



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“REDUCCIÓN DE DAÑO EN POZO EN
YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO POR
INYECCIÓN DE QUÍMICOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

VICENTE JOSAFAT SANDOVAL GUTIÉRREZ

DIRECTOR:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., ENERO 2014





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

	Pág.
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	iv
INTRODUCCIÓN	ix
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES	1
I.1 Introducción.....	1
I.2 Potencial de IOR-EOR de México.....	3
I.3 Mecanismos de recuperación.....	5
I.3.1 Recuperación primaria.....	7
I.3.2 Recuperación secundaria.....	8
I.3.3 Recuperación mejorada (EOR).....	9
I.3.4 Recuperación avanzada (IOR).....	11
I.4 Muestreo de fluidos.....	11
I.4.1 Muestras de superficie (recombinadas de separador).....	13
I.4.2 Muestras de cabezal	14
I.4.3 Muestras de fondo.....	14
I.5 Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT)	16
I.5.1 Tipos de separación gas-líquido.....	18
I.5.2 Prueba de expansión a composición constante (CCE).....	19
I.5.3 Prueba de agotamiento a volumen constante (CVD).....	21
I.5.4 Prueba de liberación diferencial o de vaporización	23
I.5.5 Prueba de separadores	25
I.6 Ecuaciones de estado de Van der Waals y Peng-Robinson	26
I.6.1 Ecuación de estado de Van der Waals.....	29
I.6.2 Ecuación de estado de Peng-Robinson.....	32

CAPÍTULO II. YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.....	37
II.1 Introducción	37
II.2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	38
II.2.1 Clasificación de los yacimientos con base en los hidrocarburos producidos.....	39
II.2.2 Clasificación de los yacimientos a partir del diagrama de fases	40
II.3 Características de un yacimiento de gas y condensado.....	45
II.3.1 Presión de rocío retrógrada.....	46
II.3.2 Condensación retrógrada	46
II.4 Daño en yacimientos de gas y condensado	48
II.4.1 Formación de gotas de rocío	48
II.4.2 Formación del banco, anillo o bloque de condensado.....	49
II.4.3 Variación de la permeabilidad efectiva al gas	53
II.4.4 Reducción del daño causado por acumulación de condensado	54
CAPÍTULO III. AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA EL FLUIDO ORIGINAL.....	63
III.1 Introducción	63
III.2 Experimentos PVT de laboratorio	65
III.2.1 Composición del fluido de yacimiento	66
III.2.2 Estudio de expansión a composición constante (CCE).....	67
III.2.2.1 Función Y.....	69
III.2.3 Estudio de agotamiento a volumen constante (CVD)	70
III.3 Ajuste de la ecuación de estado con el software PVTi de ECLIPSE.....	73
III.3.1 Definición del sistema de fluidos	73
III.3.2 Selección de la ecuación de estado.....	73
III.3.3 Definición de los experimentos de simulación	75
III.3.4 Extensión (splitting) de la fracción C_{7+}	78
III.3.5 Ajuste con parámetros de regresión	80
III.4 Experimentos PVT simulados	83

CAPÍTULO IV. CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES	87
IV.1 Introducción	87
IV.2 Procedimiento en PVTi.....	88
IV.3 Ecuación de estado para el fluido original más metanol.....	90
CAPÍTULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	101
V.1 Introducción	101
V.2 Condensado líquido (simulación).....	102
V.2.1 Inyección de gas natural.....	102
V.2.2 Inyección de dióxido de carbono	103
V.2.3 Inyección de nitrógeno.....	103
V.2.4 Inyección de dióxido de carbono y metanol	104
V.3 Condensado líquido (experimental).....	109
V.4 Gas condensado (simulación)	113
V.4.1 Inyección de gas natural.....	113
V.4.2 Inyección de dióxido de carbono	114
V.4.3 Inyección de nitrógeno.....	114
V.4.4 Inyección de metanol	114
V.4.4 Inyección de dióxido de carbono y metanol	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
ANEXO A. MÉTODO DE WHITSON.....	125
ANEXO B. NOMENCLATURA	131
ANEXO C. BIBLIOGRAFÍA.....	133

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS		Pág.
Tabla 1.1	Distribución de aproximadamente el 90% del volumen remanente de aceite en México por yacimiento (CNH, 2012).	4
Tabla 1.2	Características de los mecanismos de producción primaria (CNH, 2012).	8
Tabla 1.3	Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de muestreo (Rojas, 2003).	16
Tabla 1.4	Coefficientes de correlación por tipo de hidrocarburo para la ecuación 49.	36
Tabla 2.1	Características y propiedades típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos (Rojas, 2003).	39
Tabla 2.2	Caracterización de fluidos de yacimientos con base en información de datos de producción y análisis de laboratorio (McCain, 1994).	40
Tabla 2.3	Características y propiedades típicas de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos (Pemex, 2008).	44
Tabla 3.1	Composición del fluido del yacimiento por separación flash y cromatografía capilar a temperatura de yacimiento (177 °C).	66
Tabla 3.2	Resultados de la prueba de expansión a composición constante a temperatura de yacimiento (177 °C).	68
Tabla 3.3	Presiones de rocío del fluido de yacimiento a diferentes temperaturas.	68
Tabla 3.4	Información obtenida del gas producido del agotamiento a volumen constante a temperatura de yacimiento (177 °C).	71
Tabla 3.5	Información obtenida del líquido del agotamiento a volumen constante a temperatura de yacimiento (177 °C).	72
Tabla 3.6	Datos de salida de los experimentos simulados.	84
Tabla 4.1	Composición de los fluidos hidrocarburos presentes en el yacimiento a la presión de máxima saturación de condensado (316.38 kg/cm ²).	88
Tabla 4.2	Parámetros de interacción binaria metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo utilizados en diferentes referencias.	97
Tabla 4.3	Coefficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo a 177 °C.	98
Tabla 4.4	<i>BIC</i> metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo utilizados.	99

FIGURAS		Pág.
Figura 1.1	Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día (CNH, 2012).	3
Figura 1.2	Volumen remanente de aceite en México (CNH, 2012).	4
Figura 1.3	Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (CNH, 2012).	6
Figura 1.4	Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (CNH, 2012).	10
Figura 1.5	Prueba de expansión a composición constante para un petróleo crudo.	19
Figura 1.6	Determinación de la presión de burbuja con datos de una prueba PVT.	21
Figura 1.7	Prueba de agotamiento a volumen constante para un gas condensado.	22
Figura 1.8	Representación esquemática de una prueba de liberación diferencial.	24
Figura 2.1	Diagrama de fases típico (presión vs temperatura) de una mezcla de hidrocarburos.	41
Figura 2.2	Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de aceite negro (Paris, 2009).	42
Figura 2.3	Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de aceite volátil (Paris, 2009).	43
Figura 2.4	Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas y condensado (Paris, 2009).	43
Figura 2.5	Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo (Paris, 2009).	43
Figura 2.6	Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas seco (Paris, 2009).	44
Figura 2.7	Diagrama de fases generalizado de un yacimiento de gas y condensado.	47
Figura 2.8	Curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-condensado (Fan, 2006).	50
Figura 2.9	Formación del bloque de condensado (Fan, 2006).	51
Figura 2.10	Regiones para estudiar el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado (Fan, 2006).	52
Figura 3.1	Gráfica de la <i>función Y vs presión</i> , en donde se muestra la <i>función Y</i> ajustada, con $b=0.0036$ y $a=0.8227$ como coeficientes de la línea	69

	recta.	
Figura 3.2	Componentes del gas producido durante el agotamiento a volumen constante.	72
Figura 3.3	Introducción de la composición del fluido de yacimiento a PVTi.	74
Figura 3.4	Selección de la ecuación de estado.	74
Figura 3.5	Introducción de las observaciones del factor de compresibilidad del gas producido.	75
Figura 3.6	Introducción de las observaciones de densidad de líquido.	76
Figura 3.7	Introducción de las observaciones de saturación de líquido.	76
Figura 3.8	Introducción de la observación de la presión de rocío a temperatura de yacimiento (177 °C).	76
Figura 3.9	Introducción de las observaciones del gas producido acumulado.	77
Figura 3.10	Fraccionamiento y agrupamiento de la fracción C_{7+} .	79
Figura 3.11	Parámetros de regresión seleccionados y factores de peso asignados.	83
Figura 3.12	Diagrama de fases del fluido muestreado.	84
Figura 3.13	Volumen de la fase líquida a 177 °C (experimental y simulación).	85
Figura 3.14	Factor de desviación del gas a 177 °C (experimental y simulación).	85
Figura 3.15	Gas producido acumulado del experimento de agotamiento a volumen constante (experimental y simulación).	86
Figura 4.1	Introducción de la composición de los fluidos de yacimiento a 316.38 kg/cm ² y de los fluidos de inyección.	89
Figura 4.2	Generación de las mezclas de inyección de 5% mol de gas natural para los dos fluidos seleccionados como casos base.	90
Figura 4.3	Volumen experimental de líquido condensado de mezclas hidrocarburo-metanol a diferentes concentraciones de metanol y 145 °F (Ayyalasomayajula, 2002).	91
Figura 4.4	Volumen experimental de líquido condensado del fluido original y fluido con metanol medido por Bang durante sus experimentos a 152 °F (Bang, 2006).	92
Figura 4.5	Variación de los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo con la temperatura (Bang, 2006).	93
Figura 4.6	Introducción de la composición del fluido de yacimiento más metanol a PVTi.	94
Figura 4.7	Definición del peso molecular, presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico del metanol en el simulador.	96

Figura 4.8	Parámetro de traslación calculado para el metanol.	96
Figura 4.9	<i>Peso molecular vs BIC con metanol</i> para el cálculo de los parámetros de interacción binaria metanol-etano y metanol-propano.	99
Figura 5.1	Datos generados de la inyección de gas natural al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).	105
Figura 5.2	Datos generados de la inyección de dióxido de carbono al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).	106
Figura 5.3	Datos generados de la inyección de nitrógeno al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).	107
Figura 5.4	Datos generados de la inyección de una mezcla de 80% mol de CO ₂ y 20% mol de CH ₃ OH al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).	108
Figura 5.5	Diferentes proporciones de la mezcla de inyección CO ₂ +CH ₃ OH, y concentraciones necesarias para revaporizar la totalidad de líquido condensado a 316.38 kg/cm ² y temperatura de yacimiento (177 °C).	108
Figura 5.6	Comportamiento de fases observado en la mirilla con la inyección de diferentes agentes revaporizantes a 319.9 kg/cm ² y 177 °C.	111
Figura 5.7	Datos generados de la inyección de CO ₂ a una mezcla líquida compuesta por 63% mol de condensado y 27% mol de metanol a temperatura de yacimiento (177 °C).	113
Figura 5.8	Datos generados de la inyección de gas natural al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).	117
Figura 5.9	Datos generados de la inyección de dióxido de carbono al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).	117
Figura 5.10	Datos generados de la inyección de nitrógeno al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).	118
Figura 5.11	Datos generados de la inyección de metanol al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).	118
Figura 5.12	Datos generados de la inyección de una mezcla de 80% mol de CO ₂ y 20% mol de CH ₃ OH al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).	119
Figura 5.13	Diferentes proporciones de la mezcla de inyección CO ₂ +CH ₃ OH, y concentraciones necesarias para revaporizar la totalidad de líquido condensado a 316.38 kg/cm ² y temperatura de yacimiento (177 °C).	119

INTRODUCCIÓN

Las reservas probadas de gas natural provenientes de yacimientos de gas y condensado en México al 1 de enero de 2013, representan el 50% de las reservas 1P de gas natural no asociado, y el 18% del total de reservas probadas de gas natural, esto es 3067.7 MMMPCN (Pemex, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*). De los 21 pozos exploratorios terminados como productores comerciales en 2012, 8 de los pozos fueron productores de gas y condensado, es decir un 38% (Pemex, *Memoria de Labores 2012*). Los descubrimientos actuales de yacimientos de gas y condensado, así como los volúmenes de reservas probadas relacionadas a los mismos, han aumentado la importancia industrial de estos yacimientos en el país, quien no está exento de la tendencia mundial, ya que la demanda energética y la disminución en el descubrimiento de volúmenes atractivos de recursos convencionales, han acentuado la práctica de perforar a profundidades mayores en áreas ya conocidas, encontrándose en la mayoría de los casos yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado. Por lo anterior, se hace aún más importante el estudio de estos yacimientos, y el entendimiento de los fenómenos que en ellos se presentan, tales como el de condensación retrógrada y el daño por acumulación de condensados.

La explotación por agotamiento natural de presión de estos yacimientos proporciona un método ineficiente para producir los componentes más valiosos, denominados *condensados*, en razón de que la disminución de la presión en el yacimiento por debajo de la presión de rocío durante la producción, propicia la precipitación y acumulación de éstos en las regiones cercanas al pozo. Este fenómeno, conocido como formación de bloque o banco de condensado, reduce la permeabilidad relativa al gas y por lo tanto la productividad del pozo hasta un orden de diez veces. El mayor reto en consecuencia en los yacimientos de gas y condensado, es evitar el depósito de las fracciones pesadas, las cuales representan la porción más rica del gas, y son responsables en gran parte, de su capacidad calorífica y en consecuencia de su precio.

La mayoría de los métodos propuestos en la literatura para reducir el daño causado por acumulación de condensado pueden agruparse de la manera siguiente:

- cambio de comportamiento de fases;
- reducción de caída de presión por acciones a nivel de pozo;
- cambio de las propiedades del sistema roca-fluidos;
- reducción de caída de presión por inyección o reinyección de un fluido.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se enfoca en el tratamiento por cambio en el comportamiento de fases, y a partir de un análisis PVT proporcionado como representativo para el *Campo A*, tiene por objetivo obtener un modelo de simulación que permita contrastar y conocer los efectos de la inyección de diversos agentes en el comportamiento de fases de un fluido gas condensado, con la finalidad de reducir el daño causado por la formación del banco de condensado mediante la revaporización de líquido. Los datos generados proveen un primer contraste de las ventajas y desventajas de inyectar uno u otro fluido, además de dar lugar al interés en profundizar con estudios de laboratorio en el comportamiento simulado por algunas mezclas de inyección.

RESUMEN

La presente tesis está organizada en cinco capítulos. En el primer capítulo se incluye un breve resumen de un estudio realizado por la CNH acerca del potencial de IOR-EOR de México, así como las características de los diferentes procesos de recuperación. Debido a la importancia que tiene la obtención de una muestra representativa del fluido de yacimiento en el entendimiento del potencial y factibilidad de la aplicación de los métodos de EOR, el capítulo contiene un tema dedicado al muestreo de fluidos. Se comprende también en el capítulo las características de algunos estudios PVT, estudios que simulan en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico, y que son indispensables para optimizar la producción de un campo de aceite y/o gas, esto al proporcionar conocimiento de los cambios volumétricos y de fases que el fluido del yacimiento pueda sufrir en su camino desde el yacimiento hasta el proceso de refinación. Por último, se incorpora en el capítulo una sección dedicada a las ecuaciones de estado de Van der Waals y Peng-Robinson, esta última la más utilizada en la industria petrolera, y que fue empleada en este trabajo para modelar los cambios producidos en el comportamiento de fases debido a la inyección de los productos químicos elegidos.

El segundo capítulo describe la clasificación de los yacimientos de hidrocarburos, con en los hidrocarburos que contienen y al diagrama de fases del fluido de yacimiento. El fenómeno de condensación retrógrada, importante en la formación del banco de condensado, se explica en el apartado dedicado a las características de los yacimientos de gas y condensado. La parte final del capítulo se enfoca en describir tanto el daño causado por la formación de condensados en los alrededores de los pozos de gas y condensado, como en señalar algunos de los métodos utilizados para aminorar este problema.

En el tercer capítulo se presenta la información adquirida del análisis PVT proporcionado; información utilizada en la obtención del modelo de simulación deseado (ecuación de estado ajustada) para representar la inyección de fluidos. Las consideraciones realizadas, así como el procedimiento efectuado para el ajuste de la ecuación de estado para el fluido original en el software de caracterización de fluidos (PVTi), también se incluyen en este capítulo. Al final se exhibe el diagrama de fases obtenido para el fluido muestreado, además de un contraste entre las observaciones experimentales y las observaciones reproducidas por la simulación.

De acuerdo a la literatura consultada, los fluidos de inyección elegidos para su estudio fueron: gas natural, dióxido de carbono, nitrógeno, metanol y la mezcla de dióxido

de carbono y metanol. En el cuarto capítulo se describe el procedimiento realizado para generar los datos de simulación necesarios para conocer el efecto de la inyección de estos fluidos. Para estudiar el efecto de los fluidos agregados, se simularon experimentos de agotamiento a composición constante (CCE) a temperatura de yacimiento.

En el quinto capítulo se analizan los efectos de la inyección en el comportamiento de fases de los dos fluidos seleccionados como casos base. Los datos obtenidos se presentan de manera gráfica, junto con los cambios en la composición del gas y/o líquido existentes a las condiciones de interés, en las simulaciones que se creyeron necesarias. Las conclusiones y recomendaciones derivadas de este análisis se presentan en el apartado inmediato posterior a este capítulo.

Finalmente se incluyen tres anexos. El anexo A, dedicado a un procedimiento para extender la fracción C_{7+} denominado método de Whitson; y los anexos B y C correspondientes a la nomenclatura y bibliografía respectivamente de este trabajo de tesis.

ABSTRACT

This thesis work is organized into five chapters. In the first chapter there is a brief summary of a study conducted by the CNH about IOR-EOR potential of Mexico, as well as the characteristics of different recovery processes. Due the importance of obtaining a representative sample of the reservoir fluid in understanding the potential and feasibility of the implementation of the methods of EOR, the chapter contains a topic dedicated to the fluid sampling. In the chapter, it is also understood the characteristics of PVT studies, that simulate in the laboratory the depletion of a volumetric and isothermal reservoir pressure, which are necessary to optimize production of an oil/gas field, because it provides knowledge about the volumetric and phases changes that the reservoir fluids may suffer on their way from the reservoir to the refining process. Finally, the chapter incorporates a section about Van der Waals and Peng-Robinson equations-of-state, being the latest equation the most used in the oil industry, and it was used in this work to model the changes in the phase behavior due to the injection of selected chemicals.

The second chapter describes the hydrocarbon reservoirs classification, based on the hydrocarbons contained and the reservoir fluids phase diagram. The phenomenon of retrograde condensation, that is important in the formation of "Condensate Banking", it is explained in the section that is dedicated to the gas and condensate fields characteristics. The chapter final part focuses on describing both the damage caused by the condensate formation in the gas condensate wells vicinity as in pointing out some methods used to reduce this problem.

The third chapter presents information obtained from provided PVT analysis. This information was used in obtaining the desired simulation model (adjusted equation-of-state) to represent the fluids injection. The considerations and the procedure performed to adjust the equation-of-state for the original fluid in the fluids characterization software (PVTi) are also included in this chapter. Finally, the phase diagram obtained for the sampled fluid, and a contrast between experimental observations and the reproduced observations by simulation are displayed.

According to the literature, the injection fluids chosen for their study were: natural gas, carbon dioxide, nitrogen, methanol and a carbon dioxide and methanol mixture. The fourth chapter describes the procedure performed to generate the simulation data needed to determine the injection effect of these fluids. To study the effect of the added

ABSTRACT

fluids, constant composition expansion (CCE) experiments were simulated at reservoir temperature.

The fifth chapter discusses the two fluids selected as base cases injection effects in the phase behavior. The obtained data are presented graphically, along with the existent gas and/or liquid composition changes at the interest conditions, in the simulations that were thought necessary. The conclusions and recommendations from this analysis are presented in the immediate post-chapter section.

Finally three annexes are included. Annex A, dedicated to a process for splitting the C_{7+} fraction called Whitson method; and annexes B and C corresponding to the nomenclature and bibliography respectively of this thesis work.

CAPÍTULO

I

ANTECEDENTES

CONTENIDO

I.1 Introducción	1
I.2 Potencial de IOR-EOR de México	3
I.3 Mecanismos de recuperación	5
I.4 Muestreo de fluidos	11
I.5 Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT)	16
I.6 Ecuaciones de estado de Van der Waals y Peng-Robinson	26

I.1 Introducción

Un volumen atractivo de petróleo adicional se encuentra al alcance de la infraestructura de campos petroleros existentes, con la ventaja de que las empresas operadoras conocen su ubicación, además de poseer una buena idea de su volumen. Este recurso es el petróleo que permanece en los yacimientos una vez que los métodos tradicionales de recuperación, tales como los procesos de producción primaria y secundaria, alcanzan sus límites económicos. Algunas investigaciones realizadas por organizaciones dedicadas al análisis de la industria de E&P, tales como la Agencia Internacional de Energía (AIE),

Cambridge Energy Research Associates y el Consejo Mundial del Petróleo, indican que el ritmo de declinación de los campos petroleros existentes se está incrementando significativamente con el tiempo, de modo que la obtención de producción adicional juega cada vez un papel más importante para cubrir la brecha existente entre la oferta y la demanda.

De acuerdo a estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía, se estima que la demanda mundial de energía continuará dependiendo de manera principal de los hidrocarburos (crudo y gas). Conforme a estos pronósticos, para el año 2030 los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total de energía, de este porcentaje, el crudo contribuirá con el 35%. Para este año también, se estima que la producción mundial de petróleo crudo supere los 100 millones de barriles por día. Las cifras anteriores, además de la contribución de diferentes fuentes a la producción mundial de aceite pueden observarse en la *figura 1.1*.

Entre las conclusiones de mayor importancia de este análisis, se encuentra que la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no-convencionales y nuevos descubrimientos, así como la aportación de la Recuperación Mejorada (*Enhanced Oil Recovery*, EOR, por sus siglas en inglés) a la producción mundial. Esta última como se verifica en la *figura 1.1*, proveerá de aproximadamente 25 millones de barriles diarios a la producción mundial para el año 2030.

En el futuro también, una fracción importante de la producción mundial de petróleo crudo (de 10 a 11 millones de barriles diarios para el 2030 aproximadamente) provendrá de recursos no-convencionales, tales como el aceite pesado, bitumen, aceite de aguas profundas, gases convertidos a líquidos por procesos de refinería y lutitas impregnadas con aceite o gas (*shale oil* y *shale gas*).

A nivel mundial se estima que un volumen cercano a los 2×10^{12} barriles de aceite convencional, más otros 5×10^{12} barriles de aceite no-convencional, permanecerá almacenado en los yacimientos del planeta después de que los métodos de recuperación convencional se hayan utilizado. En razón a lo anterior se entiende la importancia de los estudios de recuperación mejorada (EOR), incorporados en esquemas de recuperación avanzada (*Improved Oil Recovery*, IOR, por sus siglas en inglés) en los campos petroleros, así como el desarrollo de la tecnología enfocada al mejoramiento e innovación de los métodos a implementar para extraer esta gran cantidad de aceite remanente.

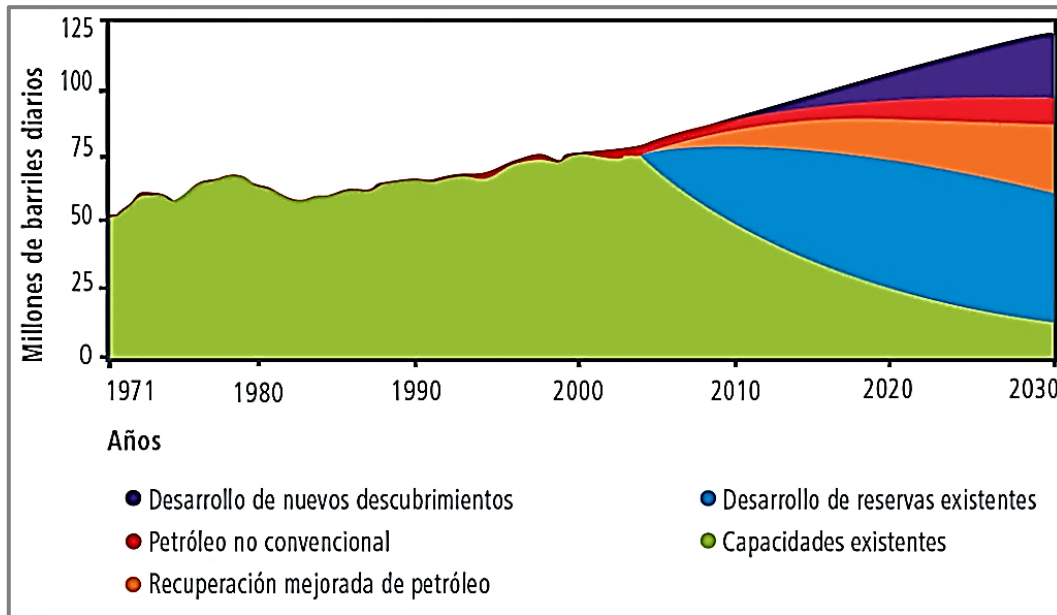


Figura 1.1 Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día (CNH, 2012).

I.2 Potencial de IOR-EOR de México

En la *figura 1.2* se muestra una gráfica realizada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con cifras adquiridas al 2010, en ésta puede apreciarse el importante potencial que posee el país con un volumen remanente de hidrocarburos de 216,219 mmb; volumen de crudo conocido de depósitos descubiertos y cuantificados, y al que casi en su totalidad se puede acceder únicamente con el uso de métodos de IOR-EOR.

Se destaca del gráfico que sólo el 4.63% de este volumen remanente pertenece a reservas 1P, una de las razones de este bajo nivel se debe de manera principal a la carencia de aplicación de métodos IOR-EOR que incrementen de manera importante el factor de recuperación de estos depósitos.

Del volumen descubierto sólo ha sido explotado el 14%, lo que representa un panorama alentador para la producción nacional ya que manifiesta que el aceite en México está muy lejos de agotarse, y demuestra que el futuro de la producción y la restitución de reservas, tendrán como una de sus componentes principales los volúmenes incorporados y producidos a través de la aplicación de técnicas de IOR-EOR; adicionalmente se tiene el factor a favor de que el riesgo geológico existente es bajo, en razón de que la gran mayoría de estos depósitos se encuentran en campos *brown field* (abandonados) y campos maduros.

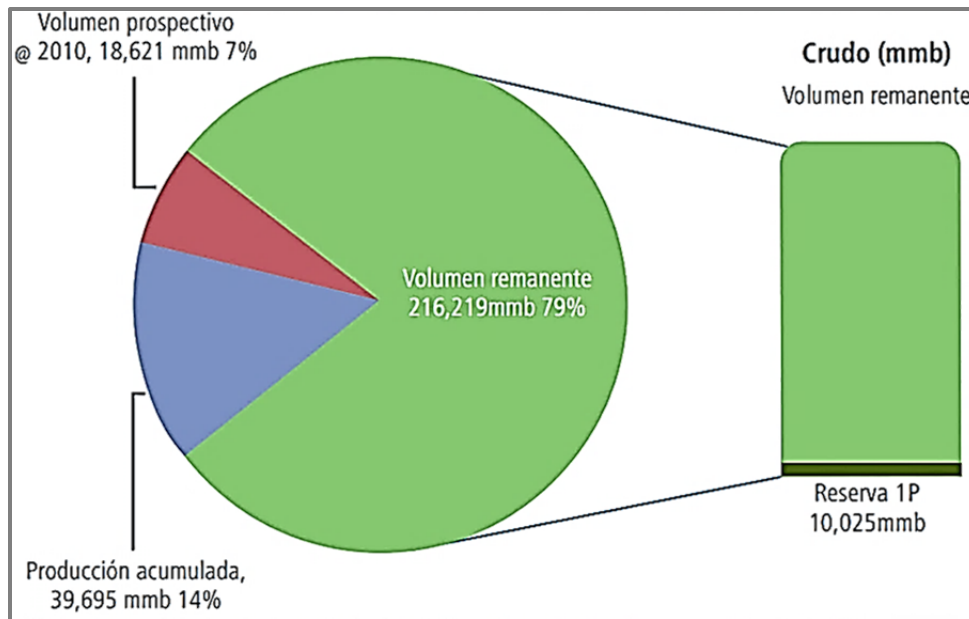


Figura 1.2 Volumen remanente de aceite en México (CNH, 2012).

Tabla 1.1 Distribución de aproximadamente el 90% del volumen remanente de aceite en México por yacimiento (CNH, 2012).

No. Yacimientos	Carbonatados	mmb	No. Yacimientos	Siliciclásticos	mmb
19	Ku-Maloob-Zaap	31,979	28	ATG	78,448
17	Poza Rica-Altamira	718,176	6	Cinco Presidentes	2,757
12	Abkatún-Pol-Chuc	79,547	2	Cantarell	1,267
14	Litoral de Tabasco	7,295	4	Ku-Maloob-Zaap	1,957
8	Cantarell	21,762	2	Litoral de Tabasco	535
7	Samaria-Luna	6,814	1	Samaria-Luna	647
4	Macuspana-Muspac	2,027			
5	Bellota-Jujo	4,883			

Aproximadamente el 90% del volumen de aceite remanente del país se encuentra en 129 yacimientos principales, los cuales pueden dividirse en 86 yacimientos carbonatados, con aproximadamente 102 mil millones de barriles, y 43 yacimientos siliciclásticos, con aproximadamente 85 mil millones de barriles. Estos volúmenes de aceite remanente también se pueden dividir de acuerdo a los Activos que administran los yacimientos como se indica en la *tabla 1.1*.

La CNH basada en una metodología desarrollada por la misma Comisión, y que se apoya en los criterios más comunes de escrutinio de EOR y en la aplicación de herramientas *data mining* (minería de datos) a proyectos exitosos de EOR, ha

determinado que principalmente en los 43 yacimientos siliciclásticos se pueden considerar como alternativas de recuperación mejorada a:

- inyección de gases miscibles;
- inyección de gases inmiscibles;
- inyección de vapor;
- inyección de químicos;
- combustión in-situ.

Para el caso de los 86 yacimientos carbonatados se consideran como alternativas de recuperación a:

- inyección de gases miscibles;
- inyección de gases inmiscibles;
- inyección de químicos.

Es importante mencionar que la metodología utilizada considera principalmente técnicas de recuperación maduras. Del análisis de los volúmenes extraíbles a través de estos métodos de recuperación se estableció una estimación conservadora:

- sólo 10% del volumen de aceite remanente podrá extraerse a través de métodos de recuperación mejorada;
- los yacimientos en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (ATG-Chicontepepec) son prescindibles;
- no se consideran volúmenes provenientes de aguas profundas;
- la recuperación se realizará con una relación máxima de extracción R/P de 20 años.

Los resultados arrojan que se podría recuperar un volumen del orden de 10 mil millones de barriles de aceite, con lo que se podría obtener una producción adicional promedio de aproximadamente un millón de barriles diarios. Cabe mencionar que en la determinación de este potencial no se consideran restricciones presupuestarias, y se requeriría primeramente de una evaluación económica para cada candidato.

I.3 Mecanismos de recuperación

Los procesos de recuperación de acuerdo a su orden cronológico tradicionalmente se han dividido en tres categorías: primaria, secundaria y terciaria. Los procesos involucrados en

cada una de estas etapas pueden resumirse como se muestra en la *figura 1.3*. Durante la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento. Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces fluidos como el agua o gas pueden ser inyectados para ayudar en el desplazamiento de los hidrocarburos existentes en el yacimiento. A la conversión de algunos pozos productores a inyectoros y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión en el yacimiento, se le conoce como recuperación secundaria. En términos generales, para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria) se puede ubicar en un rango de entre 20% y 50%, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

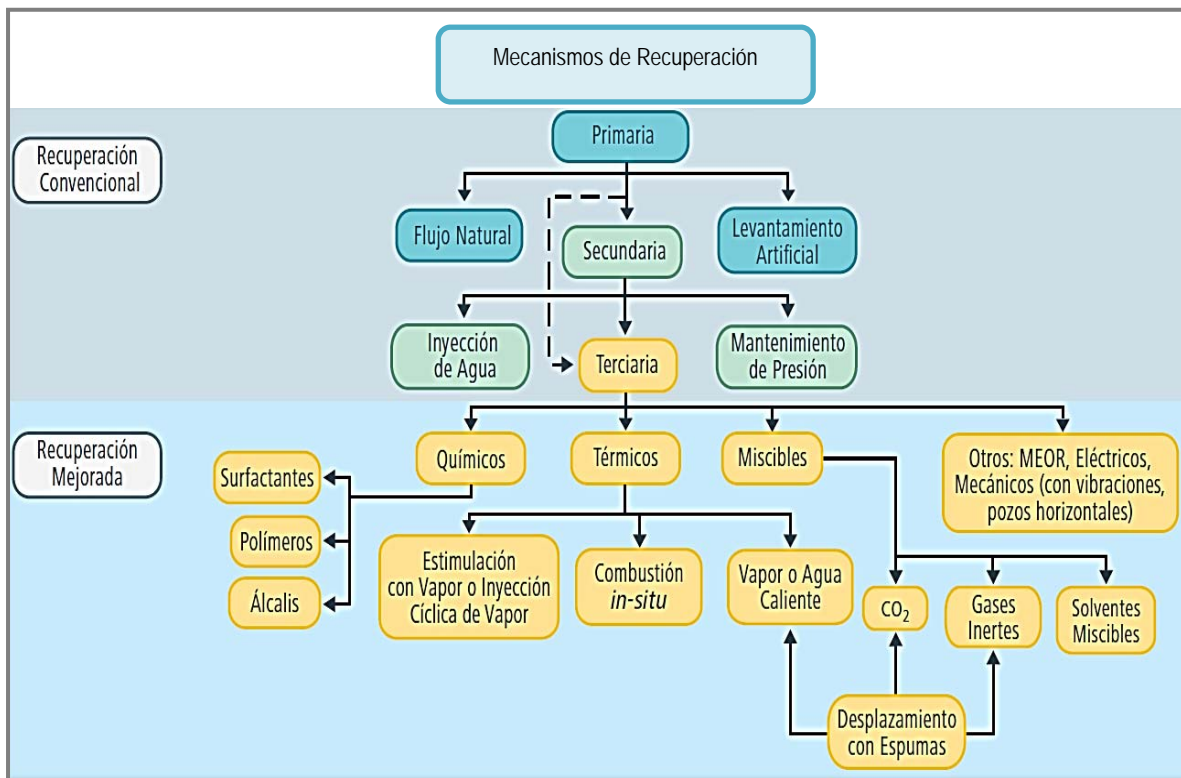


Figura 1.3 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (CNH, 2012).

Históricamente la recuperación terciaria se ha referido a una tercera etapa de producción, donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico; sin embargo, se podría definir simplemente como cualquier proceso de recuperación aplicado después de la recuperación secundaria.

La clasificación tradicional, que divide en una secuencia cronológica de tres etapas a los procesos de recuperación, no es tan general como se consideraba históricamente. Existen condiciones de producción no-conventionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables en ciertos yacimientos, tal es el caso de los aceites pesados, extra pesados e hidrocarburos de arenas bituminosas, ya que tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución. En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden de 5% del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos, químicos o inyección de gases miscibles para extraer el aceite.

I.3.1 Recuperación primaria

El comportamiento del proceso de recuperación primaria se rige por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluidos, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es muy importante, debido a que un mismo yacimiento explotado de diferentes formas permite obtener diferentes porcentajes de recuperación. Asimismo, las políticas de la empresa operadora del campo y las de la agencia reguladora gubernamental juegan un papel importante en el comportamiento de la producción.

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, los cuales son:

- expansión del sistema roca-fluidos;
- expansión del aceite por contenido de gas disuelto;
- expansión del casquete de gas;
- imbibición espontánea;
- empuje por afluencia del acuífero;
- segregación gravitacional;
- versiones de las anteriores, optimizadas mediante sistemas artificiales de producción.

Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos, por lo que el análisis de la variación de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada es fundamental para identificar la etapa en la que éste se encuentra. La reducción de la presión del yacimiento con el tiempo, es un aspecto en común entre todos los mecanismos de producción, y éste se debe básicamente a la extracción de fluidos para su producción. En la *tabla 1.2* se muestra un resumen de características relevantes de los diferentes mecanismos de producción primaria.

Tabla 1.2 Características de los mecanismos de producción primaria (CNH, 2012).

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas - Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca - fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Swi)	1-10% Promedio: 3%	-
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Swi)	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La surgencia de gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

I.3.2 Recuperación secundaria

Mediante este proceso de recuperación se le proporciona energía adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas), al proveer éstos un mecanismo de empuje extra al yacimiento.

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este remplazo, en cualquier etapa de la vida

productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos.

De acuerdo algunos autores, en yacimientos que han sido administrados de manera correcta, los factores de recuperación esperados pueden llegar a estar en el rango de entre 50% y 65% del volumen original; algunos otros más conservadores estiman que después de implementar un proceso de recuperación secundaria el factor de recuperación a obtener estará entre el 30% y 50%.

La inyección de agua es el método que más se ha utilizado como recuperación secundaria, y es considerado comúnmente en la industria como sinónimo del proceso.

I.3.3 Recuperación mejorada (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que están en el yacimiento pero con son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria), ya que las técnicas empleadas durante la recuperación mejorada pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento petrolero; lo anterior por ejemplo en la explotación de campos de crudo extra pesado, los cuales no pueden ser desarrollados sin la asignación de un fuerte capital de inversión en técnicas EOR. Por otro lado, la alta asignación de recursos económicos para los proyectos marinos y de aguas profundas garantiza una reevaluación de las filosofías de desarrollo, ya que las opciones de producción alguna vez consideradas terciarias, ahora necesitan ser consideradas como alternativas en las etapas de desarrollo iniciales.

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo en donde el factor de recuperación ha superado el 70% del volumen original in-situ.

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y alta viscosidad. Asimismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde

yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de arenas someras. Por lo anterior, los métodos de EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

La implementación de procesos de EOR depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productora neta, la permeabilidad, el aceite residual, porosidad y de las propiedades del fluido del yacimiento, tales como saturación, gravedad API, viscosidad y composición; por ejemplo, la inyección de un agente ajeno al yacimiento requiere la realización de pruebas de compatibilidad de fluidos previas, en razón de que el material inyectado como proceso de EOR en su interacción con los fluidos del yacimiento podría dar lugar a la formación de precipitados, reduciendo el espacio poroso y provocando caídas de presión adicionales e interferencia al flujo.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos y no-térmicos, pero la mayoría de métodos corresponden a una de las siguientes tres categorías generales: inyección de gas, inyección de químicos, y técnicas termales. En la *figura 1.4* puede observarse la clasificación de los diferentes métodos pertenecientes a estas categorías.

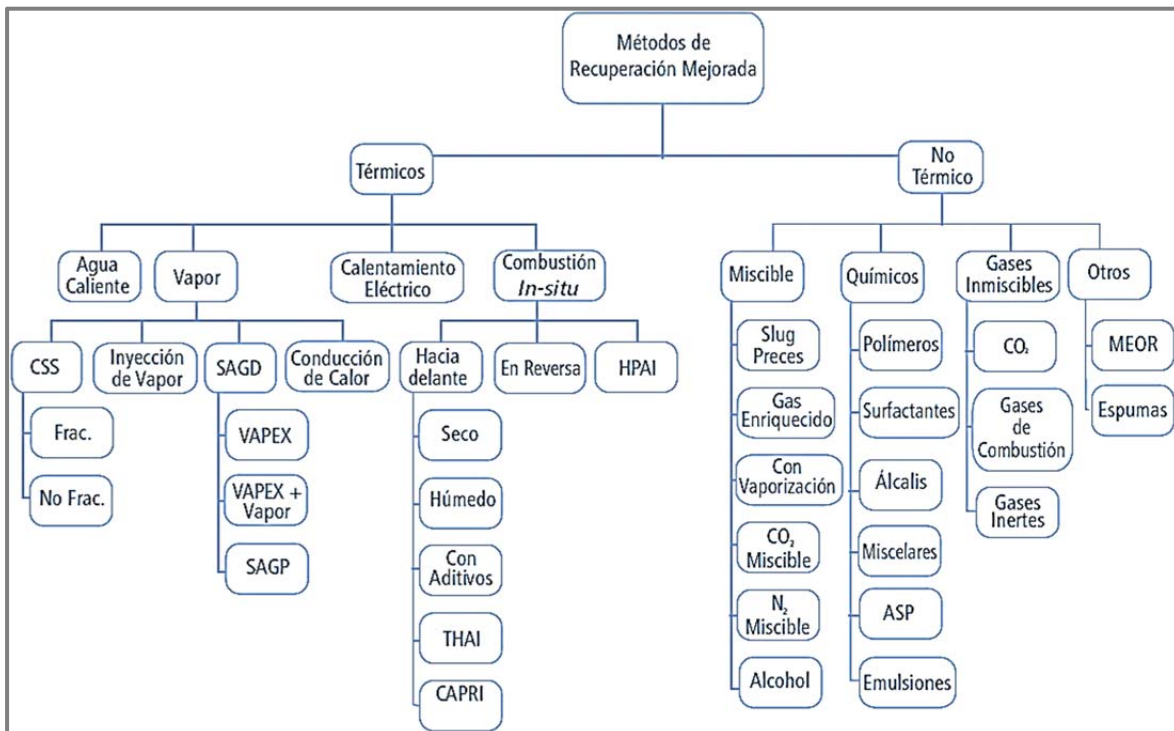


Figura 1.4 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (CNH, 2012).

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van desde intermedios a ligeros. De todos los métodos de EOR, los térmicos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70% de la producción mundial proveniente de métodos de EOR.

La inyección de químicos es más compleja, por lo que tiene mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es diseñada de manera apropiada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite. Por ejemplo, en yacimientos de gas y condensado se han realizado estudios de tratamiento con químicos para reducir el daño causado por bloqueo de líquidos (agua + condensado), esto mediante el cambio de la mojabilidad de una roca inicialmente mojada por agua a una mojabilidad neutra, reduciendo la saturación de líquidos y aumentando la permeabilidad relativa al gas.

I.3.4 Recuperación avanzada (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno, pozos horizontales, polímeros para el control de movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

I.4 Muestreo de Fluidos

Los estudios de laboratorio son muy importantes para conocer las propiedades de la formación productora, las propiedades de los fluidos contenidos y la distribución de los mismos, entre otros aspectos, los cuales ayudan a entender el potencial y la factibilidad de aplicación de los métodos de EOR. Este tipo de experimentos sirven también como sustento para dimensionar a escala de laboratorio las propiedades relevantes que son estudiadas a escala de núcleos, y que influyen en el desempeño de la implementación de los procesos de EOR, por lo tanto, los estudios de laboratorio aportan información necesaria para profundizar los estudios geológicos, petrofísicos y de ingeniería, los cuales sustentarán el diseño de un proyecto de recuperación a escala de yacimiento.

Las pruebas para la selección de los métodos EOR pueden clasificarse en 4 grupos:

- caracterización de la mezcla de hidrocarburos;
- estudios de fluidos de inyección;
- caracterización de núcleos de yacimiento;
- estudios de desplazamiento en medios porosos.

Para caracterizar a la mezcla de hidrocarburos es necesaria la obtención de una muestra representativa del fluido del yacimiento, es decir una muestra a condiciones in-situ. El muestreo es una operación muy importante, ya que los datos arrojados de experimentos PVT realizados a las muestras, se utilizan para realizar cálculos y simulaciones de trascendencia técnica y económica. Entre la información obtenida más importante se encuentra la siguiente:

- cálculo de las reservas de aceite y gas;
- programas de desarrollo del yacimiento;
- predicciones del comportamiento del yacimiento;
- cálculo de la vida fluyente de los pozos;
- diseño de baterías de separación y recolección;
- selección del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos;
- diseño de plantas de tratamiento, procesamiento y refinación.

Es importante mencionar que la obtención de una muestra representativa de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado, es considerablemente más difícil que la de un yacimiento de aceite negro. La razón principal de esta dificultad radica en la posible formación de condensado retrógrado durante el proceso de muestreo. Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras, éstas se pueden clasificar de la forma siguiente:

- muestras de superficie (recombinadas de separador);
- muestras de cabezal;
- muestras de fondo.

Cualquiera que sea el método de muestreo a utilizar, se recomienda realizarlo al comienzo de la vida productiva del yacimiento, ya que de esta manera la muestra será más representativa de la composición del fluido original.

Previo a la toma de cualquier muestra, se debe seleccionar el pozo y prepararlo para ello. A continuación se presenta una lista de las consideraciones más importantes a tomarse en cuenta.

- El pozo debe ser lo más reciente posible. Esto hace que se minimicen los efectos de gas libre existente en el yacimiento, e incrementa la posibilidad de que la composición de sus fluidos no haya experimentado muchos cambios.
- El pozo debe tener el mayor índice de productividad posible, a fin de mantener alta la presión en las cercanías del pozo.
- Se recomienda que el pozo no produzca agua. Si no existen pozos de este tipo, debe tenerse un cuidado especial en la ubicación de los equipos toma muestras de la prueba.
- Deben probarse varios pozos con diferentes gastos de producción para determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a tales gastos. Esto permitirá determinar cuál de ellos tiene la presión de flujo estabilizada más alta a un gasto de producción estabilizado.
- Debe seleccionarse el pozo que posea una relación gas-aceite (RGA) estable, para lo cual es importante el análisis de su historia de producción, que indicará los cambios de RGA o de producción. Los cambios en esta relación son indicios de cambios de saturación en las cercanías del pozo, lo cual hará imposible la obtención de una muestra representativa.

I.4.1 Muestras de superficie (recombinadas de separador)

En este procedimiento la toma de muestras se realiza en el separador de alta presión después de un periodo adecuado de estabilización, y posteriormente, en el laboratorio, se recombinan los fluidos en las mismas proporciones que existían al momento del muestreo de acuerdo a la relación gas-aceite medida en el separador.

Además de las muestras, se necesita la siguiente información complementaria, necesaria para lograr una buena recombinación de las muestras adquiridas:

- volumen de aceite en el separador y en el tanque de almacenamiento;
- temperatura y presión del separador;
- temperatura y presión del tanque de almacenamiento;
- gravedad específica del aceite;
- relación gas-aceite de producción;
- gravedad específica del gas;
- temperatura del fondo del pozo;
- presión de fondo fluyendo del pozo.

Este método es recomendable cuando la presión de fondo fluyendo del pozo es mayor que la presión de burbuja (P_b) de la mezcla de hidrocarburos. Si la presión de fondo fluyendo es menor, se produce gas libre y la presión de burbuja obtenida en el laboratorio será mayor que la original del yacimiento.

Total, presenta las siguientes recomendaciones para el muestreo en superficie:

- las muestras de gas y aceite deben ser tomadas de manera simultánea;
- el separador debe estar operando a condiciones estabilizadas de presión, temperatura y flujo;
- determinar con la mayor precisión posible las condiciones del separador durante el muestreo (P , T , RGA , q_o y q_g);
- para el muestreo de gas se recomienda llenar un cilindro evacuado;
- para el muestreo de líquido se recomienda utilizar la técnica de desplazamiento (la muestra de líquido desplaza al fluido del cilindro);
- las muestras deben ser tomadas en el separador de mayor presión.

I.4.2 Muestras de cabezal

Este procedimiento se aplica básicamente en la toma de muestras en pozos productores de condensados. Para realizarlo se requiere de la misma preparación e información de los pozos que el método de recombinación de muestras; la presión y la temperatura juegan un papel importante y, por ello, es necesario conocer sus valores en el punto de toma de la muestra.

Este método utiliza un tubo de pequeño diámetro que se introduce en el centro de la tubería de flujo del pozo, punto donde existe la mayor velocidad de flujo. El fluido que se pasa por dicho tubo es desviado a un separador auxiliar o a un recipiente para tomar muestras. También se pueden tomar muestras separadas de gas y líquido para tratarlas como en el método de recombinación de muestras.

Este procedimiento pierde exactitud cuando los pozos producen con alto contenido de líquido, ya que los líquidos se distribuyen a lo largo de la tubería y no fluyen distribuidos uniformemente en el gas, lo que ocasiona que no sean recogidos cuando el tubo toma muestras se ubica en el centro de la tubería.

I.4.3 Muestras de fondo

Para obtener este tipo de muestras es necesario preparar el pozo seleccionado para el muestreo, el tiempo requerido para esta actividad dependerá de la historia y capacidad de

producción del pozo. El pozo debe producirse al gasto de producción más bajo que pueda mantener y hasta que se haya estabilizada la *RGA* de producción, lo anterior con el objetivo de obtener la mayor presión de fondo fluyendo. Se recomienda también alcanzar la menor saturación de gas posible en las cercanías del pozo y, de ser factible, que esta saturación sea menor a la saturación crítica.

En la selección de la profundidad de muestreo debe elegirse un punto en el cual la presión en ese punto sea igual o mayor a la presión de burbuja del fluido del yacimiento, dicho punto normalmente se encontrará en la zona de mayor flujo y/o a la mayor profundidad de flujo.

Para el muestreo se introduce un tomamuestras con la ayuda de un cable, se ubica a la profundidad deseada y se activa su cierre desde la superficie, obteniendo la mezcla de hidrocarburos a la presión y temperatura de muestreo. Se recomienda tomar por lo menos 3 muestras, a las cuales se les debe determinar la presión de burbuja en el campo a temperatura ambiente; como regla general la diferencia de presión entre ellas no debe ser superior a 30 lpc (Rojas, 2003).

Una vez adquirida la muestra, ésta se lleva a la superficie, donde se determina el buen estado del equipo de muestreo que contiene los líquidos a presión, con la finalidad de verificar que no tenga pérdidas. La presión de la cámara debe ser ligeramente inferior a la presión de fondo fluyendo.

El muestreo de fondo no se recomienda en yacimientos de gas y condensado debido a que cuando el pozo está fluyendo, parte del líquido que se condensa dentro del pozo se queda adherido a las paredes de la tubería, y si la muestra de fondo se toma con el pozo fluyendo, la cantidad de líquido y gas que recogerá el equipo tomamuestras será en proporción diferente a la contenida en el yacimiento. Además, al cerrar el pozo el condensado que existe en la parte superior de la tubería de producción se depositará en el fondo del pozo, originando que el fluido del pozo contenga una mayor cantidad de hidrocarburos pesados que el fluido original; se recomienda por lo tanto que para yacimientos de gas y condensado las muestras se obtengan de superficie y se recombinen a las condiciones adecuadas.

A continuación se enlistan algunos de los problemas que pueden presentarse durante la toma de muestras.

- *Se encuentra gas libre en la cámara.* Esto se puede detectar por una reducción de la presión y de la temperatura de la cámara, desde la temperatura de fondo o de flujo a la temperatura ambiente de la superficie.

- *Al determinar la presión de burbuja mediante inyección de agua o de mercurio, esta resulta mayor que la presión de fondo fluyendo.* En este caso es posible que se haya recolectado gas libre en el fondo o que se haya perdido petróleo durante su desplazamiento desde el fondo hasta la superficie.

En la *tabla 1.3* se señalan algunas ventajas y desventajas de los diferentes tipos de muestreo.

Tabla 1.3 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de muestreo (Rojas, 2003).

Tipos de muestreo	Ventajas	Desventajas
Superficie	<ul style="list-style-type: none"> -La muestra no se contamina con fluidos acumulados en el pozo. -Menor costo y riesgo que el de fondo. -Permite tomar muestras de gran volumen. -Las muestras son de fácil manejo en el campo y superficie. 	<ul style="list-style-type: none"> -Los resultados dependen de la exactitud de la medición de los gastos de producción. -Resultados erróneos cuando se tiene separación gas-líquido deficiente. -Pequeños errores de medición de tasas de flujo y recombinación generan muestras no representativas.
Cabezal	<ul style="list-style-type: none"> -Rápido y de bajo costo. -No requiere de medición de tasas de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos que ocurre durante el muestreo.
Fondo	<ul style="list-style-type: none"> -No requiere de medición de las tasas de flujo. -No es afectado por problemas de separación gas-líquido en el separador. 	<ul style="list-style-type: none"> -No se toman muestras representativas cuando $P_{wf} < P_b$. -Volumen de muestra pequeña. -Pueden ocurrir fugas durante la recuperación del muestreador a superficie. -Posible pescado por rotura del equipo. -Peligro de accidentes en el manejo de la muestra a alta presión.

I.5 Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT)

Para optimizar la producción de un campo de aceite y/o gas, es necesario disponer de un extenso conocimiento de los cambios volumétricos y de fases que el fluido del yacimiento pueda sufrir en su camino desde el yacimiento hasta el proceso de refinación. La presión y temperatura disminuirán gradualmente con la producción del pozo, disminuyendo aún

más en las líneas de flujo que conectan el pozo con la central de recolección, y en la misma central en sí (separadores, equipo de procesamiento, etc.).

Las condiciones en el mismo yacimiento también cambiarán como resultado de la producción. Un yacimiento monofásico de aceite o gas en la fase exploratoria, puede un tiempo después de su explotación convertirse en un yacimiento con dos fases presentes. Esta separación de fases se da como resultado del material extraído del yacimiento. Con más espacio disponible para el fluido remanente del yacimiento, la presión disminuirá y después de algún tiempo puede llegar a la presión de saturación, con la que la segunda fase (gas o aceite) comenzará a formarse.

Propiedades PVT es el término general utilizado para expresar el comportamiento volumétrico de algún fluido de yacimiento como una función de la presión y temperatura. Una propiedad PVT esencial es la presión de saturación a la temperatura del yacimiento, ya que a partir del momento en que se alcance esta presión en el yacimiento y la segunda fase se comience a formar, la composición de la corriente del pozo producida muy probablemente cambiará, a consecuencia de que la producción provendrá principalmente de la zona de gas o de la zona de líquido.

Debido a lo anterior se requieren análisis PVT precisos del fluido del yacimiento para caracterizarlo correctamente y conocer su comportamiento, los cuales consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Estos estudios permitirán determinar las diferentes propiedades físicas de los fluidos en un amplio rango de temperaturas y presiones, así como también permitirán conocer cómo cambian las propiedades originales del yacimiento a medida que varía la composición de la mezcla de hidrocarburos debido a la producción del mismo.

En general se puede señalar que las propiedades PVT permiten predecir:

- el cambio en la composición de la corriente de flujo como función del tiempo;
- el diseño de terminación, el cual depende de las propiedades de los fluidos en el pozo;
- el efecto de la reinyección de gas;
- los efectos de miscibilidad;
- las cantidades y composiciones de los líquidos que quedan en el yacimiento y sus propiedades: densidad, tensión superficial, viscosidad, entre otras;
- la concentración de H_2S , N_2 y CO_2 en el gas producido.

La cantidad de datos deseados determina el número de pruebas a realizar en el laboratorio. En general, existen tres tipos de pruebas de laboratorio utilizadas para

estudiar muestras de yacimientos de hidrocarburos, estas pruebas se enlistan a continuación.

- *Pruebas primarias.* Estas pruebas son simples, y son pruebas rutinarias realizadas en el campo, tales como la medición de la densidad relativa y la determinación de la *RGA* de los fluidos producidos.
- *Pruebas de laboratorio rutinarias.* Estas son varias pruebas de laboratorio que se llevan a cabo comúnmente para caracterizar el fluido del yacimiento, en estas pruebas se incluyen el análisis de la composición del sistema, expansión a composición constante (CCE), liberación diferencial, prueba de separadores y agotamiento a volumen constante (CVD).
- *Pruebas de laboratorio especiales.* Este tipo de pruebas se llevan a cabo para aplicaciones muy específicas. Por ejemplo, si un yacimiento va a ser sometido a un proceso de inyección cíclica de gas, se pueden realizar pruebas de tubo delgado (slim tube) o pruebas de hinchamiento (swelling).

I.5.1 Tipos de separación gas-líquido

Las pruebas de laboratorio utilizadas para conocer el comportamiento PVT del fluido de yacimiento, deben simular los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante el proceso de producción desde el yacimiento hasta los separadores. Dos tipos de separación se pueden presentar.

- *Separación diferencial.* Se define como aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso. En el caso de un gas condensado el gas separado es removido parcial o totalmente del contacto con el condensado. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto con el gas mientras la saturación no alcance la saturación crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos de producción y la composición del sistema gas-líquido estará cambiando continuamente; por lo que bajo estas condiciones el proceso de separación será de tipo diferencial, con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.
- *Separación instantánea (flash).* En la separación instantánea la composición total del sistema se mantiene constante durante el agotamiento de presión, por lo que las fases separadas permanecerán en contacto durante el depresionamiento. En las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores las fases gas y líquido se mantienen en contacto, sin un cambio apreciable de la composición del sistema, y

en agitación permanente, lo cual permite el equilibrio entre las fases. Bajo estas condiciones el proceso de separación es de tipo instantáneo.

En un gas condensado más líquido se condensa en la separación instantánea que en la diferencial, debido a que en la separación instantánea permanece mayor cantidad de gas en el sistema, del cual más y más componentes pesados se pueden condensar al disminuir la presión.

I.5.2 Prueba de expansión a composición constante (CCE)

Esta prueba también se conoce como separación flash, se define como el proceso por el cual, todo el gas o aceite liberado de una mezcla de hidrocarburos permanece en contacto y en equilibrio con la fase de la que se separa. Este procedimiento consiste en efectuar varias etapas de agotamiento de presión, variando el volumen inicial de la celda PVT que contiene la muestra, manteniendo durante el proceso la temperatura constante.

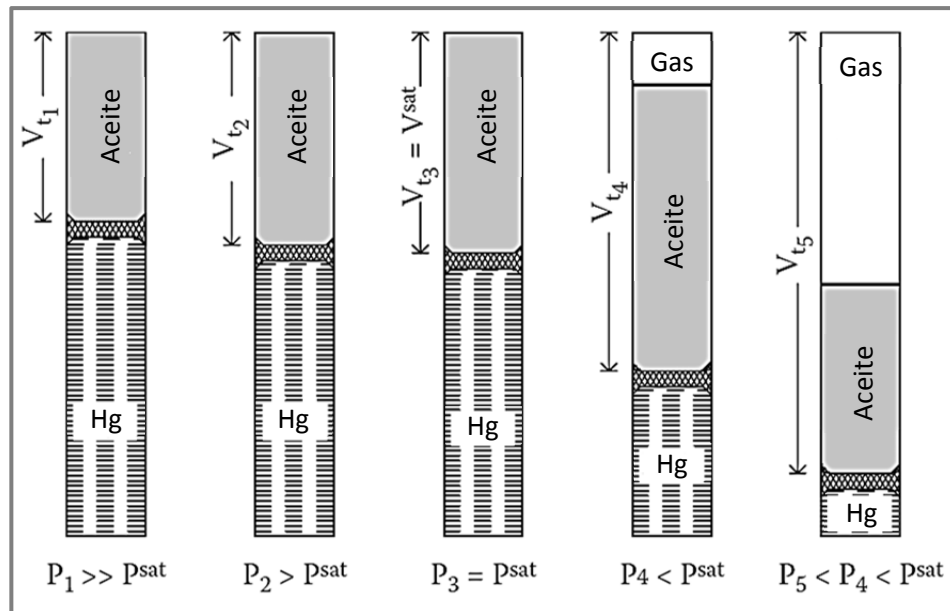


Figura 1.5 Prueba de expansión a composición constante para un petróleo crudo.

Esta prueba comúnmente conocida como prueba de presión-volumen, se realiza en fluidos de yacimientos de gas y condensado o petróleos crudos para simular las relaciones presión-volumen de estos sistemas de hidrocarburos, obtenidas éstas bajo un proceso de equilibrio o de liberación instantánea. Algunos de los parámetros obtenidos con un experimento CCE son los siguientes:

- presión de saturación (presión de burbuja o presión de rocío);
- coeficientes de compresibilidad isotérmica de fluidos en una sola fase por encima de la presión de saturación;
- factores de compresibilidad de la fase gaseosa;
- volumen total de hidrocarburos en función de la presión.

El procedimiento experimental, como se muestra en la *figura 1.5*, consiste en colocar una muestra del fluido del yacimiento (aceite o gas) en una celda visual PVT a la temperatura del yacimiento y a una presión por encima de su presión inicial. La presión de la celda se disminuye a temperatura constante al ir removiendo mercurio a pequeños intervalos de la celda, incrementando así el espacio disponible para el fluido, se agita la celda y se permite un tiempo suficiente para que ocurra el equilibrio, sin remover de ella ningún líquido ni gas. Se mide entonces el cambio en el volumen total de hidrocarburos (V_t) para cada decremento de presión.

Este procedimiento se continúa hasta observar un cambio brusco en la pendiente del gráfico de *presión vs volumen* (*figura 1.6*). Para petróleo crudo este cambio ocurre cuando el gas en solución comienza a liberarse y, por lo tanto, indica la presión de burbuja del sistema de hidrocarburos ($P_{sat} = P_b$). El volumen correspondiente (V_{sat}) se mide y registra para utilizarlo como referencia. El volumen del sistema de hidrocarburos en función de la presión de la celda se reporta como el cociente del volumen de referencia. Éste se denomina volumen relativo y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad (1)$$

donde V_{rel} es el volumen relativo; V_t el volumen total del sistema de hidrocarburos; y V_{sat} el volumen a la presión de saturación.

Una vez obtenido el equilibrio se registra la presión resultante. El proceso se repite, midiendo en cada paso el volumen total del sistema de hidrocarburos en función de la presión de la celda. Este volumen se denomina volumen total, V_t , ya que, a presiones por debajo de la presión de burbuja o presión de rocío en el caso de un gas condensado, incluye tanto a la fase gas como a la fase líquida.

Con los datos reportados, es posible conocer también los volúmenes relativos de la fase líquida o vapor respecto al volumen total de hidrocarburos a las diferentes presiones, datos que se utilizan también en análisis de comportamiento de fases.

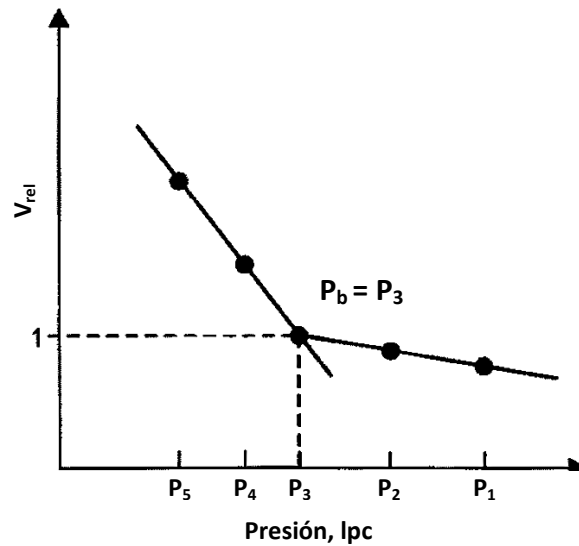


Figura 1.6 Determinación de la presión de burbuja con datos de una prueba PVT. Se observa que el volumen relativo es igual a uno a la presión de saturación, P_3 (Paris, 2009).

I.5.3 Prueba de agotamiento a volumen constante (CVD)

Esta prueba se muestra en la *figura 1.7*. Como en la prueba de expansión a composición constante, una cantidad fija de fluido de yacimiento (*gas condensado o aceite volátil*) se transfiere a una celda que se mantiene a temperatura constante, comúnmente la temperatura del yacimiento. La celda es ensamblada de la misma manera que para un experimento CCE, con la diferencia de que para la prueba CVD la celda está equipada con una válvula en la parte superior, permitiendo la extracción del gas durante el experimento. El experimento se inicia a la presión de saturación.

La presión de saturación, P_{sat} , y el volumen a la presión de saturación, V_{sat} , son registrados. El volumen se incrementa, lo que causará un decremento de presión, y la separación de dos fases ocurrirá en la celda. El volumen de la mezcla se reduce posteriormente hasta el V_{sat} dejando que el exceso de gas sea extraído a través de la válvula en la parte superior, manteniendo la presión constante. Se procede entonces a registrar la cantidad de gas depresionado como un porcentaje del gas inicial en la celda, así como el volumen de líquido en la celda como un porcentaje del volumen a la presión de saturación. El factor de compresibilidad (Z) a las condiciones de la celda y la composición del gas extraído son registrados. El volumen se incrementa nuevamente, y se repite el proceso hasta alcanzar una presión de entre 100 y 40 bar (Schou, 2007).

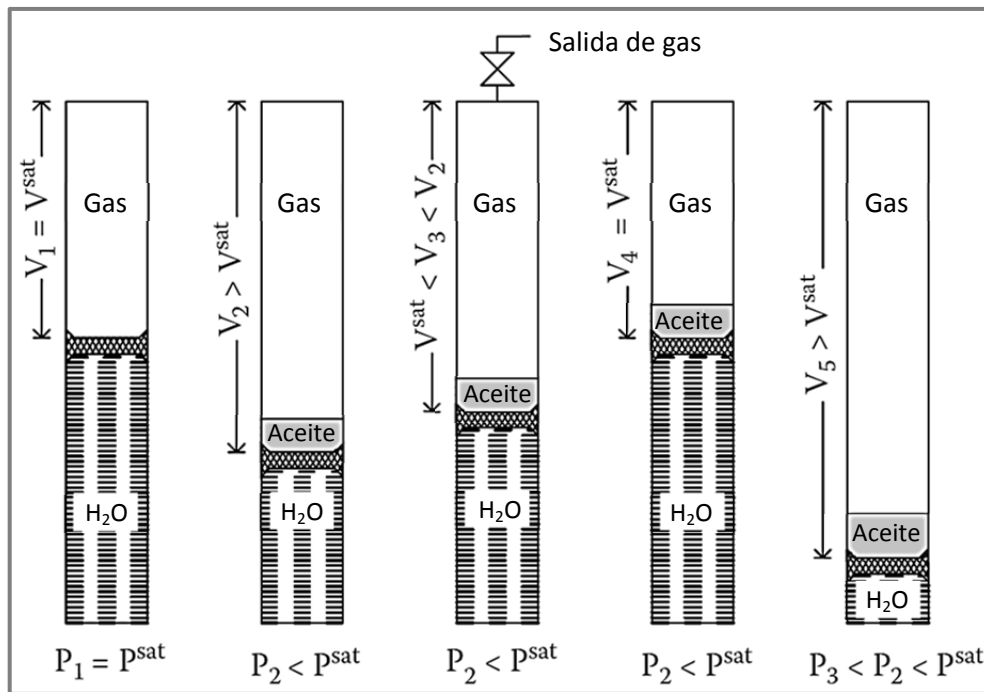


Figura 1.7 Prueba de agotamiento a volumen constante para un gas condensado.

La prueba de agotamiento a volumen constante, ha sido diseñada para adquirir información de los cambios a través del tiempo de las propiedades PVT de las corrientes del pozo producidas de yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil; el yacimiento es visto como un tanque de temperatura y volumen fijos. Durante la producción la presión decrece porque se remueve material del yacimiento, mientras que el volumen y la temperatura se mantienen casi constantes. Cuando la presión alcanza la presión de saturación, la mezcla se divide en dos fases, un gas y un líquido. Si toda la producción proviene de la zona de gas, la mezcla producida tendrá la misma composición que el gas eliminado de la celda en un experimento de agotamiento a volumen constante. Este gas llegará a ser gradualmente menos rico en hidrocarburos pesados, y por lo tanto menos líquido será recuperado de la batería de separación.

La cantidad de fluido producido del yacimiento desde una presión P_1 hasta una presión P_2 , corresponde a la cantidad de gas extraído a través de la válvula superior de la celda PVT en la etapa de depresionamiento $P_1 P_2$.

Los resultados principales obtenidos de una prueba CVD se enlistan a continuación.

- *Volumen de líquido.* Volumen de líquido respecto al volumen medido a la presión de saturación expresado en porcentaje.

- *Factor de compresibilidad del gas.* Calculado del gas extraído de la celda a condiciones de la misma.
- *Factor de compresibilidad de las dos fases.* El promedio del gas y el líquido en la celda después de remover el exceso de gas.
- *Viscosidad del gas.* Viscosidad del gas en la celda, ésta por lo general no se mide, sino que se calcula.
- *Composiciones del gas.* Composición molar del gas liberado en las distintas etapas de depresionamiento.

I.5.4 Prueba de liberación diferencial o de vaporización

En la *figura 1.8* se esboza un experimento de liberación diferencial. Éste sólo se lleva a cabo para mezclas de aceite. En el proceso de liberación diferencial, el gas liberado del aceite es removido continuamente del contacto entre fases una vez alcanzado el equilibrio.

Entre los datos experimentales obtenidos de esta prueba se tienen:

- la cantidad del gas en solución como una función de la presión;
- el encogimiento en el volumen de aceite como una función de la presión;
- propiedades del gas removido de la celda, tales como composición, factor de compresibilidad y gravedad específica;
- densidad del petróleo remanente en función de la presión.

La prueba comienza de la misma manera que una prueba CCE. La muestra de fluido se coloca en una celda a una presión por encima de la presión de saturación del fluido del yacimiento. La presión se va disminuyendo con pequeños incrementos de volumen y se mide el cambio en el volumen del sistema. Esto se repite hasta que aparece la primera burbuja de gas, es decir, al alcanzar la presión de burbuja. Posteriormente, para presiones determinadas o incrementos de volumen se retira mercurio de la celda y ocurre liberación del gas en solución. Después, se agita la celda hasta alcanzar el equilibrio entre las fases presentes y se retira de la celda todo el gas liberado.

El objetivo principal de los experimentos PVT es conocer de manera experimental el comportamiento del fluido del yacimiento a las condiciones de éste. El experimento de liberación diferencial tiene el propósito secundario de generar información acerca de los cambios volumétricos que tienen lugar con el flujo del pozo cuando produce a condiciones normales.

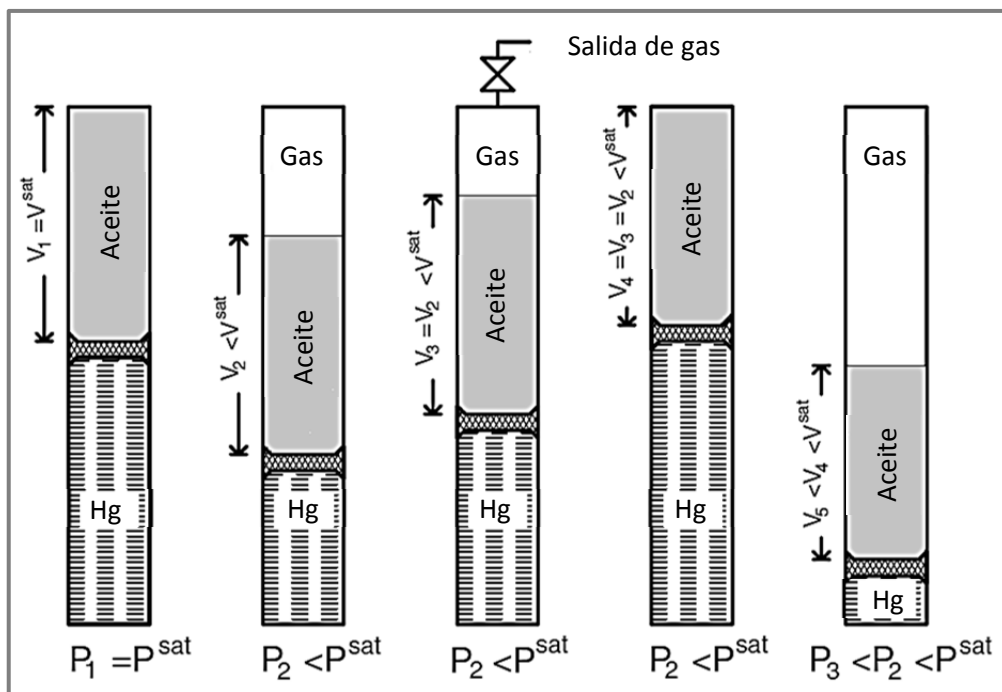


Figura 1.8 Representación esquemática de una prueba de liberación diferencial.

El volumen total del gas y del aceite se determina por los cambios en volúmenes de mercurio durante la prueba. Todo el gas libre se retira de la celda a una presión constante inyectando mercurio. Luego, el volumen de gas libre desplazado y el volumen de aceite remanente en la celda se miden así en las condiciones de la celda. Como el gas libre también se mide en condiciones normales, se puede estimar el factor de desviación del gas.

Después de ese punto, la presión se reduce en varias etapas, usualmente de 10 a 15 niveles de presión. A cada presión de análisis se agita la muestra para alcanzar el equilibrio y todo el gas liberado se remueve, y su volumen se mide en condiciones estándar.

El volumen de aceite remanente, V_L , se mide a cada nivel de presión. Es importante señalar que este aceite remanente está sujeto a continuos cambios de composición y progresivamente se irá enriqueciendo en los componentes más pesados. Este tipo de liberación se caracteriza por la variación de la composición del sistema total de hidrocarburos.

Este procedimiento se repite para todos los decrementos de presión hasta que sólo queda aceite en la celda a la temperatura de yacimiento y presión atmosférica. Posteriormente el volumen de aceite residual (V_{sc}) se mide y se convierte a un volumen a 60 °F.

El factor de merma del aceite (FM), debido a cambios de temperatura, se determina retirando aceite de la celda, donde se encuentra a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, y trasladándolo a un recipiente donde se pueda medir su volumen a la temperatura estándar de 60 °F.

Los factores volumétricos del aceite obtenidos por separación diferencial, B_{od} , a todos los niveles de presión, se calculan dividiendo los volúmenes de aceite registrados, V_L , entre el volumen de aceite residual, V_{sc} . Es decir:

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \quad (2)$$

La razón gas en solución diferencial, R_{sd} , se calcula dividiendo el volumen del gas en solución entre el volumen de aceite residual.

Es importante señalar que la prueba de liberación diferencial representa el comportamiento de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento a medida que la presión declina. Por esta razón, se debe llevar esta mezcla a la superficie a través de separadores y hasta el tanque de almacenamiento, lo anterior se realiza mediante una prueba de separación instantánea o prueba de separadores.

La prueba de liberación diferencial se considera para describir mejor el proceso de separación que ocurre en el yacimiento, así como para simular el comportamiento fluyente de los sistemas hidrocarburos por encima de la saturación crítica de gas. Cuando la saturación del gas liberado alcanza la saturación crítica de gas, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás al aceite que lo contenía inicialmente. Esto se atribuye al hecho de que los gases tienen, en general, movibilidades más altas que los aceites. En consecuencia, este comportamiento obedece la secuencia de la liberación diferencial.

I.5.5 Prueba de separadores

La prueba de separadores está enfocada a determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento cuando éste pasa a través del separador (o separadores) y después al tanque de almacenamiento en la central de recolección. El comportamiento volumétrico final está influenciado por las condiciones de operación, esto es, las presiones y las temperaturas de las instalaciones de separación en superficie. El objetivo principal de realizar esta prueba es obtener información esencial de laboratorio necesaria para determinar las condiciones óptimas de separación, las cuales maximizarán el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento. Además, los resultados de estas pruebas, combinados adecuadamente con los datos obtenidos de una

prueba de liberación diferencial, proporcionan una forma de obtener los parámetros PVT (B_o , R_s , y B_t) requeridos para cálculos de ingeniería petrolera.

La prueba consiste en colocar una muestra de hidrocarburos a su presión de saturación y temperatura de yacimiento. El volumen de la muestra es registrado como V_{sat} . La muestra de hidrocarburos es entonces desplazada y sometida a la prueba de liberación instantánea a través de un sistema de separadores de una, dos o tres etapas comúnmente. La presión y temperatura de estas etapas se establecen para representar las condiciones de separación deseadas o actuales en superficie. El gas liberado de cada etapa es retirado y se miden su gravedad específica y volumen a condiciones estándar. El volumen de aceite remanente en la última etapa (que representa las condiciones de tanque) se mide y se registra como $(V_o)_{st}$. Estos datos experimentales se usan para determinar el factor volumétrico del aceite en la formación y la solubilidad del gas a la presión de burbuja de la siguiente manera:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}} \quad (3)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \quad (4)$$

donde B_{ofb} es el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja; R_{sfb} la relación gas en solución a la presión de burbuja, medida en la prueba de liberación instantánea; y $(V_g)_{sc}$ el volumen total de gas removido de los separadores.

El procedimiento de laboratorio anterior se repite a una serie de diferentes presiones de separación a una temperatura fija. Usualmente se recomienda que cuatro de estas pruebas sean utilizadas para determinar la presión de separación óptima, que por lo general se considera será la presión de separación que corresponda al menor valor del factor de volumen del aceite en la formación. A esta misma presión, la gravedad del aceite a condiciones normales será máxima, y el gas total separado, es decir, el gas del separador y el gas en el tanque de almacenamiento, será mínimo.

I.6 Ecuaciones de estado de Van der Waals y Peng-Robinson

Los fluidos de yacimiento contienen una variedad de sustancias de diversa naturaleza química que incluye a hidrocarburos y no-hidrocarburos. Hidrocarburos en el rango desde el metano (CH_4) hasta sustancias que pueden contener hasta 100 átomos de carbono, incluso cuando estas moléculas se encuentran dispersas individualmente (monómeros).

Los no-hidrocarburos incluyen a sustancias tales como N_2 , CO_2 , H_2S , S , H_2O , He , e incluso pequeñas cantidades de Hg . La química de los fluidos hidrocarburos de yacimiento es muy compleja. El metano, con frecuencia un componente predominante de los yacimientos de gas natural y de los yacimientos de aceite, es un gas, hidrocarburos desde nC_5 hasta tan pesados como nC_{15} pueden estar en estado líquido, y parafinas normales más pesadas que nC_{15} pueden estar en estado sólido a temperatura ambiente. Sin embargo, las mezclas de estos hidrocarburos pueden estar en estado gaseoso o líquido a las presiones y temperaturas encontradas regularmente en los yacimientos de petróleo. La mayoría de yacimientos se encuentran dentro de un rango de temperaturas que va de 80 hasta 350 °F (26.7 a 176.7 °C), y dentro de un rango de presiones que va de 50 a 20,000 lpc (3.5 a 1406.1 kg/cm² absoluta). Cuando se inyecta vapor en el yacimiento, la temperatura puede alcanzar los 550 °F (287.8 °C), y para combustión in-situ la temperatura puede ser incluso más alta (Firoozabadi, 1999). A pesar de la complejidad de los fluidos hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos, ecuaciones de estado cúbicas simples han mostrado resultados notables en los cálculos del comportamiento de fases, tanto para equilibrio vapor-líquido como para equilibrio vapor-líquido-líquido de estos complejos fluidos. Una ecuación de estado es una expresión algebraica que puede representar el comportamiento de fases de un fluido, es decir una expresión que relaciona a la presión, temperatura y volumen de un componente puro o de una mezcla.

La ecuación de estado más simple y mejor conocida es la ecuación de los gases ideales, la cual se expresa matemáticamente como:

$$PV_M = RT \quad (5)$$

donde V_M es el volumen molar de una unidad de peso molecular del gas y R la constante universal de los gases. Para n moles de un gas ideal, la ecuación 5 se transforma en:

$$PV = nRT \quad (6)$$

donde V es el volumen de n moles de gas a la temperatura T y presión P . Debido a que n es la masa del gas dividida por su masa molar, la ecuación 6 puede escribirse como:

$$PV = \frac{m}{M}RT \quad (7)$$

donde m es la masa y M la masa molar del gas.

La ecuación de los gases ideales se emplea solamente para describir el comportamiento volumétrico de gases hidrocarburos reales a presiones cercanas a la

atmosférica, para las cuales fue derivada experimentalmente. La ecuación de estado para gases ideales se puede expresar como la *ecuación de estado de la compresibilidad* para gases reales de la siguiente manera:

$$PV_M = ZRT \quad (8)$$

con,

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (9)$$

donde Z es el *factor de desviación*. Para n moles de un gas real, la *ecuación 8* se transforma en:

$$PV = ZnRT \quad (10)$$

Una de las limitaciones en el uso de la ecuación de estado de la compresibilidad para describir el comportamiento de gases reales, es que el factor de desviación no es constante. Por lo tanto, se requieren técnicas gráficas o numéricas para su cálculo debido a que no se pueden realizar manipulaciones matemáticas con esta ecuación de estado. La mayor parte de otras ecuaciones de estado utilizadas, han sido desarrolladas con coeficientes que corrijan la ley de los gases ideales para que la no-idealidad pueda suponerse constante. Esto permite que las ecuaciones de estado se puedan emplear en cálculos involucrando diferenciación e integración.

La mayoría de los cálculos PVT llevados a cabo para mezclas de aceite y gas se basan en una ecuación de estado cúbica. Este tipo de ecuaciones se remontan más de 100 años atrás con la famosa ecuación de Van der Waals (1873). Las ecuaciones de estado cúbicas más comúnmente utilizadas hoy en día en la industria petrolera son muy similares a la ecuación de Van der Waals. La primera ecuación de estado cúbica de uso generalizado fue la presentada por Redlich y Kwong en 1949. Soave (1972), Peng y Robinson (1976 y 1978) desarrollaron aún más esta ecuación en los años 70's. Peneloux et al. (1982) presentaron el concepto de *volume shift* (traslación de volumen) con el propósito de mejorar las predicciones en la densidad del líquido de las dos ecuaciones anteriores. El incremento en el uso de las ecuaciones de estado cúbicas visto en los últimos 30 años se debe en gran medida a la disponibilidad de ordenadores potentes que han hecho posible que, en cuestión de segundos, se lleven a cabo millones de cálculos de equilibrio de fases y propiedades físicas de sistemas multicomponentes utilizando una ecuación de estado como base termodinámica.

I.6.1 Ecuación de estado de Van der Waals

Durante el desarrollo de la ecuación de estado para gases ideales, como la expresada por la *ecuación 5*, se consideraron dos suposiciones, la primer suposición considera que el volumen de las moléculas de gas es insignificante en comparación con el volumen del recipiente que lo contiene y la distancia entre las moléculas, y la segunda suposición considera la inexistencia de fuerzas de atracción o de repulsión entre las moléculas del gas o entre el gas y las paredes del recipiente que los contiene.

Una de las primeras ecuaciones de estado para representar el comportamiento de los gases reales fue desarrollada por Van der Waals en 1873. Van der Waals se enfocó en tratar de eliminar las dos suposiciones mencionadas anteriormente mediante su ecuación de estado, explicando que las moléculas de gas ocupan una fracción significativa de volumen a presiones elevadas.

Para contrarrestar la primera suposición, Van der Waals propuso que el volumen de las moléculas, representado por el parámetro b debe restarse del volumen real V_M en la *ecuación 5*; arreglando esta última ecuación se tiene:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} \quad (11)$$

donde el parámetro b representa el volumen de las moléculas que se restan y V_M es la variable que representa el volumen molar real.

Para eliminar la segunda suposición, Van der Waals restó a la *ecuación 11* un término de corrección definido como a/V_M^2 para tomar en cuenta las fuerzas de atracción entre las moléculas, Van der Waals propuso entonces la expresión matemática siguiente:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a}{V_M^2} \quad (12)$$

o bien,

$$\left(P + \frac{a}{V_M^2}\right)(V_M - b) = RT \quad (13)$$

La *ecuación 13* representa la ecuación de Van der Waals, la cual es diferente de la ecuación de los gases ideales, *ecuación 5*, por la adición del término a/V_M^2 a la presión y la sustracción del parámetro b del volumen molar.

El término a/V_M^2 representa un intento de corregir la presión debido a las fuerzas de atracción entre las moléculas, es decir, la presión real ejercida sobre las paredes del recipiente que contiene al gas real es menor por la cantidad a/V_M^2 que la presión ejercida en el mismo recipiente por un gas ideal.

El parámetro b representa un intento por corregir el volumen molar debido al volumen ocupado por las moléculas. Las constantes a y b dependen del tipo de gas; R representa la constante universal de los gases y su valor depende del sistema de unidades utilizado; P es la presión del sistema; T es la temperatura del sistema y V_M es el volumen molar.

Los parámetros a y b representan constantes y caracterizan las propiedades moleculares de cada componente de la mezcla. La ecuación 13 presenta las características importantes que se mencionan a continuación.

- A bajas presiones y grandes volúmenes, el parámetro b es insignificante en comparación con V_M y las fuerzas de atracción representadas por a/V_M^2 son insignificantes, por lo que la ecuación de Van der Waals se reduce a la ecuación para gases ideales.
- A presiones altas (por ejemplo cuando $P \rightarrow \infty$), el volumen molar, V_M , es muy pequeño y se aproxima al valor del parámetro b .

La ecuación de Van der Waals representa una mejora a la ecuación de los gases ideales. Sin embargo, esta se limita a presiones bajas; pero representa las bases sobre las cuales varios investigadores se han respaldado para desarrollar ecuaciones de estado a partir de la ecuación de gases ideales.

A la ecuación de Van der Waals se le denomina *ecuación de estado de dos constantes* (aunque en realidad contiene tres constantes: a , b y R) o *ecuación de estado cúbica*. Cualquier ecuación de estado se puede representar en forma general como:

$$P = P_{repulsión} - P_{atracción} \quad (14)$$

para la ecuación de Van der Waals,

$$P_{repulsión} = \frac{RT}{V_M - b} \quad (15)$$

y

$$P_{atracción} = \frac{a}{V_M^2} \quad (16)$$

La ecuación de estado de Van der Waals, *ecuación 12*, en forma cúbica y en términos de V_M se expresa como:

$$V_M^3 - \left(b + \frac{RT}{P}\right)V_M^2 + \left(\frac{a}{P}\right)V_M - \left(\frac{ab}{P}\right) = 0 \quad (17)$$

El término de ecuación de estado cúbica implica una ecuación que expandida contiene términos de volumen molar, V_M , elevados a la primera, segunda y tercera potencia.

De la *ecuación 8* para gases reales, se tiene:

$$V_M = \frac{ZRT}{P} \quad (18)$$

sustituyendo la *ecuación 18* en la *ecuación 17*, y acomodando términos se obtiene:

$$Z^3 - (1 + B)Z^2 + AZ - AB = 0 \quad (19)$$

con,

$$A = \frac{aP}{R^2T^2} \quad (20)$$

y

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (21)$$

donde Z es el factor de compresibilidad; P y T son la presión y temperatura del sistema respectivamente.

La solución de la *ecuación 19* proporciona una raíz real para Z en la región de una fase (en algunas regiones supercríticas esta ecuación proporcionan tres raíces reales para Z , se debe seleccionar entonces la raíz de mayor valor como significado físico) o tres raíces reales en la región de dos fases (en donde la presión del sistema es igual a la presión de vapor de la sustancia). En este último caso, la raíz real con el mayor valor numérico corresponde al factor de compresibilidad de la fase vapor, Z^v , mientras que la raíz real con el menor valor numérico corresponde al factor de compresibilidad de la fase líquida, Z^l .

I.6.2 Ecuación de estado de Peng-Robinson

La ecuación de estado de Peng-Robinson (EDE-PR) es comúnmente considerada como la mejor ecuación de estado cúbica de dos parámetros propuesta hasta ahora. Como las ecuaciones de estado de Redlich Kwong (RK), Redlich-Kwong-Soave (RKS) y otras de dos parámetros, la ecuación de PR es una modificación de la ecuación de estado de Van der Waals. Una de las limitaciones de las ecuaciones de RK y RKS es su fallo en generar satisfactoriamente densidades de hidrocarburos líquidos. Los volúmenes específicos calculados con la ecuación de RKS son mayores (hasta 27% cerca del punto crítico) que los valores experimentales reportados en la literatura (Rojas, 2003). Modificando el término de la presión de atracción de la ecuación de Van der Waals, Peng y Robinson obtuvieron una nueva ecuación de estado simple y precisa. Esta ecuación permite calcular mejores densidades de líquidos, presiones de vapor y constantes de equilibrio para hidrocarburos que las ecuaciones de RK y RKS.

La presión de repulsión, $P_{repulsión}$, en la ecuación de PR es calculada de la misma manera que en la ecuación de Van der Waals, descrita en la *ecuación 15* como:

$$P_{repulsión} = \frac{RT}{V_M - b} \quad (15)$$

y la presión de atracción, $P_{atracción}$, por una ecuación nueva que representa la modificación hecha por Peng y Robinson a la ecuación original de Van der Waals:

$$P_{atracción} = \frac{a(T)}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \quad (22)$$

donde V_M es el volumen molar; $a(T)$ un parámetro que tiene en cuenta las fuerzas de atracción y repulsión intermolecular y b una constante relacionada con el tamaño de las moléculas.

Reemplazando las *ecuaciones 15 y 22* en la *ecuación 14*, la ecuación de PR toma la siguiente forma:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a(T)}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \quad (23)$$

ecuación en la cual las unidades dependen del valor de la constante universal, R , a utilizar. Para $R = 10.73 \text{ lpca} \cdot \text{pie}^3/\text{lbmol} \cdot ^\circ R$, las unidades de P son lpca ; para T son $^\circ R$; para V_M y b son $\text{pie}^3/\text{lbmol}$ y para $a(T)$ serán $\text{lpca}(\text{pie}^3/\text{lbmol})^2$.

Si $V_M = v$, aplicando la *ecuación 23* al punto crítico donde la isoterma crítica presenta un punto de inflexión y en el cual se cumple que:

$$(\delta p / \delta v)_{T_c, p_c, v_c} = 0 \quad (24)$$

$$(\delta^2 p / \delta v^2)_{T_c, p_c, v_c} = 0 \quad (25)$$

se obtienen las siguientes expresiones para $a(T_c)$, b y Z_c ,

$$a(T_c) = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (26)$$

$$\Omega_a = 0.45724 \quad (27)$$

$$b = \Omega_b \frac{R T_c}{P_c} \quad (28)$$

$$\Omega_b = 0.07780 \quad (29)$$

$$Z_c = 0.3074 \quad (30)$$

La ecuación de estado de Peng-Robinson, como todas las ecuaciones de estado cúbicas de dos parámetros, arroja un valor constante de $Z_c = 0.3074$ (factor de compresibilidad crítico) para todos los hidrocarburos. Esta es una de las limitaciones, ya que todos los hidrocarburos parafínicos presentan $Z_c < 0.3$, sin embargo, las otras ecuaciones de estado (RK, RKS, etc.) arrojan valores Z_c mayores que la ecuación de estado de PR.

Para temperaturas diferentes a la crítica, la *ecuación 26* fue modificada por Peng y Robinson en la forma siguiente:

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega) \quad (31)$$

mientras que b permanece constante con la temperatura.

En la *ecuación 31*, α depende de la temperatura reducida, $T_r = T/T_c$, y del factor acéntrico de Pitzer, ω . El factor α se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\alpha = [1 + m(1 - T_r^{0.5})]^2 \quad (32)$$

donde,

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (33)$$

En 1978 Peng y Robinson presentaron una modificación a la *ecuación 33* para ser utilizada con $\omega > 0.49$, la corrección es la siguiente:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3 \quad (34)$$

La *ecuación 23* puede escribirse en función de Z como:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (35)$$

donde,

$$A = \frac{aP}{R^2T^2} \quad (36)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (37)$$

$$Z = \frac{Pv}{RT} \quad (38)$$

La *ecuación 35* tiene una o tres raíces reales. Cuando se aplica a la fase gaseosa la raíz mayor corresponde al factor de compresibilidad del gas, y cuando se aplica a la fase líquida la raíz menor corresponde al factor de compresibilidad del líquido.

En un inicio todas las ecuaciones de estado se desarrollan generalmente para sustancias puras, y posteriormente estas ecuaciones se extienden para mezclas de fluidos mediante el empleo de *reglas de mezclado*. Las reglas de mezclado implican simplemente el cálculo de *parámetros de mezcla* equivalentes a los calculados para sustancias puras.

Para una mezcla de hidrocarburos, Peng y Robinson proponen usar las siguientes reglas de mezclado presentadas por Zudkevitch y Joffe:

$$a(T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j a_{ij} \quad (39)$$

$$b = \sum_{i=1}^n x_i b_i \quad (40)$$

con,

$$\begin{aligned} a_{ij} &= (1 - \delta_{ij}) a_i^{1/2} a_j^{1/2} & (i \neq j) \\ a_{ij} &= a_i & (i = j) \end{aligned} \quad (41)$$

$$\begin{aligned}\delta_{ij} &= 0 & (i = j) \\ \delta_{ij} &= \delta_{ji}\end{aligned}$$

donde n es el número de componentes de la mezcla; x_i es la fracción molar del componente i ; a_i es el parámetro a de la ecuación de Peng-Robinson para el componente i ; b_i es el parámetro b de la ecuación de Peng-Robinson para el componente i ; y δ_{ij} es el coeficiente de interacción binaria entre los componentes i y j .

Para una mezcla gaseosa o líquida se reemplazan los valores de $a(T)$ y b de las ecuaciones 39 y 40 respectivamente en la ecuación 23, de la cual se pueden determinar las propiedades intensivas de la mezcla gaseosa o líquida. Una de las ventajas de la ecuación de estado de Peng-Robinson es que puede aplicarse tanto a la fase gaseosa como a la fase líquida dentro de un amplio rango de presiones y temperaturas.

J. J. Martin en 1979 introdujo el concepto de *traslación* o *desplazamiento* en las ecuaciones de estado para mejorar su capacidad de predicción de volúmenes y densidades de las sustancias, sin afectar los cálculos de las constantes de equilibrio y comportamiento de fases de las ecuaciones de dos parámetros.

Jhavery y Youngren en 1988 reemplazaron el volumen molar (v) de la ecuación de estado de Peng-Robinson por uno corregido (v_{corr}). Al introducir esta modificación en la ecuación original de PR se obtiene la *ecuación de Peng-Robinson de tres parámetros*, esto es:

$$P = \frac{RT}{v_{corr} - b} - \frac{a(T)}{v_{corr}(v_{corr} + b) + b(v_{corr} - b)} \quad (42)$$

con,

$$v_{corr} = v - C \quad (43)$$

donde v es el volumen molar calculado con la EDE-PR original; v_{corr} es el volumen molar corregido; y C un parámetro de corrección y el tercer parámetro de la ecuación de estado.

El parámetro de corrección C es usualmente relacionado con un parámetro adimensional denominado *volume shift parameter (VSP)* o parámetro de traslación (S), por:

$$S = \frac{C}{b} \quad (44)$$

donde b es obtenido de la ecuación 28.

Para una mezcla líquida se tiene:

$$v_{corr}^L = v^L - \sum_{i=1}^n x_i C_i \quad (45)$$

Para una mezcla gaseosa se tiene:

$$v_{corr}^v = v^v - \sum_{i=1}^n y_i C_i \quad (46)$$

Peneloux et al. recomiendan utilizar la siguiente expresión para el cálculo de C para componentes no-hidrocarburos e hidrocarburos menos pesados que el C_7 .

$$C = \frac{0.50033RT_c}{P_c} (0.25969 - Z_{RA}) \quad (47)$$

con,

$$Z_{RA} = 0.29056 - 0.08775\omega \quad (48)$$

donde Z_{RA} es el factor de compresibilidad de Rackett calculado por la ecuación 48.

Para estimar el parámetro C de la fracción C_{7+} se puede utilizar la siguiente expresión propuesta por Jhaveri y Youngren:

$$C = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \left(1 - \frac{d}{M_i^e} \right) \quad (49)$$

donde M_i es la masa molar del componente i ; e y d coeficientes de correlación dependientes del tipo de hidrocarburo de acuerdo a la tabla 1.4. Los mismos autores proponen que si no se posee la información experimental necesaria para la elección de e y d , para el coeficiente de potencia se utilice un valor de 0.2051, y el coeficiente d se ajuste para coincidir con la densidad de la fracción C_{7+} dentro de un rango de valores entre 2.2 y 3.2.

Tabla 1.4 Coeficientes de correlación por tipo de hidrocarburo para la ecuación 49.

Tipo de Hidrocarburo	d	e
Parafinas	2.258	0.1823
Naftas	3.044	0.2324
Aromáticos	2.516	0.2008

CAPÍTULO

II

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

CONTENIDO

II.1 Introducción	37
II.2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	38
II.3 Características de un yacimiento de gas y condensado	45
II.4 Daño en yacimientos de gas y condensado	48

II.1 Introducción

Se han descubierto yacimientos de gas con un comportamiento del fluido muy diferente al de los yacimientos de gas húmedo y gas seco. El fluido está compuesto predominantemente por metano y etano; sin embargo, contiene cantidades apreciables de C_7 y más pesados. Este fluido es llamado comúnmente *gas condensado* y los yacimientos donde se encuentra son llamados *yacimientos de gas y condensado*. La producción de un yacimiento de gas y condensado es principalmente gas, la cantidad de líquido recuperado de los separadores en superficie es pequeña (1 barril de condensado por cada 100,000 pies cúbicos de gas en promedio a condiciones normales) pero de un alto valor económico, debido a que los hidrocarburos líquidos provenientes de estos

yacimientos son apenas distinguibles de un aceite ligero estabilizado, con densidades mayores a 45 °API. El líquido recuperado se denomina *condensado retrógrado* o simplemente *condensado*. De manera general podemos definir a los yacimientos de gas y condensado como aquellos que producen líquidos de colores pálidos o incoloros, con gravedades por encima de 45 °API y relaciones gas-condensado (*RGC*) en el intervalo de 5,000 a 100,000 pies cúbicos normales (PCN)/barriles normales (BN), (Craft, 1991).

El crecimiento en la demanda energética, y la disminución en el descubrimiento de volúmenes atractivos de recursos convencionales han acentuado la práctica de perforar a mayores profundidades en áreas ya conocidas, siendo la tendencia mundial el descubrimiento de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado. La tendencia anterior, así como los volúmenes pequeños de líquido recuperados de los yacimientos de gas y condensado (que además son lo que pagan la inversión), corroboran aún más la importancia del conocimiento y entendimiento del comportamiento de fases del fluido producido, de sus propiedades físicas y de los fenómenos presentes como el de condensación retrógrada y la formación del banco de condensado.

II.2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

La correcta clasificación de yacimientos depende principalmente de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentra dicha mezcla en el yacimiento. Las temperaturas y presiones aumentan normalmente con la profundidad, además de que sus gradientes pueden variar de una región a otra por lo que existe una amplia variedad de combinaciones de presión y temperatura en los yacimientos naturales, lo que deriva en que en un mismo yacimiento se puedan tener diferentes tipos de hidrocarburos desde el inicio de la explotación. Debido a lo anterior, no existe una única propiedad que permita establecer una línea divisoria precisa para clasificar a los yacimientos, la clasificación dependerá por lo tanto del conocimiento y combinación, e incluso la superposición de varias propiedades.

Las seis clasificaciones de yacimientos más usuales se basan en:

- la configuración de las trampas geológicas;
- el diagrama de fases de presión y temperatura;
- el tipo de hidrocarburos producidos;
- el tipo de empuje;
- la cercanía a la superficie;
- el tipo de roca almacenadora.

II.2.1 Clasificación de los yacimientos con base en los hidrocarburos producidos

Es práctica común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo. Existen cinco tipos de yacimientos de petróleo en función del tipo de fluido (McCain, 1990). Estos yacimientos se denominan generalmente de aceite negro (bajo encogimiento), aceite volátil (alto encogimiento), gas y condensado, gas húmedo y gas seco. En la *tabla 2.1* se presentan las propiedades y características típicas de las mezclas provenientes de estos yacimientos.

El tipo de fluido en el yacimiento debe identificarse al momento del descubrimiento o bien durante las etapas iniciales de la vida de explotación del mismo, debido a que es un factor clave para la toma de decisiones que se deben realizar para la explotación óptima del yacimiento.

El conocimiento preciso del tipo de fluido en el yacimiento se determina mediante análisis de laboratorio; sin embargo, éste generalmente se puede identificar también con datos de producción. La *tabla 2.2* resume una serie de reglas empíricas básicas que permiten determinar cada uno de los cinco tipos de fluidos que se presentan en los yacimientos.

Tabla 2.1 Características y propiedades típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos (Rojas, 2003).

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
C_1	48.83	60	75	90	96
C_2	2.75	8	7	3	2
C_3	1.93	4	4.5	2	1
$iC_4 - nC_4$	1.6	4	3	2	0.5
$iC_5 - nC_5$	1.15	3	2	1	0.5
C_6	1.59	4	2.5	0.5	-
C_{7+}	42.15	17	6	1.5	-
Masa Molar de C_{7+}	225	180	125	115	-
RGL [PCN/BN]	625	2000	7000	26000	-
$^{\circ}\text{API}_{@Tanque}$	34.3 $^{\circ}$	50 $^{\circ}$	55 $^{\circ}$	60 $^{\circ}$	-
Color $_{@Tanque}$	Negro	Amarillo oscuro	Amarillo claro - Amarillo	Incoloro - Amarillo claro	-

Tabla 2.2 Caracterización de fluidos de yacimientos con base en información de datos de producción y análisis de laboratorio (McCain, 1994).

	RGa [PCN/BN]	°API	C ₇₊	C ₁	Color
Gas seco	>100000	-	<0.7	>90	-
Gas húmedo	15000 - 100000	<70	0.7 - 4	<90	Transparente
Gas y condensado	3200 - 15000	40 - 60	4 - 12.5	>60	Ligeramente coloreado
Aceite volátil	1750 - 3200	>40	12.5 - 20	<60	De colores
Aceite negro	<1750	<45	>20	<50	Negro/Oscuro

II.2.2 Clasificación de los yacimientos a partir del diagrama de fases

Una *fase* es cualquier parte de un sistema que contiene sustancias homogéneas que físicamente es distinta y que está separada por superficies fronterizas de otras partes del sistema. El cambio que existe entre las fases se llama *comportamiento de fases*, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. En estudios de comportamiento de fases se incluyen el manejo de tres variables: la presión, la temperatura y el volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o por su densidad. En un yacimiento de hidrocarburos comúnmente encontramos a la fase líquida (aceite crudo, condensado y agua) y a la fase gas (disuelta en la fase líquida o libre). El comportamiento del sistema de hidrocarburos en estos yacimientos es multifásico sobre amplios rangos de presiones y temperaturas. Los resultados experimentales y matemáticos del comportamiento de fases se expresan en diferentes tipos de diagramas denominados *diagramas de fase*, éstos son gráficas o diagramas que presentan las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia. A continuación se define a los principales elementos que aparecen en un diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos, y se presenta en la *figura 2.1* un diagrama generalizado del mismo.

- *Curva de puntos de burbuja.* Se define como la línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases (vapor-líquido). En un proceso de abatimiento de presión isotérmico esta línea indica la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas.
- *Curva de puntos de rocío.* Se define como la línea que separa la región de la fase vapor de la región de dos fases (vapor-líquido). En un proceso de abatimiento de presión isotérmico esta línea indica la presión a la cual se forma la primera gota de líquido.

- *Envolvente de fases.* Es la curva cóncava hacia abajo que resulta de unir la curva de puntos de burbuja y la curva de puntos de rocío, curvas que se unen en el denominado punto crítico. La región encerrada por la envolvente de fases es la región de dos fases, donde coexisten las fases líquido y gas en equilibrio, dentro de esta región se encuentran las llamadas *curvas de calidad*, que indican el porcentaje total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido, todas éstas convergen en el punto crítico.
- *Punto crítico.* Es el punto en donde convergen las curvas de puntos de burbuja, de puntos de rocío y de calidad. También se define como el estado de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas (que no dependen de la masa) de las fases líquida y gas son idénticas. Los valores de presión y temperatura de este punto se denominan presión y temperatura críticas.
- *Cricondenterma.* Es la temperatura máxima por arriba de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión que se tenga.
- *Cricondembara.* Es la presión máxima por arriba de la cual la fase gas no se puede formar independientemente de la temperatura que se tenga.

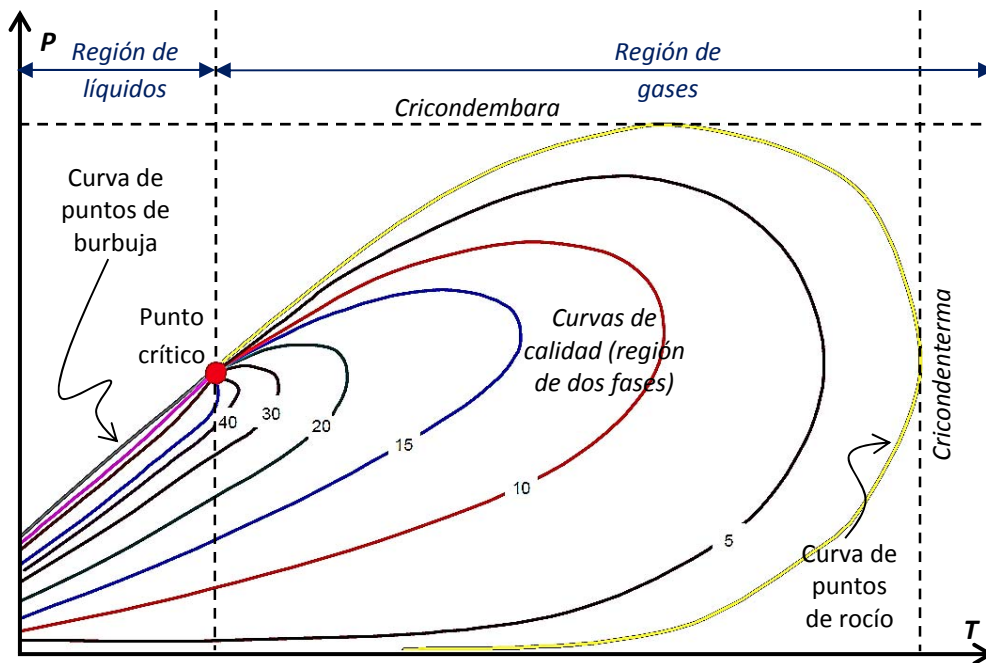


Figura 2.1 Diagrama de fases típico (presión vs temperatura) de una mezcla de hidrocarburos.

Se puede utilizar el comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos descrito por su diagrama de fases (presión vs temperatura) para fines de

clasificación. En función de la localización del punto crítico y los valores de presión y temperatura del yacimiento en el diagrama presión vs temperatura del fluido que contienen, los yacimientos petroleros se clasifican de la manera siguiente.

- *Yacimientos de aceite y gas disuelto.* Cuando la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla ($T_y < T_c$). A su vez, en función de la presión inicial del yacimiento, P_i , los yacimientos de aceite se subdividen en: *yacimientos de aceite bajosaturado* cuando la $P_i > P_b$, *yacimientos de aceite saturado* cuando la $P_i = P_b$, y *yacimientos de aceite saturado con casquete de gas* cuando la $P_i < P_b$.
- *Yacimientos de gas y condensado.* Cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma ($T_c < T_y < T_{cri}$).
- *Yacimientos de gas.* Cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de la mezcla ($T_y > T_c$). Además, estos yacimientos se subdividen en *yacimientos de gas húmedo* y *yacimientos de gas seco*, estos términos se utilizan para diferenciar entre dos tipos de gases: los que existen como tales en condiciones de superficie y de yacimiento (gas seco); y los que en condiciones de superficie existen como líquido y gas, mientras que en condiciones de yacimiento sólo existen como gas (gas húmedo).

La localización del punto crítico, así como la forma y tamaño del diagrama de fases son función del tipo de fluidos que contiene el yacimiento. A continuación se presentan en las *figuras 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6* los diagramas de fases típicos correspondientes a un yacimiento de aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco respectivamente; un contraste entre sus características se expone en la *tabla 2.3*.

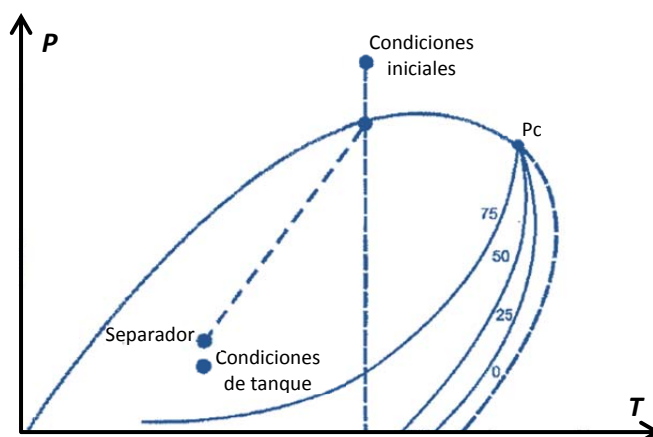


Figura 2.2 Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de aceite negro (Paris, 2009).

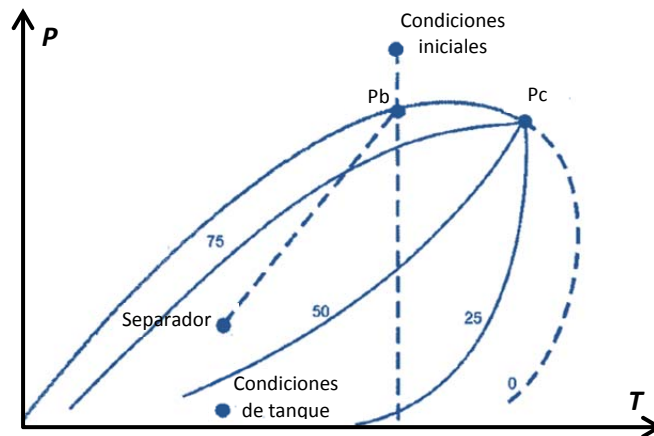


Figura 2.3 Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de aceite volátil (Paris, 2009).

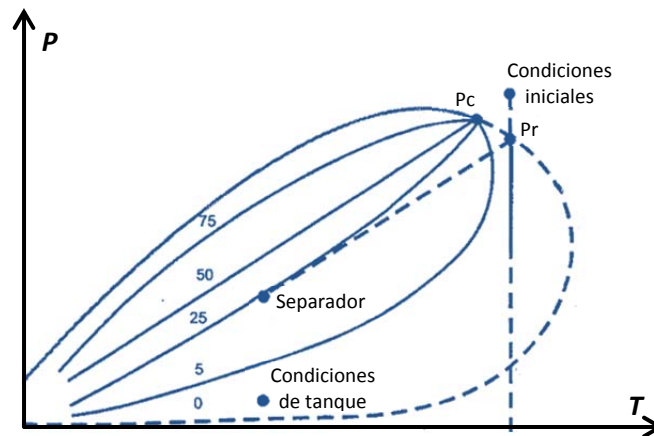


Figura 2.4 Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas y condensado (Paris, 2009).

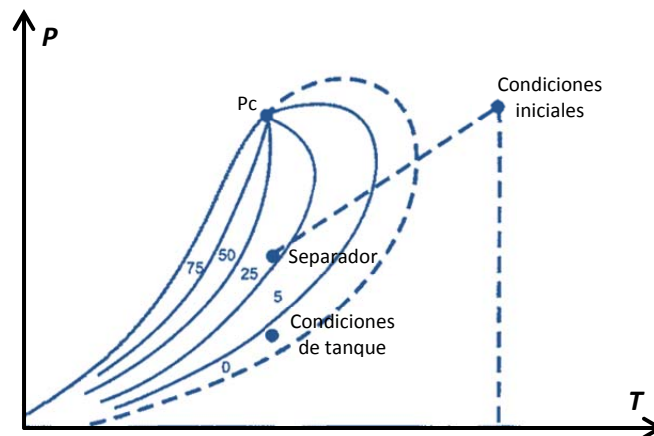


Figura 2.5 Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo (Paris, 2009).

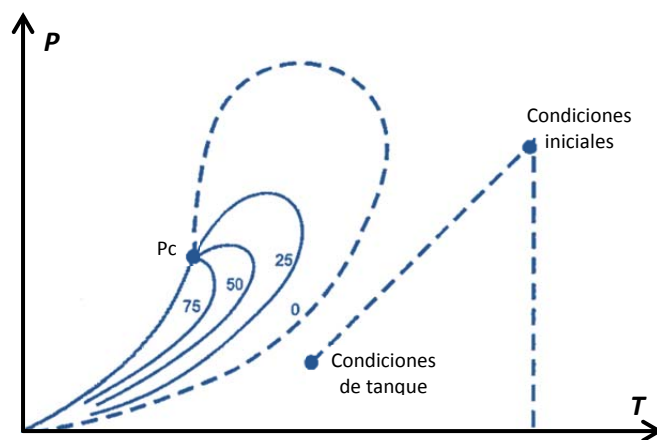


Figura 2.6 Diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas seco (Paris, 2009).

Tabla 2.3 Características y propiedades típicas de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos (Pemex, 2008).

	Yacimientos de aceite y gas disuelto		Yacimientos de gas		
	Aceite negro	Aceite volátil	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < T_{cri}$	$T_y > T_{cri}$	$T_y > T_{cri}$
Punto crítico (Pc)	Pc a la derecha de la cricondembara	Pc cercano a la cricondembara	Pc a la izq. de la cricondembara	Pc a la izq. de la cricondembara	Pc a la izq. de la cricondembara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_{b@T_y}$ Yac. Bajosaturado Si $P < P_{b@T_y}$ Yac. Saturado	Si $P > P_{b@T_y}$ Yac. Bajosaturado Si $P < P_{b@T_y}$ Yac. Saturado	Si $P > P_{r@T_y}$ Yac. Bajosaturado* Si $P < P_{r@T_y}$ Yac. Saturado*	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yac. siempre está en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yac. siempre está en estado gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegadas a la línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a la línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades			Se presenta condensación retrógrada en el yacimiento		
Producción en superficie	Dentro de la región de dos fases	Dentro de la región de dos fases	Dentro de la región de dos fases	Dentro de la región de dos fases	Fuera de la región de dos fases
Composición de la mezcla original	$C_{7+} > 30.5\%$	C_{7+} de 11.0 a 30.5%	$C_{7+} < 11.0\%$	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros
RGa [m^3/m^3]	<200	200 - 1000	500 - 15,000	10,000 - 20,000	> 20,000
° API	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
Color del líquido	Oscuro	Ligéramente oscuro	Ligéramente coloreado	Casi transparente	Transparente

* De líquido

II.3 Características de un yacimiento de gas y condensado

Se puede definir a un yacimiento de gas y condensado, como *aquel cuyo fluido exhibirá un comportamiento retrógrado isotérmico en el rango de temperatura de interés para los estudios de Ingeniería Petrolera* (Cabra, 1999).

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado es predominantemente metano (>60% mol), con una cantidad de hidrocarburos pesados mayor que en la de un yacimiento de gas seco y gas húmedo. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla.

Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas de entre 200 y 400 °F (93.3 y 204.4 °C) y presiones de entre 3000 y 8000 lpc (210.9 y 562.5 kg/cm²) en el yacimiento (Rojas, 2003).

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura, y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las características que se enlistan a continuación.

- $3200 < RGC < 15000$ PCN/BN
- $40 \text{ }^\circ\text{API} < \gamma_{API} < 60 \text{ }^\circ\text{API}$
- $C_1 > 60\%$ mol
- $4 < C_{7+} < 12.5\%$ mol
- Color del condensado: ligeramente coloreado

Entre más rico en componentes pesados (C_{5+}) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado. Además, el color se torna oscuro; se conocen condensados negros con 29 °API.

El contenido líquido o riqueza de un gas se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales de gas. Se expresa generalmente como GPM o $BPMM$ (barriles de C_{3+} por millón de pies cúbicos normales de gas). En las ecuaciones para su cálculo se considera que se obtiene como líquido en una planta criogénica desde el propano (C_3) y componentes más pesados (lo cual no ocurre en la práctica), sin incluir a los componentes no-hidrocarburos tales como el CO_2 , N_2 y H_2S .

De acuerdo a su riqueza, un gas condensado puede clasificarse como se enlista a continuación (Rojas, 2003).

- Riqueza alta ($BPMM > 348$)
- Riqueza media ($173 < BPMM < 348$)
- Riqueza baja ($97 < BPMM < 173$)
- Riqueza pobre ($BPMM < 97$)

II.3.1 Presión de rocío retrógrada

La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógrada (P_{roc}) reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrógrada de líquido.

Los fluidos de yacimientos de gas y condensado se denominan retrógrados porque su comportamiento puede ser inverso al de los fluidos que comprenden componentes puros. A medida que la presión de yacimiento declina y atraviesa el punto de rocío, se forma líquido, y el volumen de la fase líquida aumenta con la caída de presión. El sistema alcanza un punto en un condensado retrógrado en el que, conforme la presión continúa declinando, el líquido se re-evapora.

Los factores que afectan en mayor grado a la P_{roc} son la temperatura del yacimiento y la composición de la mezcla, que se puede caracterizar a través de la RGC y la γ_{API} del condensado.

A continuación se describen los efectos de la temperatura, gravedad API del condensado y relación gas-condensado sobre la presión de rocío retrógrada.

- A medida que incrementa la temperatura, aumenta la P_{roc} .
 $T \uparrow \Rightarrow P_{roc} \uparrow$
- A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la P_{roc} .
 $\gamma_{API} \uparrow \Rightarrow P_{roc} \downarrow$
- A medida que incrementa la RGC , disminuye la P_{roc} .
 $RGC \uparrow \Rightarrow P_{roc} \downarrow$

II.3.2 Condensación retrógrada

Cuando se produce una reducción isotérmica de la presión en un yacimiento de gas y condensado y se cruza la curva de rocío, se entra entonces en la región de dos fases ocurriendo la denominada *condensación retrógrada isotérmica* de las fracciones pesadas e intermedias. La zona de condensación retrógrada está delimitada por los puntos de máxima temperatura de las líneas de isocalidad (parte sombreada en la *figura 2.7*). Por

debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. A temperaturas entre la crítica y la cricondenterma se observan dos presiones de rocío: retrógrada y normal. Siguiendo la línea de agotamiento $ABFD$ en la *figura 2.7*, a la *presión de rocío retrógrada* (B), la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido, y a la *presión de rocío normal* (D), por un cambio de fases de líquido a gas.

La condensación retrógrada es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferente tamaño y depende del balance de esas fuerzas. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuyen debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas. Cuando esto ocurre, la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva, produciendo su condensación hasta alcanzarse una saturación máxima (F), a partir de la cual una mayor reducción de presión permite la vaporización normal del condensado hasta llegar al punto de rocío normal (vaporización completa del condensado retrógrado) a presiones de vacío.

En resumen, la zona retrógrada está delimitada en su parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y el cricondentérmico (CBG) y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad ($CEFG$). Entre la temperatura crítica y la cricondenterma, el diagrama de fases muestra dos puntos de rocío a una misma temperatura (puntos B y D en la *figura 2.7*).

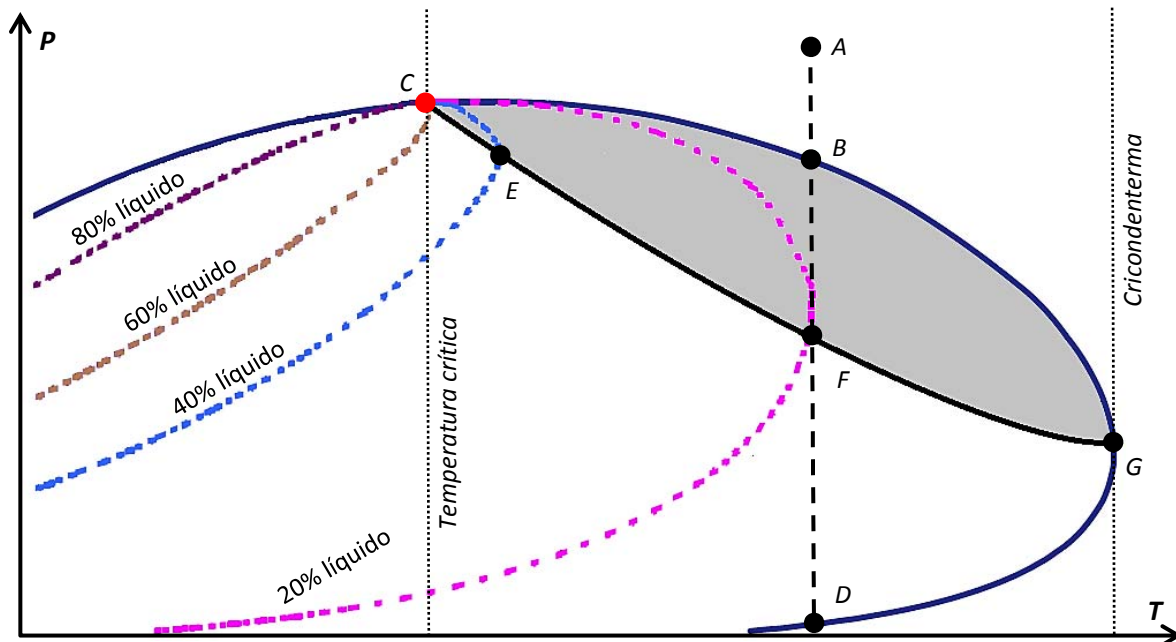


Figura 2.7 Diagrama de fases generalizado de un yacimiento de gas y condensado.

II.4 Daño en yacimientos de gas y condensado

Un yacimiento de gas y condensado puede obstruirse con sus componentes más valiosos, dependiendo de las propiedades del fluido, el volumen del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo de la presión de rocío (condensación retrógrada), llegando a ser tan alto como entre 30% y 40% (gas condensado rico), o tan bajo como 1% (gas condensado pobre), restringiendo finalmente el flujo del gas. La restricción en la zona vecina al pozo puede reducir la productividad de un pozo en un factor de dos o más, incluso con 1.1% de volumen de condensado máximo (Bang, 2007).

Este fenómeno, conocido como formación de bloque o banco de condensado, es el resultado de una combinación de varios factores, incluyendo las propiedades de las fases de fluidos, las características del flujo de la formación y las presiones existentes en la formación y en el pozo. Si estos factores no se comprenden en las primeras instancias del desarrollo de un campo petrolero, tarde o temprano el rendimiento de la producción se verá afectado.

II.4.1 Formación de gotas de rocío

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Está compuesto principalmente de metano (C_1) y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, este fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida. Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores. Cuando la presión de un yacimiento de gas y condensado se reduce hasta la presión de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la solución, y la fase gaseosa muestra entonces una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo, luego el volumen del líquido comienza a reducirse.

El volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y temperatura, sino también de la composición del fluido. Un gas seco, por definición, tiene insuficientes componentes pesados como para generar líquidos en el yacimiento aunque se produzca una caída de presión cerca del pozo. Un gas condensado pobre genera un volumen

pequeño de la fase líquida (menos de 100 BN/MMPCN), y un gas condensado rico genera un volumen de líquido más grande, generalmente superior a 150 BN/MMPCN (Fan, 2006).

Una vez que los fluidos del yacimiento ingresan al pozo, tanto las condiciones de temperatura como las condiciones de presión pueden variar. La presencia de líquidos (agua + condensado) en los pozos de gas y condensado afectan negativamente las características de flujo de los mismos. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. Los líquidos presentes pueden producirse dentro del pozo si el gas suministra suficiente energía de transporte para su levantamiento; sin embargo, éstos también pueden acumularse en el fondo como resultado de las condiciones predominantes en el pozo, generando una contrapresión adicional sobre la formación, e impactando negativamente en la capacidad productiva del pozo; pudiendo inclusive matar pozos con bajas presiones de fondo. Inicialmente los pozos tienen presiones y gastos de producción elevados que impiden la acumulación de líquidos en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de los mismos, se hace necesario entonces ayudar artificialmente al gas a levantarlos.

II.4.2 Formación del banco, anillo o bloque de condensado

Una de las características básicas de los yacimientos de gas y condensado, es la formación de condensado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento. En las regiones lejanas al pozo productor, debido a las fuerzas capilares, el líquido condensado que se forma por primera vez en el yacimiento es inmóvil, es decir, una gota microscópica de líquido, una vez formada, tenderá a quedarse atrapada en los poros o gargantas de poro pequeñas. Para que el condensado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30-40%), lo cual es difícil de alcanzar, ya que el volumen de líquido condensado raras veces excede un valor del 20% (Rojas, 2003). En consecuencia, el condensado que se forma en la mayor parte del yacimiento se pierde en la producción, a menos que el plan de explotación del yacimiento incluya un proceso de recuperación mejorada, como por ejemplo la inyección cíclica de gas. El efecto de esta condensación sobre la movilidad del gas es habitualmente despreciable.

Cerca de un pozo productor la situación es diferente. Experiencias de campo han mostrado que ocurre pérdida de productividad de los pozos cuando se tiene $P_{wf} < P_{roc}$ debido a la condensación retrógrada en el yacimiento y fondo de los pozos.

Cuando la presión de fondo fluyendo cae por debajo del punto de rocío, se forma un sumidero en la región vecina al pozo. A medida que el gas ingresa en el sumidero, el líquido se condensa y acumula, ocupando porciones de los poros que de otro modo estarían disponibles para el flujo de gas, y por lo tanto impide el flujo de éste; el proceso continúa hasta que se acumula suficiente líquido como para que su movilidad se vuelva significativa. Una vez que se excede la saturación crítica, el gas y el aceite compiten entonces por las trayectorias de flujo (como lo ilustra la relación entre sus correspondientes permeabilidades relativas en las *figuras 2.8* y *2.9*), pero la formación y acumulación de condensado continúa hasta que se alcanza un estado de saturación en equilibrio que es un tanto mayor que la saturación crítica de condensado. En el peor de los casos, la saturación de condensado (S_{cond}) alrededor del pozo puede alcanzar valores de entre 50 y 60%, generando reducciones de productividad en los pozos de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrógrada (Rojas, 2003). La formación de un bloque de condensado es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en los alrededores de un pozo productor por debajo de la presión de rocío.

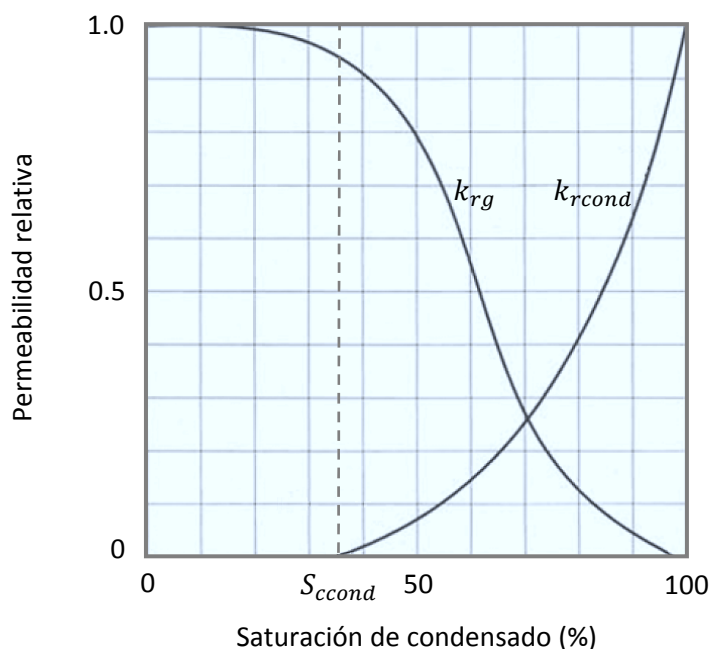


Figura 2.8 Curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas-condensado. Se observa la disminución de la permeabilidad relativa al gas a medida que la saturación de condensado se incrementa; una vez alcanzada la saturación crítica de condensado, S_{ccond} , la región alcanza una condición de flujo con el gas y el condensado fluyendo.

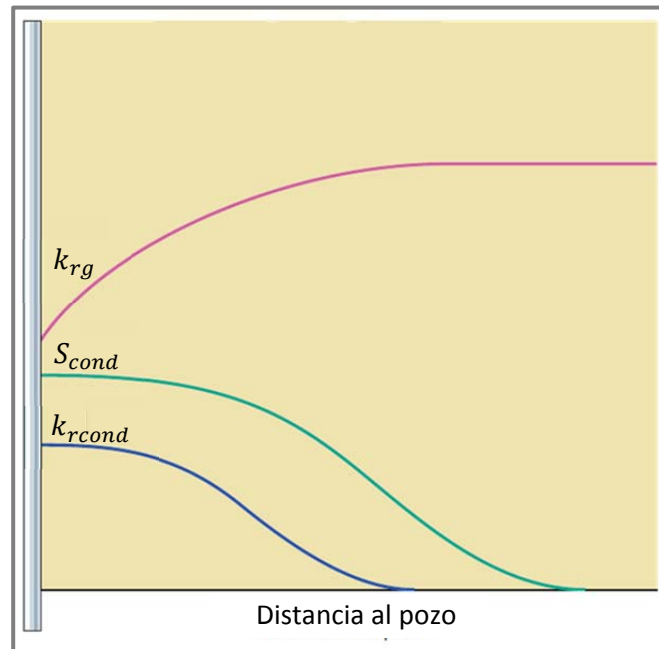


Figura 2.9 Formación del bloque de condensado (Fan, 2006). La saturación de condensado, S_{cond} , es mayor cerca del pozo porque la presión es más baja, lo que implica más condensación de líquido. La permeabilidad relativa al condensado, k_{rcond} , cerca del pozo, ilustra el efecto de la formación del bloque. El eje vertical, representado por un pozo, es sólo esquemático.

La caída de la presión del yacimiento por debajo de su presión de rocío trae como consecuencia que la producción de gas y condensado decline debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo, además, el gas producido contendrá menos fracciones pesadas valiosas debido a la condensación a través de todo el yacimiento, donde la movilidad del condensado no es suficiente para que éste fluya hacia el pozo productor.

No todos los yacimientos de gas y condensado están limitados por presión debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo, aunque todos estos campos experimentarán este fenómeno. El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción, depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del yacimiento hasta la superficie.

Si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica en formaciones con un valor bajo de capacidad de flujo

(kh). En el caso contrario, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de kh altos, la caída de presión adicional producida en el yacimiento como consecuencia del banco de condensado, tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos. Como regla básica general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para una misma tasa de flujo.

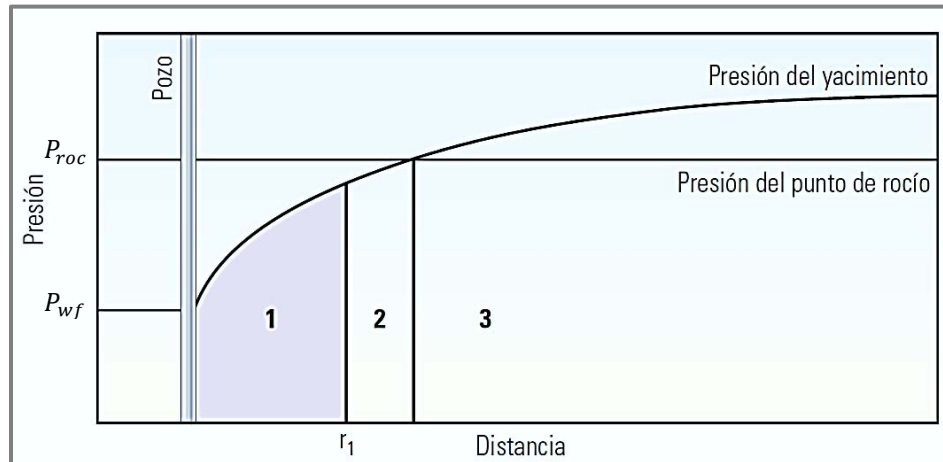


Figura 2.10 Regiones para estudiar el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado (Fan, 2006).

Para estudiar el fenómeno de formación del bloque de condensado, diversos autores han dividido el flujo en los yacimientos de gas y condensado en tres regiones de yacimiento (*figura 2.9*). Las dos regiones más próximas al pozo pueden formarse cuando la presión de fondo está por debajo de la presión de rocío del fluido ($P_{wf} < P_{roc}$). La tercera región, que se forma lejos de los pozos productores, existe sólo cuando la presión media del yacimiento está por encima de la presión de rocío ($P_{yac} > P_{roc}$). Suponiendo que la saturación de agua en el yacimiento se mantiene por debajo de su valor crítico ($S_w < S_{cw}$), las regiones mencionadas poseen las siguientes características.

- **Región 3.** Región alejada del pozo (dentro del yacimiento) donde sólo ocurre flujo de gas, con $P_{yac} > P_{roc}$, $S_{cond} = 0$ y $S_g + S_w = 1$. Esta región incluye la mayor parte del área del yacimiento que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que está por encima de la presión de rocío, sólo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión iguala a la presión del punto de rocío del gas de yacimiento original. Este límite no es fijo, sino que se desplaza hacia afuera a medida que el pozo produce

hidrocarburos y la presión de yacimiento cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo del punto de rocío.

- *Región 2.* Región intermedia donde empieza a ocurrir condensación retrógrada, con $P_{yac} < P_{roc}$, $S_{cond} < S_{c\ cond}$ y $S_{cond} + S_g + S_w = 1$. En la segunda región, el líquido se separa de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo suficientemente baja como para que se mantenga inmóvil; por lo que sólo fluye gas monofásico. La cantidad de líquido que se condensa queda determinada por las características de la fase del fluido, de acuerdo a su diagrama PVT. La saturación del líquido aumenta y la fase gaseosa se vuelve más pobre a medida que el gas fluye hacia el pozo; siendo el límite interior de la región la distancia r_1 a la que el condensado alcanza la saturación crítica para iniciar el flujo.
- *Región 1.* Región interior cerca del pozo donde fluyen condensado y gas de manera simultánea a diferentes tasas y saturaciones, con $P_{yac} < P_{roc}$, $S_{cond} > S_{c\ cond}$ y $S_{cond} + S_g + S_w = 1$. En la primera región, la más cercana al pozo productor fluyen tanto la fase gaseosa como la fase de condensado. La saturación de condensado en esta región es mayor que la saturación crítica. Las dimensiones de esta región oscilan entre decenas de pies para fluidos gas condensado pobres y cientos de pies para fluidos gas condensado ricos. Dicha región se extiende más lejos del pozo para las capas con una permeabilidad más alta que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas ha fluido un mayor volumen de gas. Incluso en los yacimientos que contienen un gas condensado pobre, con baja condensación de líquido, el bloque de condensado puede ser significativo, porque las fuerzas capilares pueden retener un condensado que con el tiempo desarrolla alta saturación.

II.4.3 Variación de la permeabilidad efectiva al gas

La región uno, correspondiente al bloque de condensado en la zona vecina al pozo controla la productividad del mismo. La *RGC* circulante es básicamente constante y la condición PVT se considera una región de expansión a composición constante (esto contrasta con la segunda región, que se considera una región de agotamiento a volumen constante). Esta condición simplifica la relación existente entre la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa al aceite (condensado), lo que hace que la relación entre ambas sea una función de las propiedades PVT. Sin embargo, la permeabilidad efectiva al gas en la zona cercana al pozo no es sólo una función de la saturación, sino que se producen efectos de permeabilidad relativa adicionales debido a que la velocidad del gas,

y en consecuencia la fuerza viscosa, es extrema; este efecto ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y el coeficiente inercial o factor de turbulencia (β). Las condiciones del gradiente de presión producidas por la alta velocidad o la baja tensión interfacial poseen números capilares altos, lo que indica que predominan las fuerzas viscosas y que la permeabilidad relativa al gas es mayor que el valor que se registra con tasas de flujo más bajas.

A velocidades de flujo aún más altas, en la zona más cercana al pozo, ocurre flujo turbulento de gas, lo que genera una resistencia inercial adicional, debido a la aceleración de las moléculas de gas a través del medio poroso al atravesar las gargantas de poro y posterior disminución de su velocidad al ingresar en un cuerpo poroso; esto a su vez produce una caída de presión adicional y reducción de la tasa de flujo de gas.

De los dos efectos anteriores, que actúan en dirección contraria, el aumento de la K_{rg} con la velocidad del gas debido al incremento del N_c a través del fenómeno de desplazamiento capilar tiene un impacto mayor, por lo que el impacto global de los dos efectos producidos por la alta velocidad es usualmente positivo, lo que reduce por lo tanto el impacto del bloque de condensado.

II.4.4 Reducción del daño causado por acumulación de condensado

La mayoría de los métodos propuestos en la literatura para aminorar el daño causado por acumulación de condensado pueden agruparse de la manera siguiente:

- cambio de comportamiento de fases;
- reducción de caída de presión por acciones a nivel de pozo;
- cambio de las propiedades del sistema roca-fluidos;
- reducción de caída de presión por inyección o reinyección de un fluido.

Abel et al. (1970) describen los dos esquemas de inyección cíclica de gas: mantenimiento total de presión y mantenimiento parcial de presión. En el proceso de mantenimiento total de presión, el gas se inyecta de manera continua en el yacimiento al mismo tiempo que el gas condensado es producido del yacimiento, en un intento por evitar que la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de rocío. Mientras que, en el proceso de mantenimiento parcial de presión, el gas es inyectado en el yacimiento después de que la presión de yacimiento se encuentra por debajo del punto de rocío, en un intento de detener o retrasar la declinación de la presión y revaporizar o desplazar misciblemente el condensado.

Los procesos que se presentan cuando se inyectan contactos gas-condensado son:

- desplazamiento del fluido del yacimiento por gas inyectado;
- revaporización de componentes por transferencia de masa;
- cambio en el comportamiento PVT del fluido de yacimiento al entrar en contacto con el gas inyectado.

Cook et al. (1969) realizaron pruebas de laboratorio sobre evaporización de un condensado de 45 °API con gas seco, dependiendo de la presión, el volumen de gas inyectado y la temperatura, se alcanza a gasificar hasta un 75% del condensado original. Los autores comprobaron que el volumen de condensado gasificado es proporcional a la presión y a la cantidad de gas inyectado.

Katz et al. (1983) reportaron pruebas del campo Rapid River, EE. UU., muestran que en 35 yacimientos de este campo se logró un incremento de la producción de líquido de 5 a 15 BN/MMPCN (200%) al presurizar los pozos con gas seco desde 930 hasta 4000 lpc; de manera similar, se logró un incremento de producción de 8 a 10 BN/MMPCN (25%) en 12 yacimientos del campo Cold Spring, EE. UU., en este caso el incremento de presión fue menor: de 1000 a 2800 lpc.

Rojas (1994) propuso el siguiente procedimiento de estimulación con gas seco:

- 1) Inyectar de 0.3 a 0.5 MMPCN/pie durante una o dos semanas.
- 2) Cerrar el pozo por una semana para que se logre el equilibrio termodinámico y se realicen las modificaciones adecuadas en el pozo para pasar de inyección a producción.
- 3) Poner el pozo en producción hasta alcanzar tasas similares a las que se tenían antes de la inyección. Si la estimulación da buenos resultados, repetir el ciclo.

Kossak et al. (1986) hicieron simulaciones para estudiar el desempeño de la inyección bache de metano seguido por nitrógeno. Ellos estudiaron el efecto de la inyección bache en un yacimiento de capas homogéneas y heterogéneas tanto con isotropía como con anisotropía. Sus resultados muestran que las heterogeneidades permiten que el nitrógeno se mezcle con el condensado cuando el bache de metano es pequeño, pero el incremento en la recuperación con la inyección del bache de metano respecto a la inyección de nitrógeno es lo suficientemente mayor como para pagar los costos del metano.

Sänger y Hagoort (1998) investigaron la eficiencia del nitrógeno para evaporar el condensado en comparación con la eficiencia del metano. Encontraron que el metano puede evaporar más condensado que el nitrógeno. Los autores informaron que la

capacidad de evaporización del metano es mayor a 20 veces la capacidad del nitrógeno. La desventaja de la inyección del nitrógeno es que la presión de rocío de la mezcla es mayor que la del fluido original, lo que conduce a la condensación de líquido in-situ debido a la mezcla con el fluido del yacimiento.

Ahmed et al. (1998) estudiaron la eficiencia del gas seco, N_2 , y CO_2 mediante un proceso de inyección *huff and puff* (inyección cíclica de gas) en la eliminación del líquido acumulado en y alrededor del pozo. Los autores concluyeron que el CO_2 puro es el gas más efectivo en la reducción del condensado en comparación con los otros gases cuando se inyectan a la misma presión. Los autores también muestran que la inyección *huff and puff* de gases es más efectiva cuando se inicia antes de alcanzar la saturación máxima de condensado determinada por el experimento de agotamiento a volumen constante (CVD). Una cantidad insuficiente de gas inyectado podría incrementar el líquido liberado.

Luo et al. (2001) llevaron a cabo experimentos en un gas condensado rico real para investigar la recuperación de condensado, basados en dos estrategias de mantenimiento de presión: mantenimiento total de presión y mantenimiento parcial de presión, para determinar cuantitativamente la eficiencia en la revaporización de condensado por inyección de gas seco. Sus análisis del condensado producido muestran que un mayor porcentaje de los componentes más pesados se vaporizan y recuperan cuando se inyecta gas por encima de la presión de rocío, en comparación que cuando se inyecta por debajo de la misma. Los resultados también muestran que la recuperación de condensado acumulado es mayor cuando la inyección se realiza por encima de la presión de rocío. Los autores también observaron que durante la inyección de gas a la presión de yacimiento, la transferencia de masa entre el gas seco inyectado y el fluido original provocan un aumento en la presión del punto de rocío y por lo tanto condensación retrógrada prematura, lo que puede reducir en cierta medida la recuperación de condensado.

Jamaluddin et al. (2001) realizaron experimentos PVT para estudiar el efecto del CO_2 y el propano en el comportamiento de fases de un fluido gas condensado. Los autores encontraron que el CO_2 incrementa el punto de rocío de la mezcla, pero reduce el condensado liberado total debajo del punto de rocío; mientras que el propano reduce el punto de rocío así como el condensado liberado total. Los autores sugieren que la inyección *huff and puff* de propano podría reducir de manera eficaz el daño debido al bloqueo por condensado.

Al-Anazi et al. (2004) estudiaron experimentalmente la revaporización de condensado en núcleos debida al metano. Los autores demostraron que la inundación con metano revaporiza condensado y restaura la permeabilidad relativa al gas a un valor de

flujo de una sola fase. La revaporización de condensado fue controlada por la división de los componentes hidrocarburos dentro de la fase gaseosa fluyente cuando la inyección fue realizada por debajo de la presión mínima de miscibilidad (*MMP*). El incremento en el gasto y presión de inyección acelera la revaporización de condensado.

Henderson et al. (1993) realizaron experimentos de inundación de núcleos (*coreflood*) para estudiar los efectos de la inyección de agua en la recuperación de gas y condensado, por encima y por debajo de la presión de rocío. Encontraron que la saturación residual de hidrocarburos después de la inyección de agua depende de la tensión interfacial prevaleciente entre el gas y el condensado. Dependiendo de las características del yacimiento, la inyección de agua se puede continuar a lo largo de la vida productiva del yacimiento o la presión del yacimiento puede reducirse drásticamente después de un periodo de inyección. Sin embargo, el mantenimiento total de presión por inyección de agua posee la desventaja de que una cantidad importante de gas queda atrapado a altas presiones al final de la vida productiva del campo, reduciendo la eficiencia en la recuperación de gas. Cuando la inyección de agua se lleva a cabo a presiones por encima de la presión de rocío, la saturación de gas atrapado contendrá todavía un alto porcentaje de condensado, ya que los componentes líquidos pesados que componen el condensado seguirán estando presentes en forma de vapor. En cambio, si la inyección de agua se realiza por debajo de la presión de rocío, entonces el condensado depositado en el yacimiento puede ser parcialmente recuperado. No obstante, la cantidad de condensado en la fase gas dependerá de la presión a la que se realice la inyección de agua. Por lo tanto, existe un periodo óptimo de inyección de agua que maximiza la recuperación de hidrocarburos, el cual dependerá de la curva de permeabilidad relativa al gas y de las propiedades PVT del fluido de yacimiento. Cuando la inyección de agua se lleva a cabo por un tiempo limitado, la presión cae una vez cesada la inyección de agua y, la saturación de gas en esta región se verá afectada tanto por la expansión del gas, que actúa incrementando la saturación, como por la condensación, que actúa reduciendo la saturación de gas. La permeabilidad relativa al gas bajo estas condiciones no se obtiene por medidas estándar. Durante la despresurización, la saturación total de hidrocarburos aumentará y el agua será conducida a regiones vecinas. Regiones más alejadas del pozo inyector pueden ser afectadas por la invasión resultante de la expulsión de agua de la región inyectada. Esta invasión de agua puede ocurrir antes o después de que la condensación se lleve a cabo. Mediciones especiales de permeabilidad relativa son requeridas para describir el desplazamiento de gas por agua en este último caso y también para describir el flujo en la despresurización subsiguiente. Los autores concluyeron por lo

tanto que las diferentes condiciones pertenecientes a la inyección de agua y despresurización, requieren que diferentes curvas de permeabilidad relativa deban ser utilizadas para los dos procesos.

Fishlock et al. (1996) estudiaron el desempeño de la inyección de agua para fluidos gas condensado rico y pobre. Encontraron que las recuperaciones de hidrocarburos son mayores para fluidos pobres que para fluidos ricos, porque una mayor proporción de condensado está en la fase vapor a una presión dada en un gas condensado pobre en comparación con un gas condensado rico.

Ahmed et al. (2000) analizaron el efecto de la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado en comparación con la inyección de gas seco. Sus resultados mostraron una mejora en las tasas de producción de gas y líquido tanto para inyección de gas como para inyección de agua. Aunque la inyección de gas mostró mayores factores de recuperación de condensado, los autores sugieren que la inyección de gas puede no ser viable económicamente debido a la alta inversión inicial necesaria, el aumento de los costos de operación, y el retraso en las ventas de gas. Los autores muestran además que si se planea utilizar la inyección de agua en yacimientos de gas y condensado, el yacimiento debe ser desfogado (blowdown) antes de que el agua invada la mayoría de los pozos productores y aumente el corte de agua. El desfogue también ayuda a removilizar parte del gas atrapado por el agua inyectada.

Cullick et al. (1989 y 1993) realizaron simulaciones y estudios experimentales para investigar la eficiencia de la inyección alternada de agua y gas (WAG) en la mejora de la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado. Ellos proponen utilizar la inyección WAG en lugar de la inyección de gas seco en el proceso de mantenimiento total de presión y también como una alternativa a la despresurización temprana del yacimiento. Sus resultados muestran una mejora de entre 28% y 54% en la recuperación total en comparación con la inyección continua de gas para el mantenimiento total de presión.

Sohrabi et al. (2000) llevaron a cabo experimentos de visualización en micromodelos mojados por agua para entender el proceso de desplazamiento debido a la inyección alternada de agua y gas (WAG). Decano normal fue utilizado como aceite y metano como gas seco. Los autores observaron que la mayor parte de la recuperación de petróleo se obtiene sólo de después de unos cuantos ciclos de inyección. Bang (2007) opina que aunque las observaciones anteriores se hicieron para la recuperación de aceite, se esperaría un desplazamiento similar en un proceso de inyección WAG para el condensado liberado del gas debido a la caída de presión en los yacimientos de gas y condensado.

Du (2000), Walker (2000), Al-Anazi (2002 y 2003) et al. investigaron el uso del metanol para tratar el daño causado por el bloqueo de condensado y agua. Los autores muestran que un periodo de flujo mejorado es observado tanto en núcleos de alta y baja permeabilidad después de su tratamiento con metanol, periodo durante el cual se retrasa la acumulación de condensado. Los resultados de sus experimentos se enlistan a continuación.

- Observaron una mejora importante en la permeabilidad relativa al gas y al aceite durante el periodo de flujo mejorado después del tratamiento con metanol. Asimismo, el tratamiento es más efectivo en la presencia de altas saturaciones de agua, ya que el metanol elimina de forma efectiva el daño debido al bloqueo por agua además de tratar el daño debido al condensado.
- Una mejora importante debido al tratamiento con metanol se logra sólo hasta cierto volumen de inyección de metanol, después de lo cual la mejora relativa es insignificante o se reduce significativamente.
- El tratamiento con metanol remueve tanto agua como condensado debido al desplazamiento miscible por multicontacto si se inyecta suficiente metanol. El tratamiento con metanol logró un aumento significativo, aunque temporal, en la productividad tanto en núcleos de alta como de baja permeabilidad. Sin embargo, se esperaría que la eliminación del bloqueo por agua tuviera un impacto duradero en el índice de productividad del pozo.

Al-Anazi et al. (2003) reportaron el tratamiento exitoso con metanol para mejorar la productividad del campo de gas y condensado Hatter's Pond en Alabama, Estados Unidos. Los análisis PVT realizados a las muestras de campo indicaron el comportamiento del fluido como un gas condensado rico. Walker (2000) llevó a cabo pruebas de compatibilidad de fluidos para garantizar que la inyección de metanol no causara ningún daño en el yacimiento. El pozo seleccionado para el tratamiento producía 250 MPCND con 87 BND de condensado. Después del tratamiento con metanol tanto la producción de gas como de condensado se incrementó por un factor de dos, hasta producir alrededor de 500 MPCND de gas y 157 BND de condensado. Pruebas de presión-producción realizadas en el pozo inyectado antes y después del tratamiento mostraron una mejoraría en el daño total de 0.68 a -1.9. Esto indica que el tratamiento con metanol elimina de manera efectiva el banco de condensado y agua cerca del pozo. Sin embargo, la eliminación del banco de condensado es sólo temporal ya que se vuelve a formar. Los resultados de este estudio indican que la nueva formación del banco de condensado no ocurre inmediatamente, la

razón de que esto suceda no es muy clara. Los autores proponen que la modificación del comportamiento de fases del fluido de yacimiento debido al metanol residual atrapado en los poros retrasó la formación del nuevo banco de condensado.

Garzon et al. (2006) investigaron el uso del diésel con EGMBE (éter monobutílico de etilenglicol) para tratar el bloqueo de condensado en rocas carbonatadas. Los autores mostraron que la mejora en el índice de productividad del gas depende de la concentración de EGMBE en la solución de tratamiento, y la mezcla con 40% diésel y 60% EGMBE proporciona la máxima mejora. Los autores también informan el uso de la solución propuesta (40% diésel/60% EGMBE) en el campo Hatter's Pond, en el cual el índice de productividad aumentó en un 10%, y la producción de gas lo hizo en un 15% después del tratamiento.

El fracturamiento hidráulico ha sido utilizado para mejorar la productividad de pozos de gas y condensado. Esta técnica crea canales de flujo a través del bloque (o anillo) de condensado, lo que permite estimular la producción del fluido desde la zona no alterada; además, reduce la caída de presión en los alrededores del pozo. Para ciertos campos de gas y condensado, una menor caída de presión significa que la producción en estado monofásico por encima de la presión de rocío puede extenderse por más tiempo, esto al retrasar la liberación de líquido del gas alrededor del pozo. No obstante, el fracturamiento hidráulico no genera un conducto que se extienda más allá del área de incremento de la saturación de condensado, al menos no por mucho tiempo. Cuando la presión en las fracturas descienda por debajo de la presión de rocío, la saturación de condensado aumentará en las fracturas como lo hizo alrededor del pozo, reduciendo entonces la conductividad de las mismas. El éxito de la estimulación por fracturamiento hidráulico depende de la colocación de una cantidad suficiente de apuntalante en las fracturas, la velocidad a la que los fluidos son producidos de las fracturas, y del grado en que las fracturas "limpian" después del tratamiento. Aunque el fracturamiento hidráulico es una de las técnicas más utilizadas para estimular pozos de gas y condensado bloqueados por agua y condensado retrógrado, no siempre puede ser utilizada por los peligros que se tienen de comunicar la zona productora con otras no deseables (por ejemplo acuíferos), además de su alto costo en pozos profundos. Settari et al. (1996) realizaron un estudio de simulación para investigar la mejora en el índice de productividad debido al fracturamiento hidráulico en el campo Smorbukk, Noruega. Sus resultados muestran que el fracturamiento puede restaurar alrededor del 50 al 70% de la productividad perdida debido al bloque de condensado, esto en comparación con un pozo no fracturado en una zona de baja permeabilidad. En las zonas con permeabilidades más altas la restauración

de la productividad puede ser mayor. Los autores encontraron que la mejora en el índice de productividad es más sensible a la longitud de la fractura en zonas de baja permeabilidad, mientras que en zonas de alta permeabilidad lo es a la conductividad de la fractura.

Kumar (2000) estudió el efecto de una fractura vertical idealizada en un pozo de gas y condensado. El autor predijo que para el flujo bifásico de gas y condensado, la productividad de un pozo fracturado puede ser tan alta como ocho veces la productividad de un pozo sin fracturar. Lolon et al. (2003) mostraron que el fluido utilizado en el fracturamiento que permanece en la fractura y la formación después de la estimulación, bloquea el flujo de gas dentro de la fractura y por lo tanto reduce la longitud efectiva de fractura. Pruebas de presión transitoria realizadas a pozos fracturados hidráulicamente apoyan lo anterior, y revelan que las longitudes efectivas de fractura son sustancialmente menores que las longitudes diseñadas para la estimulación. Por lo tanto, las predicciones de simulación con fracturas idealizadas son demasiado optimistas.

Al-Hashim et al. (2000) realizaron estudios de simulación para investigar la mejora en el índice de productividad de pozos de gas y condensado debido al fracturamiento, tanto por encima como por debajo del punto de rocío. Los autores mostraron que el fracturamiento hidráulico incrementa el tiempo en el que la presión de rocío es alcanzada durante el agotamiento de presión en comparación con un caso base no fracturado.

Mohan et al. (2005 y 2006) investigaron la mejora debida al fracturamiento hidráulico en pozos de gas y condensado mediante la realización de un modelo de pozo simple. Parámetros como dimensiones de la fractura y conductividad de fractura tienen el mayor efecto en la mejora. Los autores utilizaron niveles múltiples de mallado para modelar la fractura, con un ancho tan pequeño como 0.1 ft. El estudio mostró que la mejora en la productividad debido al fracturamiento hidráulico en un pozo de gas y condensado es más grande en yacimientos de baja permeabilidad, y la longitud de fractura requerida para optimizar la productividad debido al fracturamiento hidráulico en pozos de gas y condensado depende principalmente del volumen de apuntalante, permeabilidad del yacimiento, permeabilidad de la fractura, composición del fluido, y del ancho del anillo de condensado. Los autores desarrollaron una expresión analítica para la longitud efectiva de fractura, que incluye los efectos del flujo no-darciano y del banco de condensado. Estudiaron los efectos de varios factores tales como permeabilidad de la fractura, permeabilidad del yacimiento, composición del fluido y ancho del anillo de condensado. Se demostró que la longitud efectiva de fractura requerida para el flujo por encima del punto de rocío fue menor que por debajo del punto de rocío. Se encontró que

para yacimientos de baja permeabilidad es preferible una fractura más larga y estrecha que una más corta y ancha. Encontraron además que a medida que el ancho del anillo de condensado aumenta, la longitud efectiva de fractura requerida lo hace también.

Se han sugerido métodos de tratamiento químicos para remover el bloque de condensado a través de surfactantes mezclados con solventes para alterar la preferencia de la mojabilidad de la roca del yacimiento. Se han realizado estudios que demuestran la reducción del daño causado por bloqueo de líquidos (agua + condensado) mediante el cambio de la mojabilidad de una roca inicialmente mojada por agua a mojabilidad neutra, reduciendo la saturación de líquidos y aumentando la permeabilidad relativa al gas. Si bien las superficies minerales tales como el cuarzo, la calcita y la dolomía exhiben mayor mojabilidad a los líquidos que al gas, también hay sólidos que muestran mojabilidad al gas. En particular, los compuestos fluorinados tales como las superficies de teflón son mojables por gas. Por este motivo, se han utilizado solventes fluorinados para alterar la mojabilidad de los núcleos en estudios de laboratorio. Los resultados reportados en condiciones de altas temperaturas, típicas en yacimientos de gas y condensado, indican una marcada inversión de la mojabilidad en sistemas gas-agua-roca de yacimiento, pero un éxito menor en sistemas gas-aceite-roca de yacimiento. Investigadores de la Universidad de Texas en Austin realizaron pruebas de laboratorio utilizando surfactantes a base de fluorocarbono 3M. Los resultados en núcleos de yacimientos bloqueados con condensado indican que los valores de permeabilidad relativa al gas y al condensado prácticamente se duplicaron después del tratamiento. Los tratamientos de este tipo deben comprobarse en el campo bajo una diversidad de condiciones para desarrollar y comprobar la tecnología complementaria. Si la tecnología resulta finalmente exitosa, los costos de los surfactantes utilizados en el tratamiento serán muy pequeños comparados con los beneficios de incrementar los gastos de producción de condensado y gas. La alteración que estos solventes producen en la roca, enfrenta una de las causas fundamentales de la formación de bloques de condensado: la acumulación capilar de líquido debido a la preferencia de la roca en términos de mojabilidad. La prevención de la acumulación de líquido reduce el problema de restricción de la producción, logrando un régimen de producción elevado.

III

AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA EL FLUIDO ORIGINAL

CONTENIDO

III.1 Introducción	63
III.2 Experimentos PVT de laboratorio	65
III.3 Ajuste de la ecuación de estado con el software PVTi de ECLIPSE	73
III.4 Experimentos PVT simulados	83

III.1 Introducción

Los modelos de simulación composicional consideran que las propiedades de los fluidos del yacimiento dependen no solamente de la temperatura y presión del yacimiento, sino también de los cambios de composición de los fluidos durante el agotamiento de presión, y en cada celda se deben de cumplir las leyes de conservación de la masa, energía y equilibrio de fases. Actualmente todos los simuladores composicionales usan ecuaciones de estado en el cálculo de fases y propiedades de las mismas en cada una de las celdas y a cada paso de tiempo. La planeación del desarrollo de campos de gas y condensado requiere estudios de simulación composicional usando una ecuación de estado ajustada para la evaluación de las reservas de condensado y gas, la selección de los métodos de

producción, diseño de instalaciones, así como para el desarrollo económico. De lo anterior se deriva la necesidad de ajustar correctamente la ecuación de estado a utilizar en la simulación con los datos generados por experimentos PVT en el laboratorio. El ajuste de la ecuación de estado consiste en reproducir la presión de rocío, y la variación con la presión de las diferentes propiedades de las fases aceite y gas registradas durante los experimentos PVT.

El ajuste de la ecuación de estado empleada en la simulación de los efectos en el comportamiento de fases del gas condensado debido a la inyección de químicos, se realizó con el software de caracterización de fluidos PVTi del simulador ECLIPSE. PVTi puede ser utilizado para simular los experimentos realizados en el laboratorio con las muestras del fluido de yacimiento y, posteriormente realizar predicciones teóricas una vez comprobada la representatividad del modelo al reproducir datos experimentales con una exactitud razonable. PVTi minimiza la diferencia entre los datos medidos y calculados mediante una función de regresión que ajusta varios parámetros de la ecuación de estado. Se trabajó con la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, ecuación de estado empleada ampliamente en la industria petrolera, y que ya ha sido utilizada en la literatura para simular los efectos en el comportamiento de fases de fluidos gas condensado debido a la inyección de químicos.

En una prueba de agotamiento a volumen constante (CVD) el yacimiento es visto como un tanque de temperatura y volumen fijos, y se asume que, cuando la presión decae por debajo de la presión de rocío y la mezcla de hidrocarburos se divide en dos fases, la producción proviene entonces sólo de la zona de gas, por lo tanto el gas extraído de la válvula durante las diferentes etapas de agotamiento será el fluido producido del yacimiento, el cual llegará a ser gradualmente menos rico en hidrocarburos pesados, y por lo tanto menos líquido será recuperado de la batería de separación. Como se indicó en el capítulo anterior, en la mayoría de yacimientos de gas y condensado la saturación de líquido condensado en el yacimiento (a excepción de las zonas cercanas al pozo productor) rara vez alcanza valores que permitan su movilidad, ya que los valores generalmente se encuentran por debajo del 20% (Rojas, 2003), por lo que se consigue una buena aproximación del cambio de composición del fluido producido por el yacimiento al simular su comportamiento utilizando un experimento CVD. El factor de compresibilidad (Z) del gas, es una de las propiedades PVT más importantes a determinar con precisión en un yacimiento de gas y condensado. Las razones son su valía tanto en la correcta estimación del gas inicial in-situ, como en la producción de gas y condensado como función de la presión durante el agotamiento (Whitson, 1999).

De acuerdo a Coats (1986), Pedersen (1989) y Danesh (1998) dentro de los datos necesarios más importantes de un experimento de agotamiento a volumen constante (CVD) para un buen desarrollo de campos de gas y condensado se encuentran a:

- la presión de rocío;
- el factor de compresibilidad del gas;
- el volumen de líquido;
- y el gas producido acumulado.

Las observaciones PVT enlistadas arriba, junto con la densidad del líquido residual de la última etapa de abatimiento de presión, fueron los datos reproducidos en el simulador para el ajuste de la ecuación de estado utilizada.

III.2 Experimentos PVT del laboratorio

Del análisis PVT validado y seleccionado como representativo para el *Campo A* se obtuvo la información que se menciona a continuación.

- La presión inicial del yacimiento es de 823 kg/cm^2 absoluta (11706 lpca).
- Las muestras utilizadas en los laboratorios para los estudios PVT fueron muestras de fondo del *Pozo A-1*.
- El fluido de yacimiento fue composicionalmente analizado hasta C_{7+} por la técnica de cromatografía/separación flash, y matemáticamente hasta la fracción C_{30+} (tabla 3.1).
- $C_1 = 70.39\% \text{ mol}$, $C_{7+} = 9.86\% \text{ mol}$.
- Mediante un experimento CCE llevado a cabo en una celda visual de alta presión a temperatura de yacimiento de $177 \text{ }^\circ\text{C}$ (450 K), se obtuvo una presión de rocío de 399.55 kg/cm^2 absoluta (5683 lpca).
- Después del estudio CCE, la muestra de fluido se sometió a presión con la finalidad de obtener un fluido monofásico a temperatura de yacimiento. Se realizó entonces un estudio de agotamiento a volumen constante para medir el volumen del líquido en el yacimiento, la composición de los fluidos producidos, el porcentaje producido acumulado y el factor de desviación (Z) de la fase gaseosa.
- La densidad del aceite residual de la prueba CVD fue de 0.8242 g/cm^3 (40 °API).
- La densidad del fluido a temperatura de yacimiento fue de 0.4314 g/cm^3 a la presión de punto de rocío de 399.55 kg/cm^2 absoluta.

- El fluido de yacimiento de la prueba de separación flash de una etapa mostró una *RGC* de $1100.23 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (6177.83 PCN/BN), así como una densidad del aceite de tanque de almacenamiento igual a $0.8113 \text{ g}/\text{cm}^3$ (42.75 °API) a 15 °C y $1.033 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

Cabe mencionar que todos los parámetros obtenidos para el fluido del *Campo A*, en este caso, entran dentro de los rangos de valores propuestos por McCain para la clasificación de yacimientos en los correspondientes a gas y condensado (*tabla 2.2*), esto es: $3200 < 6177.83 < 15000$ PCN/BN; $40 < 42.75 < 60$ °API; $70.39 > 60\%$ mol de C_1 y $4 < 9.86 < 12.5\%$ mol de C_{7+} .

III.2.1 Composición del fluido de yacimiento

Tabla 3.1 Composición del fluido del yacimiento por separación flash y cromatografía capilar a temperatura de yacimiento (177 °C).

Componentes	% Mol	% Peso	Densidad del líquido [g/cm ³]	Peso molecular
Ácido Sulfhídrico	0.75	0.70	0.7897	34.08
Dióxido de Carbono	2.32	2.80	0.8226	44.01
Nitrógeno	0.95	0.73	0.8093	28.01
Metano	70.39	30.94	0.3000	16.04
Etano	7.40	6.10	0.3560	30.07
Propano	3.59	4.34	0.5080	44.10
Iso-Butano	0.70	1.11	0.5630	58.12
n-Butano	1.58	2.52	0.5840	58.12
Iso-Pentano	0.59	1.17	0.6250	72.15
n-Pentano	0.85	1.68	0.6310	72.15
Hexanos	1.02	2.41	0.6640	86.18
Heptanos	1.66	4.50	0.7337	99.04
Octanos	1.38	4.27	0.7520	113.06
Nonanos	1.15	4.00	0.7678	127.09
Decanos	0.95	3.69	0.7818	141.11
Undecanos	0.79	3.38	0.7943	155.14
Dodecanos	0.66	3.06	0.8056	169.17
Tridecanos	0.55	2.76	0.8160	183.19
Tetradecanos	0.46	2.47	0.8256	197.22
Pentadecanos	0.38	2.20	0.8344	211.24
Hexadecanos	0.32	1.95	0.8427	225.27
Heptadecanos	0.26	1.72	0.8505	239.30
Octadecanos	0.22	1.52	0.8579	253.32
Nonadecanos	0.18	1.33	0.8648	267.35
Eicosanos	0.15	1.17	0.8714	281.37
Heneicosanos	0.13	1.02	0.8777	295.40
Docosanos	0.10	0.89	0.8838	309.43
Tricosanos	0.09	0.77	0.8896	323.45
Tetracosanos	0.07	0.67	0.8951	337.48
Pentacosanos	0.06	0.58	0.9005	351.50
Hexacosanos	0.05	0.50	0.9056	365.53
Heptacosanos	0.04	0.43	0.9106	379.56
Octacosanos	0.03	0.37	0.9154	393.58
Nonacosanos	0.03	0.32	0.9201	407.61
Triacotanos y +	0.15	1.93	0.9471	490.82
Total	100.00	100.00		

Propiedades promedio de la muestra	
Peso molecular	36.46
Densidad del líquido [g/cm ³]	0.4883

La mayoría de los parámetros medidos en un estudio de yacimiento pueden ser calculados con cierto grado de precisión a partir de la composición. Ésta es la descripción más completa del fluido de yacimiento que puede hacerse. En el pasado, los análisis de la composición del fluido del yacimiento sólo se realizaban para separar del metano hasta el hexano, con los heptanos y componentes pesados agrupados como un único componente; indicando la densidad y peso molecular de cada componente. Con el desarrollo de ecuaciones de estado más sofisticadas para el cálculo de las propiedades del fluido, se supo que una descripción más completa de los componentes pesados era necesaria. Actualmente se recomienda que los análisis de composición del fluido del yacimiento incluyan una separación de los componentes hasta C₁₀ como mínimo. Los laboratorios de investigación más sofisticados hoy en día utilizan ecuaciones de estado que requieren composiciones hasta de C₃₀ o superiores.

En la *tabla 3.1* se muestra el análisis cromatográfico y matemático del fluido muestreado en el *Pozo A-1*. La tabla incluye fracción molar, fracción peso, densidad y peso molecular de cada componente.

III.2.2 Estudio de expansión a composición constante (CCE)

Los resultados reportados de la prueba CCE se presentan en la *tabla 3.2*. La columna de volumen relativo (corregido por la *función Y*) muestra la relación entre el volumen total a la presión indicada por volumen total a la presión de rocío. El volumen de la fase líquida se obtiene al dividir el volumen de líquido a la presión indicada entre el volumen total a la presión de rocío. El cambio brusco de la pendiente en un gráfico *presión vs volumen* se localiza a la presión de 399.55 kg/cm², siendo esta última la presión de rocío P_{roc} . La densidad del fluido a la presión de rocío es de 0.4314 g/cm³ y se determina mediante medidas directas de masa-volumen efectuadas a la muestra en la celda PVT.

A presiones por encima de la presión de rocío, la densidad se obtiene usando la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{\rho_{roc}}{V_{rel}} \quad (50)$$

donde ρ es la densidad del fluido a cualquier presión por encima de la presión de rocío; ρ_{roc} la densidad a la presión de rocío y V_{rel} el volumen relativo a la presión de interés.

Adicionalmente se muestra en la *tabla 3.3* las presiones de rocío del fluido de yacimiento reportadas a distintas temperaturas.

Tabla 3.2 Resultados de la prueba de expansión a composición constante a temperatura de yacimiento (177 °C).

Presión [kg/cm ²]	Volumen relativo	Volumen de la fase líquida	Función Y	Densidad del fluido de yacimiento [g/cm ³]
823.00	0.8000			0.5393
703.07	0.8177			0.5276
625.73	0.8417			0.5126
527.30	0.8920			0.4837
478.09	0.9266			0.4656
464.03	0.9379			0.4600
449.96	0.9504			0.4539
435.90	0.9631			0.4480
421.84	0.9767			0.4417
407.78	0.9910			0.4353
399.55	1.0000	0.00		0.4314
386.69	1.0150	14.53	2.2139	
379.66	1.0240	17.60	2.1800	
372.63	1.0335	19.47	2.1560	
365.60	1.0435	20.76	2.1370	
358.57	1.0544	21.68	2.1019	
351.53	1.0657	22.36	2.0786	
344.50	1.0774	22.87	2.0638	
337.47	1.0905	23.26	2.0317	
330.44	1.1044	23.56	2.0039	
323.41	1.1188	23.79	1.9818	
316.38	1.1345	23.96	1.9539	
309.35	1.1505	24.09	1.9373	
302.32	1.1687	24.18	1.9069	
295.29	1.1884	24.23	1.8741	
288.26	1.2085	24.26	1.8516	
281.23	1.2300	24.27	1.8295	
267.17	1.2785	23.77	1.7791	
253.11	1.3364	23.63	1.7200	
239.04	1.4003	23.44	1.6775	
224.98	1.4758	23.19	1.6307	
210.92	1.5633	22.90	1.5878	
196.86	1.6760	22.56	1.5232	
182.80	1.8033	22.18	1.4762	
168.74	1.9554	21.75	1.4318	

Tabla 3.3 Presiones de rocío del fluido de yacimiento a diferentes temperaturas.

Muestra	Temperatura [°C]	Presión de rocío [kg/cm ²]
Fluido de yacimiento	177	399.55
Fluido de yacimiento	150	420.59
Fluido de yacimiento	120	437.90
Fluido de yacimiento	100	446.24

III.2.2.1 Función Y

De manera frecuente, los datos de volumen relativo requieren ser ajustados para corregir inexactitudes que se cometen en el laboratorio al medir el volumen total de hidrocarburos justamente por debajo de la presión de saturación y, también, a bajas presiones. Para tal fin se utiliza la función adimensional conocida como *función Y*, cuya expresión matemática se define solamente para presiones por debajo de la presión de saturación de la siguiente manera:

$$Y = \frac{P_{sat} - P}{P(V_{rel} - 1)} \quad (51)$$

donde P_{sat} es la presión de saturación y V_{rel} el volumen relativo a la presión P .

La cuarta columna de la *tabla 3.2* lista los valores calculados de la *función Y* por la *ecuación 51*. Para ajustar los datos de volumen relativo por debajo de la presión de saturación, la *función Y* se presenta en función de la presión en un sistema cartesiano. Cuando se construye el gráfico, esta función forma una línea recta o tiene solamente una pequeña curvatura. La *figura 3.1* muestra la gráfica de la *función Y vs presión* para el fluido muestreado. En este caso no se observa un comportamiento errático importante en los datos cercanos a la presión del punto de rocío, por lo que el ajuste de los datos es mínimo.

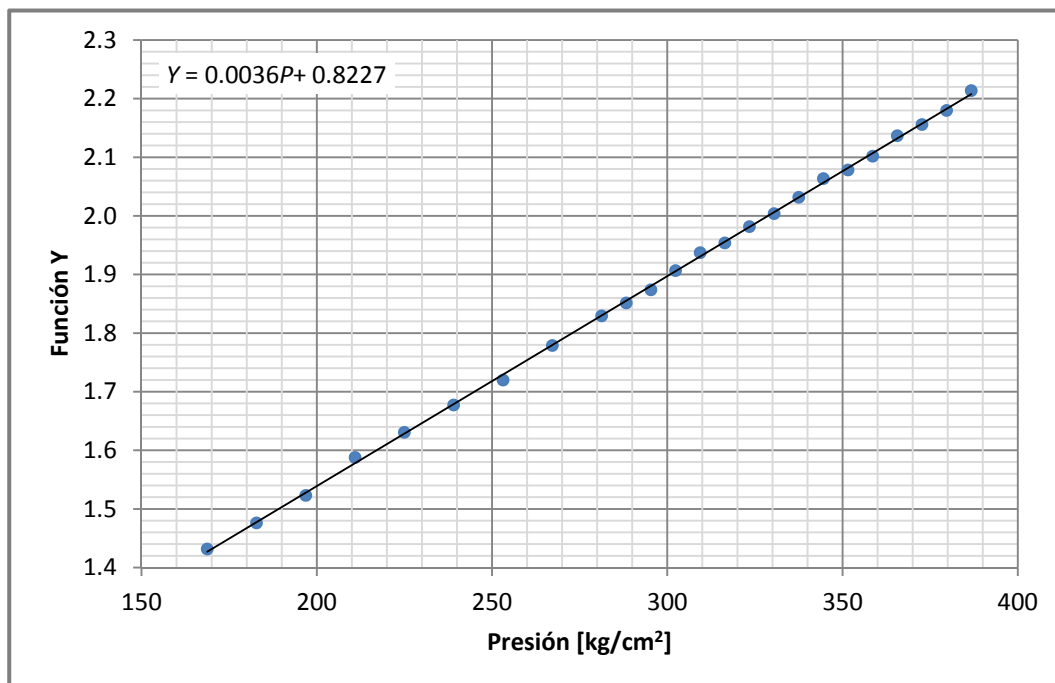


Figura 3.1 Gráfica de la *función Y vs presión*, en donde se muestra la *función Y* ajustada, con $b=0.0036$ y $a=0.8227$ como coeficientes de la línea recta.

La corrección de los datos de volumen relativo se hace siguiendo los pasos que se enumeran a continuación:

- 1) Se calcula la *función Y* para todas las presiones por debajo de la presión de saturación, usando la *ecuación 51*.
- 2) Se representa la *función Y vs presión* en un sistema cartesiano (*figura 3.1*).
- 3) Se determinan los coeficientes que fijan la mejor línea recta, es decir:

$$Y = bP + a \quad (52)$$

donde *b* y *a* son la pendiente y la intersección de la línea recta respectivamente.

- 4) Se recalculan los volúmenes relativos para todas las presiones por debajo de la presión de saturación (segunda columna de la *tabla 3.2*), usando la siguiente expresión:

$$V_{rel} = 1 + \frac{P_{sat} - P}{P(a + bP)} \quad (53)$$

La mejor línea recta que fija los puntos de la *función Y* en función de la presión para los datos reportados se obtiene por:

$$Y = 0.0036P + 0.8227 \quad (54)$$

III.2.3 Estudio de agotamiento a volumen constante (CVD)

Las *tablas 3.4* y *3.5* muestran los resultados obtenidos de la prueba de agotamiento a volumen constante. La columna A indica la composición original del fluido de yacimiento. La columna B muestra la composición del aceite residual. Entre los datos proporcionados en las tablas se encuentran la composición molar del gas producido a las diferentes etapas de agotamiento de presión, así como la composición del líquido; indicando a cada etapa el peso molecular y la densidad de la fracción pesada (C_{7+}) de estos fluidos.

Cuando la presión en yacimientos de gas y condensado alcanza la presión de rocío, la mezcla se divide en dos fases, un gas y un líquido. Durante el experimento de agotamiento a volumen constante se asume que toda la producción proviene de la zona de gas, por lo tanto, la mezcla producida tendrá la misma composición que el gas eliminado de la celda durante el estudio. Este gas llegará a ser gradualmente menos rico en hidrocarburos pesados, debido a que éstos serán los primeros en condensarse y quedarse atrapados en los poros de la roca y, por lo tanto, menos líquido será recuperado de la batería de separación. El comportamiento anterior puede observarse en la *figura 3.2* al graficar *%mol vs etapas de agotamiento de presión*, percibiéndose la

reducción de la fracción pesada en la composición del gas producido en las distintas etapas de abatimiento de presión en el yacimiento.

El porcentaje de volumen de hidrocarburos líquidos que estarían dentro de los poros a las distintas etapas de agotamiento de presión, el factor Z del gas producido, el gas acumulado producido, así como la densidad del líquido son de especial importancia en esta tesis, ya que son las mediciones del experimento CVD reproducidas para el ajuste de la ecuación de estado utilizada en las simulaciones, estas observaciones se destacan en color verde en las *tablas 3.4 y 3.5*. Dentro de las presiones de estudio, la saturación máxima de condensado en el yacimiento se alcanzará cuando el abatimiento de presión en el mismo alcance un valor de 316.38 kg/cm² (4499.98 lpc), es decir, un 23.85% de hidrocarburos líquidos dentro de los poros, en el supuesto que los únicos fluidos existentes en el yacimiento fueran sólo condensado retrógrado y gas.

Tabla 3.4 Información obtenida del gas producido del agotamiento a volumen constante a temperatura de yacimiento (177 °C).

Análisis de la fase gaseosa producida [% mol]												
Etapas de agotamiento	A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	B
Presión [kg/cm ²]	399.55	351.53	316.38	281.23	246.07	210.92	175.77	140.61	70.31	35.15	1.03	1.03
Ácido Sulfhídrico	0.75	0.73	0.73	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.82	0.86	0.75	0.00
Dióxido de Carbono	2.32	2.37	2.39	2.41	2.43	2.45	2.47	2.49	2.52	2.50	1.93	0.00
Nitrógeno	0.95	1.01	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.01	0.96	0.69	0.00
Metano	70.39	73.37	74.43	75.20	75.77	76.19	76.46	76.52	75.64	73.37	54.42	0.00
Etano	7.40	7.48	7.52	7.57	7.61	7.67	7.73	7.82	8.02	8.14	6.59	0.01
Propano	3.59	3.54	3.53	3.53	3.54	3.55	3.59	3.65	3.86	4.11	3.74	0.07
Iso-Butano	0.70	0.68	0.67	0.66	0.66	0.66	0.67	0.68	0.74	0.82	0.85	0.07
n-Butano	1.58	1.51	1.49	1.48	1.47	1.47	1.48	1.51	1.64	1.86	2.02	0.24
Iso-Pentano	0.59	0.55	0.54	0.53	0.52	0.52	0.52	0.53	0.59	0.70	0.91	0.33
n-Pentano	0.85	0.79	0.77	0.76	0.74	0.74	0.74	0.75	0.83	1.00	1.38	0.64
Hexanos	1.02	0.92	0.88	0.85	0.83	0.81	0.80	0.80	0.90	1.14	2.12	2.30
Heptanos y más (+)	9.86	7.05	6.02	5.24	4.64	4.14	3.73	3.44	3.43	4.54	24.60	96.34
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Propiedades de los heptanos y más (+)												
Peso molecular	168.4	105.9	105.8	105.4	106.3	106.7	106.9	105.8	106.3	106.3	104.2	182.4
Densidad [g/cm ³]	0.8075	0.6961	0.6960	0.6954	0.6967	0.6971	0.6974	0.6960	0.6966	0.6966	0.6938	0.8279
Propiedades del gas producido												
Viscosidad del gas [mPa·s]		0.060	0.050	0.042	0.037	0.032	0.029	0.027	0.025	0.022	0.019	
Factor Z		1.000	0.983	0.962	0.945	0.935	0.930	0.930	0.948	0.963	0.988	
Fase de gas acumulada producida (%)	0.00	7.73	14.05	20.23	28.65	37.18	47.17	56.86	75.32	86.26	96.88	
Recuperación de composiciones del gas producido [m ³ /10 ³ m ³]												
Etano +		1.038	0.971	0.922	0.883	0.854	0.833	0.823	0.858	0.979	2.237	
Propano +		0.773	0.704	0.653	0.613	0.581	0.558	0.545	0.573	0.69	2.003	
Butano +		0.643	0.574	0.523	0.483	0.451	0.426	0.411	0.432	0.539	1.866	
Pentano +		0.549	0.482	0.432	0.392	0.36	0.335	0.318	0.33	0.425	1.744	
% de V _{sat} de líquido		22.65	23.85	23.77	23.2	22.38	21.41	20.32	17.76	16.15	9.47	

Propiedades del líquido residual a 0.0 kg/cm ²	
Peso molecular	178.6

Tabla 3.5 Información obtenida del líquido del agotamiento a volumen constante a temperatura de yacimiento (177 °C).

Composición del líquido [% mol]											
Etapas de agotamiento	A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Presión [kg/cm ²]	399.55	351.53	316.38	281.23	246.07	210.92	175.77	140.61	70.31	35.15	1.03
Ácido Sulfhídrico	0.75	0.82	0.83	0.83	0.82	0.80	0.76	0.70	0.48	0.28	0.01
Dióxido de Carbono	2.32	2.10	2.02	1.93	1.81	1.67	1.50	1.30	0.75	0.40	0.01
Nitrógeno	0.95	0.69	0.62	0.55	0.48	0.41	0.34	0.27	0.13	0.06	0.00
Metano	70.39	56.77	53.17	49.22	44.86	40.04	34.73	28.88	15.43	7.78	0.17
Etano	7.40	6.96	6.82	6.64	6.39	6.07	5.64	5.06	3.24	1.84	0.05
Propano	3.59	3.77	3.81	3.84	3.84	3.81	3.72	3.53	2.61	1.66	0.05
Iso-Butano	0.70	0.80	0.82	0.85	0.87	0.89	0.90	0.89	0.74	0.51	0.02
n-Butano	1.58	1.85	1.93	2.00	2.08	2.14	2.19	2.19	1.87	1.34	0.05
Iso-Pentano	0.59	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00	1.04	0.99	0.78	0.04
n-Pentano	0.85	1.10	1.17	1.25	1.34	1.43	1.51	1.58	1.54	1.25	0.07
Hexanos	1.02	1.45	1.58	1.73	1.90	2.08	2.28	2.47	2.68	2.44	0.19
Heptanos y más (+)	9.86	22.94	26.43	30.31	34.71	39.71	45.43	52.09	69.54	81.66	99.34
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Propiedades de los heptanos y más (+)											
Peso molecular	168.4	194.2	193.7	192.9	192.1	191.4	191.0	190.9	193.0	196.5	247.6
Densidad [g/cm ³]	0.8075	0.8316	0.8313	0.8305	0.8298	0.8292	0.8288	0.8287	0.83	0.8322	0.8602
Propiedades del fluido total											
Peso molecular		62.9	69.2	76.0	83.7	92.3	102.2	113.8	145.0	167.9	246.4
Densidad [g/cm ³]		0.6203	0.6416	0.6623	0.6826	0.7028	0.7229	0.7432	0.7858	0.8085	0.8596
Volumen de la fase líquida		22.65	23.85	23.77	23.20	22.38	21.41	20.32	17.76	16.15	9.47

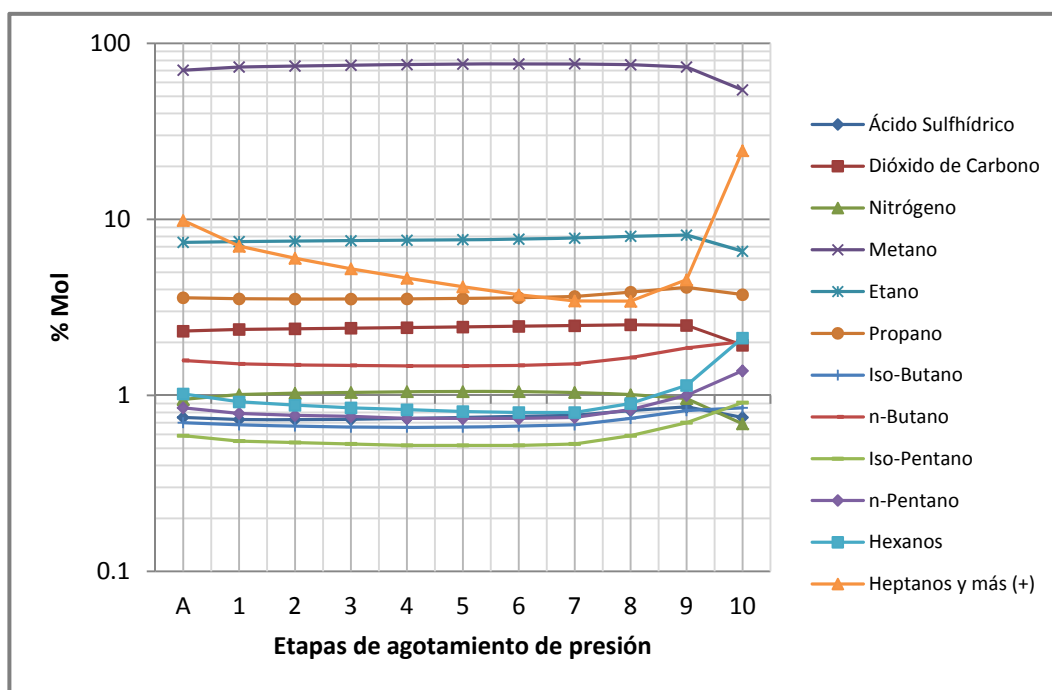


Figura 3.2 Componentes del gas producido durante el agotamiento a volumen constante.

III.3 Ajuste de la ecuación de estado con el software PVTi de ECLIPSE

A continuación se explican las consideraciones realizadas, así como el procedimiento efectuado para el ajuste de la ecuación de estado para el fluido original en el software de caracterización de fluidos PVTi.

III.3.1 Definición del sistema de fluidos

El paso inicial en la obtención de la ecuación de estado es especificar, por porcentaje mol o porcentaje peso, los componentes que conforman el fluido muestreado en el *Pozo A-1* hasta la fracción pesada C_{7+} (*tabla 3.4*). Las propiedades necesarias de los componentes para los cálculos involucrados automáticamente son tomadas de la librería del programa. Las propiedades de la fracción pesada son caracterizadas a partir de su peso molecular, siendo opcional la introducción de su gravedad específica como parámetro de caracterización. La *figura 3.3* muestra el desglose de los componentes del fluido introducido a PVTi.

III.3.2 Selección de la ecuación de estado

Las ecuaciones de estado disponibles en PVTi se enlistan enseguida.

- Peng-Robinson (2 y 3 parámetros)
- Soave-Redlich-Kwong (2 y 3 parámetros)
- Redlich-Kwong
- Zudkevitch-Joffe
- Schmidt-Wenzel

Se utilizó la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros (PR3), debido a que ha sido la más ampliamente utilizada en la industria petrolera para simular el comportamiento de fases de fluidos hidrocarburos. La inclusión del tercer parámetro (C , *ecuación 43*) suele dar mucho mejores predicciones de las propiedades de los líquidos así como de saturaciones, además de que proporciona un conjunto más de parámetros de regresión, es decir, los parámetros de traslación de los componentes (S), haciendo más fácil ajustar los datos medidos. PVTi también proporciona la opción de utilizar la ecuación original de Peng-Robinson (también conocida como PR76) o la presentada por los mismos autores en 1978 (conocida como PR78) en donde se utiliza un término de corrección para el factor acéntrico (*ecuación 34*), esta última opción fue seleccionada. Las reglas de mezclado que utiliza el software para todas las ecuaciones de estado son las propuestas

por Zudkevitch y Joffe (ecuaciones 39, 40 y 41). Para los *BIC* iniciales se eligió la opción predeterminada de Katz-Firoozabadi, que considera con un valor de cero los coeficientes hidrocarburo-hidrocarburo, a excepción de los de metano-hidrocarburos pesados ($\geq C_6$) obtenidos como:

$$\delta_{C1-j} = 0.14\gamma_j - 0.06 \tag{55}$$

donde γ_j es la gravedad específica (del líquido) del componente j . Los *BIC* con componentes no-hidrocarburos adquieren valores fijos recomendados por Whitson.

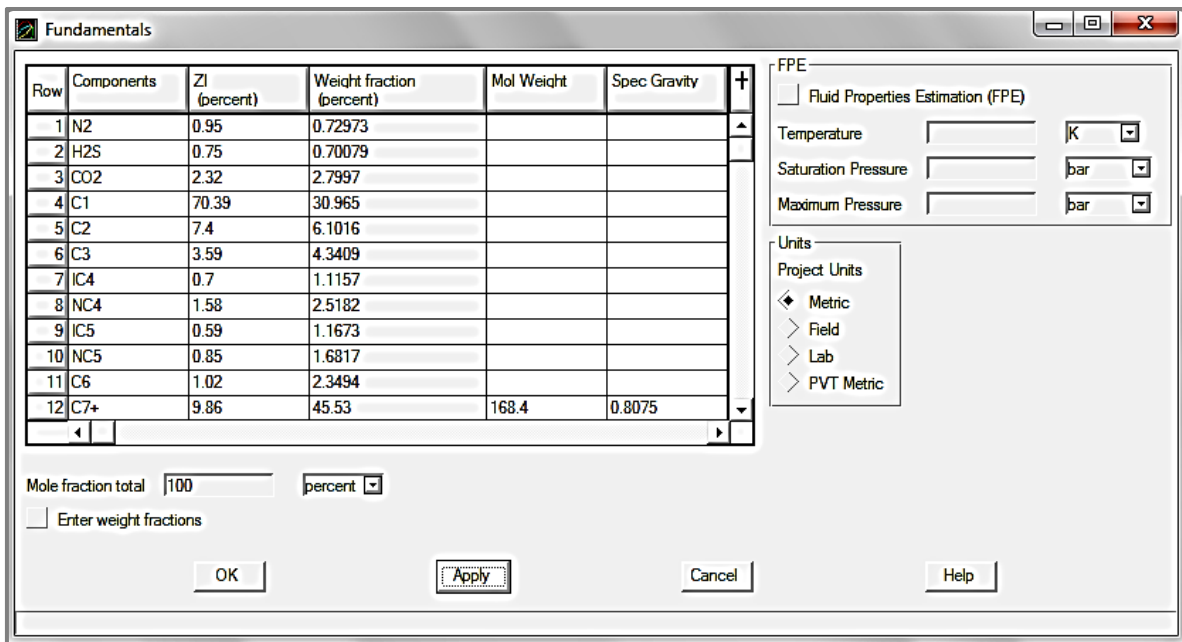


Figura 3.3 Introducción de la composición del fluido de yacimiento a PVTi.

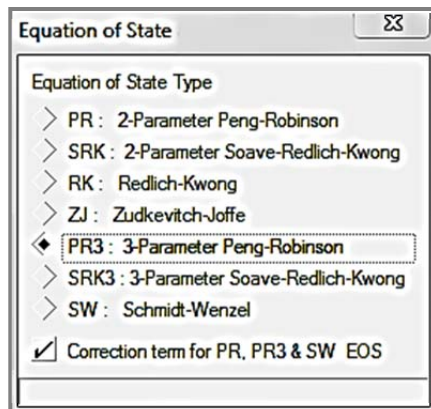


Figura 3.4 Selección de la ecuación de estado.

III.3.3 Definición de los experimentos de simulación

Se introdujeron las condiciones de dos experimentos al simulador, un experimento de un solo punto (punto de rocío) a 177 °C y un experimento de abatimiento de presión (CVD) a 177 °C con 10 etapas de agotamiento de presión (*tablas 3.4 y 3.5*).

Las observaciones introducidas en el simulador para el ajuste de la ecuación de estado se resumen a continuación.

- Una descripción del fluido (composición por porcentaje mol).
- Un experimento de punto de rocío a 177 °C, con la observación de la presión del punto de rocío.
- Un experimento de agotamiento a volumen constante, con observaciones del factor de compresibilidad (Z) del gas producido a las distintas etapas de agotamiento de presión.
- Un experimento de agotamiento a volumen constante, con observaciones de la saturación de líquido a las distintas etapas de agotamiento de presión.
- Un experimento de agotamiento a volumen constante, con observaciones del gas producido acumulado.
- Un experimento de agotamiento a volumen constante, con observaciones de la densidad del líquido.

Index	Pressure (bar)	Values
1	344.733	1
2	310.263	0.983
3	275.792	0.962
4	241.312	0.945
5	206.842	0.935
6	172.372	0.93
7	137.891	0.93
8	68.9506	0.948
9	34.4704	0.963
10	1.0101	0.988

Figura 3.5 Introducción de las observaciones del factor de compresibilidad del gas producido.

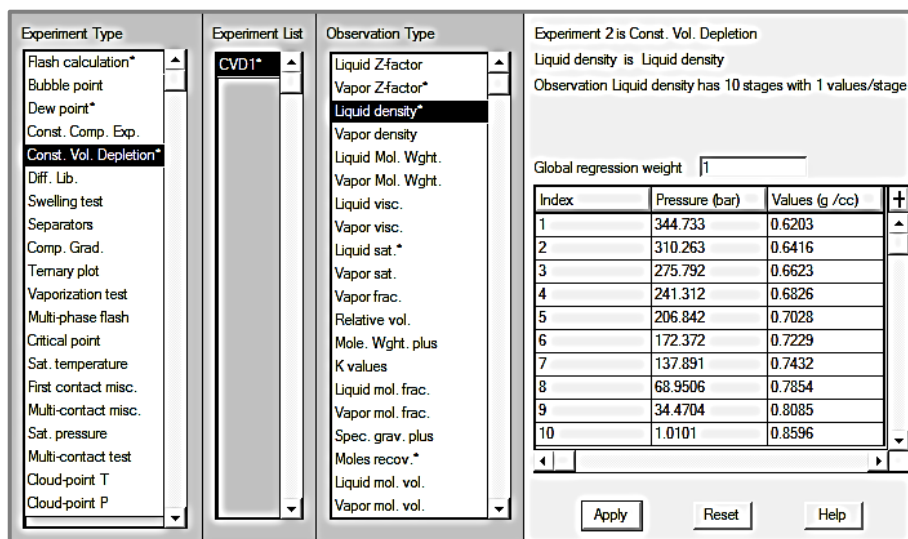


Figura 3.6 Introducción de las observaciones de densidad de líquido.

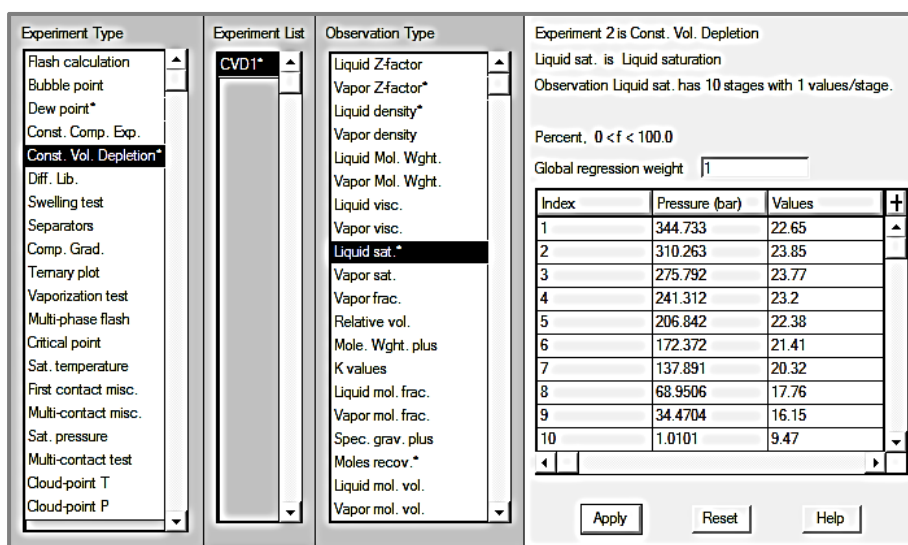


Figura 3.7 Introducción de las observaciones de saturación de líquido.

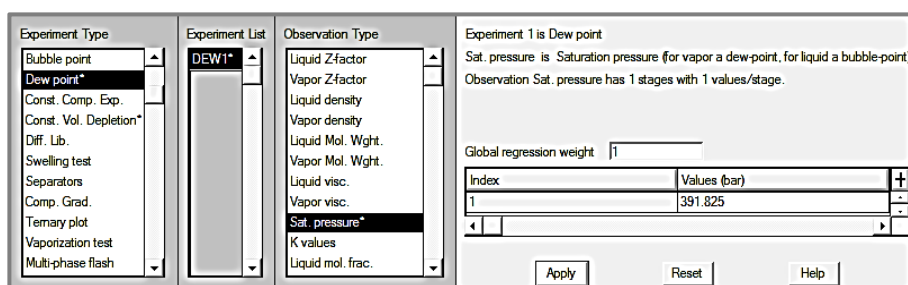


Figura 3.8 Introducción de la observación de la presión de rocío a temperatura de yacimiento (177 °C).

Experiment 2 is Const. Vol. Depletion
Moles recov. is Moles recovered from depletion experiment
Observation Moles recov. has 10 stages with 1 values/stage.

Percent, 0 < f < 100.0
Global regression weight 1

Index	Pressure (bar)	Values
1	344.733	7.73
2	310.263	14.05
3	275.792	20.23
4	241.312	28.65
5	206.842	37.18
6	172.372	47.17
7	137.891	56.86
8	68.9506	75.32
9	34.4704	86.26
10	1.0101	96.88

Apply Reset Help

Figura 3.9 Introducción de las observaciones del gas producido acumulado.

Utilizando a la desviación promedio absoluta (Average Absolute Deviation, *AAD*, por sus siglas en inglés) definida por la ecuación 56 como indicador del porcentaje de error entre los datos simulados y los experimentales, se realizó una primera corrida del programa para simular las observaciones de los experimentos introducidos, obteniéndose los porcentajes de error siguientes.

- Presión del punto de rocío, ADD = 17.38%
- Factor *Z* del gas producido, ADD = 0.73%
- Saturación de líquido, ADD = 21.50%
- Gas producido acumulado, ADD = 31.35%
- Densidad del líquido residual, ADD = 17.88%

$$AAD \text{ en } \% = \frac{1}{n} \times \sum_i^n \left| \frac{y_{\text{simulación}} - y_{\text{experimental}}}{y_{\text{experimental}}} \right| \times 100 \quad (56)$$

Como puede notarse, a excepción de los datos del factor de compresibilidad, la desviación promedio absoluta es muy alta para el resto de las observaciones. Esto se debe a que las ecuaciones de estado para el estudio del comportamiento de fases de fluidos gas condensado, requieren de un análisis extendido de la composición más allá de la fracción pesada C_{7+} , análisis que generalmente facilitará la posterior calibración de la ecuación de estado con un mínimo ajuste de los parámetros disponibles.

III.3.4 Extensión (splitting) de la fracción C_{7+}

Con técnicas cromatográficas generalmente se identifican y cuantifican de una mezcla de hidrocarburos los componentes más livianos como: N_2 , CO_2 , H_2S , C_1 , C_2 y los componentes intermedios como: C_3 a C_6 . La fracción remanente del fluido (conocida como fracción pesada) que contiene los heptanos (C_7) y el resto de hidrocarburos más pesados se reporta comúnmente con su peso molecular y gravedad específica medidos en el laboratorio, por lo que la información relativa a la fracción pesada se limita a estas dos últimas propiedades. La fracción pesada C_{7+} es una mezcla compleja de miles de compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos, con masas moleculares que se encuentran normalmente dentro de un rango de 110 a 300 g/mol, y densidades de entre 0.7 y 1 g/cm³ (Rojas, 2003). Debido a su complejidad, la fracción C_{7+} afecta considerablemente el comportamiento de fases de la mezcla de hidrocarburos y por lo tanto es de vital importancia caracterizarla correcta y más ampliamente; particularmente la caracterización de la fracción pesada tiene mayor sensibilidad en los cálculos de comportamiento de fases para aceites volátil y gas condensado. La base sólida para la caracterización de la fracción C_{7+} son los datos provenientes de la destilación TBP (*True Boiling Point* o Punto de Ebullición Verdadero), en la cual la fracción C_{7+} se divide en un número considerable de cortes, y se mide el peso molecular y el porcentaje en peso de cada uno de estos cortes, por lo que se puede obtener una buena aproximación de la forma de distribución de peso molecular. Sin embargo, la mayoría de las veces esta prueba no es incluida cuando se realizan los experimentos PVT, y en algunos casos en que se dispone de este análisis el número de cortes es muy limitado, y no se puede establecer una correlación entre la composición y el peso molecular de la fracción pesada.

Varios métodos han sido propuestos para extender la composición de la fracción pesada en ausencia de datos experimentales, basados en la observación de un ajuste de tendencia existente entre el logaritmo del porcentaje mol y el peso molecular de pseudocomponentes de carbonos simples (SCN por sus siglas en inglés). En la industria petrolera el método más utilizado es el propuesto por Whitson (1988). Este método se fundamenta en el uso de la función de densidad de probabilidad gamma de tres parámetros para representar la relación entre la fracción molar y el peso molecular de la fracción pesada (*ver anexo A*).

Previo a la calibración de la ecuación de estado, el número de grupos de SCN necesarios para converger los datos calculados por la ecuación de estado con respecto a los determinados experimentalmente son determinados. Frecuentemente, los análisis

extendidos de la fracción pesada, desde SCN tan pequeños como SCN10 a tan altos como SCN45, son necesarios para esta etapa. Con el objetivo de reducir los costos y tiempos de simulación, así como para obtener buenos resultados en el ajuste de la ecuación de estado con los datos PVT, esquemas de reagrupamiento para la reducción de los grupos de SCN a un rango de dos a cinco grupos de carbonos múltiples (MCN) son utilizados. Para gas condensado, si se extiende la fracción C_{7+} se recomienda trabajar dentro de un rango de tres a cinco MCN; si se extiende la fracción C_{10+} la recomendación es utilizar 2 o 3 MCN (Rojas, 2003). Si se disponen de datos experimentales TBP, el número de MCN requeridos, así como la distribución de los SCN dentro de cada grupo de MCN pueden ser estimados mediante distintos métodos. Sin embargo, actualmente no existe un criterio estándar para la selección del mejor esquema de agrupamiento que reproduzca con precisión similar los resultados obtenidos de utilizar los muchos grupos de SCN (provenientes de datos TBP), excepto por ensayo y error.

La experiencia ha demostrado que la calibración de ecuaciones de estado correspondientes a gas condensado no es tarea sencilla. Al ser los componentes pesados de las mezclas de hidrocarburos los de mayor influencia en su comportamiento de fases, no es extraño que en ocasiones para lograr la reproducción de los datos deseados se necesite modificar ligeramente el peso molecular y la densidad de la fracción pesada reportada en el análisis PVT; generalmente moverse dentro de un rango de $\pm 10\%$ es aceptable. Esta modificación fue necesaria para el ajuste de la ecuación de estado utilizada, ajustando el peso molecular reportado de 168.4 a 180 (6.89%) y trabajando con la gravedad específica calculada de 0.8147 (0.89%).

Row	Components	Z1 (percent)	Weight fraction (percent)	Mol Weight	Spec Gravity
1	N2	0.95	0.70754		
2	H2S	0.75	0.67948		
3	CO2	2.32	2.7146		
4	C1	70.39	30.024		
5	C2	7.4	5.916		
6	C3	3.59	4.2089		
7	IC4	0.7	1.0817		
8	NC4	1.58	2.4416		
9	IC5	0.59	1.1318		
10	NC5	0.85	1.6305		
11	C6	1.02	2.278		
12	C7+	4.2143	12.695	113.31	0.73806
13	C11+	3.1672	14.505	172.26	0.79574
14	C17+	2.4786	19.985	303.28	0.87773

Figura 3.10 Fraccionamiento y agrupamiento de la fracción C_{7+} .

Para extender la fracción pesada se eligió el método de Whitson; por ensayo y error, y en conjunto con el ajuste de distintas combinaciones de variables de regresión (Ω_a , Ω_b , P_c , T_c , V_c , Z_c , ω , S y BIC), el mejor ajuste se obtuvo extendiendo la fracción pesada hasta SCN25 y reagrupando después el número de pseudocomponentes a tres grupos de carbonos múltiples.

A continuación se enlistan los porcentajes de error obtenidos respecto a los datos experimentales una vez extendida la fracción C_{7+} .

- Presión del punto de rocío, ADD = 6.53%
- Factor Z del gas producido, ADD = 1.13%
- Saturación de líquido, ADD = 16.52%
- Gas producido acumulado, ADD = 10.69%
- Densidad del líquido residual, ADD = 9.24%

Se aprecia en la información de arriba que la extensión de la fracción pesada proporciona una mejora en la predicción de los datos medidos en laboratorio, sin embargo, la correcta combinación de parámetros de ajuste puede proporcionar aún mejores predicciones y por lo tanto aumentar la representatividad del modelo obtenido, objetivo que debe perseguirse agotando los recursos disponibles. Aunado a lo anterior, un mayor ajuste en la saturación de líquido es de interés para los objetivos que persigue esta tesis al analizar el efecto de la inyección de diferentes componentes en la revaporización de condensados.

En la *figura 3.10* se observan los tres grupos de carbonos múltiples después del fraccionamiento y agrupamiento de la fracción C_{7+} , estos grupos de carbonos múltiples también son conocidos como *fracciones pesadas*.

III.3.5 Ajuste con parámetros de regresión

De acuerdo a varios investigadores las propiedades de los pseudocomponentes de la mezcla de hidrocarburos son sólo valores aproximados y no experimentales, y por eso su uso como parámetros de regresión se justifica. Sin embargo, se debe tener cuidado en que sus pseudopropiedades tengan cierto grado de consistencia, es decir que por ejemplo no se alejen del rango preestablecido de valores publicados para propiedades de hidrocarburos de alto peso molecular, y que presenten continuidad al observar su variación con respecto a otras propiedades (por ejemplo *temperatura crítica vs peso molecular*). Los parámetros recomendados por Pedersen y McCain para el ajuste de

ecuaciones de estado, así como algunos efectos que se han observado en propiedades clave para gas condensado se mencionan a continuación.

- *Presión crítica (P_c)*. Su aumento expande la región de dos fases a bajas temperaturas, pero no cambia a temperaturas cercanas a la cricondenterma. Disminuye un poco el volumen máximo de condensado y afecta poco la presión de rocío.
- *Temperatura crítica (T_c)*. Su aumento incrementa el área de la región de dos fases, la presión de rocío y el volumen máximo de condensado.
- *Factor acéntrico (ω)*. Su efecto es similar al de la temperatura crítica.
- *Coefficientes de interacción binaria (BIC)*. Son los parámetros que más influencia tienen sobre el comportamiento de fases, pero es también uno de los más difíciles de estimar en el ajuste de las ecuaciones de estado. Por ejemplo, el incremento del BIC entre el C_1 y C_{11} de 0 a 0.15 aumenta la presión de rocío en 10 a 20% su valor, y el volumen máximo de condensado en el orden de 10%.
- *Composición de la fracción pesada (x_{7+})*. La adición de pequeñas cantidades de la fracción pesada a la mezcla, tan pequeñas como de 0.02 a 0.05%, expanden considerablemente la región de dos fases, incrementando la presión de rocío; el porcentaje máximo de condensado se incrementa más del 20%.

Además de las variables mencionadas arriba, PVTi permite utilizar a las constantes Ω_a y Ω_b de la ecuación de estado como parámetros de regresión, así como al factor de compresibilidad crítico (Z_c) y al parámetro de traslación (S) de cada elemento. Sin embargo, el ajuste de estos parámetros se recomienda que se realice sólo sobre la última fracción pesada (C_{17+}) debido a las razones mencionadas anteriormente. PVTi también permite asignar factores de peso a las diferentes observaciones experimentales para jerarquizar la importancia de su ajuste en la función de regresión.

Hosein y Dawe (2012) realizaron una recopilación de las combinaciones de parámetros que mejores resultados han dado en la reproducción de datos experimentales en fluidos gas condensado con la ecuación de estado de Peng-Robinson. Tales combinaciones de parámetros se mencionan enseguida.

- Al-Sadoon y Almarry (1985) demostraron el éxito en el ajuste de la ecuación de estado al tomar como parámetros de regresión a los coeficientes de interacción binaria entre el metano y las fracciones pesadas, así como la presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico de la última fracción pesada.

- Coats (1986) demostró el ajuste de la ecuación de estado utilizando como parámetros de regresión a los coeficientes de interacción binaria entre el metano y las fracciones pesadas, así como a las omegas del metano y de la última fracción pesada.
- Danesh (1998) indicó que el parámetro de traslación también puede ser incluido como una variable de ajuste para mejorar la predicción del volumen de líquido; debe asignarse un factor de peso de 40 a la presión de rocío y un factor de peso de 10 al volumen de líquido. Sin embargo, la literatura abierta no demostró si el parámetro de traslación con los factores de peso sugeridos debe usarse con BIC , P_c , T_c y ω o con BIC y Ω 's.

Hosein y Dawe (2012), utilizando la ecuación de estado de PR76 con el parámetro de corrección (C), también probaron diversas combinaciones de parámetros de ajuste y factores de peso. Las observaciones de los experimentos PVT que reprodujeron y con las que analizaron la efectividad de las combinaciones de parámetros fueron: presión de rocío, volumen de líquido, factor de compresibilidad del gas producido y volumen de gas producido. Algunas de sus conclusiones se mencionan a continuación.

- El parámetro de traslación debe ser incluido con los parámetros BIC , P_c , T_c y ω para el ajuste de la ecuación de estado. Un factor de peso de 10 como el sugerido por Danesh se debería aplicar al volumen de líquido.
- El parámetro de traslación no debe ser incluido con BIC y Ω 's como variables de ajuste. Un factor de peso de 1 se debe aplicar al volumen de líquido y un factor de peso de 10 al factor de compresibilidad del gas.
- Las predicciones de datos CVD con la ecuación de estado de PR76 serán más precisas con el ajuste de las variables BIC y Ω 's que con el ajuste de las variables BIC , P_c , T_c , ω y S .

Evaluando varios conjuntos de parámetros, el ajuste más satisfactorio se obtuvo tomando como parámetros de ajuste a los coeficientes de interacción binaria entre el metano y las fracciones pesadas (C_{7+} , C_{11+} y C_{17+}) en conjunto con la presión crítica, temperatura crítica, factor acéntrico y parámetro de traslación de la última fracción pesada (C_{17+}); siguiendo la recomendación de Danesh, un factor de peso de 10 fue asignado al volumen de líquido. Los porcentajes de error obtenidos después del ajuste se indican en seguida.

- Presión del punto de rocío, ADD = 0.17%

- Factor Z del gas producido, ADD = 0.96%
- Saturación de líquido, ADD = 0.23%
- Gas producido acumulado, ADD = 1.81%
- Densidad del líquido residual, ADD = 0.62%

La ecuación de estado ajustada reproduce con buena exactitud las observaciones experimentales deseadas, por lo que pueden esperarse resultados de simulación apegados al comportamiento físico real. Sin embargo, debe tenerse en consideración que la utilidad del modelo ajustado puede limitarse a los rangos de presiones y temperaturas de las observaciones reproducidas, y que a muy diferentes presiones y temperaturas el modelo puede no ser representativo del todo del comportamiento real del fluido.

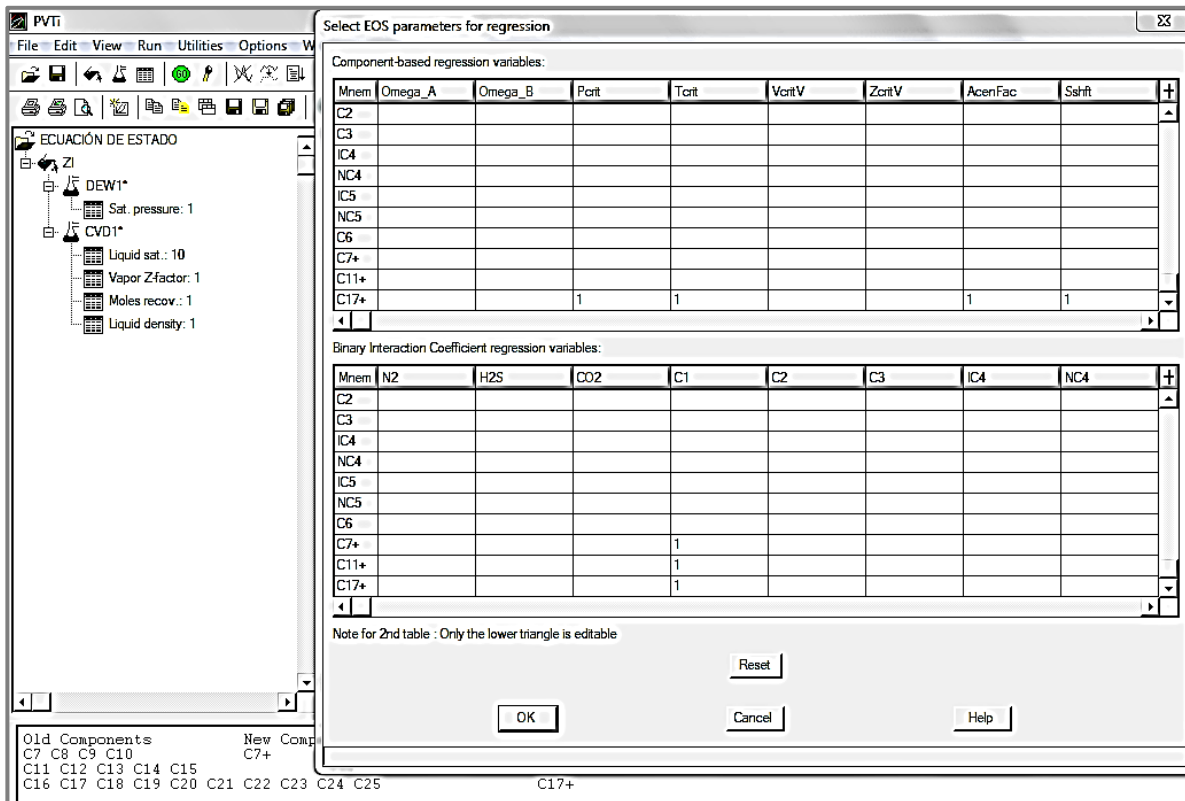


Figura 3.11 Parámetros de regresión seleccionados y factores de peso asignados.

III.4 Experimentos PVT simulados

En la *tabla 3.6* se muestran los datos de salida de cada experimento arrojados por la ecuación de estado ajustada, datos utilizados para obtener las gráficas de las *figuras 3.13*, *3.14* y *3.15* en las que se puede apreciar el comportamiento de las observaciones experimentales en relación con las observaciones simuladas.

Tabla 3.6 Datos de salida de los experimentos simulados.

Expt DEW1 : Retrograde Dew Point Pressure Calculation							
Peng-Robinson (3-Param) on ZI with PR corr.							
Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation							
Specified temperature		Deg C		177.0000			
Calculated dew point pressure		BARSA		391.1675			
Observed dew point pressure		BARSA		391.8247			
		Vap Z-Fac				Liq Sat	
Pressure BARSA	Inserted Point	Observed	Calculated	Pressure BARSA	Inserted Point	Observed	Calculated
391.167	- Psat		1.0976	391.167	- Psat		
344.733		1.0000	1.0329	344.733		0.2265	0.2275
310.262		0.9830	1.0004	310.262		0.2385	0.2384
275.792		0.9620	0.9748	275.792		0.2377	0.2370
241.312		0.9450	0.9550	241.312		0.2320	0.2311
206.841		0.9350	0.9409	206.841		0.2238	0.2230
172.371		0.9300	0.9324	172.371		0.2141	0.2134
137.891		0.9300	0.9299	137.891		0.2032	0.2028
68.950		0.9480	0.9441	68.950		0.1776	0.1777
34.470		0.9630	0.9612	34.470		0.1615	0.1618
1.010		0.9880	0.9940	1.010		0.0947	0.0947
		Moles Extrac					
Pressure BARSA	Inserted Point	Observed	Calculated				
391.167	- Psat		0.0776				
344.733		0.0773	0.0776				
310.262		0.1405	0.1419				
275.792		0.2023	0.2120				
241.312		0.2865	0.2880				
206.841		0.3718	0.3698				
172.371		0.4717	0.4570				
137.891		0.5686	0.5489				
68.950		0.7532	0.7426				
34.470		0.8626	0.8425				
1.010		0.9688	0.9636				

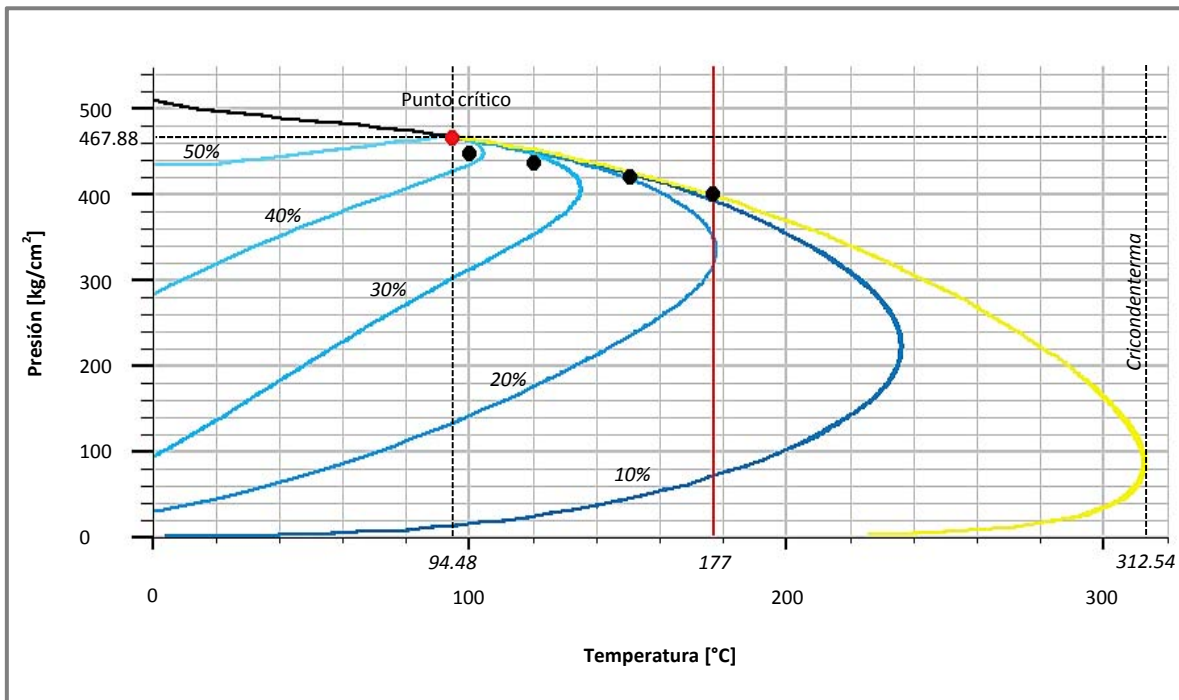


Figura 3.12 Diagrama de fases del fluido muestreado.

En la *figura 3.12* se observa el diagrama de fases del fluido muestreado, el punto crítico se encuentra a una temperatura de 94.48 °C y a una presión de 467.88 kg/cm²; la línea roja representa la isoterma a temperatura de yacimiento de 177 °C. La temperatura cricondenterma se encuentra a 312.54 °C. Los puntos negros señalan las presiones de rocío experimentales del fluido de yacimiento a diferentes temperaturas (*tabla 3.3*), puede apreciarse en la figura una concordancia aceptable con las presiones reproducidas por la ecuación de estado ajustada (línea amarilla). Las líneas azules representan las curvas de calidad de líquido.

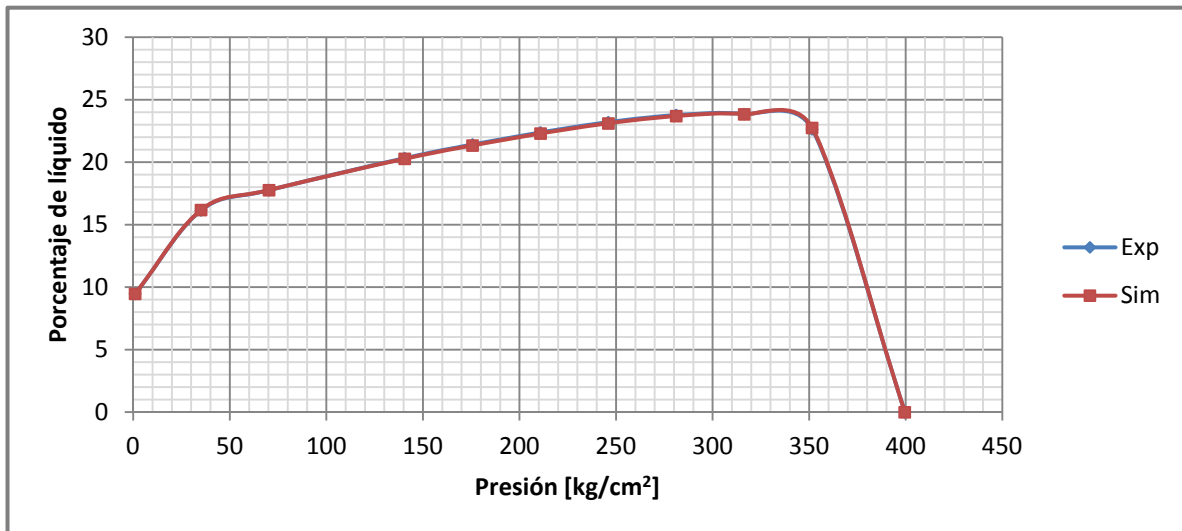


Figura 3.13 Volumen de la fase líquida a 177 °C (experimental y simulación). Se destaca que los datos experimentales y los de simulación prácticamente se superponen, en razón a la relevancia que se le dio al ajuste de estas observaciones en la regresión.

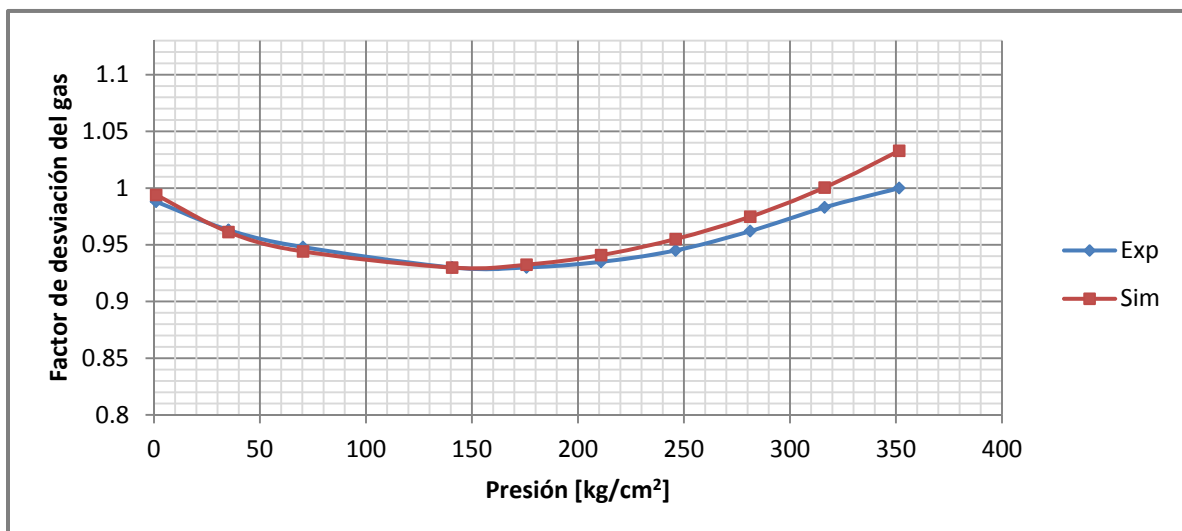


Figura 3.14 Factor de desviación del gas a 177 °C (experimental y simulación).

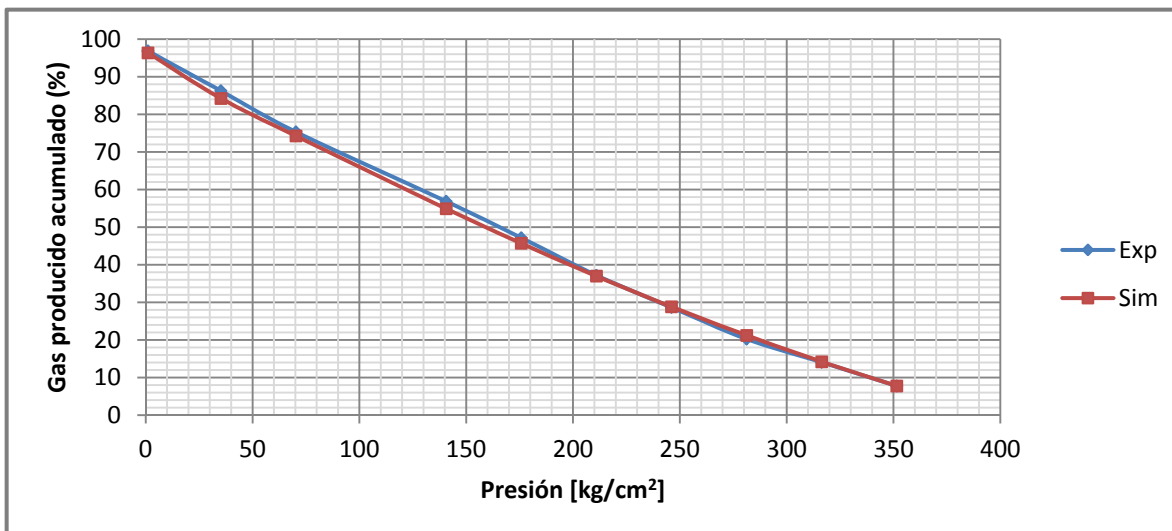


Figura 3.15 Gas producido acumulado del experimento de agotamiento a volumen constante (experimental y simulación).

Las gráficas anteriores permiten corroborar que la ecuación de estado ajustada simula de manera aceptable los datos deseados de las observaciones experimentales; además de ratificar la valía en las recomendaciones propuestas por los autores citados sobre la elección de los parámetros de ajuste y asignación de factores peso.

CAPÍTULO

IV

CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES

CONTENIDO

IV.1 Introducción	87
IV.2 Procedimiento en PVTi	88
IV.3 Ecuación de estado para el fluido original más metanol	90

IV.1 Introducción

Para evaluar la eficiencia de recuperación por la inyección de algún fluido, 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 los agentes de inyección. Los datos generados son necesarios e importantes ya que permiten conocer e inferir las condiciones bajo las cuales los tratamientos con los diferentes fluidos de inyección son más exitosos. De acuerdo a la literatura consultada, los agentes de inyección elegidos para su estudio fueron: gas natural (GN), dióxido de carbono, nitrógeno, metanol y la mezcla de dióxido de carbono y metanol. En el presente capítulo, se describe el procedimiento realizado para generar los datos de simulación necesarios para conocer el efecto de la inyección de estos fluidos en el comportamiento de fases de los fluidos elegidos como

casos base. En un intento por estudiar la eficiencia de los agentes de interés en la revaporización de condensado a las condiciones menos favorables de saturación del mismo alcanzables en el yacimiento, se eligió como primer caso base al fluido gas condensado presente en el yacimiento a la presión de máxima saturación de líquido observada en el experimento de agotamiento a volumen constante (316.38 kg/cm^2), asimismo, el condensado líquido presente a estas mismas condiciones fue elegido como un segundo fluido de interés, dado que la interacción del fluido de inyección en el yacimiento en algunas zonas se dará en mayor medida con el condensado entrampado, y en otras con la totalidad del sistema (gas y condensado). La composición de los fluidos hidrocarburos presentes en el yacimiento a estas condiciones fue obtenida de la ecuación de estado ajustada y se muestra en la *tabla 4.1*.

Tabla 4.1 Composición de los fluidos hidrocarburos presentes en el yacimiento a la presión de máxima saturación de condensado (316.38 kg/cm^2).

Composición del gas condensado		Composición del condensado		Composición del gas	
Componente	% Mol	Componente	% Mol	Componente	% Mol
N ₂	0.938	N ₂	0.603	N ₂	1.036
H ₂ S	0.751	H ₂ S	0.774	H ₂ S	0.744
CO ₂	2.309	CO ₂	2.002	CO ₂	2.400
C ₁	69.768	C ₁	52.792	C ₁	74.772
C ₂	7.389	C ₂	7.059	C ₂	7.486
C ₃	3.602	C ₃	3.926	C ₃	3.507
iC ₄	0.705	iC ₄	0.849	iC ₄	0.663
nC ₄	1.595	nC ₄	2.004	nC ₄	1.475
iC ₅	0.598	iC ₅	0.818	iC ₅	0.533
nC ₅	0.863	nC ₅	1.208	nC ₅	0.761
C ₆	1.042	C ₆	1.632	C ₆	0.867
C ₇₊	4.355	C ₇₊	8.250	C ₇₊	3.207
C ₁₁₊	3.354	C ₁₁₊	8.540	C ₁₁₊	1.826
C ₁₇₊	2.731	C ₁₇₊	9.544	C ₁₇₊	0.723

IV.2 Procedimiento en PVTi

Experimentos de agotamiento a composición constante (CCE) a temperatura de yacimiento fueron simulados para analizar el comportamiento de fases de las distintas mezclas de fluidos al variar la concentración del componente en estudio inyectado.

En ausencia de experimentos PVT con el condensado líquido que permitieran ajustar una nueva ecuación de estado para las simulaciones con este fluido, se trabajó entonces con la misma ecuación de estado ajustada en el capítulo anterior.

A continuación se explica el procedimiento efectuado para obtener los datos de simulación de la inyección de GN, CO₂ y N₂ en los fluidos seleccionados como casos base. Los datos de la inyección de CH₃OH y de la mezcla CO₂ + CH₃OH fueron obtenidos con una nueva ecuación de estado presentada en el tema siguiente.

Como paso inicial fue necesario definir la composición de los nuevos fluidos de interés en el software de simulación. Cinco nuevos fluidos fueron especificados:

- gas y condensado a 316.38 kg/cm²;
- condensado líquido a 316.38 kg/cm²;
- gas natural;
- dióxido de carbono;
- y nitrógeno.

Para la composición del gas y condensado y condensado líquido, se introdujo el porcentaje mol de los componentes especificados por las columnas “Composición del gas condensado” y “Composición del condensado” respectivamente de la *tabla 4.1*. La composición del gas natural inyectado se especifica en la *figura 4.1*, y en la misma figura se señala también la definición de los fluidos restantes con un 100% mol del gas señalado.

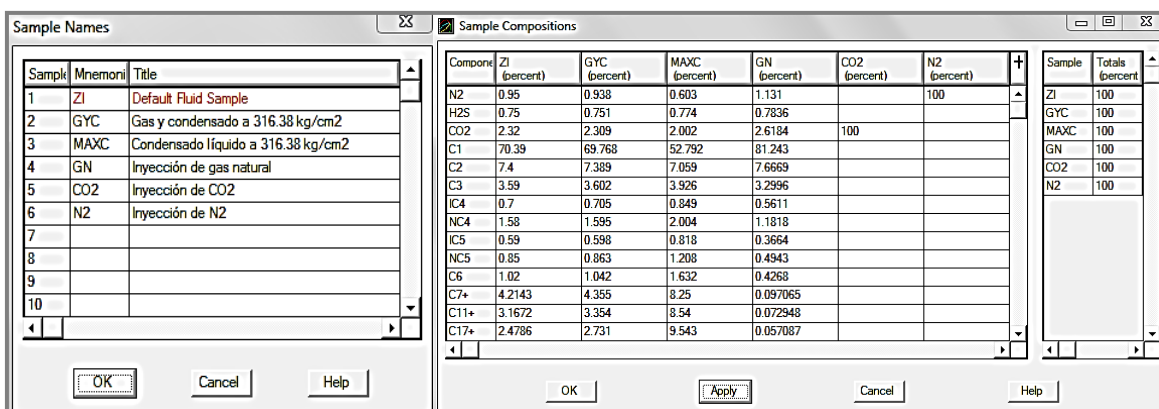


Figura 4.1 Introducción de la composición de los fluidos de yacimiento a 316.38 kg/cm² y de los fluidos de inyección.

Una vez definidos los fluidos de interés se generaron mezclas con diferentes porcentajes mol de inyección de cada gas para los fluidos seleccionados como casos base a temperatura de yacimiento. En la *figura 4.2* se observa la generación de las mezclas de inyección de 5% mol de gas natural, tanto para el gas y condensado existentes a las condiciones de máxima saturación de líquido (GYC) como para el condensado líquido existente a las mismas condiciones (MAXC).

Con cada mezcla generada se simularon experimentos de agotamiento a composición constante a temperatura de yacimiento, esto con la finalidad de conocer la variación en la presión de saturación, saturación de líquido condensado y composición de las fases existentes a las diferentes condiciones de presión y cantidad de gas inyectado.

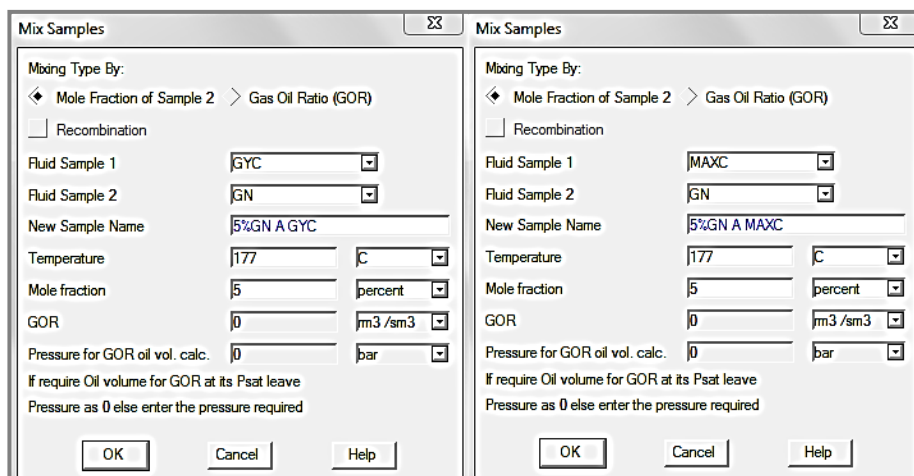


Figura 4.2 Generación de las mezclas de inyección de 5% mol de gas natural para los dos fluidos seleccionados como casos base.

IV.3 Ecuación de estado para el fluido original más metanol

El comportamiento de fases de mezclas de gas condensado y metanol ha sido estudiado experimentalmente por algunos autores y después modelado de manera aceptable con la ecuación de estado de Peng-Robinson. Ayyalasomayajula et al. (2002) estudiaron el comportamiento de fases de mezclas entre gas condensado, agua y metanol. Los fluidos gas condensado utilizados fueron gases sintéticos compuestos de metano, n-butano, n-heptano y n-decano. La *figura 4.3* muestra la variación experimental de la fracción de líquido condensado con la presión a diferentes concentraciones de metanol a 145 °F (62.78 °C) para un gas condensado compuesto inicialmente por 80% mol de metano, 15% mol de n-butano, 3.8% mol de n-heptano y 1.2% mol n-decano.

Los autores utilizaron la ecuación de estado de PR78 para reproducir los datos mostrados por la *figura 4.3*, para ello ajustaron los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo y tomaron como cero el valor de los coeficientes de interacción binaria hidrocarburo-hidrocarburo. Los autores observaron para los experimentos descritos en la *figura 4.3*, que el metanol aumenta la presión de rocío y el volumen de la fase líquida a concentraciones por debajo de 25% mol de metanol en la mezcla, concentraciones a las que el fluido exhibe un comportamiento de gas condensado como

el del fluido original; entre 25 y 50% mol de concentración de metanol, existe una zona de transición en la que pasa de observarse un punto de rocío a un punto de burbuja. A las condiciones adecuadas de concentración de metanol, presión y temperatura los autores indican que todos los hidrocarburos son miscibles con metanol, por lo que se llega a observar en los experimentos un líquido como fase única. Con otros experimentos los autores también observaron que a medida que la temperatura se incrementa, para una misma mezcla, el punto de rocío disminuye, además de que la transición de un punto de rocío a un punto de burbuja ocurre a mayores concentraciones de metanol. Entre sus conclusiones los autores indican que los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo juegan un papel muy importante en el modelado de estas mezclas, además de que implícitamente también demostraron que los coeficientes utilizados para reproducir datos experimentales a cierta temperatura, no dan buenos resultados si se les utiliza para tratar de reproducir datos experimentales realizados a una temperatura distinta.

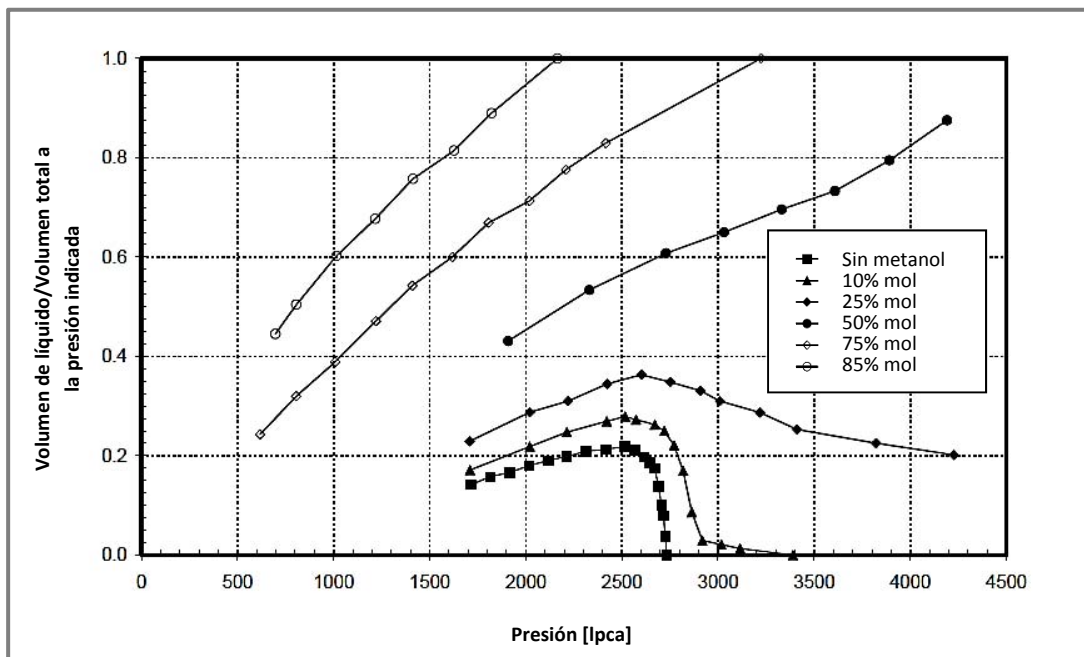


Figura 4.3 Volumen experimental de líquido condensado de mezclas hidrocarburo-metanol a diferentes concentraciones de metanol y 145 °F (Ayyalasomayajula, 2002).

Bang et al. (2006) realizaron experimentos de agotamiento a composición constante para estudiar el comportamiento de fases de mezclas entre gas condensado, agua y metanol hasta temperaturas de 301 °F (149.44 °C), para ello los autores midieron los

efectos de la temperatura, la presión y la contracción de agua y metanol en distintas mezclas experimentales. Los autores utilizaron la ecuación de estado de PR78 con la corrección del parámetro de traslación para modelar el comportamiento de estas mezclas. Al igual que Ayyalasomayajula (2002), para reproducir el comportamiento de mezclas entre gas condensado y metanol a los coeficientes de interacción binaria hidrocarburo-hidrocarburo se les asignó un valor de cero, y los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo fueron ajustados para reproducir los datos experimentales.

Para estudiar el efecto del metanol, los autores añadieron metanol a un gas condensado sintético compuesto inicialmente por 79.5% mol de metano, 14.6% mol de n-butano, 4.6% mol de n-heptano y 1.4% mol n-decano para dar lugar a una mezcla final compuesta por 66.25% mol de metano, 12.16% mol de n-butano, 3.75% mol de n-heptano, 1.67% mol n-decano y 16.67% mol de metanol. Con las dos mezclas anteriores realizaron experimentos de agotamiento a composición constante a 152 °F (62.67 °C). Los resultados experimentales que obtuvieron se muestran en la *figura 4.4*.

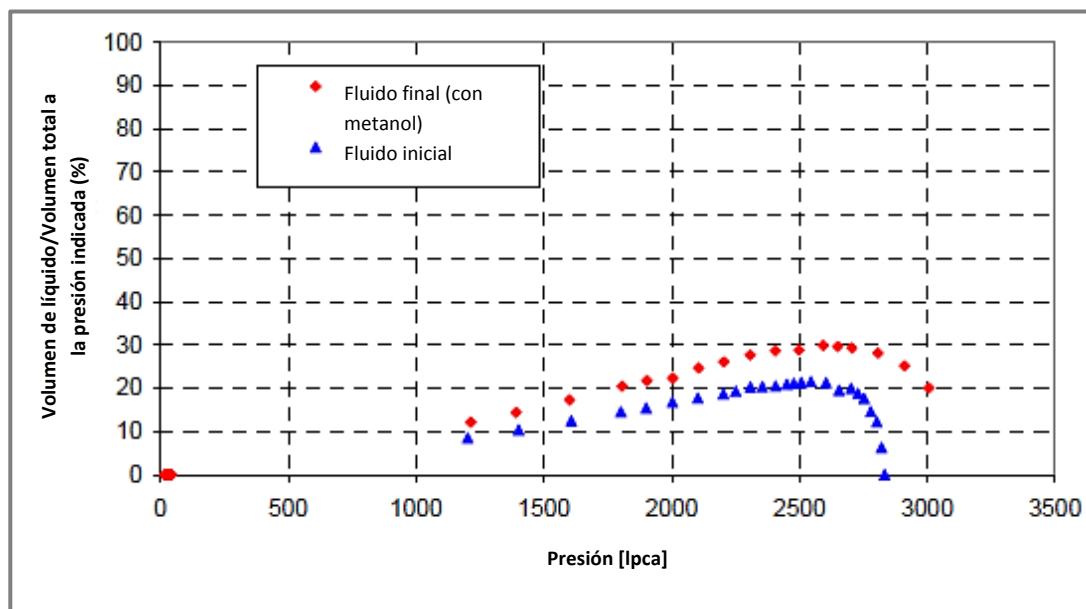


Figura 4.4 Volumen experimental de líquido condensado del fluido original y fluido con metanol medido por Bang durante sus experimentos a 152 °F (Bang, 2006).

Los autores indican que la adición de metanol incrementa la presión del punto de rocío así como la fracción volumen de condensado líquido. Para estudiar el efecto de la temperatura los autores realizaron experimentos CCE en una nueva mezcla a 180 °F (82.22 °C), 252 °F (122.22 °C) y 301 °F (149.44 °C), en estos experimentos se observó que la presión de rocío y el volumen de líquido disminuyen a medida que la temperatura

aumenta. Ajustando los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo para reproducir las mediciones realizadas en estos últimos experimentos, los autores mostraron que los coeficientes de interacción binaria exhiben una dependencia lineal con la temperatura; tal y como se muestra en la *figura 4.5*.

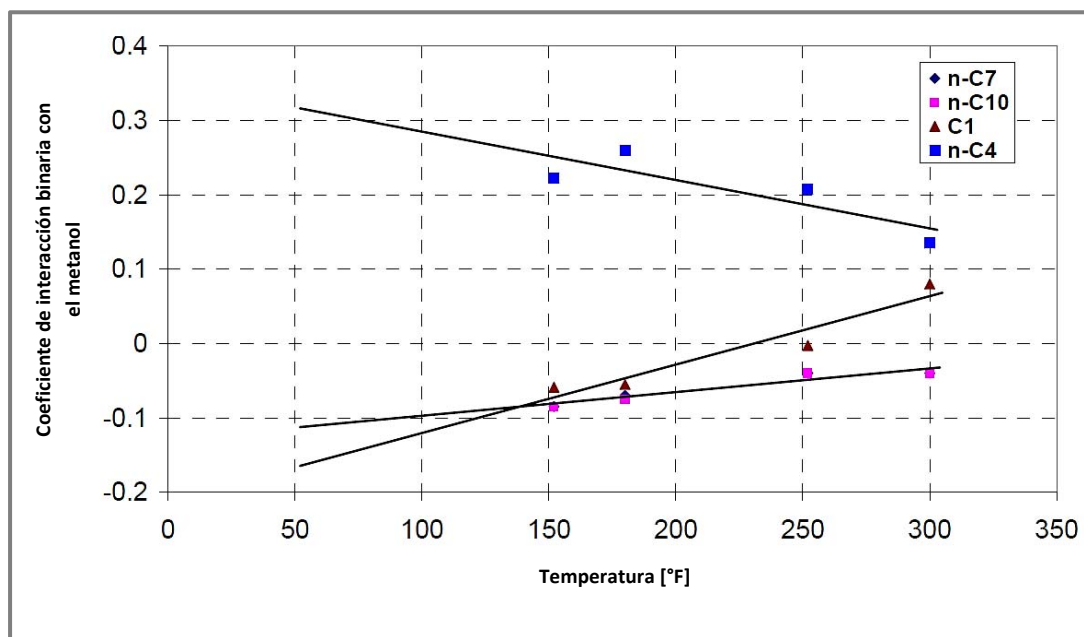


Figura 4.5 Variación de los coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo con la temperatura (Bang, 2006).

Puede señalarse de las referencias anteriores, que los parámetros o coeficientes de interacción binaria son de las variables clave para el correcto modelado de las mezclas hidrocarburo-metanol. Los *BIC* en un sentido estricto pueden interpretarse como la contabilidad de las fuerzas polares entre pares de moléculas, por lo que es entendible que en presencia de moléculas polares como el metanol, el valor de los mismos en la ecuación de estado cobre un papel más relevante en la correcta reproducción de datos experimentales.

Los coeficientes de interacción binaria se consideran independientes de la presión, composición y generalmente independientes de la temperatura, éstos tienen valores diferentes para cada par de moléculas y toman diferentes valores para cada ecuación de estado. Los coeficientes de interacción binaria suelen suponerse con un valor de cero para pares de moléculas iguales, así como para moléculas de aproximadamente la misma polaridad. Como los hidrocarburos son compuestos esencialmente no polares suponer un coeficiente de interacción binaria igual a cero entre componentes hidrocarburos es una

buena aproximación, aunque también algunos autores como Slot-Peterson (1987) señalan que la interacción entre componentes hidrocarburos se incrementa en función de la diferencia entre sus pesos moleculares.

Los componentes no-hidrocarburos contenidos en yacimientos de petróleo generalmente se limitan a N_2 , CO_2 y H_2S , por lo que actualmente existen en la literatura matrices de coeficientes recomendadas para estos componentes y los componentes hidrocarburos más comunes para algunas ecuaciones de estado.

Además de las matrices de coeficientes, existe una gran cantidad de modelos para la estimación de los parámetros de interacción binaria, algunos más generales y otros sólo aplicables a componentes específicos, tales modelos van desde correlaciones sencillas como la propuesta por Chueh y Prausnitz (1967) en función de los volúmenes críticos de los componentes; hasta modelos más complejos como los métodos de contribuciones de grupo, como el modelo de PPR78 desarrollado por Jaubert et al. (2004) que considera la estructura molecular de los componentes y que además es función de la temperatura.

En presencia de datos experimentales, como ya se ha señalado, los coeficientes de interacción binaria se utilizan para reducir la diferencia entre los valores experimentales y los calculados por la ecuación de estado. Por lo tanto, de acuerdo a Danesh (2003), los *BIC* deben ser considerados como parámetros de ajuste y no como términos físicos rigurosos.

The screenshot shows the 'Fundamentals' window with a table of components and their properties. The table has columns for Row, Components, Zl (percent), Weight fraction (percent), Mol Weight, and Spec Gravity. The components listed are N2, H2S, CO2, C1, C2, METANOL, C3, IC4, NC4, IC5, NC5, C6, and C7+.

Row	Components	Zl (percent)	Weight fraction (percent)	Mol Weight	Spec Gravity
1	N2	0.95	0.72973		
2	H2S	0.75	0.70079		
3	CO2	2.32	2.7997		
4	C1	70.39	30.965		
5	C2	7.4	6.1016		
6	METANOL	0	0	32.042	0.79626
7	C3	3.59	4.3409		
8	IC4	0.7	1.1157		
9	NC4	1.58	2.5182		
10	IC5	0.59	1.1673		
11	NC5	0.85	1.6817		
12	C6	1.02	2.3494		
13	C7+	9.86	45.53	168.4	0.8075

Below the table, there are input fields for 'Mole fraction total' (set to 100) and 'percent' units. There is also a checkbox for 'Enter weight fractions'. At the bottom, there are buttons for 'OK', 'Apply', 'Cancel', and 'Help'.

On the right side of the window, there are settings for 'FPE' (Fluid Properties Estimation) and 'Units'. The 'FPE' section includes fields for 'Temperature', 'Saturation Pressure', and 'Maximum Pressure', each with a dropdown menu for units (K, bar). The 'Units' section includes a tree view for 'Project Units' with options for 'Metric', 'Field', 'Lab', and 'PVT Metric'.

Figura 4.6 Introducción de la composición del fluido de yacimiento más metanol a PVTi.

Para las simulaciones del efecto en el comportamiento de fases producto de la inyección de metanol, es necesario utilizar una nueva ecuación de estado que incluya este componente en el fluido original, para posteriormente poder definir al metanol como componente total o parcial de algún fluido de inyección.

En ausencia de datos experimentales del comportamiento de fases, del fluido original más metanol, que permitieran el ajuste de una nueva ecuación de estado siguiendo una metodología similar a la descrita en el capítulo anterior, se generó en su lugar una nueva ecuación de estado que incluyera al metanol como componente inicial del fluido original con una composición de cero en la mezcla inicial. La definición de este fluido se señala en la *figura 4.6*.

El CH₃OH no es un componente disponible en la librería de PVTi, por lo que fue caracterizado definiendo su gravedad específica así como las propiedades y constantes físicas del componente necesarias en los cálculos volumétricos por la ecuación de estado, éstas son:

- peso molecular;
- presión crítica;
- temperatura crítica;
- factor acéntrico;
- parámetro de traslación;
- y coeficientes de interacción binaria.

Las cuatro primeras características de la lista anterior fueron obtenidas del libro *The Properties of Petroleum Fluids (McCain, 1990)* y el parámetro de traslación fue calculado con la ecuación:

$$S = 6.43098(0.25969 - Z_{RA}) \quad (57)$$

ecuación derivada de las *ecuaciones 44, 47 y 48* de esta tesis.

Las *figuras 4.7 y 4.8* muestran los valores de peso molecular, presión crítica, temperatura crítica, factor acéntrico y parámetro de traslación asignados al metanol.

Una vez definido el metanol, se realizó de manera idéntica el procedimiento descrito en el capítulo anterior, desde la *selección de la ecuación de estado*, para ajustar la nueva ecuación de trabajo con los mismos experimentos.

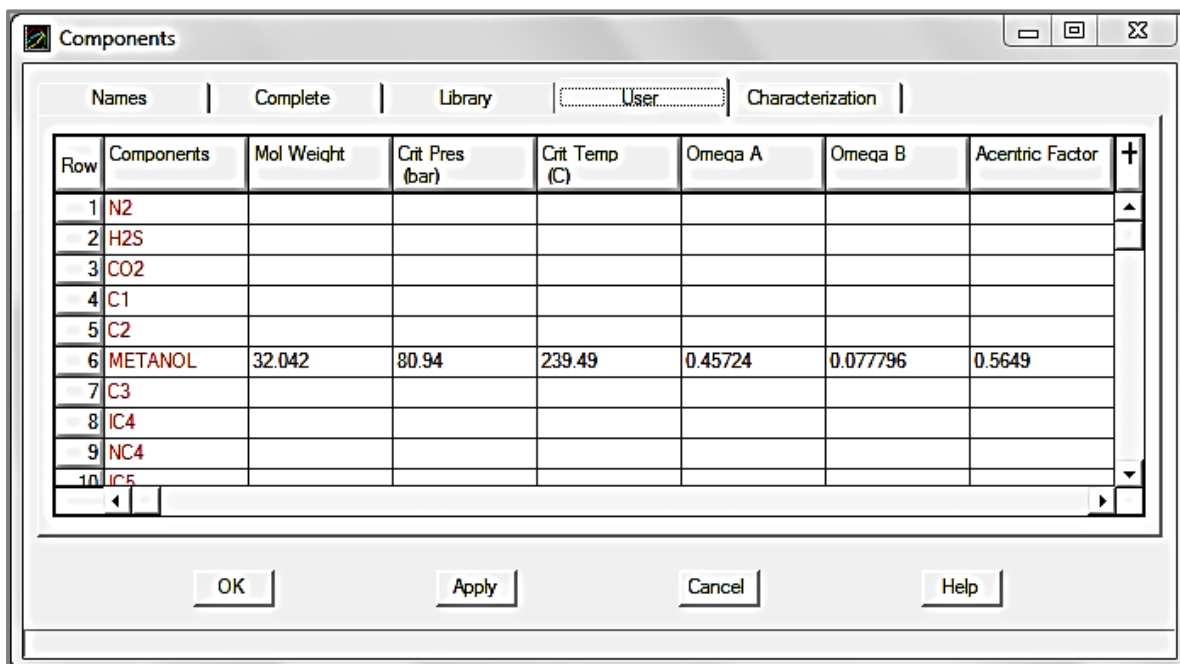


Figura 4.7 Definición del peso molecular, presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico del metanol en el simulador.

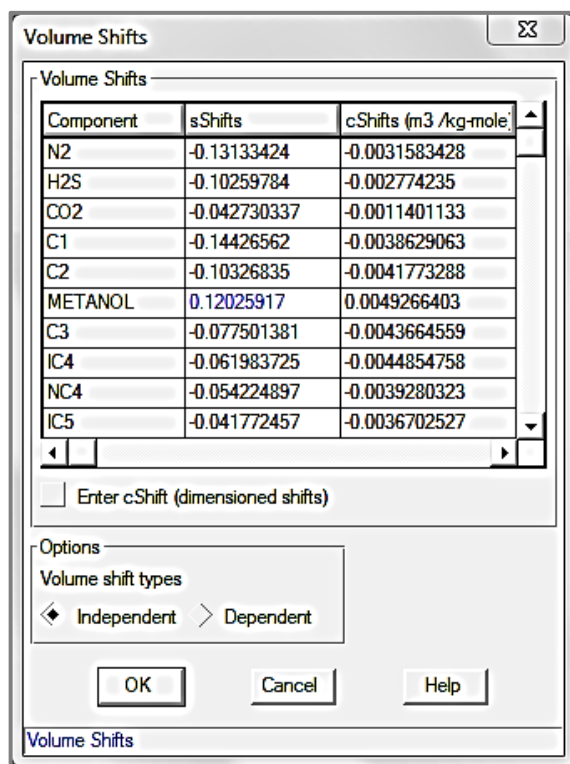


Figura 4.8 Parámetro de traslación calculado para el metanol.

En este punto se definieron a los parámetros de interacción binaria entre el metanol y los componentes del fluido original. En la literatura consultada, no se hallaron modelos matemáticos para la estimación de estos parámetros para mezclas metanol-hidrocarburo o metanol-no hidrocarburo para la ecuación de estado de Peng-Robinson. Asignar un valor de cero para todos los coeficientes podría incurrir en una menor representatividad, o no representatividad del comportamiento simulado, debido a su alto impacto en la correcta reproducción del comportamiento de fases en estas mezclas. En un esfuerzo para calcular estos parámetros se consideró entonces la observación hecha por Bang et al. (2006) sobre el comportamiento lineal de los *BIC* hidrocarburo-metanol con la temperatura. Como primer paso se realizó una revisión bibliográfica para compilar coeficientes utilizados en la ecuación de estado de Peng-Robinson con las reglas de mezclado originales (*ecuaciones 39, 40 y 41*) en la reproducción de datos de equilibrio metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo.

Tabla 4.2 Parámetros de interacción binaria metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo utilizados en diferentes referencias.

Componente	Temperatura [K]	BIC con metanol	Referencia
CO ₂	298.1500	0.042600	Benmekki, 1987
	313.1500	0.060300	Benmekki, 1987
N ₂	250.0000	-0.192700	Benmekki, 1988
C ₁	422.0389	0.290000	Bang, 2006
	335.9278	0.200000	Ayyalasomayajula, 2002
nC ₄	422.0389	0.250000	Bang, 2006
	335.9278	0.400000	Ayyalasomayajula, 2002
nC ₅	372.7000	0.097350	Pires, 2001
	397.7000	0.132700	Pires, 2001
	422.6000	0.154300	Pires, 2001
C ₆	298.1500	-0.001577	Pires, 2001
	333.1500	0.027900	Pires, 2001
nC ₇	422.0389	0.075000	Bang, 2006
	335.9278	0.100000	Ayyalasomayajula, 2002
nC ₁₀	422.0389	0.075000	Bang, 2006
	335.9278	0.200000	Ayyalasomayajula, 2002

Los coeficientes encontrados, así como la temperatura de los experimentos reproducidos en las referencias se muestran en la *tabla 4.2*. Se destaca en color gris a los coeficientes calculados mediante el ajuste de mezclas multicomponentes (fluidos gas condensado sintéticos), mientras que los coeficientes restantes son valores obtenidos de reproducir el comportamiento de mezclas binarias. No se encontraron coeficientes para los pares binarios metanol-ácido sulfhídrico, metanol-etano y metanol-propano.

Con los datos mostrados en la *tabla 4.2*, para el n-pentano se ajustó una línea recta y se calculó el coeficiente de interacción binaria correspondiente a la temperatura de yacimiento, esto es 177 °C (450.15 K), mientras que los *BIC* de los componentes hidrocarburos restantes fueron obtenidos por extrapolación lineal a la misma temperatura. Los coeficientes obtenidos se muestran en la *tabla 4.3*.

Tabla 4.3 Coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo a 177 °C.

<i>Componente</i>	C_1	nC_4	nC_5	C_6	nC_7	nC_{10}
BIC con metanol	0.2991	0.2199	0.1694	0.1074	0.0595	0.0124

Para la estimación de los *BIC* correspondientes a los pares binarios metanol-etano y metanol-propano se graficaron los datos de *peso molecular vs BIC con metanol*. Se aprecia en la *figura 4.9* que, para esta temperatura, existe una tendencia entre los datos graficados; se optó por un ajuste lineal y se calcularon los coeficientes de interés. Se obtuvo un *BIC* metanol-etano de 0.2651 y un *BIC* metanol-propano de 0.2315.

En la literatura revisada no se hallaron coeficientes de interacción binaria metanol-hidrocarburo para pseudocomponentes de mayor peso molecular que el n-decano, y que permitieran sustentar sobre algunas bases la extrapolación de la recta ajustada para el cálculo de los *BIC* de las fracciones pesadas, aún más importante que se posee un pseudocomponente como el C_{17+} con un peso molecular de 303.28 que sobrepasa por mucho el intervalo analizado. Se suavizó la tendencia considerando sólo los dos últimos puntos de la *figura 4.9* y mediante interpolación lineal se obtuvo un *BIC* para el pseudocomponente C_{7+} ($PM = 113.31$) con un valor de 0.047, sólo por lo observado en otras matrices de coeficientes de interacción binaria, se asignó un mismo valor para el *BIC* con metanol para las tres fracciones pesadas. Cabe destacar que al efectuarse distintas simulaciones con coeficientes de interacción binaria con valor de cero para las fracciones pesadas, así como con los coeficientes de interacción binaria obtenidos para las fracciones pesadas con la recta suavizada, como era de esperarse, se observó una

variación en los valores obtenidos por fluidos de inyección con metanol; sin embargo, los efectos de la inyección en el comportamiento de fases fueron los mismos.

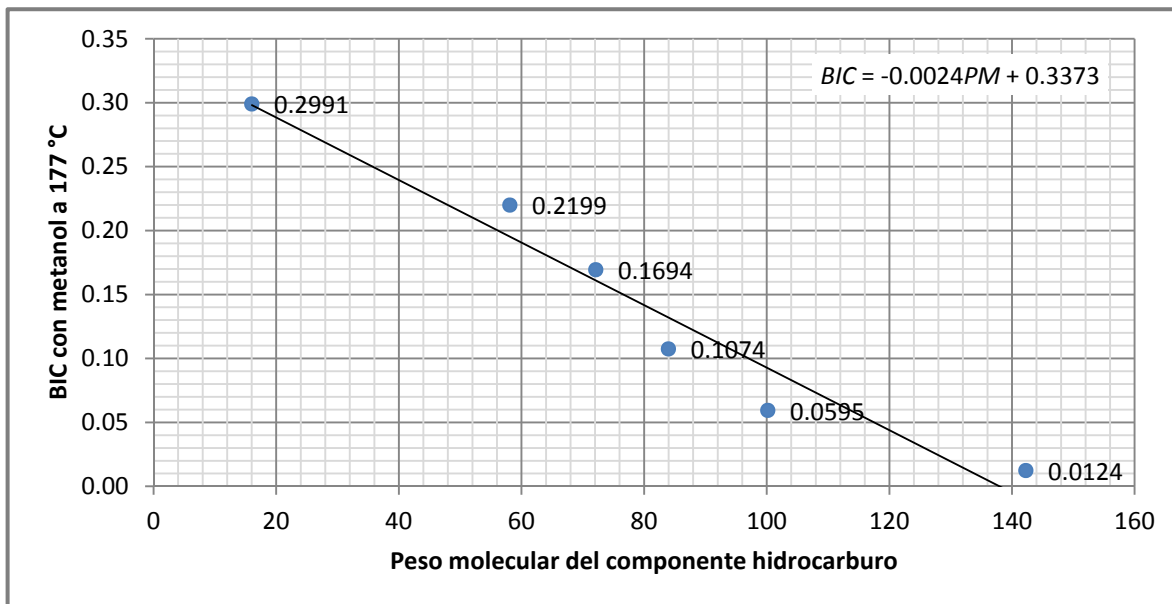


Figura 4.9 Peso molecular vs BIC con metanol para el cálculo de los parámetros de interacción binaria metanol-etano y metanol-propano.

Tabla 4.4 BIC metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo utilizados.

Componente	BIC con metanol
N ₂	-0.1927
H ₂ S	0.0000
CO ₂	0.0603
C ₁	0.2991
C ₂	0.2651
C ₃	0.2315
iC ₄	0.2199
nC ₄	0.2199
iC ₅	0.1694
nC ₅	0.1694
C ₆	0.1074
C ₇₊	0.0470
C ₁₁₊	0.0470
C ₁₇₊	0.0470

Las referencias consultadas no mostraron observación alguna sobre la dependencia lineal con la temperatura de los *BIC* metanol-no hidrocarburo, por lo que se decidió utilizar los *BIC* referidos a la temperatura más cercana a la de yacimiento para estos pares binarios. Para los componentes isobutano e isopentano se utilizaron los mismos coeficientes de interacción binaria que para el butano y pentano normales respectivamente. La *tabla 4.4* resume los coeficientes de interacción binaria utilizados con metanol (estos *BIC* se introdujeron en el panel *Binary Interaction Coefficients* de PVTi).

En esta nueva ecuación de estado, además de los fluidos seleccionados como casos base, se definieron a los siguientes tres fluidos de inyección iniciales:

- dióxido de carbono;
- metanol;
- y una mezcla de inyección compuesta por 80% mol de CO₂ y 20% mol de metanol.

Una vez definidos los fluidos anteriores, se generaron mezclas con diferentes porcentajes mol de inyección de cada fluido para los dos casos base.

Experimentos de agotamiento a composición constante a temperatura de yacimiento también fueron representados para estudiar el comportamiento de fases de las mezclas generadas.

CAPÍTULO

V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

CONTENIDO

V.1 Introducción	101
V.2 Condensado líquido (simulación)	102
V.3 Condensado líquido (experimental)	109
V.4 Gas condensado (simulación)	113

V.1 Introducción

En el presente capítulo se analizan los efectos de la inyección de los agentes de interés en el comportamiento de fases de los dos fluidos seleccionados como casos base. Para estudiar el efecto de los agentes agregados, se simuló experimentos de agotamiento a composición constante, todos a temperatura de yacimiento; como producto de estos experimentos se compiló y analizaron los datos referentes al cambio en la presión de saturación, saturación de líquido a las distintas presiones, y composición de los fluidos existentes a 316.38 kg/cm². Es de interés señalar que la naturaleza de los experimentos simulados sólo considera el efecto de un primer contacto con el fluido de inyección; en condiciones reales en el yacimiento, un fluido de inyección “fresco” contactaría en

repetidas ocasiones al fluido de yacimiento, siendo a su vez el fluido de yacimiento contactado un fluido diferente al variar la composición de éste de acuerdo las fracciones desplazadas y/o revaporizadas. Además, conforme el frente de inyección se adentrara en el yacimiento la composición del fluido inyectado variaría debido a los componentes revaporizados y/o condensados. En razón de lo mencionado es claro que la consideración de más posibles fenómenos requiere de mayores estudios y herramientas, sin embargo, el análisis en conjunto de los datos obtenidos con las simulaciones de este trabajo, proporciona un punto de partida importante en el entendimiento y predicción del comportamiento real descrito. Los datos generados permiten realizar un primer contraste de las ventajas y desventajas de inyectar uno u otro fluido, además de dar lugar al interés en profundizar con estudios de laboratorio en el comportamiento simulado por algunas mezclas de inyección.

V.2 Condensado líquido (simulación)

V.2.1 Inyección de gas natural

La parte superior de la *figura 5.1* muestra el comportamiento de fases del sistema condensado líquido con la inyección de gas natural. En esta figura se puede observar que la inyección de gas natural incrementa la presión de burbuja desde bajas concentraciones, lo que descarta miscibilidad por primer contacto a 316.38 kg/cm^2 . La presión de burbuja se incrementa hasta un máximo de 28.98% al pasar de 316.37 kg/cm^2 (fluido original) a 408.05 kg/cm^2 con una concentración de 40% mol de gas natural; la presión de rocío observada alcanza un valor máximo de 448.43 kg/cm^2 con la inyección de 70% mol de gas natural. En la parte inferior de la *figura 5.1* se muestra la variación en la composición del gas y el líquido en equilibrio a medida que se incrementa la concentración de gas natural en la mezcla. Para una mejor visualización de los componentes revaporizados, la composición de los fluidos en equilibrio ha sido clasificada en componentes ligeros (N_2 , H_2S , CO_2), metano (C_1), componentes intermedios ($\text{C}_2\text{-C}_6$) y componentes pesados (C_{7+}). Se nota en estos diagramas que la transferencia de masa entre los fluidos mezclados, da lugar a que la variación en la composición tanto del condensado líquido como del gas en equilibrio no sea cuantiosa, haciendo más lento el proceso de enriquecimiento en fracciones pesadas del líquido. Sustancialmente en un proceso dinámico, gran parte del condensado líquido podría ser arrastrado por revaporización si éste es contactado con suficientes cantidades de gas natural, debido a que la variación en la composición del condensado líquido a revaporizar sería similar a medida que este es contactado por nuevo

gas natural, fluido que a su vez actúa de manera consiste en la revaporización de las agrupaciones de hidrocarburos.

V.2.2 Inyección de dióxido de carbono

En la parte superior de la *figura 5.2* se muestra el comportamiento de fases del sistema condensado líquido con la inyección de dióxido de carbono. En esta figura se puede observar que la inyección de dióxido de carbono incrementa la presión de burbuja desde bajas concentraciones de inyección, lo que señala que 316.38 kg/cm^2 se encuentra por debajo de la presión mínima de miscibilidad (*MMP*). Con un 50% mol de concentración de CO_2 la presión de burbuja se incrementa hasta un máximo de 349.27 kg/cm^2 , 10.4% más que la exhibida por el fluido original. A 60% mol de CO_2 se tiene la máxima presión de rocío con un valor de 351.90 kg/cm^2 , esto es 96.53 kg/cm^2 menos en comparación con la que se visualiza con el gas natural. La figura también indica que si el condensado líquido es contactado con suficientes cantidades de dióxido de carbono, la totalidad de éste puede ser convertido a la fase vapor. La variación de la composición descrita en la parte inferior de la *figura 5.2*, muestra que el CO_2 además de revaporizar metano e hidrocarburos intermedios, también revaporiza componentes pesados en una cantidad tal que se observa una reducción de esta fracción en la composición total del líquido, al igual que como se observa con el resto de los componentes hidrocarburos. Se considera de importancia comentar que a pesar de que generalmente el CO_2 no es miscible al primer contacto a las condiciones comúnmente encontradas en los yacimientos; por los cambios de composición que se llevan a cabo, se puede alcanzar miscibilidad por múltiple contacto de gas vaporizante, esto a través de la vaporización in-situ de hidrocarburos de la fracción $\text{C}_5\text{-C}_{30}$ del aceite al CO_2 , con lo que se crea una zona de transición miscible (Tovar, 2011).

V.2.3 Inyección de nitrógeno

La parte superior de la *figura 5.3* muestra el comportamiento de fases del sistema condensado líquido con la inyección de nitrógeno. En esta figura se puede observar que la inyección de nitrógeno incrementa rápidamente la presión de burbuja de la mezcla, con apenas un 15% mol de concentración de nitrógeno, la presión de burbuja se eleva un 39.86% al alcanzar un valor 442.49 kg/cm^2 , sobrepasando los máximos valores alcanzados con gas natural y dióxido de carbono a concentraciones más altas. Hasta un 85% mol de nitrógeno la mezcla no describe una presión de rocío, a diferencia de lo señalado por el gas natural y el dióxido de carbono. En las gráficas de composición de la parte inferior de la *figura 5.3* se nota la baja capacidad del nitrógeno para revaporizar componentes

pesados. Si bien se observa una fracción de componentes pesados en el gas en equilibrio, la revaporización de éstos de la fase líquida en relación a la cantidad de metano y componentes intermedios revaporizados es muy pequeña, exhibiendo la composición del líquido un aumento importante en la concentración de componentes pesados. En consecuencia, en un proceso dinámico un mayor número de contactos de nitrógeno, que los requeridos por GN o CO₂, serían necesarios para arrastrar por revaporización al condensado, ya que la composición del líquido in-situ a contactar por el nitrógeno sería cada vez más rico en componentes pesados, siendo éstos los componentes sobre los que actúa en mucho menor medida el nitrógeno. Al igual que el dióxido de carbono, dependiendo de la composición del condensado y de las condiciones del yacimiento, el nitrógeno también puede desarrollar miscibilidad con el aceite del yacimiento a través de transferencias de masa y después de múltiples contactos; sin embargo, se requieren de tiempos mayores, presiones más elevadas y un mayor número de contactos.

V.2.4 Inyección de dióxido de carbono y metanol

La *figura 5.4* muestra el comportamiento de fases del sistema condensado líquido con la inyección de una mezcla compuesta por 80% mol de CO₂ y 20% mol de CH₃OH. En esta figura se puede observar que la inyección del fluido descrito disminuye la presión de burbuja de la mezcla hasta un 8.31%, alcanzando un valor de 290.10 kg/cm² con una concentración del fluido de inyección de 60% mol, por lo que el comportamiento simulado describe un proceso miscible de primer contacto a 316.38 kg/cm². A 70% mol de concentración se tiene la máxima presión de rocío con un valor de 275.64 kg/cm². Al igual que con la inyección de CO₂, con una cantidad suficiente de la mezcla de inyección de CO₂+CH₃OH todo el líquido condensado puede ser convertido a la fase vapor, además de requerirse un tiempo menor para lograrlo, debido a que se necesita una porción menor del fluido agregado.

Es evidente que debe existir una mínima concentración de metanol en el fluido de inyección para que resulte un comportamiento como el descrito en el párrafo anterior. Para las simulaciones de este trabajo esa concentración se encuentra alrededor del 20% mol, en razón de que por debajo de este valor se sigue observando un proceso inmisible al primer contacto a 316.38 kg/cm². Además, como se visualiza en la *figura 5.5*, desde el punto de vista de la cantidad de fluido inyectado para revaporizar la totalidad de líquido, existe una relación óptima CO₂/CH₃OH para lograrlo, puesto que por arriba de 20% mol de metanol en la mezcla (considerando que se desea un proceso miscible), se necesitan concentraciones mayores del fluido agregado para convertir la fase líquida a vapor.

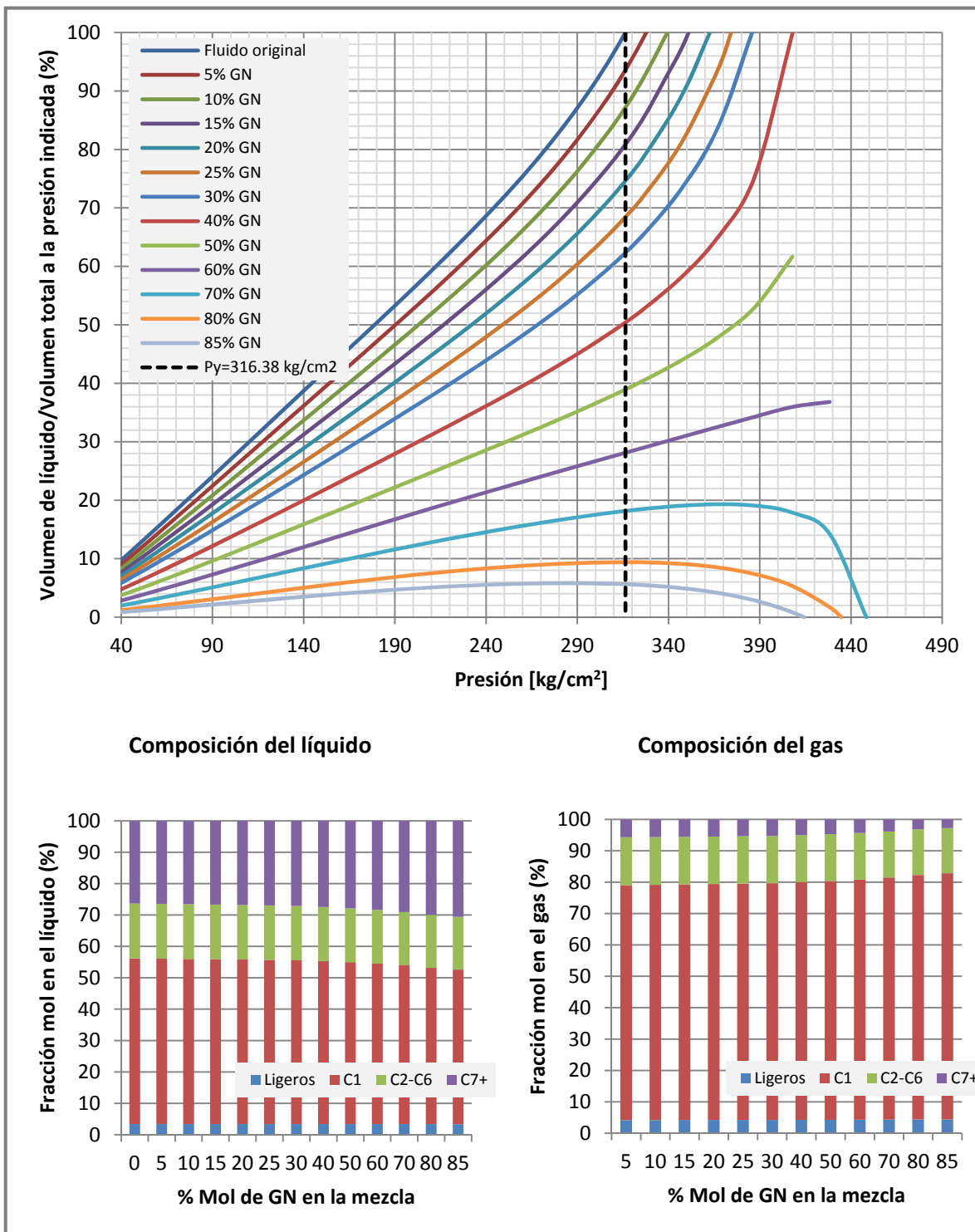


Figura 5.1 Datos generados de la inyección de gas natural al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).

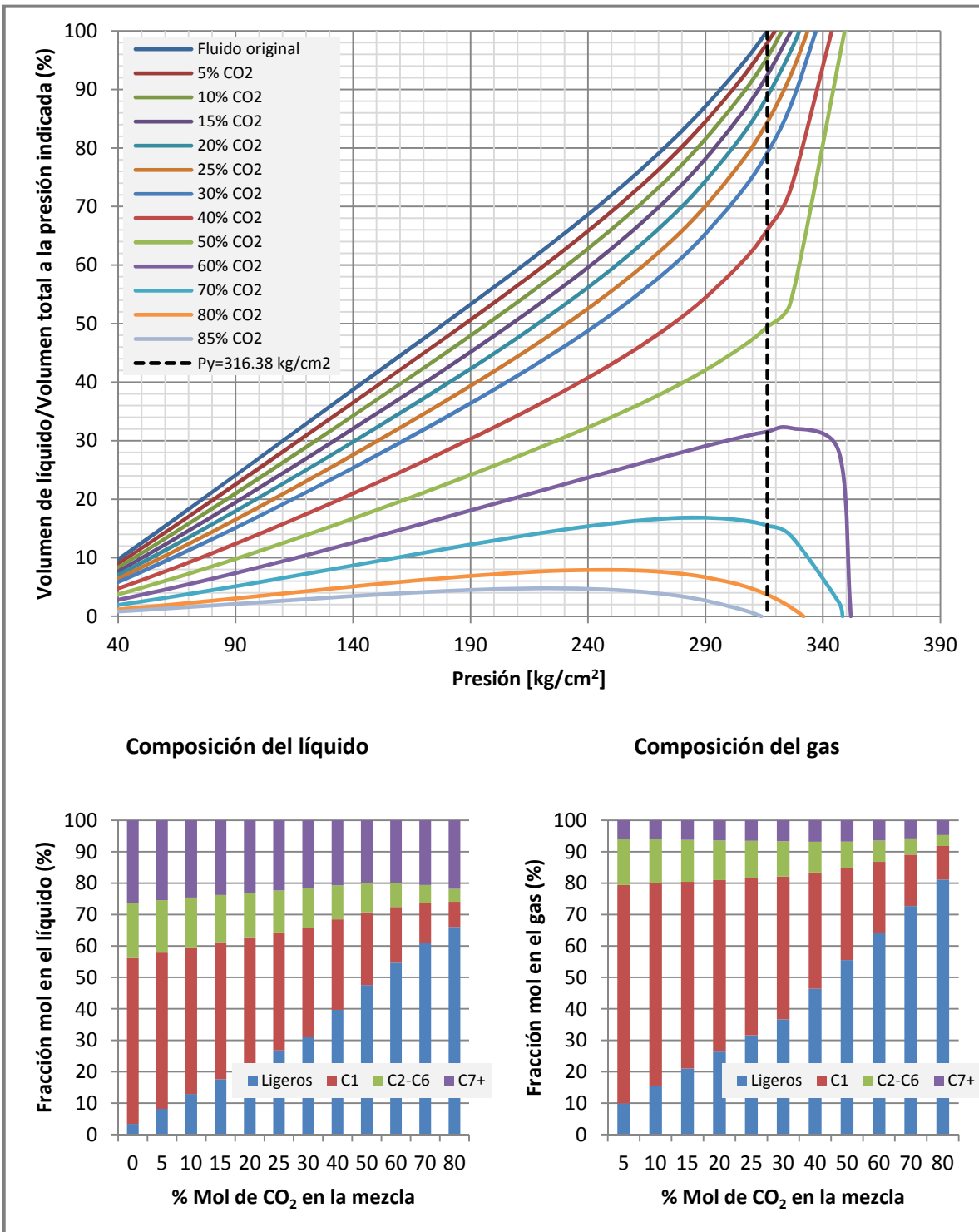


Figura 5.2 Datos generados de la inyección de dióxido de carbono al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).

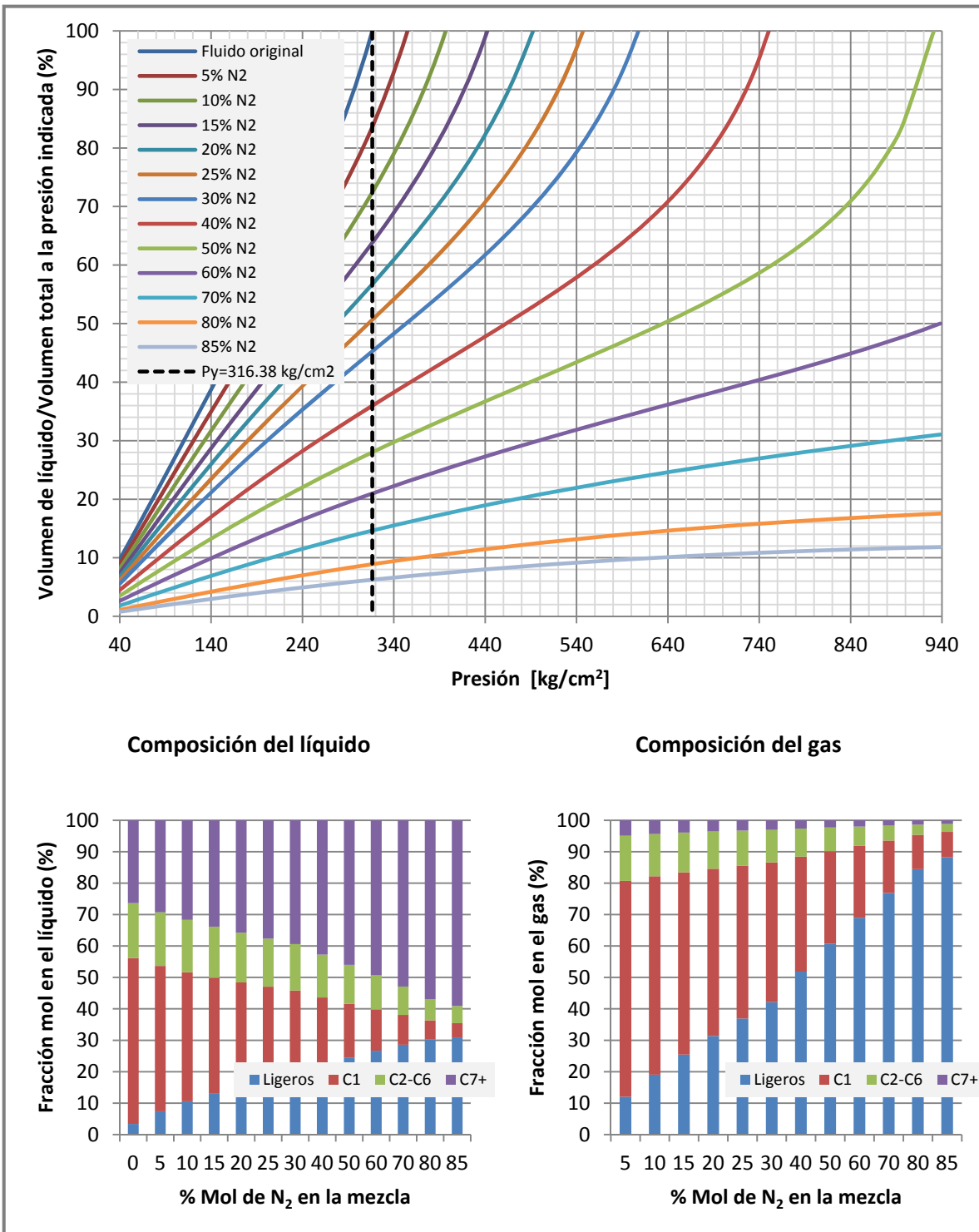


Figura 5.3 Datos generados de la inyección de nitrógeno al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).

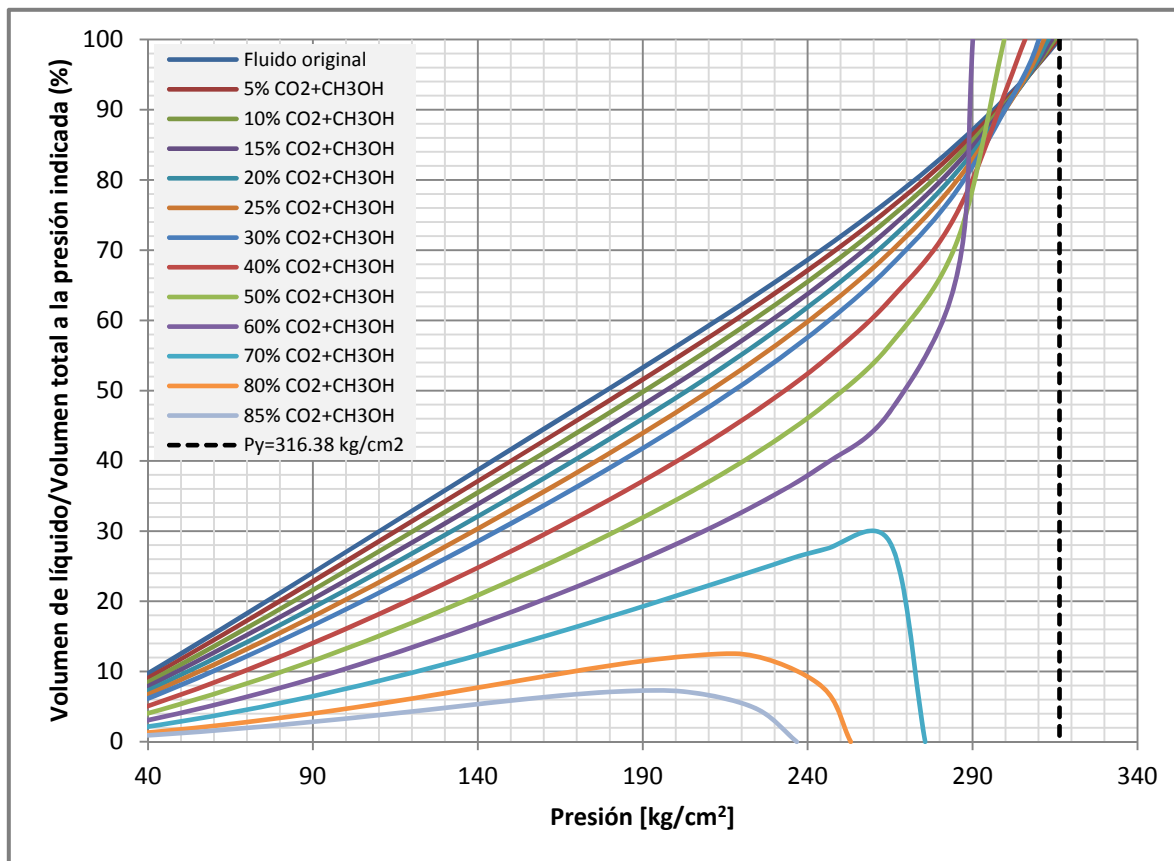


Figura 5.4 Datos generados de la inyección de una mezcla de 80% mol de CO₂ y 20% mol de CH₃OH al condensado líquido a temperatura de yacimiento (177 °C).

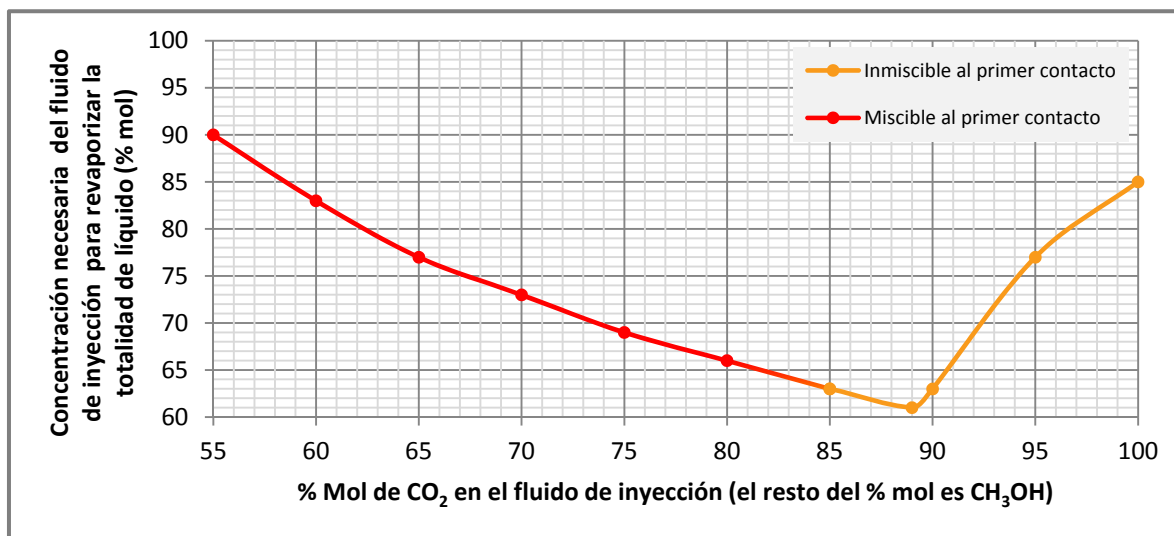


Figura 5.5 Diferentes proporciones de la mezcla de inyección CO₂+CH₃OH, y concentraciones necesarias para revaporizar la totalidad de líquido condensado a 316.38 kg/cm² y temperatura de yacimiento (177 °C).

V.3 Condensado líquido (experimental)

Utilizando un condensado recombinado con una composición similar a la del condensado líquido empleado en las simulaciones de esta tesis, y con la finalidad de evaluar diferentes agentes revaporizadores de condensados a condiciones de yacimiento, el laboratorio de recuperación de hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) dentro de sus experimentos realizó pruebas de revaporización con la inyección de GN, CO₂, N₂ y la mezcla de CO₂+CH₃OH. Las pruebas se llevaron a cabo en una mirilla visual de alta presión a 319.9 kg/cm² (4550 lpc) y 177 °C. Para el GN, CO₂ y N₂ se inició con un volumen de 10 ml de condensado en la mirilla, a la cual se le agregó el agente de interés por la parte inferior a un ritmo de 5 ml/hr. Para mantener la presión fija, el excedente de presión causado por la inyección de fluido fue producido por un regulador de presión inversa (RPI) colocado en la parte superior de la mirilla. Para estudiar los efectos de la mezcla de CO₂+CH₃OH, un fluido compuesto por 8 ml de condensado y 2 ml de metanol fue colocado como fluido inicial, para posteriormente agregar CO₂ al mismo gasto de inyección que con los otros agentes. La *figura 5.6* presenta el comportamiento de fases observado en la mirilla con la inyección de los agentes revaporizantes mencionados. El experimento descrito reproduce más la parte del daño al pozo en donde se tiene acumulación de condensados y flujo del fluido de inyección nuevo en contacto con los mismos, y a diferencia de las simulaciones, estas pruebas de laboratorio representan un comportamiento dinámico, además de exhibir el fluido contactado en la mirilla cambios composicionales, esto al inyectarse un fluido puro (GN, CO₂ o N₂) y producirse otro diferente, enriquecido con los componentes arrastrados.

Para el GN y N₂ se observaron siempre dos fases (el fluido inyectado se percibía en forma de burbujas dentro del líquido) a lo largo del experimento, lo que indica que a las condiciones del mismo se está por debajo de la presión mínima de miscibilidad. Se advirtió también la baja miscibilidad del nitrógeno a estas condiciones, en comparación con el gas natural que mostró una fuerte interacción con el condensado. Parte de lo anterior se entiende de las *figuras 5.1* y *5.3*, de las que se destaca la gran diferencia en presiones requeridas para tener un proceso de inyección totalmente miscible, requiriendo el nitrógeno de una presión considerablemente mayor a la del gas natural. Con el gas natural se suma también el efecto de inyectar un fluido hidrocarburo, ocurriendo un intercambio de masas de los ligeros del líquido a la fase vapor y de los pesados de la fase vapor al líquido. La baja miscibilidad del nitrógeno en el condensado a estas condiciones, así como su baja capacidad para revaporizar componentes pesados, dan como resultado un fuerte

contraste en el volumen de líquido que se observó en la mirilla a lo largo del experimento, en comparación con el exhibido con la inyección de gas natural.

Con la inyección de CO₂ se percibió al principio un proceso por debajo de la presión mínima de miscibilidad, ya que el fluido inyectado se observó también en forma de burbujas dentro del líquido, lo que concuerda con la simulación representada por la *figura 5.2*, que sugiere un proceso inicial por debajo de la presión mínima de miscibilidad a las condiciones del experimento. En esta prueba se observó la formación de un frente de desplazamiento (min 40 al 50 aprox. en la *figura 5.6*) que mostró una interacción importante como la observada con el gas natural, explicada por la alta miscibilidad del CO₂ en el condensado como lo representa la *figura 5.2*, la cual señala el menor aumento de presión requerido para tener un proceso totalmente miscible, esto en comparación con los fluidos de inyección restantes. La producción del frente observado causó un cambio composicional importante en el fluido de la mirilla, al grado que el proceso de inyección subsiguiente exhibió un comportamiento totalmente miscible. Lo anterior sugiere que los hidrocarburos arrastrados por el frente eran en su mayoría componentes intermedios y metano, dejando por lo tanto un condensado más pesado en la mirilla, disminuyendo su presión de burbuja y cambiando en consecuencia la naturaleza inicial del experimento.

A diferencia de las simulaciones, en los experimentos de la mirilla el metanol fue incluido como un componente inicial del líquido a revaporizar, y no como parte del fluido de inyección. Un volumen de 8 ml de condensado y 2 ml de metanol equivale a un líquido con una composición de aprox. 63% mol de condensado y 37% mol de metanol. Definiendo una mezcla con la proporción anterior en el software de simulación, y reproduciendo experimentos CCE con diferentes cantidades de inyección de CO₂ se obtuvo la *figura 5.7*. La figura muestra un proceso por encima de la presión mínima de miscibilidad de la mezcla a las condiciones de la prueba, lo que concuerda con el comportamiento observado a lo largo del experimento, esto al percibirse la existencia de una sola fase en la mirilla.

Es importante mencionar que el IMP realizó pruebas con 5, 10, 15 y 20% en volumen de CH₃OH en el fluido inicial a revaporizar, encontrando mediante el ajuste de una curva una proporción óptima de 16% en volumen de metanol en la mirilla para desplazar la totalidad del líquido en el menor tiempo posible.

No obstante que se utilizó una ecuación de estado ajustada para un fluido gas condensado para simular experimentos con un condensado líquido, y las consideraciones realizadas para las simulaciones con metanol; los datos generados proporcionan una relación satisfactoria con el comportamiento real observado en los experimentos,

permitiendo entender y dar explicación a algunos de los fenómenos advertidos en los mismos.

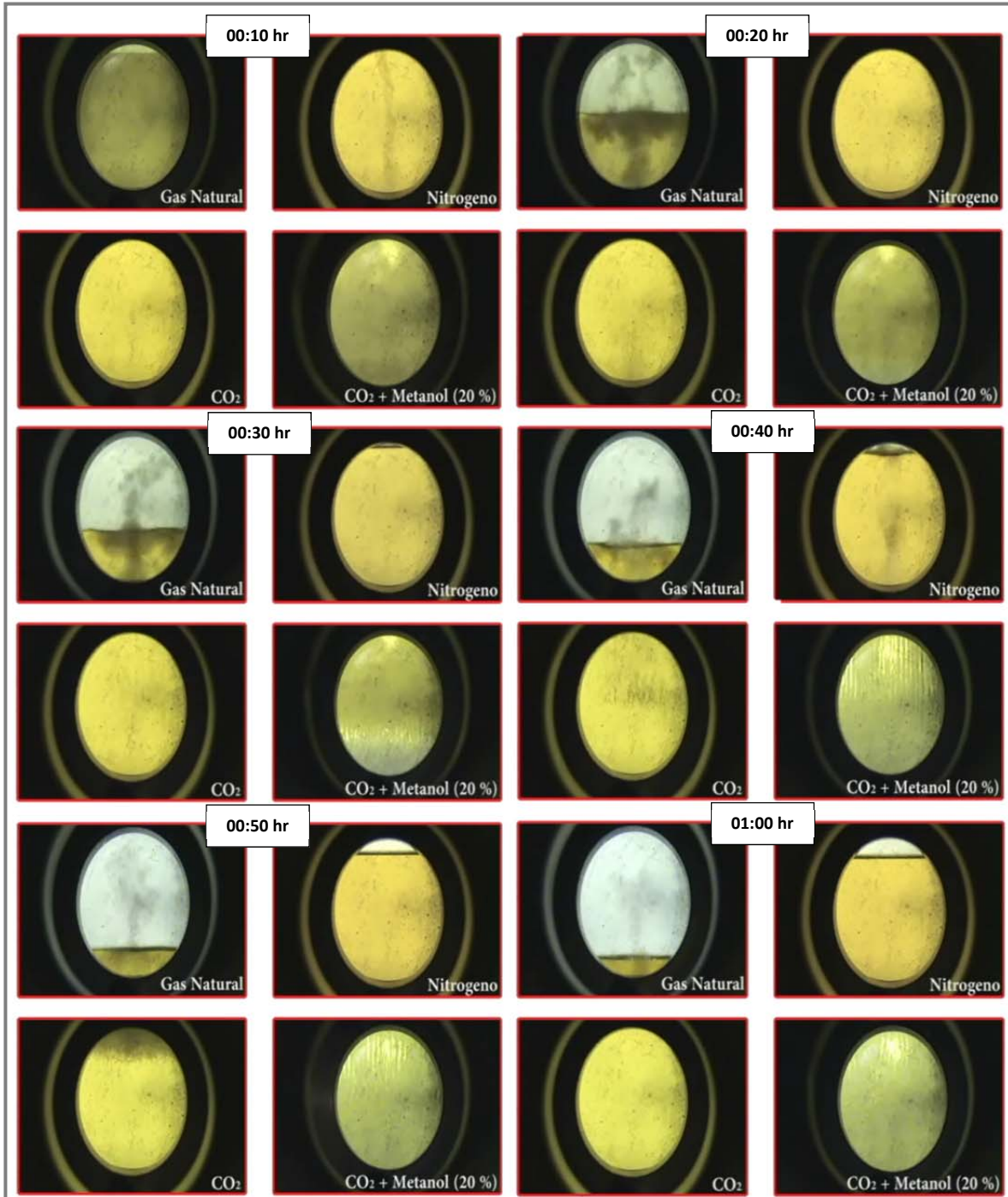


Figura 5.6 Comportamiento de fases observado en la mirilla con la inyección de diferentes agentes revaporizantes a 319.9 kg/cm^2 y $177 \text{ }^\circ\text{C}$. El recuadro blanco indica el tiempo transcurrido en el experimento, y las cuatro figuras inmediatas en la parte inferior contrastan el comportamiento exhibido con la inyección de los diferentes agentes al tiempo indicado en el recuadro.

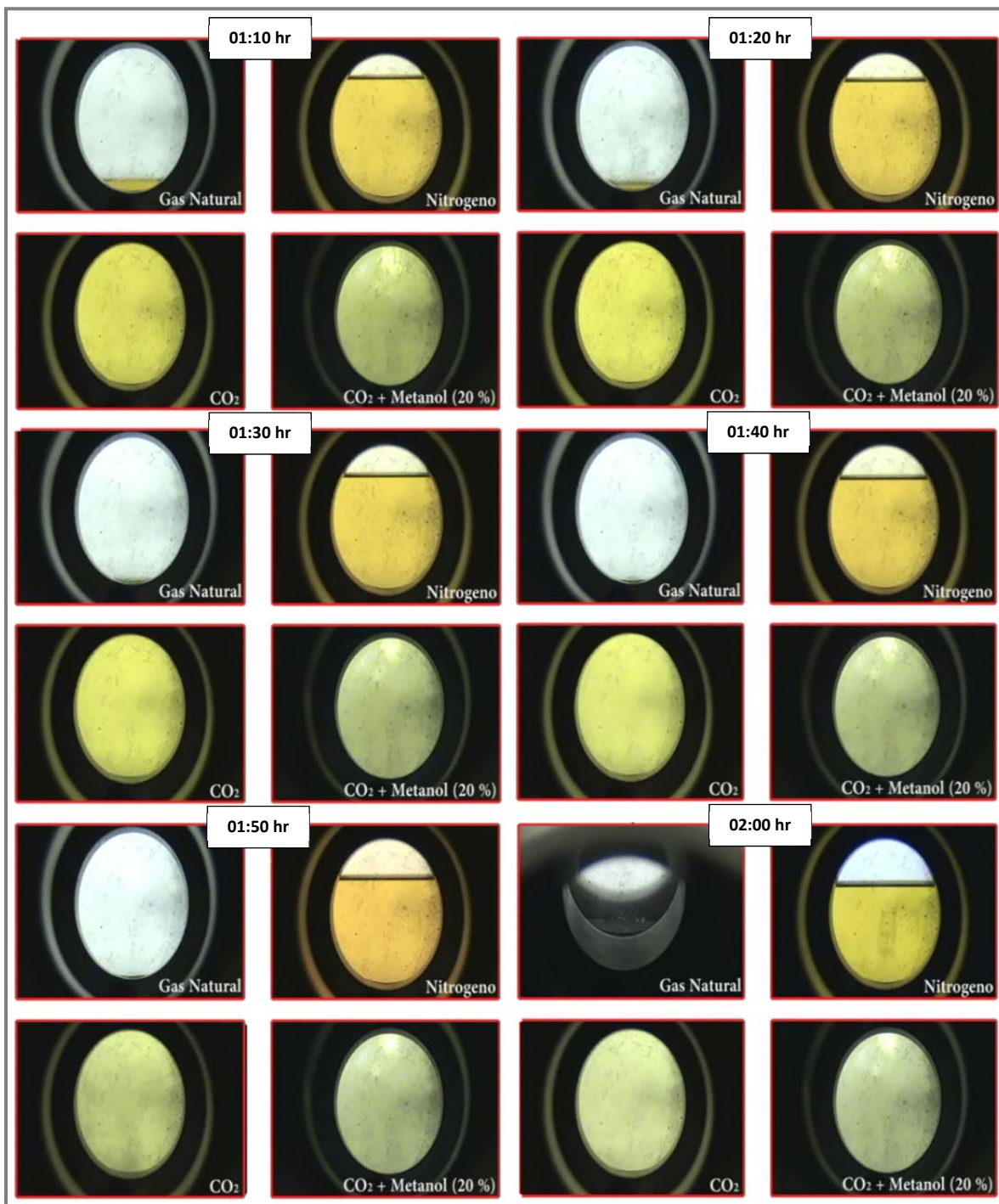


Figura 5.6 Continuación.

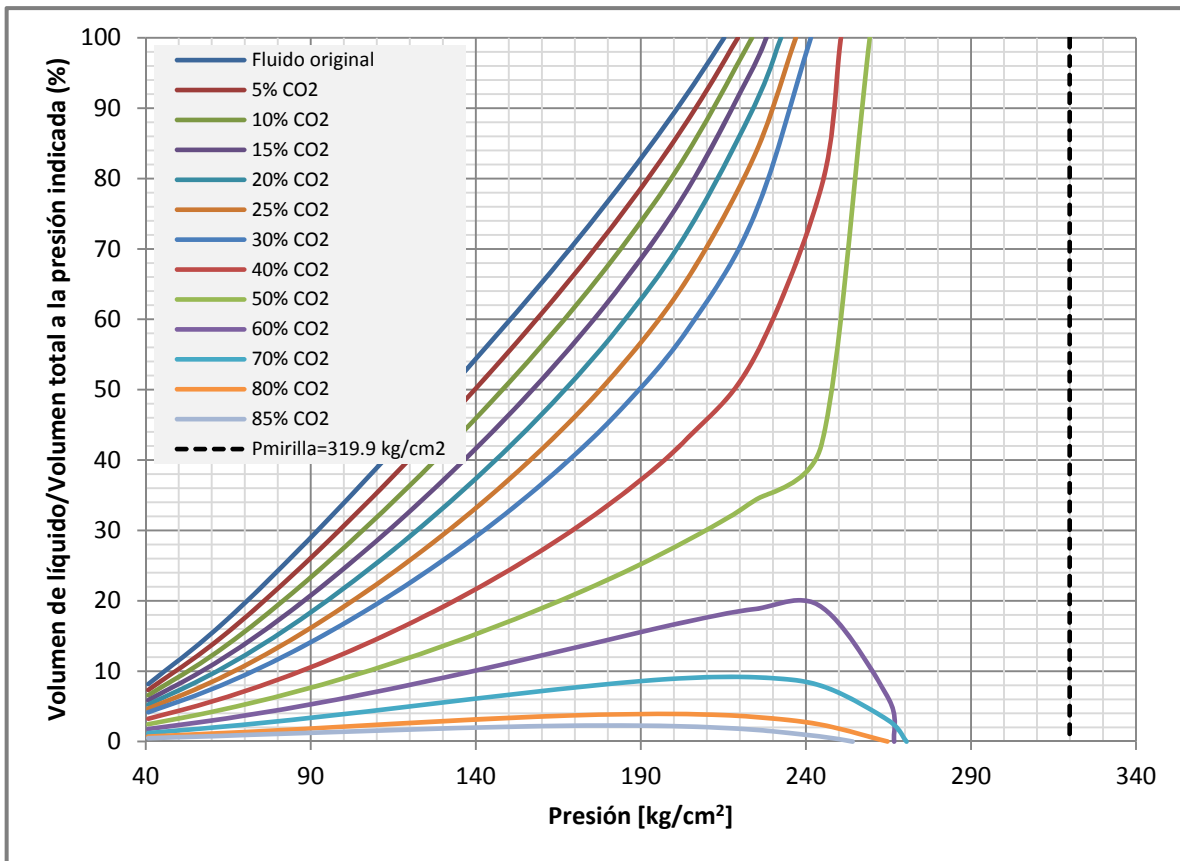


Figura 5.7 Datos generados de la inyección de CO₂ a una mezcla líquida compuesta por 63% mol de condensado y 37% mol de metanol a temperatura de yacimiento (177 °C).

V.4 Gas condensado (simulación)

V.4.1 Inyección de gas natural

La *figura 5.8* muestra el comportamiento de fases del sistema gas condensado con la inyección de gas natural. Con una concentración de 20% mol se tiene la máxima presión de rocío con un valor de 405.11 kg/cm², un aumento de tan solo el 0.78% respecto a la presión de rocío original (401.98 kg/cm²); el comportamiento inicial observado se revierte a mayores concentraciones, disminuyendo la presión de rocío un 38.31% al pasar de 401.98 a 290.64 kg/cm² a una concentración de 85% mol de gas natural. Para presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, la eficiencia en la revaporización de líquido no se ve mermada de manera importante por condensación prematura, debido a que el aumento en la presión de rocío es muy pequeño, disminuyendo además en presencia de las cantidades adecuadas de gas, y retrasando por lo tanto la formación de condensados en el yacimiento. Para presiones de yacimiento por debajo de la presión de

rocío, la figura muestra también que la totalidad de líquido condensado puede ser revaporizado con cantidades suficientes de gas.

V.4.2 Inyección de dióxido de carbono

En la *figura 5.9* se presenta el comportamiento de fases del sistema gas condensado con la inyección de dióxido de carbono. En esta figura se puede observar que la inyección de dióxido de carbono disminuye la presión de rocío de la mezcla, cayendo de 401.98 a 223.09 kg/cm² a la concentración de 85% mol del gas inyectado, esto es 6.19% más que el valor que describe el gas natural a la misma concentración. Con un 10% mol de CO₂ en la mezcla, se visualiza una disminución en la presión de rocío de 12.79 kg/cm² (181.92 lpc), proporcionando la inyección de CO₂ desde bajas concentraciones un margen de caída de presión valioso para presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, tanto por la revaporización de líquido liberado, como por la producción en una fase a lo largo de la formación. Para presiones de yacimiento por debajo de la presión de rocío, al igual que con el gas natural, la figura muestra también que la totalidad de líquido puede ser convertido a la fase vapor, con la diferencia de que se requiere de una menor concentración de CO₂ en el sistema para lograrlo.

V.4.3 Inyección de nitrógeno

La *figura 5.10* muestra el comportamiento de fases del sistema gas condensado con la inyección de nitrógeno. Se nota en la figura que la inyección de nitrógeno incrementa considerablemente la presión de rocío de la mezcla; una concentración de 30% mol de nitrógeno causa un incremento de casi el 50% en la presión de rocío, por lo tanto, la revaporización de líquido que se pudiera tener a presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, se verá afectada de manera importante por la condensación prematura de líquido in-situ debido a la mezcla con el fluido de yacimiento. A diferencia del comportamiento exhibido por el GN y CO₂, a una concentración de 85% mol de N₂ se aprecia todavía volumen de líquido en un amplio rango de presiones. En razón de lo anterior, se corrobora lo señalado en la simulación con condensado, acerca de la menor capacidad de evaporación del nitrógeno en comparación con los otros agentes inyectados.

V.4.4 Inyección de metanol

El comportamiento de fases del sistema gas condensado con la inyección de metanol se exhibe en la *figura 5.11*. La figura muestra que la adición de metanol disminuye la presión de rocío a concentraciones por debajo de 15% mol en la mezcla. A esta última

concentración la presión de rocío se reduce un 16.59% al pasar de 401.98 a 335.31 kg/cm², esto es 11.80% más que el valor mostrado por el CO₂ a la misma concentración, lo que para presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío se traduce en revaporización de líquido liberado y retraso en la aparición de condensados en la formación. El aditamento de metanol incrementa también la saturación máxima de líquido, 15% mol de metanol en la mezcla eleva la saturación máxima de líquido un 43.96%, lo que implica que el metanol a estas condiciones prefiere la fase de hidrocarburo líquido a la de vapor. Entre 15 y 20% mol de metanol, se observa en la figura que existe una zona de transición en la que la mezcla pasa de describir un punto de rocío a un punto de burbuja, percibiéndose una fase líquido única a concentraciones por arriba de 20% mol. La *figura 5.11* sugiere además que, para presiones de yacimiento por debajo de la presión de rocío, existe un rango de presiones para las cuales la interacción del metanol con el fluido de yacimiento causa sólo un aumento en la saturación de líquido sin llegar a la revaporización; tal es el caso para la isoterma representada por la línea punteada.

El comportamiento simulado para la presión de rocío contrasta con el comportamiento experimental descrito por las *figuras 4.3 y 4.4*, que señalan que la adición de metanol aumenta la presión de rocío desde concentraciones iniciales. Esta diferencia en comportamiento puede deberse a la naturaleza de los fluidos gas condensado utilizados en esos experimentos, debido a que poseen contenidos de líquido de aprox. 32 y 42 *BPMM* respectivamente, lo que los coloca en la categoría de gas condensado con riqueza pobre. Por el contrario, el gas condensado utilizado en las simulaciones de este trabajo posee un contenido líquido de aprox. 190 *BPMM*, un gas condensado con riqueza media de acuerdo a la clasificación de Rojas, G. (2003), o un gas condensado rico de acuerdo a la clasificación de Fan et al. (2006).

V.4.5 Inyección de dióxido de carbono y metanol

En la *figura 5.12* se representa el comportamiento de fases del sistema gas condensado con la inyección de una mezcla compuesta por 80% mol de CO₂ y 20% de CH₃OH. En esta figura se puede observar que la inyección del fluido descrito disminuye la presión de rocío de la mezcla, cayendo de 401.98 a 181.63 kg/cm² a la concentración de 85% mol de la mezcla inyectada, un 10.32% más que el valor que describe la inyección de únicamente CO₂ a la misma concentración. Para presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, el margen de caída de presión para la presencia de una sola fase es mayor con la mezcla definida que el que proporciona el CO₂. Para presiones de yacimiento por debajo de la presión de rocío, al igual que con el dióxido de carbono, la figura indica

que la totalidad de líquido puede ser convertido a la fase vapor, con la diferencia de que se requiere de una menor concentración del fluido de inyección para lograrlo, sin embargo, mientras el fluido agregado no alcance la concentración requerida en la mezcla, la simulación señala que el volumen de líquido existente a las mismas concentraciones es ligeramente menor para la inyección de CO₂ que para la inyección de la mezcla de 80% mol de CO₂ y 20% mol de CH₃OH.

Con la finalidad de encontrar una relación CO₂/CH₃OH óptima de inyección al igual que con las simulaciones con líquido condensado, se obtuvo la *figura 5.13*. La figura muestra la concentración necesaria para revaporizar la totalidad de líquido condensado a 316.38 kg/cm² con diferentes mezclas de inyección. Hasta una relación 50-50% mol, la simulación sugiere que entre mayor sea la proporción de metanol en el fluido inyectado, se requiere de una menor concentración de este último para transformar la fase líquida a vapor, sin embargo, se percibe también que mientras la cantidad del fluido agregado a la mezcla esté por debajo de concentraciones que van de 27 a 30% mol aprox., el volumen de líquido se incrementará (en comparación con el volumen de líquido que se tendría a la misma concentración con la inyección de CO₂) conforme lo haga también la proporción de metanol en el fluido agregado.

A diferencia de las simulaciones con condensado líquido, no se realizaron experimentos de laboratorio en el IMP con el fluido gas condensado, con los cuales se pudiera corroborar la veracidad del comportamiento descrito; sin embargo, al utilizarse una ecuación de estado ajustada para gas condensado, se esperaría una consistencia entre los resultados experimentales y los de la simulación, en razón de que al utilizar esta ecuación de estado en las simulaciones con líquido (para las cuales no fue calibrada) se obtuvo una relación satisfactoria con el comportamiento real observado en los experimentos.

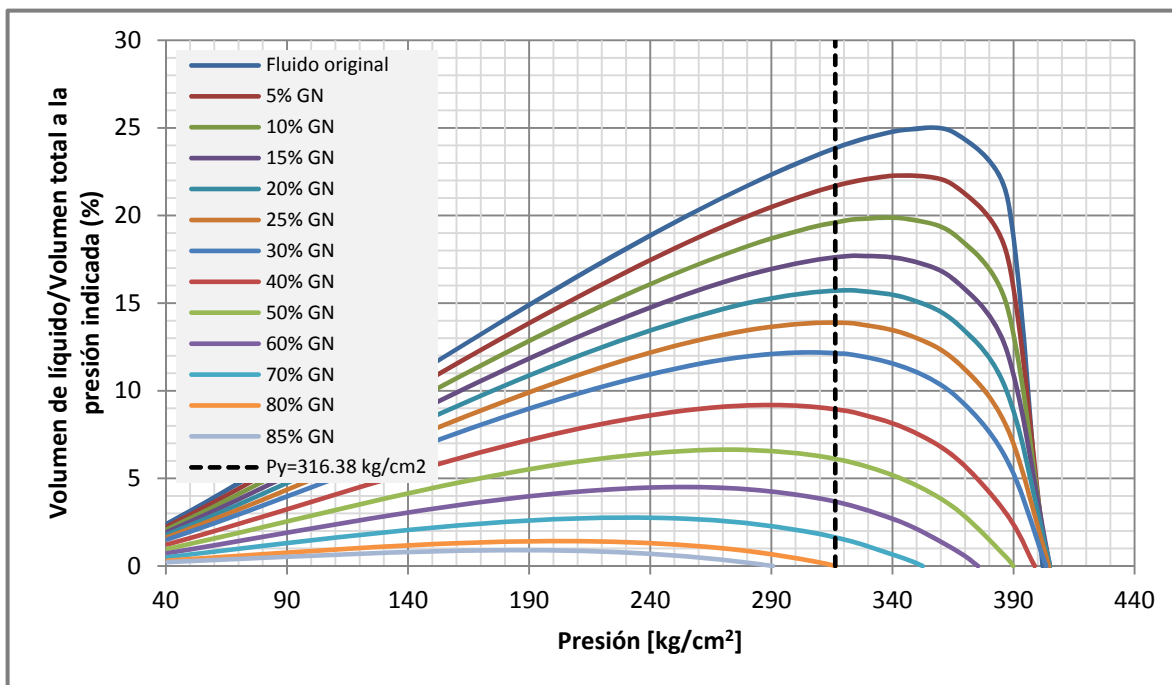


Figura 5.8 Datos generados de la inyección de gas natural al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).

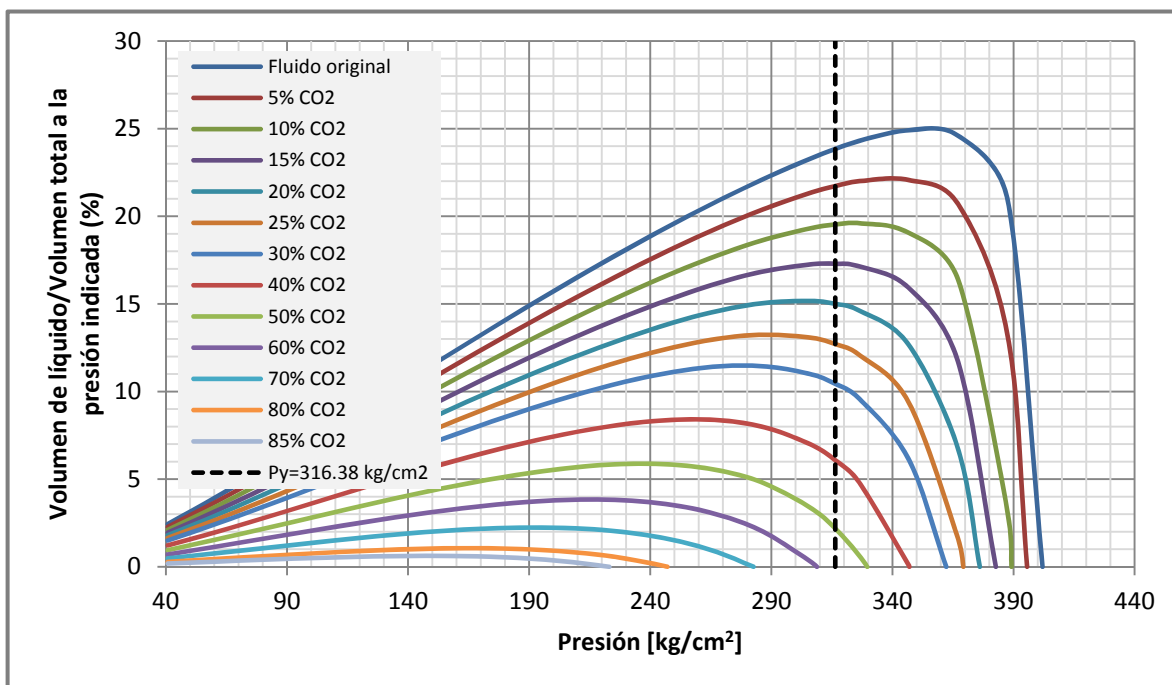


Figura 5.9 Datos generados de la inyección de dióxido de carbono al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).

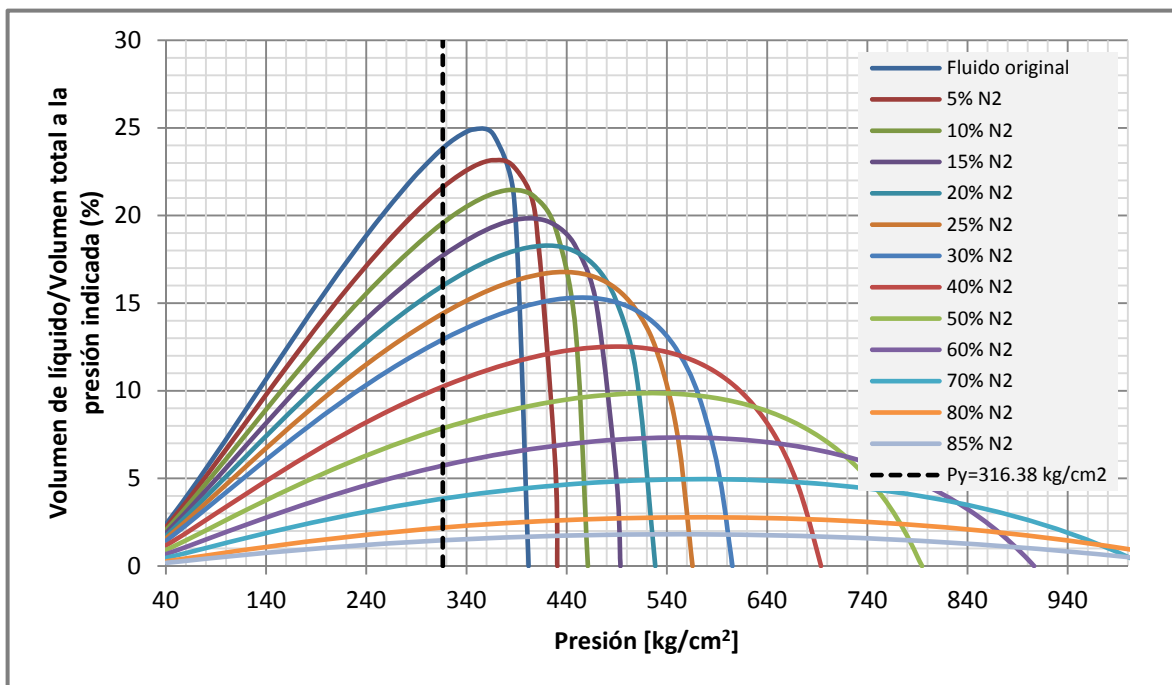


Figura 5.10 Datos generados de la inyección de nitrógeno al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).

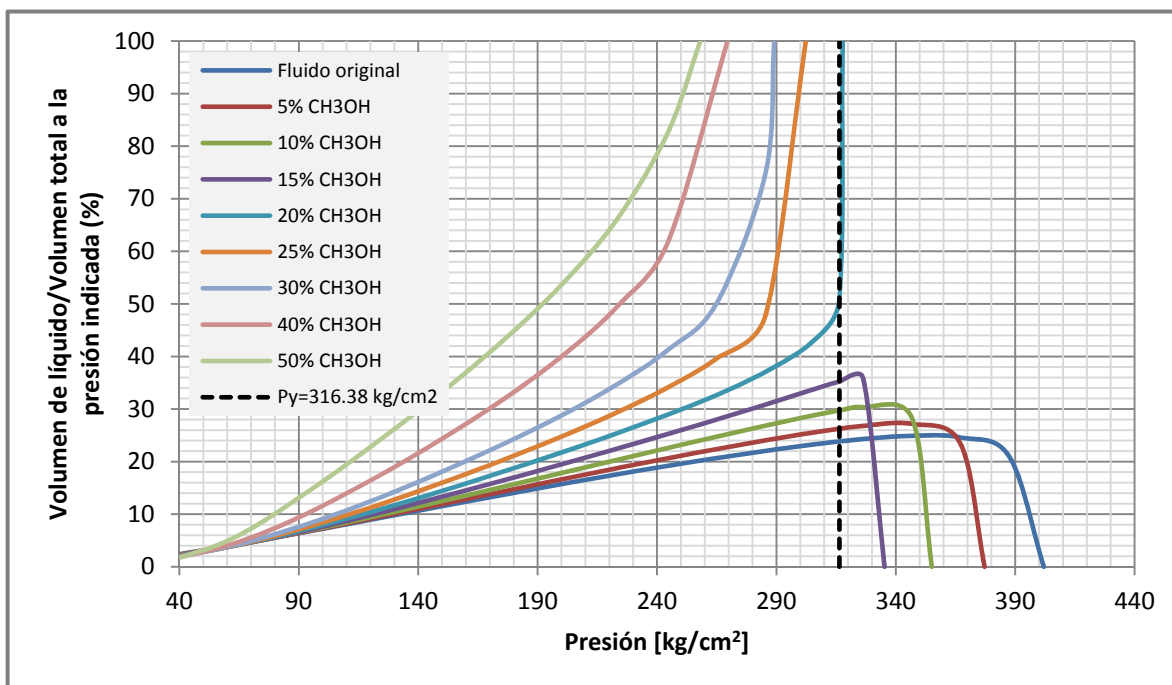


Figura 5.11 Datos generados de la inyección de metanol al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).

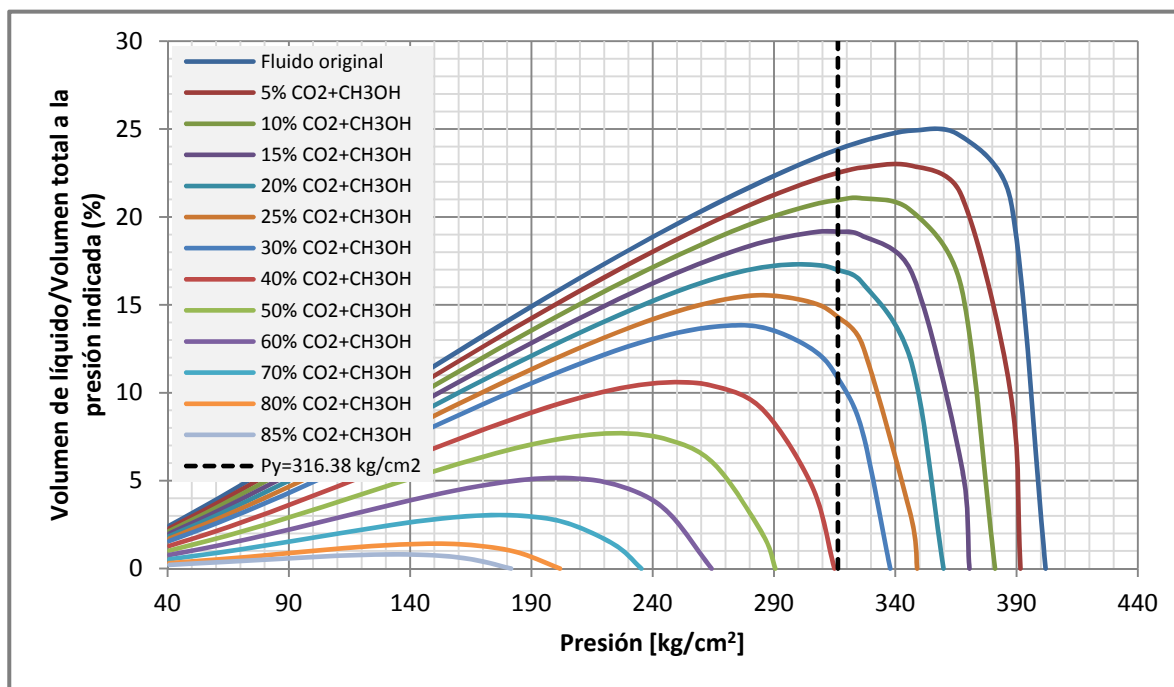


Figura 5.12 Datos generados de la inyección de una mezcla de 80% mol de CO₂ y 20% mol de CH₃OH al fluido gas condensado a temperatura de yacimiento (177 °C).

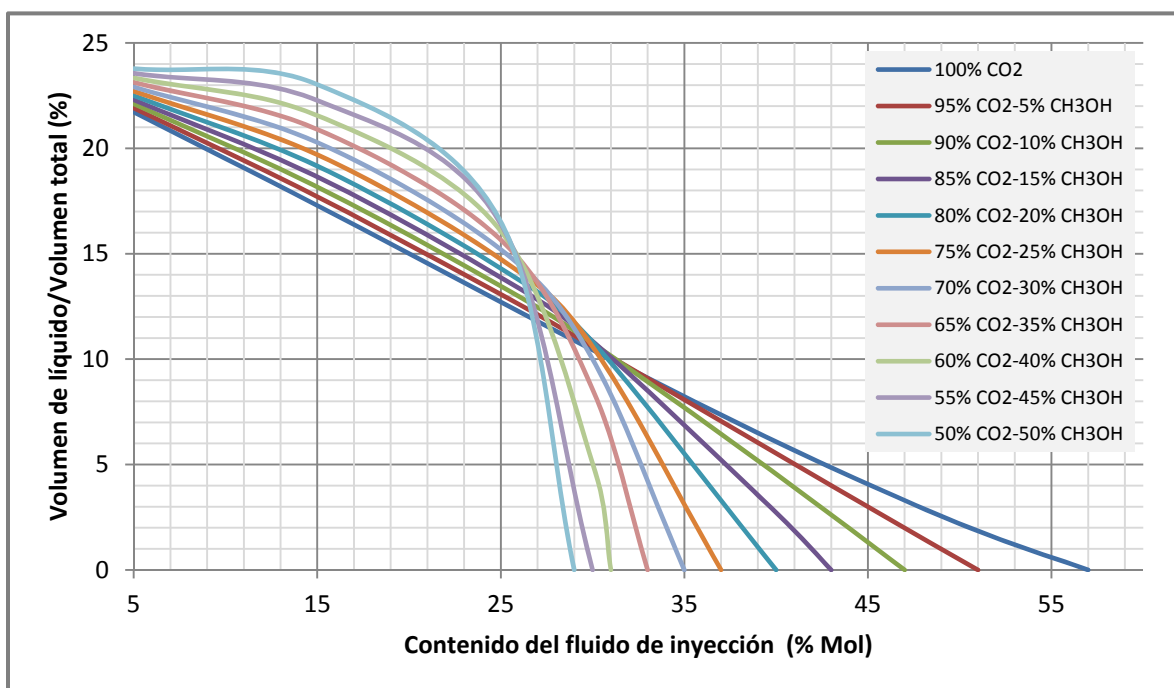


Figura 5.13 Diferentes proporciones de la mezcla de inyección CO₂+CH₃OH, y concentraciones necesarias para revaporizar la totalidad de líquido condensado a 316.38 kg/cm² y temperatura de yacimiento (177 °C).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) El comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos puede ser modelado de manera satisfactoria utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson con la corrección del parámetro de traslación (S) y las reglas de mezclado presentadas por Zudkevitch y Joffe, también conocidas como reglas de mezclado originales.
- 2) Se logró obtener un modelo de simulación de comportamiento de fases satisfactorio para el fluido muestreado, esto al reproducirse con buena exactitud las observaciones experimentales PVT deseadas, agregando al modelo la confiabilidad de esperarse resultados de simulación apegados al comportamiento real, los cuales fueron corroborados con estudios experimentales proporcionados por el IMP. Debe tenerse en consideración que la utilidad del modelo ajustado puede limitarse a los rangos de presiones y temperaturas de las observaciones reproducidas, y que a muy diferentes presiones y temperaturas el modelo puede no ser representativo del todo del comportamiento real del fluido.
- 3) La fracción C_{7+} tiene especial sensibilidad en el comportamiento de fases de fluidos gas condensado, y por lo tanto es de vital importancia caracterizarla correcta y más ampliamente; en razón de lo anterior, se recomienda entonces la obtención de datos TBP durante los análisis PVT para gas condensado. En ausencia de datos experimentales, el método de Whitson ha sido utilizado ampliamente en la industria petrolera para extender la composición de la fracción pesada.
- 4) Los coeficientes de interacción binaria (BIC) son los parámetros que más influencia tienen sobre el comportamiento de fases de fluidos gas condensado, y son de los parámetros clave en el correcto modelado de las mezclas hidrocarburo-metanol, para las cuales muestran una dependencia lineal con la temperatura. Los BIC metanol-hidrocarburo son utilizados como variables de ajuste en la reproducción de datos experimentales, por lo que en ausencia de éstos, es deseable un modelo matemático que permita estimar el valor de los BIC metanol-hidrocarburo y metanol-no hidrocarburo en la ecuación de estado de Peng-Robinson; en la

literatura consultada, no se hallaron modelos matemáticos para este propósito, pero se considera que un aporte de un grupo “alcoholes” a los métodos de contribuciones de grupo, como el modelo de PPR78 dependiente de la temperatura, es de las alternativas más atractivas para trabajos futuros.

- 5) Debido a la importancia de los *BIC* en el correcto modelado de las mezclas hidrocarburo-metanol, se recomienda de manera general realizar experimentos de abatimiento de presión en el laboratorio con metanol como componente inicial del fluido de interés, para posteriormente calibrar la ecuación de estado a utilizar mediante el ajuste de estos coeficientes.
- 6) Los experimentos llevados a cabo en la mirilla de alta presión, reproducen más la parte del daño al pozo en donde se tiene acumulación de condensados y flujo del fluido de inyección nuevo en contacto con los mismos, y a diferencia de las simulaciones, estas pruebas de laboratorio representan un comportamiento dinámico, además de exhibir el fluido contactado en la mirilla cambios composicionales, esto al inyectarse un fluido puro (GN, CO₂ o N₂) y producirse otro diferente, enriquecido con los componentes arrastrados. De lo anterior, se recomienda la programación de un algoritmo para simular el proceso que se presenta en la mirilla, una herramienta que puede resultar de interés para los estudios de comportamiento de fases.
- 7) El intercambio de masas de los ligeros del líquido a la fase vapor y de los pesados de la fase vapor al líquido al inyectar gas natural, da lugar a que la variación en la composición tanto del condensado retrógrado como del gas no sea cuantiosa, haciendo más lento el proceso de enriquecimiento en fracciones pesadas del líquido, y pudiéndose arrastrar gran parte del condensado retrógrado en presencia de cantidades suficientes de gas.
- 8) La eficiencia en la revaporización de líquido por la inyección de gas natural no se ve mermada de manera importante por condensación prematura, debido a que el aumento en la presión de rocío es muy pequeño, disminuyendo además en presencia de las cantidades adecuadas de gas.

- 9) El CO_2 , además de revaporizar metano e hidrocarburos intermedios, también revaporiza componentes pesados de manera importante, y es el agente puro del que se requiere la menor concentración en la mezcla de hidrocarburos para revaporizar la totalidad del condensado retrógrado. De los agentes puros inyectados, el dióxido de carbono requiere de la menor presión de inyección para alcanzar miscibilidad por primer contacto en las zonas de mezcla gas de inyección-condensado retrógrado.
- 10) La disminución en la presión de rocío causada por la inyección de CO_2 proporciona un margen de caída de presión valioso para presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, tanto por la revaporización de líquido liberado, como por la producción en una fase a lo largo de la formación.
- 11) La inyección de nitrógeno incrementa considerablemente la presión de rocío de la mezcla, por lo tanto, la revaporización de líquido que se pudiera tener a presiones de yacimiento mayores o iguales a la presión de rocío, se verá afectada de manera importante por la condensación prematura de líquido in-situ al mezclarse con el gas condensado.
- 12) A diferencia del resto de los agentes examinados, la mezcla de $\text{CO}_2+\text{CH}_3\text{OH}$ puede proporcionar un proceso miscible de primer contacto a las condiciones de máxima saturación de líquido y en las zonas de interacción fluido inyectado-condensado retrógrado; la relación óptima encontrada en este trabajo para lograr este proceso, así como para convertir la totalidad de líquido retrógrado a vapor con la menor concentración del fluido inyectado, es un agente compuesto por 80% mol de CO_2 y 20% mol de CH_3OH . Esta relación requiere ser comprobada con estudios de laboratorio, sin embargo, los resultados experimentales obtenidos por el IMP, refuerzan el hecho de que debe existir una relación óptima de inyección.
- 13) Los datos obtenidos de simular la adición de metanol al fluido gas condensado seleccionado como caso base, contrastan con el comportamiento experimental reportado por Ayyalasomayajula et al. (2002) y Bang et al. (2006), que señalan que la adición de metanol aumenta la presión de rocío desde concentraciones iniciales. Esta diferencia en comportamiento puede deberse a la naturaleza de los fluidos gas condensado utilizados en esos experimentos, debido a que poseen contenidos de

líquido de aprox. 32 y 42 *BPMM* respectivamente, lo que los coloca en la categoría de gas condensado con riqueza pobre. Por el contrario, el gas condensado utilizado en las simulaciones de este trabajo posee un contenido líquido de aprox. 190 *BPMM*, un gas condensado con riqueza media de acuerdo a la clasificación de Rojas, G. (2003), o un gas condensado rico de acuerdo a la clasificación de Fan et al. (2006). Las simulaciones sugieren además que, para presiones de yacimiento por debajo de la presión de rocío, existe un rango de presiones para las cuales la interacción del metanol con el fluido de yacimiento causa sólo un aumento en la saturación de líquido, sin llegar a la revaporización. Para diferentes relaciones $\text{CO}_2/\text{CH}_3\text{OH}$ de inyección, hasta una relación 50-50% mol, los datos obtenidos indican que entre mayor sea la proporción de metanol en el fluido inyectado, se requiere de una menor concentración de este último para transformar la fase líquida a vapor, sin embargo, se percibe también que mientras la cantidad del fluido agregado a la mezcla esté por debajo de concentraciones que van de 27 a 30% mol aprox., el volumen de líquido se incrementará (en comparación con el volumen de líquido que se tendría a la misma concentración con la inyección de CO_2) conforme lo haga también la proporción de metanol en el fluido agregado. Los resultados arrojados de estas simulaciones dan lugar al interés en profundizar con estudios de laboratorio en el comportamiento de fases de la mezcla entre metanol y el fluido gas condensado utilizado; sin embargo, al utilizarse una ecuación de estado ajustada para gas condensado, se esperaría una consistencia entre los resultados experimentales y los de la simulación, en razón de que al utilizar esta ecuación de estado en las simulaciones con líquido (para las cuales no fue calibrada) se obtuvo una relación satisfactoria con el comportamiento real observado en los experimentos.

- 14) Desde el punto de vista del comportamiento de fases; la baja capacidad del nitrógeno para revaporizar componentes pesados, así como su baja miscibilidad en el condensado, hacen del nitrógeno el agente menos atractivo para la revaporización de líquido bajo las mismas condiciones de inyección. *Por el contrario, la posibilidad de un proceso miscible al primer contacto con el condensado retrógrado, la menor concentración requerida para revaporizar la totalidad del mismo, así como la mayor reducción en la presión de rocío, hacen de la inyección de un agente compuesto por 80% mol de CO_2 y 20% mol de CH_3OH el tratamiento más atractivo.* Adicionalmente, y con la finalidad de disminuir el riesgo de provocar un daño mayor a la formación, es necesario llevar a cabo pruebas de compatibilidad de

fluidos y de desplazamiento a nivel de laboratorio, empleando roca y fluidos de la formación.

- 15) Evidentemente en el punto anterior no se consideran una variedad de factores importantes, como por ejemplo el alto costo del CO₂ cuando no se dispone de fuentes de suministro capaces de proporcionar la cantidad necesaria del mismo, la inversión adicional necesaria para separar a los hidrocarburos producidos de los agentes inyectados como el nitrógeno y metanol, el retraso en las ventas de gas producto de la inyección de gas natural, entre otros. Por lo que la selección del agente a inyectar dependerá de un equilibrio entre la disponibilidad del mismo, la economía del proyecto y las condiciones del yacimiento.

MÉTODO DE WHITSON

Es comúnmente asumido que existe una relación entre la fracción molar y el peso molecular o número de carbonos. Tal relación es llamada *distribución molar*, y puede ser modelada con una función exponencial sencilla para dividir la fracción C_{7+} en pseudocomponentes. Una suposición inherente en estos métodos es que las fracciones molares C_{7+} decrecen exponencialmente. Un enfoque más general para generar la distribución molar es utilizar una función de densidad de probabilidad tal como la función gamma de tres parámetros propuesta por Whitson en 1983. Esto requiere un procedimiento para discretizar la distribución continua en un número de pseudocomponentes fijos.

Un procedimiento para extender la fracción C_{7+} se puede asumir de la manera siguiente:

- 1) Seleccionar el modelo de distribución molar que define únicamente una relación entre la fracción molar y el peso molecular.
- 2) Especificar el número de pseudocomponentes en los que la fracción C_{7+} será dividida.
- 3) Aplicar el modelo de distribución molar para determinar la fracción molar y el peso molecular de cada pseudocomponente.

Ciertas restricciones están presentes en el procedimiento de extensión. Por ejemplo, las propiedades combinadas de los pseudocomponentes deben resultar en las propiedades conocidas de la fracción C_{7+} global.

Para los datos de la fracción C_{7+} estas restricciones se pueden expresar como:

$$x_{7+} = \sum_{i=1}^n x_i \quad (58)$$

y

$$M_{7+} = \frac{(\sum_{i=1}^n x_i M_i)}{x_{7+}} \quad (59)$$

donde M_i y x_i representan el peso molecular y la fracción molar del pseudocomponente i respectivamente, y n denota el número de pseudocomponentes.

Modelo de distribución exponencial

Whitson (1987) dio un conjunto de ecuaciones para una distribución exponencial que pueden ser resueltas explícitamente:

$$x_i = x_7 \exp[b(i - 7)] \quad (60)$$

$$M_i = 14i + c \quad (61)$$

$$b = \ln(1 - x_7) \quad (62)$$

$$x_7 = \frac{14}{M_{7+} - 84 - c} \quad (63)$$

donde x_i es la fracción mol del pseudocomponente i y x_7 es la fracción mol de heptano; c es un parámetro que indica el tipo molecular promedio, esto es $c = 2$ para parafinas, $c = 0$ para naftas, y $c = -6$ para aromáticos.

Una representación alternativa de este modelo de distribución molar se obtiene al combinar las *ecuaciones 61 y 63* con la *ecuación 62* para expresar x_i como una función discreta de M_i ,

$$x_i = x_7 \exp\left[\frac{b(M_i - c)}{14} - 7\right] \quad (64)$$

Para un número de carbono específico i , la fracción molar y el peso molecular se obtienen entonces con las *ecuaciones 64 y 61* respectivamente.

Las *ecuaciones 58 y 59* se cumplirán si n se elige lo suficientemente grande (por ejemplo $n = 1000$). Cuando la extensión se lleva a cabo hasta $n-1$ pseudocomponentes, la fracción molar y el peso molecular del pseudocomponente remanente, $n+$, se obtienen de:

$$x_{n+} = 1 - \sum_{i=7}^{n-1} x_i \quad (65)$$

y

$$M_{n+} = \frac{M_{7+} - \sum_{i=7}^{n-1} x_i M_i}{1 - \sum_{i=7}^{n-1} x_i} \quad (66)$$

Modelo de densidad de probabilidad gamma

Este método se fundamenta en el uso de la función de densidad de probabilidad gamma de tres parámetros para representar la relación entre la fracción molar y el peso molecular de la fracción C_{7+} . El modelo probabilístico como una función del peso molecular se representa por la siguiente ecuación:

$$P(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\left(\frac{-(M - \eta)}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)} \quad (67)$$

con,

$$\beta = \frac{M_{n+} - \eta}{\alpha} \quad (68)$$

donde $P(M)$ es la función de densidad de probabilidad; M el peso molecular como variable independiente; η el mínimo peso molecular con una probabilidad de ocurrencia diferente de cero, representa el peso molecular más bajo de la fracción C_{7+} ; α representa una medida de la forma de la distribución; M_{n+} es el peso molecular de la fracción pesada; y $\Gamma(\alpha)$ es la función gamma evaluada en α .

La función gamma puede ser estimada como:

$$\Gamma(k + 1) = 1 + \sum_{i=1}^8 a_i k^i \quad \text{si} \quad 0 \leq k \leq 1 \quad (69)$$

$$\Gamma(k + 1) = k\Gamma(k) \quad \text{si} \quad k > 1 \quad (70)$$

Los coeficientes a_1 hasta a_8 toman los siguientes valores:

- $a_1 = -0.577191652$
- $a_2 = 0.988205891$
- $a_3 = -0.897056937$
- $a_4 = 0.918206857$
- $a_5 = -0.756704078$
- $a_6 = 0.482199394$
- $a_7 = -0.193527818$
- $a_8 = 0.035868343$

Con este modelo la distribución acumulada desde η hasta un peso molecular M_{bi} se obtiene de:

$$P(M_{bi}) = e^{-y} \sum_{j=0}^{\infty} \frac{y^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha + j + 1)} \quad (71)$$

con,

$$y = \frac{(M_{bi} - \eta)}{\beta} \quad (72)$$

La fracción molar del corte limitado por los puntos M_{bi} y M_{bi-1} viene dada por:

$$x_i = P(M_{bi}) - P(M_{bi-1}) \quad (73)$$

El peso molecular se expresa como:

$$M_i = \eta + \frac{\alpha\beta}{x_i} [P^*(M_{bi}) - P^*(M_{bi-1})] \quad (74)$$

donde $P^*(M_{bi})$ se evalúa en $\Gamma(\alpha + 1)$.

Una de las principales ventajas de este modelo es la versatilidad que tiene respecto a la forma de la distribución, ya que se puede adaptar a diferentes formas de distribución típicas de los fluidos de yacimiento. El parámetro α se relaciona con la forma de la distribución, y se encuentra en la mayoría de las veces dentro de un rango de 0.5 a 2.5 para los fluidos de yacimiento, siendo el valor de $\alpha = 1$ el correspondiente a la forma exponencial. El parámetro η puede ser físicamente interpretado como el mínimo peso molecular encontrado en la distribución.

En la literatura se conoce que la distribución de peso molecular de petróleos volátiles y condensados es de naturaleza exponencial, por lo que si no se dispone de información para estimar el parámetro α , el valor supuesto debe ser 1. Para el parámetro η el valor debe estar entre 86 y 100, los pesos moleculares del nC_6 y nC_7 respectivamente en el caso de que la fracción pesada sea C_{7+} ; se puede tratar también como un parámetro de ajuste, o suponerse con un valor medio de 90 en ausencia de datos experimentales.

De manera general, Whitson recomienda:

$$\eta = 14n - 6 \quad (75)$$

donde n es el primer pseudocomponente en la fracción pesada, por ejemplo 7.

En un estudio Bherens y Sandler en el año de 1986, propusieron el uso del método de integración por cuadratura gaussiana para realizar la separación en fracciones a partir de un modelo de distribución continuo. Los autores mostraron como la evaluación numérica de la integral de la función de distribución de peso molecular puede ser estimada como una sumatoria, donde cada uno de los elementos de esta sumatoria puede ser asociado a una fracción o pseudocomponente. Este método fue utilizado por Whitson et al. (1988), adicionando el principio de cuadratura gaussiana a la función gamma de tres parámetros, para establecer el método que se conoce actualmente como el método de Whitson.

Con este método se puede discretizar a la distribución continua de la fracción C_{7+} en un número determinado de pseudocomponentes.

La información de la que se dispone en la mayoría de los casos se enlista enseguida.

- Fracción molar de la fracción pesada (x_{7+})
- Peso molecular de la fracción pesada (M_{7+})
- Gravedad específica de la fracción pesada (γ_{7+})

Con estas propiedades del fluido se puede aplicar el método de Whitson de la manera siguiente:

- 1) Se fija un número de fracciones (n) a dividir la fracción C_{7+} y se obtienen los valores A_i y W_i correspondientes al método de integración por cuadratura gaussiana. Los valores de $n = 2$ hasta $n = 5$ se muestran en la *tabla A*.
- 2) Se especifican los valores para η y α . Si no se obtienen valores experimentales, los valores recomendados son $\eta = 90$ y $\alpha = 1$.
- 3) Se especifica el peso molecular más pesado, que corresponde a la última fracción. El valor recomendado es:

$$M_n = 2.5M_{7+} \quad (76)$$

- 4) Se calcula el término:

$$\beta^* = \frac{M_n - \eta}{A_n} \quad (77)$$

- 5) Se calcula el parámetro δ mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = \exp\left(\frac{\alpha\beta^*}{M_{7+} - \eta} - 1\right) \quad (78)$$

- 6) Se calcula la fracción molar x_i y el peso molecular M_i para cada fracción con las siguientes ecuaciones:

$$x_i = x_{7+}[W_i f(A_i)] \quad (79)$$

$$M_i = \eta + \beta^* A_i \quad (80)$$

$$f(A_i) = \frac{(A_i^{\alpha-1}) (1 + \ln \delta)^\alpha}{\Gamma(\alpha) \delta^{A_i}} \quad (81)$$

- 7) Se calcula el peso molecular de la fracción pesada C_{7+} a partir de los valores obtenidos para cada fracción resultante, con la ecuación siguiente:

$$M_{7+Calculado} = \sum_{i=1}^n x_i M_i \quad (82)$$

- 8) Se compara el valor obtenido para $M_{7+Calculado}$ con el obtenido de manera experimental (M_{7+}). Si el valor calculado es ligeramente menor que el valor experimental, se reduce el valor de δ y se repiten los pasos 6 y 7 hasta que la diferencia entre estos dos valores sea despreciable. De esta manera se obtienen un número de n fracciones y sus pesos moleculares correspondientes.

Para caracterizar varias muestras simultáneamente se debe seguir este procedimiento para cada una de ellas, manteniendo los valores de M_n (peso molecular de la última fracción), y los parámetros η y β iguales para cada una. Este tratamiento da como resultado las fracciones con las mismas características (pesos moleculares) para cada muestra con diferente fracción molar.

$n \backslash i$		1	2	3	4	5
2	A_i	0.05857864	3.41421356			
	W_i	0.85355339	0.14644661			
3	A_i	0.41577455	2.29428036	6.28994508		
	W_i	0.71109300	0.27851773	0.01038925		
4	A_i	0.32254769	0.35741869	0.03888791	9.39507091	
	W_i	0.60315410	0.35741869	0.03888791	0.00053929	
5	A_i	0.26356046	1.41340345	3.59642654	7.08581064	12.64080150
	W_i	0.52175561	0.39866681	0.07594245	0.00361176	0.00002337

Tabla A Valores A_i y W_i del método de integración por cuadratura gaussiana para n desde 2 hasta 5.

NOMENCLATURA

ADD	Desviación promedio absoluta
BIC	Coefficiente(s) de interacción binaria
B_o	Factor de volumen del aceite
B_{od}	Factor de volumen del aceite por separación diferencial
B_{ofb}	Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja
B_t	Factor de volumen total
FM	Factor de merma del aceite
kh	Capacidad de flujo
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas
k_{rcond}	Permeabilidad relativa al condensado
M	Masa molar
m	Masa
MMP	Presión mínima de miscibilidad
N_c	Número capilar
P	Presión
$P_{atracción}$	Presión de atracción
P_b	Presión de burbuja
P_c	Presión crítica
P_i	Presión inicial del yacimiento
PM	Peso molecular
$P_{repulsión}$	Presión de repulsión
P_{roc}	Presión de rocío
P_{sat}	Presión de saturación
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo
q_g	Gasto de producción de gas
q_o	Gasto de producción de aceite
R	Constante universal de los gases
RGA	Relación gas-aceite
RGC	Relación gas-condensado
R_s	Relación de solubilidad
R_{sfb}	Relación gas en solución a la presión de burbuja
S	Parámetro de traslación
$S_{c cond}$	Saturación crítica de condensado

S_{cond}	Saturación de condensado
S_{cw}	Saturación crítica de agua
S_g	Saturación de gas
S_w	Saturación de agua
T	Temperatura
T_c	Temperatura crítica
T_{cri}	Temperatura cricondenterma
T_r	Temperatura reducida
T_y	Temperatura de yacimiento
V	Volumen
v	Volumen molar
v_{corr}	Volumen molar corregido
$(V_g)_{sc}$	Volumen total de gas removido de los separadores
V_L	Volumen de aceite remanente
V_M	Volumen molar
$(V_o)_{st}$	Volumen de aceite a condiciones de tanque de almacenamiento
V_{rel}	Volumen relativo
V_{sat}	Volumen a la presión de saturación
V_{sc}	Volumen de aceite residual
VSP	Volume shift parameter (parámetro de traslación)
V_t	Volumen total de hidrocarburos
x_i	Fracción molar del componente i
Z	Factor de compresibilidad
Z_c	Factor de compresibilidad crítico
Z^L	Factor de compresibilidad de la fase líquida
Z_{RA}	Factor de compresibilidad de Rackett
Z^v	Factor de compresibilidad de la fase vapor
β	Factor de turbulencia
γ_{API}	Densidad API
δ_{ij}	Coefficiente de interacción binaria entre los componentes i y j
ρ	Densidad del fluido
ρ_{roc}	Densidad del fluido a la presión de rocío
ω	Factor acéntrico de Pitzer

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. (2da ed.). Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
- Ayyalasomayajula, P., Sharma, R., Walker, J. G., Sharma, M. M. & Pope, G. A. (2002). *Phase Behavior Modeling of Hydrocarbon-Methanol-Water Mixtures by Peng-Robinson and SAFT Equations of State*. SPE, paper 77575-MS.
- Bang, V. (2007). *Development of a Successful Chemical Treatment for Gas Wells with Condensate or Water Blocking Damage*. Tesis de doctorado. The University of Texas at Austin.
- Bang, V., Pope, G. A. & Sharma, M. M. (2006). *Phase Behavior Study of Hydrocarbon/Water/Methanol Mixtures at Reservoir Conditions*. SPE, paper 102100-MS.
- Benmekki, E.H. & Mansoori, G. A. (1987). *Phase Equilibrium Calculations of Highly Polar Systems*. Fluid Phase Equilibria, 32, 139-149.
- Benmekki, E.H. & Mansoori, G. A. (1988). *The Role of Mixing Rules and Three-Body Forces in the Phase Behavior of Mixtures: Simultaneous VLE and VLLE Calculations*. Fluid Phase Equilibria, 41, 143-57.
- Cabra, C. M. (1999). *Recuperación Mejorada en Yacimientos de Gas y Condensado*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- CNH (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. Recuperado el 22 de septiembre de 2013, de http://www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf
- Craft, B. C. & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. (2da ed.). New Jersey, Estados Unidos: Prentice Hall PTR.
- Cuautli, M. E. (2005). *Propiedades de los Fluidos Petroleros y Aplicaciones*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

- Danesh, A. (2003). *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. (3ra ed.). Amsterdam, Holanda: Elsevier Science B.V.
- Escobar, F. H. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Fan, L., Harris, B. W., Jamaluddin, A. J., Mott, R., Pope, G. A., Shandrygin, A. & Whitson, C. U. (2006). *Understanding Gas-Condensate Reservoirs*. *Oilfield Review*, 18(1), 16-29.
- Firoozabadi, A. (1999). *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs*. New York, Estados Unidos: McGraw-Hill.
- Hosein, R. & McCain, W. D. (2009). *Extended Analysis for Gas Condensate Systems*. SPE, paper 110152-PA.
- Hosein, R. & Dave, R. A. (2012). *Tuning of the Peng-Robinson Equation of State for Gas Condensate Simulation Studies*. SPE, paper 158882-MS.
- Mazariegos, C. E. (1990). *Desarrollo de un Paquete de Cómputo para Determinar la Consistencia de un Análisis Composicional de Fluidos*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. (2da ed.). Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Publishing Company.
- McCain, W. D. (1994). *Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior*. SPE, paper 28214-PA.
- Paris, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Pemex (2008). *Clasificación de los Yacimientos Petroleros*. Recuperado el 22 de septiembre de 2013, de <http://es.scribd.com/doc/73632257/Clasificacion-de-yacimientos>.

- Pemex (2013). *Las Reservas de Hidrocarburos de México*. Recuperado el 20 de noviembre de 2013, de <http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%20Reservas%202013.pdf>.
- Pemex (2013). *Memoria de Labores 2012*. Recuperado el 20 de noviembre de 2013, de http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/memoria-labores_2012.pdf.
- Pires, A. P., Mohamed, R. S. & Mansoori, G. A. (2001). *An Equation of State for Property Prediction of Alcohol-Hydrocarbon and Water-Hydrocarbon Systems*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 32, 103-114.
- Privat, R. & Jaubert, J. N. (2012). Cap. 5 Thermodynamic Models for the Prediction of Petroleum-Fluid Phase Behaviour. En *Crude Oil Emulsions- Composition Stability and Characterization* (pp. 71-106). Francia: Prof. Manar El-Sayed Abdul-Raouf (Ed.).
- Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz, Venezuela: Signus B-S, C. A.
- Schlumberger (2010). *PVTi: ECLIPSE Reservoir Simulation Software, Version 2010.1*. Manual de referencia.
- Schou, K. & Christensen, P. L. (2007). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. New York: Taylor & Francis.
- Søreide, I. (1989). *Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids from a Cubic Equation of State*. Tesis de doctorado. The Norwegian Institute of Technology.
- Tapia, C. F. (2008). *Incremento de la Productividad de Pozos Dañados por Bloqueo de Condensado Retrógrado, Mediante la Inyección de Productos Químicos*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Tovar, E. M. (2011). *Estudio de la Alternativa de Inyección de CO₂ para el Recobro de Líquido en Yacimientos de Gas Condensado Retrógrado*. Tesis de licenciatura. Universidad de Oriente.

Urbira, R. J. (2007). *Impacto de la Caracterización de la Fracción C7+ Sobre las Predicciones del Comportamiento de Fase y Estimaciones de Producción*. Tesis de especialidad. Universidad Central de Venezuela.

Whitson, C. H., Fevang, O. & Yang, T. (1999). *Gas Condensate PVT-What's Really Important and Why?* Recuperado el 22 de septiembre de 2013, de <http://folk.ntnu.no/helgemol/e-notes/GC-Papers/IBC1999paper.pdf>.