



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Inyección Vertical de Gas en Yacimientos Carbonatados**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**PRESENTA**

Iker Eli Pérez Castelán

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Fernando Samaniego Verduzco



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016**

# CONTENIDO

	Página
LISTA DE FIGURAS .....	III
LISTA DE TABLAS.....	V
RESUMEN .....	VII
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2 ANTECEDENTES GENERALES</b>	<b>4</b>
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE.....	4
2.1.1 DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDO .....	4
2.1.2 DE ACUERDO A LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO .....	6
2.1.3 DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA.....	8
2.2 PROPIEDADES PVT DEL ACEITE Y DEL GAS .....	9
2.3 ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA.....	12
2.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS .....	13
2.4.1 ENFOQUE DEL MODELO .....	14
2.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS.....	15
<b>CAPÍTULO 3 INYECCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE</b>	<b>17</b>
3.1 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO.....	18
3.1.1 DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE .....	18
3.1.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.....	19
3.1.3 DESPLAZAMIENTO PARCIALMENTE MISCIBLE .....	19
3.2 MECANISMOS FÍSICOS .....	20
3.3 TIPOS DE INYECCIÓN .....	21
3.3.1 INYECCIÓN HORIZONTAL.....	21
3.3.2 INYECCIÓN VERTICAL .....	22
3.4 FACTORES QUE CONTROLAN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO .....	23
3.4.1 RELACIÓN DE MOVILIDADES .....	23
3.4.2 GRAVEDAD .....	25

3.5	CASOS DE CAMPO EN EL MUNDO .....	26
3.5.1	HAFT KEL, IRÁN .....	26
3.5.2	FAHUD, OMÁN.....	28
 <b>CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN VERTICAL DE GAS</b>		<b>30</b>
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO .....	31
4.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MODELO .....	32
4.3	CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO.....	33
4.4	CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO .....	46
4.5	SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS EN EL NÚCLEO .....	50
 <b>CAPÍTULO 5 RESULTADOS</b>		<b>54</b>
5.1	SENSIBILIDAD A LA DISCRETIZACIÓN ESPACIAL EN LA DIRECCIÓN VERTICAL .....	54
5.2	INYECCIÓN DE GAS A UNA PRESIÓN MENOR QUE LA PRESIÓN DE BURBUJA .....	56
5.3	INYECCIÓN DE GAS A UNA PRESIÓN MAYOR QUE LA PRESIÓN DE BURBUJA .....	57
5.4	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	58
5.5	PROCESO DE ESCALAMIENTO .....	62
 <b>CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		<b>70</b>
 APÉNDICE A.....		72
APÉNDICE B.....		81
NOMENCLATURA.....		87
REFERENCIAS .....		91

# LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Recuperación de hidrocarburos. ....	2
Figura 2.1 Tipos de Aceite según el comportamiento de la Relación Gas-Aceite y la fracción mol de C7+ (Alamilla, León y García, 2012).....	5
Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de aceite. ....	6
Figura 2.3 Interpretación física de las relaciones PVT (Walsh y Lake, 2003). ....	11
Figura 3.1 Ubicación de pozos en una inyección de gas de tipo horizontal. ....	21
Figura 3.2 Localización de pozos productores e inyectores en una inyección de gas de tipo vertical estable gravitacionalmente. ....	22
Figura 3.3 Frentes de desplazamiento inestables debido a la formación de digitaciones viscosas (Lake, 2007).....	24
Figura 3.4 Historia de producción del campo Haft Kel, Irán (Saidi, 1996). ....	28
Figura 3.5 Historia de producción del bloque Fahud NW (O'Neill, 1988). ....	29
Figura 4.1 Producciones acumuladas de aceite, gas y agua del campo A. ....	31
Figura 4.2 Comportamiento de la presión estática del campo A. ....	32
Figura 4.3 Constantes de equilibrio del fluido del campo A. ....	38
Figura 4.4 Diagrama de fase de los modelos ajustados de 12 y 19 componentes. ....	42
Figura 4.5 Expansión a Composición Constante – Volumen relativo. ....	43
Figura 4.6 Agotamiento a Volumen Constante – Factor z del gas.....	43
Figura 4.7 Agotamiento a Volumen Constante – Moles de gas producidas. ....	44
Figura 4.8 Densidad del líquido. ....	44
Figura 4.9 Viscosidad del aceite. ....	45

Figura 4.10 Prueba de separación en etapas – Relación Gas-Aceite. ....	45
Figura 4.11 Curvas de permeabilidades relativas para el sistema gas – aceite. Sensibilidad a la saturación residual de aceite al gas. ....	48
Figura 4.12 Curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua – aceite. ....	48
Figura 4.13 Curva de presión capilar agua – aceite. ....	49
Figura 4.14 Curvas de presión capilar gas – aceite. ....	50
Figura 5.1 Análisis de sensibilidad para la discretización espacial vertical de la malla. ....	55
Figura 5.2 Sensibilidad del factor de recuperación a la saturación residual de aceite al gas. ....	56
Figura 5.3 Presión de burbuja variable debido a la inyección de gas. ....	58
Figura 5.4 Factor de recuperación en el núcleo. ....	59
Figura 5.5 Comportamiento de la presión media del núcleo. ....	60
Figura 5.6 Gastos de inyección de gas a condiciones de superficie. ....	61
Figura 5.7 Factor de recuperación en el núcleo en función del volumen de gas inyectado. ....	62
Figura 5.8 Representación del yacimiento para determinar la velocidad de flujo. ....	65
Figura A.1 Constantes de equilibrio obtenidas con un proceso de validación incorrecto ....	80
Figura B.1 Programa para estimar el volumen original en yacimientos de aceite volátil y las características del acuífero asociado (Pérez H., 1996 y Evia del Puerto, 2006). ....	82
Figura B.2 Ventana correspondiente a las características generales del yacimiento. ....	82
Figura B.3 Propiedades PVT correspondientes al campo A. ....	83
Figura B.4 Historial de producción del campo A. ....	83
Figura B.5 Ventana de resultados obtenidos con el programa de cómputo. ....	84

# LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1 Criterios para la Clasificación de Fluidos (Alamilla, León y García, 2012).....	5
Tabla 3.1 Unidades para el cálculo de la velocidad crítica. ....	26
Tabla 3.2 Características generales del campo Haft Kel, Irán (Saidi, 1996). ....	27
Tabla 4.1 Composición original del fluido. ....	33
Tabla 4.2 Expansión a Composición Constante.....	34
Tabla 4.3 Agotamiento a Volumen Constante – Propiedades de la fase gas.....	34
Tabla 4.4 Agotamiento a Volumen Constante – Composición de los gases liberados. ....	35
Tabla 4.5 Prueba de Separación en Etapas.....	35
Tabla 4.6 Viscosidad del aceite. ....	36
Tabla 4.7 Composición de líquido calculada. ....	37
Tabla 4.8 Pseudocomponentes del modelo de fluido final. ....	40
Tabla 4.9 Propiedades de los componentes del modelo ajustado con la EDE de PR. ....	40
Tabla 4.10 Propiedades de los componentes para el cálculo de la viscosidad con la correlación de LBC.....	41
Tabla 4.11 Composición del modelo de fluido ajustado.....	41
Tabla 4.12 Valores de los puntos extremos y exponentes de Corey para el Caso Base.....	47
Tabla 4.13 Variación de la saturación residual del aceite al gas para los distintos casos. ....	47
Tabla 4.14 Composición del gas de inyección. ....	51
Tabla 4.15 Cálculo del peso molecular y propiedades pseudocríticas del gas de inyección.....	52
Tabla 5.1 Factores de recuperación de aceite en el núcleo.....	60
Tabla 5.2 Cálculo de la tensión interfacial. ....	64
Tabla 5.3 Propiedades para el cálculo de los números adimensionales en el SI.....	67

Tabla 5.4 Números adimensionales para el flujo de gas y aceite en el núcleo y en el yacimiento. ...	68
Tabla A.1 Resultados de la prueba de AVC del fluido del campo A. ....	74
Tabla A.2 Composición del fluido durante la prueba de AVC. ....	74
Tabla A.3 Balance molar de la prueba de AVC. ....	75
Tabla A.4 Composición calculada del líquido remanente. ....	76
Tabla A.5 Constantes de equilibrio del fluido del campo A. ....	76
Tabla A.6 Composición del fluido del proceso de validación incorrecto. ....	77
Tabla A.7 Balance molar del proceso de validación incorrecto.....	78
Tabla A.8 Composición de líquido calculada en el proceso de validación incorrecto. ....	78
Tabla A.9 Constantes de equilibrio calculadas en el proceso de validación incorrecto. ....	79
Tabla B.1 Análisis de sensibilidad respecto a la relación de radios acuífero – yacimiento.....	85
Tabla B.2 Análisis de sensibilidad respecto al volumen original de aceite. ....	86

# RESUMEN

El objetivo principal de esta tesis es presentar una metodología para ayudar a predecir el comportamiento de un proceso de desplazamiento vertical y gravitacionalmente estable, de aceite por gas en un núcleo de un yacimiento carbonatado de la Región Sur de México, con la finalidad de obtener una mayor recuperación de hidrocarburos.

Para cumplir con este objetivo, la metodología que se empleó utiliza un modelo de simulación conceptual que permite predecir el comportamiento del proceso de inyección de gas por la parte superior del núcleo y la producción de aceite por la parte inferior, y posteriormente realizar un escalamiento para el yacimiento, haciendo uso de números adimensionales apropiados, lo cual permite validar que los resultados que se obtienen en el estudio de simulación en el núcleo son los más representativos posibles para el yacimiento.

En el *Capítulo 1* se presenta una breve introducción a las diferentes técnicas que existen actualmente como alternativas para incrementar la recuperación de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.

En el *Capítulo 2* se discuten algunos conceptos generales de ingeniería de yacimientos cuyo entendimiento es indispensable para el desarrollo del trabajo.

La inyección de gas como una alternativa para incrementar el factor de recuperación en yacimientos de aceite se discute en el *Capítulo 3*, donde se presentan las diferentes



formas o tipos de inyección que existen, sus respectivas ventajas y desventajas, así como los mecanismos físicos que actúan y los factores que afectan a este tipo de procesos. Además se presentan dos casos de estudio en los cuales la inyección de gas se aplicó con éxito en yacimientos carbonatados, como el que se estudia en esta tesis.

Posteriormente en el *Capítulo 4* se describe detalladamente el desarrollo del modelo de simulación que se utilizó para realizar las predicciones de la inyección vertical de gas en un núcleo y las características generales de las corridas que se realizaron.

En el *Capítulo 5* se analizan los resultados que se obtuvieron con el modelo de simulación, analizando dos escenarios de inyección distintos y las pruebas de sensibilidad que se hicieron para el modelo. Así mismo se describe el proceso de escalamiento que se realizó mediante parámetros adimensionales.

Finalmente, en el *Capítulo 6* se presentan las conclusiones a las que se llegaron con este trabajo, así como algunas recomendaciones que permitan mejorar en el futuro, no sólo este trabajo en particular, sino también otros estudios similares.

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

En la gran mayoría de los casos la producción primaria de hidrocarburos es insuficiente para obtener una recuperación óptima de un yacimiento. La recuperación de aceite puede acelerarse e incrementarse si se le proporciona al yacimiento una fuente adecuada de energía externa, que dependiendo de las propiedades del yacimiento podría ser una inyección de agua o de gas.

La inyección de gas se refiere como un proceso de *recuperación secundaria*, y se realiza posterior a un periodo de producción primaria, cuando la energía natural del yacimiento ya no es suficiente para mantener gastos de producción rentables, o bien se puede aplicar desde la vida temprana del yacimiento para atenuar su caída de presión. En ambos casos, el aumento en la recuperación de aceite se debe a que el gas que se inyecta al yacimiento, ayuda a desplazar el aceite residual hacia los pozos productores y al mantenimiento de presión, que extiende la vida productiva del yacimiento.

El término *recuperación mejorada* se aplica para describir aquellos procesos en los que los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca – fluido, a fin de crear condiciones que favorezcan el flujo del aceite en el yacimiento mediante mecanismos físicos,

químicos y/o térmicos. Estos procesos son más complejos, tanto en diseño como en operación y, por lo tanto, resultan más costosos. Muchos de los campos que actualmente producen hidrocarburos se encuentran en una etapa madura y requieren de procesos que permitan continuar produciendo de una manera rentable. En la **Figura 1.1** se ilustran los procesos de recuperación primaria, secundaria y mejorada de hidrocarburos.

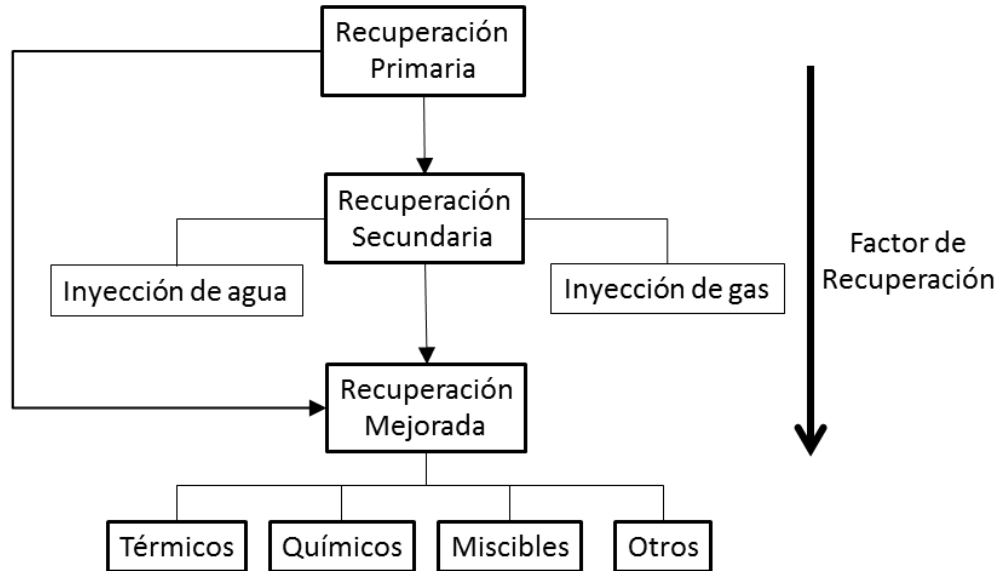


Figura 1.1 Recuperación de hidrocarburos.

Cuando se identifica un yacimiento con potencial de hidrocarburos recuperables, el primer paso en el proceso de selección del método para incrementar la recuperación, consiste en recolectar y analizar la mayor cantidad de información disponible del yacimiento para compararla con los criterios de escrutinio establecidos en la literatura para yacimientos similares, basados en éxitos y fracasos previos, y así poder seleccionar uno o algunos de los diversos métodos actualmente disponibles.

Posteriormente se realizan una serie de estudios y pruebas a diversas escalas, las cuales si resultan satisfactorias, podrá implementarse el proceso elegido a todo el yacimiento. Estas pruebas o estudios son:

- Pruebas de desplazamiento en núcleos
- Pruebas de interferencia
- Balance de materia
- Simulación numérica
- Inyección de trazadores
- Prueba piloto

Además de esta metodología de selección que involucra aspectos técnicos de la ingeniería de yacimientos, se debe realizar una evaluación económica que considere los factores fundamentales en la implementación de un proceso de recuperación adicional, tales como el costo del fluido a inyectar, de las instalaciones superficiales requeridas y de la perforación de pozos inyectoros.

En este trabajo se presenta el caso de la inyección vertical de gas como una alternativa para incrementar el factor de recuperación en un yacimiento carbonatado, analizando mediante un modelo de simulación práctico, la inyección de gas hidrocarburo en un núcleo correspondiente a un campo de la región Sur de México, bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estables, permitiendo predecir el comportamiento que se obtendrá en una prueba de desplazamiento de aceite por gas en el laboratorio, además de poder identificar los efectos a nivel composicional que existirán entre el gas inyectado y el fluido del yacimiento.

## Capítulo 2

# ANTECEDENTES GENERALES

### 2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE

#### 2.1.1 DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDO

Tradicionalmente los yacimientos de hidrocarburos se han clasificado de acuerdo al tipo de fluido y a su comportamiento en un diagrama de fases en cinco tipos: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco (McCain, 1990).

Sin embargo, Alamilla, León y García (2012) encontraron que los criterios de clasificación empleados no han resultado adecuados para los yacimientos de México; en especial en los yacimientos de aceite. En su estudio se propuso una nueva clasificación de los yacimientos de aceite, la cual consta de tres tipos: aceite negro, aceite ligero y aceite volátil. Los criterios de clasificación propuestos se presentan en la **Tabla 2.1**, mientras que en la **Figura 2.1** se presenta una gráfica especializada que permite clasificar a los fluidos de acuerdo estos criterios.

Tabla 2.1 Criterios para la Clasificación de Fluidos (Alamilla, León y García, 2012).

Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil
Factor de Volumen del Aceite, $B_o$	<1.5	1.5 – 2.0	>2.0
Relación Gas-Aceite, RGA ( $m^3/m^3$ )	<130	130 – 200	200 – 550
Densidad del Aceite ( $^{\circ}$ API)	<32	32 – 38	>38
Contenido de $C_{7+}$ (% mol)	>35	25 – 35	12.7 – 25
Contenido de $C_1$ (% mol)	<44	32 – 44	44 – 64
Contenido de $C_2 - C_6$ (% mol)	16 – 28	22 – 32	20 – 28

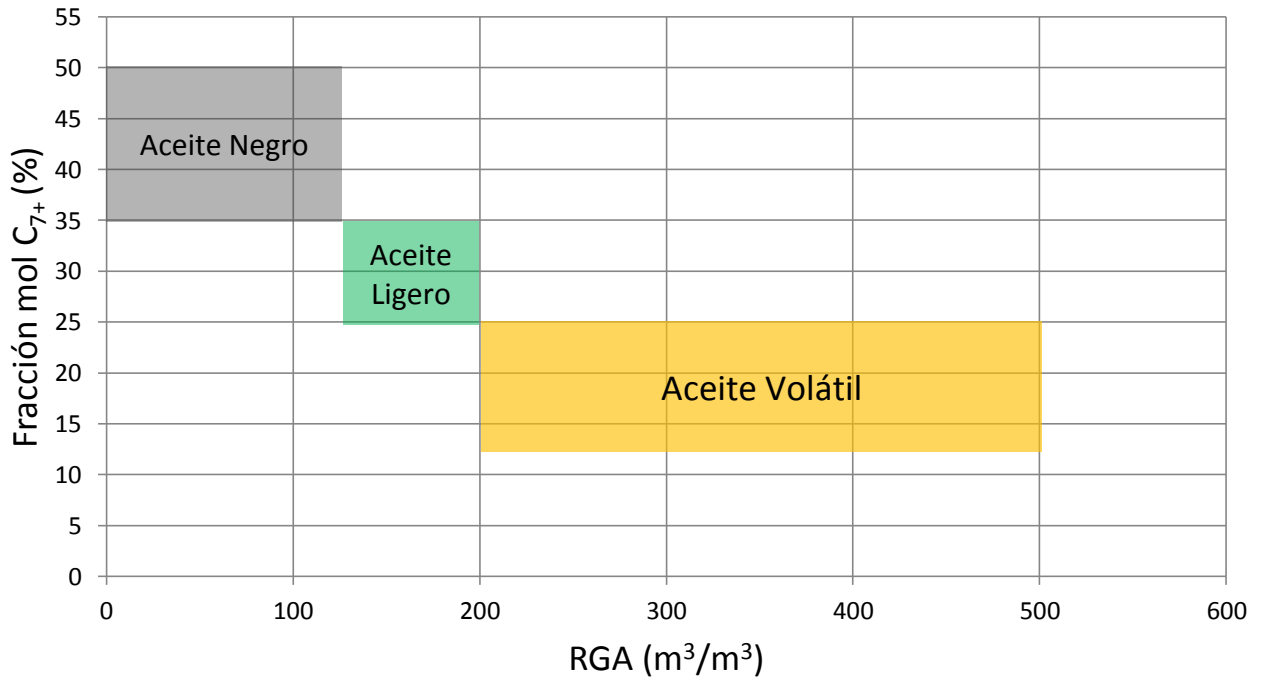


Figura 2.1 Tipos de Aceite según el comportamiento de la Relación Gas-Aceite y la fracción mol de  $C_{7+}$  (Alamilla, León y García, 2012).

### 2.1.2 DE ACUERDO A LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

En la Figura 2.2 se ilustra en un diagrama de fase, el comportamiento de la presión de un yacimiento de aceite durante su etapa de producción, donde la línea ABC representa el agotamiento de presión isotérmico que experimenta el yacimiento debido a la extracción de fluidos.

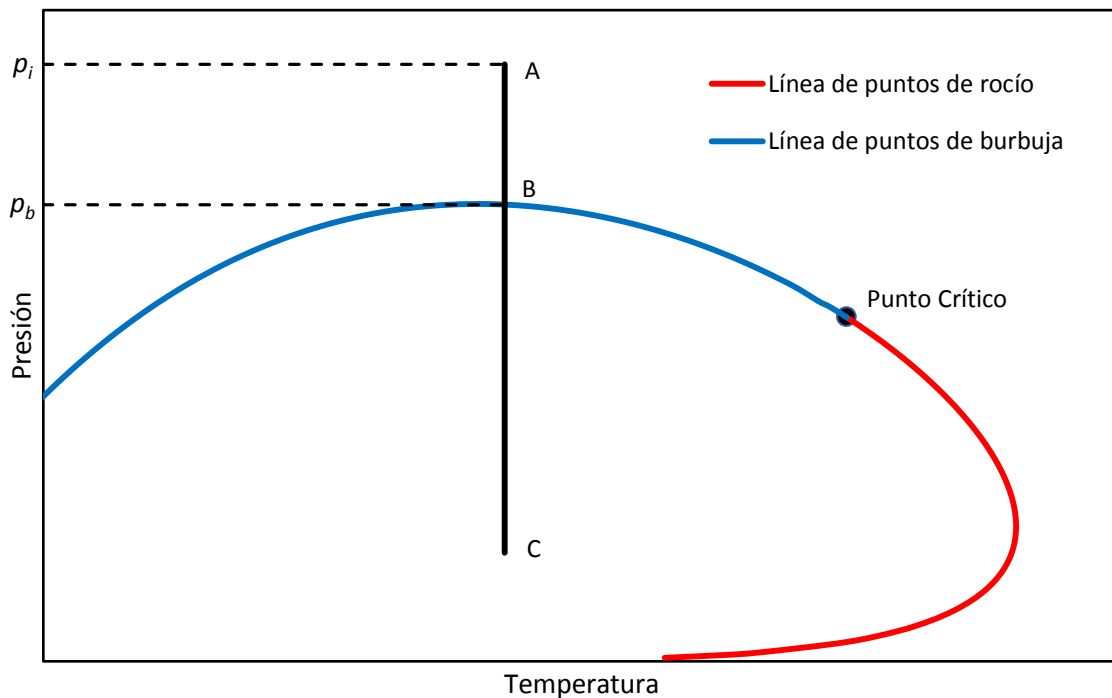


Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de aceite.

El punto de referencia para esta clasificación es la presión de burbuja del fluido ( $p_b$ ), la cual representa un estado de vaporización incipiente de algunas moléculas ligeras en estado líquido, por debajo de la cual, esas moléculas ligeras originalmente disueltas en el aceite comienzan a liberarse y a formar una fase de gas libre.

A partir de este parámetro los yacimientos de aceite se clasifican en dos tipos:

Yacimiento de aceite bajosaturado

Un yacimiento de aceite bajosaturado se define como aquél cuyas condiciones de presión y temperatura a un determinado tiempo están dadas por:

$$p_i > p_b,$$

$$T_y < T_c.$$

Estas condiciones de presión y temperatura indican que en un yacimiento de aceite bajosaturado existe solamente una fase líquida, debido a que el aceite no está totalmente saturado con todo el gas que podría contener a dichas condiciones de presión y temperatura, lo cual implica que un aceite bajosaturado podría disolver más gas (moléculas ligeras), si éstas se hubiesen generado durante la formación de la acumulación.

En la Figura 2.2, el yacimiento es bajosaturado cuando su presión se encuentra en cualquier punto sobre el segmento AB.

Yacimiento de aceite saturado

Se dice que un yacimiento de aceite es saturado cuando sus condiciones de presión y temperatura a un tiempo dado son:

$$p_y \leq p_b,$$

$$T_y < T_c.$$

Bajo estas condiciones, el aceite tiene todo el gas disuelto que puede contener, de modo que cualquier reducción de presión ocasionará que una cierta cantidad del gas disuelto en el aceite se libere, pasando a formar parte de la fase de gas libre. Por lo general este tipo de yacimientos está asociado con una capa de gas primaria.

En la Figura 2.2, el yacimiento es saturado cuando su presión yace sobre cualquier punto de la línea BC, donde coexisten las fases líquida y gaseosa.



### 2.1.3 DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA

#### ROCAS TERRÍGENAS

Son aquellas que están formadas por sedimentos derivados de la desintegración de rocas preexistentes, resultado de procesos de intemperismo, erosión, transporte y sedimentación.

##### Areniscas:

Son rocas sedimentarias cuyos granos poseen un diámetro de 0.0625 mm a 2 mm, cementadas en una matriz. La composición mineralógica de los granos de arena es principalmente de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca.

##### Lutitas:

Este tipo de rocas sedimentarias están compuestas por partículas de arcilla y de limo, cuyo tamaño oscila entre 0.0039 mm hasta 0.0625 mm.

#### ROCAS CARBONATADAS

Son rocas sedimentarias formadas por minerales como calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) o dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). De acuerdo a su porosidad, se pueden distinguir los tipos de yacimientos carbonatados siguientes:

##### Caliza Cristalina:

Su porosidad primaria resulta de los espacios intersticiales entre granos o cristales individuales.

##### Caliza Oolítica:

Su porosidad se debe a la disolución de los oolitos, que son granos esféricos de carbonato de calcio, dando lugar a intersticios no cementados o parcialmente cementados.

Caliza Vugular:

La estructura porosa original ha sido alterada por la formación de cavernas y canales, producto de la disolución causada por el agua circulante.

Caliza Fracturada:

Resultado de la susceptibilidad que tiene la roca a fracturarse bajo la aplicación de esfuerzos deformacionales, se crea una red de fracturas dentro de la roca.

Caliza Dolomitizada:

Su porosidad se debe al reemplazo molecular de Calcio por Magnesio que sufre la roca carbonatada original.

## 2.2 PROPIEDADES PVT DEL ACEITE Y DEL GAS

El comportamiento PVT de los fluidos hidrocarburos del yacimiento usualmente se describe en términos de un conjunto de relaciones volumétricas, que se miden en las pruebas de laboratorio que se realizan a las muestras de fluidos del yacimiento. A continuación se definen dichas relaciones:

Factor de Volumen del Aceite ( $B_o$ )

Es la relación que existe entre el volumen de una muestra en fase líquida a condiciones de yacimiento, y el volumen de líquido remanente cuando esa muestra se lleva a condiciones de superficie. A condiciones de yacimiento, la fase líquida contiene una cierta cantidad de gas disuelto, la cual se va separando del líquido conforme las condiciones de presión y temperatura se aproximan a las condiciones de superficie.

$$B_o = \frac{V_o@c.yac. \left[ \frac{bbl}{STB} \right]}{V_o@c.sup. \left[ \frac{bbl}{STB} \right]} \dots\dots\dots (2.1)$$

Relación de Gas Disuelto en Aceite ( $R_s$ )

También llamada relación de solubilidad, es la relación entre el volumen de gas medido a condiciones de superficie que originalmente se encontraba disuelto en la fase líquida de la muestra a condiciones de yacimiento, y el volumen de líquido remanente de la muestra medido a condiciones de superficie.

$$R_s = \frac{V_g@c. sup. \left[ \frac{scf}{STB} \right]}{V_o@c. sup. \left[ \frac{scf}{STB} \right]} \dots\dots\dots (2.2)$$

Factor de Volumen del Gas ( $B_g$ )

Es la relación entre el volumen de una muestra de gas medida a condiciones de yacimiento y el volumen de gas de la misma muestra a condiciones de superficie.

$$B_g = \frac{V_g@c. yac. \left[ \frac{ft^3}{scf} \right]}{V_g@c. sup. \left[ \frac{ft^3}{scf} \right]} \dots\dots\dots (2.3)$$

Relación de Aceite Volatilizado en Gas ( $R_V$ )

Esta propiedad es análoga a la relación de solubilidad  $R_s$ . Se define como la relación entre el volumen de líquido medido a condiciones de superficie que originalmente se encontraba vaporizado en la fase gaseosa de una muestra de gas a condiciones de yacimiento, y el volumen de gas de la misma muestra a condiciones de superficie.

$$R_V = \frac{V_o@c. sup. \left[ \frac{STB}{scf} \right]}{V_g@c. sup. \left[ \frac{STB}{scf} \right]} \dots\dots\dots (2.4)$$

La relación  $R_V$  solamente es aplicable para yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, mientras que para los yacimientos de aceite negro se supone que es igual a cero, es decir, que no hay aceite vaporizado en el gas.

En la **Figura 2.3** se ilustran las cuatro relaciones PVT descritas en esta sección.

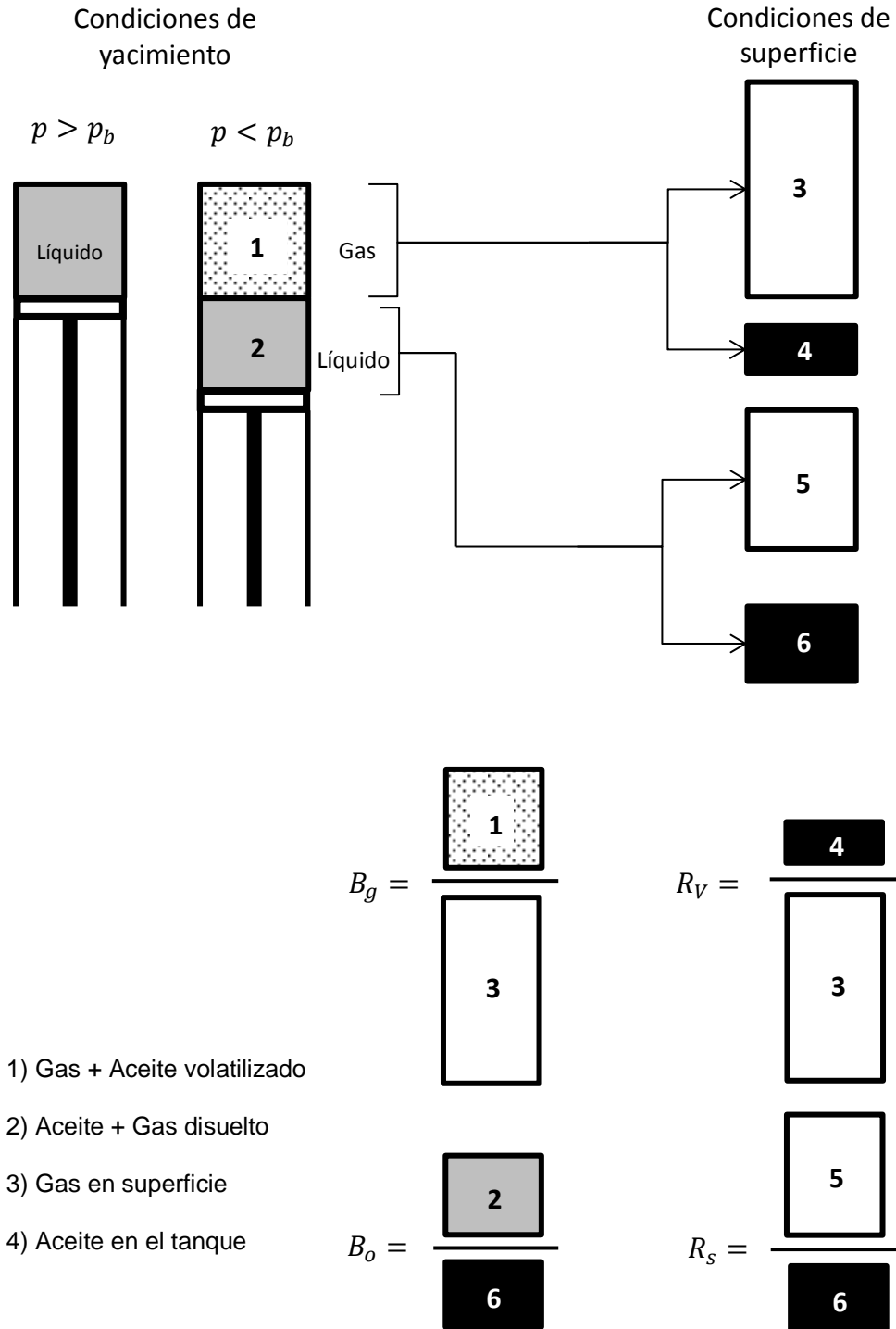


Figura 2.3 Interpretación física de las relaciones PVT (Walsh y Lake, 2003).

### 2.3 ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA

La ecuación de balance de materia es un método que permite estimar el volumen original de hidrocarburos y ayudar a predecir el comportamiento de los yacimientos de aceite y gas en forma simple, el cual consiste en un balance volumétrico basado en el principio de que la expansión neta de los fluidos iniciales a condiciones de yacimiento es igual al volumen de los fluidos producidos, evaluados también a condiciones de yacimiento. La expansión neta de los fluidos es la diferencia que existe entre el volumen original de los fluidos en el yacimiento a una presión inicial y el volumen que los mismos fluidos ocupan a una presión menor.

La ecuación convencional de balance de materia (ECBM) fue presentada inicialmente por Schilthuis (1936); sin embargo, a pesar de la gran utilidad que ha tenido, solamente es válida para un rango de tipos de fluidos restringido. Walsh et al. (1994) presentaron una nueva forma de balance de materia, conocida como la ecuación generalizada de balance de materia (EGBM), la cual disminuye significativamente la restricción de la ECBM, y es útil para cualquier tipo de fluido, incluyendo los yacimientos de aceite volátil y de gas condensado, que debido a sus características, no podían analizarse con la ECBM. La consideración principal que la EGBM toma en cuenta, es que el aceite producido en superficie puede provenir tanto de la fase líquida como de la fase vapor a condiciones de yacimiento.

Definiendo las expansividades del gas, del aceite, del agua y de la roca respectivamente como:

$$E_g = B_{tg} - B_{gi}, \dots\dots\dots (2.5)$$

$$E_o = B_{to} - B_{oi}, \dots\dots\dots (2.6)$$

$$E_w = B_{wi}c_w\Delta p, \dots\dots\dots (2.7)$$

$$E_f = c_f\Delta p, \dots\dots\dots (2.8)$$

donde:

$$B_{tg} = \frac{B_g(1 - R_S R_{Vi}) + (R_{Vi} - R_V)B_o}{1 - R_V R_S}, \dots\dots\dots(2.9)$$

$$B_{to} = \frac{B_o(1 - R_V R_{Si}) + (R_{Si} - R_S)B_g}{1 - R_V R_S}, \dots\dots\dots(2.10)$$

La EGBM presentada por Walsh es la siguiente:

$$\begin{array}{ccccc} \underbrace{G_{fgi}E_g}_{\text{Expansión del gas libre}} + \underbrace{N_{foi}E_o}_{\text{Expansión del aceite libre}} + \underbrace{WE_w}_{\text{Expansión del agua}} + \underbrace{V_{pi}E_f}_{\text{Expansión de la roca}} + \underbrace{W_e}_{\text{Entrada de agua}} \\ = \underbrace{(G_p - G_I) \left( \frac{B_g - B_o R_V}{1 - R_V R_S} \right)}_{\text{Extracción neta de gas}} + \underbrace{N_p \left( \frac{B_o - B_g R_S}{1 - R_V R_S} \right)}_{\text{Extracción neta de aceite}} + \underbrace{(W_p - W_I)B_w}_{\text{Extracción neta de agua}}, \dots\dots\dots(2.11) \end{array}$$

donde:

$$V_{pi} = WB_{wi} + G_{fgi}B_{gi} + N_{foi}B_{oi}. \dots\dots\dots(2.12)$$

Finalmente los volúmenes originales de hidrocarburos están dados por las expresiones siguientes:

$$N = N_{foi} + G_{fgi}R_{Vi}, \dots\dots\dots(2.13)$$

$$G = G_{fgi} + N_{foi}R_{Si}. \dots\dots\dots(2.14)$$

## 2.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica es la disciplina de la ingeniería de yacimientos basada en técnicas para resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales parciales, que

describen el flujo de fluidos en medios porosos, así como la aplicación de modelos matemáticos para estudiar el comportamiento de los yacimientos.

Un simulador es una herramienta computacional valiosa para la ingeniería de yacimientos, ya que además de ser la única que permite analizar en forma detallada el flujo de fluidos en un yacimiento, es capaz de predecir el comportamiento que un yacimiento tendría bajo diferentes estrategias de explotación y, por lo tanto, visualizar la recuperación óptima de hidrocarburos.

### **2.4.1 ENFOQUE DEL MODELO**

Dependiendo del objetivo y el alcance del estudio, los modelos de simulación pueden clasificarse por medio de dos enfoques fundamentales (Ertekin, et al., 2001):

#### Modelo conceptual

Está basado en modelos que no son idénticos al yacimiento real; ya que usan propiedades promedio del yacimiento, considerándose como una unidad representativa del mismo. De igual forma, se emplean pozos representativos. Puesto que tanto los pozos como el yacimiento, no necesariamente corresponden a algún pozo o a alguna área real del yacimiento, los resultados obtenidos no pueden utilizarse en forma directa, pero sí pueden considerarse como representativos globales del yacimiento.

#### Modelo real

Se refiere al uso de modelos que representan en forma detallada las áreas del yacimiento, así como los pozos que existen y los que se planea que existan en un futuro. Los resultados obtenidos de este modelo sí pueden usarse directamente en los problemas reales del yacimiento y en la toma de decisiones correspondientes. La cantidad de información requerida para efectuar este tipo de estudios es mayor que en el caso del modelado conceptual, por lo tanto requiere una inversión de tiempo y de personal altamente calificado adicional.

## 2.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS

Los simuladores de yacimientos pueden clasificarse de distintas formas, siendo la más común de acuerdo al tipo de fluidos a ser simulados. Otras formas de clasificación son según el tipo de yacimiento, el sistema de coordenadas, el número de dimensiones, el número de fases, así como otros simuladores especiales para procesos de recuperación mejorada.

Los simuladores de yacimientos, según el modelo de fluido, se clasifican en dos tipos (Ertekin, et al., 2001):

### Modelo de aceite negro

Este tipo de simuladores fueron los primeros en desarrollarse y son los modelos más simples que pueden utilizarse. Se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse por hasta un máximo de tres componentes, aceite, gas y agua.

En este tipo de modelos se considera que las propiedades de los fluidos que se obtienen a partir de las pruebas de laboratorio ( $B_o$ ,  $B_g$ ,  $R_s$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_g$ ,  $z$ ), son las que gobiernan el comportamiento del sistema de fluidos. La transferencia de masa entre el aceite y el gas se describe por la relación de solubilidad  $R_s$ . Todos estos parámetros se supone que dependen única y exclusivamente de la presión, a una temperatura constante y única en el yacimiento.

Estos modelos se emplean para modelar problemas de flujo que no son sensibles a cambios en las composiciones de los fluidos, como son la producción primaria de yacimientos de aceite negro, de gas seco o de gas húmedo, así como procesos de recuperación secundaria como la inyección de agua o gas, suponiendo que el fluido que se inyecta es igual al fluido del mismo tipo en el yacimiento, y que los efectos de transferencia de masa son despreciables.



### Modelo composicional

En este tipo de simuladores, las propiedades y el comportamiento de los fluidos dependen de la presión, de la temperatura y de la composición. Se usan en problemas que son sensibles a cambios composicionales en los fluidos del yacimiento, tales como la producción primaria de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado y, en general, en cualquier proceso que involucre transferencia de masa entre los fluidos y variaciones de la composición y la temperatura respecto a la profundidad. Estos modelos, al ser más complejos requieren un mayor tiempo de cómputo, pues el comportamiento de los componentes hidrocarburos se calcula por medio de una ecuación de estado, tal como la de Peng-Robinson (PR) o la de Soave-Redlich-Kwong (SRK). Sin embargo, el uso de este tipo de modelos se ha incrementado en las décadas recientes debido a los avances en la velocidad y capacidad de los procesadores de cómputo.

El comportamiento de las fases de hidrocarburos, gas y aceite, se define por la ecuación de estado seleccionada y por las propiedades físicas de los componentes individuales presentes en el modelo, como son la presión crítica, la temperatura crítica, el peso molecular, el factor acéntrico y los coeficientes de interacción binarios, entre otros. Un componente individual puede ser un componente puro ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $CO_2$ , etc.) o un componente agrupado, también llamado pseudocomponente, resultado de la mezcla de dos o más componentes puros.

Es indispensable que los datos de laboratorio se validen debidamente para garantizar que el modelo sea representativo. Una vez que se ha realizado la validación de los datos, el paso siguiente consiste en ajustar una ecuación de estado con los resultados observados en las pruebas de laboratorio realizadas al fluido del yacimiento. Este proceso de caracterización del fluido y ajuste de la ecuación de estado se realiza con un paquete de cómputo especializado, externo al simulador.

## Capítulo 3

# INYECCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS DE ACEITE

La inyección de gas en un yacimiento de aceite con el propósito de incrementar la recuperación de aceite se remonta a la década de 1890, en el condado de Venango, Pensilvania, cuando James Dinsmoor inyectó el gas proveniente de una arena en otra arena productora de aceite, logrando duplicar la producción de aceite (Sandrea y Nielsen, 1974).

El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión del yacimiento, al mismo tiempo que ayudar a desplazar al aceite hacia los pozos productores, dando como resultado un aumento en la recuperación final de hidrocarburos.

Esta técnica ha sido empleada en forma exitosa en numerosos campos alrededor del mundo, lo que hace que sea una alternativa a considerar en la explotación de los yacimientos de aceite y de gas y condensado.

Particularmente, en yacimientos carbonatados, sean fracturados o no, la inyección de gas puede ofrecer beneficios superiores contra otras estrategias de explotación, como la inyección de agua. Esto se debe a que el gas tiene una mejor inyectividad en

cualquier tipo de yacimientos, especialmente en los que se caracterizan por tener una baja permeabilidad en la matriz, permitiendo que el aceite que contiene almacenado pueda drenarse por el gas que invade a la matriz.

El gas natural que se separa del aceite que se produce en superficie es el que más se emplea en los proyectos de inyección de gas en yacimientos de aceite, aunque también se pueden utilizar otros tipos de gases, como el Nitrógeno o el CO<sub>2</sub>, según la disponibilidad que se tenga.

### **3.1 TIPOS DE DESPLAZAMIENTO**

Los procesos de desplazamiento de aceite por gas se pueden dar de tres formas distintas, inmiscibles, miscibles y parcialmente miscibles.

#### **3.1.1 DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE**

En un desplazamiento de tipo inmiscible hay una tensión interfacial finita entre el gas y el aceite; por lo tanto, existe una interfase que separa a ambos fluidos. La tensión interfacial da lugar a las fuerzas capilares, que se caracterizan por ser de tipo retentivas. Esto significa que habrá una saturación residual de aceite atrapada en el espacio poroso, debido que estas fuerzas evitan el movimiento de una parte del aceite a través de las gargantas de poro.

Este tipo de desplazamiento es al que comúnmente se refiere cuando se habla de la inyección de gas como método de recuperación secundaria (Figura 1.1), y es el que se tratará en el desarrollo de este trabajo, no sin antes proporcionar una descripción breve de los desplazamientos miscibles en las siguientes secciones.

### **3.1.2 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE**

La miscibilidad se define como la condición en la que al combinarse dos fluidos en cualquier proporción, la mezcla resultante se encuentra en una sola fase; esto implica que no existe tensión interfacial entre los fluidos. No deberá confundirse el concepto de miscibilidad con el de solubilidad, ya que éste último término se refiere la capacidad limitada que tiene un cierto volumen de aceite para formar una sola fase al entrar en contacto con gas a una presión dada.

Los factores que determinan si un desplazamiento por gas es miscible son las composiciones del fluido del yacimiento y del gas de inyección, así como la presión y la temperatura del yacimiento.

En un desplazamiento de tipo miscible, al no existir una interfase entre los fluidos, se eliminan los efectos capilares y, en teoría, todo el aceite contactado por el gas de inyección se desplazará, resultando en una alta eficiencia de recuperación.

Como se mostró en la Figura 1.1, los desplazamientos miscibles se clasifican dentro de los procesos de recuperación mejorada.

### **3.1.3 DESPLAZAMIENTO PARCIALMENTE MISCIBLE**

Sin llegar a una miscibilidad total, existe una solubilidad parcial del gas de inyección en el aceite, lo cual reduce la viscosidad del aceite y la tensión interfacial entre el gas y el aceite, por lo tanto, disminuye la saturación residual de petróleo, además del mantenimiento de la permeabilidad relativa al aceite. Este tipo de desplazamientos se dan con la inyección de CO<sub>2</sub> o gases húmedos.

### 3.2 MECANISMOS FÍSICOS

Los mecanismos físicos principales que ocurren como resultado de la inyección de gas de tipo inmisible, y que contribuyen a obtener una recuperación adicional de aceite son los siguientes:

#### Mantenimiento de la presión

En forma parcial o completa, el gas que se inyecta ayuda a conservar la energía del yacimiento durante su explotación.

#### Drene gravitacional

La diferencia de densidades entre el gas y el aceite ocasiona que la segregación gravitacional actúe como un mecanismo de empuje eficiente.

#### Reducción o mantenimiento de la viscosidad del aceite

Debido a que una fracción del gas que se inyecta puede entrar en solución en el aceite, al disminuir la viscosidad del aceite su movilidad en el medio poroso se favorecerá.

#### Hinchamiento del aceite

A presiones menores que la presión de burbuja, sí la inyección ocasiona un aumento de presión podrá disolverse un volumen adicional de gas. Cuando el aceite se encuentra bajosaturado, el volumen de gas disuelto en el aceite aumentará hasta que se sature, causando un aumento en el factor de volumen del aceite.

#### Vaporización de los componentes intermedios

El gas que se inyecta puede vaporizar, en cierta medida, algunos componentes del aceite, particularmente los intermedios (desde C<sub>3</sub> a C<sub>7</sub>), hasta que las fases alcancen un equilibrio composicional. Los componentes vaporizados se pueden recuperar como hidrocarburos líquidos en las plantas de procesamiento del gas asociado. Este efecto tiene un mayor impacto en aceites ligeros.

### 3.3 TIPOS DE INYECCIÓN

Las operaciones de inyección de gas se clasifican, de acuerdo a la localización de los pozos inyectoros, en los dos tipos siguientes: horizontal y vertical (Lake, 2007).

#### 3.3.1 INYECCIÓN HORIZONTAL

También puede referirse en la literatura como inyección de gas interna o dispersa; los pozos inyectoros se localizan en la zona de aceite y el gas que se inyecta desplaza el banco de aceite hacia los pozos productores en un estrato homogéneo, como se ilustra en la **Figura 3.1**.

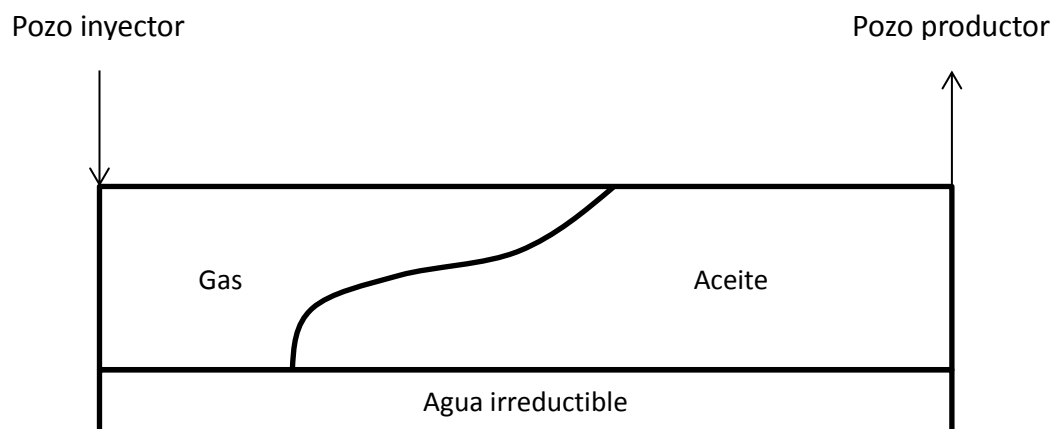


Figura 3.1 Ubicación de pozos en una inyección de gas de tipo horizontal.

La ubicación de los pozos productores e inyectoros forman un arreglo geométrico, de tal forma que el gas se distribuya de una manera uniforme en toda el área del yacimiento.

Esta técnica sólo se recomienda aplicarse en yacimientos que sean homogéneos, con poco buzamiento y también de poco espesor.

Una gran parte de los primeros proyectos de inyección de gas inmisible fueron de este tipo; sin embargo, en la actualidad su aplicación es muy limitada por la baja eficiencia volumétrica que tiene debido a la segregación gravitacional como se observa en la Figura 3.1, y por las heterogeneidades de la roca. Además, la alta movilidad del gas respecto a la del aceite ocasiona inestabilidades en el frente de desplazamiento y la cantidad de pozos que se requieren perforar aumentan los costos de producción.

### 3.3.2 INYECCIÓN VERTICAL

También llamada inyección externa o cresta; los pozos inyectoros se ubican en la cima de la estructura, ya sea que exista o no, una capa de gas, de tal forma que el gas empuja a la columna de aceite hacía la parte baja de la estructura, donde se localizan los pozos productores, como se muestra en la **Figura 3.2**.

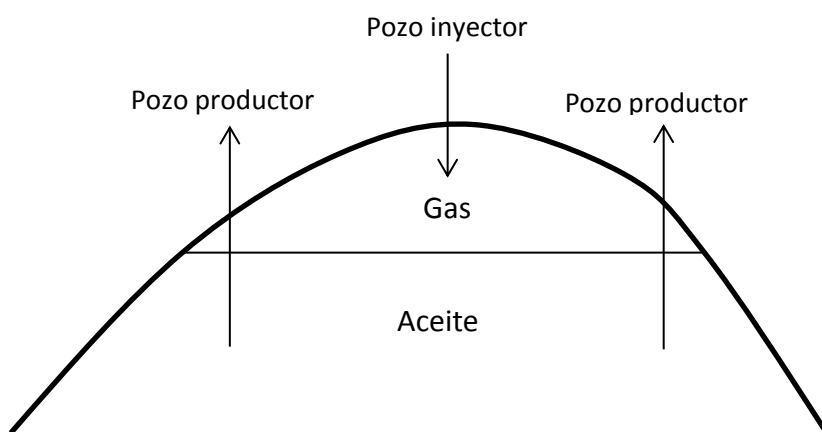


Figura 3.2 Localización de pozos productores e inyectoros en una inyección de gas de tipo vertical estable gravitacionalmente.

Esta forma de inyección se aplica en yacimientos que tienen un alto relieve estructural y/o que tienen un espesor grande, además de una buena permeabilidad vertical, de tal forma que la influencia de la gravedad tenga un beneficio máximo y permita obtener eficiencias de barrido superiores, comparadas con las que se pueden obtener en una inyección horizontal (Lake, 2007).

Otra ventaja de este método es que no necesariamente se requiere la perforación de pozos nuevos, sino que se pueden utilizar algunos de los pozos productores y convertirlos en pozos inyectores, siempre y cuando la integridad mecánica y la cementación de los pozos candidatos a convertirse en inyectores sea adecuada y garantice la correcta inyección del gas al yacimiento.

### 3.4 FACTORES QUE CONTROLAN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

En un proceso de desplazamiento de aceite por gas, en presencia de agua irreductible, existen dos factores fundamentales que determinan la eficiencia del proceso, los cuales se describen a continuación.

#### 3.4.1 RELACIÓN DE MOVILIDADES

La movilidad de un fluido ( $\lambda_f$ ) es una medida relativa de la facilidad de un fluido para fluir a través de un medio poroso. Se define de la forma siguiente:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}, \dots\dots\dots(3.1)$$

donde  $f$  puede ser  $o$  si se refiere al aceite,  $w$  al agua y  $g$  al gas. Debido a que la viscosidad se encuentra en el denominador, la movilidad del gas, que se caracteriza por tener una viscosidad muy baja (del orden de 0.02 cp), resulta ser muy alta.

La relación de movilidades es un parámetro que indica el contraste relativo entre las movilidades de dos fluidos. Se define en forma general como:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d}, \dots\dots\dots(3.2)$$

donde el subíndice  $D$  hace referencia al fluido desplazante (agua o gas) y el subíndice  $d$  al fluido desplazado (aceite). Para el caso de un proceso de desplazamiento de aceite



por gas, sustituyendo la ecuación 3.1 en la ecuación 3.2 y empleando los subíndices correspondientes a cada fase, la relación de movilidades se expresa como:

$$M = \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g}, \dots\dots\dots(3.3)$$

Si  $M > 1$  se dice que el desplazamiento es desfavorable, ya que la movilidad del fluido desplazante (o inyectado), es mayor que la movilidad del aceite. En todos los procesos de inyección de gas, la relación de movilidades es típicamente desfavorable, con valores generalmente mayores a 10, debido a que la movilidad del gas es muy alta respecto a la del aceite.

En estos casos, el frente de desplazamiento no es uniforme y puede presentarse el fenómeno conocido como *digitaciones viscosas*, en el cual el gas penetra en forma inestable al banco de aceite, dejando zonas con una alta saturación de aceite sin desplazar, como se ilustra en la **Figura 3.3**, donde el punto A es el pozo inyector y el punto B es el pozo productor. Esto sucede principalmente si el desplazamiento ocurre en la dirección horizontal. Otros factores físicos, como las heterogeneidades del yacimiento y la diferencia de densidades entre ambos fluidos, propician el inicio del fenómeno de las digitaciones viscosas.

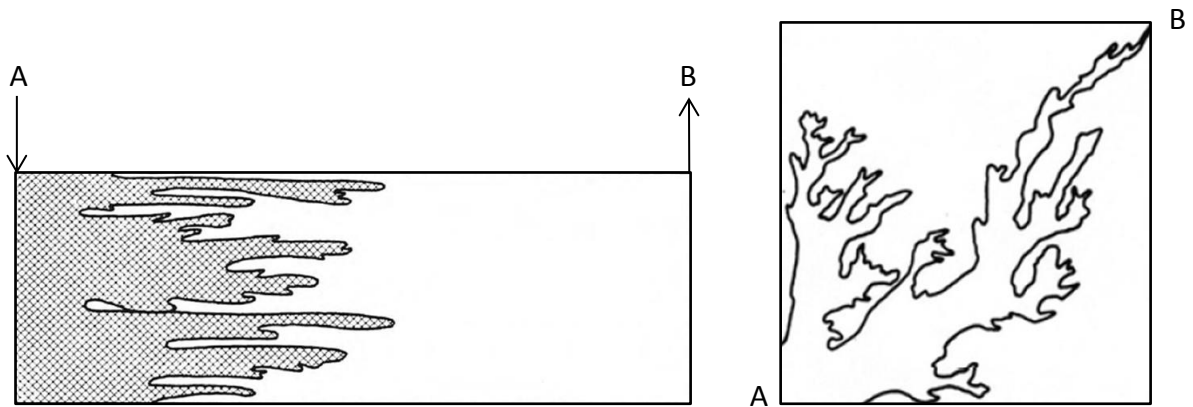


Figura 3.3 Frentes de desplazamiento inestables debido a la formación de digitaciones viscosas (Lake, 2007).

### 3.4.2 GRAVEDAD

La desventaja de que la relación de movilidades es siempre adversa en un desplazamiento de aceite por gas con presencia de agua irreductible, se contrarresta total o parcialmente cuando éste se lleva a cabo en la dirección vertical bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estable, con el gas desplazando al aceite hacia abajo, permitiendo que la gravedad actúe sobre ambas fases, y por la diferencia de densidades el gas se mantenga en la parte superior y el frente de desplazamiento se estabilice. Sin embargo, sí la velocidad del gas es muy alta, no se logra un desplazamiento gravitacionalmente estable y se pueden presentar digitaciones viscosas en el frente de desplazamiento en forma de *conos* o *lenguas* de gas.

Hill (1952) derivó, a partir de la ecuación de Darcy, una expresión para determinar la velocidad crítica del desplazamiento, la cual al sobrepasarse se presentarán inestabilidades, es decir, cuando las fuerzas viscosas son mayores que las fuerzas gravitacionales.

La velocidad crítica para que un desplazamiento inmisible sea gravitacionalmente estable, está dada en forma general por la expresión siguiente:

$$v_c = \frac{\Delta\rho k g}{\Delta\mu} \dots\dots\dots(3.4)$$

Dependiendo del sistema de unidades que se utilice, también se puede escribir como:

$$v_c = C \frac{\Delta\rho k}{\Delta\mu}; \dots\dots\dots(3.5)$$

por lo tanto, el gasto de inyección crítico para un desplazamiento vertical estable en un medio poroso se calcula como:

$$q_c = v_c A \phi, \dots\dots\dots(3.6)$$

donde las unidades correspondientes a las ecuaciones 3.5 y 3.6 se presentan en la **Tabla 3.1**.

Si el gasto de inyección es menor que el gasto crítico, entonces el contacto gas – aceite descenderá a un ritmo uniforme y la eficiencia de desplazamiento será alta.

Tabla 3.1 Unidades para el cálculo de la velocidad crítica.

Parámetro	Unidades de campo	Unidades de laboratorio
$v_c$ , velocidad crítica	$ft/día$	$cm/hr$
$C$ , constante de conversión	$2.74 \times 10^{-3}$	$3.48 \times 10^{-3}$
$\Delta\rho$ , diferencia de densidades	$gr/cm^3$	$gr/cm^3$
$k$ , permeabilidad	$md$	$md$
$\Delta\mu$ , diferencia de viscosidades	$cp$	$cp$
$q_c$ , gasto de inyección crítico	$ft^3/día$	$cm^3/hr$
$A$ , área transversal de flujo	$ft^2$	$cm^2$

### 3.5 CASOS DE CAMPO EN EL MUNDO

A continuación se presentan dos casos de campo, en los que la inyección vertical de gas demuestra ser una estrategia de explotación que puede implementarse con éxito en yacimientos carbonatados para incrementar la recuperación final de aceite.

#### 3.5.1 HAFT KEL, IRÁN

El campo Haft Kel es un yacimiento naturalmente fracturado, cuya estructura es un anticlinal. La inyección de gas en este yacimiento ha sido bien documentada por Saidi (1996). Sus características principales se resumen en la **Tabla 3.2**.

Tabla 3.2 Características generales del campo Haft Kel, Irán (Saidi, 1996).

Volumen Original de Aceite	6900 <i>MMSTBO</i>
Contacto Gas – Aceite original	1015 <i>ft</i>
Contacto Agua – Aceite original	3087 <i>ft</i>
Presión inicial	1412 <i>psi</i>
Densidad del aceite	37 °API
Permeabilidad de la matriz	0.05 – 0.8 <i>md</i>

Su producción comenzó en 1928 y llegó a producir hasta 200,000 bopd en sus primeros años de producción, sin embargo el campo se cerró de 1950 a 1954 debido a conflictos en la región. Una vez reabierto, continuó produciendo a gastos menores, aproximadamente de 90,000 bopd, hasta que su producción disminuyó en forma drástica a 14,000 bopd en 1976, con una producción acumulada de 1600 *MMSTBO* (Fr= 23.2%). En este año se inició la inyección de gas en la cima de la estructura, a un gasto de 400 *MMscfd*. Como resultado de la inyección, la presión del yacimiento aumentó de 1100 a 1410 *psi* en la cima. El campo nuevamente se cerró en 1980 debido a que la inyección de gas empujó a la columna de aceite por debajo del nivel de los pozos productores disponibles.

Desde su reapertura en 1987 y hasta 1995, su producción diaria era de 35,000 bopd, teniendo una producción acumulada en ese período de 100 *MMSTBO*. La historia de producción del campo Haft Kel se ilustra en la **Figura 3.4**. Los resultados a ese año fueron congruentes con las predicciones que reportó el estudio de Evans (1978) antes de iniciar la inyección de gas, en el cual se estimó que aproximadamente se podrían recuperar unos 500 *MMSTBO* de aceite extra, sí se alcanzaba la presión inicial de 1412 *psi* mediante la inyección de gas, alcanzándose un factor de recuperación final de 30.4%.

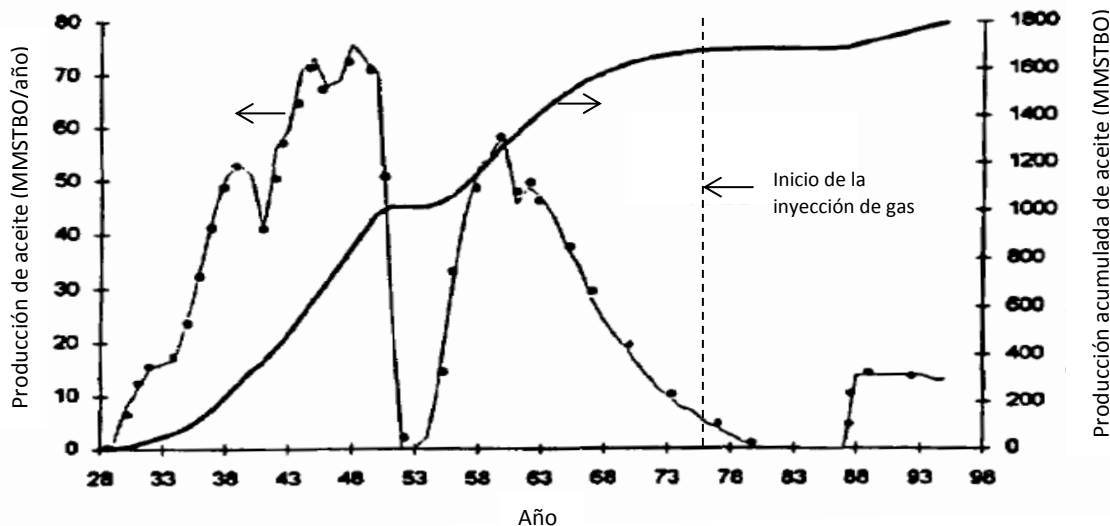


Figura 3.4 Historia de producción del campo Haft Kel, Irán (Saidi, 1996).

### 3.5.2 FAHUD, OMÁN

El campo Fahud fue documentado por O'Neill (1988); se estima que contiene un volumen original de aceite de 6300 *MMSTBO*. Su estructura es un anticlinal elongado con una falla normal que divide al campo en dos acumulaciones, NW y SE, cada una de las cuales contiene tres yacimientos de calizas fracturadas, separadas entre sí por capas de lutitas.

Inició su producción en 1967 por agotamiento natural y en el año siguiente comenzó la inyección de gas para mantener la presión. Sin embargo, los altos gastos de producción, del orden de 220,000 bopd, y las zonas de alta permeabilidad, causaron que el contacto gas – aceite descendiera en forma muy rápida, hasta que varios pozos se conificaron de gas.

En 1972 se decidió inyectar agua en cuatro de los seis yacimientos para mantener la presión; sin embargo, la presión continuó declinando rápidamente y los cortes de agua en muchos de los pozos aumentaron drásticamente en un período de tiempo corto, por lo que tuvieron que cerrarse varios de ellos. Ante estos resultados se realizaron nuevos

estudios en los que se concluyó que la inyección de agua fracasó debido a que el yacimiento era altamente fracturado y a que la roca era mojada por aceite.

En 1984 se decidió regresar a la estrategia de la inyección de gas en la cima, pero en esta ocasión manteniendo gastos de producción moderados y cambiando la profundidad de los intervalos disparados en los pozos para promover un drenaje gravitacional estable. En el bloque Fahud NW la inyección de gas mantuvo la presión en la capa de gas en 377 psi, mientras que en Fahud SE la presión se mantuvo en 348 psi. La historia de producción de uno de los yacimientos del bloque Fahud NW se muestra en la **Figura 3.5**. Un comportamiento muy similar se observó también en el bloque Fahud SE.

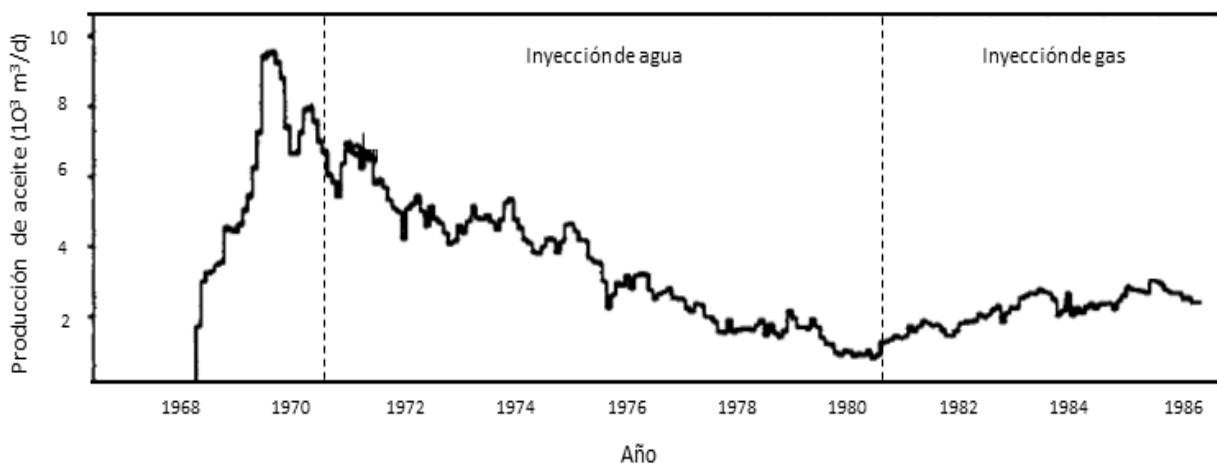


Figura 3.5 Historia de producción del bloque Fahud NW (O'Neill, 1988).

El dato de producción más reciente que se obtuvo de este campo indica que a principios de la década del 2000, Fahud aún se encontraba produciendo 50,000 bopd bajo esta estrategia de explotación (Gluyas y Swarbrick, 2004).

## **Capítulo 4**

# **APLICACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN VERTICAL DE GAS**

En este trabajo se estudia la aplicación de una metodología que permite ayudar a predecir el comportamiento de un proceso de inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en un núcleo de un yacimiento carbonatado de la Región Sur de México, para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Para ello, se elaboró un modelo que permite simular en un núcleo de la formación, la inyección de gas por la cara superior y la producción de aceite por la cara inferior, representando en forma simple la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en el yacimiento. Posteriormente, se realizó un proceso de escalamiento para el yacimiento empleando números adimensionales (Ávila, 2012), para validar que los resultados obtenidos de la simulación en el núcleo son representativos para el yacimiento.

## 4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

El campo A inició su producción en el año 2011; es una estructura anticlinal limitada por fallas. La roca almacén es una caliza fracturada parcialmente dolomitizada del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con una profundidad en la cima de 6480 metros y un espesor promedio de 148 m. Tiene una temperatura de 145.3 °C y su presión inicial fue de 1215 kg/cm<sup>2</sup> en el plano de referencia, el cual se ubica a 6607 mbnm. El campo produce aceite ligero de 43 °API y se ha estimado que tiene un volumen original de aceite de 33 *MMSTBO*.

Actualmente cuenta con cuatro pozos productores, los cuales tuvieron una producción acumulada de aceite de 11.2 *MMSTBO* hasta el mes de abril de 2015. En la **Figura 4.1** se muestran las producciones acumuladas de aceite, gas y agua del campo A; mientras que en la **Figura 4.2** se presenta el comportamiento de la presión estática del yacimiento, donde se puede observar que se encuentra muy cercana a la presión de burbuja de 307.36 kg/cm<sup>2</sup>.

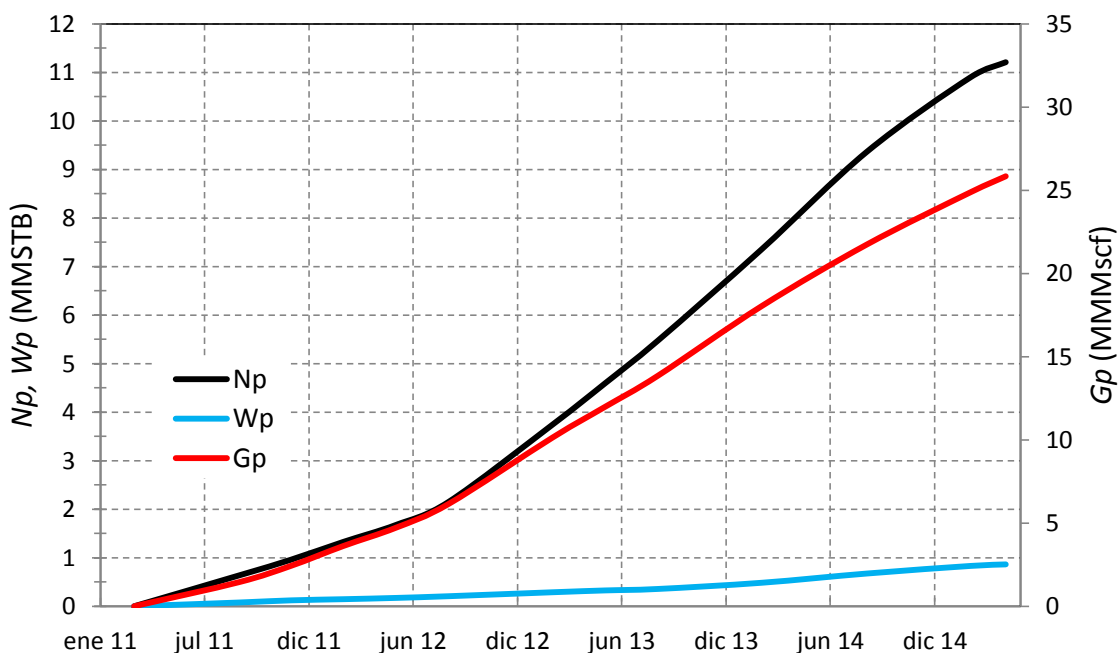


Figura 4.1 Producciones acumuladas de aceite, gas y agua del campo A.



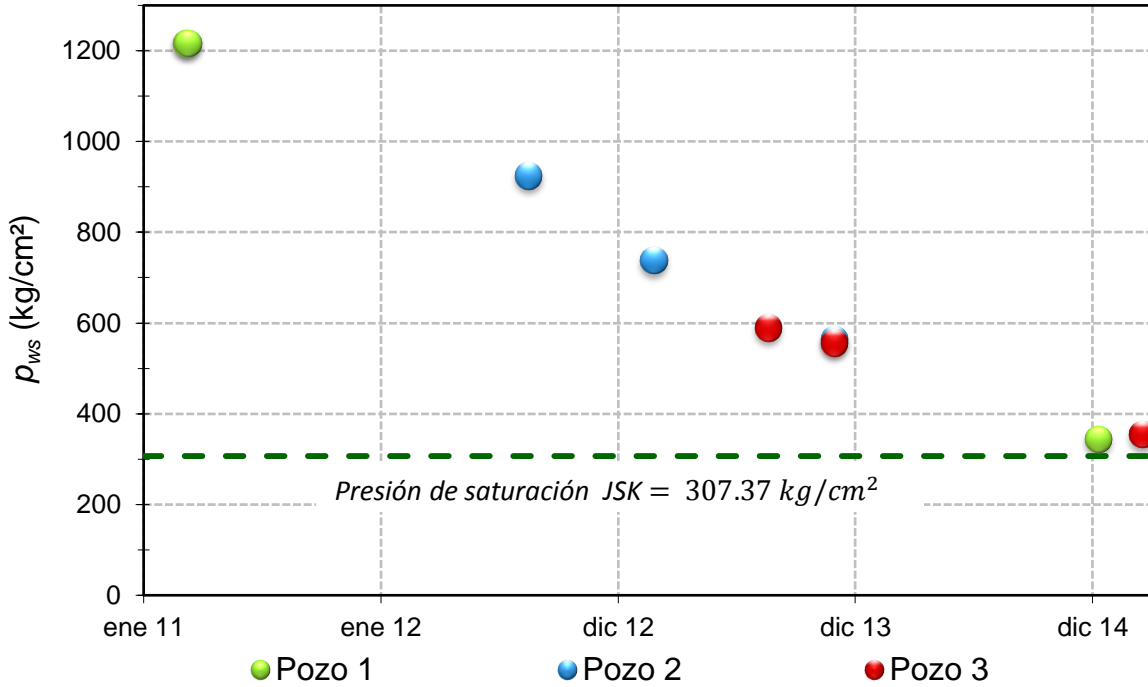


Figura 4.2 Comportamiento de la presión estática del campo A.

#### 4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MODELO

Para simular la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en un núcleo, cuyas dimensiones reales son 18.5 cm de diámetro por 10 cm de altura, se construyó una malla radial de  $1 \times 1 \times 30$  celdas, con un  $\Delta z$  constante e igual a 0.33 cm. Esta discretización espacial en la dirección vertical se realizó mediante un análisis de sensibilidad, cuyos resultados se presentarán en la Sección 5.1. Para fines prácticos se considera un modelo homogéneo, con una porosidad de 0.05 y una permeabilidad absoluta de 4 md, que son valores representativos del yacimiento. Todas las simulaciones se realizaron en el simulador *ECLIPSE 300*.

### 4.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Una parte esencial para la realización de un estudio de simulación numérica es la caracterización correcta del fluido que contiene el yacimiento, la cual tiene como objetivo representar, de la mejor forma posible, el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos en el yacimiento; considerando el propósito anterior, se realizó un esfuerzo importante en la caracterización del fluido para este estudio.

En las **Tablas 4.1 a 4.6** se presentan los resultados que se obtuvieron en las pruebas PVT del laboratorio que se realizaron a una muestra de fluido del campo A.

Tabla 4.1 Composición original del fluido.

Componente	% mol
N <sub>2</sub>	1.482
CO <sub>2</sub>	2.173
H <sub>2</sub> S	1.415
C <sub>1</sub>	50.304
C <sub>2</sub>	12.505
C <sub>3</sub>	6.799
i-C <sub>4</sub>	1.367
n-C <sub>4</sub>	2.638
i-C <sub>5</sub>	1.132
n-C <sub>5</sub>	1.169
C <sub>6</sub>	1.815
C <sub>7</sub>	1.933
C <sub>8</sub>	2.222
C <sub>9</sub>	1.905
C <sub>10</sub>	1.677
C <sub>11</sub>	1.282
C <sub>12+</sub>	8.182
Total	100

Tabla 4.2 Expansión a Composición Constante.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Volumen Relativo
1125.40	0.769
950.22	0.787
841.99	0.804
632.18	0.848
422.04	0.922
337.88	0.973
$p_b$ 307.36	1.000
240.64	1.140
154.81	1.590
138.06	1.764
124.14	1.947
103.12	2.331

Tabla 4.3 Agotamiento a Volumen Constante – Propiedades de la fase gas.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	$B_g$ (ft <sup>3</sup> /scf)	Factor $z$	Viscosidad (cp)	Densidad relativa
262.93	0.0053	0.902	0.02376	1.027
220.39	0.0061	0.870	0.02169	0.999
177.71	0.0074	0.854	0.01962	0.977
134.26	0.0098	0.856	0.01762	0.969
92.78	0.0145	0.876	0.01578	0.984
50.53	0.0275	0.904	0.01368	1.114

Tabla 4.4 Agotamiento a Volumen Constante – Composición de los gases liberados.

		Vapor, %Mol						Líqu. %Mol	
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	$p_b=307.36$	262.93	220.39	177.71	134.26	92.78	50.53	50.53	
Componente									
N <sub>2</sub>	1.482	2.056	1.964	1.910	1.851	1.758	1.570	0.17	
CO <sub>2</sub>	2.173	2.631	2.636	2.669	2.668	2.642	2.490	0.35	
H <sub>2</sub> S	1.415	1.325	1.353	1.404	1.489	1.620	1.844	0.71	
C <sub>1</sub>	50.304	63.600	63.833	63.691	63.131	61.416	55.298	6.56	
C <sub>2</sub>	12.505	13.467	13.493	13.944	14.316	14.814	15.260	4.13	
C <sub>3</sub>	6.799	6.246	6.400	6.553	6.835	7.520	8.751	4.17	
i-C <sub>4</sub>	1.367	1.121	1.147	1.162	1.228	1.347	1.723	1.32	
n-C <sub>4</sub>	2.638	2.082	2.127	2.148	2.248	2.498	3.277	2.90	
i-C <sub>5</sub>	1.132	0.791	0.810	0.809	0.829	0.911	1.311	1.74	
n-C <sub>5</sub>	1.169	0.799	0.808	0.802	0.830	0.905	1.318	1.93	
C <sub>6</sub>	1.815	1.086	1.091	1.068	1.074	1.137	1.759	3.98	
C <sub>7+</sub>	17.201	4.796	4.338	3.840	3.501	3.432	5.399	72.04	
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	
Peso molecular		54.48	29.73	28.93	28.3	28.08	28.51	32.28	160.18
Peso Molecular C <sub>7+</sub>		185.65	123.42	115.5	110.43	107.98	109.03	115.95	204.49
Moles producidas (%)		0	8.87	18.50	29.55	41.80	54.70	69.60	
Vol. de líquido (%)		100	72.73	60.59	54.12	48.08	43.95	39.33	

Tabla 4.5 Prueba de Separación en Etapas.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura (°C)	RGA sep/tanque (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densidad de aceite (g/cm <sup>3</sup> )	B <sub>o</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
<b>307.36</b>	<b>145.3</b>	<b>349.70</b>	<b>0.476</b>	<b>2.512</b>
43.03	50	302.11	0.7131	1.213
5.98	45	38.54	0.7676	1.067
1.03	20	9.05	0.8035	1.004

Tabla 4.6 Viscosidad del aceite.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Viscosidad (cp)
1125.4	0.290
915.04	0.252
844.74	0.239
774.43	0.227
633.81	0.205
563.50	0.195
422.88	0.175
352.58	0.167
$p_b$ 307.36	0.161
282.27	0.182
211.96	0.222
141.65	0.286
71.34	0.390
36.19	0.486
1.03	0.672

De acuerdo a los criterios que se establecieron en la Tabla 2.1, el fluido del campo A cumple con las características para clasificarse como un aceite volátil, por lo que su estudio requiere de un modelo de tipo composicional.

El paso siguiente consiste en realizar una validación de las pruebas de laboratorio, a fin de verificar que los datos sean consistentes y por lo tanto confiables, para poder realizar un modelo de fluido representativo. En el caso de los fluidos de composición variable, como son los aceites volátiles y el gas y condensado, la validación se realiza a través de los métodos de Bashbush (1981) o de Whitson – Torp (1983); los cuales consisten en determinar las constantes de equilibrio  $K$  a partir de los datos que se obtienen en la prueba de Agotamiento a Volumen Constante (AVC).

Cabe mencionar que antes del estudio presente, la compañía operadora del campo A ya contaba con un modelo para los hidrocarburos; sin embargo, en el análisis realizado

en esta tesis, se detectó un error importante en el proceso de validación y, por consiguiente, la ecuación de estado que se ajustó por la operadora resultó también ser incorrecta.

Aplicando el método de Bashbush (1981), se calculó la composición de líquido remanente en la celda a partir de la composición del gas efluente que se reportó en la Tabla 4.4. Los resultados se muestran en la **Tabla 4.7**.

Tabla 4.7 Composición de líquido calculada.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	262.93	220.39	177.71	134.26	92.78	50.53		Error %
Componente						Calculado	Medido	
N <sub>2</sub>	1.163	0.938	0.741	0.529	0.363	0.156	0.17	8.09
CO <sub>2</sub>	1.919	1.668	1.387	1.071	0.757	0.333	0.35	4.85
H <sub>2</sub> S	1.465	1.488	1.464	1.368	1.169	0.700	0.71	1.41
C <sub>1</sub>	42.922	35.560	28.600	20.668	13.644	6.119	6.56	6.72
C <sub>2</sub>	11.971	11.430	10.398	9.039	7.229	4.031	4.13	2.40
C <sub>3</sub>	7.106	7.264	7.308	7.127	6.288	4.131	4.17	0.94
i-C <sub>4</sub>	1.504	1.612	1.712	1.762	1.723	1.318	1.32	0.15
n-C <sub>4</sub>	2.947	3.205	3.453	3.644	3.620	2.899	2.9	0.04
i-C <sub>5</sub>	1.321	1.487	1.659	1.843	1.957	1.745	1.74	0.30
n-C <sub>5</sub>	1.374	1.565	1.763	1.963	2.113	1.937	1.93	0.38
C <sub>6</sub>	2.220	2.607	3.015	3.488	3.933	4.000	3.98	0.50
C <sub>7+</sub>	24.089	31.176	38.501	47.496	57.205	72.631	72.04	0.82
Total	100	100	100	100	100	100	100	

Con esta composición de líquido calculada y con la composición de gas medida en la prueba, se pueden determinar las constantes de equilibrio a diferentes presiones de yacimiento, que para su análisis se presenta en una gráfica de  $\log(K)$  vs *presión*, como se muestra en la **Figura 4.3**.

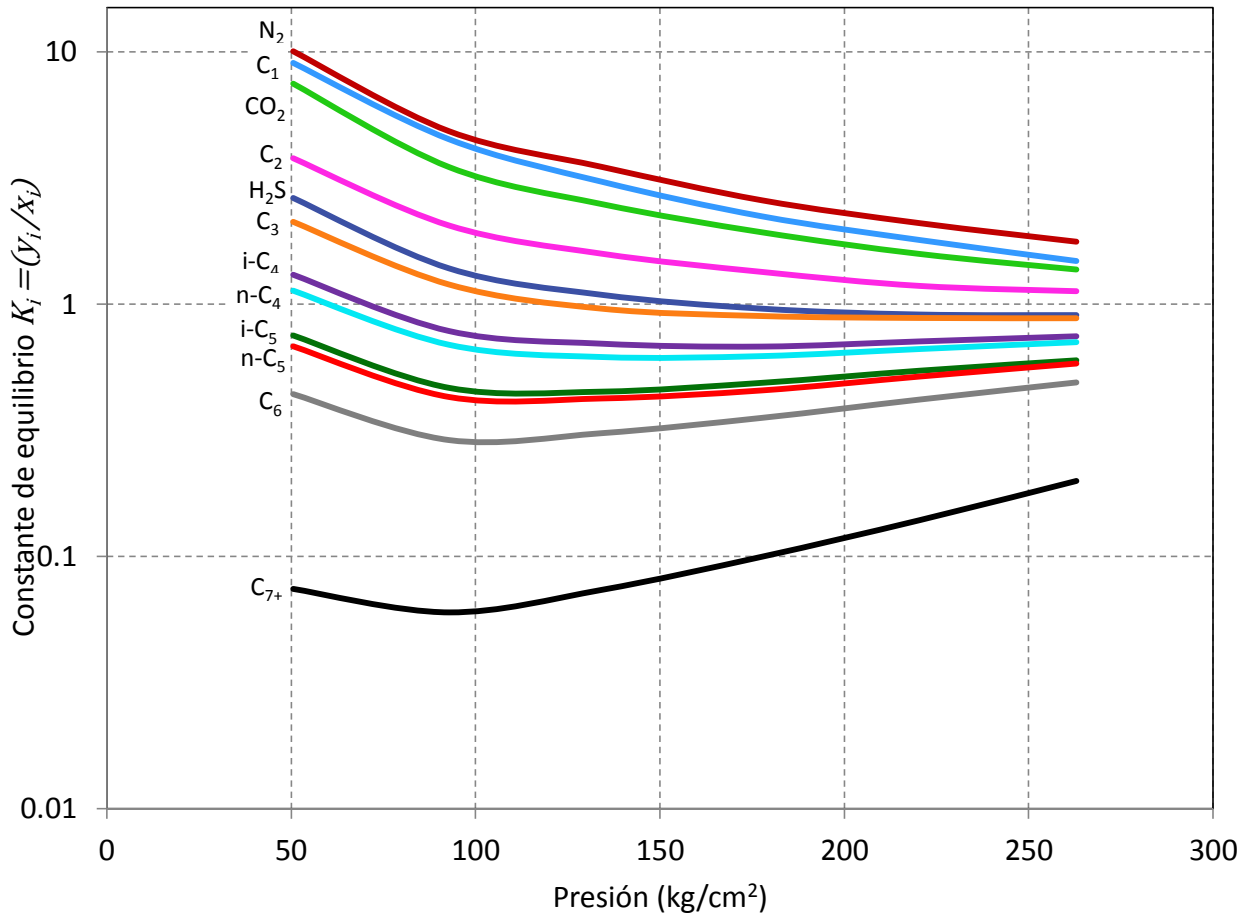


Figura 4.3 Constantes de equilibrio del fluido del campo A.

En esta gráfica se observa un comportamiento consistente de la muestra, pues las curvas siguen una tendencia suave y no existen cruces entre ellas; además la secuencia de los componentes hidrocarburos también es correcta; por lo tanto se concluye que la muestra del fluido es válida.

Una vez que se validó la muestra de forma adecuada, se procede a realizar, con un paquete de cómputo comercial especializado, el ajuste de una ecuación de estado que reproduzca los resultados que se obtuvieron en los experimentos PVT.

El proceso de ajuste se describe a continuación:

1) Se eligió la ecuación de estado de Peng – Robinson (PR) de tres parámetros para describir el comportamiento termodinámico del fluido, y la correlación de Lohrenz, Bray y Clark (LBC) para el cálculo de la viscosidad. Se asignaron factores de peso de 20 y de 5 para la presión de burbuja y densidad de líquido al punto de burbuja, respectivamente.

2) Por ensayo y error se probaron diferentes fraccionamientos del pseudocomponente  $C_{7+}$  del laboratorio ( $C_{7+}$ ,  $C_{12+}$ , y  $C_{20+}$ ), haciendo una expansión de las mismas hasta  $C_{45}$  y reagrupándolas posteriormente en dos y tres pseudocomponentes.

3) Se realizó la regresión para cada caso, seleccionando como parámetros de regresión las propiedades de las fracciones pesadas, que son las que tienen una incertidumbre mayor, hasta obtener el modelo que tuviera el menor porcentaje de error relativo respecto a los resultados experimentales.

4) El modelo que mejor se ajustó constaba de un total de 19 componentes, 16 puros (desde  $C_1$  hasta  $C_{11}$  y componentes no hidrocarburos) y 3 agrupados ( $C_{12-19}$ ,  $C_{20-29}$  y  $C_{30+}$ ). Los parámetros que se utilizaron en la regresión para mejorar el ajuste de los experimentos fueron la presión crítica y la temperatura crítica, además del volumen crítico para ajustar la viscosidad y los volúmenes de traslación para la densidad de líquido (Whitson y Brulé, 2000). Los cuatro parámetros de ajuste se modificaron solamente para los tres pseudocomponentes. Se consideró que se debía de emplear algunos agrupamientos a fin de reducir el número de componentes del modelo.

5) Del modelo que se describió en el paso anterior (antes de la regresión), se probaron, por ensayo y error, diferentes agrupamientos de los componentes. Nuevamente, para cada caso se efectuó una regresión en los parámetros de las fracciones pesadas hasta obtener los porcentajes menores de error relativo, y cuyo diagrama de fase fuera muy similar al del modelo ajustado del punto 4 (después de la regresión).



6) El modelo que logró el mejor ajuste consta de 12 componentes, número que se considera aceptable para el nivel de simulación que se va a realizar. El modelo se integra por 8 componentes puros (desde C<sub>3</sub> hasta C<sub>8</sub>) y 4 pseudocomponentes, cuya agrupación se muestra en la **Tabla 4.8**.

Tabla 4.8 Pseudocomponentes del modelo de fluido final.

Nombre del pseudocomponente	Componentes que lo forman
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> , N <sub>2</sub>
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	C <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S
C <sub>9-19</sub>	C <sub>9</sub> , C <sub>10</sub> , C <sub>11</sub> , C <sub>12-19</sub>
C <sub>20+</sub>	C <sub>20-29</sub> , C <sub>30+</sub>

Los parámetros de regresión que se utilizaron fueron los mismos que se indicaron en el paso 4; en esta ocasión solamente para los pseudocomponentes C<sub>9-19</sub> y C<sub>20+</sub>.

Las propiedades del modelo de fluido final se presentan en las **Tablas 4.9** y **4.10**. Los valores de los coeficientes  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  son de 0.4572 y 0.0778, respectivamente, para todos los componentes.

Tabla 4.9 Propiedades de los componentes del modelo ajustado con la EDE de PR.

Componente	Peso Molecular	$p_c$ (psia)	$T_c$ (°F)	$\omega$	Parachor	$V_c$ (ft <sup>3</sup> /lb-mole)	$Z_c$	Volumen de Traslación
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	16.39	662.8	-119.9	0.014	76.0	1.566	0.285	-0.144
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	32.31	809.0	100.7	0.116	101.5	2.184	0.294	-0.095
C <sub>3</sub>	44.10	615.8	206.0	0.152	150.3	3.204	0.276	-0.078
i-C <sub>4</sub>	58.12	529.1	274.9	0.185	181.5	4.213	0.283	-0.062
n-C <sub>4</sub>	58.12	550.7	305.7	0.201	189.9	4.085	0.274	-0.054
i-C <sub>5</sub>	72.15	491.6	369.1	0.227	225.0	4.934	0.273	-0.042
n-C <sub>5</sub>	72.15	488.8	385.6	0.251	231.5	4.982	0.268	-0.030
C <sub>6</sub>	84.00	436.6	453.8	0.299	271.0	5.623	0.250	-0.007
C <sub>7</sub>	96.00	426.2	526.7	0.300	312.5	6.279	0.253	0.0002
C <sub>8</sub>	107.00	417.7	575.3	0.312	351.5	6.936	0.261	0.0001
C <sub>9-19</sub>	165.40	322.1	694.4	0.513	460.3	10.499	0.273	0.0004
C <sub>20+</sub>	366.84	155.3	1079.2	1.108	931.6	22.883	0.215	0.002

Tabla 4.10 Propiedades de los componentes para el cálculo de la viscosidad con la correlación de LBC.

Componente	$V_c$ ( $ft^3/lb - mol$ )	$z_c$
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	1.566	0.285
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	2.184	0.294
C <sub>3</sub>	3.204	0.276
i-C <sub>4</sub>	4.213	0.283
n-C <sub>4</sub>	4.085	0.274
i-C <sub>5</sub>	4.934	0.273
n-C <sub>5</sub>	4.982	0.268
C <sub>6</sub>	5.623	0.250
C <sub>7</sub>	6.279	0.253
C <sub>8</sub>	6.936	0.261
C <sub>9-19</sub>	14.000	0.364
C <sub>20+</sub>	30.515	0.287

En la **Tabla 4.11** se muestra la composición final del modelo de fluido que se ajustó.

Tabla 4.11 Composición del modelo de fluido ajustado.

Componente	% mol
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	51.787
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	16.093
C <sub>3</sub>	6.799
i-C <sub>4</sub>	1.367
n-C <sub>4</sub>	2.638
i-C <sub>5</sub>	1.132
n-C <sub>5</sub>	1.169
C <sub>6</sub>	1.815
C <sub>7</sub>	1.933
C <sub>8</sub>	2.222
C <sub>9-19</sub>	9.833
C <sub>20+</sub>	3.212
Total	100

En la **Figura 4.4** se hace la comparación entre los modelos ajustados que se señaló en el paso 5, en la cual se observa un ajuste excelente para la presión de burbuja y para el rango de temperatura en el que se encuentra la temperatura del yacimiento.

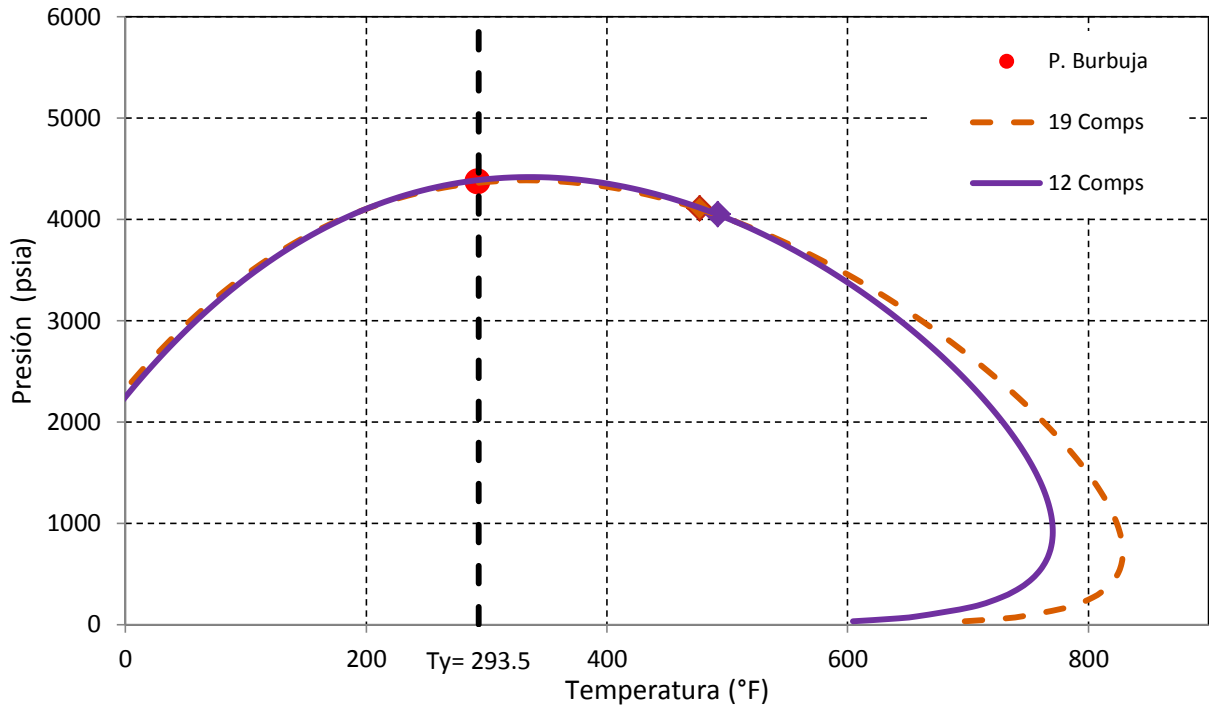


Figura 4.4 Diagrama de fase de los modelos ajustados de 12 y 19 componentes.

En las **Figuras 4.5 a 4.10** se comparan los datos que se midieron en las distintas pruebas de laboratorio con los calculados por medio de la ecuación de estado, que se ajustó para el fluido del campo A.

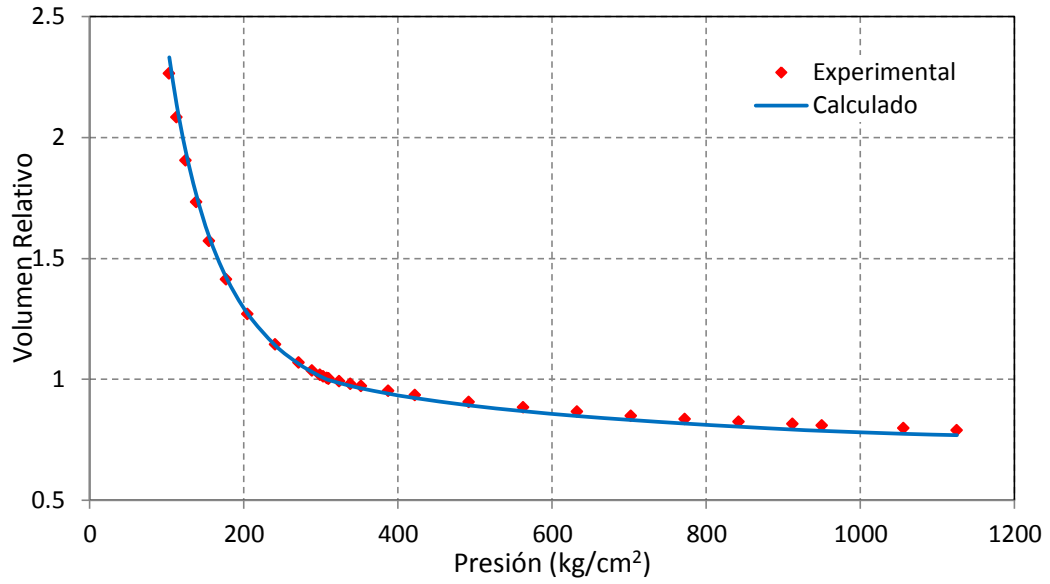


Figura 4.5 Expansión a Composición Constante – Volumen relativo.

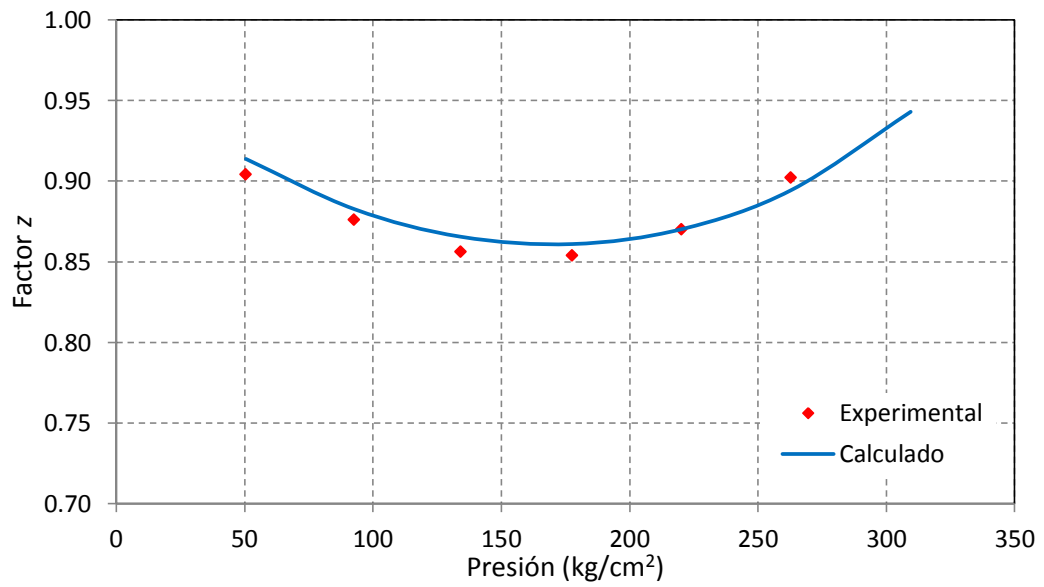


Figura 4.6 Agotamiento a Volumen Constante – Factor z del gas.

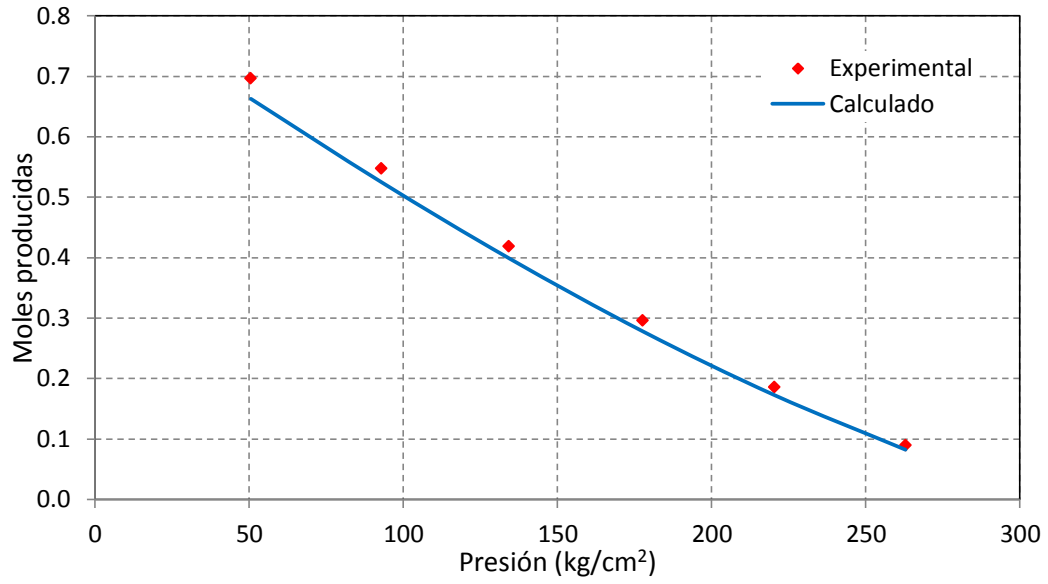


Figura 4.7 Agotamiento a Volumen Constante – Moles de gas producidas.

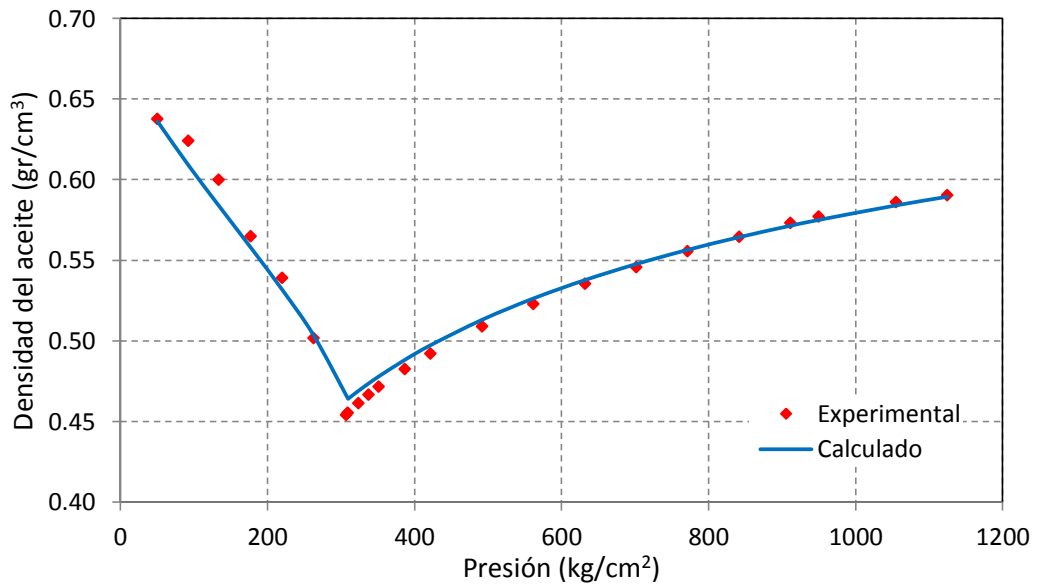


Figura 4.8 Densidad del líquido.

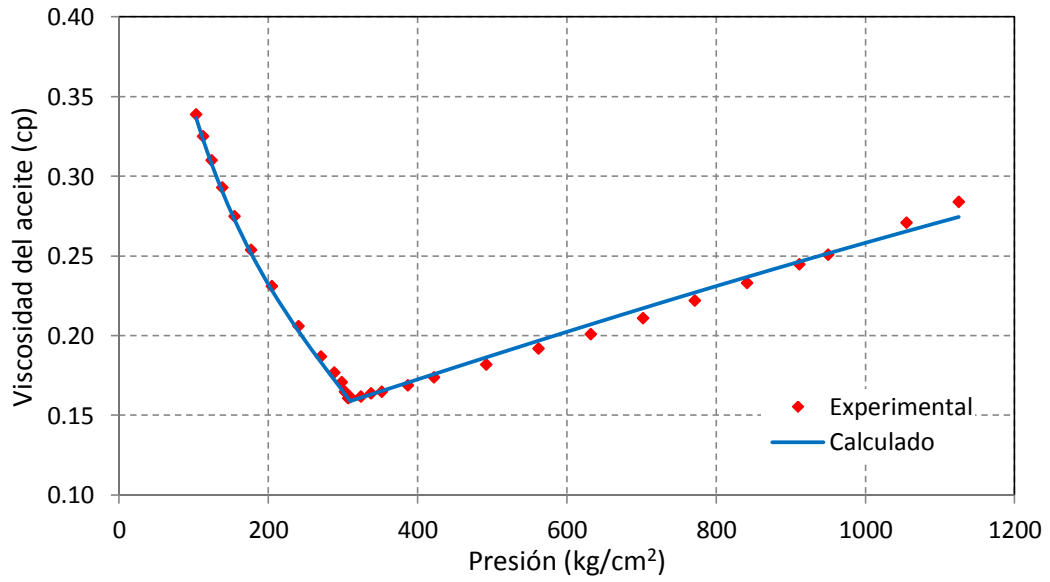


Figura 4.9 Viscosidad del aceite.

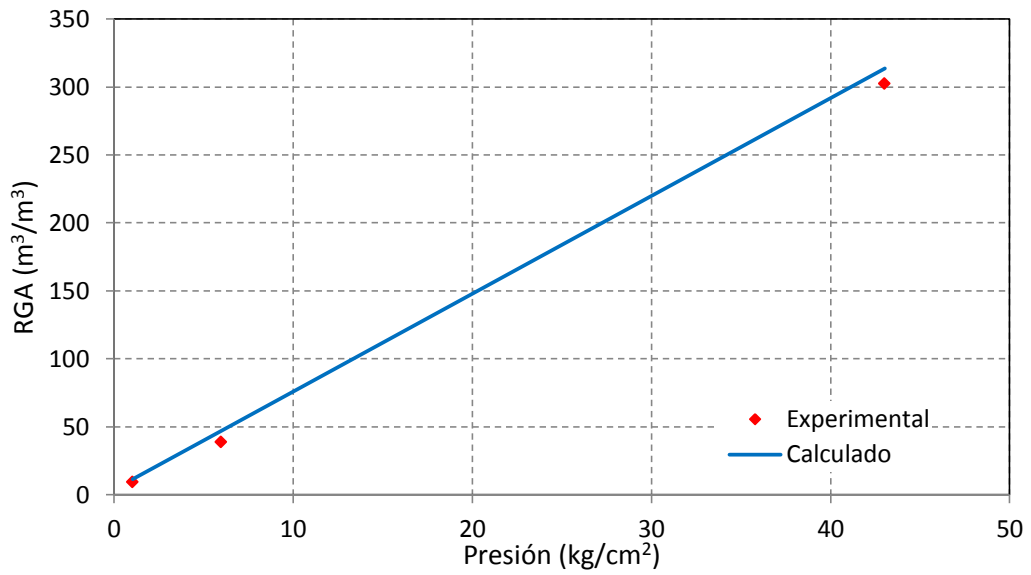


Figura 4.10 Prueba de separación en etapas – Relación Gas-Aceite.

#### 4.4 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO

La caracterización de este sistema también es de suma importancia en un estudio de simulación de yacimientos, ya que es el que determina el flujo multifásico de los fluidos presentes en el medio poroso. El sistema se define principalmente por las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar. Esta información se obtiene frecuentemente de estudios de núcleos en el laboratorio.

Para el modelo de simulación que se desarrolló en este trabajo no se contó con estos datos al momento de su elaboración, por lo que la caracterización de este sistema se realizó por medio de correlaciones empíricas y se efectuó un estudio de sensibilidad para analizar el efecto que tienen algunas variables en el proceso a simular. Se espera que en un futuro se realicen las pruebas de desplazamiento en el laboratorio y se obtenga esta información, la cual podrá utilizarse para mejorar el modelo que se presenta en este trabajo y reducir su incertidumbre en este aspecto.

Las curvas de permeabilidad relativa se determinaron mediante la correlación generalizada de Corey (1954), que se define como:

$$k_{rm} = k_{rm}^o (S_m^*)^{N_m}, \quad \dots \dots \dots (4.1)$$

$$k_{rnm} = k_{rnm}^o (1 - S_m^*)^{N_{nm}}; \quad \dots \dots \dots (4.2)$$

donde  $S_m^*$  es la saturación efectiva de la fase mojante. Suponiendo un medio poroso mojado por aceite, como es el caso de la mayoría de las rocas carbonatadas, entonces  $S_m^*$  se define para el sistema agua – aceite como:

$$S_m^* = \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{orw} - S_{wi}}. \quad \dots \dots \dots (4.3)$$

Para el sistema gas – aceite se debe considerar la saturación crítica del gas, por lo tanto  $S_m^*$  queda expresada de la forma siguiente:

$$S_m^* = \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{org} - S_{wi} - S_{gc}}. \quad \dots \dots \dots (4.4)$$

Para la caracterización de este sistema se planteó un caso hipotético denominado Caso Base, cuyos valores se muestran en la **Tabla 4.12**, donde el único dato que se conoce, a partir de registros de resistividad, es la saturación de agua inicial.

Tabla 4.12 Valores de los puntos extremos y exponentes de Corey para el Caso Base.

Puntos extremos				Exponentes de Corey	
$S_{wi}$	0.20	$k_{row}^o$	0.60	$N_{ow}$	4
$S_{orw}$	0.60	$k_{rw}^o$	0.70	$N_w$	3
$S_{gc}$	0.05	$k_{rog}^o$	0.60	$N_{og}$	4
$S_{org}$	0.50	$k_{rg}^o$	0.90	$N_g$	2

Posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad, generándose dos casos distintos, llamados 1 y 2, en los cuales se varía la saturación residual del aceite al gas ( $S_{org}$ ) y manteniendo al resto de los parámetros iguales, considerando que este punto extremo es el que puede tener una influencia mayor en el flujo de gas y aceite en el medio poroso. En la **Tabla 4.13** se indican los valores modificados para este parámetro, los cuales cubren un rango en el cual se han encontrado valores de la  $S_{org}$  en distintos yacimientos carbonatados de México.

Tabla 4.13 Variación de la saturación residual del aceite al gas para los distintos casos.

Caso	$S_{org}$
1	0.45
Base	0.50
2	0.55

Empleando las ecuaciones 4.1 a 4.4, se calcularon las permeabilidades relativas para el Caso Base y los dos casos de análisis. Las curvas resultantes se muestran en las **Figuras 4.11 y 4.12**.



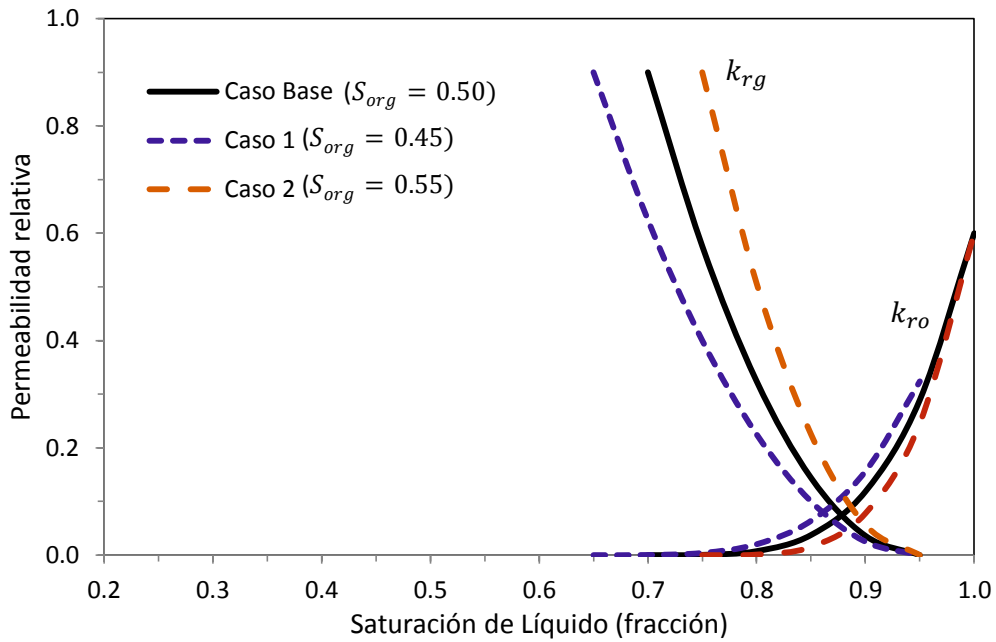


Figura 4.11 Curvas de permeabilidades relativas para el sistema gas – aceite. Sensibilidad a la saturación residual de aceite al gas.

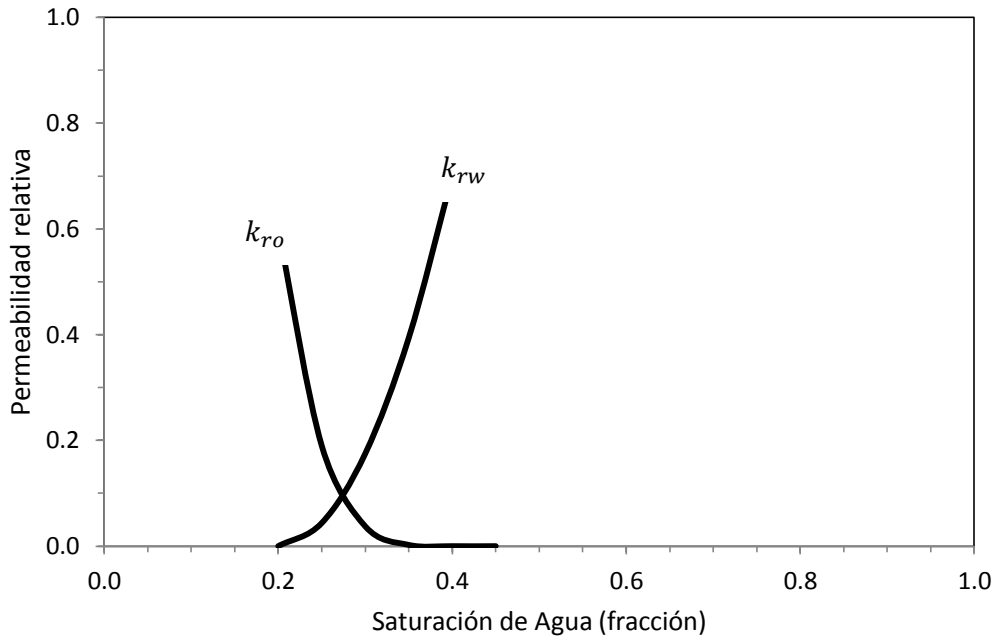


Figura 4.12 Curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua – aceite.

De forma similar se definieron curvas de presión capilar hipotéticas correspondientes a un sistema mojado por aceite, y se realizó una sensibilidad respecto a la curva para el sistema gas – aceite. En la **Figura 4.13** se muestra la curva de presión capilar para el sistema agua – aceite, mientras que en la **Figura 4.14** se muestran las curvas de presión capilar para el proceso de drene de aceite por gas para los tres casos de estudio.

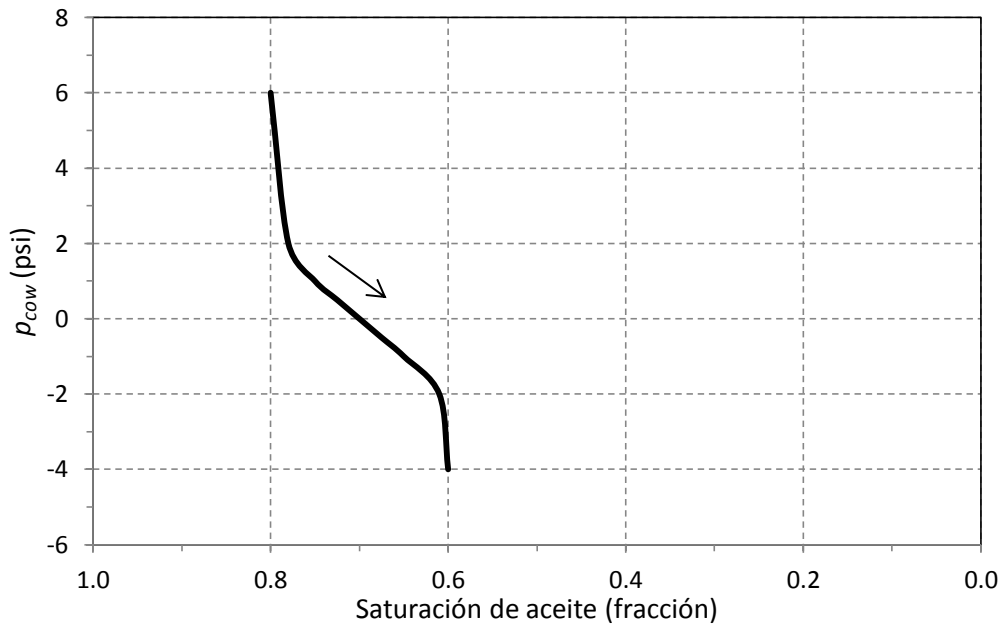


Figura 4.13 Curva de presión capilar agua – aceite.

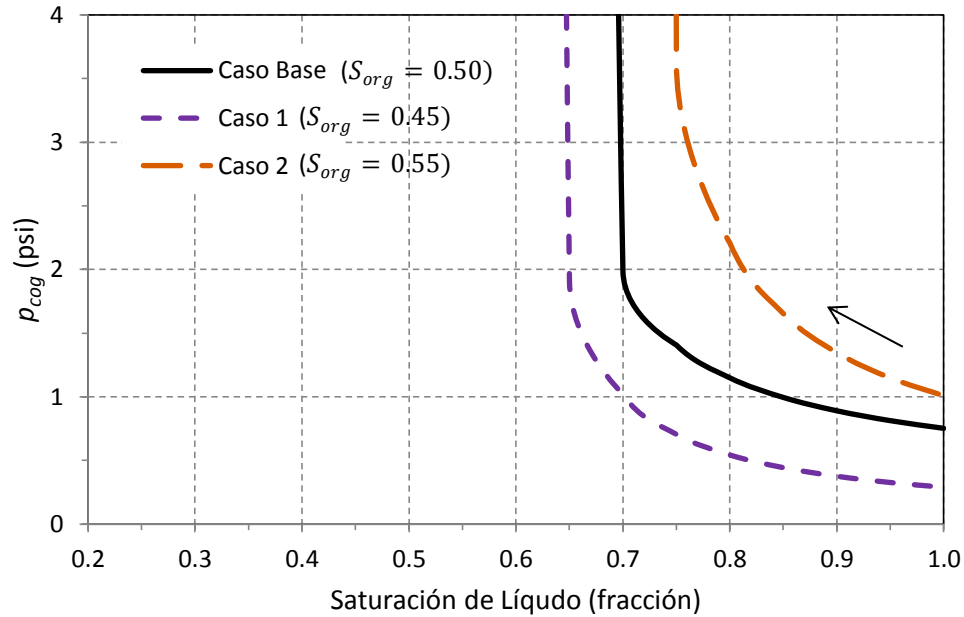


Figura 4.14 Curvas de presión capilar gas – aceite.

#### 4.5 SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS EN EL NÚCLEO

La simulación del núcleo comienza desde la presión inicial del yacimiento por producción primaria, hasta llegar a un tiempo dado, en el cual inicia la inyección de gas en la celda superior del núcleo. Se simularon tres escenarios de explotación:

- A) Producción primaria,
- B) Inyección de gas a una presión menor que la  $p_b$ ,
- C) Inyección de gas a una presión mayor que la  $p_b$ .

En ambos escenarios de inyección (B y C) se inyectó un volumen total de gas equivalente al 20% del volumen poroso del núcleo, el cual es de  $134.4 \text{ cm}^3$ ; por lo tanto se inyectaron  $26.88 \text{ cm}^3$  de gas a condiciones de yacimiento. Las simulaciones finalizan cuando la presión de fondo fluyente de la celda productora llega a un límite mínimo establecido a  $250 \text{ kg/cm}^2$ .

La producción de aceite en la parte inferior del núcleo se controló por un gasto de 0.4 cm<sup>3</sup>/hr y la inyección de gas en la parte superior se mantuvo con un gasto de 0.3 cm<sup>3</sup>/hr, ambos a condiciones de yacimiento.

El gas que se inyecta es el que se produce en el separador, cuya composición, que se muestra en la **Tabla 4.14**, se calculó con la ecuación de estado.

Tabla 4.14 Composición del gas de inyección.

Componente	Composición (% mol)
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	73.36
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	18.42
C <sub>3</sub>	5.45
i-C <sub>4</sub>	0.72
n-C <sub>4</sub>	1.16
i-C <sub>5</sub>	0.29
n-C <sub>5</sub>	0.25
C <sub>6</sub>	0.18
C <sub>7</sub>	0.09
C <sub>8</sub>	0.06
C <sub>9-19</sub>	0.02
C <sub>20+</sub>	0.00
	100.00

Como se estableció en la Sección 3.4.2, la gravedad es un factor importante que ayuda a tener un desplazamiento vertical estable y, por lo tanto, a obtener una mayor eficiencia de barrido; entonces es necesario conocer la relación que existe entre la velocidad de inyección con respecto a la velocidad crítica para un desplazamiento vertical gravitacionalmente estable.

Para ello se requiere determinar la densidad del gas a condiciones de yacimiento. Utilizando las propiedades que se presentaron en la Tabla 4.9, se calcula el peso molecular y las propiedades pseudocríticas de la mezcla, como se muestra en la **Tabla 4.15**; y el factor *z* del gas se obtuvo con la correlación de Standing.

Para estos cálculos se tomaron los valores correspondientes a la presión de burbuja del aceite como referencia, ya que varios de los parámetros que intervienen son dependientes de la presión.

Tabla 4.15 Cálculo del peso molecular y propiedades pseudocríticas del gas de inyección.

Componente	Fracción Mol	Peso Molecular	$p_c$ (psia)	$T_c$ (°F)	$M_j y_j$	$p_{pc}$ (psia)	$T_{pc}$ (°R)
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	0.7336	16.39	662.8	-119.9	12.02	486.23	249.50
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	0.1842	32.31	809.0	100.7	5.95	149.04	103.29
C <sub>3</sub>	0.0545	44.1	615.8	206	2.40	33.55	36.28
i-C <sub>4</sub>	0.0072	58.12	529.1	274.9	0.42	3.83	5.32
n-C <sub>4</sub>	0.0116	58.12	550.7	305.7	0.67	6.36	8.84
i-C <sub>5</sub>	0.0029	72.15	491.6	369.1	0.21	1.44	2.43
n-C <sub>5</sub>	0.0025	72.15	488.8	385.6	0.18	1.24	2.14
C <sub>6</sub>	0.0018	84	436.6	453.8	0.15	0.78	1.64
C <sub>7</sub>	0.0009	96	426.2	526.7	0.09	0.38	0.88
C <sub>8</sub>	0.0006	107	417.7	575.3	0.06	0.24	0.60
C <sub>9-19</sub>	0.0002	165.4	322.1	694.4	0.03	0.06	0.22
C <sub>20+</sub>	0.0000	366.84	155.3	1079.2	0.00	0.00	0.00
	1.0000				22.19	683.15	411.14

Con ello se calcula la densidad del gas usando la ecuación de los gases reales:

$$\rho_g = \frac{pM}{zRT} = \frac{(4370)(22.19)}{(0.97)(10.732)(753.5)} = 12.36 \frac{lb}{ft^3} = 0.198 \frac{gr}{cm^3}.$$

Sustituyendo los valores correspondientes en la Ec. 3.5 y utilizando unidades de laboratorio, se calcula la velocidad de inyección crítica para el núcleo:

$$v_c = 3.48 \times 10^{-3} \frac{(0.454 - 0.198)(4)}{(0.161 - 0.02)} = 0.025 \frac{cm}{hr}.$$

La velocidad de inyección en el núcleo se calcula de forma análoga a la Ec. 3.6:

$$v = \frac{0.3 \frac{cm^3}{hr}}{\left(\frac{\pi(18.5cm)^2}{4}\right)(0.05)} = 0.022 \frac{cm}{hr}.$$

Por lo tanto se comprueba que el gasto de inyección propuesto en el modelo del núcleo de  $0.3 \text{ cm}^3/\text{hr}$  resulta en una velocidad menor a la velocidad crítica y la simulación del proceso de inyección se efectuará bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estables.

Otros datos que se suministraron de entrada al modelo fueron la compresibilidad del agua y de la formación, con valores de  $3 \times 10^{-6}$  y de  $35 \times 10^{-6} \text{ (psi)}^{-1}$ , respectivamente; este último valor se obtuvo de un campo análogo.

## Capítulo 5

# RESULTADOS

En este capítulo se discuten los resultados que se obtuvieron con el modelo de simulación que se elaboró para predecir el proceso de inyección de gas en un núcleo y su escalamiento a nivel del yacimiento por medio de números adimensionales.

### 5.1 SENSIBILIDAD A LA DISCRETIZACIÓN ESPACIAL EN LA DIRECCIÓN VERTICAL

Puesto que el objetivo del modelo es simular la inyección vertical de gas, la malla de simulación solamente considera la discretización del espacio en esta dirección, por lo que es importante determinar cuál es el tamaño de celdas óptimo, que ya no tenga un efecto sensible causado por esta discretización. Para ello se realizaron simulaciones con cuatro mallas de 10, 20, 30 y 40 celdas, con un tamaño constante de 1, 0.5, 0.333 y 0.25 cm, respectivamente, simulando el escenario de explotación más simple, es decir, el de producción primaria (Escenario A), y se analizó el comportamiento de la presión media en el núcleo, la cual se define como:

$$Presión\ media = \frac{\sum_{j=1}^{N_c} p_j}{N_c}, \dots\dots\dots(5.1)$$

donde  $p_j$  es la presión de la celda  $j$ , y  $N_c$  es el número total de celdas de la malla.

Los resultados se presentan en la **Figura 5.1**, donde se observa que el comportamiento de la presión media del núcleo es igual para las cuatro mallas antes de llegar a la presión de burbuja; sin embargo, una vez que se alcanza esta presión y comienza la liberación de gas ya se observan diferencias entre las distintas mallas. Debido a la similitud que tienen los modelos de 30 y 40 celdas, se eligió el modelo de 30 celdas por representar un tiempo de cómputo menor.

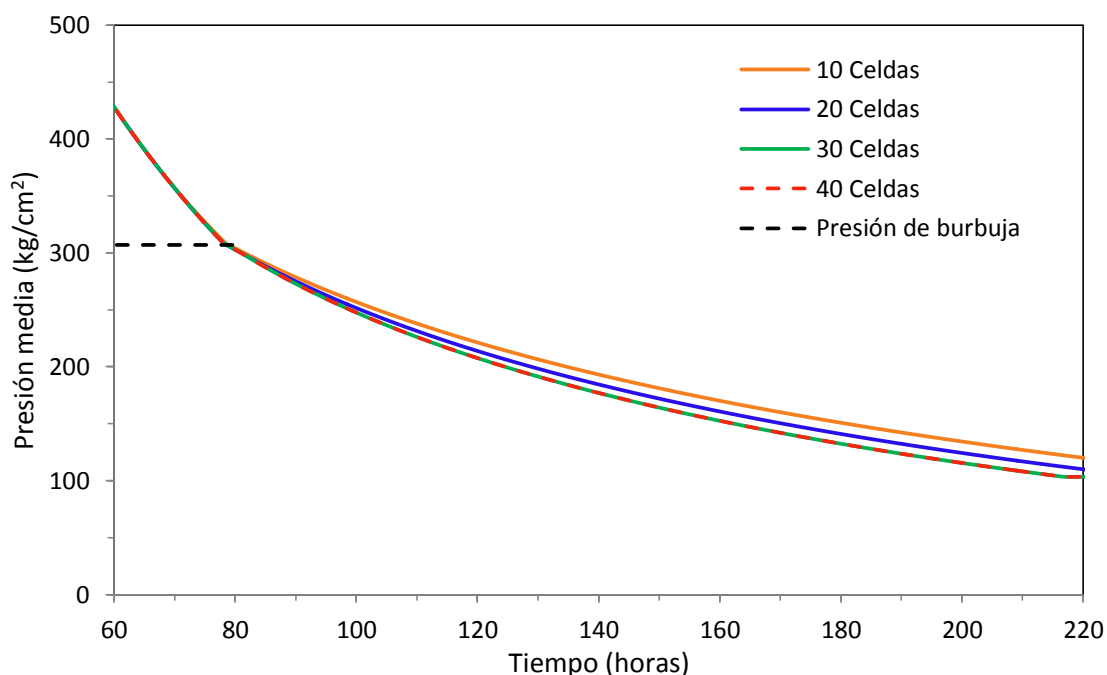


Figura 5.1 Análisis de sensibilidad para la discretización espacial vertical de la malla.

A continuación se describen los dos escenarios de inyección vertical de gas gravitacionalmente estable que se simularon en el modelo del núcleo.



## 5.2 INYECCIÓN DE GAS A UNA PRESIÓN MENOR QUE LA PRESIÓN DE BURBUJA

El escenario de inyección de gas a una presión menor que la presión de burbuja (Escenario B) es el que se encuentra más cercano a la realidad para el campo A, ya que como se observó en la Figura 4.2, la presión del yacimiento está muy cerca de alcanzar la presión de burbuja. En el núcleo se llegó a la presión de burbuja en un tiempo de 80 horas; la inyección de gas inició 10 horas después, cuando la presión media había alcanzado un valor de 285 kg/cm<sup>2</sup>.

Para este escenario de inyección, por ser el de mayor interés para el campo A, se analizó la sensibilidad que tendría la inyección de gas gravitacionalmente estable respecto a las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar que se obtienen para diferentes  $S_{org}$ , mediante tres casos de estudio (Tabla 4.13). Los resultados se muestran en la **Figura 5.2**, donde se observa que la variación en la  $S_{org}$  ocasiona una diferencia máxima del 1% en el factor de recuperación entre los casos 1 y 2.

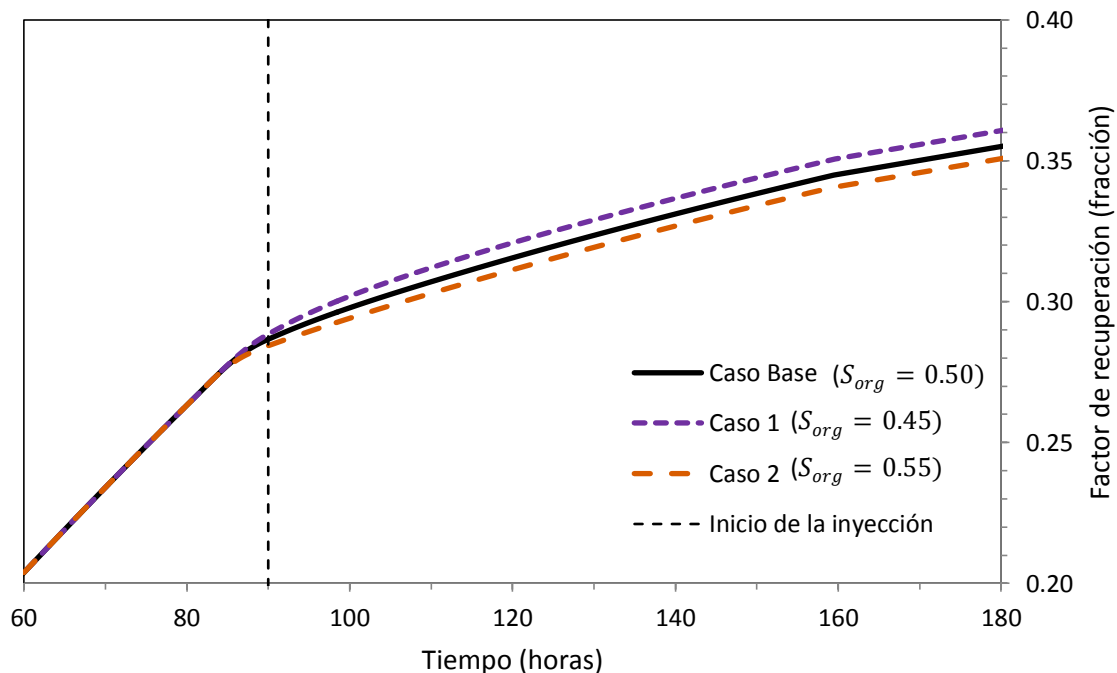


Figura 5.2 Sensibilidad del factor de recuperación a la saturación residual de aceite al gas.

### 5.3 INYECCIÓN DE GAS A UNA PRESIÓN MAYOR QUE LA PRESIÓN DE BURBUJA

El escenario de inyección de gas a una presión mayor que la presión de burbuja (Escenario C) ya no es posible de aplicarse en el campo A, debido a que actualmente se encuentra muy cerca de la presión de burbuja; sin embargo, se estudió este escenario con fines ilustrativos y con el objetivo de predecir cómo se habría comportado el yacimiento, especialmente en relación a un aumento posible en la recuperación de aceite, si la inyección de gas se hubiera llevado a cabo bajo estas condiciones.

Para este escenario la inyección de gas comienza 10 horas antes de alcanzar la presión de burbuja, cuando la presión media del núcleo es de  $362 \text{ kg/cm}^2$ . Bajo la condición de un aceite bajosaturado, los efectos composicionales adquieren una relevancia mayor, pues como se estableció en la Sección 2.1.2, un aceite de este tipo es capaz de disolver un volumen de gas adicional.

Los componentes ligeros que entran en solución con el aceite, ocasionan un incremento en la presión de burbuja del fluido; este fenómeno conocido como presión de burbuja variable, es característico de la inyección de gas en yacimientos de aceite bajosaturados (Aziz y Settari, 1979).

En la **Figura 5.3** se puede observar este comportamiento que se presenta al incrementar la presión de saturación en las distintas celdas. Este incremento es gradualmente menor conforme la profundidad de la celda aumenta, debido a que dicho incremento depende directamente del volumen de gas que se disuelve en el aceite, el cual es mayor en las celdas superiores por encontrarse más cercanas a la celda donde se realiza la inyección.

En la Figura 5.3 solamente se muestran las 15 celdas superiores del núcleo, debido a que el volumen de gas inyectado no alcanza a llegar a una profundidad mayor, y por lo tanto la presión de saturación de las otras 15 celdas inferiores se mantiene en su valor original de  $307 \text{ kg/cm}^2$ .

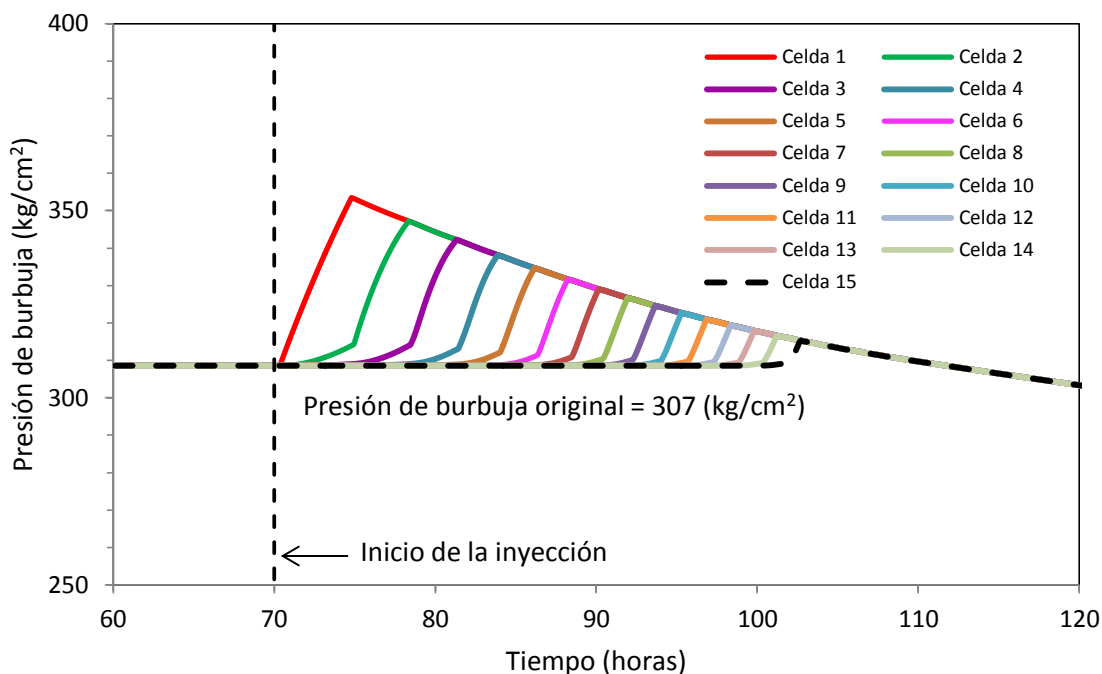


Figura 5.3 Presión de burbuja variable debido a la inyección de gas.

La presión de burbuja de cada celda alcanza un punto máximo, en el cual el aceite que contiene dicha celda se ha saturado totalmente de gas, es decir, que ya ha disuelto todo el gas inyectado posible. A partir de este punto máximo, el gas que se sigue inyectando ya no podrá disolverse en el aceite de esa celda y se comienza a formar una fase de gas libre en ella.

#### 5.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

En las **Figuras 5.4 a 5.6** se muestran los resultados que se obtuvieron para los tres escenarios que se simularon en el núcleo, que son los siguientes:

- A) Producción primaria,
- B) Inyección de gas a una presión menor que la  $p_b$ ,
- C) Inyección de gas a una presión mayor que la  $p_b$ .

Para este análisis comparativo se emplearon las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar referidas anteriormente como “Caso Base” para los tres escenarios de explotación.

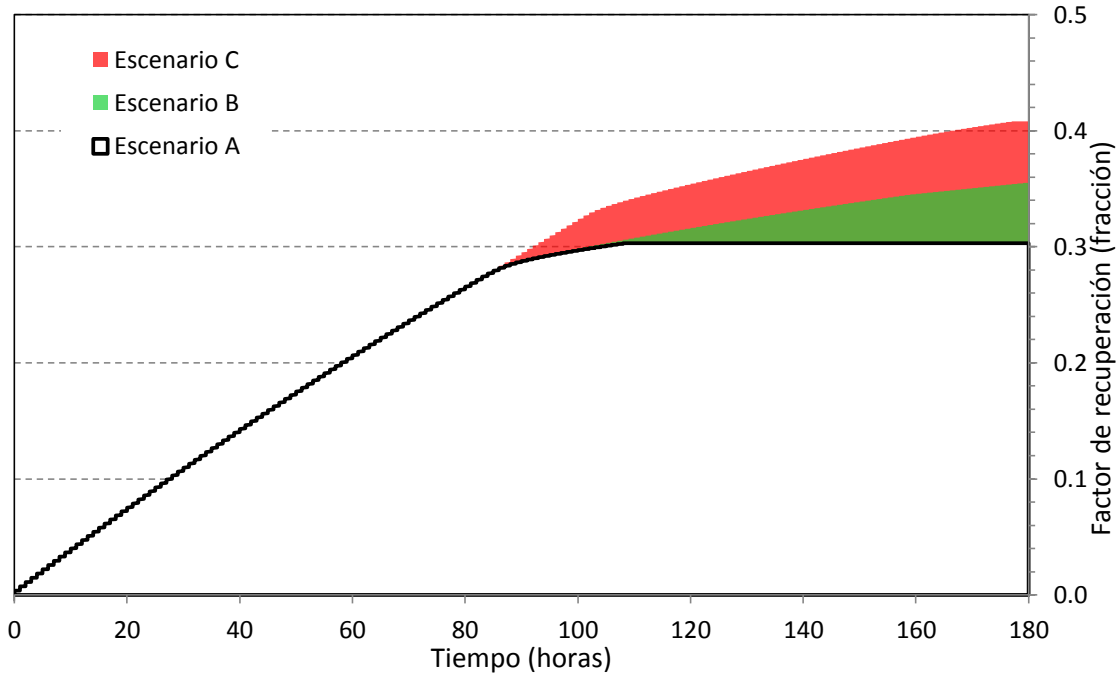


Figura 5.4 Factor de recuperación en el núcleo.

En la **Figura 5.5** se observa el efecto que tiene la inyección de gas sobre la presión media del núcleo. El mantenimiento de la presión que se logra debido a la inyección de gas permitió extender la producción de aceite por un tiempo mayor, hasta alcanzar el límite mínimo de presión establecido de  $250 \text{ kg/cm}^2$ , momento en el que terminan las simulaciones.

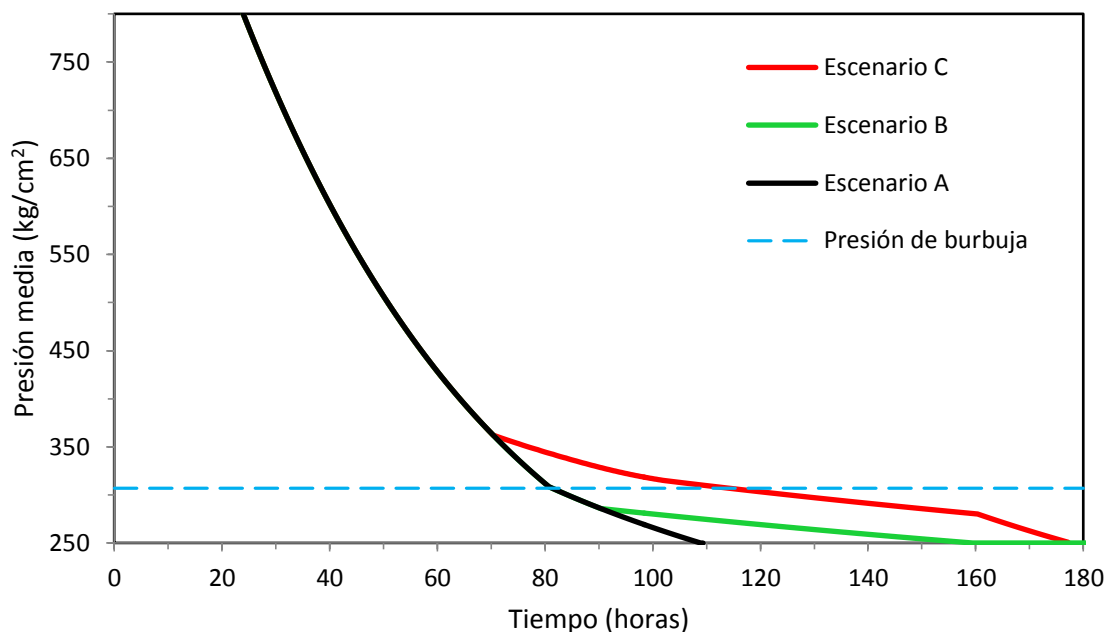


Figura 5.5 Comportamiento de la presión media del núcleo.

Con estos resultados se muestra que el mejor escenario de producción es el Escenario C; es decir, el de la inyección de gas a una presión mayor que la presión de burbuja; sin embargo, como se mencionó anteriormente, este escenario de inyección ya no es factible para el campo A. El Escenario B es una alternativa que si es factible y que muestra un aumento de 5.22% en el factor de recuperación con respecto al Escenario A de producción primaria, como se indica en la **Tabla 5.1**.

Tabla 5.1 Factores de recuperación de aceite en el núcleo.

Escenario	Factor de recuperación (%)
A	30.30
B	35.52
C	40.80

Es importante recordar que en la simulación de los escenarios B y C, la inyección de gas se mantuvo a un gasto constante de  $0.3 \text{ cm}^3/\text{hr}$  a condiciones de yacimiento por un tiempo de 90 horas, dando un volumen total de gas inyectado equivalente al 20% del volumen poroso del núcleo. Sin embargo, a condiciones de superficie, el volumen de gas que se requiere comprimir para obtener dicho gasto a condiciones de yacimiento, es mayor para el Escenario C que para el Escenario B, debido a que al estar sometido a una mayor presión en el yacimiento, el volumen de gas es menor (mayor compresibilidad). En la **Figura 5.6** se muestran los gastos de inyección de gas a condiciones de superficie que se inyectaron en el núcleo para ambos escenarios, resultando en un volumen total de gas inyectado para el Escenario C 1.14 veces mayor que el volumen total inyectado para el Escenario B.

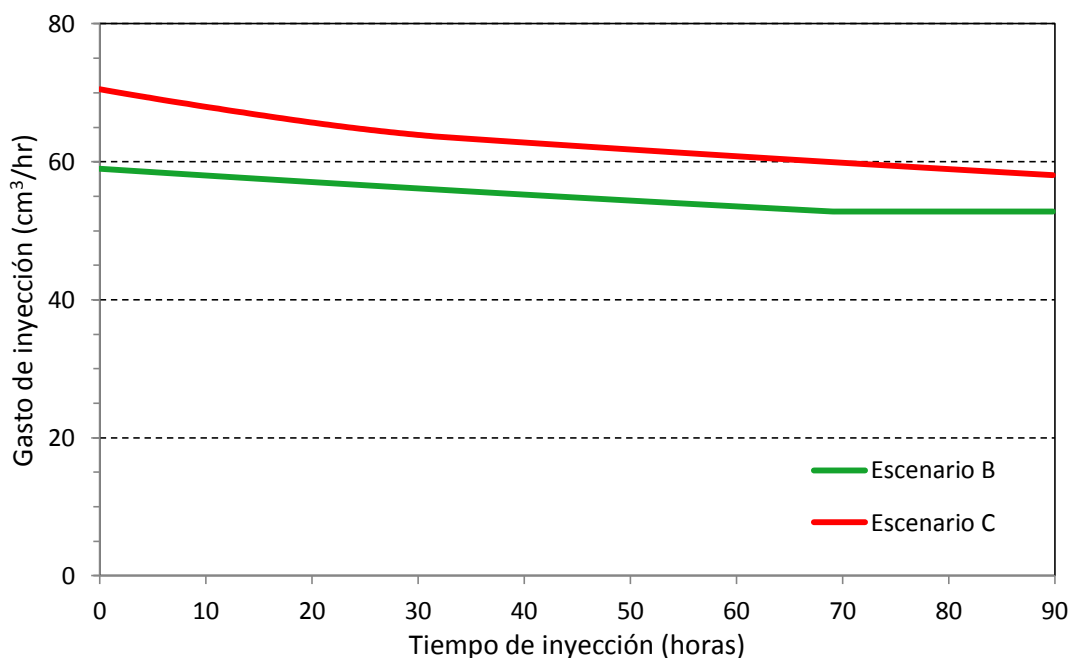


Figura 5.6 Gastos de inyección de gas a condiciones de superficie.

Estos resultados y las simulaciones de inyección de gas que se presentaron en las Secciones 5.2 a 5.4, corresponden a la inyección de un volumen de gas equivalente al 20% del volumen poroso del núcleo. Finalmente se realizaron otras simulaciones para

estimar el factor de recuperación que se tendría si se inyecta un mayor volumen de gas. Los resultados se presentan en la **Figura 5.7**.

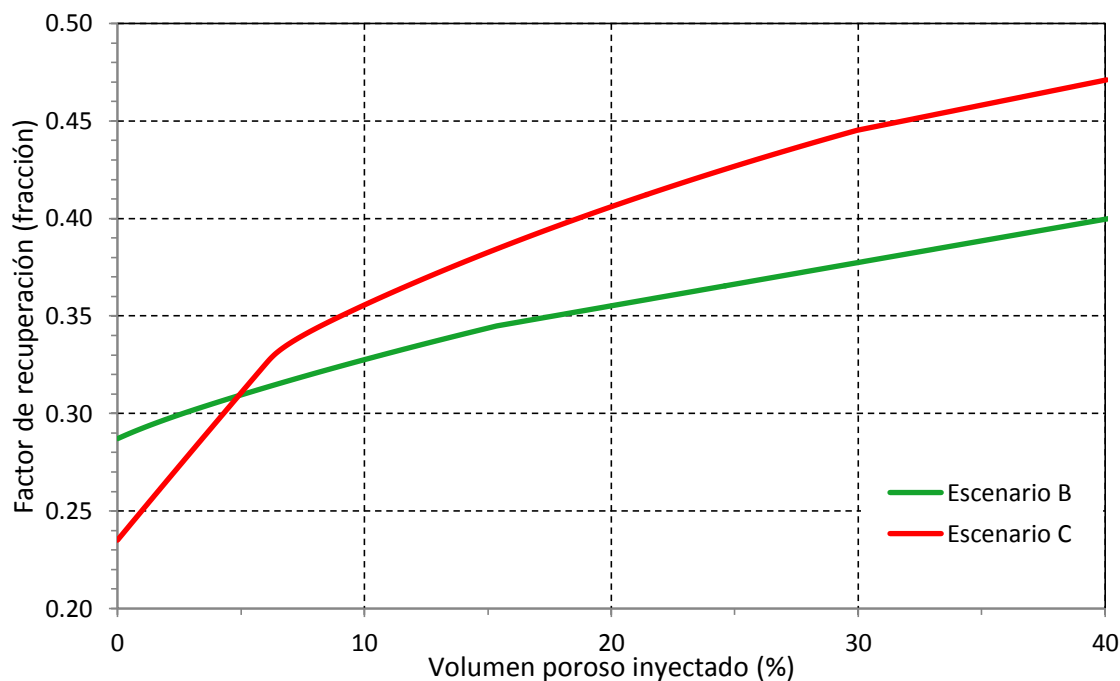


Figura 5.7 Factor de recuperación en el núcleo en función del volumen de gas inyectado.

## 5.5 PROCESO DE ESCALAMIENTO

Una de las formas que se utilizan para escalar los experimentos de desplazamiento en núcleos que se realizan en el laboratorio con respecto a la explotación del yacimiento, es mediante un conjunto de números adimensionales, los cuales relacionan las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos en el medio poroso (Ávila, 2012). Los números adimensionales que se emplearon en este escalamiento son los siguientes:

### Número de Bond:

Este grupo adimensional relaciona las fuerzas de gravedad y las fuerzas capilares; se define de la forma siguiente:

$$N_B = \frac{\text{Fuerzas de gravedad}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{\Delta\rho g \left(\frac{k}{\phi}\right)}{\sigma}, \quad \dots\dots\dots (5.2)$$

Número de Dombrowski – Brownell:

También conocido como Número de Bond macroscópico, se define como:

$$N_{DB} = \frac{\Delta\rho g k}{\sigma}, \quad \dots\dots\dots (5.3)$$

Número Capilar:

Las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares se relacionan a través del Número Capilar de la forma siguiente:

$$N_C = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{v\mu}{\sigma}, \quad \dots\dots\dots (5.4)$$

Número de Gravedad:

Este grupo adimensional relaciona las fuerzas gravitacionales con las fuerzas viscosas, y se define como:

$$N_G = \frac{\text{Fuerzas de gravedad}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{\Delta\rho g k}{v\Delta\mu}, \quad \dots\dots\dots (5.5)$$

Si  $v = v_c$ , entonces  $N_G = 1$ .

El cálculo de estos números adimensionales debe realizarse para el núcleo y para el yacimiento. En general, la mayoría de los parámetros que intervienen en el cálculo se conocen del Capítulo 4, con excepción de dos, la tensión interfacial y la velocidad promedio del contacto gas – aceite para el caso del yacimiento.

La tensión interfacial entre el gas y el aceite se puede calcular utilizando la teoría del Parachor (McCain, 1990), que es una constante empírica que relaciona la tensión interfacial con un volumen molecular de la forma siguiente:



$$\sigma = \left[ \sum_j P_j \left( x_j \frac{\rho_o}{M_o} - y_j \frac{\rho_g}{M_g} \right) \right]^4, \dots\dots\dots (5.6)$$

En la **Tabla 5.2** se muestran los cálculos correspondientes, recordando que las densidades de líquido y de gas son de 0.454 y 0.198 gr/cm<sup>3</sup>, respectivamente.

Tabla 5.2 Cálculo de la tensión interfacial.

Componente	Peso Molecular	Parachor P <sub>j</sub>	x <sub>j</sub> (% mol)	y <sub>j</sub> (% mol)	M <sub>j</sub> x <sub>j</sub>	M <sub>j</sub> y <sub>j</sub>	P <sub>j</sub> (x <sub>j</sub> $\frac{\rho_o}{M_o}$ - y <sub>j</sub> $\frac{\rho_g}{M_g}$ )
C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	16.39	76	0.5179	0.7336	8.49	12.024	-0.169
C <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S	32.31	101.5	0.1609	0.1842	5.20	5.952	-0.031
C <sub>3</sub>	44.1	150.3	0.0680	0.0545	3.00	2.403	0.012
i-C <sub>4</sub>	58.12	181.5	0.0137	0.0072	0.79	0.418	0.009
n-C <sub>4</sub>	58.12	189.9	0.0264	0.0116	1.53	0.674	0.022
i-C <sub>5</sub>	72.15	225	0.0113	0.0029	0.82	0.209	0.015
n-C <sub>5</sub>	72.15	231.5	0.0117	0.0025	0.84	0.180	0.017
C <sub>6</sub>	84	271	0.0182	0.0018	1.52	0.151	0.037
C <sub>7</sub>	96	312.5	0.0193	0.0009	1.86	0.086	0.048
C <sub>8</sub>	107	351.5	0.0222	0.0006	2.38	0.064	0.063
C <sub>9-19</sub>	165.4	460.3	0.0983	0.0002	16.26	0.033	0.376
C <sub>20+</sub>	366.84	931.6	0.0321	0.0000	11.78	0.000	0.249
Total			1	1	54.4	22.2	0.649

Por lo tanto, la tensión interfacial es de 0.649<sup>4</sup> = 0.178 (dinas/cm), evaluada a la presión de burbuja, que fue el valor de referencia empleado para este cálculo.

La velocidad del contacto gas – aceite en el yacimiento se desconoce debido a que físicamente no existe al momento de escribirse esta tesis, pero se presentará cuando se realice la inyección vertical de gas. Conociendo el gasto de inyección, se requiere determinar un área transversal de flujo y con ello se podrá calcular la velocidad promedio del contacto. Para aproximar el área transversal de flujo se idealizó al yacimiento como un cilindro, tal como se ilustra en la **Figura 5.8**.

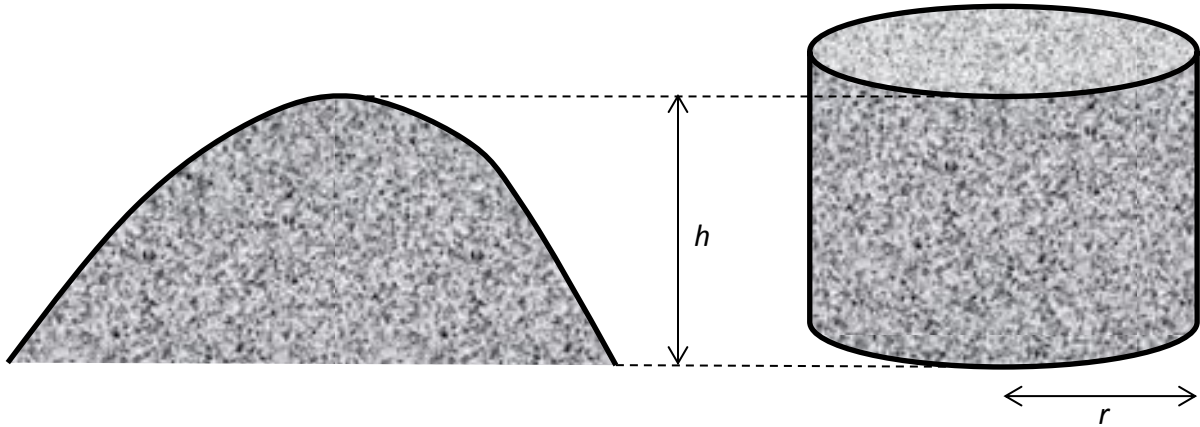


Figura 5.8 Representación del yacimiento para determinar la velocidad de flujo.

Suponiendo que el volumen del yacimiento y el espesor máximo son iguales, el cálculo se realiza partiendo de la ecuación de balance volumétrico:

$$V_y = \frac{NB_{oi}}{\phi(1 - S_{wi})}, \quad \dots\dots\dots (5.7)$$

En la Sección 4.1 se mencionó que la estimación del volumen original de aceite para el campo A era de 33 *MMSTBO*. En este trabajo de tesis se utilizó un programa de cómputo que desarrolló Pérez Hernández (1996), posteriormente actualizado por Evia del Puerto (2006), el cual permite estimar a partir de la Ecuación Generalizada de Balance de Materia de Walsh (1994) que se discutió en la Sección 2.3, el volumen original de aceite en yacimientos de aceite volátil, tal como lo es el campo A. Con este programa se estimó un volumen original de aceite de 44.3 *MMSTBO*, que es 34% mayor respecto a la estimación original que se tenía. Con esta nueva estimación se calcula un factor de recuperación al mes de abril de 2015 de 25.3%, que al compararlo con el 33.9% que se obtiene a ese mismo tiempo con la estimación anterior, resulta más congruente considerando que solamente han actuado los mecanismos de empuje de expansión de la roca y de los fluidos, así como un empuje por entrada de agua limitado. En el **Apéndice B** se presenta el procedimiento que se realizó para obtener la nueva estimación del volumen original del campo A con el programa de cómputo mencionado.

Sustituyendo valores en la Ec. 5.7 se tiene que:

$$V_y = \frac{(44.3 \text{ MMbbls}) \left(1.932 \frac{\text{bl}}{\text{bl}}\right) \left(5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right)}{(0.05)(1 - 0.2)} = 12,014 \text{ MMft}^3.$$

Con este volumen de roca y el espesor se calcula el radio del cilindro equivalente de la representación cilíndrica del yacimiento,  $r_{yac}$ :

$$r_{yac} = \sqrt{\frac{V_y}{\pi h}} = \sqrt{\frac{12,014 \text{ MMft}^3}{\pi(488 \text{ ft})}} = 2799 \text{ ft.}$$

Por lo tanto, el área transversal del cilindro es de  $24.6125 \text{ MMft}^2$ .

Se calcula la velocidad crítica para un desplazamiento gravitacionalmente estable en el yacimiento empleando la Ec. 3.5 utilizando unidades de campo:

$$v_c = 2.74 \times 10^{-3} \frac{(0.454 - 0.198)(4)}{(0.161 - 0.02)} = 0.0199 \frac{\text{ft}}{\text{día}}.$$

Con la Ec. 3.6 se calcula el gasto de inyección crítico:

$$q_c = \left(0.0199 \frac{\text{ft}}{\text{d}}\right) (24.6125 \times 10^6 \text{ ft}^2)(0.05) = 24,490 \frac{\text{ft}^3}{\text{día}}$$

Este gasto de inyección crítico  $q_c$  se encuentra a condiciones de yacimiento, por lo que es necesario convertirlo a condiciones de superficie por medio del factor de volumen del gas de inyección, para así determinar el gasto de inyección crítico  $Q_c$  que se requiere comprimir en la superficie:

$$Q_c = \frac{q_c}{B_{ig}} \dots\dots\dots (5.8)$$

El factor de volumen del gas de inyección se calcula con la ecuación siguiente:

$$B_{ig} = \frac{0.02825 z T}{p} = \frac{0.02825(0.97)(293.5 + 460)}{4370} = 0.00472 \frac{\text{ft}^3 @ c. y.}{\text{ft}^3 @ c. s.}$$

Se sustituyen los valores en la Ec. 5.8:

$$Q_c = \frac{24490 \text{ ft}^3 @ c. y. / d}{0.00472 \frac{\text{ft}^3 @ c. y.}{\text{ft}^3 @ c. s.}} = 5.18 \times 10^6 \frac{\text{ft}^3 @ c. s.}{\text{día}}$$

Si el gasto de inyección crítico para el yacimiento es de 5.18 *MMscfd*, entonces se debe proponer un gasto de inyección menor para que el desplazamiento se lleve a cabo bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estables. Suponiendo un gasto de inyección  $Q_{ig}$  de 5 *MMscfd*, entonces la velocidad de inyección en el yacimiento se calcula con las Ecs. 5.8 y 3.6 como sigue:

$$q_{ig} = Q_{ig} B_{ig} = \left( 5 \times 10^6 \frac{\text{ft}^3 @ c. s.}{\text{día}} \right) \left( 0.00472 \frac{\text{ft}^3 @ c. y.}{\text{ft}^3 @ c. s.} \right) = 23,600 \frac{\text{ft}^3 @ c. y.}{\text{día}}$$

$$v = \frac{q_{ig}}{A\phi} = \frac{23,600 \frac{\text{ft}^3}{d}}{(24.6125 \times 10^6 \text{ ft}^2)(0.05)} = 0.0192 \frac{\text{ft}}{\text{día}}$$

Finalmente se calculan los números adimensionales para el núcleo y el yacimiento por medio de las Ecs. 5.2 a 5.5. En la **Tabla 5.3** se muestran los valores de los parámetros que se utilizaron para el cálculo y su equivalencia en un sistema de unidades consistente, como el Sistema Internacional.

Tabla 5.3 Propiedades para el cálculo de los números adimensionales en el SI.

Parámetro	Unidades de campo		Sistema Internacional	
$\rho_o$	0.454	<i>gr/cm<sup>3</sup></i>	454	<i>kg/m<sup>3</sup></i>
$\rho_g$	0.198	<i>gr/cm<sup>3</sup></i>	198	<i>kg/m<sup>3</sup></i>
$\mu_o$	0.161	<i>cp</i>	0.000161	<i>Pa – s</i>
$\mu_g$	0.02	<i>cp</i>	0.00002	<i>Pa – s</i>
$\sigma$	0.178	<i>dinas/cm</i>	0.000178	<i>N/m</i>
$\phi$	0.05	<i>fracción</i>	0.05	<i>fracción</i>
$k$	4	<i>md</i>	$3.94 \times 10^{-15}$	<i>m<sup>2</sup></i>
$g$	9.81	<i>m/s<sup>2</sup></i>	9.81	<i>m/s<sup>2</sup></i>
$v_{núcleo}$	0.022	<i>cm/hr</i>	$6.11 \times 10^{-8}$	<i>m/s</i>
$v_{yac}$	0.0192	<i>ft/día</i>	$6.76 \times 10^{-8}$	<i>m/s</i>

En la **Tabla 5.4** se presentan los resultados que se obtuvieron en el cálculo de los números adimensionales.

Tabla 5.4 Números adimensionales para el flujo de gas y aceite en el núcleo y en el yacimiento.

	Núcleo	Yacimiento
$N_B$	$1.1 \times 10^{-6}$	$1.1 \times 10^{-6}$
$N_{DB}$	$5.5 \times 10^{-8}$	$5.5 \times 10^{-8}$
$N_C$	$6.9 \times 10^{-9}$	$7.6 \times 10^{-9}$
$N_G$	1.149	1.038

Debido a que los datos que se utilizaron para realizar la simulación en el núcleo corresponden a los valores representativos del modelo petrofísico del yacimiento, los Números de Bond y de Drombowski – Brownell resultaron ser iguales.

Por otra parte, el Número Capilar y el Número de Gravedad tienen la característica de ser dinámicos, siendo la velocidad del flujo lo que los hace diferentes para el modelo del núcleo y del yacimiento. A pesar de tener un valor numérico distinto, los órdenes de magnitud en ambos modelos son similares, entonces se puede considerar que el modelo dinámico del núcleo es representativo del yacimiento, es decir, que las fuerzas de empuje que actuarán en el yacimiento bajo la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable serán muy similares a las que se simularon en el modelo del núcleo; por lo tanto, los resultados obtenidos con el modelo del núcleo representan una buena estimación de lo que podría esperarse si se realiza la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en el campo A.

Las fuerzas que son de mayor interés para los procesos de inyección de gas en yacimientos de aceite son las viscosas y las gravitacionales. Debido a la alta diferencia que siempre existe entre las viscosidades del gas y del aceite, el gas tiene una mayor movilidad en el medio poroso, por lo que a altas velocidades se originan inestabilidades

en el frente de desplazamiento, conocidas como digitaciones viscosas, las cuales reducen la eficiencia del desplazamiento.

Por otro lado, las fuerzas gravitacionales pueden ayudar a contrarrestar los efectos adversos causados por las fuerzas viscosas. A velocidades de inyección bajas o moderadas, la gravedad actuará sobre la fase gaseosa, que al ser menos densa que la fase líquida, tenderá a mantenerse en la parte superior y entonces el frente de desplazamiento se estabiliza, logrando una mejor eficiencia de desplazamiento.

El Número de Gravedad es el que describe la relación que existe entre estas dos fuerzas. Los valores que se obtuvieron en ambos modelos para este número resultaron ser mayores que 1 debido a que las velocidades de inyección propuestas son menores que la velocidad crítica, por lo tanto las fuerzas gravitacionales son dominantes respecto a las fuerzas viscosas y el desplazamiento vertical que se simuló en el núcleo es gravitacionalmente estable.

## Capítulo 6

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo de tesis se estudió la inyección vertical de gas gravitacionalmente estable en un núcleo de un yacimiento carbonatado de la Región Sur de México, aplicando una metodología que consta de un modelo de simulación conceptual, el cual permite simular en forma práctica el proceso de inyección de gas hidrocarburo en un núcleo de la formación y validando que los resultados obtenidos para el núcleo son representativos para el yacimiento por medio de números adimensionales.

Con base en los resultados discutidos, se han obtenido las conclusiones siguientes:

Se ajustó una nueva ecuación de estado para el fluido del campo A, la cual logró reproducir el comportamiento que se observó en las pruebas PVT de laboratorio en forma satisfactoria, comprendiendo la importancia que tiene la validación correcta de los datos obtenidos en la prueba de Agotamiento a Volumen Constante, pues se identificaron errores importantes en este procedimiento, y por consiguiente en la ecuación de estado que se había ajustado originalmente por la operadora.

Se realizó una nueva estimación del volumen original de aceite para el campo A de 44.3 MMSTBO utilizando un programa de cómputo basado en la EGBM, que es aplicable a yacimientos de aceite volátil, y que considera un modelo de entrada de agua. Con este

resultado, la relación entre los datos de producción y los mecanismos de empuje que han actuado en el yacimiento es más congruente que con la estimación anterior de 33 MMSTBO.

Las pruebas experimentales que se realizan en el laboratorio están sujetas a las limitaciones operativas de los equipos disponibles, por lo que los resultados que se obtengan experimentalmente serán distintos de los que se predicen con un modelo de simulación como el que se empleó en este estudio, el cual no tiene ese tipo de restricciones.

El modelo del núcleo se escaló exitosamente para el yacimiento mediante el uso de números adimensionales que representan las relaciones que existen entre las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos en el medio poroso, como son las gravitacionales, las viscosas y las capilares; por lo tanto el modelo de simulación del núcleo y los resultados obtenidos con él, se consideran representativos del yacimiento.

La inyección vertical de gas bajo condiciones de flujo gravitacionalmente estable es una alternativa de explotación para yacimientos carbonatados, tal como el campo A, de forma que puedan aprovecharse los diferentes mecanismos que actúan, principalmente el de la segregación gravitacional y el mantenimiento de presión, para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos.

A continuación se listan las recomendaciones siguientes:

Con el propósito de mejorar el modelo que se empleó, deberán incorporarse las curvas de permeabilidades relativas que se obtengan al realizarse la prueba de desplazamiento en el laboratorio, así mismo será importante determinar las curvas de presión capilar correspondientes.

Es importante evaluar alternativas de explotación desde la etapa temprana del yacimiento, pues el haber iniciado una estrategia de inyección vertical de gas gravitacionalmente estable cuando el yacimiento aún se encontraba por arriba de la presión de burbuja, pudo haber significado un mayor factor de recuperación final para el campo A.



# APÉNDICE A

## VALIDACIÓN DE UNA PRUEBA DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE

Para el análisis y la caracterización de fluidos cuya composición es variable tales como el aceite volátil y el gas y condensado, la prueba de Agotamiento a Volumen Constante (AVC) es el estudio estándar en la industria.

Los resultados de esta prueba deben ser validados a fin de verificar que son consistentes y por lo tanto representativos del fluido del yacimiento. La validación se realiza a través de un balance molar a partir de la composición del gas que se extrae de la celda en cada etapa de agotamiento de la prueba, misma que se reporta en el estudio PVT. El objetivo de este balance molar es calcular la composición de líquido en equilibrio de la celda y con ellas poder determinar las constantes de equilibrio para cada componente a condiciones de yacimiento. Analizando el comportamiento de las constantes de equilibrio obtenidas se puede identificar si existen o no inconsistencias en la composición de la muestra del fluido.

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo propuesto por Bashbush (1981) para determinar las constantes de equilibrio a partir de los datos de la prueba de AVC y posteriormente su aplicación para el estudio del fluido del campo A.

### 1. Cálculo del número de moles totales de la muestra

Para una muestra de gas y condensado:

$$N_T = \frac{p_d}{z_d RT}, \quad \dots\dots\dots (A. 1)$$

para una muestra de aceite volátil:

$$N_T = \frac{\rho_b}{M_b}. \quad \dots\dots\dots (A. 2)$$

2. Sea  $j$  el número de etapa de agotamiento de la prueba y  $WSP_j$  el número de moles producidas acumuladas (% del total de moles iniciales), entonces el número de moles de fluido remanentes en la etapa de agotamiento  $j$  es:

$$N_j = N_T \left(1 - \frac{WSP_j}{100}\right). \quad \dots\dots\dots (A.3)$$

3. Si  $RLV_j$  es el volumen de líquido remanente en la celda (% del volumen inicial), entonces el número de moles de gas y de líquido remanentes en la celda en la etapa  $j$  es:

$$(N_g)_j = \frac{p_j(1 - RLV_j/100)}{z_jRT}, \quad \dots\dots\dots (A.4)$$

$$(N_L)_j = N_j - (N_g)_j. \quad \dots\dots\dots (A.5)$$

4. El número de moles extraídos en la etapa  $j$  es:

$$S_j = \frac{WSP_j - WSP_{j-1}}{100} N_T. \quad \dots\dots\dots (A.6)$$

El balance molar para el componente  $i$  en la etapa  $j$  está dado por:

$$(y_i)_1 N_T = (y_i)_j (N_g)_j + (x_i)_j (N_L)_j + (y_i)_j S_j. \quad \dots\dots\dots (A.7)$$

5. Resolviendo para  $x_i$ :

$$(x_i)_j = \frac{(y_i)_1 N_T - (y_i)_j [(N_g)_j + S_j]}{(N_L)_j}. \quad \dots\dots\dots (A.8)$$

6. Una vez calculada la composición de líquido para cada componente en cada etapa de agotamiento, es posible calcular las constantes de equilibrio  $K_i$  a las distintas presiones de agotamiento.

$$K_i = \left(\frac{y_i}{x_i}\right)_j. \quad \dots\dots\dots (A.9)$$

## Apéndice A

Los resultados de la prueba de AVC del fluido del campo A se presentan en las **Tablas A.1 y A.2.**

Tabla A.1 Resultados de la prueba de AVC del fluido del campo A.

Presión		Factor z	Moles producidas acumuladas (% molar)	Volumen de líquido (%)
(kg/cm <sup>2</sup> )	(psia)			
307.4	4385.4		0.00	100.00
262.9	3753.6	0.902	8.87	72.73
220.4	3148.6	0.870	18.5	60.59
177.7	2541.7	0.854	29.55	54.12
134.3	1923.9	0.856	41.8	48.08
92.8	1334.0	0.876	54.7	43.95
50.5	733.2	0.904	69.6	39.33

Tabla A.2 Composición del fluido durante la prueba de AVC.

	Composición (% mol)						
	Líquido ( $p_b$ )	Gas efluente $y_i$					
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	307.4	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	1.415	1.325	1.353	1.404	1.489	1.620	1.844
N <sub>2</sub>	1.482	2.056	1.964	1.910	1.851	1.758	1.570
CO <sub>2</sub>	2.173	2.631	2.636	2.669	2.668	2.642	2.490
C <sub>1</sub>	50.304	63.600	63.833	63.691	63.131	61.416	55.298
C <sub>2</sub>	12.505	13.467	13.493	13.944	14.316	14.814	15.260
C <sub>3</sub>	6.799	6.246	6.400	6.553	6.835	7.520	8.751
i-C <sub>4</sub>	1.367	1.121	1.147	1.162	1.228	1.347	1.723
n-C <sub>4</sub>	2.638	2.082	2.127	2.148	2.248	2.498	3.277
i-C <sub>5</sub>	1.132	0.791	0.810	0.809	0.829	0.911	1.311
n-C <sub>5</sub>	1.169	0.799	0.808	0.802	0.830	0.905	1.318
C <sub>6</sub>	1.815	1.086	1.091	1.068	1.074	1.137	1.759
C <sub>7+</sub>	17.201	4.796	4.338	3.840	3.501	3.432	5.399
Total	100	100	100	100	100	100	100

Se calcula el número de moles totales con la ecuación A.2:

$$N_T = \frac{(0.454 \text{ gr/cm}^3)(62.4)}{54.17 \text{ lb/lbmol}} = 0.523 \text{ moles}$$

Con las ecuaciones A.3 a A.6 se realiza el balance molar como el que se muestra en la **Tabla A.3**, verificando que en cada etapa de agotamiento se cumpla el principio de conservación de la masa.

Tabla A.3 Balance molar de la prueba de AVC.

Etapa de agotamiento	Moles de fluido	Moles de gas en la celda	Moles de líquido en la celda	Moles de gas extraídos	Balance molar
$j$	$N_j$	$(N_g)_j$	$(N_L)_j$	$S_j$	$(N_L)_j + (N_g)_j + (S_j + S_{j-1})$
	$N_T = 0.523$	0.0000	0.5230	0.000	0.523
1	0.4766	0.1403	0.3363	0.046	0.523
2	0.4263	0.1764	0.2499	0.050	0.523
3	0.3685	0.1689	0.1996	0.058	0.523
4	0.3044	0.1443	0.1601	0.064	0.523
5	0.2369	0.1055	0.1314	0.067	0.523
6	0.1590	0.0609	0.0981	0.078	0.523

Se calcula la composición de líquido para cada componente con la ecuación A.8. Los resultados se muestran en la **Tabla A.4**.

Tabla A.4 Composición calculada del líquido remanente.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Composición de líquido $x_i$ (% mol)					
	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	1.4650	1.4880	1.4641	1.3682	1.1693	0.7000
N <sub>2</sub>	1.1633	0.9381	0.7410	0.5293	0.3628	0.1562
CO <sub>2</sub>	1.9187	1.6679	1.3865	1.0713	0.7565	0.3330
C <sub>1</sub>	42.9218	35.5597	28.5996	20.6682	13.6436	6.1193
C <sub>2</sub>	11.9709	11.4299	10.3982	9.0389	7.2294	4.0307
C <sub>3</sub>	7.1060	7.2637	7.3075	7.1267	6.2884	4.1307
i-C <sub>4</sub>	1.5036	1.6123	1.7125	1.7624	1.7225	1.3180
n-C <sub>4</sub>	2.9467	3.2049	3.4525	3.6443	3.6204	2.8989
i-C <sub>5</sub>	1.3213	1.4875	1.6593	1.8431	1.9568	1.7452
n-C <sub>5</sub>	1.3744	1.5653	1.7628	1.9635	2.1125	1.9374
C <sub>6</sub>	2.2198	2.6073	3.0153	3.4881	3.9329	4.0000
C <sub>7+</sub>	24.0885	31.1755	38.5007	47.4959	57.2050	72.6306
	100	100	100	100	100	100

Finalmente se calculan las constantes de equilibrio con la ecuación A.9. Lo resultados se muestran en la **Tabla A.5**.

Tabla A.5 Constantes de equilibrio del fluido del campo A.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Constantes de equilibrio					
	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	0.9045	0.9093	0.9590	1.0883	1.3854	2.6344
N <sub>2</sub>	1.7674	2.0936	2.5776	3.4972	4.8456	10.0484
CO <sub>2</sub>	1.3712	1.5805	1.9249	2.4903	3.4923	7.4766
C <sub>1</sub>	1.4818	1.7951	2.2270	3.0545	4.5015	9.0366
C <sub>2</sub>	1.1250	1.1805	1.3410	1.5838	2.0491	3.7859
C <sub>3</sub>	0.8790	0.8811	0.8967	0.9591	1.1959	2.1185
i-C <sub>4</sub>	0.7456	0.7114	0.6786	0.6968	0.7820	1.3073
n-C <sub>4</sub>	0.7066	0.6637	0.6222	0.6168	0.6900	1.1304
i-C <sub>5</sub>	0.5986	0.5445	0.4876	0.4498	0.4656	0.7512
n-C <sub>5</sub>	0.5813	0.5162	0.4550	0.4227	0.4284	0.6803
C <sub>6</sub>	0.4892	0.4184	0.3542	0.3079	0.2891	0.4397
C <sub>7+</sub>	0.1991	0.1391	0.0997	0.0737	0.0600	0.0743

Al graficar estos resultados se obtiene una gráfica como la que se mostró en la Figura 4.3.

Como se mencionó en esa misma sección, **se detectó un error importante en el proceso de validación**, originando una serie de inconsistencias que indicaban que la muestra de fluido no era válida. Dicho error consistió simplemente en haber suministrado los datos al paquete PVT de cómputo en forma incorrecta, ocasionando que el programa tomara como presión de burbuja y composición de líquido a esta presión, las correspondientes a la primera etapa de agotamiento real y a partir de ellas se realizaron los cálculos subsecuentes, quedando cinco etapas de agotamiento en lugar de las seis reales. Al ser diferente la composición de líquido al punto de burbuja (que en realidad correspondía a la composición del gas extraído en la primera etapa), su peso molecular también resultó diferente, por lo tanto el número total de moles fue de 0.8842 moles.

En la **Tabla A.6** se muestran las composiciones del fluido de la forma en que fueron interpretadas por el paquete de cómputo.

Tabla A.6 Composición del fluido del proceso de validación incorrecto.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Líquido ( $p_b$ )	Gas efluente $y_i$ (% mol)				
	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	1.325	1.353	1.404	1.489	1.620	1.844
N <sub>2</sub>	2.056	1.964	1.910	1.851	1.758	1.570
CO <sub>2</sub>	2.631	2.636	2.669	2.668	2.642	2.490
C <sub>1</sub>	63.600	63.833	63.691	63.131	61.416	55.298
C <sub>2</sub>	13.467	13.493	13.944	14.316	14.814	15.260
C <sub>3</sub>	6.246	6.400	6.553	6.835	7.520	8.751
i-C <sub>4</sub>	1.121	1.147	1.162	1.228	1.347	1.723
n-C <sub>4</sub>	2.082	2.127	2.148	2.248	2.498	3.277
i-C <sub>5</sub>	0.791	0.810	0.809	0.829	0.911	1.311
n-C <sub>5</sub>	0.799	0.808	0.802	0.830	0.905	1.318
C <sub>6</sub>	1.086	1.091	1.068	1.074	1.137	1.759
C <sub>7+</sub>	4.796	4.338	3.840	3.501	3.432	5.399
Total	100	100	100	100	100	100

En la **Tabla A.7** se muestra el balance molar para este proceso. A pesar de que el balance molar resulta matemáticamente correcto, físicamente los resultados no corresponden a la realidad. La composición de líquido calculada bajo este escenario se muestra en la **Tabla A.8**.

Tabla A.7 Balance molar del proceso de validación incorrecto.

Etapa de agotamiento	Moles de fluido	Moles de gas en la celda	Moles de líquido en la celda	Moles de gas extraídos	Balance molar
$j$	$N_j$	$(N_g)_j$	$(N_L)_j$	$S_j$	$(N_L)_j + (N_g)_j + (S_j + S_{j-1})$
	0.8842	0.0000	0.8842	0	0.8842
1	0.8058	0.1403	0.6655	0.078	0.8842
2	0.7206	0.1764	0.5443	0.085	0.8842
3	0.6229	0.1689	0.4541	0.098	0.8842
4	0.5146	0.1443	0.3703	0.108	0.8842
5	0.4005	0.1055	0.2950	0.114	0.8842

Tabla A.8 Composición de líquido calculada en el proceso de validación incorrecto.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Composición de líquido $x_i$ (% mol)				
	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	1.3158	1.2830	1.2091	1.0564	0.7458
N <sub>2</sub>	2.0862	2.1394	2.2196	2.3664	2.6617
CO <sub>2</sub>	2.6294	2.6120	2.6013	2.6039	2.7074
C <sub>1</sub>	63.5234	63.5227	63.8180	65.1433	70.6494
C <sub>2</sub>	13.4585	13.2341	12.8747	12.2090	11.2118
C <sub>3</sub>	6.1954	6.0763	5.8161	5.1183	3.5888
i-C <sub>4</sub>	1.1125	1.0976	1.0460	0.9237	0.5357
n-C <sub>4</sub>	2.0672	2.0438	1.9644	1.7297	0.9537
i-C <sub>5</sub>	0.7848	0.7796	0.7620	0.6910	0.3370
n-C <sub>5</sub>	0.7960	0.7963	0.7787	0.7159	0.3602
C <sub>6</sub>	1.0844	1.0939	1.0956	1.0575	0.5741
C <sub>7+</sub>	4.9466	5.3214	5.8146	6.3849	5.6745
	100	100	100	100	100

Finalmente las constantes de equilibrio calculadas se muestran en la **Tabla A.9**.

Tabla A.9 Constantes de equilibrio calculadas en el proceso de validación incorrecto.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Constantes de equilibrio				
	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
H <sub>2</sub> S	1.0283	1.0943	1.2315	1.5335	2.4727
N <sub>2</sub>	0.9414	0.8928	0.8339	0.7429	0.5898
CO <sub>2</sub>	1.0025	1.0218	1.0256	1.0146	0.9197
C <sub>1</sub>	1.0049	1.0026	0.9892	0.9428	0.7827
C <sub>2</sub>	1.0026	1.0536	1.1120	1.2134	1.3611
C <sub>3</sub>	1.0330	1.0785	1.1752	1.4692	2.4385
i-C <sub>4</sub>	1.0311	1.0587	1.1740	1.4583	3.2165
n-C <sub>4</sub>	1.0289	1.0510	1.1444	1.4442	3.4363
i-C <sub>5</sub>	1.0322	1.0377	1.0879	1.3185	3.8903
n-C <sub>5</sub>	1.0150	1.0072	1.0659	1.2641	3.6592
C <sub>6</sub>	1.0061	0.9763	0.9803	1.0752	3.0639
C <sub>7+</sub>	0.8770	0.7216	0.6021	0.5375	0.9514

Estos resultados se muestran en la **Figura A.1**, la cual difiere totalmente respecto a la presentada en la Figura 4.3, observándose una serie de cruces entre las curvas obtenidas y comportamientos anómalos, los cuales indican inconsistencias en la composición de la muestra de fluido. Sin embargo, como se demuestra en este estudio, la muestra es válida y este error que se detectó se debió al incorrecto suministro de la información al paquete de cómputo PVT que se utilizó.



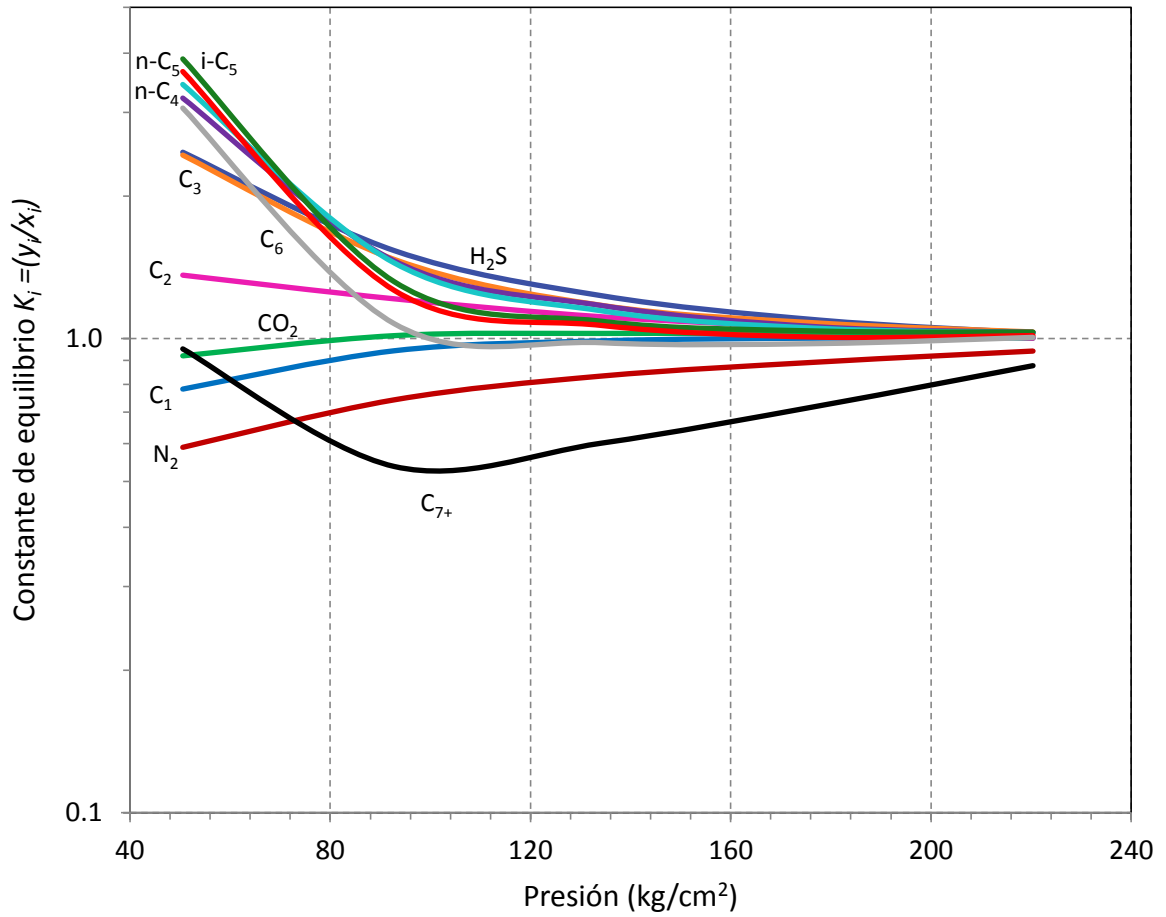


Figura A.1 Constantes de equilibrio obtenidas con un proceso de validación incorrecto

# APÉNDICE B

## ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DEL CAMPO A

El campo A se caracteriza por ser productor de un aceite de tipo volátil, lo cual implica que se deberá estudiar empleando métodos que consideren las características particulares de este tipo de fluido.

Pérez Hernández (1996) desarrolló un modelo que permite estimar, en forma simultánea, el volumen original de aceite de yacimientos de aceite volátil y los parámetros del acuífero asociado, a través de un proceso de optimización de la EGBM que se discutió en la Sección 2.3 y del modelo de entrada de agua de Van Everdingen y Hurst. Las variables que se utilizan en este modelo de optimización son:

- Volumen original de aceite,  $N$ ,
- Relación de dimensión radial del acuífero al yacimiento,  $r_D$ ,
- Constante del tiempo adimensional,  $K_{tD}$ ,
- Constante de entrada de agua,  $C_{VEH}$ .

Posteriormente este programa de cómputo fue actualizado por Evia del Puerto (2006).

A continuación se presenta la aplicación de esta herramienta de cómputo para el estudio del campo A.



Figura B.1 Programa para estimar el volumen original en yacimientos de aceite volátil y las características del acuífero asociado (Pérez H., 1996 y Evia del Puerto, 2006).

### 1. Características generales del yacimiento

En esta sección existen parámetros que, aunque no se conozcan con certeza, sirven como valores iniciales para el proceso iterativo que realiza el método, tales como el radio externo y el espesor del acuífero. Como estimación inicial para el volumen original de hidrocarburos se utilizó la obtenida con el método volumétrico. En la **Figura B.2** se muestran los datos utilizados en esta sección correspondientes al campo A.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura del yacimiento	293.5	(°F)
Presión inicial del yacimiento	17385.7	(psia)
Presión de saturación (psia)	4371	(psia)
Factor de volumen del aceite inicial	1.932	(bls/bls)
Rel. de solub. del gas en el ac. inic.	1963	(p3/bls)
Vol. orig. de aceite volumetrico	33E+06	(Bl)
Compresibilidad de la formacion	35E-06	(1/psia)
Compresibilidad del agua de formacion	3E-06	(1/psia)
Saturacion de agua congenita	0.20	(frac.)
Permeabilidad del acuífero	4	(md)
Porosidad del acuífero	0.025	(frac.)
Espesor del acuífero	200	(pies)
Viscosidad del acuífero	1	(cp)
Radio externo del yacimiento	2000	(pies)
Radio externo del acuífero	4000	(pies)
Angulo de intrusion del agua	360	(°)

Figura B.2 Ventana correspondiente a las características generales del yacimiento.

2. Propiedades PVT del fluido

En la **Figura B.3** se presentan las propiedades PVT del fluido del campo A. Los parámetros  $R_s$  y  $R_v$  fueron calculados con el paquete de cómputo *PVTi*.

Dato	P (psia)	Bo (bls/bls)	Bg (bls/p3)	Rs (p3/bls)	Rv (bls/p3)
1	16003	1.932	0	1963	0
2	13512	1.977	0	1963	0
3	10977	2.053	0	1963	0
4	7995	2.182	0	1963	0
5	5502	2.364	0	1963	0
6	4371	2.512	0	1963	0
7	3739	1.929	0.0010	1499	0.000115
8	3134	1.669	0.0011	1001	0.000104
9	2527	1.530	0.0013	687	0.000092
10	1909	1.401	0.0017	439	0.000084
11	1319	1.313	0.0026	265	0.000085

Figura B.3 Propiedades PVT correspondientes al campo A.

3. Datos de Presión – Producción

En la **Figura B.4** se muestran los datos de presión-producción del campo A hasta abril del 2015 que se ingresaron al programa.

Dato	T (años)	P (psia)	Np (bls)	Gp (p3)	Wp (bls)
1	0	17385.7	0	0	0
2	0.5	16303.7	6.348E+05	1.4471E+09	77592
3	1	14679.7	1.325E+06	3.6199E+09	145483
4	1.5	12692.7	2.151E+06	6.1509E+09	207035
5	2	10603.7	3.740E+06	1.0132E+10	288148
6	2.5	8553.7	5.472E+06	1.3850E+10	356430
7	3	6814.7	7.352E+06	1.8032E+10	483898
8	3.5	5538.7	9.365E+06	2.1742E+10	674486
9	4	4973.7	1.090E+07	2.4882E+10	831238

Figura B.4 Historial de producción del campo A.

4. Resultados

Como se muestra en la **Figura B.5**, en esta ventana se presentan, en la parte superior, los valores iniciales de las cuatro variables del modelo, calculadas a partir de la información proporcionada en la sección de características generales. Al hacer click en el botón *Calcular*, se muestran en la parte inferior los valores finales obtenidos para las cuatro variables del método propuesto, así como las iteraciones realizadas.

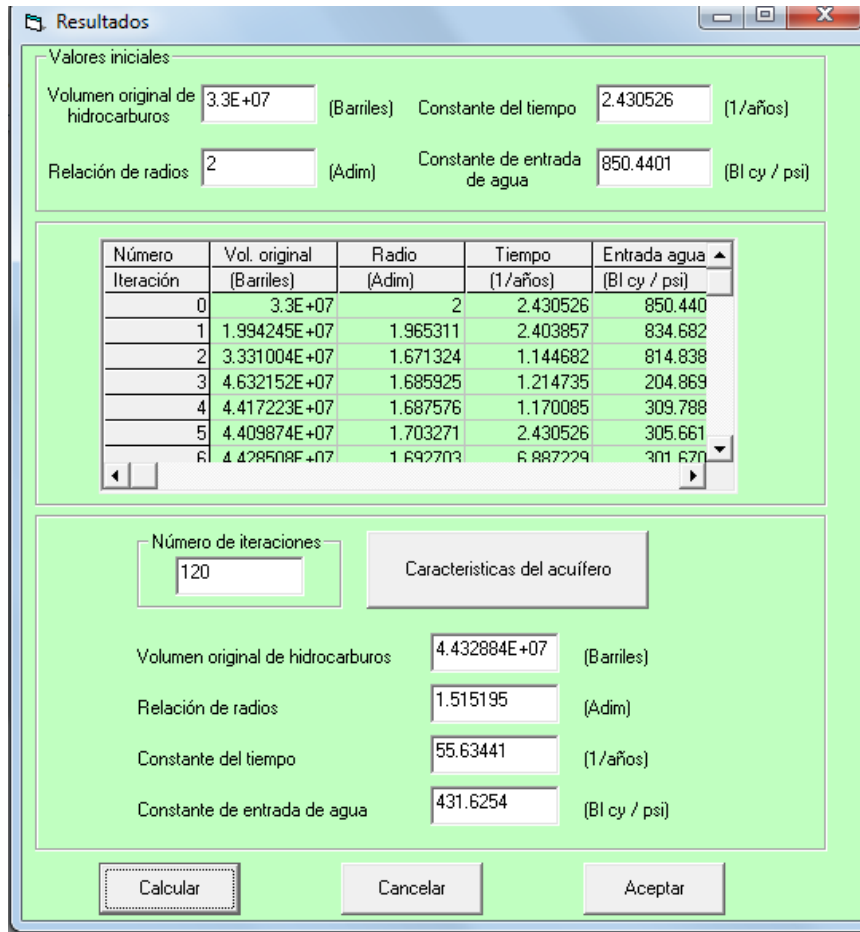


Figura B.5 Ventana de resultados obtenidos con el programa de cómputo.

Dado que la información que se proporciona de entrada al programa es determinante para el modelo, se realizó un análisis de sensibilidad a los parámetros que se

consideran más importantes para observar el efecto que tienen en la estimación del volumen original de aceite.

*Análisis respecto a la relación de dimensión radial del acuífero al yacimiento,  $r_D$*

Manteniendo fijos los siguientes parámetros de entrada, se varía el radio del acuífero ( $r_a$ ) para obtener distintos valores de  $r_D$ :

Radio del yacimiento = 2000 ft.

Volumen original de aceite = 33 MMSTBO.

Constante del tiempo adimensional,  $K_{tD} = 2.43$  (1/año).

Constante de entrada de agua,  $C_{VEH} = 850.4$  (bls/psi).

Estos últimos dos parámetros se obtienen con los mismos valores de entrada proporcionados en la sección 1 del programa. Los resultados de este análisis se muestran en la **Tabla B.1**, en la cual se observa que existe convergencia a un valor de  $N$  de **44.29 MMSTBO**.

Tabla B.1 Análisis de sensibilidad respecto a la relación de radios acuífero – yacimiento.

Valores iniciales		Valores calculados			
$r_a$ (ft)	$r_D$ (adim)	$N$ (MMSTBO)	$r_D$ (adim)	$K_{tD}$ (1/año).	$C_{VEH}$ (bls/psi).
2500	1.25	<b>44.29</b>	1.25	30.24	1013
3000	1.50	<b>44.11</b>	1.53	0.44	504
3500	1.75	<b>44.29</b>	2.45	199	113.4
4000	2.00	<b>44.29</b>	1.68	51.7	309.5
5000	2.50	<b>44.29</b>	1.86	81.12	229.3

*Análisis respecto a la estimación inicial del volumen original de aceite,  $N$*

Manteniendo fijos los siguientes parámetros de entrada, se varía el volumen original de aceite en la sección 1 del programa:

Relación de dimensión radial del acuífero al yacimiento,  $r_D = 1.5$ .

Constante del tiempo adimensional,  $K_{tD} = 2.43$  (1/año).

Constante de entrada de agua,  $C_{VEH} = 850.4$  (bls/psi).

Los resultados de este análisis se muestran en la **Tabla B.2**, en la cual se observa nuevamente que existe convergencia a un valor de  $N$  de **44 MMSTBO**.

Tabla B.2 Análisis de sensibilidad respecto al volumen original de aceite.

Valores iniciales	Valores calculados			
$N$ (MMSTBO)	$N$ (MMSTBO)	$r_D$ (adim)	$K_{tD}$ (1/año)	$C_{VEH}$ (bls/psi)
33	<b>44.11</b>	1.53	0.44	504
40	<b>44.29</b>	1.54	29.4	412
45	<b>43.59</b>	1.5	0.45	511
50	<b>43.60</b>	1.5	0.45	509
60	<b>43.59</b>	1.5	0.45	511

# NOMENCLATURA

$A$	= Área transversal de flujo
$B_g$	= Factor de volumen del gas de formación
$B_{gi}$	= Factor de volumen inicial del gas
$B_{ig}$	= Factor de volumen del gas de inyección
$B_o$	= Factor de volumen del aceite de formación
$B_{oi}$	= Factor de volumen inicial del aceite de formación
$B_w$	= Factor de volumen del agua de formación
$B_{wi}$	= Factor de volumen inicial del agua de formación
$c_f$	= Compresibilidad de la formación
$c_w$	= Compresibilidad del agua
$E_f$	= Expansividad de la formación
$E_g$	= Expansividad del gas
$E_o$	= Expansividad del aceite
$E_w$	= Expansividad del agua
$G$	= Volumen original de gas
$G_{f,gi}$	= Volumen de gas en superficie en la fase de gas libre
$G_I$	= Volumen de gas inyectado acumulado
$G_p$	= Volumen de gas producido acumulado
$g$	= Aceleración debida a la gravedad
$h$	= Espesor
$K_i$	= Constante de equilibrio del componente $i$
$k$	= Permeabilidad absoluta
$k_g$	= Permeabilidad efectiva al gas
$k_o$	= Permeabilidad efectiva al aceite
$k_{rg}$	= Permeabilidad relativa al gas
$k_{rg}^o$	= Permeabilidad relativa al gas a la saturación de aceite residual
$k_{rm}$	= Permeabilidad relativa a la fase mojante
$k_{rnm}$	= Permeabilidad relativa a la fase no mojante
$k_{ro}$	= Permeabilidad relativa al aceite
$k_{rog}^o$	= Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de gas inicial
$k_{row}^o$	= Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua congénita
$k_{rw}$	= Permeabilidad relativa al agua
$k_{rw}^o$	= Permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual



$k_w$	= Permeabilidad efectiva al agua
$M$	= Relación de movilidades
$M_g$	= Peso molecular del gas
$M_j$	= Peso molecular del componente $j$
$M_o$	= Peso molecular del aceite
$N$	= Volumen original de aceite
$N_B$	= Número de Bond
$N_C$	= Número Capilar
$N_c$	= Número total de celdas
$N_{DB}$	= Número de Drombowski - Brownell
$N_{foi}$	= Volumen de aceite en superficie en la fase de aceite libre
$N_G$	= Número de Gravedad
$N_g$	= Número de moles de gas
$N_L$	= Número de moles de líquido
$N_m$	= Exponente de Corey de la fase mojante
$N_{nm}$	= Exponente de Corey de la fase no mojante
$N_p$	= Volumen de aceite producido acumulado
$N_T$	= Número de moles totales
$P_j$	= Parachor del componente $j$
$p$	= Presión
$p_b$	= Presión de burbuja
$p_c$	= Presión crítica
$p_i$	= Presión inicial
$p_j$	= Presión de la celda $j$
$p_{pc}$	= Presión pseudocrítica
$p_{ws}$	= Presión de fondo estática
$Q_c$	= Gasto de inyección crítico a condiciones de superficie
$Q_{ig}$	= Gasto de inyección de gas a condiciones de superficie
$q_c$	= Gasto de inyección crítico a condiciones de yacimiento
$q_{ig}$	= Gasto de inyección de gas a condiciones de yacimiento
$R$	= Constante universal de los gases
$R_s$	= Relación de gas disuelto en el aceite
$R_{si}$	= Relación de gas disuelto inicial en el aceite
$R_V$	= Relación de aceite volatilizado en el gas
$R_{Vi}$	= Relación de aceite volatilizado inicial en el gas
$RGA$	= Relación Gas – Aceite
$RLV_j$	= Volumen de líquido remanente en la celda
$r_{yac}$	= Radio equivalente del yacimiento

$S_g$	= Saturación de gas
$S_{gc}$	= Saturación crítica de gas
$S_j$	= Número de moles de gas extraídas
$S_L$	= Saturación de líquido
$S_m^*$	= Saturación efectiva de la fase mojante
$S_{mi}$	= Saturación mínima o irreductible de la fase mojante
$S_{nmr}$	= Saturación mínima o residual de la fase no mojante
$S_o$	= Saturación de aceite
$S_{org}$	= Saturación residual de aceite al gas
$S_{orw}$	= Saturación residual de aceite al agua
$S_w$	= Saturación de agua
$S_{wi}$	= Saturación inicial de agua
$T$	= Temperatura
$T_c$	= Temperatura crítica
$T_{pc}$	= Temperatura pseudocrítica
$V_c$	= Volumen crítico
$V_p$	= Volumen poroso
$V_{pi}$	= Volumen poroso inicial
$V_y$	= Volumen total del yacimiento
$v$	= Velocidad de flujo
$v_c$	= Velocidad crítica
$W$	= Volumen original de agua
$W_e$	= Entrada de agua
$W_1$	= Volumen de agua inyectada acumulada
$W_p$	= Volumen de agua producida acumulada
$WSP_j$	= Número de moles producidas acumuladas
$x_i$	= Fracción mol del componente $i$ en la fase líquida
$y_i$	= Fracción mol del componente $i$ en la fase gas
$z$	= Factor de desviación del gas
$z_c$	= Factor de desviación crítico del gas

### Símbolos griegos

$\lambda$	= Movilidad del fluido
$\mu$	= Viscosidad del fluido desplazante
$\mu_g$	= Viscosidad del gas
$\mu_o$	= Viscosidad del aceite

## Nomenclatura

---

$\Delta\mu$	= Diferencia de viscosidades
$\rho_g$	= Densidad del gas
$\rho_o$	= Densidad del aceite
$\Delta\rho$	= Diferencia de densidades
$\sigma$	= Tensión interfacial
$\phi$	= Porosidad
$\Omega_a$	= Constante de la ecuación de estado
$\Omega_b$	= Constante de la ecuación de estado
$\omega$	= Factor acéntrico

# REFERENCIAS

1. Alamilla Carrillo, N., León García, A. y García Hernández, F. 2012. Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque. Congreso Mexicano del Petróleo 2012, México D.F., septiembre 9-13.
2. Alavian, S.A. y Whitson, C.H. 2005. CO2 IOR Potential in Naturally Fractured Haft Kel Field, Iran. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, noviembre 21-23. IPTC-10641-MS. <http://dx.doi.org/10.2523/10641-MS>.
3. Ávila Luna, A.U. 2012. *Escalamiento de Una Prueba Experimental para Estimar la Saturación Residual de Aceite, en la Capa Secundaria de un Yacimiento Naturalmente Fracturado*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
4. Aziz, K. y Settari, A. 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. London: Applied Science Publishers.
5. Bashbush, J.L. 1981. A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10127-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.
6. ECLIPSE Reference Manual 2009.1. 2009. Schlumberger Information Systems.
7. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. y King, G. 2001. *Basic Applied Reservoir Simulation*, 7. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
8. Evans, S. 1978. *A Suite of Material Balance Computer Programs for High Relief, Well-Fractured Reservoirs*. Ahwaz, Iran: National Iranian Oil Company.
9. Evia del Puerto Olivos, L.A. 2006. *Programa para Estimar el Volumen Original en Yacimientos de Aceite Volátil y las Características del Acuífero Asociado*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
10. Gluyas, J. y Swarbrick, R. 2004. *Petroleum Geoscience*. Malden, Maryland: Blackwell Publishing.

11. Hill, S. 1952. Channelling in Packed Columns. *Chem. Eng. Sci.* **1** (6): 247-253. [http://dx.doi.org/10.1016/0009-2509\(52\)87017-4](http://dx.doi.org/10.1016/0009-2509(52)87017-4).
12. Lake, L.W., 2007. *Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
13. McCain Jr., W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co.
14. O'Neill, N. 1988. Fahud Field Review: A Switch from Water to Gas Injection. *SPE J.* **40** (5): 609-618. SPE-15691-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15691-PA>.
15. Pérez Hernández, J.L. 1996. *Desarrollo de un Método para Estimar el Volumen Original de Yacimientos de Aceite Volátil y los Parámetros del Acuífero Asociado*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
16. Saidi, A.M. 1996. Twenty Years of Gas Injection History into Well-Fractured Haft Kel Field (Iran). Artículo presentado en International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, México, marzo 5-7. SPE-35309-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/35309-MS>.
17. Sandrea, R. y Nielsen, R.F. 1974. *Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection*. Houston, Texas: Gulf Publishing Co.
18. Soroush, H. y Saidi, A.M. 1999. Vertical Gas-Oil Displacements in Low Permeability Long Core at Different Rates and Pressure below MMP. Artículo presentado en Middle East Oil Show and Conference, Bahrein, febrero 20-23. SPE-53221-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/53221-MS>.
19. Walsh, M.P. y Lake, L.W. 2003. *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery*. Amsterdam: Elsevier.
20. Whitson, C.H. y Torp, S.B. 1983. Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *J Pet Technol* **35** (3): 610-620. SPE-10067-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10067-PA>.
21. Whitson, C.H. y Brulé, M.R. 2000. *Phase Behavior*, 20. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.