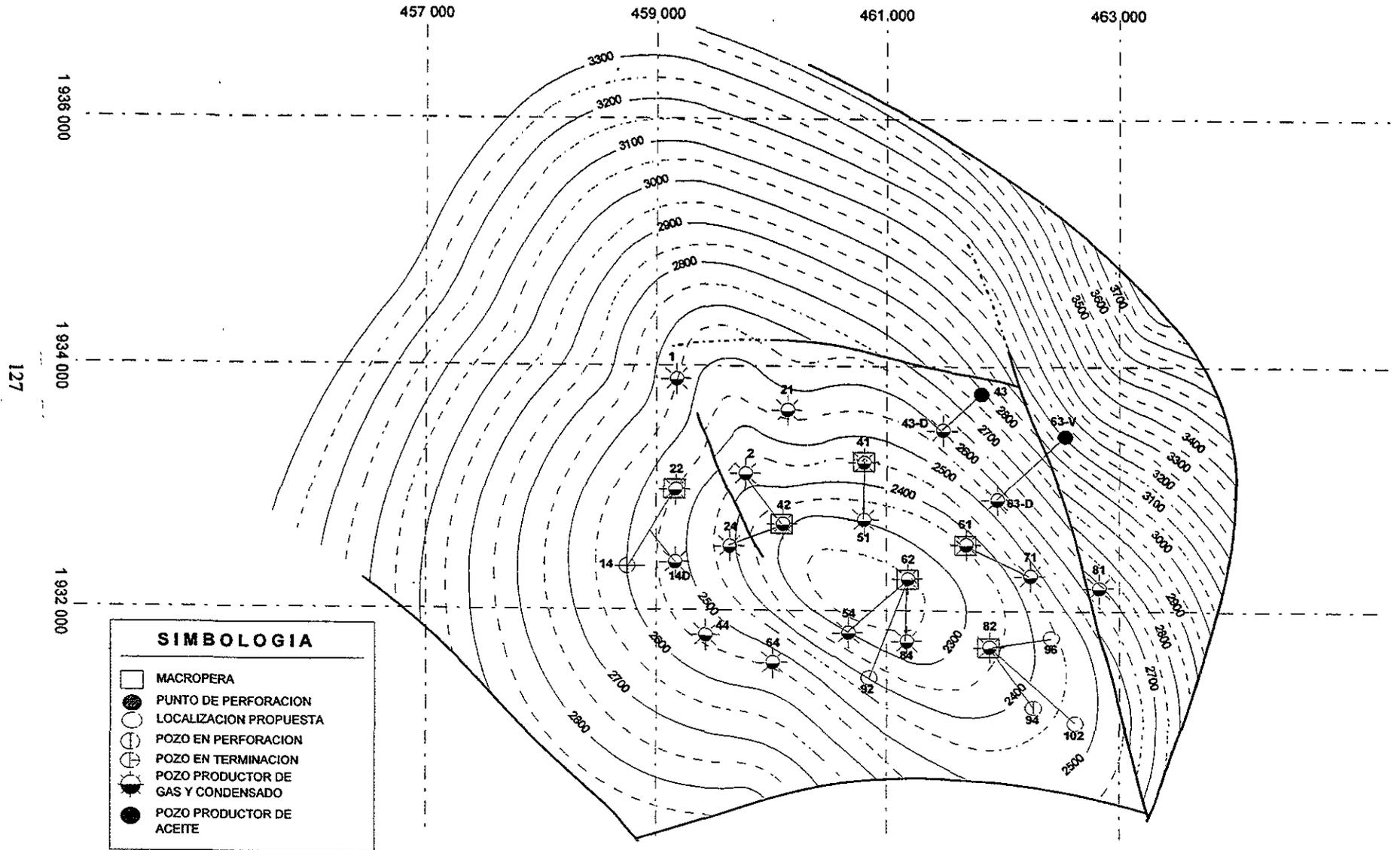


Figura 7.2 Configuración del Campo Muspac (Ref. 61)

La explotación del campo empezó en junio de 1982, con la terminación del pozo Muspac 1. Desde los inicios de explotación de este yacimiento ya existía la formación de líquidos en el medio poroso, debido a la cercanía de la presión inicial con la presión de rocío de la mezcla de hidrocarburos; aunado a lo anterior, también se presentó la formación de líquidos en la tubería de producción a profundidades cercanas a la superficie, como resultado de los cambios de presión y temperatura.

Conforme la presión disminuye existe un incremento en la formación de líquidos en el sistema yacimiento-tubería, acumulándose principalmente en la vecindad del pozo; dicha depositación bloquea la producción de gas, ya que reduce la permeabilidad relativa a esta fase. Este mecanismo también depende del ritmo de producción; la producción con diámetros de estranguladores grandes produce altas caídas de presión. No obstante que la producción es alta en cantidad, no lo es en calidad, ya que las fracciones más pesadas son retenidas en el medio poroso, sin llegar a formar una fase continua. Por otro lado, con gastos bajos de producción la calidad de los fluidos producidos mejora notablemente, ya que éstos al abandonar el yacimiento lo hacen en forma de gas húmedo, conteniendo la fase gaseosa los hidrocarburos más valiosos del yacimiento.

Durante la vida productiva del campo Muspac, la producción de agua no ha sido significativa, ya que en los últimos años se ha mantenido en un promedio del 3 %. Es muy probable que dicha producción de agua se deba al fenómeno de condensación del vapor de agua disuelto en el gas, ya que la salinidad de ésta varía alrededor de las 5000 ppm.

El comportamiento de la presión estática presenta una tendencia bien definida en todos los pozos. Actualmente la presión media del yacimiento continua disminuyendo drásticamente y es del orden de 190 kg/cm^2 (muy cercana al punto de máxima condensación retrógrada); lo cual sugiere que el acuífero asociado a este yacimiento no ha contribuido decisivamente al mantenimiento de la misma.

A la fecha, aún se están perforando pozos de reemplazo en este campo. Se cuentan con 21 pozos perforados principalmente en la cima de la formación

productora (KS). La producción promedio es de 10,700 BPD de condensado y 234 MMPCD de gas, a través de 19 pozos productores.

7.2 Metodología de la aplicación del modelo.

7.2.1 Ajuste de la Ecuación de Estado de P-R (Caracterización del Fluido).

Para efectuar la simulación del proceso de revaporización del líquido fue necesario calibrar los parámetros de la ecuación de estado de Peng-Robinson, para reproducir los experimentos PVT Separación Flash y Agotamiento a Volumen Constante, del fluido del campo Muspac (Capítulo 3); todo esto fue realizado con los procesos PRESAT, FLASEP y VOCSEP del simulador de comportamiento de fases "IMPEVETE" del IMP ⁽⁴⁰⁾ (Apéndice B).

La Tabla 3.1 (Capítulo 3) reproducida aquí, presenta la composición obtenida del estudio PVT. Como se puede observar, el fluido fue caracterizado originalmente hasta los undecanos, por lo que no se consideró necesario expandir la fracción pesada más allá de este componente; similarmente, debido a los fines perseguidos en este modelo, se decidió no agrupar los componentes en pseudocomponentes y trabajar sobre la composición original, manejando al C_{12+} como un pseudocomponente. En la simulación del proceso en el medio poroso y sobre todo en fluidos de aceite volátil y gas y condensado, es necesario agrupar los componentes en pseudocomponentes con el objeto de reducir el número de ecuaciones en el modelo y por lo tanto disminuir los tiempos de convergencia y simulación. En este modelo no fue necesario hacerlo, ya que no se involucró al medio poroso y sólo se está simulando el comportamiento de fases del fluido original, sometido a cambios de composición debido a la inyección de gases.

El simulador IMPEVETE no tiene acopladas técnicas de regresión sobre los coeficientes Ω_a y Ω_b de la ecuación de estado, ni la traslación de volúmenes molares, por lo que el ajuste se efectuó manteniendo estos parámetros constantes y variando solamente las propiedades críticas (P_c, T_c), factor acéntrico ω , y

coeficientes de interacción binaria del pseudocomponente (fracción pesada C_{12+}) con el metano, conforme a lo sugerido por algunos autores^(86, 89, 78).

Los procesos involucrados para el ajuste de la ecuación de estado, fueron la separación flash (FLASEP) y agotamiento a volumen constante (VOCSEP) (Apéndice B). La caracterización de la fracción pesada C_{12+} , se llevó a cabo mediante el procedimiento de Riazi-Daubert⁽⁵⁹⁾ y Edmister⁽²¹⁾ (Apéndice C), empleando el peso molecular y la densidad específica de dicha fracción, como parámetros de correlación. Los datos de entrada (tarjeta de entrada) al simulador, para realizar la reproducción de los experimentos antes mencionados, se presenta en el Apéndice D. Los valores del ajuste quedaron finalmente en:

$$P_c = 16.00 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_c = 728 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\omega = 0.76$$

$$\delta_{C_{12+} - C_1} = 0.10$$

Con los parámetros ajustados se obtuvo una presión de saturación de 315.1 kg/cm² (original 317.7 kg/cm²). En la Figuras 7.3 a 7.7, se presentan los resultados comparativos del ajuste de la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Con el propósito de mejorar aún más el ajuste de la saturación de líquido, se empleó el paquete PVT del simulador CMGPROP⁽¹⁰⁾, aprovechando las ventajas que presenta el mismo, al tener la opción de efectuar regresiones en la mayoría de los parámetros de ajuste y la traslación de volúmenes molares o corrección de Peneloux⁽⁶¹⁾, el cual no se logró. La posible causa de lo anterior pudo ser, de que en el IMPEVETE se usaron todos los componentes originales reportados del estudio PVT y en el CMGPROP se agruparon los componentes originales en 4 pseudocomponentes.

**TABLA 3.1.- ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE LA CORRIENTE PRODUCIDA.
POZO MUSPAC 1 (Ref. 23).**

ESTUDIO DE AGOTAMIENTO A 228 °F							
COMPONENTE	P R E S I O N (lb/pg ²)						
	4512**	3998	3138	2268	1472	700	700*
Nitrógeno	2.51	2.59	2.63	2.68	2.68	2.57	0.07
Óxido de Carbono	3.87	4.00	4.12	4.14	4.12	4.11	0.90
Acido Sulfídrico	0.83	0.78	0.74	0.70	0.72	0.82	0.43
Metano	70.61	71.71	73.34	74.79	75.09	74.11	12.01
Etano	8.18	8.18	8.20	8.20	8.30	8.55	3.55
Propano	3.71	3.67	3.60	3.56	3.60	3.88	2.61
Iso-Butano	0.79	0.77	0.74	0.71	0.73	0.81	1.13
N-Butano	1.55	1.52	1.46	1.41	1.41	1.58	2.88
Iso-Pentano	0.71	0.67	0.60	0.57	0.58	0.67	1.91
N-Pentano	0.82	0.78	0.70	0.67	0.66	0.75	2.88
Hexano	1.11	1.08	1.03	0.82	0.75	0.77	4.54
Heptano	1.03	0.87	0.69	0.53	0.49	0.49	8.81
Octano	1.00	0.85	0.65	0.46	0.35	0.40	10.75
Nonano	0.98	0.81	0.57	0.36	0.26	0.27	12.17
Decano	0.74	0.60	0.40	0.21	0.15	0.14	9.67
Undecano	0.42	0.33	0.21	0.09	0.06	0.05	6.33
Dodecano *	1.14	0.79	0.32	0.10	0.05	0.03	19.36
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Peso Molecular Heptanos*	138	130	123	116	111	106	154
Densidad Heptanos* (60°F)	0.790	0.773	0.760	0.7500	0.742	0.734	0.795

Factor de Desviación Z

Gas en Equilibrio	0.968	0.921	0.875	0.866	0.887	0.132	
Dos Fases	0.968	0.912	0.861	0.841	0.782	0.724	
Vol. acumulativo producido (% de vol. poroso hcs)	0.000	5.97	21.84	42.15	59.63	179.26	

* Fase líquida.

** Presión de rocío.

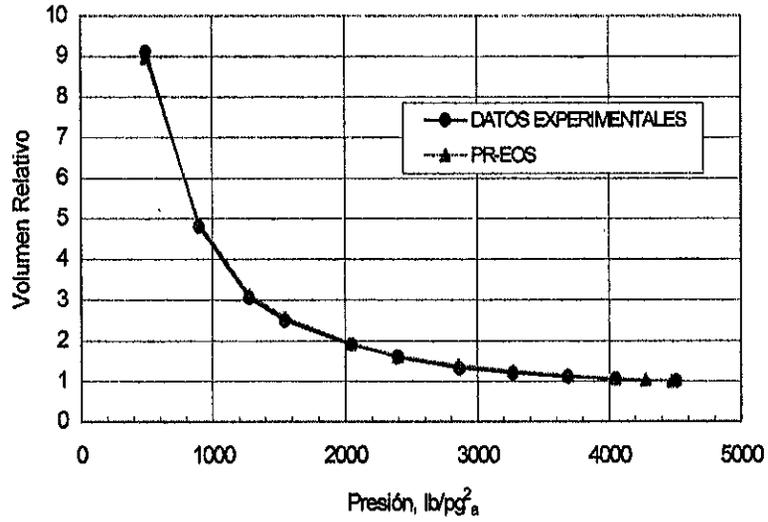


Figura 7.3.- Separación Flash. Volumen Relativo. Campo Muspac.

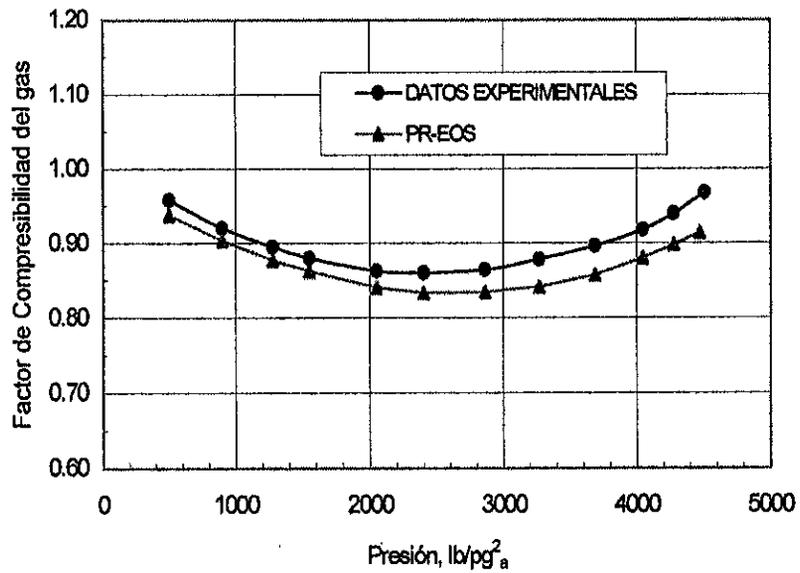


Figura 7.4.- Agotamiento a Volumen Constante. Factor de Compresibilidad. Campo Muspac.

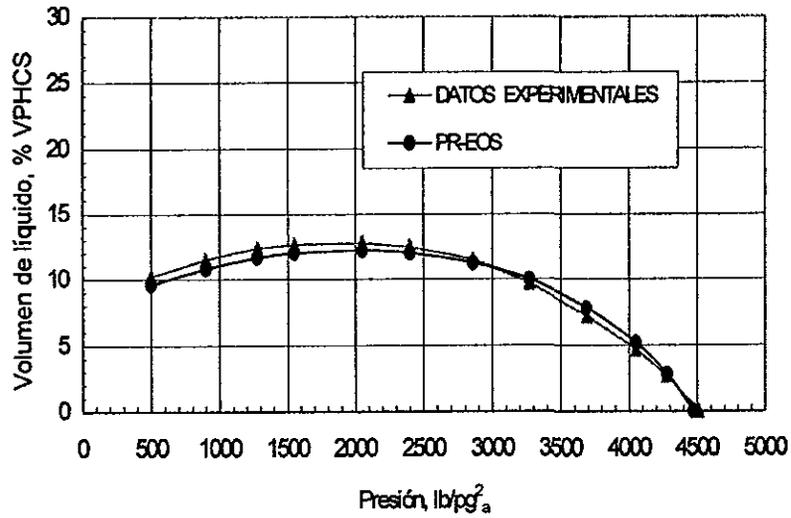


Figura 7.5.- Agotamiento a Volumen Constante. Volumen de Líquido. Campo Muspac.

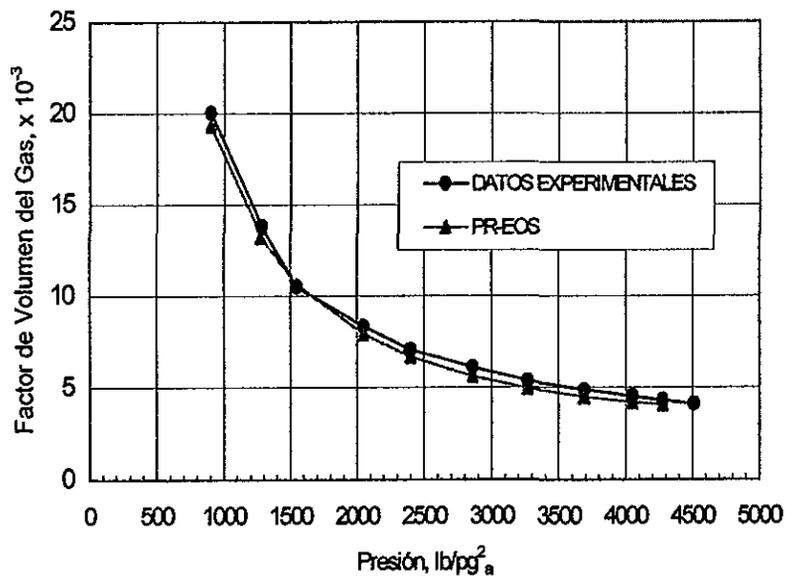


Figura 7.6.- Agotamiento a Volumen Constante. Factor de volumen del gas. Campo Muspac.

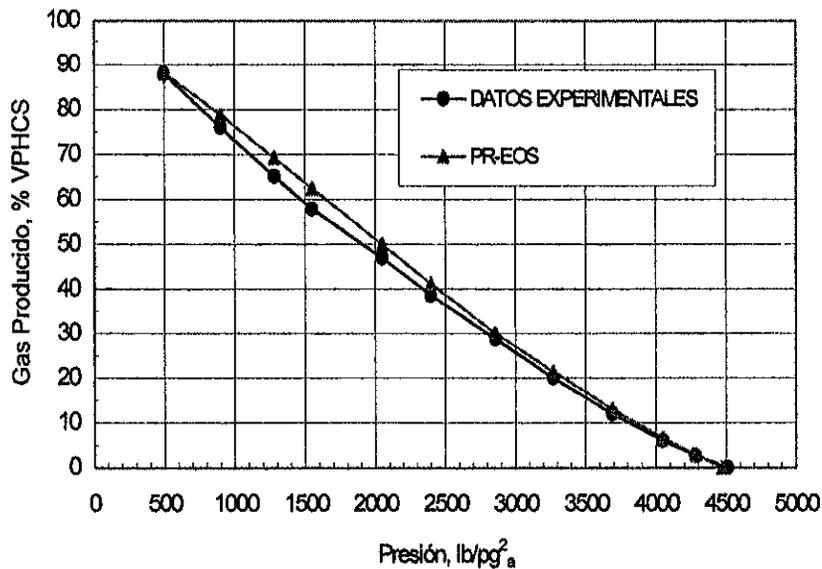


Figura 7.7.- Agotamiento a Volumen Constante. Gas producido acumulado. Campo Muspac.

7.2.2 Separación Flash al máximo punto de condensación retrógrada.

Una vez teniendo caracterizado el fluido del campo Muspac y ajustada la ecuación de estado de Peng-Robinson, se procedió a efectuar separaciones flash por etapas (agotamiento) con el simulador IMPEVETE, hasta alcanzar la presión donde ocurre la depositación máxima de líquido retrógrado, la cual en éste caso correspondió a 143 kg/cm^2 (2030 lb/pg^2) (Figs. 3.3 o 7.5). De esta manera, se pudo conocer la composición de la mezcla y la fracción mol de cada uno de los componentes en la fase líquida y vapor, así como, las moles totales y volúmenes molares de ambas fases. En la Tabla 7.2, se presentan los resultados del agotamiento a las condiciones de depositación máxima de condensados para el campo Muspac.

Conociendo las características de la mezcla de hidrocarburos resultante del depresionamiento anterior, se establece esta composición en cada una de las celdas en las que se dividió el yacimiento, y se está en condiciones de iniciar la inyección de cualquier gas. La inyección de gas comienza precisamente a las

condiciones de depositación máxima de líquido, manteniendo la presión y temperatura constantes durante todo el proceso de simulación.

TABLA 7.2.- SEPARACIÓN FLASH A 143 kg/cm² Y 382 °K. FLUIDO DEL CAMPO MUSPAC.

Componente	Z (frac. mol)	X (frac. mol)	Y (frac. mol)
C ₁	0.7061	0.3295	0.7443
C ₂	0.0818	0.0677	0.0832
C ₃	0.0371	0.0450	0.0363
iC ₄	0.0079	0.0145	0.0072
nC ₄	0.0155	0.0319	0.0138
iC ₅	0.0071	0.0189	0.0059
nC ₅	0.0082	0.0235	0.0066
nC ₆	0.0111	0.0423	0.0079
C ₇	0.0103	0.0499	0.0063
C ₈	0.0100	0.0589	0.0050
C ₉	0.0098	0.0673	0.0040
C ₁₀	0.0074	0.0572	0.0024
N ₂	0.0251	0.0074	0.0269
CO ₂	0.0387	0.0258	0.0400
H ₂ S	0.0083	0.0088	0.0083
C ₁₁	0.0042	0.0310	0.0015
C ₁₂ ⁺	0.0114	0.1204	0.0004

V= 0.908	L=0.092
MOLV= 9.665	MOLL=.978
VMV=0.190	VML=0.144

7.2.3 Número de celdas PVT.

Para determinar el número de celdas más adecuado, se ensayó con 10, 20 y 100 celdas en la corrida con N₂. Se encontró que con 100 celdas la discretización del comportamiento de fases era más acertada, ya que la tendencia de vaporización era más suave que en los otros casos; sin embargo, se requirió

de un número mucho mayor de ciclos de inyección para observar componentes vaporizados de las celdas 20 en adelante. El resultado con 20 celdas fue acertadamente proporcional al de 100 y requería de menos ciclos de inyección. Esto mismo fue observado por Cook⁽¹¹⁾ al desarrollar su modelo de vaporización para aceite volátil. Por estas razones, se decidió realizar el análisis de vaporización con 20 celdas PVT de 1.98 lts. de volumen cada una a las condiciones de inyección, teniéndose por lo tanto un volumen poroso de hidrocarburos de 39.6 lts.

7.2.4 Volumen de gas de inyección.

Durante la corrida con N_2 , se ensayaron varios gastos de inyección: 0.01, 0.005 y 0.0025 del volumen poroso de hidrocarburos. La comparación de la vaporización con estos gastos fue muy similar; sin embargo, algo muy importante que se observó, es que entre más alto era el gasto de inyección, menor resolución se obtenía en el proceso de vaporización. Esta situación se hacía más clara, sobre todo cuando las celdas se encontraban muy cerca de pasar de la región bifásica a la monofásica (vapor). Tomando en cuenta que este modelo de celdas de vaporización es básicamente computacional, inyectar al menor gasto posible significó minimizar cambios bruscos de composición en las celdas y por lo tanto, una mejor resolución del proceso, especialmente al momento del cambio a fase vapor de las celdas. Por esta razón, se empleó un gasto de 0.099 lts. en cada paso de inyección, equivalente a 0.05 del volumen de celda y a 0.0025 del volumen poroso de hidrocarburos, lo que ocasionó emplear 560 ciclos de inyección (1.4 VPHCS) para llegar a la vaporización en todas las celdas.

En la Tabla 7.3 se presentan las moles de inyección asociadas a 0.099 lts. de cada gas y el volumen correspondiente de inyección, medidos a condiciones estándar.

TABLA 7.3.- VOLUMEN Y MOLES DE GASES DE INYECCIÓN POR CICLO.

Gas inyectado	Volumen de inyección (pies ³) @ c. iny.	Moles de inyección gr-mol @ c. iny.	Volumen de inyección (pies ³) @ c. s.
Metano	0.0035	0.468	0.3914
CO ₂	0.0035	0.626	0.523
Nitrógeno	0.0035	0.421	0.352
Nitrógeno-CO ₂	0.0035	0.437	0.366

7.2.5 Factor de compresibilidad de los gases de inyección.

El cálculo del factor de desviación del gas o de la mezcla a inyectar a las condiciones de operación, se efectuó con el paquete PVT del simulador CMGPROP⁽⁹⁰⁾, empleando la ecuación de estado de Peng-Robinson, resultando:

Para el metano, $z_{C_1} = 0.9335$

Para el nitrógeno, $z_{N_2} = 1.0375$

Para el bióxido de carbono, $z_{CO_2} = 0.6982$

Para la mezcla nitrógeno-bióxido de carbono, $z_{N_2-CO_2} = 0.9994$

Algunas de las propiedades de los gases de inyección calculadas con el programa CMGPROP o provenientes de su base de datos, se presentan a continuación en la Tabla 7.4.

TABLA 7.4.- PROPIEDADES DE LOS GASES DE INYECCIÓN A 143 KG/CM² Y 382 °K.

Propiedad	C ₁	N ₂	CO ₂	N ₂ -CO ₂
Factor, z	0.9335	1.0375	0.6982	0.9994
Volumen molar, m ³ /kmol	0.21156	0.23514	0.15824	0.22650
MW, gr/mol	16.05	28.022	44.02	31.23
Densidad, lb/ft ³	4.7373	7.4397	17.3648	8.6085
Viscosidad, cp	0.0161	0.0236	0.0271	0.0236

7.3 Discusión de resultados.

7.3.1 Comportamiento de Fases (Presión de Saturación).

Uno de los aspectos más importantes a considerar en un proyecto de inyección de gas, es entender el comportamiento de fases al mezclar el fluido del yacimiento con el fluido de inyección, a medida que se experimentan cambios en presión y/o composición.

La inyección de metano, nitrógeno y mezcla de nitrógeno-bióxido de carbono (gas de combustión) en el fluido del campo Muspac, ocasionó una elevación de la presión de saturación inicial de la mezcla, a medida que se fue incrementando el volumen de estos gases, observando que fue mayor para el Nitrógeno aún a bajas concentraciones y que ocurrió en menor magnitud para el metano, razón por la cual, se descarta la posibilidad de que haya ocurrido miscibilidad al primer contacto.

Aunque lo anterior podría en apariencia representar una gran desventaja para el nitrógeno, como se verá más adelante a condiciones de yacimiento, la inyección continua de gas va contactando más fluido del yacimiento y ocasionando la revaporización del condensado líquido, a medida que éste es contactado con volúmenes adicionales de gas de inyección puro; es decir, se va formando un frente de alta saturación de nitrógeno el cual avanza a través del yacimiento.

Por el contrario, cuando se inyectó bióxido de carbono al fluido del campo Muspac, la presión de rocío de la mezcla disminuyó considerablemente desde la original hasta 225 kg/cm^2 , para concentraciones de CO_2 desde 0 hasta 90 % mol, lo cual implica alcanzar condiciones de miscibilidad de primer contacto del CO_2 con el fluido del yacimiento, para presiones menores a la presión original de rocío de 317.7 kg/cm^2 .

Los valores del cambio de la presión de saturación con los diferentes gases inyectados, se presentan en la Tabla 7.5. En la Figura 7.8 se puede apreciar el

comportamiento de la presión de saturación en la celda 1, a medida que se fue incrementando la concentración y el volumen de cada gas. Es importante recalcar que en este modelo de vaporización, solo la celda 1 está recibiendo gas de inyección puro; de la 2 en adelante, reciben una mezcla de gas, producto del equilibrio químico de la celda anterior.

TABLA 7.5.- CAMBIO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN CON LA INYECCIÓN DE DIFERENTES GASES. CAMPO MUSPAC.

Gas inyectado	Volumen inyectado total (lts)	Presión de Rocío (kg/cm ²)	Concentración max. (%)
	0	315.1	
Metano	4.46	518.1	96
CO ₂	2.67	225.0	90
Nitrógeno	2.57	1049.4	69
Nitrógeno-CO ₂	5.94	1238.4	95

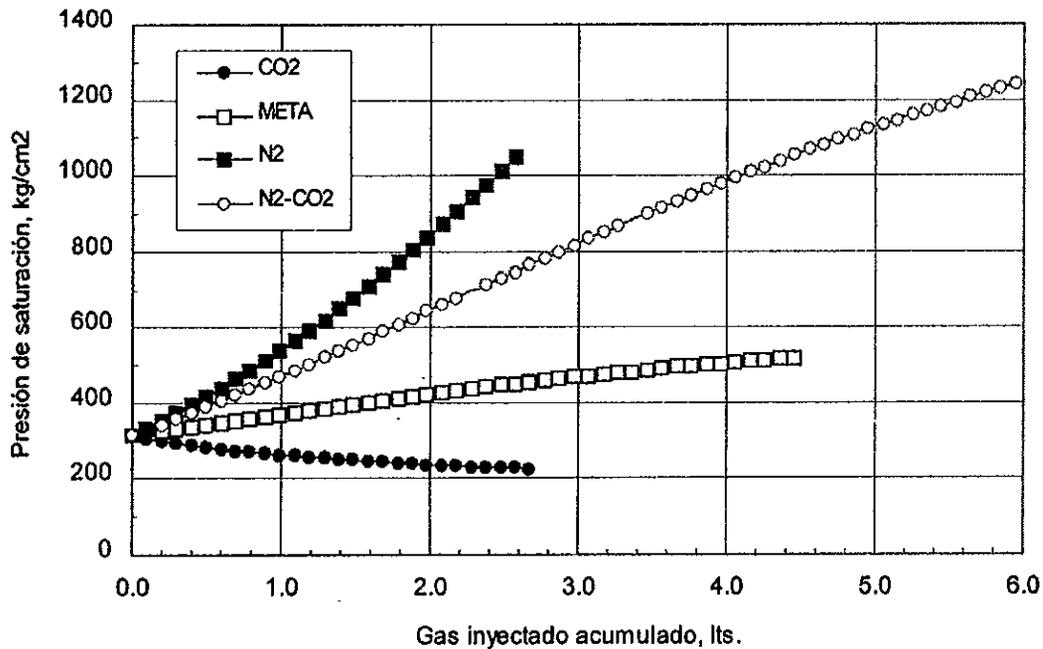


Figura 7.8.- Cambio de la presión de saturación durante el proceso de vaporización. Celda 1. Campo Muspac.

Para entender mejor el comportamiento de fases al poner en contacto el fluido original del yacimiento con los gases inyectados, se elaboraron con el paquete PVT del simulador Eclipse⁽⁹⁷⁾ envolventes de fases para cada uno de los gases en ciertos puntos clave del proceso de vaporización. En la Figura 7.9 se presenta la envolvente inicial del fluido del campo Muspac y la obtenida a 0.07 VP de CO₂ inyectado; es decir, un ciclo antes de que la celda 1 pase a la región de una fase. El análisis de esta última figura, confirma que el CO₂ tiene un efecto contrario sobre la presión de saturación de la mezcla en comparación con los demás gases, sinónimo de un proceso que origina miscibilidad al primer contacto.

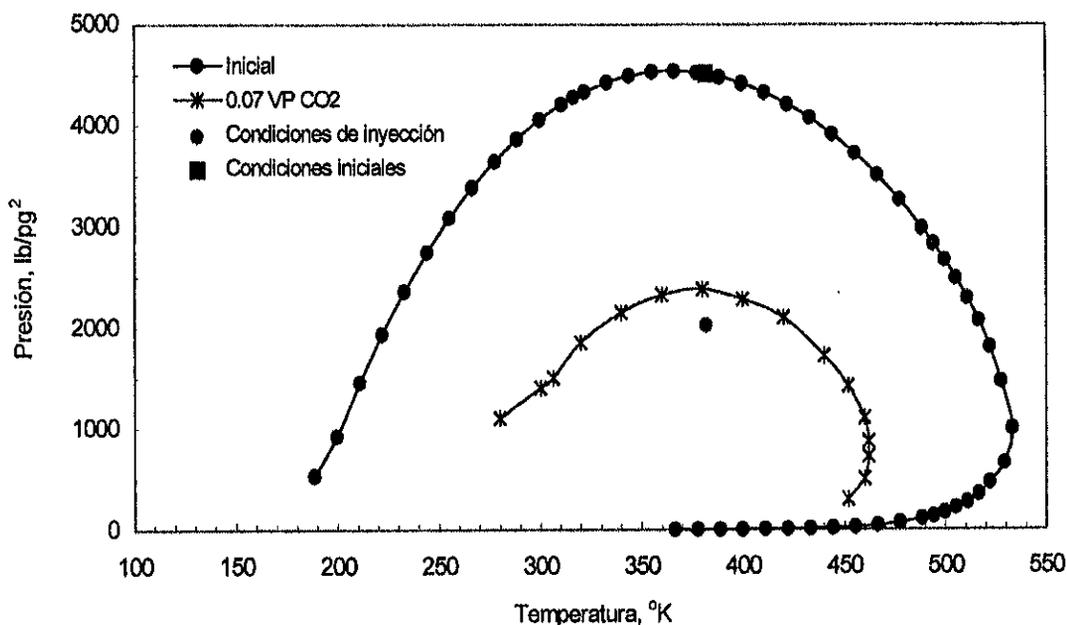


Figura 7.9.- Cambio de la envolvente de fases con inyección de CO₂. Campo Muspac.

7.3.2 Proceso de Revaporización.

Durante este estudio de vaporización sobre el fluido del campo Muspac, se simuló la inyección de un total de 1.4 VPHCS de los diferentes gases, correspondiente a 55.44 lts. (1.96 ft³), medido a condiciones de inyección (143

kg/cm² y 381.9 °K). El gasto de inyección para todos los gases fue de 0.099 lts. (0.0035 ft³), equivalente a 0.0025 VPHCS y se mantuvo constante durante los 560 ciclos del proceso.

Debido a que se dividió al yacimiento en 20 celdas PVT con un volumen de 1.98 lts. cada una, se estableció un volumen poroso de hidrocarburos de 39.6 lts. (1.4 ft³).

Efectuando un análisis de la composición inicial, es decir, antes de comenzar la inyección de gas (Tabla 7.2), se desprende que el condensado del campo Muspac posee un mayor contenido de componentes pesados en comparación con los intermedios. En la Tabla 7.6 se presentan las fracciones mol y moles iniciales de los principales componentes líquidos de la mezcla de hidrocarburos (20 celdas). Estos valores son fundamentales para el análisis comparativo con los resultados de la vaporización, de los diferentes gases.

TABLA 7.6.- PORCIENTO MOL Y MOLES INICIALES DE COMPONENTES LÍQUIDOS. FLUIDO DEL CAMPO MUSPAC

% mol C ₂ -C ₈	% mol C ₇ +	% mol C ₂ -C ₇ +	Moles C ₂ -C ₈	Moles C ₇ +	Moles C ₂ -C ₇ +
24.4	38.4	62.8	4.78	7.56	12.34

Las Figuras 7.10 a 7.13, muestran la tendencia de vaporización del condensado retrógrado inicialmente contenido en cada una de las celdas, durante todo el proceso de simulación con la inyección de metano, nitrógeno, CO₂ y mezcla de N₂-CO₂, respectivamente. En estas figuras se puede apreciar como el volumen de condensado retrógrado en cada una de las celdas va disminuyendo, a medida que el volumen inyectado de cada uno de los gases va aumentando, con lo que se demuestra que todos los gases estudiados en una u otra proporción, presentan una vaporización preferente por los componentes ligeros de la fase líquida.

La Figura 7.12 la cual corresponde a la inyección de CO₂, muestra que el proceso de vaporización de líquido retrógrado por medio de la inyección de gases,

puede no ser exclusivamente un fenómeno de vaporización. La propiedad que tiene el CO_2 de levantar con mucho más eficiencia la fracción líquida más pesada, aparentemente ocasiona que previo a que se de la vaporización en una celda en particular, exista una condensación adicional de líquido. Este fenómeno parece acentuarse más, a medida que la celda se encuentra más alejada de la celda 1 (pozo inyector).

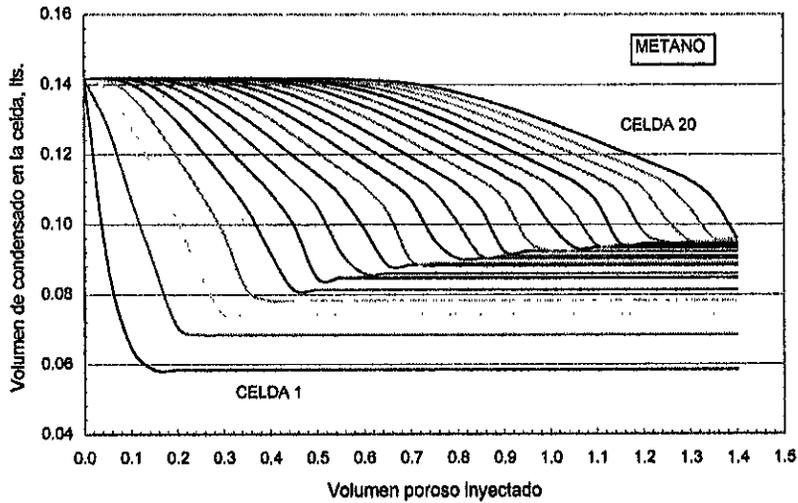


Figura 7.10.- Vaporización de condensado por celda con la inyección de Metano. Campo Muspac.

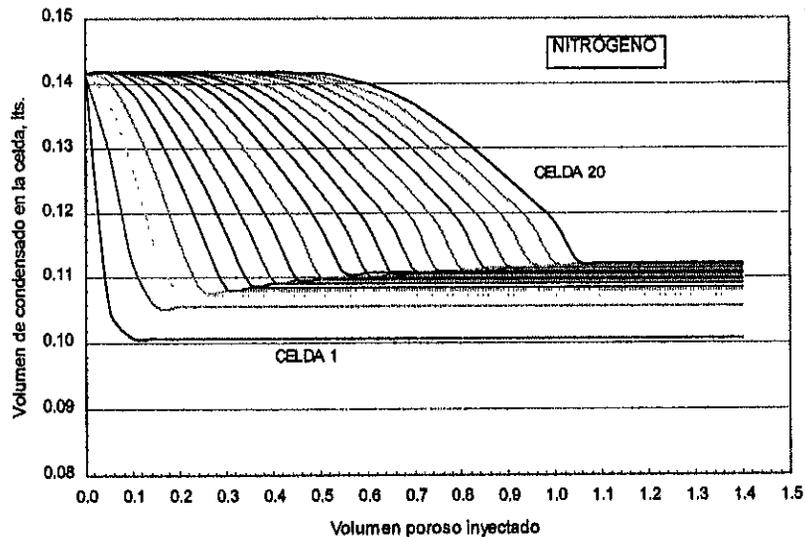


Figura 7.11.- Vaporización de condensado por celda con la inyección de Nitrógeno. Campo Muspac.

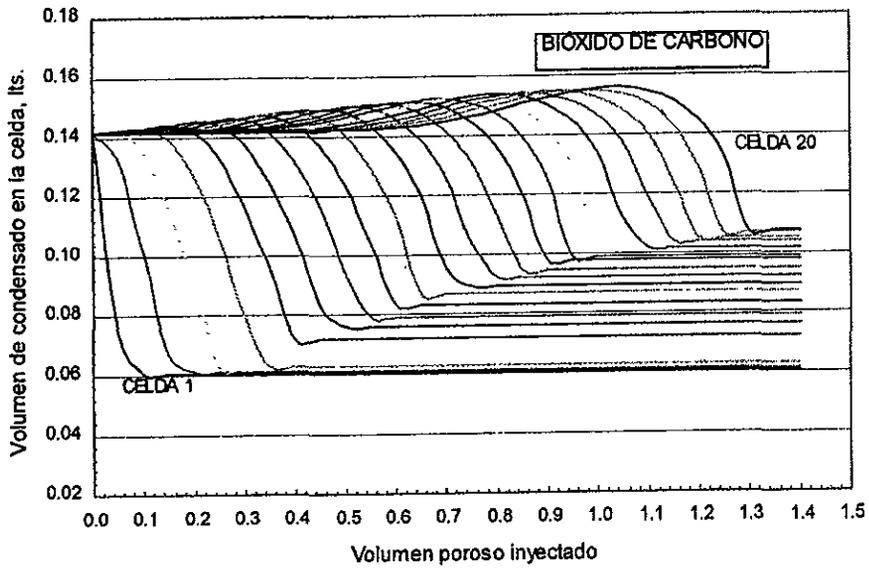


Figura 7.12.- Vaporización de condensado por celda con la inyección de CO_2 , Campo Muspac.

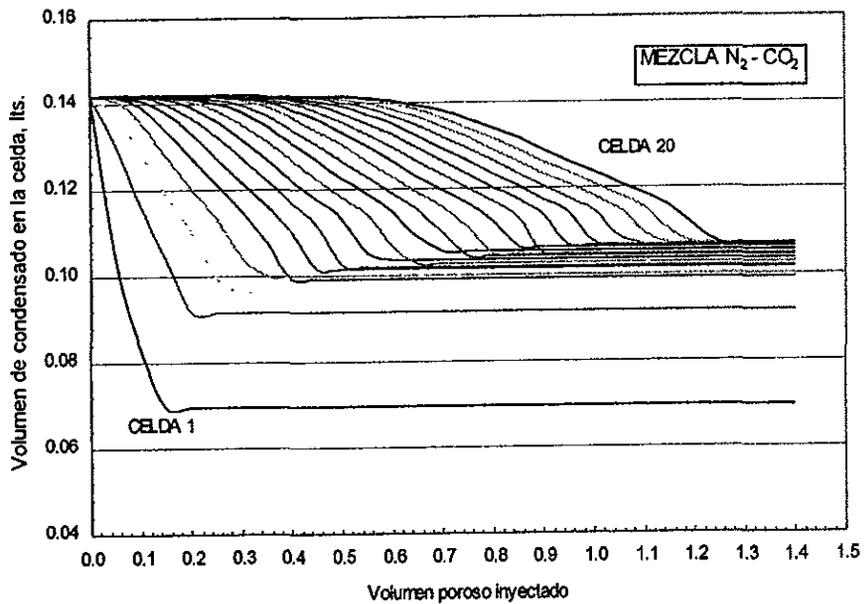


Figura 7.13.- Vaporización de condensado por celda con la inyección de una Mezcla de $\text{N}_2\text{-CO}_2$, Campo Muspac.

La Figura 7.14 es parte de los resultados obtenidos con el CO₂ y muestra que para un mismo volumen de gas inyectado, el ritmo de vaporización disminuye a medida que el número de carbono aumenta, y se mantiene casi constante para un solo componente. Esto quiere decir en otras palabras, que para un cierto volumen de gas inyectado al fluido del yacimiento, el componente más ligero en este caso el C₆, es vaporizado antes que el C₈ y éste a su vez, antes que el C₁₀.

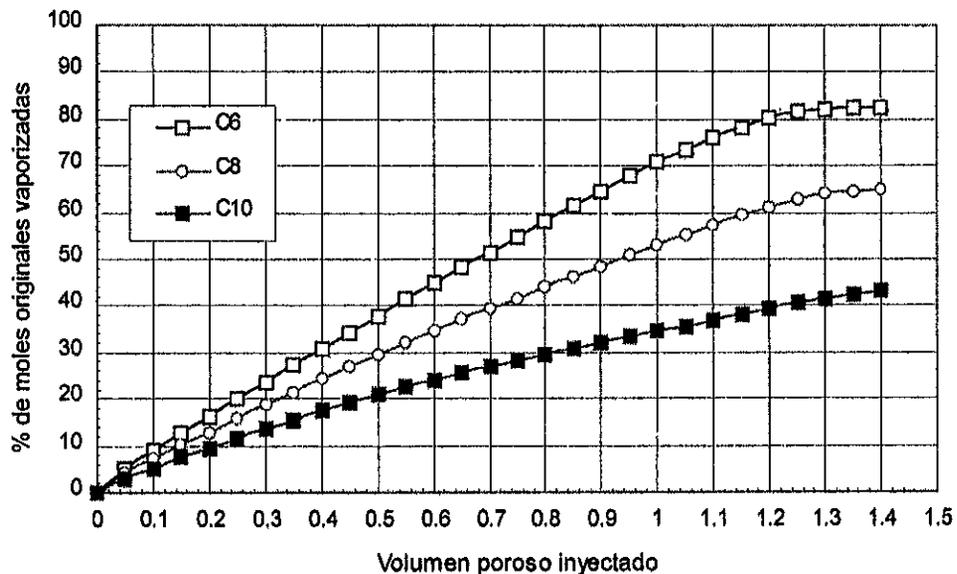


Figura 7.14.- Vaporización de cada componente con inyección de CO₂. Campo Muspac.

7.3.3 Efecto de los diferentes gases en la recuperación de líquido.

Todos los gases analizados incrementaron la recuperación de condensado, a través de la vaporización. Las Tablas 7.7 y 7.8 muestran en forma de resumen, parte de los resultados obtenidos durante la inyección de 1.4 volúmenes porosos. La tabla de resultados originales, consta de parámetros evaluados cada 0.0025 VPHCS; por razones de espacio, dicha tabla se tuvo que sintetizar a cada 0.05 VPHCS.

TABLA 7.7.- RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LA VAPORIZACIÓN DE LAS DIFERENTES FRACCIONES DEL FLUIDO DEL CAMPO MUSPAC, CON LOS GASES INYECTADOS.

VPHCS	METANO					NITRÓGENO					BIÓXIDO DE CARBONO					MEZCLA N ₂ -CO ₂				
	Viny. (ft ³ @ c.s.)	VCON	MC ₂ -C ₆	MC ₇ + MC ₂ -C ₇ +	MC ₂ -C ₇ +	Viny. (ft ³ @ c.s.)	VCON	MC ₂ -C ₆	MC ₇ + MC ₂ -C ₇ +	MC ₂ -C ₇ +	Viny. (ft ³ @ c.s.)	VCON	MC ₂ -C ₆	MC ₇ + MC ₂ -C ₇ +	MC ₂ -C ₇ +	Viny. (ft ³ @ c.s.)	VCON	MC ₂ -C ₆	MC ₇ + MC ₂ -C ₇ +	MC ₂ -C ₇ +
0.00	0.00	2.834	4.779	7.562	12.340	0.00	2.834	4.779	7.562	12.340	0.00	2.834	4.779	7.562	12.340	0.00	2.834	4.779	7.562	12.340
0.05	7.82	2.766	4.524	7.434	11.958	7.04	2.782	4.572	7.535	12.107	10.46	2.761	4.498	7.347	11.845	7.31	2.782	4.566	7.513	12.079
0.10	15.65	2.705	4.301	7.317	11.618	14.08	2.739	4.398	7.512	11.910	20.92	2.712	4.285	7.203	11.488	14.62	2.729	4.355	7.448	11.803
0.15	23.47	2.650	4.090	7.220	11.310	21.12	2.698	4.234	7.492	11.726	31.39	2.659	4.072	7.046	11.118	21.93	2.676	4.149	7.382	11.531
0.20	31.30	2.595	3.878	7.119	10.997	28.16	2.659	4.076	7.473	11.549	41.85	2.615	3.869	6.913	10.782	29.24	2.629	3.951	7.340	11.291
0.25	39.12	2.545	3.672	7.036	10.708	35.20	2.621	3.923	7.456	11.379	52.31	2.564	3.661	6.761	10.422	36.55	2.586	3.761	7.307	11.068
0.30	46.95	2.494	3.465	6.950	10.415	42.25	2.583	3.772	7.438	11.210	62.77	2.522	3.458	6.630	10.088	43.86	2.544	3.575	7.277	10.852
0.35	54.77	2.443	3.258	6.866	10.124	49.29	2.547	3.624	7.422	11.046	73.24	2.475	3.253	6.490	9.743	51.16	2.504	3.393	7.249	10.642
0.40	62.60	2.396	3.055	6.793	9.848	56.33	2.511	3.479	7.407	10.886	83.70	2.430	3.048	6.350	9.398	58.47	2.462	3.209	7.217	10.426
0.45	70.42	2.348	2.850	6.717	9.567	63.37	2.475	3.336	7.392	10.728	94.16	2.390	2.846	6.226	9.072	65.78	2.421	3.028	7.188	10.216
0.50	78.25	2.299	2.645	6.638	9.283	70.41	2.440	3.195	7.377	10.572	104.62	2.352	2.645	6.107	8.752	73.09	2.381	2.849	7.160	10.009
0.55	86.07	2.255	2.445	6.576	9.021	77.45	2.406	3.058	7.364	10.422	115.09	2.313	2.444	5.986	8.430	80.40	2.343	2.675	7.136	9.811
0.60	93.90	2.210	2.245	6.510	8.755	84.49	2.373	2.925	7.350	10.275	125.55	2.274	2.243	5.866	8.109	87.71	2.306	2.506	7.114	9.620
0.65	101.72	2.165	2.048	6.444	8.492	91.53	2.341	2.796	7.337	10.133	136.01	2.235	2.044	5.746	7.790	95.02	2.269	2.339	7.090	9.429
0.70	109.55	2.120	1.853	6.375	8.228	98.57	2.312	2.674	7.325	9.999	146.47	2.201	1.851	5.642	7.493	102.33	2.236	2.183	7.070	9.253
0.75	117.37	2.079	1.668	6.318	7.986	105.61	2.285	2.561	7.313	9.874	156.93	2.166	1.661	5.537	7.198	109.64	2.203	2.031	7.048	9.079
0.80	125.20	2.039	1.492	6.261	7.753	112.65	2.261	2.459	7.302	9.761	167.40	2.129	1.478	5.433	6.911	116.95	2.173	1.888	7.026	8.914
0.85	133.02	2.000	1.325	6.202	7.527	119.69	2.241	2.370	7.292	9.662	177.86	2.090	1.302	5.327	6.629	124.26	2.146	1.759	7.007	8.766
0.90	140.85	1.963	1.170	6.142	7.312	126.74	2.224	2.294	7.282	9.576	188.32	2.049	1.138	5.222	6.360	131.57	2.120	1.639	6.985	8.624
0.95	148.67	1.929	1.032	6.088	7.120	133.78	2.210	2.233	7.273	9.506	198.78	2.006	0.987	5.113	6.100	138.87	2.099	1.536	6.967	8.503
1.00	156.50	1.898	0.910	6.038	6.948	140.82	2.200	2.188	7.263	9.451	209.25	1.965	0.855	5.017	5.872	146.18	2.081	1.448	6.951	8.399
1.05	164.32	1.870	0.804	5.988	6.792	147.86	2.194	2.162	7.255	9.417	219.71	1.924	0.741	4.920	5.661	153.49	2.065	1.372	6.933	8.309
1.10	172.15	1.843	0.712	5.936	6.648	154.90	2.165	2.038	7.219	9.288	230.17	1.882	0.645	4.823	5.468	160.80	2.052	1.312	6.918	8.235
1.15	179.97	1.818	0.635	5.883	6.518	161.94	2.153	1.982	7.204	9.226	240.63	1.840	0.569	4.727	5.296	168.11	2.042	1.267	6.903	8.174
1.20	187.80	1.797	0.574	5.839	6.413	168.98	2.143	1.933	7.190	9.171	251.10	1.802	0.512	4.637	5.149	175.42	2.034	1.237	6.889	8.129
1.25	195.62	1.779	0.527	5.796	6.323	176.02	2.134	1.890	7.176	9.123	261.56	1.768	0.473	4.556	5.029	182.73	2.027	1.207	6.858	8.070
1.30	203.45	1.763	0.491	5.753	6.244	183.06	2.127	1.853	7.161	9.082	272.02	1.743	0.452	4.495	4.947	190.04	2.025	1.205	6.835	8.045
1.35	211.27	1.749	0.467	5.712	6.179	190.10	2.121	1.821	7.147	9.047	282.48	1.717	0.430	4.450	4.790	197.35	2.024	1.204	6.810	8.036
1.40	219.10	1.738	0.453	5.677	6.130	197.14	2.117	1.810	7.133	9.019	292.94	1.700	0.427	4.425	4.720	204.66	2.023	1.203	6.783	8.035

TABLA 7.8.- PORCENTAJE DE MOLES INICIALES VAPORIZADAS CON LOS DIFERENTES GASES INYECTADOS. CAMPO MUSPAC

Gas	VPHCS	Volumen inyectado ft ³ @ c.s.	% MC ₂ -C ₆ vaporizadas	% MC ₇ + vaporizadas	% MC ₂ -C ₇ + vaporizadas
Metano	1.4	219.1	90.5	25.0	50.3
Nitrógeno	1.4	197.1	63.0	5.5	27.0
CO ₂	1.4	292.9	91.1	41.5	60.6
N ₂ -CO ₂	1.4	204.7	75.0	10.0	35.0

Las Figuras 7.15 y 7.16 muestran el número y porcentaje de moles de componentes intermedios C₂-C₆ vaporizados, en función del volumen poroso inyectado (condiciones de inyección). De estas gráficas se desprende que tanto el metano como el CO₂, presentan habilidades muy similares para vaporizar los componentes intermedios, superior al 90 % de las moles originales.

Por lo que respecta al nitrógeno, éste solo vaporizó ligeramente arriba de un 60 % de las moles originales de componentes intermedios; sin embargo, cuando se le agregó un 20 % de CO₂, para formar una mezcla similar a un gas de combustión, su capacidad de vaporización mejoró sustancialmente para alcanzar hasta un 75 %, es decir, un 15 % adicional comparado con el nitrógeno puro.

Las figuras 7.17 y 7.18 presentan la vaporización de la fracción pesada C₇+, en función del volumen poroso inyectado. Estas figuras muestran que para 1.4 VPHCS inyectados, el CO₂ presentó el valor más alto de vaporización de la fracción pesada C₇+ (42 %), seguido del metano con 25 %. Nuevamente se puede apreciar la pobre capacidad de vaporización del Nitrógeno sobre la fracción pesada, la cual mejoró ligeramente de 6 a 10 % (4 % más), al agregarle un 20 % CO₂.

Es ampliamente notorio que para el fluido que se está analizando, el CO₂ aunque posee la misma capacidad de vaporización de componentes intermedios que el metano, tiene una amplia ventaja sobre este último en la vaporización de la fracción pesada.

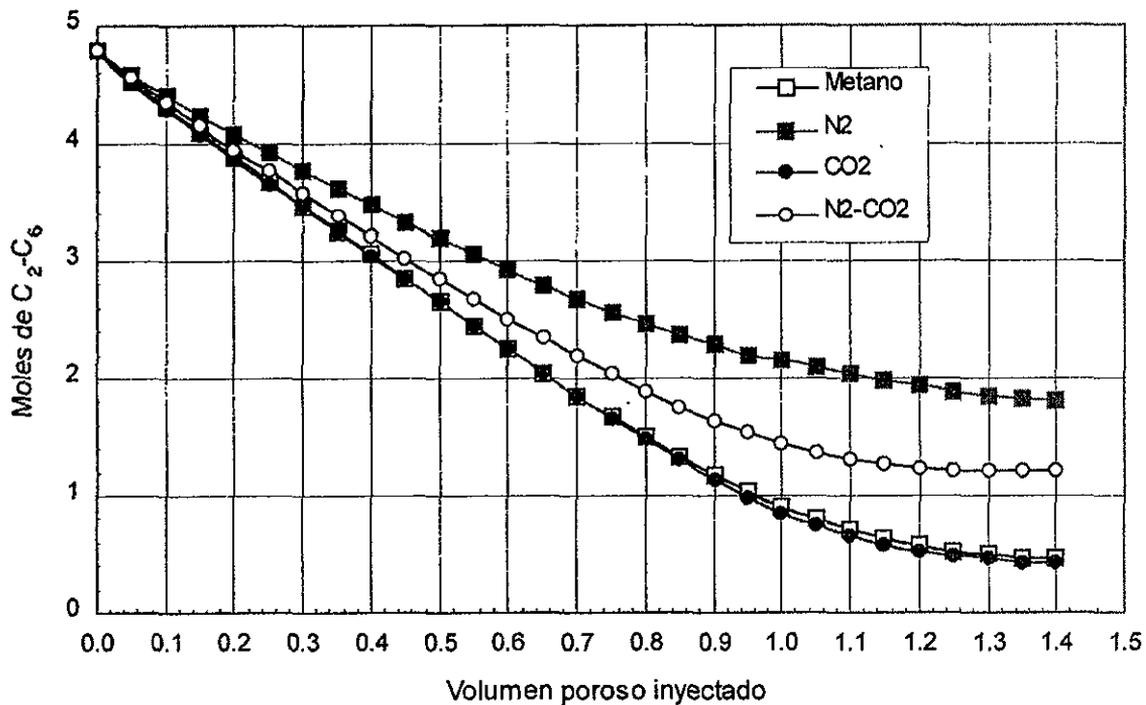


Figura 7.15.- Vaporización de componentes intermedios C₂-C₆. Campo Muspac.

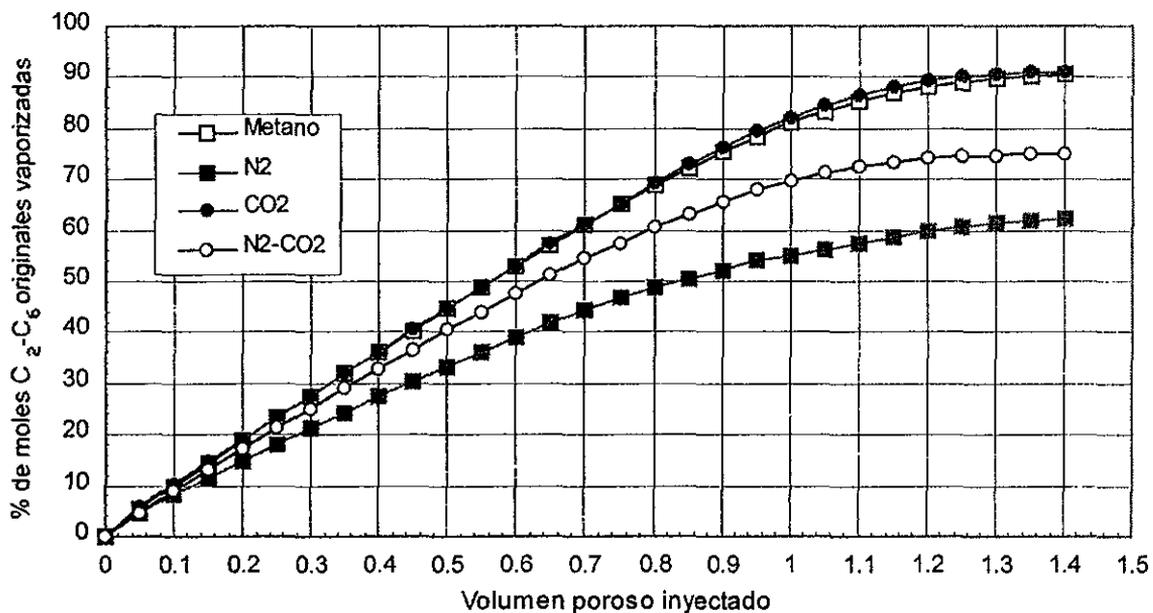


Figura 7.16.- Porcentaje de vaporización de componentes intermedios C₂-C₆. Campo Muspac.

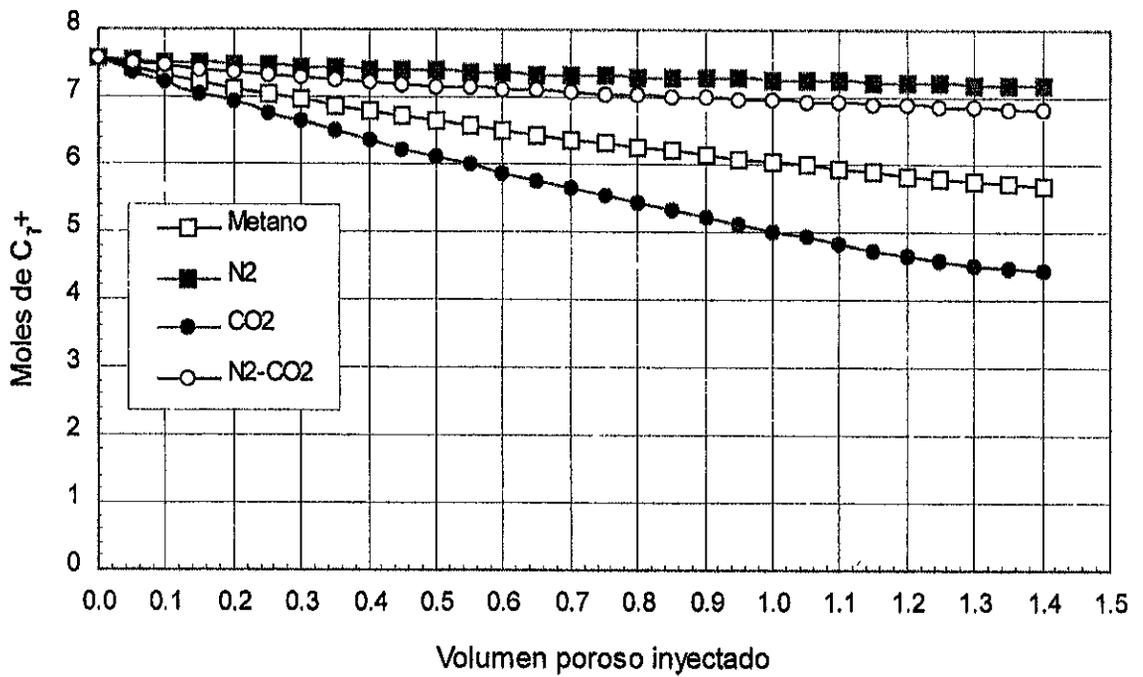


Figura 7.17.- Vaporización de la fracción pesada C₇₊. Campo Muspac.

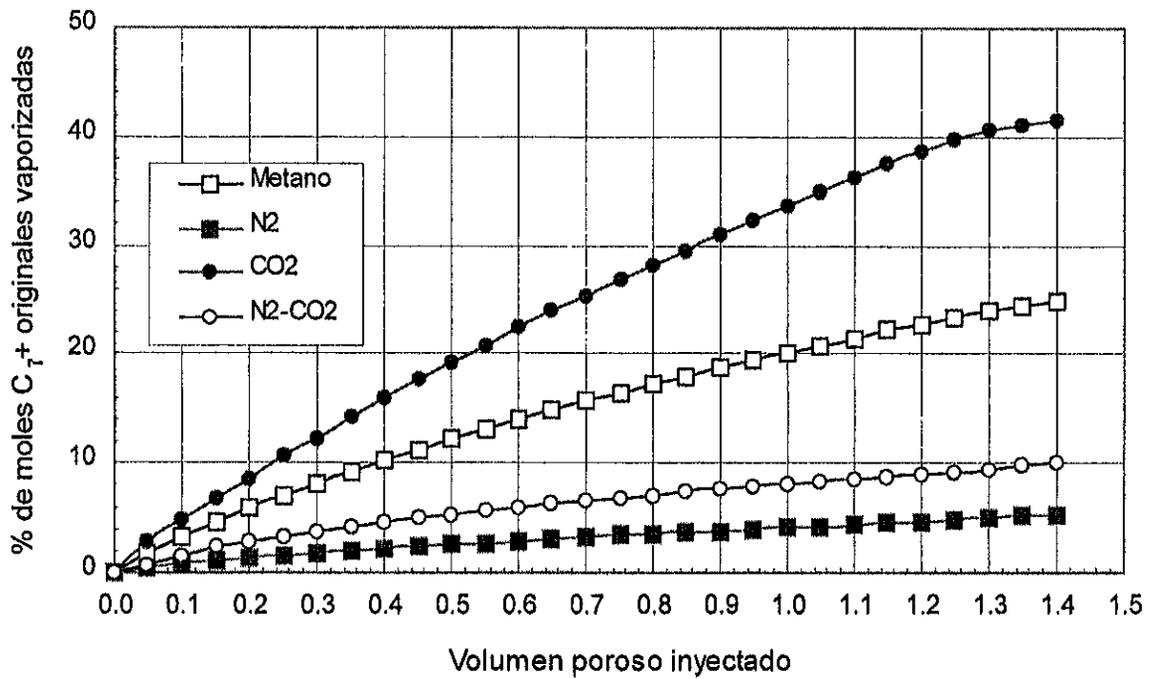


Figura 7.18.- Porcentaje de vaporización de la fracción pesada C₇₊. Campo Muspac.

Las Figuras 7.19 y 7.20 son una combinación de las anteriores y muestran la vaporización de las moles de C_2-C_7+ en la fase líquida. Si el condensado del campo Muspac estuviera formado exclusivamente por estas fracciones de componentes, las gráficas anteriores serían representativas de la vaporización del condensado total; sin embargo, el líquido retrógrado de este campo posee un alto contenido de metano en fase líquida.

Hasta aquí se han analizado los resultados de la vaporización con los diferentes gases a condiciones de yacimiento; es decir, a estas condiciones se inyectó el mismo volumen de cada gas, pero diferentes moles para cada uno de ellos.

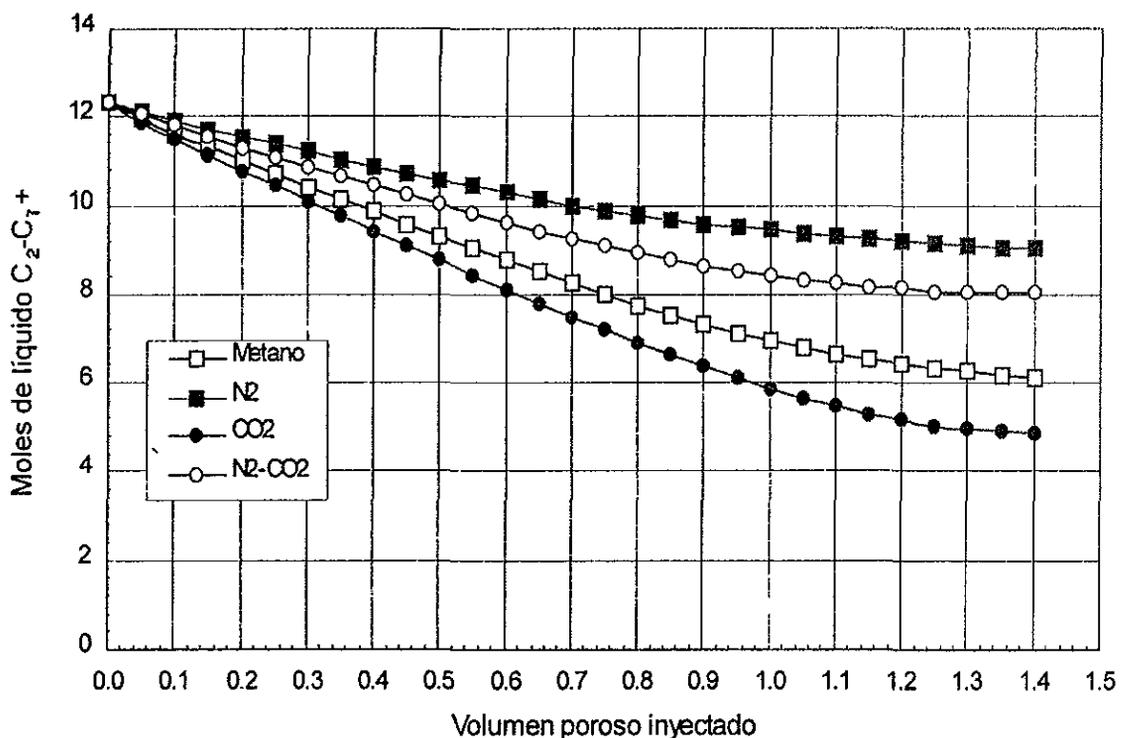


Figura 7.19.- Vaporización de la fracción líquida C_2-C_7+ . Campo Muspac.

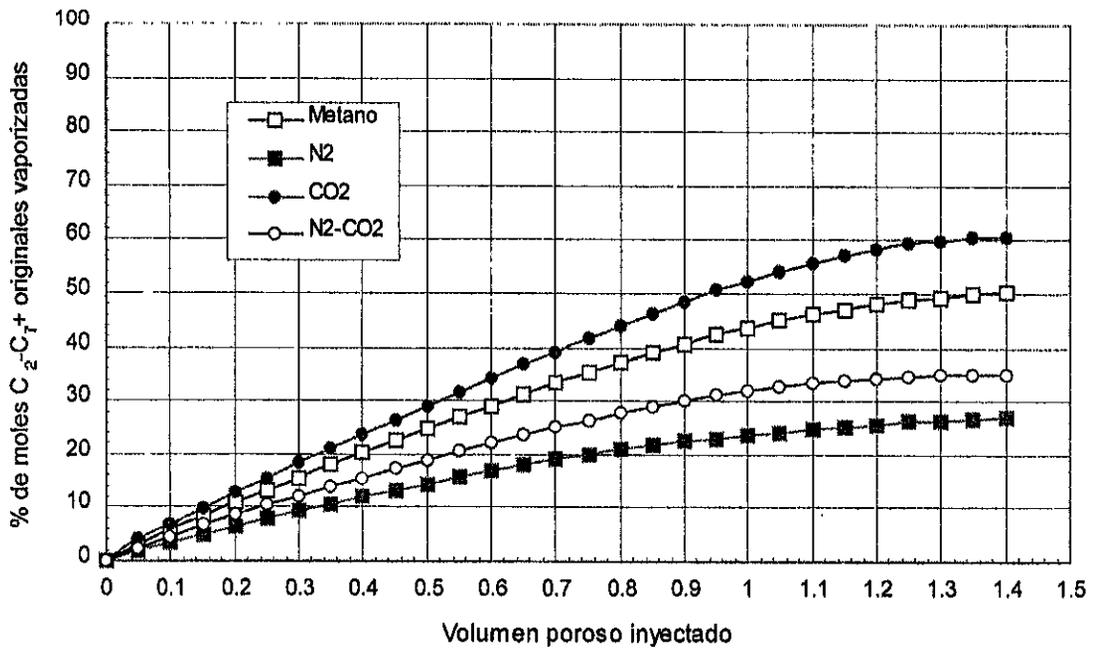


Figura 7.20.- Porcentaje de vaporización de la fracción líquida C₂-C₇+. Campo Muspac.

En las Figuras 7.21 a 7.23, se presentan los casos donde el volumen inyectado de cada uno de los gases ha sido expresado a condiciones de superficie. En estas gráficas se observa que a condiciones de superficie, los volúmenes inyectados de metano, nitrógeno y N₂-CO₂ son muy similares, debido a que a condiciones de inyección, el número de moles inyectadas con cada uno de los gases anteriores, son muy parecidas, ya que sus factores de compresibilidad también lo son (ver Tablas 7.3 y 7.4).

Por lo que respecta al CO₂, se puede notar que para vaporizar el 90 % de las moles de componentes intermedios (C₂-C₆) en comparación con el metano, se requiere de un volumen adicional de 100 ft³; esto es debido a que se inyecta un mayor número de moles en cada paso de inyección, producto de su mayor grado de compresibilidad (menor valor de z). Es otras palabras, se requiere de un mayor volumen de CO₂ que de metano para vaporizar la misma cantidad de moles de C₂-C₆ presentes en el fluido original.

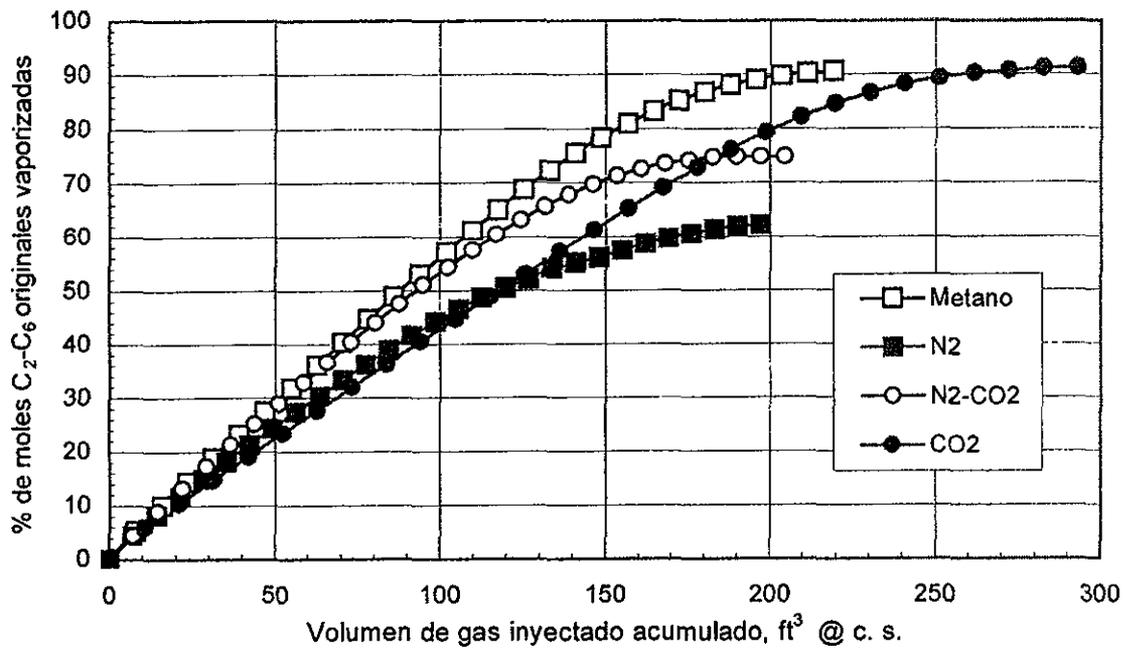


Figura 7.21.- Porcentaje de vaporización de componentes intermedios C_2-C_6 . Campo Muspac.

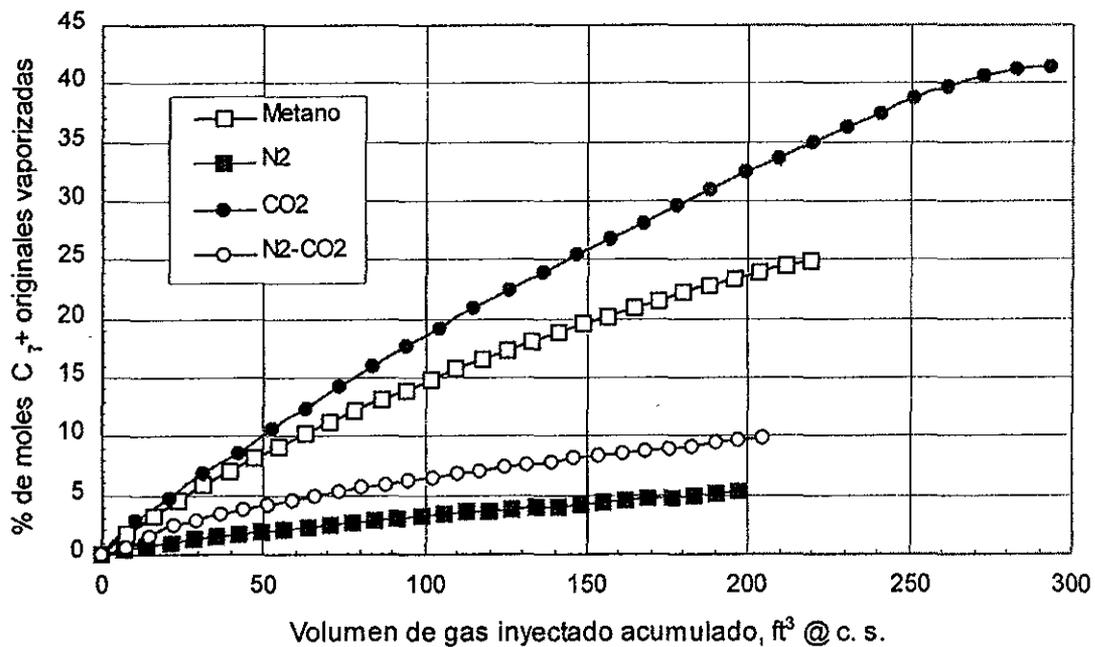


Figura 7.22.- Porcentaje de vaporización de la fracción pesada C_7+ . Campo Muspac

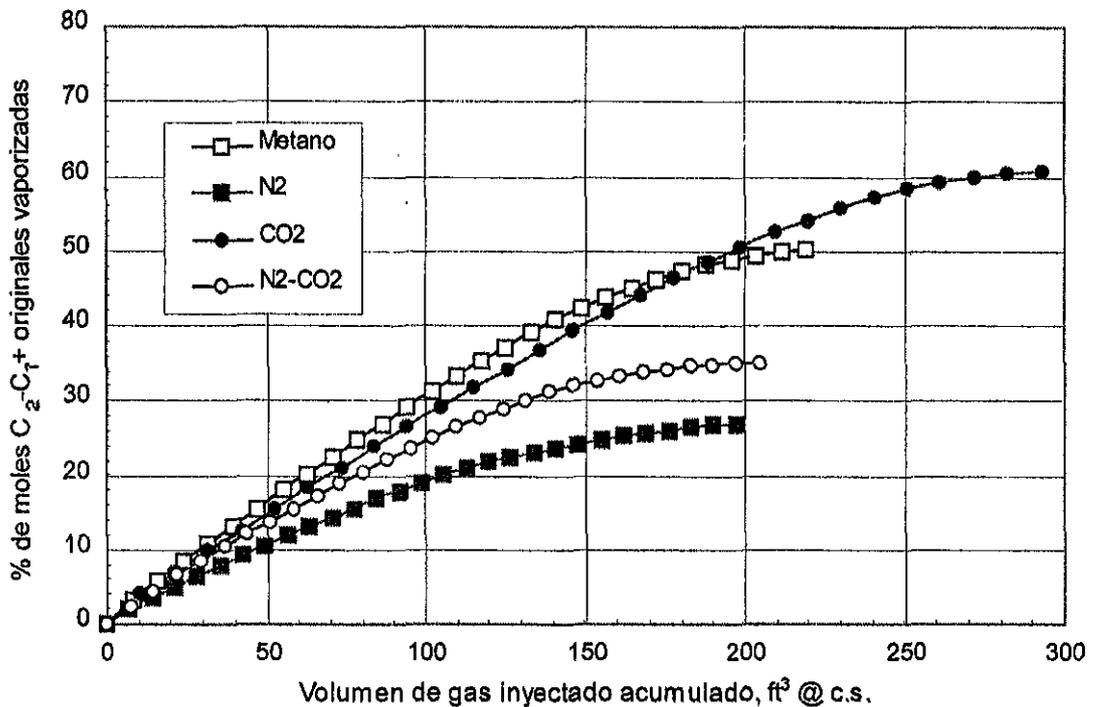


Figura 7.23.- Porcentaje de vaporización de la fracción líquida C_2-C_{7+} . Campo Muspac.

Del análisis de los resultados de este estudio, se desprende que el condensado retrógrado del campo Muspac no es rico en componentes intermedios; la mayor parte de la fracción líquida está formada por componentes pesados. Por esta razón, el CO_2 se perfila en este caso con mayores ventajas que el metano en el proceso de vaporización del líquido, al tener mayor habilidad para levantar las fracciones pesadas. Es por esta misma razón, que el nitrógeno mejora su capacidad de vaporización al adicionársele un 20 % de CO_2 .

El modelo también mostró que inyectar más allá de 1.4 volúmenes porosos de gas, solo mejoraría ligeramente la vaporización de los componentes más pesados.

En conclusión, como resultado de este modelo computacional, el CO_2 tendría que ser considerado tan bueno o mejor que el metano, para vaporizar el líquido retrógrado; sin embargo, habría que tomar en cuenta otros factores como: disponibilidad, costos de procesamiento, transporte y control de corrosión.

7.4 Miscibilidad del fluido del yacimiento con los gases de inyección.

El desplazamiento de un gas y condensado por inyección de un gas, es un proceso que puede ser directamente miscible o miscible por múltiple contacto; esto depende principalmente de la composición del gas de inyección y el fluido del yacimiento, así como también de la presión y la temperatura del mismo.

La presión mínima de miscibilidad es la presión a la cual una fase resulta del contacto de cualquier combinación del fluido original del yacimiento y el gas de inyección. Cuando el gas de inyección y el fluido del yacimiento son miscibles a cualquier relación de mezcla, el desplazamiento es miscible al primer contacto. Esta presión es de suma importancia al momento de evaluar el potencial de una posible inyección de gas para incrementar la recuperación de líquido; la recuperación será la máxima, mientras la presión del yacimiento sea más alta que la presión mínima de miscibilidad.

Es posible obtener miscibilidad a presiones más bajas que la de primer contacto. La presión de miscibilidad por contacto múltiple, es la presión más baja a la cual dos muestras serán siempre miscibles, después de repetidos contactos entre ellos; dicha presión, es causada por los cambios en composición debido a la diferente movilidad de las fases del fluido.

Con el objeto de tener una estimación de la presión mínima de miscibilidad de primer contacto para el fluido del campo Muspac con los diferentes gases de inyección, se realizaron cálculos de la presión de saturación de las mezclas del fluido del yacimiento con los gases de inyección, en un proceso a volumen variable de celda. La simulación de esta prueba consistió en la inyección de gas a la mezcla original del fluido (una sola celda), en cantidades fijas (% mol); posteriormente, la nueva mezcla resultante (composición diferente) es presurizada, para regresar a un sistema de una sola fase y así medir la nueva presión de saturación.

La inyección de gases como metano, nitrógeno y mezcla de N_2 - CO_2 a un fluido de gas y condensado, ocasiona el enriquecimiento del gas del yacimiento

con cada inyección, así como la elevación de su presión de saturación; sin embargo, a medida que el fluido llega a ser dominado por los componentes ligeros, dicha presión puede empezar a disminuir.

Lo anterior se muestra en la Figura 7.24, en donde se observa que la presión de saturación se incrementó en menor escala para la mezcla N_2 - CO_2 y el metano. De esta gráfica se desprende que para estos casos, la presión máxima de saturación, la cual corresponde a la mínima presión de miscibilidad por primer contacto, es de 5500 y 6400 lb/pg², respectivamente. Estos valores de presión son indicativos de que la inyección con estos gases, puede ser un proceso ya sea miscible al primer contacto o miscible por múltiple contacto.

Por otro lado, en el caso del nitrógeno, la presión de saturación se incrementó fuertemente alcanzando un máximo de 7450 lb/pg² a una concentración de 70 %; esta presión es muy alta comparada con las presiones comúnmente encontradas en los yacimientos de este tipo, de lo que se deduce que la inyección de nitrógeno no es un proceso miscible al primer contacto; sin embargo, sí puede ser por contacto múltiple.

Por el contrario, cuando el fluido original fue puesto en contacto con CO_2 , la presión de saturación empezó a disminuir considerablemente a medida que aumentaba su concentración en la mezcla. La presión de saturación disminuyó desde la original de 4512 lb/pg² hasta 1500 lb/pg², correspondiendo a concentraciones de 0 a 80 % mol de CO_2 . Esto es suficientemente indicativo de que la inyección de CO_2 al fluido del campo en estudio, desarrolla un proceso de miscibilidad de primer contacto para presiones superiores a 4512 lb/pg².

Adicionalmente, empleando los procesos FCMP ("First Contact Miscibility Pressure") y MCMP ("Multiple Contact Miscibility Pressure") del paquete PVT del simulador Eclipse, se hicieron algunas estimaciones de estos dos parámetros para todos los gases estudiados; dicho paquete emplea la correlación de Jensen y Michelsen⁽⁹⁶⁾. La Tabla 7.9 muestra los resultados obtenidos en estos cálculos, donde es importante remarcar la similitud de los valores obtenidos para el metano y el nitrógeno con los presentados en la Figura 7.24, con lo cual estos autores

observaron que para el caso de la estimación de la presión mínima de miscibilidad por primer contacto (FCMP), los resultados obtenidos con sus procedimientos corresponden a los obtenidos con las pruebas de "hinchamiento" ("swelling test"), donde se mide la presión de saturación a cada inyección de gas, en una celda de volumen variable.

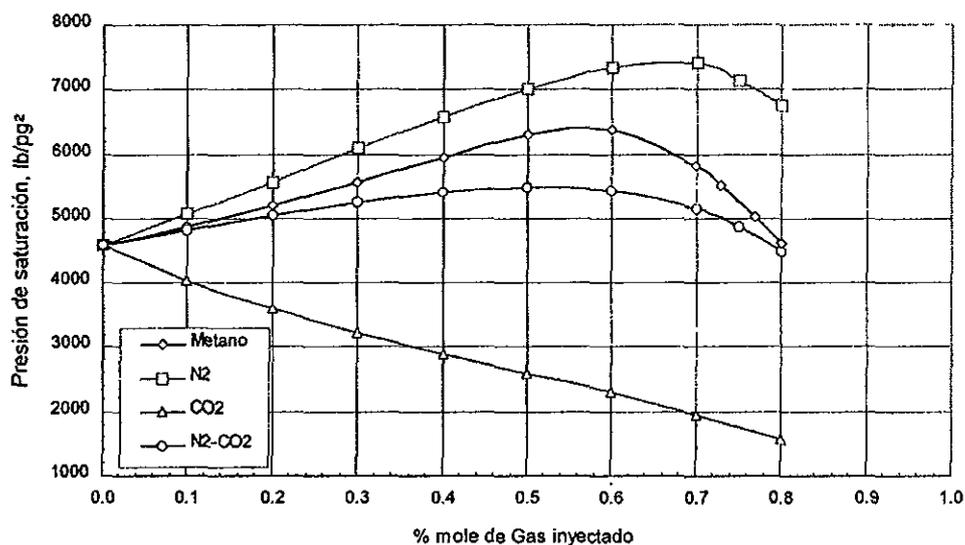


Figura 7.24.- Presión de saturación con inyección de diferentes gases. Fluido del campo Muspac.

TABLA 7.9.- VALORES DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD DE PRIMER Y MÚLTIPLE CONTACTO. FLUIDO DEL CAMPO MUSPAC.

Gas	FCMP	MCMP
Metano	6384	4621
N ₂	7429	4592
CO ₂	Miscible	----
N ₂ -CO ₂	Miscible	----

Tradicionalmente, la presión mínima de miscibilidad es explicada en términos de diagramas ternarios. Para construir este diagrama, se agrupan todos los componentes en tres pseudocomponentes: ligero (C_1 y N_2), intermedio (C_2 - C_6 y CO_2) y pesado (C_7^+). La figura 7.25 corresponde al diagrama ternario para el fluido del campo Muspac, cuya composición corresponde a la del punto de condensación retrógrada máxima; este diagrama, construido con el paquete PVT del simulador Eclipse, ilustra el proceso de contacto entre el fluido del yacimiento y el gas de inyección.

Cuando existe una mezcla entre el gas de inyección y el fluido del yacimiento, la composición de esta mezcla resultante estará localizada sobre la línea que conecta las composiciones de los dos fluidos; si esta línea no intersecta la región de dos fases, el proceso es miscible al primer contacto, debido a que a cualquier proporción de los dos fluidos en contacto la mezcla forma una sola fase. El tamaño de la región de dos fases se incrementa cuando disminuye la presión y existe una presión límite a la cual se puede obtener miscibilidad al primer contacto; esta presión límite, conocida como presión mínima de miscibilidad de primer contacto, se encuentra cuando la línea fluido-gas de inyección, es tangente a la frontera de la región de dos fases. La tangente conocida como línea crítica, a partir del punto de unión de las líneas de rocío y burbuja (punto de unión) al eje inferior, divide la composición del fluido en regiones miscible e inmisible.

Es posible alcanzar miscibilidad a presiones más bajas que la de primer contacto, es decir, a una presión mínima de miscibilidad por contacto múltiple. El diagrama ternario revela que existe una presión mínima para un proceso miscible por contacto múltiple, cuando la composición del aceite cae sobre la línea crítica. Abajo de esta presión, el punto de aceite queda a la izquierda de esta línea y el enriquecimiento del gas alcanza un estado permanente, antes que se logre la miscibilidad.

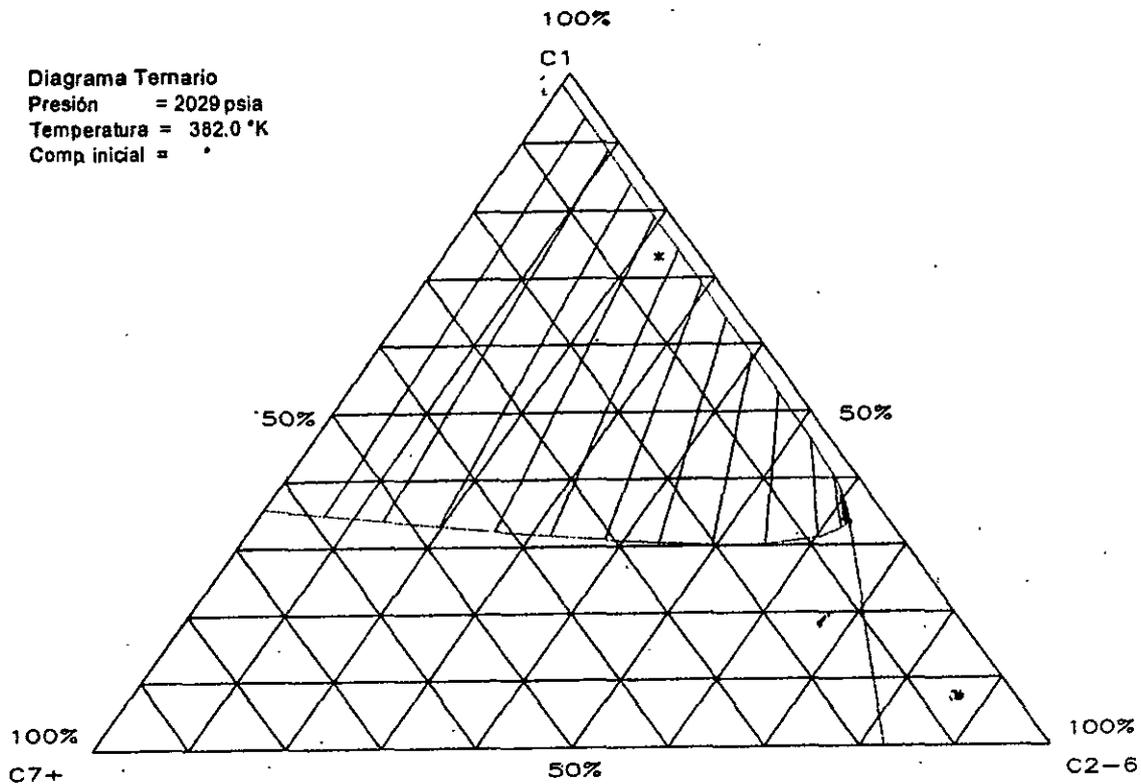


Figura 7.25.- Diagrama Ternario. Fluido del Campo Muspac.

El modelo de vaporización objeto del presente trabajo de tesis, se puede aplicar a cualquier yacimiento de gas y condensado. Dicho modelo forma parte de un proceso más llamado "VAPORI", del simulador de comportamiento de fases IMPEVETE. Previo a su uso con cualquier sistema gas y condensado, se debe hacer el ajuste de la ecuación de estado. Si el sistema está por debajo de la presión de saturación, se deberá efectuar un agotamiento al punto máximo de condensación retrógrada, para conocer la composición y moles iniciales de la fase líquida y gaseosa, antes de comenzar la inyección de cualquier gas. Además, también se deberán estimar los factores de compresibilidad del gas a las condiciones de inyección. El gasto de inyección, así como el número de ciclos y celdas que se involucrarán en el proceso, se deberán establecer después de hacer un análisis previo de sensibilidad.

CAPITULO 8

CONCLUSIONES

La realización del modelo de vaporización del líquido retrógrado, por medio de la inyección de gases hidrocarburos y no-hidrocarburos y su aplicación al fluido del campo Muspac, condujo a las conclusiones siguientes:

1. El modelo computacional de vaporización de líquido retrogrado que aquí se ha presentado constituye una herramienta muy útil para estudiar el comportamiento de los gases de inyección posibles, en un yacimiento de gas y condensado y conocer el efecto que éstos tendrían en la recuperación de los componentes intermedios y pesados, así como los volúmenes de inyección requeridos. La aplicación de este modelo podría constituir un primer paso, antes de proceder a una simulación numérica del yacimiento bajo un esquema de inyección con algún gas en particular. Para emplear adecuadamente este modelo, se debe realizar el ajuste correspondiente con la ecuación de estado de Peng-Robinson y se recomienda efectuar un análisis de sensibilidad al número de celdas PVT y gasto de inyección, con el objeto de conocer los parámetros más adecuados para el fluido en estudio.
2. Los resultados mostraron que la habilidad de un gas de inyección sea hidrocarburo o no-hidrocarburo, para vaporizar los componentes ligeros y pesados de un líquido retrógrado, depende en gran parte de las composiciones de ambos fluidos y de la presión y temperatura. Es por esta razón que para la implantación de procesos de Recuperación Mejorada por inyección de algún gas, es necesario entender y conocer el comportamiento de fases del fluido del yacimiento a medida que sufre cambios en presión y/o composición.

3. El campo Muspac se encuentra muy cerca de la presión de máxima depositación de condensado retrogrado (143 kg/cm^2); sin embargo, su bajo porcentaje de líquido (13 %), aunado al alto contenido de componentes pesados en el condensado depositado (condensado pobre), hacen que este campo no sea muy atractivo para la inyección de gas, como proceso de revaporización del líquido.
4. El modelo mostró que el proceso de revaporización predicho con la ecuación de estado de Peng-Robinson, concuerda acertadamente con resultados experimentales y no es afectado por los gases no-hidrocarburos.
5. Durante la validación PVT del modelo se reprodujeron con precisión adecuada, experimentos de laboratorio donde se inyectó a un fluido gas y condensado, altas concentraciones de nitrógeno. Esto impartió al modelo la confiabilidad necesaria para la simulación del comportamiento con los otros gases. Esta validación se suma a las previamente efectuadas al IMPEVETE durante su empleo en otros procesos.
6. Con el modelo se pudo demostrar que el ritmo de vaporización disminuye con el número de carbono y permanece casi constante para un componente simple; es decir, primero se vaporizará el C_8 , después el C_9 y así sucesivamente, de tal manera que el líquido remanente va siendo cada vez más pesado.
7. Todos los gases estudiados aún los no-hidrocarburos, mostraron una vaporización preferencial por los componentes ligeros. Se demostró que tanto el metano como el CO_2 , tienen habilidades semejantes para vaporizar los componentes intermedios C_2 - C_6 ; con estos gases, se logró vaporizar la mayor cantidad de estos componentes (superior al 90 % de las moles originales).

8. Se comprobó que para el caso del gas y condensado del campo Muspac, el CO_2 es mucho más efectivo que el metano para vaporizar la fracción más pesada del líquido retrógrado. Esta característica marca la diferencia entre ambos gases, ya que como se mencionó anteriormente, el fluido condensado de Muspac está formado en gran proporción por componentes pesados y ambos gases tienen la misma habilidad para vaporizar los componentes intermedios.
9. De todos los gases ensayados, el nitrógeno fue el que presentó la menor habilidad para vaporizar tanto componentes intermedios como pesados. Sin embargo, la habilidad de vaporización de este gas mejoró sustancialmente, al agregársele un 20 % mol de CO_2 .
10. Los resultados obtenidos con los diferentes gases indican que de llevarse a cabo un proceso de revaporización en el campo Muspac, el CO_2 sería el gas más idóneo ya que se lograrían vaporizar aproximadamente más del 60 % de las moles de $\text{C}_2\text{-C}_7+$ líquidas, presentes en la mezcla original; sin embargo, como el ritmo de vaporización con el CO_2 es más lento en comparación con el metano, se requeriría de un volumen mayor de este gas.
11. Para el campo Muspac, se observa que inyectar más de 1.4 VPHCS, solo influiría en la vaporización de los componentes más pesados. De aquí se desprende que la cantidad de gas requerido para un proceso de este tipo, dependerá en gran parte de los componentes pesados presentes en la fase líquida.
12. La inyección de nitrógeno al fluido original del campo Muspac ocasionó un fuerte incremento en la presión de saturación de la mezcla; esto es indicativo de una depositación importante adicional de líquido en la zona de mezclado entre el fluido del yacimiento y el gas inyectado, lo cual reduce

substancialmente la eficiencia del proceso. Esta depositación adicional de líquido, es debida a que la presión de saturación de la nueva mezcla, es mucho mayor que la presión del yacimiento. Dicha pérdida de condensado se presenta en mayor proporción con el nitrógeno, que con cualquiera de los otros gases.

- 13.El incremento de la presión de saturación para el caso del metano y la mezcla de N_2 - CO_2 fue menor; por el contrario, para el CO_2 se observó una importante disminución de la presión de saturación, a medida que se fue incrementando la fracción mol de este gas en la mezcla original del fluido.
- 14.Debido a los dos puntos anteriores y de acuerdo a los resultados obtenidos, se considera que para el caso del campo Muspac, el desplazamiento del gas y condensado por nitrógeno es un proceso miscible por contacto múltiple. Asimismo, se observa que el desplazamiento con metano y mezcla de N_2 - CO_2 puede ser ya sea contacto directo o múltiple contacto, y el desplazamiento con CO_2 podría constituir un proceso directamente miscible a primer contacto.
- 15.El desplazamiento de un fluido gas y condensado puede ser miscible a primer contacto o por contacto múltiple. Esto dependerá de la composición del gas de inyección y del fluido del yacimiento, así como de la presión y temperatura de este último. Sin embargo, considerando el comportamiento dinámico de fases en el desplazamiento de un gas y condensado por un gas de inyección, el proceso será miscible a medida que el contacto del gas de inyección con el fluido del yacimiento se desarrolla arriba de la presión de saturación. Bajo ciertas condiciones, esto último es independiente de la composición del gas de inyección; es decir, para un proceso de inyección arriba de la presión de saturación cualquier gas podría ser usado.
- 16.Para algunos casos, la presión mínima de miscibilidad por contacto múltiple de un gas y condensado, es igual a la presión de rocío original del fluido; esta

presión está totalmente determinada por el comportamiento de fases del fluido y es independiente de la composición del gas de inyección.

BIBLIOGRAFIA

- 1.-Ahmed, T.: "Hydrocarbon Phase Behavior", Gulf Publishing Co., Houston, Texas (1989), Capítulo 2.
- 2.-Allen, F. H. y Roe, R. P.: "Performance Characteristics of a Volumetric Condensate Reservoir", Trans., AIME (1950), Vol. 189, 83-90.
- 3.-Andresen, K. H., Baker, R. I. y Raofi, J.: "Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs", Proc. Sixth World Petroleum Cong. (Junio 1963).
- 4.-Azis, R. M.: "A 1982 Critique on Gas Cycling Operation on Gas-Condensate Reservoirs", Artículo SPE 11477 (Marzo 1983).
- 5.-Barnum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W. y Spillete, A. G.: "Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity y Recovery Reduction Due to Condensation", Artículo SPE 30767 (Octubre 1995).
- 6.-Bourbiaux, B. J.: "Parametric Study of Gas-Condensate Reservoir Behavior During Depletion: A guide for Development Planning", Artículo SPE 28848 (Octubre 1994).
- 7.-Cardwell, W. T. Jr. y Parsons, R. L.: "Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sys", Trans. AIME (1945), 160, 34-42.
- 8.-Cason, LL. D.: "Water Flooding Increase Gas Recovery", JPT (Octubre 1989), 1102-1106.

- 9.-Castelijns, J. H. P. y Hagoort, J.: "Recovery of Retrograde Condensate from Naturally Fractured Reservoirs", Society of Petroleum Engineers Journal (Diciembre 1984), 707-717.
- 10.-Computer Modelling Group: "Heavy Fraction Characterization y Hypothetical Component Selection for Oil y Gas Mixtures", CMG.R12.04 (Julio 1983).
- 11.-Cook, A. B., C. J. Walker y G. B. Spencer: "Realistic K Values of C₇+ hydrocarbons for Calculating Oil Vaporization During Gas Cycling at High Pressures", JPT (Julio 1969), 901.
- 12.-Cook, A. B., F. S. Johnson, G. B. Spencer y A. F. Bayazeed: "The Role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery by Pressure Maintenance", JPT (1967), Vol. 19, 245.
- 13.-Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, NJ (1959).
- 14.-Craig, F. F.: "Aspectos de Ingeniería en la Inyección de Agua", Monografía SPE, Richardson, Tex. (1982).
- 15.-Crowell, D. C., Dean. G. W. y Loomis, A. S.: "Efficiency of Gas Displacement from a Water Drive Reservoir", Reporte de Investigación 6735, U.S. Bureau of Mines, Washington, D. C., 1966.
- 16.-Cullick, A. S., Lu H. S. y Watson, J. P.: "Water Alternating Process Promises Improved Recovery from Gas-Condensate: Part. II, Simulation Sensitivity Studies and Lab. Corefloods", Artículo SPE 19114, Dallas, Tx. (Junio 1989), 529-542.

- 17.-Chierici, G. L., Ciucci, G. M. y Long G.: "Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subject to Water Drive", Memorias del sexto Congreso Mundial del Petróleo, Frankfurt Alemania (Junio 1963), 483-498.
- 18.-Daltaban, T. S., Issa, R. I. y Wall, C. G.: "Simulation of Recovery Processes in Gas-Condensate Reservoirs", Enhanced Oil Recovery European Meeting (Abril 1985).
- 19.-Donohoe, C. W. y Buchanan, R. D.: "Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs with Nitrogen", Artículo SPE 7494 (Octubre 1978).
- 20.-Eaton, B. A. y Jacoby, R. H.: "A New Depletion-Performance Correlation for Gas-Condensate Reservoirs", Artículo SPE 1152.
- 21.-Edmister, W. C.: "Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part. 4: Compressibility Factors and Equation of State", Petroleum Refiner (Abril 1958), Vol. 37, 173-179.
- 22.-Eilerts, C. K. y cols.: "Phase Relations of Gas-Condensate Fluids, Test Results, Apparatus y Techniques", American Gas Assn., New York City (1957).
- 23.-Energy Laboratories, Inc.: "Estudio PVT del pozo Muspac 1", (Pemex) Departamento de Ingeniería de Yacs., Dto. Reforma, Richardson, Texas, (Mayo 1994).
- 24.-Fishlock, T. P. y Probert, C. J.: "Waterflooding of Gas-Condensate Reservoirs", Artículo SPE/DOE 35370, Tulsa, Ok. (Abril 1996), 261-271.

- 25.-Fishlock, T. P., Smith R. A., Soper B. M. y Wood R. W.: "Experimental Studies on the Waterflood Residual Gas Saturation y Its Production by Blowdown", SPE Reservoir Engineering Journal (Mayo 1988), 387-394.
- 26.-Fussell, D. D. y Yanosik, J. L.: "An iterarive Sequence for Phase-Equilibria Calculations Incorporating the Redlich-Kwong Equation of State", SPEJ (Junio 1978), 173-182.
- 27.-Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W. y Morse, R. A.: "Effiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding", Trans. AIME (1952), Vol. 195, 29.
- 28.-Gerencia de Explotación de Yacimientos: "Huimanguillo, Estado Actual y Capacidad de Producción", Pemex, Subdirección de Explotación (Marzo 1981).
- 29.-Grigel, W. S.: "Retrograde Condensation y Revaporization in Porous Media", M. Sc. thesis, Universidad de Alberta, Edmonton (1972).
- 30.-Haines, K. H.: "Water-Alternating-Gas Flooding Of A Hydrocarbon-Bearing Formation", United States Patent, Patente No. 4,846,276, Englewood, Col. (Julio 1989).
- 31.-Havlena, Z. G., Griffith, J. D., Pot, R. y Kiel, O. G.: "Condensate Recovery by Cycling at Declining Pressures", Proc. 7th. World Pet. Cong. México City (1967), Vol. 6. 383.
- 32.-Hinds, R. F.: "The Importance of Reliable Data in Gas-Condensate Recovery Calculations", Trans. AIME (1958), Vol. 213, 433.

- 33.-Jones, L. G., Cullick, A. S. y Cohen, M. F.: "WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas-Condensate Reservoirs: Part I, Prototype Reservoir Simulation Studies", Artículo SPE 19113, Dallas, Tx. (Junio 1989).
- 34.-Kilgren, K. H.: "Phase Behavior of a High Pressure Condensate Reservoir Fluid", JPT (Agosto 1966), 1001-1005.
- 35.-Kleyweg, D.: "A Set of consistent PVT Correlations for Gas-Condensate Systems", Artículo SPE 19509.
- 36.-Kossack, C. A. y Opdal, S. T.: "Recovery of Condensate From a Heterogeneous Reservoir by the Injection of a Slug of Methane Followed by Nitrogen", Artículo SPE 18265 (Octubre 1988).
- 37.-Kossack, C. A., Opdal, S. T., Hagen, S. y Munkerud, P. K.: "Experimental and Theoretical Investigations of Gas Injection Into a Gas Condensate", Proceedings of 4th European Symposium of Enhanced Oil Recovery (Octubre 1987), Hamburgo.
- 38.-León, G. A., "Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Condensado en México", Tesis de Maestría, DEPMI, UNAM (Febrero 1993).
- 39.-León, G. A., Samaniego, V. F., Pérez, H. J., López, C. F., Urquieta, E. y Rivas, S. G.: "A Study of Water Injection in Structural High Relief Gas y Condensate Reservoirs", Artículo SPE 39887, Villahermosa, Tab., México (Marzo 1998).
- 40.-Lopez, C. F. y Urquieta, S. E.: "Manual del usuario del Simulador IMPEVETE", Instituto Mexicano del Petróleo, División de Yacimientos (Septiembre 1988).

- 41.-Massonnat, G. J., Bachtanik, C., Tutenuit, E., Gouel, P. y Carles, N.: "Early Evaluation of Uncertainties in the Incremental Condensate Recovery Through a Gas Cycling Process", Artículo SPE 30569 (Octubre 1995).
- 42.-Mathews, T. A., Roly, C. H. y Katz, D. L.: "High Pressure Gas Measurement", Proceedings NGAA, 41 (1942).
- 43.-Matthews, J. D., Hawes, R. I., Hawkyard, I. R. y Fishlock, T. P.: "Feasibility Studies of Water Flooding Gas Condensate Reservoir", JPT (Agosto 1988), 1049-1056.
- 44.-Mendez, L. T. y Teysier, J. S.: "Caracterización de fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista IMP (Octubre 1979), Vol. XI, No. 4.
- 45.-Moses, P. L. y Donohoe, W. C.: "Petroleum Engineering Handbook", Capítulo 39 (Gas-Condensate Reservoirs).
- 46.-Moses, P. L. y Wilson, K.: "Phase Equilibrium Considerations in Using Nitrogen for improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs", Artículo SPE 7493 (Octubre 1978).
- 47.-Moses, P. L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil y Condensate Systems", JPT (Julio 1986).
- 48.-Muskat, M.: "Efect of Permeability Stratification in Cycling Operations", Trans. AIME (1949), 179, 313-28.
- 49.-Nikos, V. y cols.: "Phase Behavior of Systems Comprising North Sea Reservoir Fluids y Injection Gases", JPT (Noviembre 1986), 1221-1223.

- 50.-Oxford, C. W. y Huntington, R. L.: "Vaporization of Hydrocarbons from unconsolidated Sands", JPT (Mayo 1953), 15-18.
- 51.-Peneloux, A., Rauzi, E., y Freze, R.: "A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes", Fluid Phase Equilibria (1982), 17-23.
- 52.-Peng, D. y Robinson, D.: "A New Two Constant Equation of State", Ind. & Eng. Chem. Fund., (1976), Vol. 15, No. 1, 59.
- 53.-Pérez, R. C. y Pérez, C. F.: "Inyección Cíclica de Agua", Revista Ingeniería Petrolera (Diciembre 1988), 11-21.
- 54.-Peterson, A. V.: "Optimal Recovery Experiments With N_2 y CO_2 ", Petroleum Engineer International (Noviembre 1978), 40-50.
- 55.-Pires, A. P., Correa, A. C. F., Mohamed, R. S. y Souza Jr., R.: "Optimization of Lean Gas Injection in Gas-Condensate Reservoirs", Artículo SPE 31004 (Septiembre 1995).
- 56.-Pitzer, K. S.: "The Volumetric y Thermodynamics Properties of Fluids", J. Amer. Chem. Soc., (Julio 1955), Vol. 77, No. 13, 514-517.
- 57.-Reid, R., Prausnitz, J.M. y Sherwood, T.: "The Properties Of Gases y Liquids", McGraw-Hill, (1977).
- 58.-Renner, T. A., Metcalfe, R. S., Yellig Jr., W. F. y Spencer, M. F.: "Displacement of a Rich Gas Condensate by Nitrogen: Laboratory Corefloods y Numerical Simulations", Artículo SPE 16714 (Septiembre 1987).

- 59.-Riazi, M. R. y Daubert, T. E.: "Characterization Parameters For Petroleum Fractions", Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 26, No. 24, 1987, pp. 755-759.
- 60.-Rivas, G. S.: "Waterflooding Will benefit Some Gas Reservoirs", Revista World Oil (Abril 1983), 71-82.
- 61.-Rodriguez, G. H.: "Análisis de las Condiciones Actuales de Explotación del Campo Muspac", Pemex, Departamento de Ingría. de Yacimientos, Dtto. Reforma (Febrero 1993).
- 62.-Samaniego, V. F.: "Apuntes de la materia Ingeniería de Yacimientos de Gas", DEPMI (UNAM), 1991.
- 63.-Sanchez, N.: "3-D Simulation of Water Alternate Gas Injection (WAG) in a Complex Volatile Oil Reservoir", Artículo SPE 39036 (Septiembre 1997).
- 64.-Sanger, P. J. y Hagoort, J.: "Recovery of Gas-Condensate by Nitrogen injection compared with Methane injection", Artículo SPE 30795, (Octubre 1995).
- 65.-Sanger, P. J.; Bjornstad, H. K. y Hagoort, J.: "Nitrogen Injection Into Stratified Gas-Condensate Reservoirs", Artículo SPE 28941 (Septiembre 1994).
- 66.-Sheffield, M., Metcalfe, S. R., Calvin, W. J. y Chaback, J. J.: "Method Of Displacing Fluids Within a Gas-Condensate Reservoirs", United States Patent, Patente-No. 4,635,721, Tulsa, Okla., (Enero 1987).
- 67.-Sheldon, W. C.: "Calculating Recovery by Cycling a Retrograde Condensate Reservoir", JPT (Enero 1959), 29-34.

- 68.-Sigmund, P. M. y Cameron, A. M.: "Recovery of Retrograde Condensed Liquids by Revaporization During Dry Gas Injection", *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, Enero-Marzo 1977, 64-77.
- 69.-Siregar, S., Hagoort, J. y Ronde, H.: "Nitrogen Injection vs. Gas Cycling in Rich Retrograde Condensate-Gas Reservoirs", Artículo SPE 22360 (Marzo 1992).
- 70.-Siregar, S., Hagoort, J. y Ronde, H.: "Nitrogen Injection: An Alternative To Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs?", *Proceedings Indonesian Petroleum Association, Twentieth Annual Convention* (Octubre 1991), 89-103.
- 71.-Sloan, J. P.: "Phase Behavior of Natural Gas y Condensate Systems", *Petroleum Engineer*, (Febrero 1950) 22, No. 2, B-54-B-64.
- 72.-Smith, L. R. y Yarborough, L.: "Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection", *SPEJ* (Marzo 1968), Vol. 8, 87-94.
- 73.-Sprinkle, T. L., Merrick, R. J. y Caudle, B. H.: "Adverse Influence of Stratification on a Gas Cycling Project", Artículo SPE 2642 (Febrero 1971).
- 74.-Standing, M. B. y Katz, D. L.: "Density of Natural Gases", *Trans. AIME*, 146, 140 (1942).
- 75.-Standing, M. B. y Katz, D. L.: "Density of Crude Oils Saturated with Natural Gas", *Trans. AIME* (1942), Vol. 146, 159.
- 76.-Standing, M. B.: "Volumetric y Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbons Systems", 9th edition, SPE, Richardson, Tx. (1981), Capítulo 6.

- 77.-Standing, M. B., Lindblad E. N. y Parsons R. L.: "Calculate Recoveries by Cycling from Retrograde Reservoir of Variable Permeability", Trans. AIME (1948), Vol. 174, 165.
- 78.-Stewart, G., Todd, A. C., Stamataki, S. y Clancy, M.: "PVT Behaviour of Gas-Condensate Systems", Artículo D (ET14 4AS), Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh, Presented to a One day Seminar on Condensate Reservoirs Studies, London (Octubre 1984).
- 79.-Striefel, M. A., Ahmed, T. H. y Cady, G. V.: "Condensate Recovery by Cycling With Air y Other Nonhydrocarbon Gases", Artículo SPE 13229 (Septiembre 1984).
- 80.-Subgerencia de Ingeniería de Yacimientos: "La Explotación de Huimanguillo, Evolución, Actualidad y Perspectivas", Pemex, Subdirección de Explotación (Marzo 1982).
- 81.-Taylor, A. J.: "Computer Simulation of Gas-Condensate Reservoirs", British Gas Corporation Condensate Reservoirs, Artículo No. 6, Londres (1983).
- 82.-Thiebot, B. M. y Sakthikumar, S. S.: "Cycling Fractured Reservoirs Containing Volatile Oil: Laboratory Investigation of the Performance of Lean Gas or Nitrogen Injection", Artículo SPE 21427 (Noviembre 1991).
- 83.-Tore, O. S.: "Con Inyección Alterna de Gas y Agua Sacan Más Petróleo", Petroleum Engineer International (Marzo 1996), 13-17.
- 84.-Vogel, J. L. y Yarborough, L.: "The effect of Nitrogen on the Phase Behavior y Physical Properties of Reservoir Fluids", Artículo SPE 8815 (Abril 1980).

- 85.-Wall, C. G.: "Characteristics of Gas-Condensate Reservoirs y Traditional Production Methods", Seminario sobre Yacimientos de Gas y Condensado del Mar del Norte y sus desarrollos, Londres (Octubre 1982).
- 86.-Whitson, C. H.: "Effect of C_7+ Properties on Equation of State Predictions", SPEJ (Diciembre 1984), 685-696.
- 87.-Wilson, D. C.: "Water Injection for Pressure Maintenance in Condensate Reservoirs", Gas-Condensate Reservoirs Meeting and their Development, OYES (IBC), Londres (1983).
- 88.-Wilson, D. C., Prior, E. M. y Fishman, D. M.: "An Analysis of Recovery Techniques in Large Offshore Gas Condensate Fields", Artículo Técnico, Petroleum Review (Diciembre 1982), London.
- 89.-Wu, R. S. y Fish, R. M.: " C_7+ Characterization for Fluid Properties Predictions", JCPT (Julio 1989), 112-117.
- 90.-Computer Modelling Group: "CMGPROP User's Manual, Phase Behaviour Package", Version 93 (October 1992), Calgary Canada.
- 91.-Lopez, C. F. y Urquieta, S. E.: "Proyecto CBO-2050, Estudios de Simulación del comportamiento de fase de mezclas de fluidos de yacimiento, con Nitrógeno", Instituto Mexicano del Petróleo, informe anual (Diciembre 1991).
- 92.-Arévalo, V. J. A.: "Recuperación Mejorada de Aceite mediante la Inyección de Nitrógeno", Reporte de Maestría en Ingeniería, DEPEI, UNAM, México, D.F. (1994).

- 93.-Arévalo, V. J. A., Samaniego, V. F., López, C. F. y Urquieta, S. E.: "Mantenimiento de Presión y mejora del mecanismo de drene gravitacional mediante la Inyección de Nitrógeno", revista Ingeniería Petrolera (Enero 1997).
- 94.-Kesler, M. G. y Lee, B. I.: "Improve Predictions of Enthalpy of Fractions", Hydrocarbon Processing (Marzo 1976), 153-158.
- 95.-Katz, D. L., y Firoozabadi, A.: "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients", JPT (Noviembre 1978), 1649-1655.
- 96.-Jensen, F. y Michelsen, M. L.: "Calculation of First Contact y Multiple Contact Minimum Miscibility Pressures", In Situ, 14(1), pp 1-17 (1990).
- 97.-Paquete PVT del Simulador Eclipse: "PVT User's Reference Manual", versión 96 A.
- 98.-Whitson, C. H.: "Phase Behavior in Reservoir Simulation", Fourth International Forum on Reservoir Simulation, Salzburg, Austria (Septiembre 1992).
- 99.-Zick, A. A.: "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases", Artículo SPE 15493 (Octubre 1986).

APÉNDICE A

SUBROUTINA PRINCIPAL DEL MODELO DE VAPORIZACIÓN (VAPORI)

```
C
C*****
C CORRIDA CON CO2 PARA EL CAMPO MUSPAC (21/NOV/98) (560 CICLOS, 20 CELDAS)
C*****
C
SUBROUTINE CARLOS(ACR,AGAL,AK,BC,CB,DFCF,DFCP,E,FF,FP,F1F,F1P,F4,
$      F4F,F4P,JA,JCBN,MM,PC,PRE,RE,RKA,RSD,
$      SLCN,TC,VES,W,XT,YT,ZT,NET,MOLLT,MOLVT)
C
C +CAMBIO+ ARGUMENTOS FUERA DE DEFINICION DE SUBROUTINA.
C  SUBROUTINE CARLOS(ACR,AGAL,AK,BC,CB,DFCF,DFCP,E,FF,FP,F1F,F1P,F4,
C  $      F4F,F4P,JA,JCBN,MM,PC,PRE,RE,RKA,RSD,
C  $      SLCN,TC,VES,W,XT,YT,ZT,NET,MOLLT,MOLVT,
C  $      ZZPRO,NCEL,LINY,NMGPRO,PSATU,LEST)
C ++++++ LEST PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE CALCULA Y MANEJA AQUI.
C ++++++ PSATU PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE CALCULA Y MANEJA AQUI.
C  DIMENSIONAMIENTO FIJO.
C ++++++ NMGPRO PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE CALCULA Y MANEJA
AQUI.
C  DIMENSIONAMIENTO FIJO.
C ++++++ LINY PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE DEFINE Y MANEJA AQUI.
C ++++++ NCEL PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE DEFINE Y MANEJA AQUI.
C ++++++ ZZPRO PUEDE ESTAR FUERA DE ARGUMENTOS: SE CALCULA Y MANEJA AQUI.
C  DIMENSIONAMIENTO FIJO.
C
  DIMENSION ACR(NC),AGAL(NC,NC),
$      CB(NC,NC),
$      CLIM(100),
$      E(NC+1),
$      FF(NC),FP(NC),F1F(NC),F1P(NC),F4F(NC),F4P(NC),
$      ICON(100),
$      JA(NC+1,NC+1),
$      JCBN(NC,NC),
$      RKA(NC),
$      PC(NC),
$      RE(NC),
$      TC(NC),
$      VES(NC+1),
$      W(NC)
  CHARACTER NOMC1*4, GAS*4, LIQ*4
  REAL NMIN,NMT,NMTT,MOLVT,MOLLT,NMGI,NMGPRO
  REAL NMI,MOLL,MOLV,MM,JCBN
  REAL JA,LEST
  REAL NMC2C6L,NMC2C6V,NMC7M
C
  DIMENSION ZZN(17,100,600),XN(17,100,600),YN(17,100,600),
$  VMV(100,600),VML(100,600),NMTT(100,600),NMT(100,600),
```

```

$ MOLV(100,600),MOLL(100,600),NOMC1(17),PREN(50),
$ PSATU(100,600),GEX(100,600),NMGI(100,600),GASPRO(600),
$ NMGPRO(600),GN2(17),VCON(100,600),ZZPRO(17,100,600)
C +CAMBIO+ ZT DE DIMEN. FIJO A VARIABLE.
  DIMENSION AK(NC),
  $   BC(NC),
  $   DFCF(NC,NC),DFCP(NC,NC),
  $   F4(NC),
  $   MM(NC),
  $   PRE(NET),
  $   RSD(NC),
  $   SLCN(NC),
  $   XT(NC),
  $   YT(NC),
  $   ZT(NC)
  COMMON NC,NCP,R,RT2,IFP
  COMMON /TP/TY,P,TS,PS
  COMMON/TOL/TOLE
  COMMON /BL4/MVT,VMLT,ITE,IFPRST,IFFLT
  COMMON /BL3/VBAS,NEA,NEB,IBU1
  COMMON/CEQ/ZV,ZL
  COMMON/AAA/ET1,TOPS
C
C DATA GN2/1.,16*0./
C DATA GN2/12*0.,1*1.,4*0./
  DATA GN2/13*0.,1*1.,3*0./
  DATA LIQ/'LIQ ',GAS/'GAS '/
  DATA ICON/100*1/
  DATA CLIM/0.778,0.855,0.890,0.91,0.91,0.91,0.91,0.91,
  $   0.91,0.91,0.91,0.91,0.91,0.91,0.91,0.91,
  $   0.91,0.91,0.91,0.91,80*.77115/
  DATA NOMC1/'META','ETAN','PROP','I-C4','N-C4','I-C5','N-C5',
  $'N-C6','C7','C8','C9','C10','N2','C02','H2S','C11','C12+'/
  OPEN(13,FILE='RESULT1',STATUS='UNKNOWN')
  OPEN(12,FILE='CARLOS.DAT',STATUS='UNKNOWN')
  OPEN(15,FILE='TABLA.SAL',STATUS='UNKNOWN')
  OPEN(16,FILE='REVAP.SAL',STATUS='UNKNOWN')
  NC=17
  NC1=NC+1
  READ(12,*)NI,NCEL,LINY,PMAC,NEP,ZGI,VIN,NCCLS,VCELDA,DVSOR,PEND1,
  $   PEND2
  WRITE(15,950)
950 FORMAT(1X,'CICLO',1X,'CELDA',2X,'MOLL',5X,'MOLV',5X,'GEX',5X,
  $'M.INY.',4X,'VCON',5X,'CLIM',5X,'YCO2',5X,'VMV',7X,
  $'VML',/)
  WRITE(16,415)
415 FORMAT(1X,'CICLO ',2X,'VCONR',5X,
  $'NMC2C6RL',2X,'NMC2C6RV',5X,'NMC7+R',5X,'NMC6R',5X,'NMC8R',
  $6X,'NMC10R',/)
C
C*****
C ARREGLO DE LA DISTRIBUCION INICIAL DEL FLUIDO EN TODAS LAS CELDAS,
C ANTES DE LA INYECCION, AL PUNTO DE MAXIMA PRESION DE CONDENSACION
C RETROGRADA; PARA EL CAMPO MUSPAC, ESTA PRESION ES DE APROXIMADA --

```

```

C   MENTE 142.89 Kg/cm2.
C*****
C
C   MOLVT=MOLVT/1000.
C   MOLLT=MOLLT/1000.
C ++++++ J=CELDA, K=COMPONENTE, L=TIEMPO.
C   DO 2 L=1,1
C     DO 3 J=1,NCEL
C       MOLV(J,L)=MOLVT/DVSOR
C       MOLL(J,L)=MOLLT/DVSOR
C       VMV(J,L)=VMVT
C       VML(J,L)=VMLT
C       PSATU(J,L)=PRE(1)
C     DO 4 K=1,NC
C       ZZN(K,J,L)=ZT(K)
C       XN(K,J,L)=XT(K)
C       YN(K,J,L)=YT(K)
C   4   CONTINUE
C   3   CONTINUE
C   2   CONTINUE
C
C +++ +++++ BALANCE MOLAR C2-C6
C
C   DO 45 J=1,NCEL
C   DO 50 K=2,8
C     SIC2C6=SIC2C6+MOLV(J,1)*YT(K)+MOLL(J,1)*XT(K)
C   50 CONTINUE
C   45 CONTINUE
C
C IMPRESION DE LA COMPOSICION ORIGINAL (ZZ,X,Y).
C
C   DO 5 L=1,1
C     DO 6 J=1,NCEL
C       WRITE(*,200)J
C   200  FORMAT(28X,'CELDA No. ',2X,I2,/,17X,'ZZ',15X,'X',16X,'Y',/)
C     DO 7 K=1,NC
C       WRITE(*,120)NOMC1(K),ZZN(K,J,L),XN(K,J,L),YN(K,J,L)
C   120  FORMAT(5X,A4,2X,E14.7,3X,E14.7,3X,E14.7)
C     7   CONTINUE
C       WRITE(*,130)MOLV(J,L),MOLL(J,L),VMV(J,L),VML(J,L)
C   130  FORMAT(/,12X,'MOLV=',1X,E14.7,5X,'MOLL=',1X,E14.7,/,12X,
C     $   'VMV=',1X,E14.7,6X,'VML=',1X,E14.7,/)
C     6   CONTINUE
C     5   CONTINUE
C
C*****
C   NORMALIZACION DE LA MEZCLA DESDE LA CELDA 1 A LA 20, CONSIDERANDO
C   LA INYECCION DE 0.0025 VP DE GAS EN CADA CICLO (0.099 lts).
C   VPC=1.98 l ES EL VOLUMEN OCUPADO POR 1 l DE MEZCLA A LA
C   COMPOSICION INICIAL Y A Tr Y P=142.89 Kg/cm2 Y EN EQUILIBRIO. ES
C   PROCESO ISOTERMICO E ISOBARICO A LO LARGO DE 560 CICLOS DE INYECCION.
C*****
C
C   PREN(2)=PMAC

```

```

T=381.96
R=0.084778
C
C +++++++ ZGI CALCULADA CON CMGPROP PARA METANO 0.9335.
C
C +++++++ ZGI CALCULADA CON CMGPROP PARA NITROGENO 1.0375.
C
C +++++++ ZGI CALCULADA CON CMGPROP PARA CO2 0.6982.
C
C +++++++ VOLUMEN DE GAS INYECTADO 0.05 VP DE UNA CELDA @CY.
      NMIN=PMAC*VIN/(ZGI*R*T)
C
      IMPRSN=0
      DO 8 L=1,LINY
        IMPRSN=IMPRSN+1
        L1=L
        IF(L.GE.2)L1=L-1
        WRITE(*,1000)L
1000 FORMAT(/,'EMPIEZO CON EL CICLO',1X,I3)
C
C*****
C  NORMALIZACION Y FLASHEO DE LA MEZCLA SOLO EN LA PRIMERA CELDA DE
C  CADA CICLO.
C*****
C
      DO 9 J=1,1
        WRITE(*,1100)J
1100  FORMAT(/,5X,'EMPIEZO CON LA CELDA',1X,I2)
        NMT(J,L)=MOLV(J,L)+MOLL(J,L)
        NMTT(J,L)=NMT(J,L)+NMIN
        LEST=MOLL(J,L)/NMTT(J,L)
C
        NMGI(J,L)=NMIN
        DO 10 K=1,NC
          IF(K.EQ.NI)THEN
            ZZN(K,J,L)=((MOLL(J,L)*XN(K,J,L))+(MOLV(J,L)*YN(K,
$              J,L))+NMIN)/NMTT(J,L)
            ZT(K)=ZZN(K,J,L)
          ELSE
            ZZN(K,J,L)=((MOLL(J,L)*XN(K,J,L))+(MOLV(J,L)*YN(K,
$              J,L)))/NMTT(J,L)
            ZT(K)=ZZN(K,J,L)
          END IF
10    CONTINUE
        IF(YN(NI,J,L).GE.CLIM(J).OR.ICON(J).EQ.0)THEN
C
C  VAPORIZACION GRADUAL CON BASE EN LA PENDIENTE DE VCONR
C  (N2,M=0.0014 LTS/CICLO) (PEND1)
C
        VMC=PEND1/VML(J,L)
        NMTT(J,L)=MOLV(J,L)+VMC+NMIN
        IF((VCON(J,L)-PEND1).GE.(0.).OR.(MOLL(J,L)-VMC).GE.0.)THEN
        VCON(J,L)=VCON(J,L-1)-PEND1
        MOLL(J,L)=MOLL(J,L)-VMC

```

```

ENDIF
SUMZZ=0.
DO 123 K=1,NC
  IF(K.EQ.NI)THEN
    ZZN(K,J,L)=(VMC*XN(K,J,L)+(MOLV(J,L)*YN(K,
$      J,L))+NMIN)/NMTT(J,L)
    SUMZZ=SUMZZ+ZZN(K,J,L)
    ZT(K)=ZZN(K,J,L)
  ELSE
    ZZN(K,J,L)=((VMC*XN(K,J,L))+MOLV(J,L)*YN(K,
$      J,L))/NMTT(J,L)
    SUMZZ=SUMZZ+ZZN(K,J,L)
    ZT(K)=ZZN(K,J,L)
  ENDIF
123 CONTINUE
C
  CALL DENS(GAS,ZT,VMG,DSDG,FCZG,AGAL,BC,MM,F4F,PMAC,T)
  ICON(J)=0
  DO 1012 M=1,NC
C    XN(M,J,L)=XT(M) DEJO LA MISMA COMPOSICION, YA NO HAY
C    LIQUIDO DE L A L1NY.
C ++++++ SOLO FASE GAS EN J. LA COMPOSICION TOTAL ES IGUAL A LA
C    COMPOSICION DEL GAS. LA PSATU(J,L) NO LA CALCULA QUEDA
C    EL ULTIMO VALOR CALCULADA EN LA CELDA.
    YN(M,J,L)=ZT(M)
  1012 CONTINUE
    VMV(J,L)=VMG
C ++++++ NO HAY LIQUIDO. DEJO EL ULTIMO VML.
    WRITE(*,1800)J
  1800 FORMAT(/,10X,'TERMINE CON LA CELDA',1X,I3)
    MOLV(J,L)=NMTT(J,L)

    GEX(J,L)=((VML(J,L)*MOLL(J,L))+VMV(J,L)*MOLV(J
$      ,L))-VCELDA
C    IF(GEX(J,L).LE.VIN)GEX(J,L)=VIN
    NMGI(J,L)=GEX(J,L)/VMV(J,L)
    MOLV(J,L)=MOLV(J,L)-NMGI(J,L)
C
  ELSE
    WRITE(*,1200)J
  1200 FORMAT(/,10X,'ENTRO A PSAT(1) PARA CELDA',1X,I2)
    CALL PSAT1(ZT,XT,PSATU(J,L),PC,TC,W,CB,BC,RKA,ACR,NC1,C2,
$      AGAL,JA,VES,E,FF,FP,F1F,F1P,F4F,F4P,RE)
    WRITE(*,1300)J
  1300 FORMAT(/,10X,'SALGO DE PSAT(1) PARA LA CELDA',1X,I3)
C
C    CALCULO DE LAS ETAPAS DE PRESION (PREN), SOLO PARA LA CELDA 1.
C
    PREN(1)=PSATU(J,L)
C ++++++ PARA ENTRAR AL FLASH.
    NMI=NMTT(J,L)
C ++++++ PARA ESTIMACION INICIAL AL LLAMAR A CEQNR EN SEPFLG1.
    DO 11 K=1,NC
      XT(K)=XN(K,J,L1)

```

```

11  CONTINUE
    WRITE(*,1400)J
1400 FORMAT(/,10X,'ENTRO A LA FLASH(1) CON LA CELDA',1X,I3)
    CALL SEPFLG1(PREN(1),ZT,NMI,XT,NEP,LEST,
    $           YT,AK,TC,BC,AGAL,F4,MM,DFCF,DFCP,FF,FP,F1F,
    $           F1P,F4F,F4P,JCBN,RSD,SLCN,W,PC,MOLLT,MOLVT)
    WRITE(*,1500)J
1500 FORMAT(/,10X,'SALGO DE LA FLASH(1) PARA LA CELDA',1X,I3)
    DO 12 M=1,NC
        XN(M,J,L) =XT(M)
        YN(M,J,L) =YT(M)
12  CONTINUE
    MOLL(J,L) =MOLLT
    MOLV(J,L) =MOLVT
    VMV(J,L) =VMVT
    VML(J,L) =VMLT
    VCON(J,L) =MOLL(J,L)*VML(J,L)
    WRITE(*,1800)J
    GEX(J,L)=((VML(J,L)*MOLL(J,L))+VMV(J,L)*MOLV(J
    $           ,L))-VCELDA
C    IF(GEX(J,L).LE.VIN)GEX(J,L)=VIN
    NMGI(J,L)=GEX(J,L)/VMV(J,L)
    MOLV(J,L)=MOLV(J,L)-NMGI(J,L)
    END IF
9  CONTINUE
C
C*****
C  NORMALIZACION Y FLASHEO DE LA MEZCLA DE LA CELDA 2 EN ADELANTE,
C  EN CADA CICLO.
C*****
C
DO 13 J=2,NCEL
    WRITE(*,1600)J
1600  FORMAT(/,10X,'EMPIEZO CON LA CELDA',1X,I3)
    NMTT(J,L)=MOLL(J,L)+MOLV(J,L)+NMGI(J-1,L)
    NMI=NMTT(J,L)
    LEST=MOLL(J,L)/NMTT(J,L)
    DO 14 K=1,NC
        XT(K)=XN(K,J-1,L)
        YT(K)=YN(K,J-1,L)
C
C
    ZZN(K,J,L)=((MOLL(J,L)*XN(K,J,L))+MOLV(J,L)*
    $           YN(K,J,L))+NMGI(J-1,L)*YN(K,J-1,L))/NMI
    ZT(K)=ZZN(K,J,L)
14  CONTINUE
    WRITE(*,1700)J
1700  FORMAT(/,10X,'ENTRO A PSAT(2) CON LA CELDA',1X,I3)
C
    IF(L.GE.21)THEN
        CONTINUE
        NC1=NC1
    END IF
    IF(YN(NI,J,L).GE.CLIM(J).OR.ICON(J).EQ.0)THEN

```

```

C
C   VAPORIZACION GRADUAL CON BASE EN LA PENDIENTE DE VCONR
C   (N2,M=0.0004 LTS/CICLO) (PEND2)
C
VMC=PEND2/VML(J,L)
NMJT(J,L)=MOLV(J,L)+VMC+NMGI(J-1,L)
IF ((VCON(J,L-1)-PEND2).GE.0.)VCON(J,L)=VCON(J,L-1)-PEND2
IF ((MOLL(J,L)-VMC).GE.0.)MOLL(J,L)=MOLL(J,L)-VMC
DO 124 K=1,NC
    ZZN(K,J,L)=((VMC*XN(K,J,L))+(MOLV(J,L)*YN(K,
$       J,L))+(NMGI(J-1,L)*YN(K,J-1,L)))/NMJT(J,L)
    ZT(K)=ZZN(K,J,L)
124 CONTINUE
C
C   SUSTITUYE A LA 'CALL EQFIC'.
C   CALL DENS(GAS,ZT,VMG,DSDG,FCZG,AGAL,BC,MM,F4F,PMAC,T)
MOLV(J,L)=NMJT(J,L)
ICON(J)=0
DO 1016 M=1,NC
    XN(M,J,L)=XT(M) DEJO LA MISMA COMPOSICION, YA NO HAY
C       LIQUIDO DE L A LINY.
C ***** SOLO FASE GAS EN J. LA COMPOSICION TOTAL ES IGUAL A LA
C       COMPOSICION DEL GAS. LA PSATU(J,L) NO LA CALCULA QUEDA
C       EL ULTIMO VALOR CALCULADO EN LA CELDA.
    YN(M,J,L)=ZT(M)
1016 CONTINUE
    VMV(J,L)=VMG
C ***** NO HAY LIQUIDO. DEJO EL ULTIMO VML.
    WRITE(*,1800)J
    GEX(J,L)=((VML(J,L)*MOLL(J,L))+(VMV(J,L)*MOLV(J
$       ,L))-VCELDA
    IF(GEX(J,L).LE.VIN)GEX(J,L)=VIN
C $
    NMGI(J,L)=GEX(J,L)/VMV(J,L)
    MOLV(J,L)=MOLV(J,L)-NMGI(J,L)
    ELSE
    CALL PSAT1(ZT,XT,PSATU(J,L),PC,TC,W,CB,BC,RKA,ACR,NC1,C2,
$       AGAL,JA,VES,E,FF,FP,F1F,F1P,F4F,F4P,RE)
    WRITE(*,1900)J
1900 FORMAT(/,10X,'SALGO DE PSAT(2) CON LA CELDA',1X,I3)
C
C   CALCULO DE LAS ETAPAS DE PRESION (PREN), PARA LA SUBROUTINA FLASH,
C   DE LA CELDA 2 EN ADELANTE.
C
    PREN(1)=PSATU(J,L)
    DO 15 K=1,NC
        XT(K)=XN(K,J,L1)
15 CONTINUE
    WRITE(*,2000)J
2000 FORMAT(/,10X,'ENTRO A LA FLASH(2) CON LA CELDA',1X,I3)
    CALL SEPFLG1(PREN(1),ZT,NMI,XT,NEP,LEST,
$       YT,AK,TC,BC,AGAL,F4,MM,DFCF,DFCP,FF,FP,F1F,
$       F1P,F4F,F4P,JCBN,RSD,SLCN,W,PC,MOLLT,MOLVT)

```

```

WRITE(*,2100)J
2100 FORMAT(/,10X,'SALGO DE LA FLASH(2) CON LA CELDA',1X,I3)
      DO 16 M=1,NC
          XN(M,J,L)= XT(M)
          YN(M,J,L)= YT(M)
16    CONTINUE
      MOLL(J,L) =MOLLT
      MOLV(J,L) =MOLVT
      VMV(J,L) =VMVT
      VML(J,L) =VMLT
      VCON(J,L) =MOLL(J,L)*VML(J,L)
      WRITE(*,2200)J
2200 FORMAT(/,10X,'TERMINE CON LA CELDA',1X,I3)
      GEX(J,L)=((VML(J,L)*MOLL(J,L))+(VMV(J,L)
      $      *MOLV(J,L)))-VCELDA
      IF(GEX(J,L).LE.VIN)GEX(J,L)=VIN
      NMGI(J,L)=GEX(J,L)/VMV(J,L)
C ++++++ RESTA LAS MOLES DE GAS QUE PASAN A LA SIGUIENTE CELDA.
      MOLV(J,L)=MOLV(J,L)-NMGI(J,L)
      END IF

C
C  CALCULO DEL VOLUMEN Y NUMERO DE MOLES DEL GAS PRODUCIDO A
CONDICIONES
C  DE YACIMIENTO.
C
      GASPRO(L)=GEX(NCEL,L)
      NMGPRO(L)=NMGI(NCEL,L)
13  CONTINUE
C
      DO 30 K=1,NC
          ZZPRO(K,NCEL,L)=YN(K,NCEL,L)
30  CONTINUE
C
C*****
C  ASIGNACION DE LA COMPOSICION Y PARAMETROS DE LA MEZCLA DE LAS
C  CELDAS DEL CICLO ACTUAL, A LAS MISMAS CELDAS DEL CICLO QUE SIGUE.
C*****
C
      DO 17 N=1,NCEL
C
      MOLL(N,L+1) =MOLL(N,L)
      MOLV(N,L+1) =MOLV(N,L)
      VMV(N,L+1) =VMV(N,L)
      VML(N,L+1) =VML(N,L)
      PSATU(N,L+1) =PSATU(N,L)
      IF(L.GT.1.AND.ICON(N).EQ.1)THEN
          PSATU(N,L+1) =PSATU(N,L+1)+(PSATU(N,L)-PSATU(N,L-1))
      ELSE
          PSATU(N,L+1) =PSATU(N,L)
      END IF
      DO 18 K=1,NC
          XN(K,N,L+1)=XN(K,N,L)
          YN(K,N,L+1)=YN(K,N,L)
18  CONTINUE

```

```

17 CONTINUE
  WRITE(*,300)L
300 FORMAT(/,5X,'TERMINE CON EL CICLO',2X,I3)
C
C*****
C IMPRESION DE LOS VALORES DE X,Y,MOLL,MOLV,VMV,VML,VCON Y PSATU
C POR CELDA Y POR CICLO EN RESULT1.
C*****
C
  IF(IMPRSN.EQ.NCCLS.OR.L.EQ.LINY)THEN
    IMPRSN=0
    WRITE(13,400)L
400 FORMAT(/,5X,'CICLO No. ',1X,I3//)
    DO 20 J=1,NCEL
      WRITE(13,500)J
500 FORMAT(44X,'CELDA No. ',2X,I3,/,30X,'Z',19X,'X',
$      18X,'Y',/)
      DO 21 K=1,NC
        WRITE(13,600)NOMC1(K),ZZN(K,J,L),XN(K,J,L),
$        YN(K,J,L)
600 FORMAT(18X,A4,2X,E14.7,5X,E14.7,5X,E14.7)
21 CONTINUE
        WRITE(13,700)MOLV(J,L),MOLL(J,L),PSATU(J,L),VMV(J,L),
$        VML(J,L),VCON(J,L)
700 FORMAT(/,12X,'MOLV=',1X,E14.7,4X,'MOLL=',1X,E14.7,
$        5X,'PSATU=',1X,F8.3,/,12X,'VMV=',1X,E14.7,
$        5X,'VML=',1X,E14.7,6X,'VCON=',1X,F7.2,/)
C
C IMPRESION DE L,MOLL,VCON,CLIM,GEX,NMGI EN TABLA.SAL
C
  WRITE(15,900)L,J,MOLL(J,L),MOLV(J,L),GEX(J,L),NMGI(J,L),VCON(J,L),
$  CLIM(J),YN(NI,J,L),VMV(J,L),VML(J,L)
900 FORMAT(1X,I3,3X,I3,9F9.4)
850 FORMAT(/,5X,'YN(1,J,L)+YN(NI,J,L)',2X,F9.6)
20 CONTINUE
  END IF
C
C*****
C CALCULO DE MOLES DE C7+,C2-C6 (L,V) Y VCON AL FINAL DE CADA CICLO
C IMPRESION EN REVAP.SAL
C*****
C
SUM1=0.0
SUM2=0.0
SUM3=0.0
SUM4=0.0
FMC7M=0.0
SMC6=0.0
SMC8=0.0
SMC10=0.0
DO 52 J=1,NCEL
  FMC7M=XN(9,J,L)+XN(10,J,L)+XN(11,J,L)+XN(12,J,L)
$   +XN(16,J,L)+XN(17,J,L)
  SMC6=SMC6+MOLL(J,L)*XN(8,J,L)

```

```

SMC8=SMC8+MOLL(J,L)*XN(10,J,L)
SMC10=SMC10+MOLL(J,L)*XN(12,J,L)

SUML=0.0
SUMV=0.0
  DO 53 K=2,8
    SUML=SUML+XN(K,J,L)
    SUMV=SUMV+YN(K,J,L)
53  CONTINUE
NMC2C6L=SUML*MOLL(J,L)
NMC2C6V=SUMV*MOLV(J,L)
NMC7M=FMC7M*MOLL(J,L)
SUM1=SUM1+NMC2C6L
SUM2=SUM2+NMC2C6V
SUM3=SUM3+VCON(J,L)
SUM4=SUM4+NMC7M
52  CONTINUE
  WRITE(16,416)L,SUM3,SUM1,SUM2,SUM4,SMC6,SMC8,SMC10
416  FORMAT(1X,I3,3X,7(F8.3,3X))
C   IF(L.EQ.2)STOP 'STOP EN CICLO 2'
  8 CONTINUE
C
C ++++++ BALANCE MOLAR FINAL C2-C6
C
SFC2C6=0.
DO 46 J=1,NCEL
  DO 48 K=1,NC
    XT(K)=XN(K,J,LINY)
    YT(K)=YN(K,J,LINY)
48  CONTINUE
  DO 51 K=2,8
    SFC2C6=SFC2C6+MOLV(J,LINY)*YT(K)+MOLL(J,LINY)*XT(K)
51  CONTINUE
46  CONTINUE
  WRITE(15,955)SIC2C6,SFC2C6
955  FORMAT(2X,2F8.3)
  RETURN
  END

```

APÉNDICE B

SEPARACIÓN FLASH Y AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE DEL FLUIDO DEL CAMPO MUSPAC

I N S T I T U T O M E X I C A N O D E L P E T R O L E O

SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE LA EXPLOTACION

D I V I S I O N D E Y A C I M I E N T O S

S I M U L A D O R I M P E V E T E C O M P O S I C I O N A L

S E P A R A C I O N F L A S H

PRESION DE ROCIO (PR)	315.114179	KG/CM2
VOLUMEN DE GAS A PR	1000.000000	LT
DENSIDAD DEL GAS A PR	0.308945	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PR	0.914357	

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL ACEITE ROO (GR/CC)	FACTOR DE COMP. ACEITE ZO	VOLUMEN DE ACEITE (LT)	VOL. ACEITE RELATIVO (LT/LT)	VOL. RELATIVO TOTAL (LT/LT)
315.11418			0.00000	0.00000	1.00000
300.49000	0.49817	1.04353	28.25876	0.02826	1.03187
284.51000	0.50265	1.01258	52.34635	0.05235	1.07155
258.45000	0.50927	0.95578	81.98773	0.08199	1.15004
229.01000	0.51649	0.88354	106.37594	0.10638	1.26710
200.35000	0.52426	0.80671	123.60276	0.12360	1.42418
172.32000	0.53348	0.72659	134.96609	0.13497	1.64154
142.89000	0.54537	0.63702	141.20397	0.14120	1.98018
114.30000	0.55894	0.54296	141.98127	0.14198	2.50041
89.72000	0.57193	0.45436	138.73742	0.13874	3.23860
63.24000	0.58709	0.34791	130.91320	0.13091	4.71807
34.44000	0.60508	0.21368	114.40791	0.11441	9.02609
25.00000	0.61153	0.16381	105.10854	0.10511	12.65353
15.00000	0.61893	0.10650	89.85979	0.08986	21.57099
10.00000	0.62301	0.07548	77.93266	0.07793	32.81563
5.00000	0.62735	0.04177	60.53239	0.06053	66.78214
3.00000	0.62896	0.02674	51.52569	0.05153	112.21311

I N S T I T U T O M E X I C A N O D E L P E T R O L E O

S U B D I R E C C I O N D E T E C N O L O G I A D E L A E X P L O T A C I O N

D I V I S I O N D E Y A C I M I E N T O S

S I M U L A D O R I M P E V E T E C O M P O S I C I O N A L

S E P A R A C I O N F L A S H

PRESION DE ROCIO (PR)	315.114179	KG/CM2
VOLUMEN DE GAS A PR	1000.000000	LT
DENSIDAD DEL GAS A PR	0.308945	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PR	0.914357	

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL GAS ROG (GR/CC)	FACTOR DE COMP. GAS ZG	VOLUMEN DE GAS (LT)	VOLUMEN DE GAS RELATIVO VRG (LT/LT)
315.11418	0.30895	0.91436	1000.00000	1.00000
300.49000	0.29381	0.89624	1003.61430	1.00361
284.51000	0.27731	0.87891	1019.19951	1.01920
258.45000	0.25017	0.85604	1068.05092	1.06805
229.01000	0.21883	0.83839	1160.72254	1.16072
200.35000	0.18772	0.83002	1300.57449	1.30057
172.32000	0.15727	0.83044	1506.56958	1.50657
142.89000	0.12612	0.83964	1838.97287	1.83897
114.30000	0.09735	0.85648	2358.42439	2.35842
89.72000	0.07407	0.87670	3099.86132	3.09986
63.24000	0.05060	0.90418	4587.15958	4.58716
34.44000	0.02690	0.94092	8911.68525	8.91169
25.00000	0.01950	0.95472	12548.42325	12.54842
15.00000	0.01179	0.97061	21481.12991	21.48113
10.00000	0.00795	0.97928	32737.70186	32.73770
5.00000	0.00406	0.98881	66721.60553	66.72161
3.00000	0.00247	0.99303	112161.58647	112.16159

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE LA EXPLOTACION
 DIVISION DE YACIMIENTOS
 SIMULADOR IMPEVETE COMPOSICIONAL
 SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE

PRESION DE ROCIO (PR)	315.114179	KG/CM2
VOLUMEN DE GAS A PR	1000.000000	LT
DENSIDAD DEL GAS A PR	0.308945	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PR	0.914357	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	246457.754818	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	76.007102	LT
DENSIDAD DEL GAS A CS	0.001014	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PS	0.995244	

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL ACEITE ROO (GR/CC)	FACTOR DE COMP. ACEITE ZO	VOLUMEN DE ACEITE (LT)	VOLUMEN LIQUIDO (%)
315.11418				
300.49000	0.49817	1.04353	28.25876	2.82588
284.51000	0.50266	1.01260	51.56889	5.15689
258.45000	0.50934	0.95597	79.08295	7.90830
229.01000	0.51682	0.88436	99.83394	9.98339
200.35000	0.52515	0.80890	112.41930	11.24193
172.32000	0.53516	8.73066	118.64131	11.86413
142.89000	0.54775	0.64295	119.77849	11.97785
114.30000	0.56159	0.54986	116.86455	11.68646
89.72000	0.57430	0.46090	112.15731	11.21573
63.24000	0.58849	0.35228	105.50288	10.55029
34.44000	0.60447	0.21342	96.22906	9.62291
25.00000	0.60974	0.16128	92.80216	9.28022
15.00000	0.61562	0.10171	88.27321	8.82732
10.00000	0.61871	0.06981	85.49704	8.54970
5.00000	0.62228	0.03628	81.22467	8.12247
3.00000	0.62393	0.02222	78.73633	7.87363
3.00000	0.66707	0.00917	76.00710	7.60071

LOS DATOS ESTAN DADOS PARA T = 381.95 GRADOS K, EXCEPTO EL ULTIMO QUE ES PARA T = 293.15 GRADOS K

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE LA EXPLOTACION
 DIVISION DE YACIMIENTOS
 SIMULADOR IMPEVETE COMPOSICIONAL
 SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE

PRESION DE ROCIO (PR)	315.114179	KG/CM2
VOLUMEN DE GAS A PR	1000.000000	LT
DENSIDAD DEL GAS A PR	0.308945	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PR	0.914357	
VOLUMEN DE GAS A PS Y TS (CS)	246457.754818	LT
VOLUMEN DE ACEITE A CS	76.007102	LT
DENSIDAD DEL GAS A CS	0.001014	GR/CC
FACTOR Z DEL GAS A PS	0.995244	

PRESION (KG/CM2)	DENSIDAD DEL GAS ROG (GR/CC)	FACTOR DE COMP. GAS. ZG	VOLUMEN CB GAS PRODUCIDO VGPROD (LT)	VOL. GAS PROD. @C. ETAPA VG (LTS)	VOLUMEN RE- LATIVO TOTAL (LT/LT)	GAS PROD. ACUM. C.B. (FRAC.)
315.11418	0.30895	0.914360	0.00000	0.00000	1.00000	0.00000
300.49000	0.29381	0.896240	7887.12175	31.87306	1.03187	0.03200
284.51000	0.27730	0.878920	9185.31756	38.43552	1.03844	0.06927
258.45000	0.25012	0.856070	16317.66194	73.18219	1.07318	0.13548
229.01000	0.21866	0.838560	20479.99176	101.49732	1.10150	0.21858
200.35000	0.18737	0.830460	21961.49686	123.16911	1.12317	0.30769
172.32000	0.15680	0.831190	23119.38181	150.84685	1.15085	0.40149
142.89000	0.12567	0.840550	25470.87295	202.62958	1.20263	0.50484
114.30000	0.09705	0.857200	25294.70745	256.50902	1.25651	0.60747
89.72000	0.07398	0.876900	21727.92076	287.13929	1.28714	0.69563
63.24000	0.05079	0.903370	23010.73011	444.45720	1.44446	0.78900
34.44000	0.02743	0.938360	24294.50850	895.28797	1.89529	0.88757
25.00000	0.02020	0.951070	7736.93308	398.20978	1.39821	0.91897
15.00000	0.01267	0.965580	8162.45440	711.32930	1.71133	0.95209
10.00000	0.00894	0.973200	4087.10604	538.91254	1.53891	0.96867
5.00000	0.00514	0.981360	4247.10465	1131.94771	2.13195	0.98590
3.00000	0.00357	0.984550	1789.16700	799.80382	1.79980	0.99316
3.00000	0.00101	0.995240	1685.27822	1685.27822	1.76129	1.00000

LOS DATOS ESTAN DADOS PARA T = 381.95 GRADOS K, EXCEPTO EL ULTIMO QUE ES PARA T = 293.15 GRADOS K

APÉNDICE C

CORRELACION DE RIAZI-DAUBERT⁽⁵⁹⁾ Y EDMISTER⁽²¹⁾, PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS.

Riazi y Daubert ⁽⁵⁹⁾ propusieron la expresión siguiente para la obtención de T_c , P_c , V_c y T_b , de fracciones indefinidas de componentes pesados, en función de su peso molecular (MW) y de la densidad relativa (γ).

$$\theta = a(MW)^b \gamma^c \exp[d(MW) + e\gamma + f(MW)\gamma] \quad (A-1)$$

donde θ es la propiedad a evaluar y las constantes están dadas en la tabla siguiente:

θ	a	b	c	d	e	f
T_c (°R)	544.4	0.2998	1.0555	-1.34780E-04	-0.61641	0.0
P_c (lb/pg ²)	4.5203E-04	-0.8063	1.6015	-1.80780E-03	-0.3084	0.0
V_c (p ³ /lbm)	1.2060E-02	0.20378	-1.30360	-2.65700E-03	0.5287	2.60120E-03
T_b (°R)	6.77857	0.401673	-1.58262	3.77409E-03	2.984036	-4.25288E-03

Una de las correlaciones mayormente empleadas en la industria petrolera, para estimar el factor ascéntrico ω es la de Edmister ⁽²¹⁾, la cual requiere de la temperatura y presión crítica (T_c , P_c) y la temperatura del punto normal de ebullición (T_b). Dicha correlación está dada por la expresión siguiente:

$$\omega = \frac{3 \left[\log(P_c / 14.70) \right]}{7 \left[(T_c / T_b) - 1 \right]} \quad (A-2)$$

APÉNDICE C

CORRELACION DE RIAZI-DAUBERT⁽⁵⁹⁾ Y EDMISTER⁽²¹⁾, PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS.

Riazi y Daubert ⁽⁵⁹⁾ propusieron la expresión siguiente para la obtención de T_c , P_c , V_c y T_b , de fracciones indefinidas de componentes pesados, en función de su peso molecular (MW) y de la densidad relativa (γ).

$$\theta = a(MW)^b \gamma^c \exp[d(MW) + e\gamma + f(MW)\gamma] \quad (A-1)$$

donde θ es la propiedad a evaluar y las constantes están dadas en la tabla siguiente:

θ	a	b	c	d	e	f
T_c (°R)	544.4	0.2998	1.0555	-1.34780E-04	-0.61641	0.0
P_c (lb/pg ²)	4.5203E-04	-0.8063	1.6015	-1.80780E-03	-0.3084	0.0
V_c (p ³ /lbm)	1.2060E-02	0.20378	-1.30360	-2.65700E-03	0.5287	2.60120E-03
T_b (°R)	6.77857	0.401673	-1.58262	3.77409E-03	2.984036	-4.25288E-03

Una de las correlaciones mayormente empleadas en la industria petrolera, para estimar el factor ascéntrico ω es la de Edmister ⁽²¹⁾, la cual requiere de la temperatura y presión crítica (T_c , P_c) y la temperatura del punto normal de ebullición (T_b). Dicha correlación está dada por la expresión siguiente:

$$\omega = \frac{3 \left[\log(P_c / 14.70) \right]}{7 \left[(T_c / T_b) - 1 \right]} \quad (A-2)$$