

**DETERMINACIÓN DE LA VARIACIÓN COMPOSICIONAL DE UNA  
FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS**

**YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO  
RICARDO ARTURO SERRANO SANABRIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2.005**

**DETERMINACIÓN DE LA VARIACIÓN COMPOSICIONAL DE UNA  
FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS**

**YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO  
RICARDO ARTURO SERRANO SANABRIA**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Directora:  
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO  
INGENIERA DE PETRÓLEOS  
Ms C. en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2.005**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso*

*A mi madre y mi hermana, razones de mí vivir*

*A mi padre*

*A Vivi, una luz*

*A Richy y Tavo, amigos de verdad*

*A quienes contribuyeron al desarrollo de este trabajo de investigación*

**YESID**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso  
A mis Padres, a quienes debo todo lo que soy; por su amor, sus esfuerzos y  
dedicación. A toda mi Familia por su constante apoyo.  
A la Ingeniera Olga Patricia, directora y amiga  
A Paola, por su amor y apoyo desinteresado  
A mis verdaderos Amigos, que siempre me tendieron una mano  
A quienes contribuyeron al desarrollo de este trabajo de investigación*

**RICARDO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Se expresa el más sincero agradecimiento a la Ms C. Olga Patricia Ortiz Cancino Ingeniera de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, directora de este proyecto por su colaboración, orientación y compromiso total durante el desarrollo del presente trabajo.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos GMPH.

A los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander por nuestra completa e integral formación personal y profesional.

A nuestros amigos y compañeros por brindarnos su apoyo.

**Yesid Arturo Escobar Rosero**  
**Ricardo Arturo Serrano Sanabria**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS LIVIANOS</b>	<b>3</b>
1.1. YACIMIENTOS DE CONDENSADO DE GAS	3
1.2. YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL	4
1.3. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO	6
1.3.1. <i>Campo Cusiana</i>	6
1.3.1.1. Aspectos generales del campo	7
1.3.1.2. Descripción de los fluidos	9
1.3.1.3. Reciclaje del gas	11
1.3.1.4. Simulación del yacimiento	13
1.3.2. <i>Campo Cupiagua</i>	14
1.3.2.1. Aspectos generales del campo	14
1.3.2.2. Características del yacimiento	16

1.3.2.3.	Esquema de producción	17
<b>2.</b>	<b>MARCO TEÓRICO</b>	<b>18</b>
2.1.	MODELO DE FLUJO NULO DE MASA	20
2.1.1.	Equilibrio químico gravitatorio isotérmico	25
2.1.2.	Difusión térmica pasiva	31
2.1.3.	Efecto Soret	33
2.2.	SOLUCIÓN DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL	34
2.2.1.	Solución isotérmica	35
2.2.2.	Solución no isotérmica	35
2.2.3.	Prueba de estabilidad	36
2.2.4.	Cálculo del GOC	36
2.3.	DIFUSIÓN	38
2.4.	CONVECCIÓN	41
2.5.	COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES MODELOS	43
2.5.1.	Modelo isotérmico	44
2.5.2.	Modelos no isotérmicos	52
<b>3.</b>	<b>VARIACIÓN COMPOSICIONAL</b>	<b>63</b>
3.1.	RESEÑA HISTORICA DE LOS ESTUDIOS DE VARIACIÓN COMPOSICIONAL	63

3.2.	ANTECEDENTES DEL MODELAMIENTO AREAL O LATERAL DE VARIACIÓN COMPOSICIONAL	66
<b>4.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO</b>	<b>79</b>
4.1.	ANÁLISIS DE LOS FENÓMENOS OCURRENTES EN LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO	79
4.2	ACUMULACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADO	88
4.3	GRADIENTES TÉRMICOS	93
<b>5.</b>	<b>DETERMINACIÓN COMPOSICIONAL DE LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO</b>	<b>94</b>
5.1.	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LOS FLUIDOS	94
5.1.1.	<i>Campo Cupiagua</i>	94
5.1.1.1.	<i>Formación Mirador</i>	94
5.1.1.1.1	Metano	94
5.1.1.1.2.	Fracción C <sub>7+</sub>	95
5.1.1.2.	<i>Formaciones Barco y Guadalupe</i>	97
5.1.1.2.1.	Metano	97
5.1.1.2.2.	Fracción C <sub>7+</sub>	98
5.1.2.	<i>Campo Cusiana</i>	99
5.1.2.1.	<i>Formación Mirador</i>	99

5.1.2.1.1.	Metano	99
5.1.1.1.2.	Fracción C <sub>7+</sub>	100
5.1.1.2.	Formaciones <i>Barco y Guadalupe</i>	100
5.1.1.2.1.	Metano	100
5.1.1.2.2.	Fracción C <sub>7+</sub>	101
5.2.	METODOLOGIA PARA LA CUANTIFICACION DE LA VARIACION COMPOSICIONAL	102
5.2.1.	Metodología Vertical	102
5.2.2.	Metodología Areal	104
5.2.2.1.	Desarrollo de la correlación RY2	107
5.2.2.2.	Formulación matemática	107
5.3.	ISOPLANOS DE COMPOSICIÓN	116
5.3.1.	Campo <i>Cupiagua</i>	116
5.3.1.1.	Tope <i>Mirador</i> para metano en 1998	116
5.3.1.2.	Base <i>Mirador</i> para metano en 1998	117
5.3.1.3.	Tope <i>Mirador</i> para metano en el 2001	118
5.3.1.4.	Base <i>Mirador</i> para metano en el 2001	119
5.3.1.5.	Tope <i>Mirador</i> para metano en el 2005	120
5.3.1.6.	Base <i>Mirador</i> para metano en el 2005	121
5.3.1.7.	Tope <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en 1998	122
5.3.1.8.	Base <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en 1998	123

5.3.1.9.	Tope <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2001	124
5.3.1.10.	Base <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2001	125
5.3.1.11.	Tope <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2005	126
5.3.1.12.	Base <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2005	127
5.3.2.	Campo <i>Cusiana</i>	128
5.3.2.1.	Tope <i>Mirador</i> para metano en 1996	128
5.3.2.2.	Base <i>Mirador</i> para metano en 1996	129
5.3.2.3.	Tope <i>Mirador</i> para metano en el 2005	130
5.3.2.4.	Base <i>Mirador</i> para metano en el 2005	131
5.3.2.5.	Tope <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en 1996	132
5.3.2.6.	Base <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en 1996	133
5.3.2.7.	Tope <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2005	134
5.3.2.8.	Base <i>Mirador</i> para <i>heptano plus</i> en el 2005	135
5.4.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	136
	<b>CONCLUSIONES</b>	139
	<b>RECOMENDACIONES</b>	141
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	143

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Variación de la presión de saturación con la profundidad para un petróleo negro	46
<b>Figura 2.</b> Variación de la presión de saturación con la profundidad para un petróleo cercano a sus condiciones críticas	47
<b>Figura 3.</b> Gradiente de presión de saturación acumulativo para cuatro tipos de petróleo	48
<b>Figura 4.</b> Variación de la fracción metano con respecto a la profundidad calculada con el modelo isotérmico	49
<b>Figura 5.</b> Variación de la fracción heptano plus con respecto a la profundidad calculada con el modelo isotérmico	50
<b>Figura 6.</b> Gradiente de la fracción metano calculado con el modelo isotérmico	51

<b>Figura 7.</b> Gradiente de la fracción heptano plus calculado con el modelo isotérmico	52
<b>Figura 8.</b> Variación del GOR con respecto a la profundidad para un petróleo ligeramente volátil	54
<b>Figura 9.</b> Variación de la fracción heptano plus con la profundidad para un petróleo volátil	56
<b>Figura 10.</b> Variación de la fracción metano para un fluido cercano a sus condiciones críticas	58
<b>Figura 11.</b> Variación de la densidad para un fluido cercano a sus condiciones críticas	58
<b>Figura 12.</b> Variación de las presiones de saturación y de yacimiento para un fluido cercano a sus condiciones críticas	60
<b>Figura 13.</b> Variación de la fracción heptano plus en el campo <i>Ekofisk</i>	61

<b>Figura 14.</b> Relación gas / petróleo como función de la profundidad para el campo <i>Ekofisk</i>	62
<b>Figura 15.</b> Metodología adoptada para el modelamiento vertical y areal de la variación composicional	73
<b>Figura 16.</b> Variación de la composición molar para el fluido producido por la formación <i>Mirador</i> en el campo <i>Cupiagua</i> en 1998	96
<b>Figura 17.</b> Variación de la composición molar para el fluido de la formación <i>Mirador</i> en el campo <i>Cupiagua</i> en el 2001	97
<b>Figura 18.</b> Variación de la composición molar para el fluido producido por las formaciones <i>Barco</i> y <i>Guadalupe</i> para el campo <i>Cupiagua</i>	99
<b>Figura 19.</b> Variación de la composición molar para el fluido producido por las formaciones <i>Barco</i> y <i>Guadalupe</i> para el campo <i>Cusiana</i>	102

<b>Figura 20.</b> Metodología para la determinación de la variación Composicional	105
<b>Figura 21.</b> Resultados del software Gradiente para el “pozo 1”	106
<b>Figura 22.</b> Variación de la fracción de metano con la profundidad para el fluido de la formación <i>Mirador</i> .	110
<b>Figura 23.</b> Variación de la presión con el tiempo para la formación <i>Mirador</i>	112
<b>Figura 24.</b> Historia de producción del “pozo 1”.	115

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Formaciones productoras de los campos <i>Cusiana</i> y <i>Cupiagua</i>	8
<b>Tabla 2.</b> Gradientes composicionales con respecto a la presión de saturación (% molar por 100 <i>psi</i> )	68
<b>Tabla 3.</b> Gradientes composicionales con respecto a la profundidad (% molar por 100 <i>ft</i> )	69
<b>Tabla 4.</b> Composición del fluido en cada pozo	76
<b>Tabla 5.</b> Determinación de la constante $h_L$	117

## NOMENCLATURA

### NOTACIÓN

$f_i$	Fugacidad del componente $i$ , $Pa$
$F_{Gi}$	Término gravitatorio, $J/Kmol \cdot m$
$F_{Ti}$	Termino de difusión térmica, $J/Kmol$
$g$	Aceleración gravitacional, $m/s^2$
$h_{GOC}$	Profundidad del contacto gas – petróleo, $m$
$h^0$	Profundidad de referencia, $m$
$h$	Profundidad, $m$
$\underline{H}_i$	Entalpía molar parcial, $J/Kmol$
$H_m$	Entalpía de la mezcla, $J/Kmol$
$k_{Ti}$	Tasa de difusión térmica
$K_i$	Relación de equilibrio (valores K)
$M_i$	Peso molecular, $Kg/Kmol$
$M_m$	Peso molecular de la mezcla, $Kg/Kmol$
$M_{7+}$	Peso molecular de la fracción $C_{7+}$ , $Kg/Kmol$
$n_i$	Número de moles del componente $i$ , $Kmol$
$n$	Número total de moles; número de componentes, $Kmol$

$p_b$	Presión de burbuja, $Pa$
$p_R$	Presión del yacimiento, $Pa$
$p_R^0$	Presión del yacimiento a la profundidad de referencia, $Pa$
$p_s$	Presión de saturación, $Pa$
$p_s^0$	Presión de saturación a la profundidad de referencia, $Pa$
$p$	Presión, $Pa$
$R$	Constante universal de los gases, $J/Kmol \cdot ^\circ K$
$S_i$	Entropía molar parcial, $J/Kmol \cdot ^\circ K$
$T$	Temperatura, $^\circ K$
$T^0$	Temperatura a la profundidad de referencia, $^\circ K$
$V_i$	Volumen molar parcial, $m^3/Kmol$
$V_m$	Volumen molar de la mezcla, $m^3/Kmol$
$x_i$	Fracción molar del componente $i$

## LETRAS GRIEGAS

$\gamma_{C7+}$	Gravedad específica de la fracción de $C_{7+}$
$\delta h_{GOC}$	Incertidumbre en el GOC estimado, $m$
$\delta h_{oil}$	Incertidumbre en el espesor de la columna de petróleo estimada, $m$
$\delta p_d^0$	Incertidumbre en la presión de rocío de referencia, $Pa$

$\Delta_k$	Término igual a cero para un GOC subsaturado
$\Delta_p$	Término igual a cero para un GOC saturado
$\Delta U_i^\circ$	Energía de activación molar parcial, <i>J/Kmol</i>
$\Delta U_m^\circ$	Término dependiente de la relación viscosidad - densidad, utilizado para el cálculo de $\Delta U_i^\circ$ , <i>J/Kmol</i>
$\lambda_i$	Término dependiente de la temperatura en la expresión para el potencial químico, <i>J/Kmol</i>
$\mu$	Viscosidad, <i>Pa·s</i>
$\mu_i$	Potencial químico, <i>J/Kmol</i>
$\rho$	Densidad, <i>Kg/m<sup>3</sup></i>

## SUBÍNDICES

7+	Heptano plus
<i>d</i>	Punto de rocío
<i>G</i>	Gravedad
<i>i</i>	Componente i
<i>m</i>	Mezcla
<i>R</i>	Yacimiento
<i>T</i>	Difusión térmica

S Saturación

GOC Contacto gas petróleo

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo hace parte de la investigación “Mejoramiento de la recuperación de los yacimientos de aceite volátil y gas condensado mediante el estudio del comportamiento de fases de sus fluidos” FASE 2, cofinanciado por COLCIENCIAS y ECOPETROL, y pretende documentar un poco más sobre la literatura existente respecto a la distribución composicional de los yacimientos del piedemonte llanero cuyos fluidos presentan un comportamiento alejado de los parámetros ideales, además de su cercanía a la condición crítica. El hecho de que un fluido en especial se comporte de una forma no ideal, sumado a su cercanía al punto crítico, hace que se presenten errores significativos en los cálculos de reservas y la determinación de los mecanismos de producción, entre otros.

En el primer capítulo se presenta una breve introducción sobre las generalidades de los campos de gas condensado y aceite volátil, además de presentar de manera completa los campos del presente estudio con todas sus características.

El segundo capítulo tiene como fin presentar los conceptos fundamentales de la teoría del gradiente composicional tanto isotérmico como no – isotérmico, los cuales constituyen la estructura básica de los análisis y cálculos necesarios para

el desarrollo de una aproximación composicional. También se presenta un estudio comparativo entre los modelos más referenciados hasta el momento, con el fin de determinar las diferencias cuantitativas entre los mismos. Además se desarrolla una completa explicación de fenómenos como la difusión y la convección.

En el capítulo 3, se presentan los antecedentes de la predicción areal o lateral de la composición en yacimientos de hidrocarburos, ahondando un poco en la historia de los aportes que se han hecho en diferentes épocas para este tema.

El capítulo 4 analiza detalladamente los diferentes procesos y fenómenos que afectan la naturaleza de los campos de estudio, que producen y colaboran en la gradación composicional que se presenta.

En el capítulo 5 se muestra un breve análisis de las condiciones iniciales de los fluidos, además se muestra el proceso para calcular la variación composicional vertical, areal y con el tiempo.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo, en los que se resume de manera general las ideas más determinantes de la gradación composicional en estos campos y en todos los campos del mundo que presentan este fenómeno.

## 1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

### LIVIANOS

#### 1.1. YACIMIENTO DE CONDENSADO DE GAS<sup>1</sup>

Puede definirse como aquellos yacimientos de gas que producen líquidos en superficie de color pálido o incoloro con gravedades superiores a 45 °API, con un GOR que varía entre 5000 y 100.000 *scf/bbl*.

La relación líquido/gas de los sistemas de condensados de gas varían desde 10 hasta 500 *bbl/MMscf* (muy rico); la gravedad API del condensado producido por los pozos varían entre 30 y 80 °API, sin embargo, más del 85% está dentro del rango de 45° a 65 °API.

Los yacimientos de gas condensado pueden existir a presiones por debajo de 2000 *psi* y temperaturas por debajo de 100 °F, y probablemente pueden existir a cualquier presión y temperatura mayor. Sin embargo la mayoría de los yacimientos de condensados de gas retrógrados están en el rango de 3000 a 8000 *psi* y 200 a 400 °F. Estos rangos de temperatura y presión junto con los amplios rangos de composición suministran una gran variedad de

---

<sup>1</sup> PLATA Y PÉREZ, Evaluación del comportamiento de fases en yacimientos de condensado de gas y aceite volátil sometidos a condensado de gas, 1994.

condiciones para el comportamiento físico los depósitos de condensados de gas.

Al alcanzar mayores profundidades en pozos perforados, la tendencia de los descubrimientos ha sido hacia los yacimientos de gas y condensados de gas. Mientras que los descubrimientos de petróleos predominan a profundidades menores de 8000 *ft*, los descubrimientos de condensados de gas predominan a profundidades mayores de 10000 *ft*.

## **1.2. YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL<sup>2</sup>**

Los aceites volátiles se caracterizan por contener relativamente pocas moléculas pesadas y por contener gran cantidad de moléculas intermedias (definida desde el etano hasta hexano).

Estos aceites también son llamados aceites casi críticos o crudos de alta merma. Es decir, el fluido tiene las propiedades de un aceite que se encuentra en el yacimiento a una temperatura cercana a la temperatura crítica. Estas propiedades incluyen una alta merma inmediatamente por debajo del punto de burbuja. En casos extremos, esta merma puede llegar a ser tanto como el 45% del espacio poroso del yacimiento al disminuir la presión unos 10 *psi* por debajo del punto de burbuja.

Los estudios de laboratorio indican que se puede esperar la presencia de un aceite volátil con el  $GOR$  por encima de  $1750 \text{ scf/STB}$  o cuando la gravedad del líquido en el tanque es mayor de  $40 \text{ }^\circ API$ , con un factor volumétrico mayor a  $2 \text{ bbl/STB}$ .

Los coeficientes de compresibilidad de los aceites volátiles varían desde  $20 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  a  $60 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  a presiones por encima de  $P_b$ , y sus viscosidades son mucho más bajas que las viscosidades de los aceites negros. Son comunes valores de  $0.1 \text{ cp}$  -  $0.2 \text{ cp}$  en el punto de burbuja, presentándose usualmente un aumento de 10 veces en la viscosidad entre  $P_b$  y una presión más baja, siendo más fuertemente afectada la viscosidad por presiones encima de  $P_b$  que en el caso de un aceite negro.

El aceite en el tanque puede presentar un color marrón, con un contenido de  $C_7^+$  cercano al 15%, y factores volumétricos de la formación cercanos al  $2.7 \text{ bbl/STB}$  en el punto de burbuja.

A medida que la presión disminuye en un yacimiento de aceite volátil, la corriente de flujo en el yacimiento llega a ser, virtualmente, gas. Sin embargo, este gas es un gas retrógrado y es suficientemente rico para liberar grandes cantidades de condensado a condiciones de superficie. Así, en la vida temprana del yacimiento de aceite volátil, el líquido del tanque proviene de la

---

<sup>2</sup> *Ibíd.*

fase aceite en el yacimiento, y en la vida tardía, casi la mitad del líquido en el tanque es un condensado del gas del yacimiento. La gravedad *API* aumenta durante la producción mientras la presión del yacimiento cae por debajo de  $P_b$  debido al aumento de la cantidad de condensado en la corriente de producción y al mezclado de este con el aceite volátil del yacimiento.

Se ha establecido un *GOR* de 3200 *scf/STB* como un límite entre un aceite volátil y un gas retrógrado. EL *GOR* aumenta mientras la producción del yacimiento continua y la presión del yacimiento cae por debajo del  $P_b$ .

A pesar de que en los aceites volátiles se han encontrado concentraciones de  $C_7^+$  variando entre el 12.5% y el 30%, se ha tomado un límite de 12.5% molar entre un gas retrógrado y un aceite volátil, ya que cuando la concentración de  $C_7^+$  es mayor del 12.5% molar el fluido del yacimiento es casi siempre líquido y presenta un punto de burbuja. Cuando la concentración de  $C_7^+$  es menor del 12.5% molar el fluido del yacimiento es casi siempre gas y presenta un punto de rocío.

## **1.3. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO**

### **1.3.1. Campo Cusiana<sup>3</sup>**

*BPX Colombia* es el operador del campo *Cusiana*, uno de los más grandes descubiertos hasta el momento en el país. Sus reservas ascienden a 800 *MMbbl*.

El campo *Cusiana* es un yacimiento de fluido altamente volátil o de gas condensado, por lo cual se ha establecido que el mecanismo adecuado de recuperación es el reciclaje del gas, permitiéndose, además del mantenimiento de presión, que actúen los procesos de desplazamiento, revaporización del condensado, miscibilidad, y transferencia de masa en la zona de transición gas/petróleo. Estos mecanismos combinados con el empuje de agua y el drenaje gravitacional permiten lograr recobros superiores al 60% de líquidos.

#### **1.3.1.1. Aspectos generales del campo**

*Cusiana* fue el primer descubrimiento importante de hidrocarburos en el Tren del *pedemonte Llanero* al lado oriental de la *Cordillera Oriental*, unos 140 *km*

---

<sup>3</sup> BAEZ, Practica empresarial en el campo *Cusiana*. BP Exploration Company Colombia Limited, 2002.

al noreste de *Santa Fe de Bogotá D.C.* El pozo descubridor fue *Cusiana-2*, perforado en el año 1991.

La estructura que forma el campo es un anticlinal con dirección Noreste - Suroeste con 25 km de longitud y aproximadamente 6 km de ancho, delimitada al este por la falla *Cusiana*.

Los reservorios son areniscas con los siguientes espesores aproximados:

F. Guadalupe Superior	450 pies ( Cretáceo )
F. Barco	250 pies ( Paleoceno )
F. Mirador	400 pies ( Eoceno )

**Tabla 1.** Formaciones productoras de los campos *Cusiana* y *Cupiagua*<sup>4</sup>.

La interpretación estratigráfica indica que estas arenas se depositaron en el área de *Cusiana* en capas de arenas marinas someras y en ambientes de canales fluviales y canales distributarios deltáicos. Durante este proceso de compactación y cementación, redujeron la porosidad original al actual valor promedio de 8-9%.

Esta porosidad es baja para yacimientos de hidrocarburos de esta naturaleza de acuerdo con los estándares de la industria a nivel mundial, pero se ha

---

<sup>4</sup> Tabla generada por los autores.

preservado una buena permeabilidad debido a que los reservorios son extremadamente limpios y constan únicamente de granos de cuarzo y cemento de cuarzo. El análisis de los núcleos y los resultados de las pruebas de pozo confirman que la buena permeabilidad no se debe a las fracturas sino a la presencia de canales de flujo limpio y bien conectado a través del espacio poroso.

La zonificación de los yacimientos en las formaciones *Mirador* y *Barco* se han basado en principios de estratigrafía de secuencias, en tanto que para la formación *Guadalupe* se ha basado en parámetros petrofísicos claramente identificables, que pueden asociarse con la cantidad de fosfato en la roca.

La formación *Barco* ha sido subdividida igualmente en 4 zonas, siendo la de mejores características y la más importante de ellas la ubicada en la parte central del yacimiento.

La formación *Mirador* contiene aproximadamente el 60% de los hidrocarburos *in situ*, ha sido subdividida en 12 zonas. Una característica importante de la zonificación en esta formación es que la configuración misma del yacimiento es altamente favorable para el proceso de inyección y reciclaje de gas, ya que las zonas de mejor permeabilidad se encuentran en la parte inferior, presentándose una disminución gradual hacia arriba. Esto permite que el barrido por gas afecte la mayor parte del yacimiento y que minimice la posibilidad de canalización del gas por la parte alta del yacimiento.

### 1.3.1.2. Descripción de los fluidos

Los sistemas de hidrocarburos en los diferentes yacimientos presentes en el campo *Cusiana* son similares y van desde un gas retrógrado rico en la cresta del campo, pasando un fluido en el punto crítico hasta un petróleo volátil en las partes inferiores del yacimiento.

No existe un contacto gas/petróleo definido claramente. Más bien, el continuo cambio de fases desde un gas rico a un petróleo volátil define una zona de transición gas/petróleo. La gravedad de los hidrocarburos líquidos oscila entre 27 y 45 °API.

La alta temperatura, aproximadamente 125 °C y presión cerca de 6000 *psi* del yacimiento, generan un comportamiento de fase de condensación retrógrada. El efecto es contrarrestado por la gravedad que segrega las moléculas de hidrocarburos más grandes hacia partes más profundas de la columna de petróleo y transforma los sistemas de hidrocarburos en estados líquidos y gaseosos a condiciones del yacimiento. El resultado de esto son variaciones verticales de las composiciones y propiedades de los fluidos. Igualmente los fluidos del yacimiento varían continuamente con profundidad, desde gas rico a petróleo subsaturado.

La capa de gas de *Cusiana* tiene una producción de condensado moderadamente rico que oscila entre 70 *STB/MMSCF* en la cresta a 300 *STB/MMSCF* cerca de la zona de transición gas/petróleo. La zona de petróleo tiene un  $B_o$  de 2.5 *BBL/STB* cerca de la zona de transición gas/petróleo a aproximadamente 1.5 *BBL/STB* en el contacto agua-petróleo. La relación gas en solución/petróleo también varía de 2700 *SCF/STB* cerca de la zona de transición a aproximadamente 850 *SCF/STB* en el fondo de la columna de petróleo.

La viscosidad del petróleo es baja, oscilando entre 0.15 *cp* en la zona transicional a aproximadamente 0.35 *cp* en el contacto agua/petróleo. El fluido en sitio contiene de 3% a 4% en composición molar de  $CO_2$ , pero no posee  $H_2S$  cuantificable. Los datos de las pruebas de crudo muestran que el contenido de parafina en el crudo de *Cusiana* es del orden del 8% en peso, con un punto de fluidez promedio de 4 °C. El alto contenido de parafinas hace que el crudo presente viscosidades anormalmente altas, mayores a 10 *cp*, cuando la temperatura desciende a menos de 10 °C.

La ecuación de estado desarrollada para el campo se basó en la ecuación de estado de *Peng-Robinson* con un parámetro de desplazamiento volumétrico para mejorar la predicción de la densidad del fluido, calcula de manera precisa las propiedades del fluido y el comportamiento de fases encontrados

en los experimentos de laboratorio con un margen de error de más o menos 2%.

### **1.3.1.3. Reciclaje del gas**

Los estudios de laboratorio indicaron que los fluidos del campo podían ser recuperados de manera eficaz por medio de la reinyección de gas, además la simulación composicional mostró que la formación *Mirador*, la cual posee una composición rica en componentes intermedios, era la que mejor respondía a dicho estímulo de recobro.

Para este propósito se tuvieron en cuenta algunas características claves para el desarrollo del campo:

- Formación de un condensado rico en la capa de gas, durante la disminución de la presión.
- Comportamiento de alta condensación y alta volatilidad del hidrocarburo próximo a la zona de transición gas / petróleo.

El recobro mediante la inyección de gas es un método que se aplica mundialmente para mantener la presión en yacimientos de condensado y petróleos livianos. El campo presentó las características que lo candidatizaron para emplear dicho método:

- Alta temperatura.
- Alta presión.
- Condensado rico y sistema de fluidos de la capa de gas altamente condensables.
- Existencia de un sistema de fluido crítico en la zona de transición gas / petróleo.
- Variación gradual vertical de densidad y viscosidad.

#### **1.3.1.4. Simulación del yacimiento**

Antes de realizar una simulación a gran escala de un yacimiento se requiere de la elaboración de modelos detallado, con el fin de evitar comportamientos inesperados de parte del campo que se simula.

En este caso se han elaborado dos clases de modelos, uno de ellos *2D* y el otro *3D*. En el caso de los modelos de sección transversal *2D* se realizaron análisis de mecanismos y estrategias de producción, estudio de impactos de agotamiento y eficiencia de barrido y recobro. Para el caso de los modelos *3D* se realizaron análisis y estudios más detallados de mecanismos de recobro, eficiencia de barrido, rendimiento individual de cada pozo y comportamiento del GOR para el campo.

Ya con información más detallada se realizó la simulación a una escala global para todo el campo, el modelo utilizado involucra parámetros definidos a partir de estudios experimentales y simulaciones realizadas a menor escala.

Los resultados de estas simulaciones y modelamientos se pueden observar en los WellReview de los años 2001 y 2003, actualmente se desarrolla un nuevo macroproyecto patrocinado por la *BP*, para realizar un modelo mas acorde con las condiciones actuales del campo.

### **1.3.2. Campo Cupiagua<sup>5</sup>**

El campo *Cupiagua* es un yacimiento de gas condensado retrogrado, para el que se ha establecido que el mecanismo adecuado de recuperación es el reciclaje del gas, permitiéndose, además del mantenimiento de presión, que actúen los procesos de desplazamiento, revaporización del condensado, miscibilidad, y transferencia de masa en la zona de transición gas/petróleo. Estos mecanismos combinados con el empuje de agua y el drenaje gravitacional permiten lograr recobros superiores al 60% de líquidos.

---

<sup>5</sup> PEÑALOZA, Practica empresarial con el grupo de operaciones del campo *Cupiagua*, 2003.

### **1.3.2.1. Aspectos generales del campo**

El campo está ubicado en el piedemonte de la *cordillera Oriental* en el departamento del *Casanare* y forma parte del desarrollo de los contratos de Asociación *Santiago de las Atalayas, Río Chitamena* y *Tauramena*, suscritos por las compañías petroleras privadas *BP, TOTAL* y *TRITON* con la compañía petrolera estatal colombiana *ECOPETROL S.A.*

El campo está ubicado al suroeste de la capital del departamento, *Yopal*, y al occidente de *Aguazul* en su jurisdicción municipal. La altura sobre el nivel del mar varía entre 270 y 550 *m.*

El pozo *Cupiagua 1*, perforado en 1992 en una estructura independiente al noroeste del campo *Cusiana* confirmó la presencia de petróleo y gas en 1993 y representa, tal vez, el tercer campo más grande que se ha descubierto en *Colombia*.

La estructura que forma el campo corresponde a un anticlinal de dirección Noreste-Suroeste, sus dimensiones son de 24 *km* de longitud y de dos a tres *km* de ancho, limitado por la falla *Cupiagua*. La estructura se hace menos compleja hacia el norte, a la altura de la zona media de la mitad superior del campo. La calidad de la información sísmica utilizada para definir la estructura

es mala a regular arealmente, aumentando su calidad hacia el norte y disminuyendo considerablemente hacia el sur.

El yacimiento tuvo una presión inicial de 6485 *psia* a 13400 *ft* de profundidad con respecto al nivel del mar con un gradiente promedio de 0.2 *psi/ft*. Apparently, al inicio, todas las formaciones y pozos se encontraban en un mismo tren de presiones, lo que corresponde a un sistema en equilibrio, pero después al producir se descubren comportamientos independientes de presión para cada una de las formaciones. Este comportamiento se debe posiblemente a las diferencias en las propiedades de las formaciones.

#### **1.3.2.2. Características del yacimiento<sup>6</sup>**

- La permeabilidad promedio de mirador es de 5-10 *mD*.
- *BSW* menor al 5%.
- El *GOR* inicial tuvo un valor de 4000 *scf/bbl*.
- El *WOC* inicial fue ubicado a 15915 *ft*.

La formación *Mirador* presenta una caída de presión de aproximadamente 1000 *psi* a partir del comienzo de la producción.

---

<sup>6</sup> Información proporcionada por el GMPH.

En las arenas se descubrió que había más suciedades (arcillas) hacia el tope de la unidad de flujo, disminuyendo con la profundidad en la unidad.

Estratigráficamente, existe incertidumbre en el espesor de la formación *Guadalupe* debido a que solo 22 pozos cortan parcialmente la formación sin tocar su base. Existe poco control sobre esta formación por su corte con la falla *Core*.

Los volúmenes que se manejan para el campo son:

Petróleo total = 1'141.169 *MSTB*

Condensado inicial = 1'140.629 *MSTB*

Gas total = 4'344.534 *MMSCF*

Gas libre = 4'342.764 *MMSCF*

Agua = 699.830 *MSTB*

### **1.3.2.3. Esquema de producción**

Se implementó la inyección de gas como método de mantenimiento de presión para evitar la pérdida de hidrocarburos medios y pesados por acumulación de condensado en el yacimiento, debido a que su movilidad es menor que la del gas.

El principal mecanismo de producción al principio fue la expansión de fluidos, esto obviado por el comportamiento inicial de la producción, las características del fluido y las pruebas de presión. El empuje hidráulico no es evidente en el campo a la fecha, ni en los cortes de agua ni en la historia de agotamiento del campo; es posible que la formación donde se identificó el acuífero este aislada del resto de formaciones.

Existen un gran número de pozos con perforaciones efectivas, ya que más del 80% de su producción viene de 20 o 30 *ft* perforados. La mayoría de pozos convertidos a inyectores tenían zonas de alta producción, por lo tanto se encontraron y definieron canales de alta inyectabilidad para los pozos inyectores

## 2. MARCO TEÓRICO

La variación composicional para un yacimiento de hidrocarburos puede presentarse debido a uno o varios de los siguientes factores<sup>7</sup>:

- La gravedad, la cual segrega los componentes más pesados hacia el fondo de la columna de HC's y los componentes más livianos como es el caso del metano hacia el tope.
- La difusión térmica, la cual segrega los componentes más livianos hacia el fondo, es decir, hacia temperaturas más altas y los componentes más pesados hacia el tope, hacia las temperaturas más bajas.
- La convección inducida térmicamente. Esta crea mezclas de fluidos con una composición mas o menos constante, y se asocia con yacimientos de alta permeabilidad o fracturados.
- La migración y distribución incompleta del equilibrio en los hidrocarburos, debido a que el tiempo requerido para la difusión a lo largo de kilómetros puede ser de muchos millones de años.

- El flujo dinámico de un acuífero que contacta parte de un yacimiento lateralmente extenso, puede crear un sumidero para la depleción continua de los componentes más livianos, como el metano.
- La precipitación de asfaltenos. Si se da durante la migración puede provocar una distribución de diferentes tipos de petróleo en estratos de alta y de baja permeabilidad. Pero también se puede presentar en las partes más bajas del yacimiento debido a fuerzas gravitacionales y a una termodinámica no ideal.
- Una distribución variable de los tipos de hidrocarburos (por ejemplo: parafinas y aromáticos) contenidos en las fracciones de  $C_{7+}$ .
- La biodegradación, cuya variación areal y vertical puede causar cambios significativos, por ejemplo en el contenido de  $H_2S$  y la gravedad *API*.
- Las concentraciones zonales de metano pueden provocar variación en el grado de saturación de gas en campos vecinos, por ejemplo, en los bloques de una falla cuyo contenido de hidrocarburos puede

---

<sup>7</sup> HOIER, Compositional Grading, Theory and Practice, Paper SPE 74714 (2001) .

variar desde un sistema gas-petróleo saturado hasta un petróleo altamente subsaturado.

- La migración diferencial de hidrocarburos de múltiples rocas fuentes hacia diferentes estratos y unidades geológicas.

Estas condiciones, solas o en combinación pueden conducir a variaciones significativas en la composición de una mezcla de hidrocarburos, tanto vertical como lateralmente.

Para un yacimiento cualquiera es bastante difícil modelar numéricamente muchos de los fenómenos complejos mencionados anteriormente, debido a que se carece del entendimiento físico y químico del problema, que las condiciones límites son desconocidas y están cambiando continuamente, y a que no se tienen los datos físicos y la información geológica necesaria para construir aún el modelo físico más simple.

## **2.1. MODELO DE FLUJO NULO DE MASA<sup>8</sup>**

La suposición de que todos los componentes de una mezcla poseen un flujo de masa nulo es usualmente utilizada en el cálculo de la variación

---

<sup>8</sup> Ibid.

composicional, es decir se supone un estado estacionario, en ausencia de la convección.

Con el fin de satisfacer la condición de flujo neto de componentes igual a cero, se utiliza un balance de fuerzas de empuje o ecuaciones de flujo. Las fuerzas de empuje que se consideran son:

- Energía química
- Gravedad
- Gradiente térmico

Se busca satisfacer la siguiente ecuación general, para todos y cada uno de los componentes:

$$\sum_{k=1}^{n-1} \left( \frac{\partial \mu_i}{\partial x_i} \right)_{p,T,x_j=k} \cdot \nabla x_i = F_{Gi} - F_{Ti} \frac{\nabla T}{T} \quad (1)$$

$$F_{Gi} = (M_i - V_i)g \quad (2)$$

donde:

$\mu_i$  = potencial químico

$x_i$  = fracción molar

$V_i$  = volumen molar parcial

$M_i$  = peso molecular del componente  $i$

$\rho$  = densidad de la masa

$g$  = gravedad

$F_{Ti}$  es el término utilizado para calcular el flujo causado por la difusión térmica del componente  $i$ . Existen en la literatura muchos modelos para el cálculo de este término, sin embargo su predicción tiene poca certidumbre y generalmente contradice la gravedad, desembocando en un gradiente composicional más pequeño que el isotérmico. Los modelos de difusión térmica más referenciados son:

$$F_{Ti} = \frac{1}{M_m} (M_i H_m - M_m H_i) \quad (\text{Haase}) \quad (3)$$

$$F_{Ti} = \frac{1}{V_m} (V_i H_m - V_m H_i) \quad (\text{Kempers}) \quad (4)$$

$$F_{Ti} = \frac{1}{2V} (V_i \Delta U_m^* - V_m \Delta U_i^*) \quad (\text{Belery - da Silva}) \quad (5)$$

El modelo *Belery – da Silva* es una extensión del modelo *Dougherty – Drickamer* para sistemas binarios y multicomponentes. Las propiedades de la mezcla se definen así:

$$H_m = \sum_i x_i H_i \quad (6)$$

$$V_m = \sum_i x_i V_i \quad (7)$$

$$\bar{V} = \frac{M_m}{\sum_i (M_i/V_i)} \quad (8)$$

$$M_m = \sum_i x_i M_i \quad (9)$$

donde

$H_i$  = entalpía molar parcial del componente  $i$ .

Tanto  $H_i$  como  $V_i$  se calculan a partir de una ecuación de estado (*EOS*), además  $H_i$  requiere un estimativo de las capacidades caloríficas ideales dependientes de la temperatura y del componente ( $C_{p,i, ideal}$ ).

La energía de activación molar parcial para el componente  $i$  está dada por:

$$\Delta U_i^* = \left[ \frac{\partial(n\Delta U_m^*)}{\partial n_i} \right]_{p,T,n_k} \quad (10)$$

donde

$n$  = número de moles.

El término  $\Delta U_m^*$  es una función de la relación viscosidad–densidad, y se define por:

$$\Delta U_m^* = R \left\{ \left[ \frac{\partial \ln(\mu/\rho)}{\partial(1/T)} \right]_{p,x_i} - pT \left[ \frac{\partial \ln(\mu/\rho)}{\partial p} \right]_{T,x_i} \right\} \quad (11)$$

Teniendo en cuenta que el potencial químico es función de la presión, la temperatura y la composición, se puede aplicar la regla de la cadena para obtener:

$$\nabla \mu_i = \left( \frac{\partial \mu_i}{\partial p} \right)_{T,x} \nabla p + \sum_{k=1}^{n-1} \left( \frac{\partial \mu_i}{\partial x_k} \right)_{p,T,x_{k \neq j}} \nabla x_k + \left( \frac{\partial \mu_i}{\partial T} \right)_{p,x} \nabla T \quad (12)$$

$${}^9\nabla\mu_i = V_i\rho \cdot g + \sum_{k=1}^{n-1} \left( \frac{\partial\mu_i}{\partial x_k} \right)_{p,T,x_{k \neq j}} \nabla x_k - S_i \nabla T \quad (13)$$

donde  $S_i = -\frac{\partial\mu_i}{\partial T}$ , y se define como la entropía molar parcial. La ecuación anterior también asume equilibrio hidrostático,  $\nabla p = \rho \cdot g$ . Al combinar las ecuaciones (1), (2) y (13), se obtiene:

$$\nabla\mu_i = M_i \cdot g - S_i \nabla T - F_{Ti} \frac{\nabla T}{T} \quad (14)$$

Esta ecuación se puede simplificar bajo las siguientes suposiciones:

- Cálculo de un gradiente isotérmico bajo equilibrio químico – gravitatorio,  $\nabla T = 0$ .
- Suposición de difusión térmica pasiva,  $F_{Ti} = 0, \nabla T \neq 0$ .

**2.1.1. Equilibrio químico gravitatorio isotérmico ( $\nabla T = 0$ )<sup>9</sup>.** Si consideramos una masa  $m$ , que se encuentra sobrellevando un trabajo de expansión o compresión y que además se traslada desde una posición  $z$

---

<sup>9</sup> ORTIZ CANCINO, Esquema Numérico Alterno para la determinación del gradiente composicional isotérmico, 2002.

hasta  $z + dz$  en la dirección vertical, el término correspondiente al trabajo realizado sobre dicha masa se representa por:

$$dW = -PdV + mgdz \quad (15)$$

en donde el primer término a la derecha representa la expansión o compresión de dicha masa y el segundo término representa el trabajo realizado por la gravedad. De la misma manera se pueden deducir expresiones para  $dU$ ,  $dH$ ,  $dA$  y  $dG$  bajo un campo gravitatorio y para un sistema cerrado así:

$$dU = TdS - PdV + mgdz \quad (16)$$

$$dH = TdS + VdP + mgdz \quad (17)$$

$$dA = -SdT - PdV + mgdz \quad (18)$$

$$dG = -SdT + VdP + mgdz \quad (19)$$

Al aplicar el criterio de *Gibbs*, la expresión  $dG$  debe ser igual a cero bajo condiciones de equilibrio y como resultado de esto, los términos al lado

derecho de la misma deben ser nulos. La presión  $P$  y la posición vertical  $z$  no son independientes, por lo tanto:

$$dT = 0 \quad (20)$$

$$VdP + mgdz = 0 \quad (21)$$

La ecuación (20) establece que la temperatura  $T$  debe ser la misma en cualquier lugar del sistema y ya que  $\rho = m/V$ , la ecuación (21) se convierte en:

$$dP = -\rho g dz \quad (22)$$

La cual es la expresión para la presión hidrostática. Las definiciones anteriores se establecen para un sistema cerrado y para un solo componente. En un sistema multicomponente, se tiene que tener en cuenta otros tipos de trabajo, es así que cuando la masa  $m$  se desplaza de  $z$  a  $z + dz$  se espera una transferencia de componentes que cruzan los límites del volumen de la masa ajustada y como consecuencia de esto se presenta un trabajo químico dado por:  $\mu_i dn_i$  para cada componente  $i$ . El trabajo asociado con el desplazamiento de masa correspondiente a cada componente es  $z g dm_i$ . Teniendo en cuenta que  $m_i = n_i M_i$ , donde  $M_i$  y  $n_i$  son

el peso molecular y el número de moles del componente  $i$  respectivamente, el trabajo para todos los componentes del sistema cuando éste se traslada de  $z$  a  $z + dz$  es:

$$dW' = \sum_{i=1}^c (\mu_i + M_i z g) dn_i \quad (23)$$

Ahora si se adiciona la ecuación (23) a la ecuación (16), se obtiene:

$$dU = TdS - PdV + mgdz + \sum_{i=1}^c (\mu_i + M_i z g) dn_i \quad (24)$$

Igualmente para  $dG$  se obtiene:

$$dG = -SdT + VdP + mgdz + \sum_{i=1}^c (\mu_i + M_i z g) dn_i \quad (25)$$

Bajo condiciones de equilibrio  $dG$  desaparece, y ya que  $z$  y  $P$  son dependientes, entonces:

$$dT = 0$$

$$\mu_i + M_i g z = 0 \quad i = 1, \dots, c \quad (26)$$

$$VdP + mgdz = 0$$

A partir de la ecuación (26) se puede obtener la expresión de sedimentación de Gibbs:

$$(d\mu_i = -M_i g dz)_T \quad i = 1, \dots, c \quad (27)$$

Esta ecuación no es otra cosa que la ecuación (14) para el caso isotérmico, vista en términos únicamente de la variación en la dirección del eje z. Entonces, bajo la condición de equilibrio de segregación gravitacional se puede observar que en una columna de fluido multicomponente a condiciones isotérmicas, el potencial químico del componente  $i$  es función de la posición z. A partir de la ecuación anterior y de la definición de fugacidad  $(d\mu_i = RT d \ln f_i)_T$ , se obtiene:

$$(RT d \ln f_i = -M_i g dz)_T \quad i = 1, \dots, c \quad (28)$$

De esta manera, una solución formal para el cálculo del gradiente composicional de una mezcla en equilibrio termodinámico sometida a fuerzas externas, en ausencia de un gradiente térmico y bajo la suposición isotérmica es:

$$\nabla_T \mu_i = RT \nabla_T (\ln f_i) = M_i g \quad (29)$$

Si se integra la ecuación (29) desde la profundidad de referencia  $h^0$  hasta la profundidad  $h$ , se obtiene:

$$f_i(h) = f_i(h^0) \exp\left[-\frac{M_i g (h - h^0)}{RT}\right] \quad (30)$$

*Whitson y Belery*, anotaron que cuando se usa una traslación de volumen para el componente  $i$ ,  $c_i$  en la ecuación de estado (EOS), la fugacidad y las derivadas de la fugacidad tienen que ser modificadas con  $f_i \exp[c_i (p/RT)]$  en lugar de  $f_i$ . Es necesario utilizar métodos de traslación de volumen con el objetivo de corregir las altas desviaciones en las densidades de líquidos debidos a que las ecuaciones de estado cúbicas tales como *Peng - Robinson* y *Soave - Redlich - Kwong (SRK)* representan con dificultad las propiedades volumétricas de sustancias puras y por ende las de las mezclas.

La ecuación (30) suministra la fugacidad del componente  $i$  en una fase dada, como una función de la posición, de esta forma se puede calcular la presión y la composición en un punto dado, conociendo estas variables en un punto de referencia.

$$F_i = f_i(T, P, y_1, y_2, \dots, y_{c-1}) - f_i^0(T, P^0, y_1^0, y_2^0, \dots, y_{c-1}^0) \exp\left(-\frac{M_i g z}{RT}\right) = 0$$

$$i = 1, \dots, c \quad (31)$$

La ecuación anterior esta sujeta a una ecuación de restricción:

$$\sum_{i=1}^c y_i = 1 \quad (32)$$

De esta manera tenemos “c+1” ecuaciones (una ecuación por cada componente más la ecuación de restricción) y “c+1” incógnitas (componentes y presión). Cabe notar que en las ecuaciones (31) y (32) no es necesario incluir la expresión para la cabeza hidrostática.

Para facilitar la solución del esquema numérico anterior se puede realizar un cambio de variable consistente en definir  $Y_i = y_i \sum Y_i$ , en donde  $Y_i$  se interpreta como “número mol”. De esta forma las ecuaciones (31) y (32) se pueden expresar como:

$$F_i = f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_c) - f_i^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_c^0) \exp\left(-\frac{M_i g(h - h^0)}{RT}\right) = 0$$

$$i = 1, \dots, c \quad (33)$$

$$F_{c+1} = 1 - \sum_{i=1}^c Y_i \quad (34)$$

**2.1.2. Difusión térmica pasiva** ( $F_{Ti} = 0, \nabla T \neq 0$ )<sup>10</sup>. En esta situación se presenta un gradiente térmico pero la difusión térmica es despreciable. Lo que se busca es resolver numéricamente la ecuación (1), teniendo en cuenta que se conoce un  $\nabla T = dT/dh$  y una temperatura de referencia  $T(h)$ . Bajo estas condiciones se logra una aproximación con  $F_{Ti} = 0$ , pero incluyendo una dependencia de temperatura de los demás términos. La ecuación resultante se resuelve numéricamente mediante integración con discretización de la profundidad.

*Padua* sugiere una aproximación mediante simplificaciones adicionales para el caso en donde  $F_{Ti} = 0$ , resultando la relación:

$$f_i(h) = f_i(h^0) \exp \left[ \frac{M_i g(h - h^0) + S_i (T - T^0)}{RT} \right] \quad (35)$$

El término  $S_i$  (entropía molar parcial del componente  $i$ ) representa el efecto del gradiente de temperatura sobre la distribución de los componentes a lo largo de toda la columna del yacimiento. En forma de residuo tenemos:

$$F_i = f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{c-1}) - f_i^0(T, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{c-1}^0) \exp \left( - \frac{M_i g(h - h^0) - S_i (T - T^0)}{RT} \right) = 0$$

---

<sup>10</sup> HOIER, Compositional Grading, Theory and Practice, Paper SPE 74714 (2001) .

$$i = 1, \dots, c \quad (36)$$

La cual esta sujeta a la misma ecuación de restricción dada anteriormente:

$$F_{c+1} = 1 - \sum_{i=1}^c Y_i \quad (37)$$

La ecuación (37) es valida si se satisfacen las siguientes condiciones:

- $S_i(T - T^0) = \text{constante}$
- $d\lambda_i/dT = 0$  ó  $d\lambda_i/dh = 0$

Por lo tanto se recomienda la integración de la ecuación (1), únicamente si se tiene la certeza de la validez de las condiciones anteriores.

**2.1.3. Efecto Soret ( $F_{Gi} = 0$ )<sup>11</sup>.** Este efecto corresponde a un gradiente inducido térmicamente, es decir que en la ausencia de la gravedad, la variación composicional se presenta debido a la difusión térmica. Por lo tanto la ecuación (1) toma la siguiente forma simplificada:

---

<sup>11</sup> Ibid.

$$\sum_{k=1}^{n-1} \left( \frac{\partial \mu_i}{\partial x_k} \right)_{p,T,x_j \neq k} \nabla x_k = -F_{Ti} \frac{\nabla T}{T} \quad (38)$$

La difusión térmica se ha expresado históricamente en términos de la relación adimensional de difusión térmica  $k_{Ti}$ , la cual se define como:

$$\nabla x_k = -k_{Ti} \frac{\nabla T}{T} \quad (39)$$

Esta relación expresa un balance de flujos, resultante a partir de un gradiente composicional gobernado por la ley de *Fick* y la difusión térmica. Otra relación para dicha ley utiliza  $\nabla \mu_i$  en lugar de  $\nabla x_i$ , a medida que el potencial de empuje requiere una transformación consistente de los coeficientes de difusión moleculares tradicionales basados en el potencial de empuje de concentración.

## 2.2. SOLUCIÓN DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL<sup>12</sup>

Para desarrollar los cálculos del gradiente composicional, se debe contar con la siguiente información a una condición de referencia específica:

- Profundidad

- Composición de fluido
- Presión
- Temperatura

Para sistemas no-isotérmicos, también es necesario conocer el gradiente de temperatura  $dT/dh$ . De esta manera los resultados del cálculo incluyen la composición a cualquier profundidad, la presión del yacimiento, así como la localización del contacto gas – petróleo *GOC*.

Los cálculos termodinámicos que se requieren, se llevan a cabo mediante el uso de un modelo de *EOS* ajustado a los datos *PVT*, medidos teniendo en cuenta varias muestras de fluido del yacimiento.

**2.2.1. Solución isotérmica.** Para el caso isotérmico, se puede resolver la ecuación (30) de manera analítica, esto permite una solución directa para cualquier profundidad a partir de la profundidad de referencia, inclusive si dicha profundidad se encuentra al otro lado del *GOC*. Un algoritmo de solución eficiente para este caso es la sustitución sucesiva acelerada con el “Método de Eigen valores Dominante General” *GDEM* para la parte composicional y el método de *Newton – Raphson* para la presión.

---

<sup>12</sup> Ibid.

**2.2.2. Solución no-isotérmica.** Para un sistema con un gradiente de temperatura, es necesario que la integración de la ecuación (1) sea resuelta numéricamente con base en la profundidad, esto hace que la solución sea computacionalmente más lenta y más propensa a errores en la discretización.

Un tipo de aproximación maneja sustituciones sucesivas aceleradas con el método *GDEM* para la composición y sustitución sucesiva para la presión, además se utiliza el “método de eliminación *Gaussiano*” en el proceso de inversión para el cálculo de  $\nabla x_i$ .

**2.2.3. Prueba de estabilidad.** A cada profundidad la convergencia de la solución tiene que ser probada para determinar su estabilidad termodinámica, a este procedimiento se le denomina prueba de estabilidad. Una solución estable a cierta profundidad se utiliza para empezar la búsqueda de la solución para una nueva profundidad.

Si se detecta una condición inestable, se desarrolla un cálculo de presión de saturación y se utiliza la fase incipiente para reestablecer el cálculo del gradiente. En este punto también se puede iniciar la búsqueda del *GOC*, sabiendo que el tipo de fase ha cambiado en el intervalo  $h$  a  $h + \Delta h$ .

**2.2.4. Cálculo del GOC.** El contacto gas - petróleo GOC se puede definir como la profundidad a la cual el sistema de fluidos pasa de ser una mezcla con punto de burbuja a una con punto de rocío. Esto puede ocurrir a una condición saturada en la cual el gas del GOC está en equilibrio termodinámico con el petróleo del GOC y la presión del yacimiento se iguala con la presión de saturación del petróleo y del gas del GOC. Un contacto subsaturado describe el cambio desde el gas del punto de rocío hasta el petróleo del punto de burbuja a una profundidad con una mezcla crítica. La mezcla crítica del contacto está a su temperatura crítica, pero su presión crítica es menor que la presión del yacimiento, de ahí el uso del termino “contacto subsaturado”.

Para el cálculo de GOC se puede utilizar un procedimiento simple, basado únicamente en el tipo de saturación denominado división de intervalo. Este procedimiento es sugerido por *Belery y da Silva*, y aunque es lento, es confiable siempre y cuando el algoritmo de presión de saturación sea confiable. Una aproximación más eficiente minimiza la función:

$$f(h_{GOC}) = \Delta_p \times \Delta_k \tag{40}$$

donde:

$$\Delta_p = (p_R - p_s) / p_R \tag{41}$$

$$\Delta_k = \sum_i (\ln k_i)^2 \quad (42)$$

$k_i$  es evaluada a la presión de saturación  $p_s$ . El término  $\Delta_p = 0$  para un contacto saturado, y el término  $\Delta_k = 0$  para un contacto subsaturado. Para contactos saturados la solución de *Newton – Raphson* con control de tamaño de paso para  $f(h_{GOC}) = 0$  es muy eficiente.

### 2.3. DIFUSION<sup>13</sup>

El concepto de difusión se aplica al flujo de energía o materia desde una zona de mayor concentración a otra de menor concentración, tendiente a producir una distribución homogénea. Si se calienta o se carga eléctricamente el extremo de una varilla, el calor o la electricidad se difundirán desde la parte caliente o cargada hacia la parte fría o no cargada. Si la varilla es de metal, esta difusión será rápida en el caso del calor y casi instantánea en el caso de la electricidad; si la varilla es de amianto, la difusión del calor será lenta y la de electricidad extremadamente lenta. La difusión de materia suele producirse aún más despacio. Si se coloca un terrón de azúcar en el fondo de un vaso de agua, el azúcar se disolverá y se difundirá lentamente a través del agua, pero si no se remueve el líquido pueden pasar semanas antes de que la solución se aproxime a la homogeneidad. También un sólido puede difundirse en otro. Por ejemplo, en

un objeto de cobre chapado en oro, éste último se difunde lentamente a través de la superficie del cobre; no obstante, la difusión de una cantidad apreciable de oro a distancias no microscópicas suele exigir miles de años.

Todos estos tipos de difusión siguen las mismas leyes. En todos los casos, la velocidad de difusión es proporcional al área de la sección transversal y al gradiente de concentración, temperatura o carga (cuando el gradiente es pequeño). Así, por ejemplo, el calor avanza cuatro veces más rápido por una varilla con un diámetro de 2 *cm* que por una con 1 *cm* de diámetro —puesto que la sección transversal de la primera es cuatro veces mayor—, y el doble de rápido cuando el gradiente de temperatura es de 10 °C/*cm* que cuando sólo es de 5 °C/*cm*. La velocidad de difusión también es proporcional a una propiedad específica de la sustancia, que en el caso del calor o la electricidad se denomina conductividad; en el caso de la materia, esta propiedad se llama difusividad o coeficiente de difusión. La cantidad de materia que se difunde en un tiempo determinado, o la distancia que recorre, es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo; así, si el azúcar necesita una semana para difundirse en agua 1 *cm* desde su punto de partida, necesitará cuatro semanas para difundirse a lo largo de 2 *cm*.

---

<sup>13</sup> Enciclopedia Microsoft Encarta, 2004.

A diferencia de la agitación, que es un proceso en el que se mezclan grandes masas de material, la difusión es un proceso molecular, que depende exclusivamente de los movimientos aleatorios de las moléculas individuales. La velocidad de difusión es, por tanto, directamente proporcional a la velocidad media de las moléculas. En el caso de los gases, esta velocidad media es mayor en moléculas más pequeñas, al ser inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la masa molecular; por otra parte, la velocidad aumenta intensamente con una subida de temperatura.

Si una molécula de gas tiene una masa cuatro veces mayor que otra, se moverá con una rapidez dos veces menor, y su velocidad de difusión será de la mitad. Esta diferencia puede aprovecharse para separar sustancias de masas moleculares diferentes, y en particular para separar isótopos distintos de una misma sustancia. Si un gas que contiene dos isótopos se fuerza a pasar a través de una fina barrera porosa, los isótopos más ligeros —cuya velocidad media es mayor— atravesarán la barrera más rápidamente que los más pesados. Para una separación a gran escala se difunde el gas a través de una serie de barreras. Esta técnica es conocida como proceso de difusión gaseosa. En otra técnica de separación de isótopos llamada proceso de difusión térmica, la separación depende de los efectos térmicos que muestran algunos gases; cuando se confinan estos gases en una cámara

sometida a un gradiente de temperatura, los isótopos más pesados tienden a concentrarse en la zona fría.

## **2.4. CONVECCION<sup>14</sup>**

La convección es inducida cuando, como resultado de un gradiente térmico, los fluidos de fondo tienden a aligerarse y a moverse a lo alto de la estructura. Estos son reubicados por fluidos fríos que se originaron en los lugares más altos del yacimiento. Estos son calentados de nuevo y circulados para arriba de nuevo. En ausencia de segregación gravitacional, este proceso seguirá hasta homogeneizar a los fluidos, sin gradientes verticales ni horizontales.

Los autores creen que en principio, el estado actual de los dos campos del estudio son, meramente, una etapa de la convección, y que un gradiente normal se desarrollara con el tiempo, aunque para esto se requiere que las fuerzas convectivas sean más fuertes que las gravitacionales.

Los yacimientos geotérmicos, como los del caso, presentan grandes gradientes térmicos y diferencias medibles en los gradientes de presión, lo que es muestra inequívoca de que hay presencia de convección de fluidos.

---

<sup>14</sup> Ibid.

Pero hay un concepto general de que los yacimientos son típicamente estáticos. Los gradientes de temperatura son medibles en todos los yacimientos. El gradiente de temperatura térmico es, usualmente, insuficiente para excitar la convección. Pero un gradiente horizontal de temperatura de cualquier tamaño, a menos que existan factores que lo compensen, implicará un gradiente horizontal de densidad, y así, a través de la ecuación hidrostática, un gradiente de presión horizontal, y como consecuencia de esto, la existencia de convección horizontal.

Para ser específicos, un gradiente de cerca de 1 °C por kilómetro podría producir, en un yacimiento típico, velocidades de fluido del orden de un metro por año, esto es tan lento que no es medible, ni directamente ni a través de mediciones de gradientes de presión en las áreas upwelling y downwelling. Aun, dado una expectativa de vida de un yacimiento, y dada su evolución geológica y química lenta, en una escala de tiempo de millones de años, esta convección puede tener muchos efectos significativos. Moviéndose un metro por año, una partícula de fluido puede hacer una vuelta completa por un yacimiento en unos 10000 a 100000 años. Esto basta para ser lo suficientemente rápido para que la convección tenga un efecto muy importante en la distribución de los componentes químicos del yacimiento.

El efecto primario de tal convección sería obviamente mezclar el yacimiento y hacerlo homogéneo. Esta tendencia a homogeneizar es opuesta a los

cambios químicos ocurridos a distintas tasas en distintos lugares del yacimiento, por posibles influjos y flujos de salida, ambos lentos, de algunos componentes químicos, por evaporización y condensación, y por segregación difusional gravitacional, los flujos de componentes son demasiado lentos para ser comparados con la convección, aunque de mucha importancia, los procesos de evaporización son muy complejos, y no pueden ser tratados aquí. La escala de tiempo de la difusión gravitacional, la cual es  $h^2 / k$  donde  $k$  es la difusividad molecular vertical característica (modificada por la tortuosidad de la roca), es aproximadamente de la misma magnitud de la escala de tiempo de la convección. Así, la convección y la segregación gravitacional pueden ser procesos competitivos,

## **2.5. COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES MODELOS**

Se pretende buscar una comparación entre los diferentes modelos de gradiente composicional, ya sea que estos incluyan o no la difusión térmica. En general las variables a comparar son el contenido de metano, la fracción  $C_{7+}$ , la relación gas / petróleo, la densidad del fluido y la presión de saturación vs. la profundidad.

Para la comparación se utilizan cuatro tipos de fluidos, los cuales describen muy bien los diferentes sistemas que se pueden encontrar en la realidad, estos sistemas son:

- Petróleo negro saturado con bajo *GOR* y una delgada capa de gas.
- Petróleo ligeramente volátil saturado con una capa de gas moderadamente delgada.
- Petróleo volátil subsaturado con una transición continua desde un petróleo con alto *GOR* hasta un gas retrógrado rico, a través de una mezcla crítica.
- Petróleo cercano al punto crítico con una transición saturada hacia un gas condensado rico.

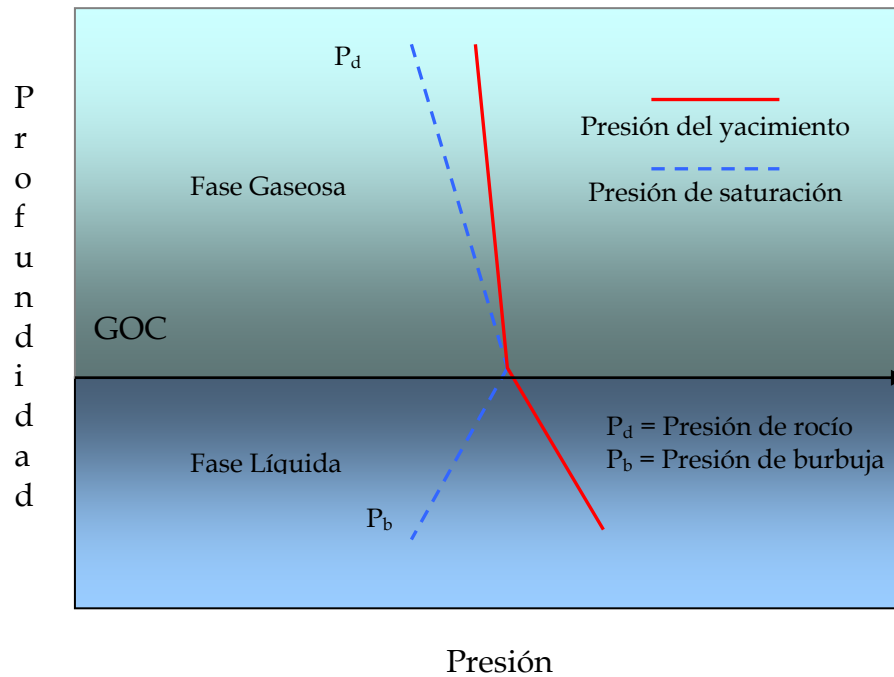
Además se supone comunicación continua a lo largo del intervalo de profundidad en el que se desarrolla el estudio.

**2.5.1. Modelo isotérmico.** En los cálculos del gradiente isotérmico se puede apreciar un aumento con respecto a la profundidad de la fracción molar de  $C_{7+}$  y la presión del punto de rocío, en contraste se puede observar una disminución de la fracción de metano, la presión del punto de burbuja y el *GOR*. La variación composicional disminuye con el aumento en el grado de subsaturación, es decir entre más lejos de la saturación se encuentre un sistema de fluidos, su gradiente composicional será menor. El comportamiento de la composición y muchas propiedades de fase bajo este modelo son más o menos lineales con la profundidad, a menos que los fluidos del yacimiento se encuentren cerca de su condición crítica.

Los cálculos de equilibrio químico / gravitatorio isotérmico pueden resultar en gradientes relativamente altos si:

- Las derivadas parciales del potencial químico con respecto a la composición son pequeñas, esto se puede presentar cerca a las condiciones críticas.
- El término gravitatorio  $F_{Gi}$  presenta un valor alto, por ejemplo si los asfaltenos se encuentran presentes en cantidades considerables, lo que se reflejaría en pesos moleculares de mezcla del orden de algunos miles y hasta 20,000. Los pesos moleculares de especies más livianas varían de 16 a 800 aproximadamente.

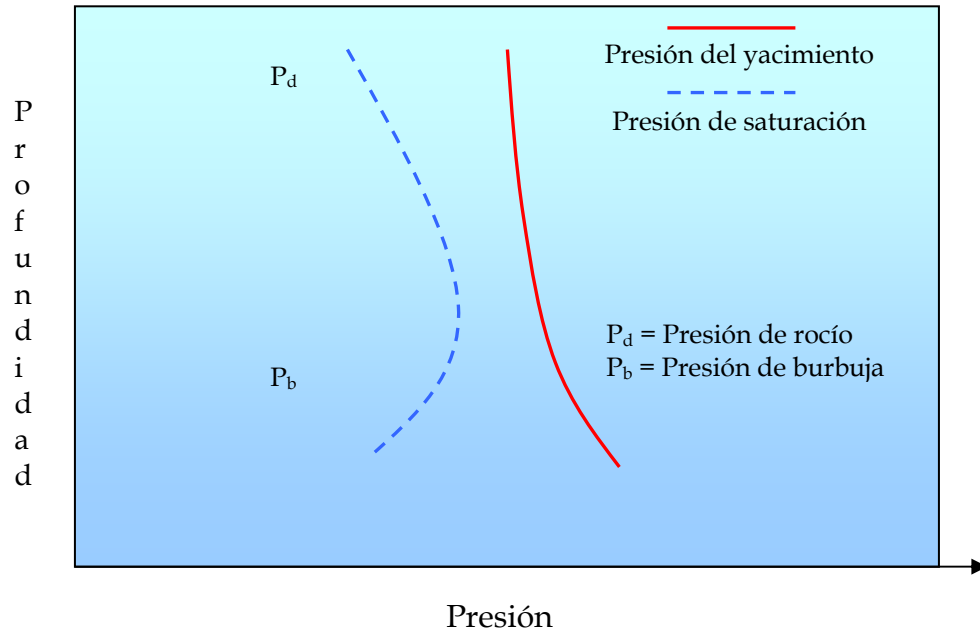
En la figura 1 se puede observar la variación de la presión del yacimiento y la presión de saturación con respecto a la profundidad para un yacimiento con gradiente composicional isotérmico. En la literatura se reportan grandes variaciones en el punto de burbuja, algunas sobrepasan los 5 *psi/ft*, en cuanto a la presión de rocío se han encontrado variaciones de hasta 4 *psi/ft*.



**Figura 1.** Variación de la presión de saturación con la profundidad para un petróleo negro<sup>15</sup>.

La figura 2 presenta la misma variación pero para el caso de un fluido cercano a las condiciones críticas, además no existe un GOC como tal y la transición de la fase gaseosa a la fase líquida ocurre a una profundidad donde el fluido del yacimiento es una mezcla crítica, con una temperatura crítica igual a la temperatura del yacimiento y una presión crítica menor que la presión del yacimiento, a este tipo de contacto se le denomina subsaturado o hipercrítico. La temperatura crítica es menor que la temperatura del yacimiento en el tope y mayor que la temperatura de yacimiento en el fondo,

así mismo la presión del yacimiento es más alta que la presión de rocío en el tope y más alta que la presión de burbuja en el fondo.



**Figura 2.** Variación de la presión de saturación con la profundidad para un fluido cercano a sus condiciones críticas<sup>16</sup>.

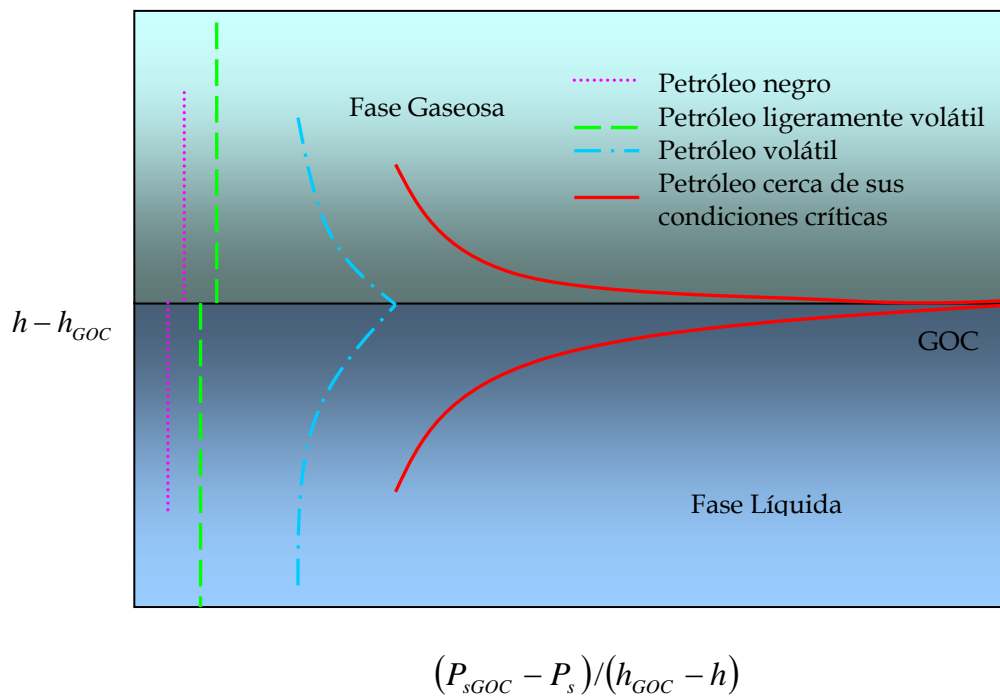
Teniendo en cuenta lo anterior podemos observar que la variación en la presión de saturación es más pronunciada en un fluido cercano a sus condiciones críticas a diferencia del petróleo negro y aun de un petróleo ligeramente volátil en los cuales la variación es constante. Igualmente la

<sup>15</sup> FIROOZABADI, Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. 1999.

<sup>16</sup> Ibid.

mayor variación se presenta en la zona de transición, es decir en las inmediaciones del GOC, obviamente si este existe.

Para reforzar el concepto anterior se puede detallar la figura 3, en la cual se presenta un análisis grafico de la variación cumulativa de la presión de saturación para los cuatro tipos de fluido mencionados anteriormente.

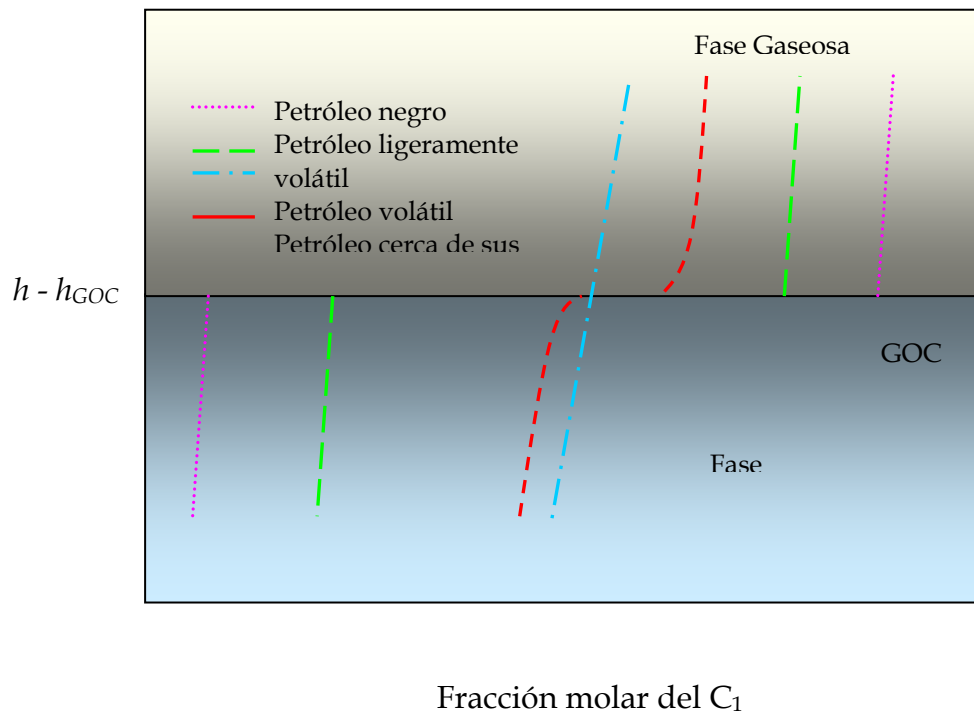


**Figura 3.** Gradiente de presión de saturación acumulativo vs. profundidad para cuatro tipos de petróleo<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> HOIER, Compositional Grading, Theory and Practice, Paper SPE 74714 (2001) .

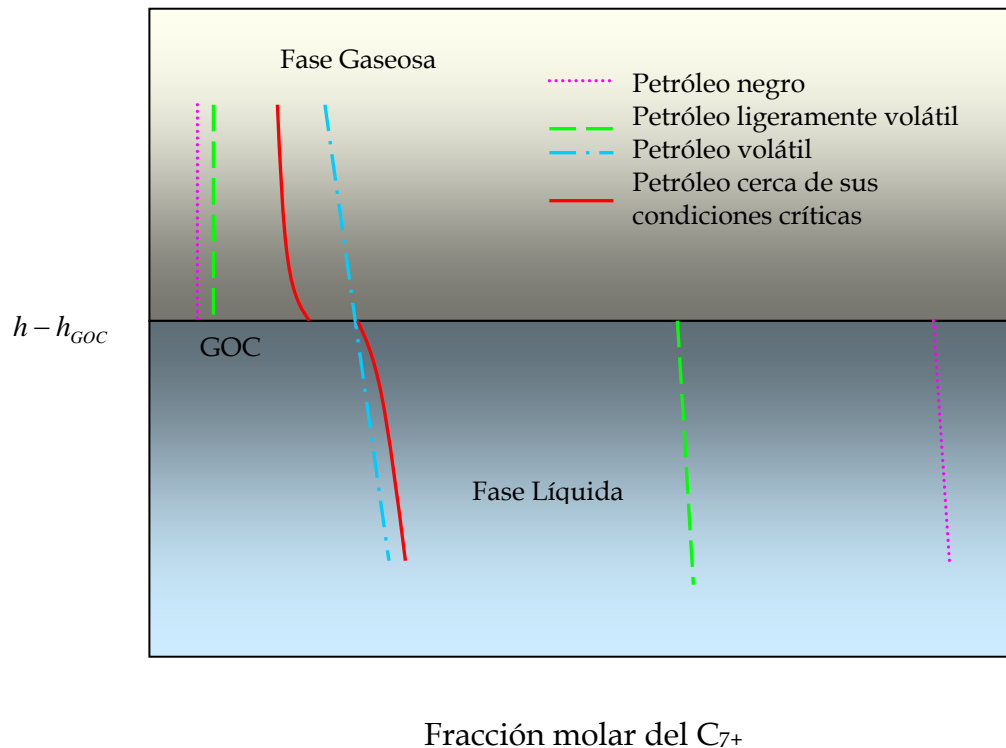
Hay que anotar también que las presiones de rocío son muy sensibles a la cantidad y propiedades del  $C_{7+}$ , mientras que las presiones de burbuja lo son a la cantidad y valores  $k$  del metano.

Para el caso de la variación de las fracciones de los componentes los resultados son similares, es decir, la mayor variación ocurre en las proximidades al GOC y para fluidos cercanos a sus condiciones críticas (figura 4 y 5).



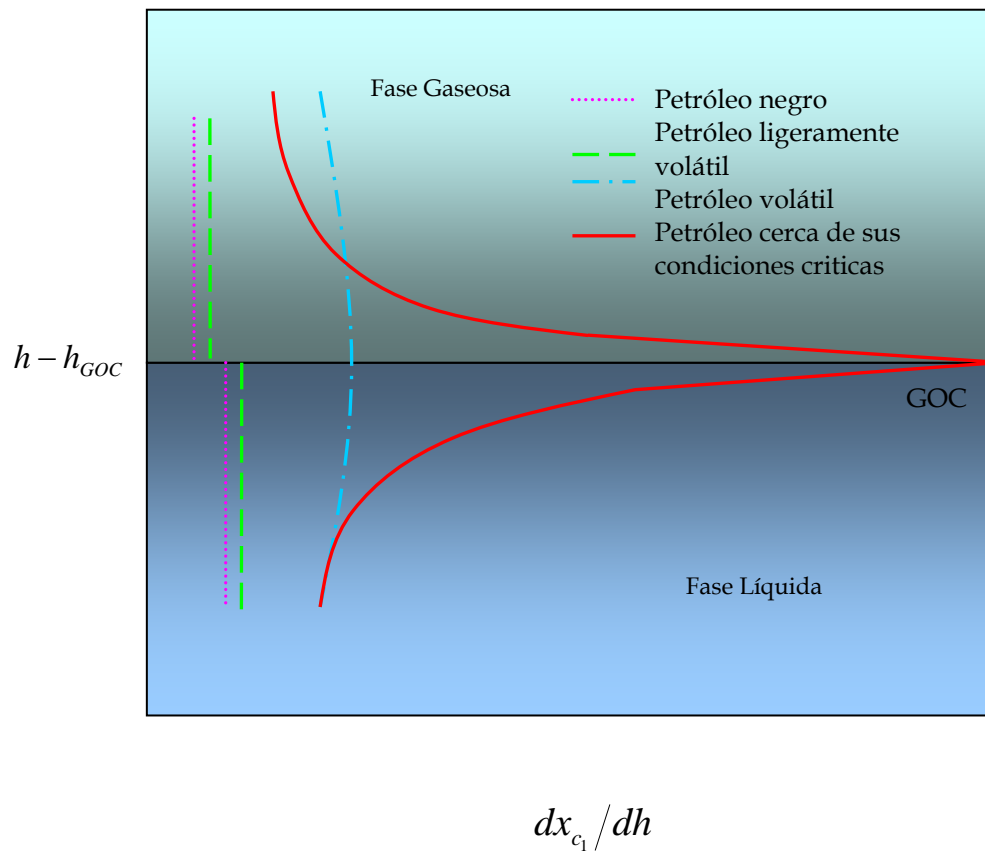
**Figura 4.** Variación de la fracción metano con respecto a la profundidad calculada con el modelo isotérmico<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Ibíd.



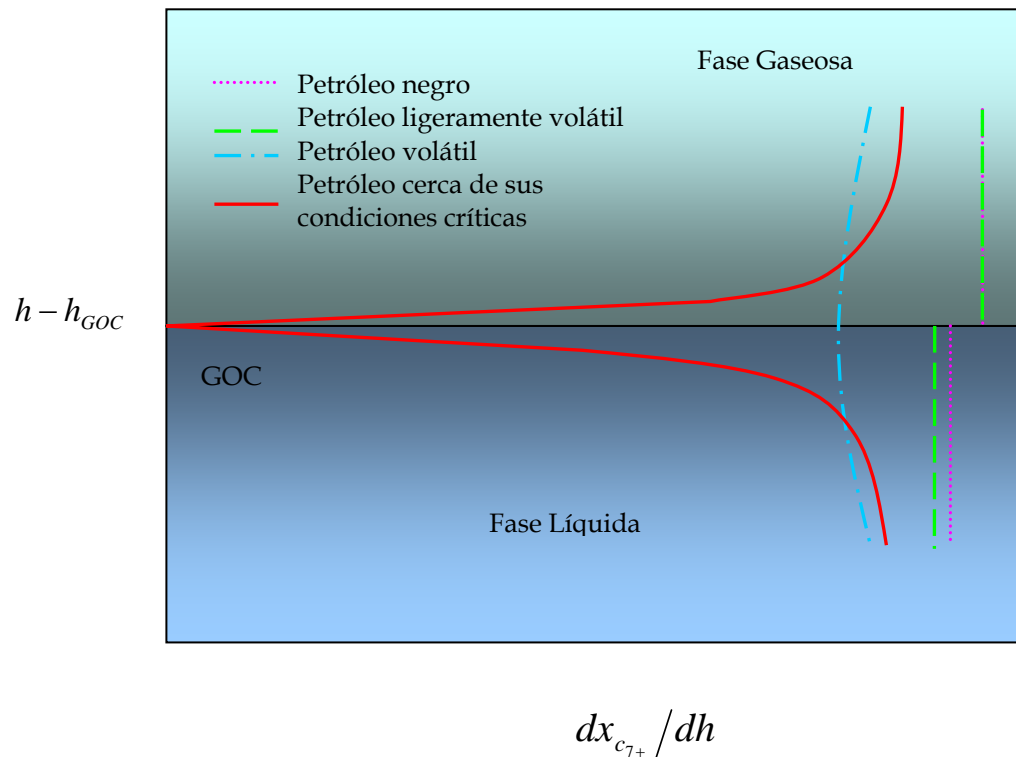
**Figura 5.** Variación de la fracción heptano plus con respecto a la profundidad calculada con el modelo isotérmico<sup>19</sup>.

Además el cambio composicional en las fracciones de metano y heptano plus es lineal con respecto a la profundidad para los fluidos lejanos de su punto crítico (figuras 6 y 7). El petróleo volátil tiene un contacto subsaturado y posee menor variación cerca del mismo, aunque dicha variación representa un gradiente importante por el hecho de ser un petróleo completamente volátil. La visible continuidad del petróleo volátil en las gráficas es resultado de un GOC hipercrítico.



**Figura 6.** Gradiente de la fracción metano calculado con el modelo isotérmico<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> *Ibíd.*



**Figura 7.** Gradiente de la fracción heptano plus calculado con el modelo isotérmico<sup>21</sup>.

**2.5.2. Modelos no isotérmicos<sup>15</sup>.** Básicamente existen dos tipos de modelos para determinar el gradiente no – isotérmico, los basados en la viscosidad y los que presentan una base termodinámica. Los modelos termodinámicos más conocidos son los de *Haase* y *Kempers*, por otro lado el modelo *Belery – da Silva*, el cual es una modificación del modelo *Dougherty*

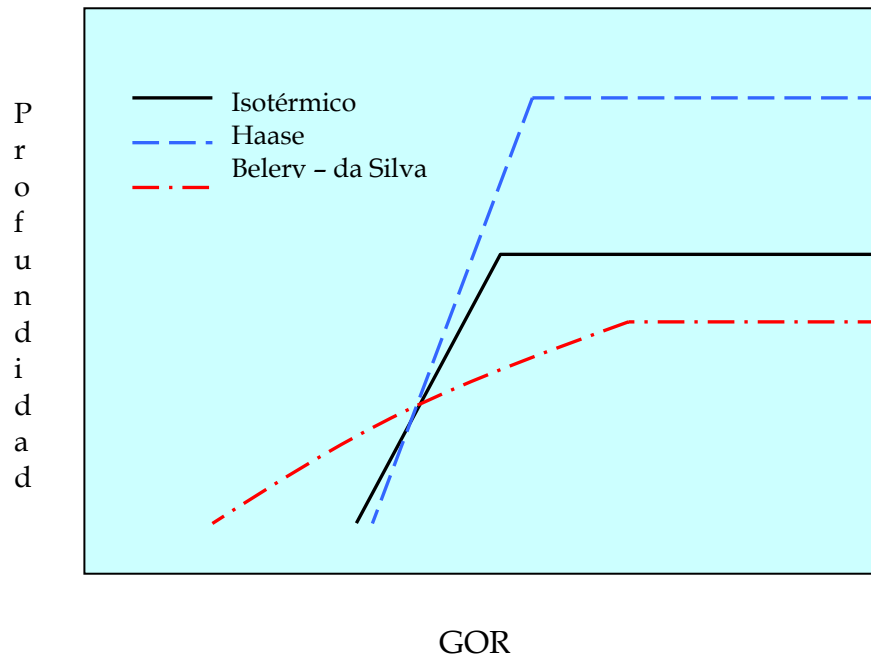
<sup>20</sup> *Ibíd.*

<sup>21</sup> *Ibíd.*

– *Drickamer* está basado en la energía de activación, la cual se estima a partir de una correlación de viscosidad.

Los modelos de *Shukla – Firoozabadi* y *Ghorayeb – Firoozabadi* requieren de un término empírico que relacione las energías relativas de vaporización y el flujo viscoso.

Al comparar los modelos de difusión térmica de bases termodinámicas con los modelos isotérmicos se tienen gradientes composicionales menos pronunciados en el primer caso, este hecho se puede observar en la figura 8, en donde se ilustra el cambio del *GOR* en solución con la profundidad para el caso del petróleo ligeramente volátil



**Figura 8.** Variación del *GOR* con respecto a la profundidad para un petróleo ligeramente volátil<sup>22</sup>.

La mayor variación se obtiene con el modelo *Belery - da Silva*, el cual da como resultado un *GOC* mas profundo. En contraste la menor variación, la cual corresponde al modelo de *Haase*, se ve evidenciada con un *GOC* mucho más alto que el del modelo isotérmico.

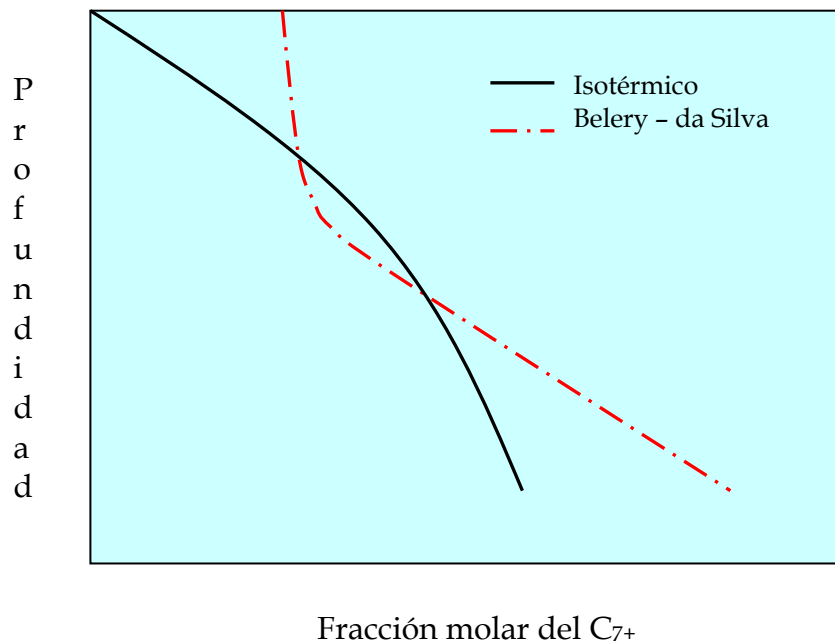
Lo anterior es con respecto a sistemas de fluido alejados de su condición crítica, para un petróleo volátil el modelo *Belery - da Silva* generalmente se

<sup>22</sup> *Ibíd.*

opone a la gravedad, esto se puede ver reflejado en una composición más o menos constante hasta cierta profundidad (figura 9). Posteriormente el gradiente composicional se muestra algo exagerado, esto se debe a que al aumentar la profundidad el sistema se aleja de las condiciones críticas. Esto contrasta con la observación de *Whitson* y *Belery*, quienes notaron que a cierta profundidad se presenta un cambio notable en las tasas de difusión térmica del metano y de los componentes más pesados.

Cuando la difusión térmica se opone a la gravedad se ha encontrado que los efectos térmicos se oponen fuertemente a la segregación gravitacional y potencialmente resulta en una condición mecánicamente inestable que podría naturalmente inducir a la convección y en este caso una formulación  $1D$  como el modelo de flujo nulo de masa no se podría usar ampliamente.

Para el caso del sistema de fluido cercano a sus condiciones críticas se presenta un comportamiento similar en todos los modelos no - isotérmicos, es decir tanto los modelos termodinámicos como los provenientes de relaciones de viscosidad contradicen los efectos gravitatorios a lo largo de todo el intervalo de profundidad objeto de esta investigación (figuras 10 y 11).



**Figura 9.** Variación de la fracción heptano plus con la profundidad para un petróleo volátil<sup>23</sup>.

En este sistema de fluido se puede observar además que el modelo de *Haase* predice los efectos térmicos más grandes, aun mayores que el modelo de *Kempers*, el cual es el otro modelo termodinámico estudiado. Con respecto al modelo de difusión térmica pasiva incluido también en el estudio de este sistema se observa que es muy similar al modelo isotérmico, tanto que en la grafica este último se superpone sobre el otro.

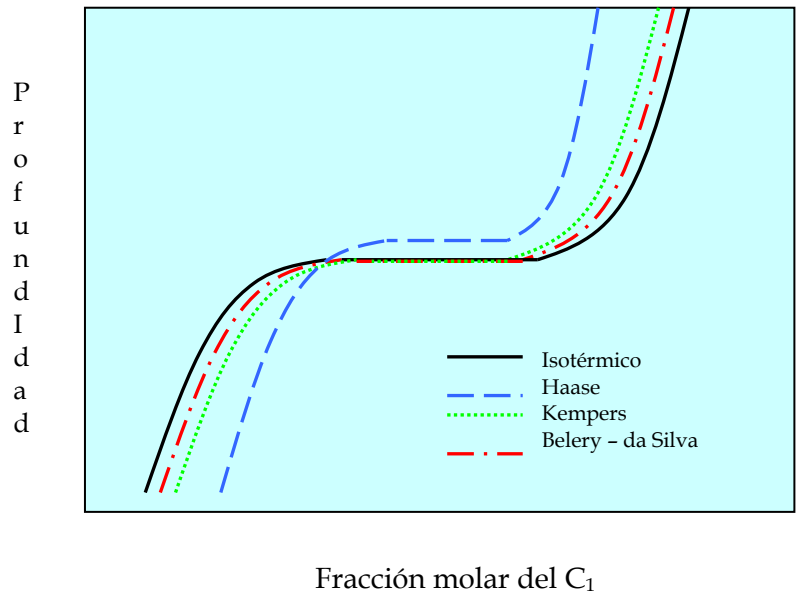
---

<sup>23</sup> *Ibíd.*

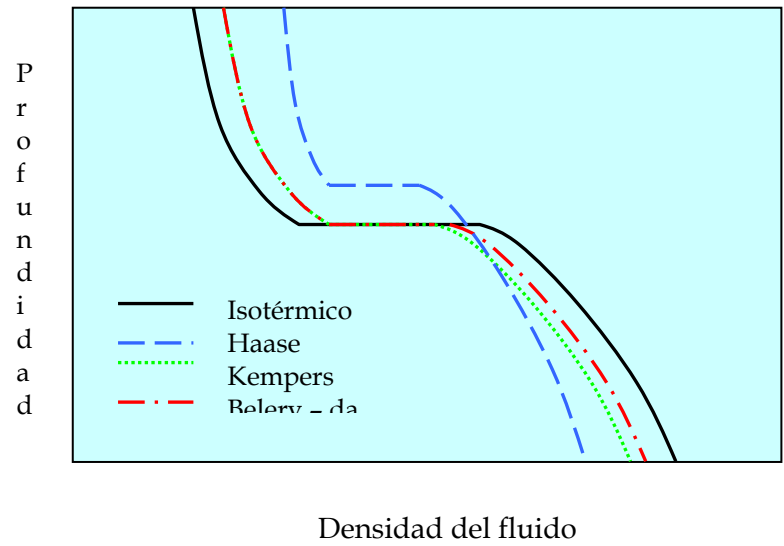
Debido a que las condiciones de referencia se tomaron en la zona líquida el GOC más alto es predicho por el modelo de *Haase*, mientras que el más bajo lo predice el modelo isotérmico (figura 12).

Para que los resultados del método *Belery – da Silva* sean consistentes se puede optar por reducir el factor de difusividad térmica calculado al 2% de su valor original, los resultados se pueden ver reflejados en la similitud con el modelo de *Kempers*.

Sin esta oportuna reducción la utilización del método hubiera podido conducir a un modelo cuyo efecto térmico sería totalmente dominante sobre el término gravitatorio, conduciendo a una solución mecánicamente inestable y dando paso al fenómeno convectivo. Sin embargo *Curtis y Lars* reportan haber encontrado este fenómeno en algunos yacimientos de fluido cercano a la condición crítica, usando el modelo *Belery – da Silva* obviamente.



**Figura 10.** Variación de la fracción metano para un fluido cercano a sus condiciones críticas<sup>24</sup>.



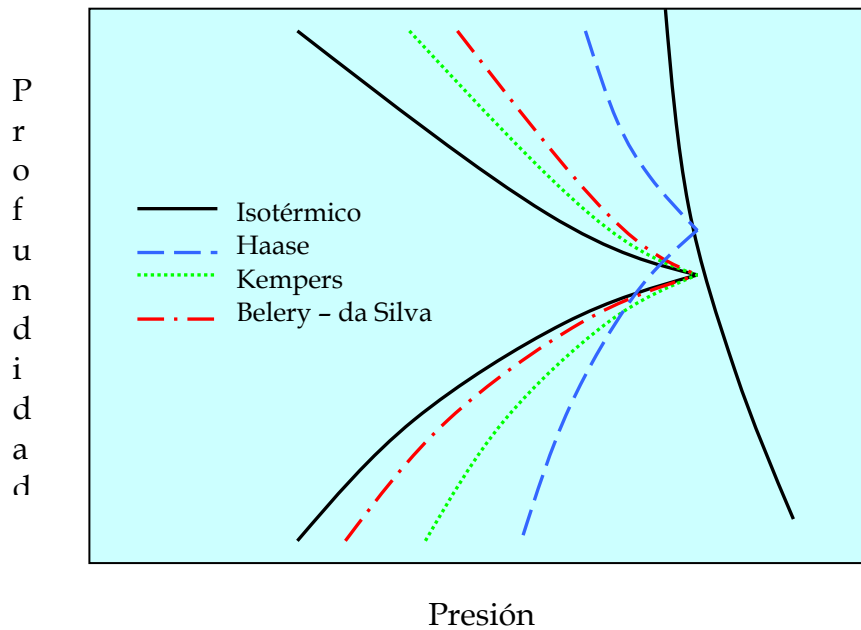
**Figura 11.** Variación de la densidad para un fluido cercano a sus condiciones críticas<sup>25</sup>.

*Firoozabadi* y *Ghorayeb* propusieron recientemente un nuevo método para el cálculo de los factores de difusión térmica para sistemas multicomponentes. Su estudio fue aplicado al campo *Ekofisk* y los reportes del mismo indicaron que en las cuatro aplicaciones la difusión térmica siempre se contrapuso a los efectos gravitatorios. De igual manera *Curtis* y *Lars* realizaron un estudio comparativo utilizando el mismo ejemplo de campo y la misma *EOS* ajustada pero utilizando además los modelos de *Haase*, *Kempers* y *Belery – da Silva*. Para el modelo isotérmico y el modelo de difusión térmica pasiva se obtuvieron resultados similares a los obtenidos anteriormente, es decir los dos gradientes fueron muy similares.

---

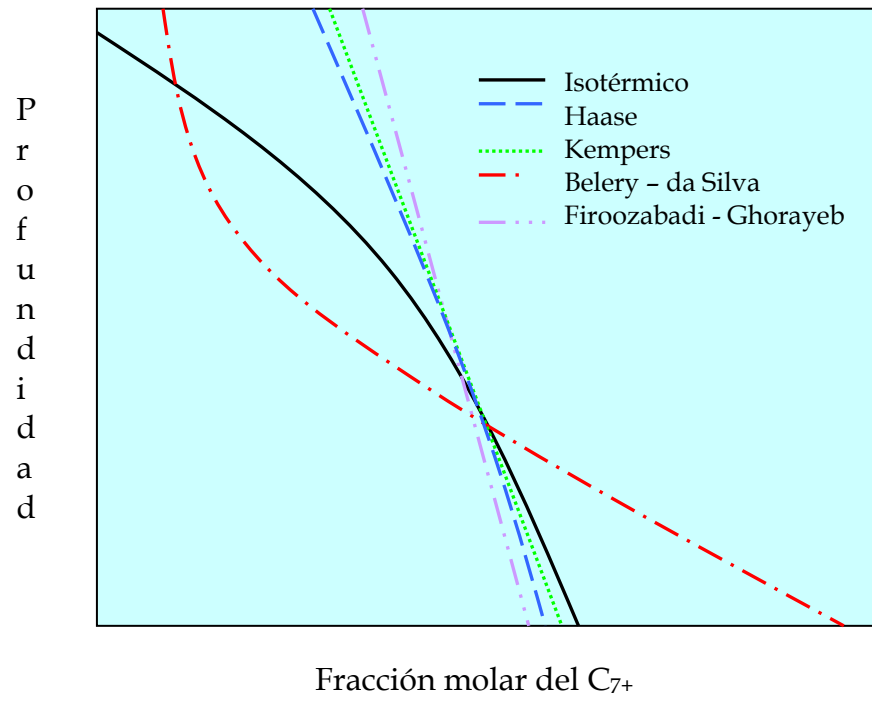
<sup>24</sup> *Ibíd.*

<sup>25</sup> *Ibíd.*



**Figura 12.** Variación de las presiones de saturación y de yacimiento para un fluido cercano sus condiciones críticas<sup>26</sup>.

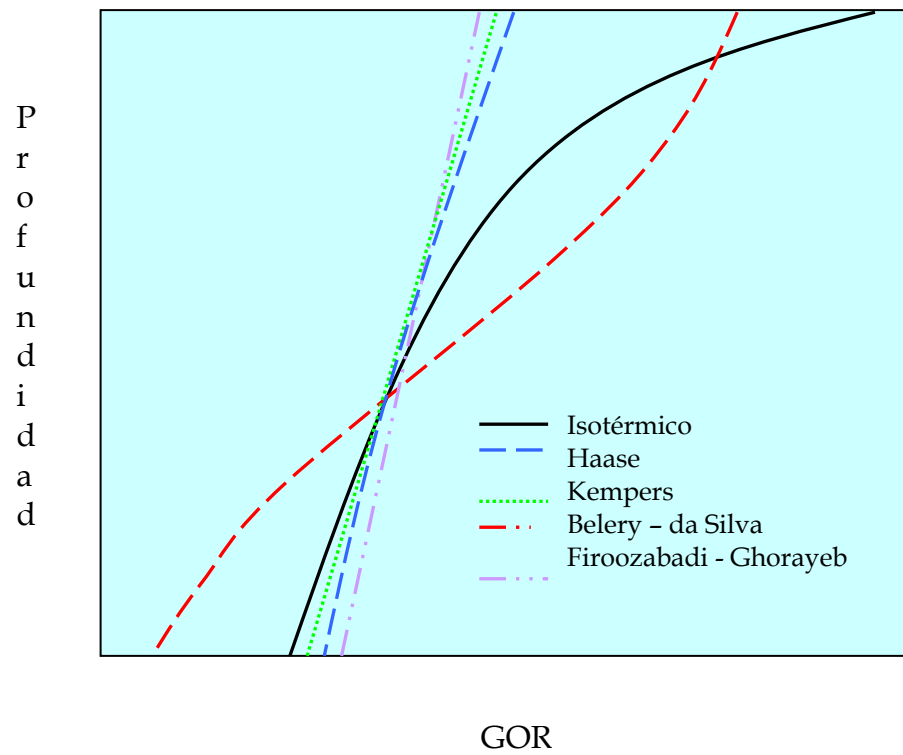
Las figuras 13 y 14 muestran las variaciones de la fracción heptano plus y del *GOR* para los fluidos del campo *Ekofisk*. Los modelos de *Haase*, *Kempers* y *Firoozabadi – Ghorayeb* se comportan de manera similar contrarrestando los efectos gravitatorios. El modelo *Firoozabadi – Ghorayeb* predice los efectos térmicos más pronunciados, mientras que el modelo *Belery – da Silva* predice variaciones más pronunciadas en la parte baja del yacimiento y variaciones reducidas en la parte superior.



**Figura 13.** Variación de la fracción heptano plus en el campo Ekofisk<sup>27</sup>.

<sup>26</sup> Ibid.

<sup>27</sup> Ibid.



**Figura 14.** Relación gas / petróleo como función de la profundidad para el campo *Ekofisk*<sup>28</sup>.

### 3. VARIACIÓN COMPOSICIONAL

#### 3.1. RESEÑA HISTORICA DE LOS ESTUDIOS DE VARIACIÓN COMPOSICIONAL<sup>29</sup>

Los estudios de variación composicional isotérmica datan de 1930, cuando *Muskat* dio soluciones exactas de la ecuación (26) para sistemas simplificados, llegando a la conclusión errónea de que el efecto gravitatorio era despreciable. En 1938, *Sage y Lacey* evaluaron el efecto de ecuaciones de estado más reales y llegaron a la conclusión de que se hacían visibles comportamientos más pronunciados en fluidos cercanos a su punto crítico.

*Schulte* fue el primero en usar una *EOS* cúbica y resaltar el importante efecto de la segregación gravitacional, además por medio de ejemplos presenta el efecto del tipo de petróleo y los coeficientes de interacción binaria sobre los gradientes composicionales.

En los años 80's numerosas publicaciones se preocuparon por el análisis de diferentes modelos y ejemplos de diferente complejidad, por ejemplo, *Holt* (1983) presentaron una formulación para la difusión térmica en una mezcla

---

<sup>28</sup> Ibid.

<sup>29</sup> WHITSON AND BELERY, Compositional Gradients in Petroleum reservoirs. Paper SPE 28000 (1994).

binaria. *Hirschberg* (1984) investigó el efecto de los asfáltenos en la distribución composicional y observó una fuerte influencia de la cantidad y propiedades de los mismos. Hubo además numerosas aplicaciones teóricas a ejemplos de campo.

*Basniev y Bedrikovetsky* (1987) presentaron soluciones exactas en una dimensión para mezclas binarias debido al efecto gravitatorio tanto en la presencia como en la ausencia de campos térmicos. *Montel y Gouel* (1988) sugirieron un algoritmo para resolver el problema de equilibrio químico gravitatorio isotérmico (*GCE*), sin embargo el procedimiento es aproximado, ya que este calcula la presión por medio de un término hidrostático incremental y no de manera directa.

*Metcalfe* y otros reportaron datos de variación composicional y propiedades físicas de los fluidos del campo *Anschutz Ranch East (USA)*. Ellos utilizaron una *EOS* para caracterizar el comportamiento del rango completo de fluidos del yacimiento, pero no utilizaron esta caracterización ni cálculos *GCE*, limitándose a correlacionar gráficamente los datos medidos.

*Belery y da Silva* extendieron sus estudios considerando el efecto combinado de la temperatura y la gravedad en una mezcla multicomponente, con un alcance de sistemas multifásicos.

*Wheaton* discutió un modelo de equilibrio químico gravitatorio isotérmico *GCE*, incluyendo además el efecto de la presión capilar. La inclusión de la misma buscaba asistir a la inicialización de los simuladores de yacimientos. *Chaback* comenta acerca del artículo de *Wheaton* que un sistema no – isotérmico nunca alcanzará un estado de equilibrio (flujo neto de energía igual a cero), aunque este alcance una condición estacionaria de flujo neto de masa igual a cero.

*Bedrikovetsky* presentó un tratamiento matemático formal incluyendo la gravedad, las fuerzas térmicas y las fuerzas capilares pero limitadas a *EOS* ideales y sistemas binarios. *Faïssat* y otros presentaron una revisión teórica de las formulaciones de equilibrio, incluyendo la gravedad y la difusión térmica, aunque no desarrollaron cálculos.

*Pavel* presenta un tratamiento matemático extenso que incluye la presión capilar y que conduce a expresiones complicadas que en pocos casos se pueden resolver para condiciones simples (*EOS* ideales y sistemas binarios), los resultados presentados son similares a los de *Muskat*.

Por último *Montel* y otros desarrollaron un elaborado conjunto de ecuaciones para termo - difusión en un campo gravitacional y lo resolvieron numéricamente en tres dimensiones. Este “modelo dinámico”, incluyó el efecto de los roles convectivos sobre las variaciones composicionales debido

al gradiente geotérmico, el cual no puede ser capturado por los cálculos de equilibrio. *Montel* y sus colaboradores suministraron una ecuación para el cálculo del número *Rayleigh – Darcy*, el cual se utiliza para indicar si un sistema fluido/roca experimentará convección (“inestabilidad mecánica”). No se especificó cuando la convección es dominante y no puede obviarse.

### **3.2. ANTECEDENTES DEL MODELAMIENTO AREAL O LATERAL DE LA VARIACIÓN COMPOSICIONAL<sup>30</sup>**

La importancia de la variación areal fue resaltada por *Jacqmin*, quien consideró que el fenómeno de convección natural sumado a la segregación gravitatoria difusional podría desembocar en una variación areal y vertical significativas.

Sin embargo el primer intento de modelamiento fue desarrollado por *Hamoodi et al.*, quien desarrolló un estudio sobre uno de los más grandes campos del medio oriente, el cual se caracteriza por la presencia de una capa de gas primaria y una gran variación areal en su composición. El contenido de  $H_2S$  varía desde un contenido mayor al 10% en el norte a menos del 1% en el sur.

---

<sup>30</sup> HAMOODI, ABED AND GRABENSTETTER. Modeling of a Large Gas-Capped Reservoir with Areal and Vertical Variation in Composition. Paper SPE 28937 (1994).

El estudio se llevó a cabo con 11 muestras de fondo de pozo y 5 muestras de recombinación, así como una muestra de la capa de gas. Se obtuvo información experimental a partir de pruebas de flasheo, liberación diferencial, análisis de viscosidad y análisis del punto de ebullición verdadero para el  $C_{20+}$ , además de una prueba de swelling y dos pruebas de desplazamiento de tubo fino.

Escogieron la ecuación de *Peng – Robinson* para desarrollar el ajuste de la ecuación de estado, la cual reprodujo de manera exacta el espectro composicional completo del fluido del yacimiento.

Con base en las presiones de saturación medidas, la presión de rocío de la muestra de gas y la presión del GOC se desarrolló una correlación para la presión de saturación con respecto a la profundidad. La correlación presenta dos puntos de inflexión, uno apenas lógico en el contacto gas – petróleo (8220 *ft*) y otro a una profundidad de 8424 pies, el cual divide el gradiente de presión de la zona de petróleo en dos, un gradiente superior (-0.69627 *psi/ft*) y otro inferior (-4.375 *psi/ft*). El gradiente en la zona de la capa de gas fue de 2.1075 *psi/ft*. Esta correlación representa un promedio, pues como se dijo anteriormente la presión de saturación varía vertical y arealmente.

Para la zona de petróleo se correlacionó la distribución composicional con respecto a la profundidad y la localización areal, detallándose una clara

tendencia de la fracción  $H_2S$  a disminuir con la profundidad. Al correlacionar la variación composicional con respecto a la presión de saturación se obtuvo una clara disminución en la dispersión, de esta manera se optó por desarrollar este procedimiento para todos los pseudo - componentes.

La tendencia general está de acuerdo con lo visto en el primer capítulo, la fracción metano y de gases inertes aumenta con el aumento de la presión de saturación. En contraste la fracción pesada disminuye notablemente y en menor grado la fracción intermedia.

Los gradientes obtenidos tanto con respecto a la presión de saturación como con respecto a la profundidad se presentan en las tablas 2 y 3 respectivamente. Se incluyen además los gradientes en la zona de la capa de gas.

	<b>INTERVALO</b>	<b>C<sub>1</sub> – N<sub>2</sub></b>	<b>C<sub>2</sub> – C<sub>6</sub></b>	<b>C<sub>7+</sub></b>	<b>H<sub>2</sub>S</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
<b>Capa de Gas</b>	-8220	-0.02	0.10	0.28	-0.24	-0.04
<b>Zona de Petróleo</b>	8220 - 8224	0.93	-0.19	-0.56	0.33	0.27

**Tabla 2.** Gradientes composicionales con respecto a la presión de saturación (% molar por 100 *psi*)<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> Ibid.

	INTERVALO	C <sub>1</sub> – N <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> – C <sub>6</sub>	C <sub>7+</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
<b>Capa de Gas</b>	-8220	-0.04	0.20	0.56	-0.56	-0.16
<b>Zona de Petróleo</b>						
- Superior	8220 - 8224	-0.64	-0.13	0.38	-0.23	-0.19
<b>Zona de Petróleo</b>						
- Inferior	8224 -	-4.07	0.83	2.45	-1.44	-1.20

**Tabla 3.** Gradientes composicionales con respecto a la profundidad

(% molar por 100 *ft*)<sup>32</sup>.

En un estudio hecho por *Holt*, el gradiente de la fracción metano para un yacimiento de petróleo con un contenido más alto fue de 1.5 % molar por 100 *ft*, el cual es bajo comparado con el presente estudio (0.64 – 4.07 % molar por 100 *ft*).

La fuerte variación en la zona de petróleo sugirió una variación igual en la zona de gas, esta suposición se basó en el análisis de yacimientos de condensado de gas en formaciones más profundas.

Debido a la disponibilidad de una sola muestra para la capa de gas, se optó por una aproximación alternativa. Se desarrolló un flasheo de las muestras

---

<sup>32</sup> Ibid.

de petróleo ubicadas justo por debajo de la capa de gas y la composición del gas de equilibrio resultante se utilizó para determinar la variación de la composición con respecto a la presión de rocío.

Para establecer la distribución global de la composición en el yacimiento se seleccionó un estrato pivote, para el que se podría asumir que aportó todas las muestras. La selección se ve apoyada en el hecho de que éste es un estrato con una producción relativamente alta y que probablemente era el contribuyente primario de las muestras de fluido del yacimiento, especialmente aquellas tomadas en los primeros completamientos.

A partir de lo anterior se construyó un mapa de presión de saturación base y mapas base de la distribución composicional para los cinco pseudo - componentes ( $C_1 - N_2$ ,  $C_{2-6}$ ,  $C_{7+}$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ) en el estrato seleccionado. Los mapas se construyeron dentro de los límites de las composiciones experimentales medidas y se normalizaron para llegar a una distribución composicional preliminar para el estrato pivote.

De esta manera, usando el mapa de saturación base y aplicando la correlación de la presión de saturación vs. profundidad se procedió a elaborar mapas de saturación base para todos los estratos. La distribución de la composición se logró utilizando el gradiente encontrado en las correlaciones de las composiciones vs. presión de saturación para calcular la

variación de cada componente en cada grid block a partir del estrato seleccionado.

El modelo fue inicializado exitosamente en modo de no – equilibrio, definiendo la composición para cada *grid block*. Las presiones de saturación calculadas a partir de la composición fueron comparadas con los mapas de presión de saturación base para determinar el ajuste requerido en la composición utilizando la diferencia encontrada en cada bloque y de esta manera llegar a una distribución composicional más acorde con los mapas.

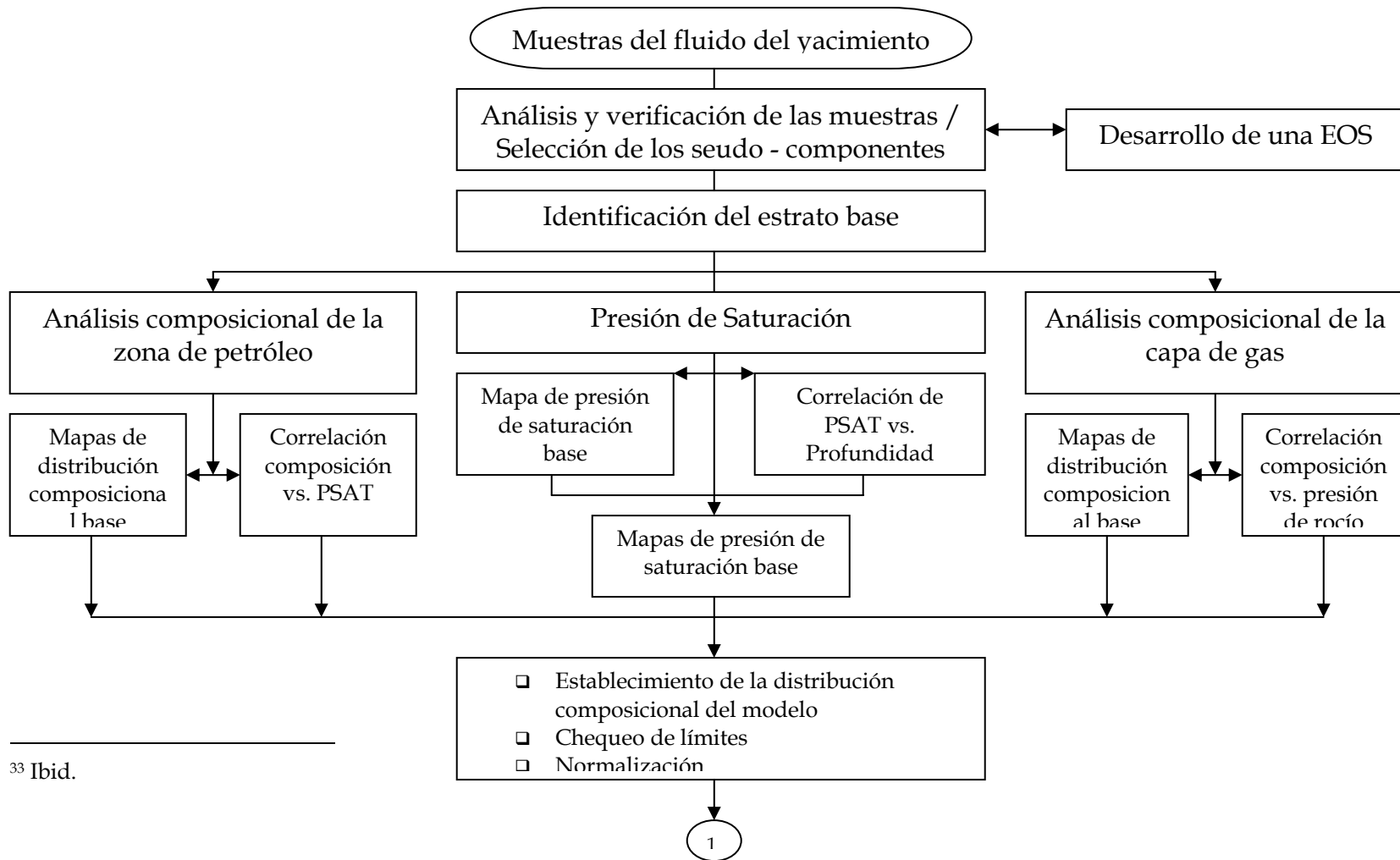
El ajuste se llevó a cabo utilizando la fracción  $C_{7+}$ , debido a la gran sensibilidad del gradiente de presión de saturación con esta fracción, para posteriormente determinar una nueva distribución revisada. El proceso se repitió para tres iteraciones, conduciendo a un margen de error dentro de los márgenes de exactitud aceptables para los mapas base. La diferencia absoluta promedio en la comparación de las presiones de saturación es menor de 70 *psi* y el ajuste promedio absoluto para la fracción  $C_{7+}$  es menor del 2% molar. La diferencia en el cuerpo principal del yacimiento fue menor que en la parte norte – noroeste, pues en la primera se obtuvo un mayor control del muestreo.

Como un control de calidad de la distribución composicional, las composiciones del modelo fueron comparadas con las composiciones medidas, confirmándose la consistencia de la aproximación utilizada.

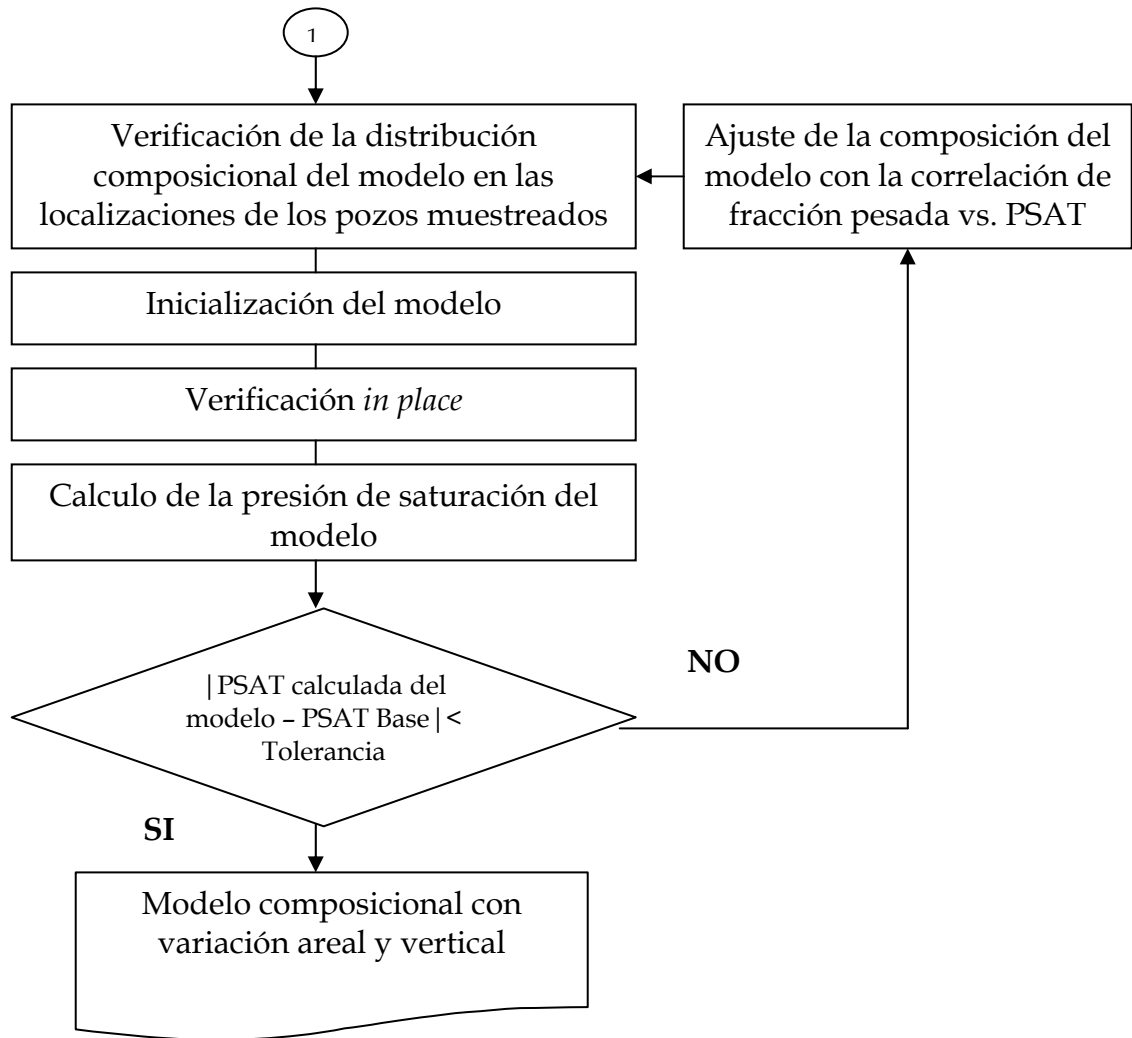
El cambio absoluto tanto del petróleo y del gas *in place*, como de las moles totales de los pseudo – componentes, resultado del ajuste sobre la distribución composicional fue menor del 2%. Sin embargo el efecto sobre el condensado *in place* fue más pronunciado (6% - 14%), debido a la alta sensibilidad de la capa de gas con la fracción  $C_{7+}$ .

El procedimiento es resumido en un diagrama de flujo (figura 15) que muestra una metodología consistente para el modelamiento vertical y areal de la variación composicional.

Figura 15. Metodología adoptada para el modelamiento vertical y areal de la variación composicional<sup>33</sup>



<sup>33</sup> Ibid.



El único estudio tendiente a lograr la predicción de la variación composicional areal del que se tiene referencia hasta el momento es el desarrollado por *Biswas* y *Carey*<sup>34</sup>. Este método se desarrolla a partir de las ecuaciones fundamentales de cambio para una mezcla de fluidos en un medio poroso, para un yacimiento tipo torta con un espesor despreciable en relación con su extensión lateral. Debido a esto se considera que la perforación dispersa de varios pozos de muestreo no perturbará el estado original del yacimiento, en cada uno de esos pozos se conoce la composición de los fluidos y para la escala de tiempo que nos interesa se supone que estas composiciones cambian muy lentamente y el problema se puede considerar cuasiestático.

La variación en la temperatura es el resultado de la inclinación del campo, un ambiente de depositación con una conductividad térmica variable y el gradiente térmico

Para limitar la cantidad de variables de salida, únicamente se muestran las distribuciones composicionales del  $H_2S$  y del  $C_1$ . El modelo se resuelve asumiendo condiciones límite de no flujo y con las composiciones especificadas en cada pozo (Tabla 4). Varias simulaciones de sensibilidad se llevaron a cabo utilizando las composiciones solo en algunos de los pozos y determinando las

---

<sup>34</sup> BISWAS AND CAREY, Least squares Finite- Element Method to Predict Areal Composition variations in Large Hydrocarbons reservoirs. Paper SPE 51321 (1998).

composiciones en los pozos restantes, los resultados estuvieron acorde a los datos reales, sin embargo estos resultados son omitidos.

Para el caso isotérmico (410 K) se nota una clara tendencia de decrecimiento de la fracción  $H_2S$  en la dirección norte – sur, sin embargo la composición de metano aumenta a lo largo de dicha dirección.

Pozo	$H_2S$	$C_1$
1	0.0578	0.7338
2	0.0179	0.8103
3	0.0156	0.8041
4	0.0338	0.7887
5	0.0053	0.8239
6	0.0431	0.7586
7	0.0305	0.7845
8	0.0297	0.7904
9	0.0357	0.7736

**Tabla 4.** Composición del fluido en cada pozo<sup>35</sup>

---

<sup>35</sup> *Ibíd.*

Es importante entender y cuantificar el fenómeno convectivo resultante de la variación areal de temperatura en el yacimiento. Para poder lograr esto, el estudio de los efectos del gradiente de temperatura y de los coeficientes de difusión térmica debe llevarse a cabo por separado. En un sistema multicomponente, los cambios en los coeficientes no se pueden estimar de una manera confiable, de ahí que estos se consideren constantes y se les asigne un valor razonable.

Con base en lo anterior, se varía el gradiente térmico con el fin de observar el efecto sobre la variación composicional tanto de los compuestos hidrocarburos como de los no hidrocarburos. El efecto del gradiente térmico se logra variando la temperatura linealmente de acuerdo a los datos observados en campo a lo largo de la dirección norte – sur, con la temperatura más alta en la esquina superior derecha

Para el caso no isotérmico, con una variación de temperatura de 20 K a lo largo de la diagonal norte – sur, no se observa una marcada diferencia en el decrecimiento del  $H_2S$  comparado con el marcado aumento del  $C_1$  en relación al caso isotérmico, sin embargo las variaciones localizadas son más pronunciadas. Los resultados para el  $C_1$  muestran que las concentraciones más altas tienden a buscar las zonas de temperaturas más altas, esto es congruente con el efecto global del gradiente de temperatura, el cual busca acelerar el proceso de difusión de masa.

Para probar este esquema numérico el problema es resuelto además por el esquema de diferencias finitas con condiciones límites idénticas. Los resultados mostraron gran concordancia para ambos esquemas (99% exactitud)

## 4. DESCRIPCION DE LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO

### 4.1 ANALISIS DE LOS FENOMENOS OCURRENTES EN LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO

Al enumerar anteriormente las posibles causas de una gradación composicional en una formación productora de hidrocarburos, como es el caso de las de los campos *Cupiagua* y *Cusiana*, se debe analizar cada una para tratar de determinar las causas exactas que producen este fenómeno.

#### ➤ La gravedad

Esta es una condición determinante, en estos y en todos los campos del mundo, ya que envía los componentes mas pesados hacia el fondo del estrato productor y los componentes más livianos hacia el tope del estrato.

El término gravedad, estrictamente sólo se refiere a la fuerza gravitacional entre la Tierra y los objetos situados en su superficie o cerca de ella. La gravitación es una de las cuatro fuerzas básicas que controlan las interacciones de la materia; las otras tres son las fuerzas nucleares débil y fuerte, y la fuerza electromagnética. Hasta ahora no han tenido éxito los

intentos de englobar todas las fuerzas en una teoría de unificación (Teoría del campo unificado), ni los intentos de detectar las ondas gravitacionales que, según sugiere la teoría de la relatividad, podrían observarse cuando se perturba el campo gravitacional de un objeto de gran masa<sup>36</sup>.

➤ La difusión térmica

Esta se encuentra presente en los campos del estudio, produciendo el efecto contrario a la fuerza de gravedad y enviando los componentes más livianos al fondo del estrato (temperaturas mas altas) y los más pesados hacia el tope, (temperaturas mas bajas).

Al presentarse este tipo de difusión, se induce térmicamente convección que afecta constantemente y a través del tiempo las condiciones de los fluidos *in situ* tratando de homogeneizarlos; esto se ve apoyado en el hecho de que, en la mayoría de los casos, esta convección inducida por la temperatura se presenta en yacimientos de alta permeabilidad y fracturados como es nuestro caso. Se ha cuantificado, experimentalmente, en campo que el gradiente térmico que se presenta en esta zona es de  $0.025 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m}$ , lo que es un valor un poco alto en lo que corresponde a valores de gradiente térmico en formaciones productoras de hidrocarburos. En general en todos los yacimientos ocurre este

---

<sup>36</sup> Enciclopedia Microsoft Encarta 2004.

fenómeno, pero su valor es muy pequeño en casi todos los casos, por lo que se considera nulo para cuestiones de cálculos.

Aparte, es poco probable que el gradiente térmico vertical se traslade en la dirección horizontal debido a la baja relación  $L/h$  presentada por los yacimientos.

➤ La migración de los HC's.

Esta es posible que produzca una incompleta distribución del equilibrio en las fases presentes, ayudando a que se produzca una distribución composicional no constante a través del yacimiento en todas las direcciones.

Además, hay que tener en cuenta que se requieren tiempos a escala geológica para realizar un proceso de difusión a lo largo de varios kilómetros (varios millones de años).

➤ La presencia de acuíferos.

Al haber flujo dinámico debido a un soporte de presión hidrostático ya sea parcial o totalmente activo se puede crear un sumidero para la depleción continua de los componentes más livianos, como el metano.

En estos campos no existe un acuífero realmente activo pero sí se realiza un proceso de inyección de agua en las formaciones más profundas, que aparte de tratar de ayudar a mantener la presión, produce un empuje para el desplazamiento de fluidos.

A través de distintos estudios se ha podido comprobar que el agua que entra en contacto con los fluidos del yacimiento, al desplazarlos no realiza ningún tipo de reacción con ninguno de sus componentes, en especial con el metano, por lo que no se crean sumideros para la fuga de componentes con el movimiento continuo de los fluidos y su trayectoria en el yacimiento.

➤ La precipitación de asfaltenos.

En una formación productora de hidrocarburos, se pueden presentar dos tipos de precipitaciones: inorgánicas (arenas e incrustaciones) y orgánicas (parafinas y asfaltenos). Los estudios hechos a los fluidos de estos campos nos han mostrado que existe presencia de sólidos, más exactamente sólidos orgánicos como son las parafinas. Se ha determinado cuantitativamente en el laboratorio, que en los fluidos de *Cupiagua* y *Cusiana* existe presencia en un 8% en peso de asfaltenos. Esto es un valor un poco alto para crudos colombianos (la mayoría de los crudos del piedemonte llanero tienen un contenido aproximado entre 4.6 a 5.3% en peso de asfaltenos y parafinas en

general) que si se da durante la migración puede provocar una distribución de diferentes tipos de petróleo en estratos de alta y de baja permeabilidad, lo cual es difícil de cualificar y más aún cuantificar.

También se puede presentar en las partes más bajas del yacimiento debido a fuerzas gravitacionales y a una termodinámica no ideal. Obviamente la fuerza de gravedad es un factor determinante que afecta todos los yacimientos del mundo y hace precipitar estos componentes orgánicos pesados al fondo de la columna de fluido, además hay que tener en cuenta que la termodinámica de estos campos es bastante alejada del concepto de ideal, difícil de enmarcar en sus tratados básicos, ya que su comportamiento es muy cercano a las condiciones críticas en la mayoría de sectores de los yacimientos citados, además de presentarse comportamientos retrógrados bastante complejos (por ejemplo en *Cupiagua* existe transformación de condensado en aceite volátil, al contacto de este con el bloque de gas inyectado, mientras que en *Cusiana* es al contrario, el aceite volátil al entrar en contacto con el bloque de gas inyectado se transforma en condensado).

- Distribución variable de los tipos de hidrocarburos contenidos en las fracciones de  $C_{7+}$ .

Al analizar los datos composicionales suministrados para este estudio, se observa que existe un pequeñísimo porcentaje de aromáticos en la fracción  $C_{7+}$  (benceno y tolueno), aproximadamente del 1% molar; en cuanto a parafinas, ya se dijo que el porcentaje en peso para estos fluidos es del 8%, pero de distribución homogénea en todos los fluidos producidos de diferentes zonas, por lo que esta teoría se debería descartar, ya que estas pequeñísimas cantidades de parafinas y asfaltenos no causarían una distribución variable de los tipos de hidrocarburos en la fracción  $C_{7+}$  de los gases retrógrados, condensados y aceites volátiles.

➤ La biodegradación

Cuando en un campo petrolero existe biodegradación, cuya variación areal y vertical puede causar cambios significativos, por ejemplo en el contenido de  $H_2S$  y la gravedad *API*, es una condición no frecuente.

Con el fin de referenciar y entender mejor esta teoría, se hará referencia al caso del yacimiento *Khuff* de *Ghawar* en el *Medio Oriente*, donde la variación observada en la composición con la profundidad contradice totalmente la teoría de equilibrio químico-gravitacional<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> TEMENG, AL SADEG AND AL MUHIM. Compositional Grading in the Ghawar Khuff Reservoirs. Paper SPE 49270 (1998).

En este caso de gradación composicional el proceso dominante para la gradación composicional del *Khuff* es la generación de ácido sulfhídrico por reducción termoquímica del sulfato (anhidrita –  $\text{CaSO}_4$ ). Este proceso ocurre a temperaturas por encima de la temperatura de entrada (para el caso es  $270\text{ }^\circ\text{F}$ ) y utiliza hidrocarburos como un grupo de reactivos. El anticlinal es de  $200\text{ km}$  de longitud y unos  $25\text{ km}$  de amplitud, tiene dos formaciones de  $120$  y  $200\text{ ft}$  de espesor bruto, con temperaturas entre  $250$  y  $300\text{ }^\circ\text{F}$ . Desde la perforación se observó el cambio de propiedades del fluido a través del campo, variando por ejemplo la gravedad específica y la relación condensado-gas del fluido (*RCG*), mientras que la cantidad de  $\text{H}_2\text{S}$  variaba de  $0\%$  a  $5\%$  por zonas. La variación en las propiedades daba indicios de la compartimentización del yacimiento. Pero las *PBU* mostraron congruencia en las presiones en todas las zonas lo que demostró la continuidad de la estructura.

Según los análisis realizados, los componentes hidrocarburos decrecen en composición con la profundidad, al igual que el punto de rocío y la *RCG*, mientras que los no hidrocarburos ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ) aumentan en composición con la profundidad y la temperatura. Los hidrocarburos de bajo número de carbonos reaccionarían mejor con la anhidrita mientras que los más pesados jugarían un rol con las altas temperaturas. Aparte en las formaciones mas profundas, libres de anhidrita, no hay presencia de  $\text{H}_2\text{S}$ .

Debido a la alta relación  $L/h$  y a la inclinación estructural del yacimiento, cualquier gradiente vertical tendrá efecto en el sentido horizontal. Bajo estas circunstancias la convección natural actuara sobre el estado de los fluidos en el yacimiento.

Es posible que la distribución composicional sea causada por los procesos convectivos y a la generación in situ de  $H_2S$ , y la variación en la concentración de  $H_2S$  sea causada debido a la reducción termoquímica del sulfato.

Aparte podría estar ocurriendo una difusión del  $H_2S$  de regiones con mayor concentración a regiones con menor concentración, en un intento por conseguir el equilibrio. La convección y la gravedad podrían ayudar a llevar los livianos arriba y los pesados abajo, pero esto podría tomar muchísimos años.

- Las concentraciones zonales de metano pueden provocar variación en el grado de saturación de gas en campos vecinos.

Esto puede verse, por ejemplo, en los bloques de una falla cuyo contenido de hidrocarburos puede variar desde un sistema gas-petróleo saturado hasta un petróleo altamente subsaturado.

En estos campos existe alta variación de la concentración de metano por zonas, desde valores pico de 60% molar hasta valores mínimos encontrados solo en algunos sectores, que marcan 12% molar.

Al este, el campo *Cusiana* se encuentra delimitado por la falla que lleva el mismo nombre, en esta zona se encuentran ubicados varios pozos cuya composición de fluidos fue bien reportada. La mayoría de muestreos para determinar las composiciones fueron tomados en esta zona, mediante pruebas DST entre los años 1988 y 1991. En estas pruebas se evidencio un altísimo porcentaje molar en composición respecto al componente liviano metano. La mayoría de valores cuantitativos de este componente oscilaba entre el 65 y 70% molar, aunque hubo zonas en donde se obtuvieron valores un poco menores (entre 49% y 60% molar de metano), aunque estas muestras fueron tomadas, aproximadamente entre uno y dos años después (1992 y 1993), lo que evidencia el cambio en la composición con el tiempo.

Esta zona Este de *Cusiana*, delimita al norte con la zona sudeste de *Cupiagua*, zona donde se evidencia abundante variación en el grado de saturación de gas, aparte de variación el porcentaje de composición de los componentes, principalmente hidrocarburos, tanto en la distancia como en el tiempo.

## 4.2. ACUMULACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADO<sup>38</sup>

Existe presencia de bancos de condensado debido a:

- Amplitud del horizonte productor
- Cercanía al punto crítico del fluido a condiciones de yacimiento.

La acumulación de condensado cerca de los pozos en estos campos es una de las principales causas para la pérdida de deliberabilidad de los pozos de condensado. Este problema ha sido particularmente agudo en sistemas condensados de alto rendimiento y baja permeabilidad, como es el caso de este estudio. Las rocas de baja permeabilidad causan una gran caída de presión, ayudando la acumulación de condensado.

Existen factores claves los cuales controlan la deliberabilidad de los pozos. Particularmente se ha encontrado que la revaporización del condensado in-situ esta directamente relacionada con el incremento del *GOR* de producción y de la perdida de deliberabilidad.

---

<sup>38</sup> LEE AND CHAVERRA. Modeling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical. Paper SPE 49265 (1996).

Otro factor determinante en estos sistemas es el *GOR* de producción, ya que éste lo afecta de manera crítica. Este ha aumentado debido al agotamiento del yacimiento, a la formación de bancos de condensado, y particularmente a la inyección de gas. Otro factor que afecta el *GOR* es el grado de subsaturación del fluido. Estos dos factores son muy importantes para mantener al sistema como monofásico e impedir la propagación de las dos fases.

*Fevang y Whitson (1996)* denotaron los posibles regimenes de flujo como:

*REGION 1:* Ocurre cerca de los pozos de producción, donde hay dos fases del hidrocarburo fluyendo (gas y condensado).

*REGION 2:* Contiene solo una fase fluyendo (gas) y con una saturación de condensado menor que el valor crítico.

*REGION 3:* Contiene solo una fase (gas) con presiones regionales que son más grandes que la presión de rocío original.

Dependiendo de la presión y del comportamiento de fase del fluido, una o dos regiones podrían desaparecer. Aparte, el gas se vuelve inmóvil a saturaciones líquidas del 48%.

Si  $P = P_{dew} < P_i$  entonces el *GOR* de producción es el mismo *GOR* inicial, y la composición también es igual a la original. El flujo está bajo la condición de yacimiento infinito (flujo estabilizado, estado estable verdadero), si estamos bajo esta condición la región dos no puede existir, aunque si la  $P_{bh} < P_{dew}$  entonces la región uno existirá. En general, por eso, la región uno ocurrirá antes que la región dos, además con la región dos ausente, el perfil de saturación de condensado debería exhibir una pendiente discontinua desde cero hasta la saturación crítica de condensado cuando la caída de presión esté por debajo de la presión de punto de rocío.

Si  $P < P_{dew} < P_e$  siendo  $P_e$  la presión del área del radio de drenaje, se produce un *GOR* más grande que el original, las tres regiones de flujo podrían coexistir simultáneamente. Basado en estudios de casos de campo, el tiempo para esta condición de flujo es relativamente corto.

Si  $P > P_e$  y el *GOR* de producción es mayor que el original, entonces el yacimiento entero ha sido depletado y existen dos fases fluyendo hacia superficie.

Durante la producción hay un periodo de tiempo en el cual el yacimiento está actuando como infinito y coexisten las tres regiones por un corto tiempo.

Si  $P(r) > P_{dew}$  tenemos una condición de flujo en una sola fase. Bajo tal condición, la presión del yacimiento es proporcional a la tasa de producción de gas.

En el campo *Cupiagua*, alrededor de tiempo en que se llegó a una  $CGP = 6.5$  *BSCF* (Producción acumulativa de gas), ocurrió la revaporización, este tiempo coincidió con el aumento del *GOR* de producción, lo que confirmó esta afirmación. Además, el incremento del *GOR* coincide con la reducción (revaporización) de la saturación de aceite (condensado). Esto muestra que la revaporización del condensado *in-situ* está relacionada con el incremento en el *GOR*. La revaporización es un resultado de la composición local del fluido y de la presión.

Durante la producción de los pozos de condensado, se encontró desde la simulación composicional y las pruebas de pozos que el comportamiento de fase del fluido *in situ*, particularmente cerca de los pozos, puede cambiar de un condensado retrógrado a un comportamiento de punto de burbuja.

Se cree que a tiempos tempranos el comportamiento de fase exhibiría un condensado cerca al punto crítico y cambiaría rápidamente a un aceite volátil cercano al punto crítico a 5.5 *BSCF* de *CGP*. Al tiempo de la revaporización (donde la saturación de aceite es máxima) el fluido es un aceite volátil no crítico con una saturación cercana a los 45%. Además cuando la presión declina, la volatilidad del fluido se reduce gradualmente. Los componentes hidrocarburos

vaporizados durante los procesos de revaporización principalmente son metano-etano (78% aproximadamente). Tal vaporización contribuye al incremento del *GOR* y a la reducción de la tasa de líquido producido cuando la presión declina. Esta revaporización ocurre primero en los fluidos cercanos a los pozos. Entonces se propaga dentro del yacimiento, ampliándose luego a la región de dos fases dentro del yacimiento.

Debido a las altas velocidades por el flujo enfocado existe un efecto de turbulencia que genera un factor *skin* adicional que se cree que tiene influencia en la producción a partir de pruebas de presión en pozos en donde se observa con una variación en el factor *D* (relacionado con el flujo turbulento), efecto acrecentado por la presencia de bancos de condensado.

Se ha determinado que los daños de formación han sido influenciados por la presencia de bancos de condensado y efectos de flujo no *Darcy* (altas tasas de producción de gas).

### 4.3. GRADIENTES TÉRMICOS<sup>39</sup>

Debido a la baja relación  $L/h$  presente en los dos campos del estudio, el gradiente térmico vertical no tendrá efecto en el sentido horizontal, caso contrario al caso del yacimiento *Khuff* de *Ghawar* en el medio oriente en donde esta relación sí es bastante alta por lo que se presentan gradientes térmicos horizontales. Como no existe para nuestro caso un gradiente horizontal, no se presentara un gradiente horizontal de densidad de fluidos, y así, un gradiente de presión horizontal, y como consecuencia de todo esto, la existencia de convección horizontal.

La variación composicional areal fuerte en adición a la variación vertical debido a los gradientes térmico y gravitacional, indica que el yacimiento a condiciones iniciales estaba en un estado composicional de no equilibrio con respecto a la mezcla.

*Hirschberg* (1998) estimo que el tiempo requerido para establecer el equilibrio composicional, isotermicamente, puede ser del orden de los diez millones de años comparable con tiempos geológicos.

---

<sup>39</sup> TEMENG, AL SADEG AND AL MUHIM. Compositional Grading in the Ghawar Khuff Reservoirs. Paper SPE 49270 (1998).

## **5. DETERMINACIÓN COMPOSICIONAL DE LOS CAMPOS BAJO ESTUDIO**

### **5.1. ANALISIS DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LOS FLUIDOS**

El fluido, de condiciones altamente críticas, se encontró, de manera nativa, en el periodo de perforación de los pozos, bajo condiciones similares, con un espectro de composición casi idéntico.

Para ambos campos, en todos los pozos en que se decidió monitorear la composición de los fluidos, se realizó la toma de las muestras, mediante pruebas DST (Drill Steam Test).

#### **5.1.1. Campo *Cupiagua***

##### **5.1.1.1. Formación *Mirador***

###### **5.1.1.1.1. Metano**

En este estrato productor se presentaron de manera generalizada valores iniciales entre 55% y 65% molar en cuanto a metano, para el tope de la formación y valores iniciales entre 50% y 55% molar de metano para la base de la misma,

independiente de la profundidad del tope y de la base del estrato productor, ya que al ser un anticlinal, las profundidades para el mismo estrato varían considerablemente.

Además, es importante mencionar que es la formación más importante del campo, pues aporta el mayor porcentaje de producción de fluidos (aproximadamente el 60%), y debido a esta causa es posible que se presente flujo cruzado con las formaciones más profundas que producen fluidos en menor porcentaje y esta podría ser una importante causa de la variación composicional tan grande presente en esta formación.

También se debe considerar que el metano es el componente que posee más variación con el tiempo en esta formación, observándose una condición específica, una tendencia a homogeneizar esta fracción en todo el estrato *Mirador*, tendencia que nos confirma la presencia de convección en estos campos geotérmicos.

#### **5.1.1.1.2. Fracción C<sub>7+</sub>**

En cuanto a la fracción C<sub>7+</sub>, en el tope, se obtuvieron valores iniciales entre 10% y 19% molar, y para la base de la misma valores iniciales entre 20% y 25% molar.

En cuanto a variación composicional de esta fracción con el tiempo, tiende a aumentar su porcentaje molar con el tiempo, tanto en el tope como en la base del estrato productor, además se observa la misma condición de homogeneización, lo que nos evidencia la ocurrencia de convección.

	<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>7+</sub></b>
<b>TOPE</b> _____	53%	19%
<b>MIRADOR</b>		
<b>BASE</b> _____	48%	25%

**Figura 16.** Variación de la composición molar para el fluido producido por la formación *mirador* en el campo *Cupiagua* en 1998<sup>40</sup>.

Un poco más de tres años después, así se veía la misma formación, para el mismo pozo, y sus composiciones de fluidos:

	<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>7+</sub></b>
<b>TOPE</b> _____	36%	33%
<b>MIRADOR</b>		
<b>BASE</b> _____	38%	35%

**Figura 17.** Variación de la composición molar para el fluido de la formación *mirador* en el campo *Cupiagua* en el 2001<sup>41</sup>.

#### 5.1.1.2. Formaciones *Barco* y *Guadalupe*

##### 5.1.1.2.1. Metano

Se observó mucha más diferencia entre los valores iniciales de metano; para el tope estaban cuantificados entre 50% y 65% molar, independiente de la profundidad de este tope; para la base los valores iniciales de metano eran más constantes, entre 50% y 52% molar.

---

<sup>40</sup> Gráfico generado por los autores.

<sup>41</sup> *Ibíd.*

#### 5.1.1.2.2 Fracción C<sub>7+</sub>

Se cuantifico una variación composicional en cuanto a la fracción C<sub>7+</sub> para estas dos formaciones de la siguiente forma: en los topes, se obtuvieron valores iniciales entre 10% y 15% molar, y para las bases de las mismas, valores iniciales de fracción C<sub>7+</sub> entre 20% y 25% molar. En cuanto a la variación composicional de esta fracción pesada con el tiempo para estas dos formaciones se observo que no existe tal variación en la formación *Guadalupe*, la composición en un punto del yacimiento en esta formación es aproximadamente igual al resultado que arroje el espectro de composición en cualquier otro punto del yacimiento a una misma profundidad; en cuanto a la formación *Barco* no es posible determinar si existe variación composicional con respecto al tiempo ya que faltan datos experimentales de cromatografías.

	<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>7+</sub></b>
<b>TOPE</b> _____	64%	10%
<b>BARCO Y</b>		
<b>GUADALUPE</b>		
<b>BASE</b> _____	50%	28%

**FIGURA 18.** Variación de la composición molar para el fluido producido por las formaciones *Barco* y *Guadalupe* para el campo *Cupiagua*<sup>42</sup>

## 5.1.2. Campo Cusiana

### 5.1.2.1. Formación *Mirador*

#### 5.1.2.1.1. Metano

Para este campo, también se dispone de información composicional obtenida de pruebas DST.

En este estrato productor se presentaron de manera generalizada valores iniciales entre 55% y 70% molar para el tope de la formación y valores iniciales entre 45% y 55% molar de metano para la base de la misma, independiente de la profundidad

del tope y de la base del estrato productor, ya que al ser un anticlinal, las profundidades para el mismo estrato varían considerablemente.

#### **5.1.1.1.2. Fracción C<sub>7+</sub>**

En cuanto a la fracción C<sub>7+</sub>, en el tope, se obtuvieron valores iniciales entre 10% y 15% molar, y para la base de la misma valores iniciales entre 15% y 20% molar.

En cuanto a variación composicional de esta fracción con el tiempo, tiende a aumentar su porcentaje molar con el tiempo, tanto en el tope como en la base del estrato productor, además se observa la misma condición de homogeneización, lo que nos evidencia la ocurrencia de convección.

#### **5.1.1.2. Formaciones *Barco y Guadalupe***

##### **5.1.1.2.1. Metano**

Para el tope se determinaron valores aproximadamente de 55% molar, independiente de la profundidad de este tope; para la base los valores iniciales de metano eran entre 45 y 50% molar.

---

<sup>42</sup> *Ibíd.*

#### 5.1.1.2.2 Fracción C<sub>7+</sub>

Se cuantifico una variación composicional en cuanto a la fracción C<sub>7+</sub> para estas dos formaciones de la siguiente forma: en los topes, se obtuvieron valores iniciales entre 15% y 20% molar, y para las bases de las mismas, valores iniciales de fracción C<sub>7+</sub> entre 25% y 28% molar.

En cuanto a la variación composicional de esta fracción pesada con el tiempo se determinó el mismo comportamiento que en *Cupiagua*, se observó que no existe tal variación en la formación *Guadalupe*, la composición en un punto del yacimiento en esta formación es aproximadamente igual al resultado que arroje el espectro de composición en cualquier otro punto del yacimiento a una misma profundidad; en cuanto a la formación *Barco* no es posible determinar si existe variación composicional con respecto al tiempo ya que faltan datos experimentales de cromatografías.

	<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>7+</sub></b>
<b>TOPE</b> _____	64%	10%
<b>BARCO Y</b>		
<b>GUADALUPE</b>		
<b>BASE</b> _____	50%	28%

**FIGURA 19.** Variación inicial de la composición molar para el fluido producido por las formaciones *Barco* y *Guadalupe* para el campo *Cusiana*<sup>43</sup>

## **5.2. METODOLOGIA PARA LA CUANTIFICACION DE LA VARIACION COMPOSICIONAL**

La variación composicional en una formación productora de hidrocarburos, dimensionalmente hablando, puede presentarse de manera vertical y/o areal. En el presente estudio, se determinó cuantitativamente esta variación en las dos posibilidades, con metodologías distintas.

### **5.2.1. Metodología Vertical**

Para este fin se utilizó la información experimental disponible y el software *Gradiente*, desarrollado por el grupo de modelamiento de procesos hidrocarburos.

Este software permite calcular la variación composicional isotérmica, en este caso para un fluido proveniente de los dos campos bajo estudio, ya que trabaja con la ecuación de estado *Peng-Robinson* ajustada para dichos campos. Para efectos de cálculos, el software necesita los coeficientes de interacción binaria de los componentes del fluido a sus respectivas condiciones de composición, presión, temperatura y profundidad. Para esto, presenta la posibilidad de calcularlos mediante dos métodos que el usuario puede escoger, el método de *Desk TOP-PVT* y el método de *Chueh-Prausnitz*, aunque también ofrece la posibilidad de que el usuario introduzca sus propios coeficientes de interacción binaria.

El siguiente paso es la introducción de los componentes, tanto hidrocarburos como no hidrocarburos, presentes en el fluido de muestreo, es así como presenta la posibilidad de incluir pseudo-componentes con pesos moleculares diferentes a los componentes referenciados en el software. El resultado final es una distribución molar porcentual de todos los componentes citados para el fluido analizado en función de la profundidad, con su respectivo dato de presión de yacimiento, presión de saturación de fluido y profundidad relativa respecto a la profundidad de referencia, como se puede observar en la figura 21, en donde se muestra un pantallazo para el *pozo 1*.

---

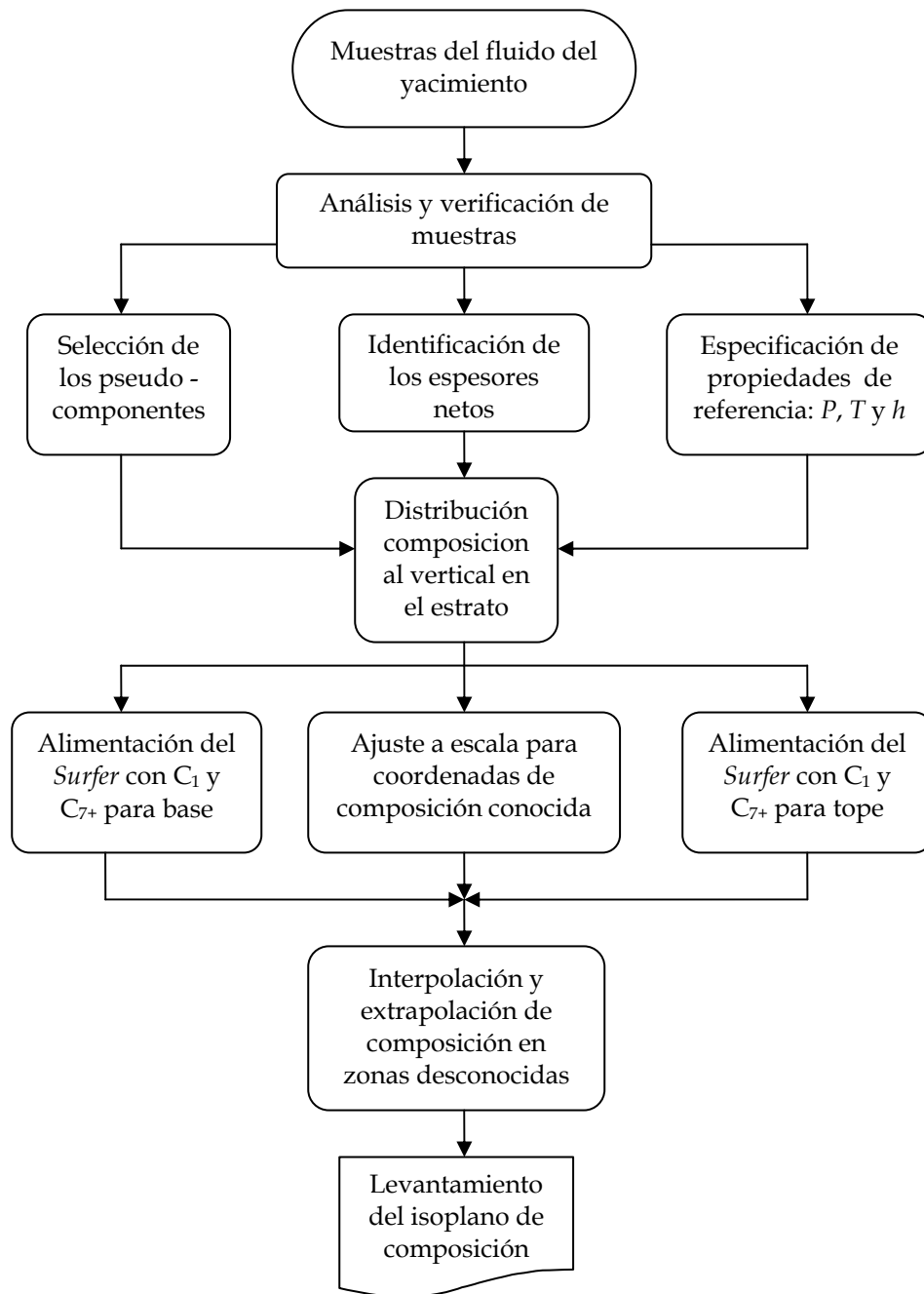
<sup>43</sup> *Ibíd.*

### 5.2.2. Metodología Areal

A partir de la distribución composicional del estrato *Mirador*, obtenida en la metodología vertical, se tomaron los valores de porcentaje molar de metano y  $C_{7+}$  para los topes y las bases de dicha formación en los diferentes pozos, donde se contaba con información disponible y mediante el uso académico del “Surfer 7.0”, se extrapolo e interpoló en las zonas de composición desconocida, obteniéndose isoplanos que proporcionan una idea de la composición de los fluidos en cualquier zona del campo.

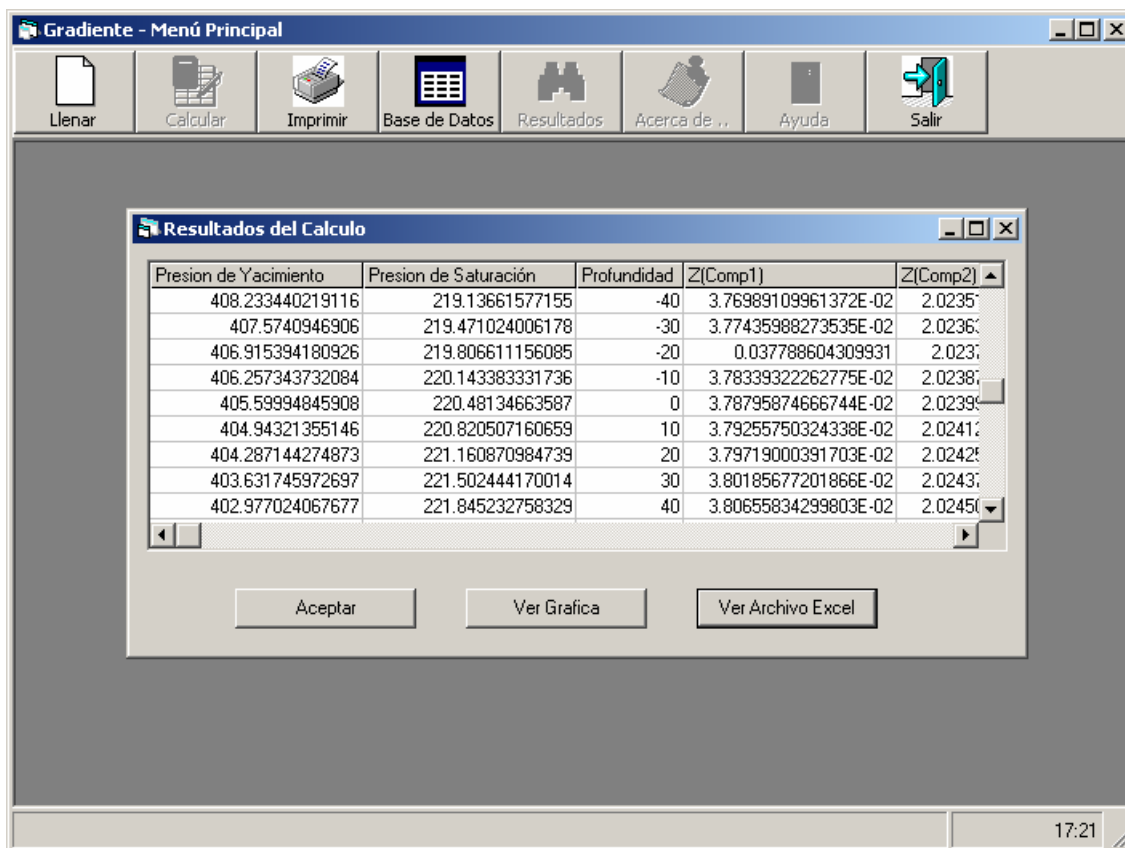
La figura 20 presenta la metodología para la determinación de la variación composicional areal. La validación de dicha metodología se logra por medio de la utilización de puntos de control al momento de correr el programa *Surfer 7.0*, el cual necesita de mínimo cuatro valores de composición para lograr un barrido areal.

Por lo general se cuenta con cinco puntos para cada tiempo de correlación, utilizándose el valor restante como punto de control y comparación para determinar el porcentaje de error promedio de la correlación areal. El porcentaje de error promedio obtenido fue de 1.9%



**Figura 20.** Metodología para la determinación de la variación composicional<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> *Ibíd.*



**Figura 21.** Resultados del software “*Gradiente*”, para el pozo 1<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> Software *Gradiente*, proporcionado por el Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. GMPH.

### **5.2.2.1. Formulación matemática**

Para determinar el porcentaje molar ganado o perdido por algún componente, expresado matemáticamente como un diferencial de composición respecto del tiempo ( $dx / dt$ ), se emplean algunas relaciones matemáticas, que al combinarlas de una manera adecuada permiten obtener el diferencial mencionado.

Asumir que el cambio en la composición con respecto del tiempo para un pozo sin tener en cuenta las diferentes variables que pueden afectar este cambio es totalmente ilógico, por lo tanto se recurre a juntar en una misma expresión dichas variables. Este proceso se puede lograr correctamente por medio de la utilización de la “regla de la cadena”, procedimiento matemático que busca correlacionar el cambio de una variable con respecto a otra en función de múltiples diferenciales de variables implícitas en el fenómeno.

### **5.2.2.2. Desarrollo de la correlación RY2**

Teniendo en cuenta que la información experimental disponible para el desarrollo de este proyecto fue tomada de diferentes pozos y a diferentes tiempos, lo cual dificulta su análisis e interpretación debido a que se ha comprobado que existe variación composicional en dichos fluidos, se realizó un tratamiento estrictamente

matemático con el fin de tener una aproximación de dichos valores a un mismo tiempo.

El resultado final es una ecuación que determina, de manera aproximada, el cambio en la composición (en fracción molar) de cualquier componente para un tiempo determinado.

Las expresiones matemáticas utilizadas para la formulación de la correlación son las siguientes:

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dx}{dh} \quad (43)$$

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dh}{dP} \quad (44)$$

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dP}{dt} \quad (45)$$

donde:

$dx / dt$  es el cambio en la composición con respecto al tiempo

$dx / dh$  es el cambio en la composición con respecto al espesor del estrato productor, que se obtiene a partir de los resultados arrojados por el software *Gradiente*.

$dh / dP$  es el inverso del cambio de la presión con respecto a la profundidad y se obtiene como un valor calculado por el operador del campo.

$dP / dt$  es el cambio en la presión de la formación productora con respecto al tiempo. Este dato es calculado por medio de pruebas de pozo ejecutadas por el operador del campo

Se combinan las ecuaciones (43), (44) y (45) obteniéndose:

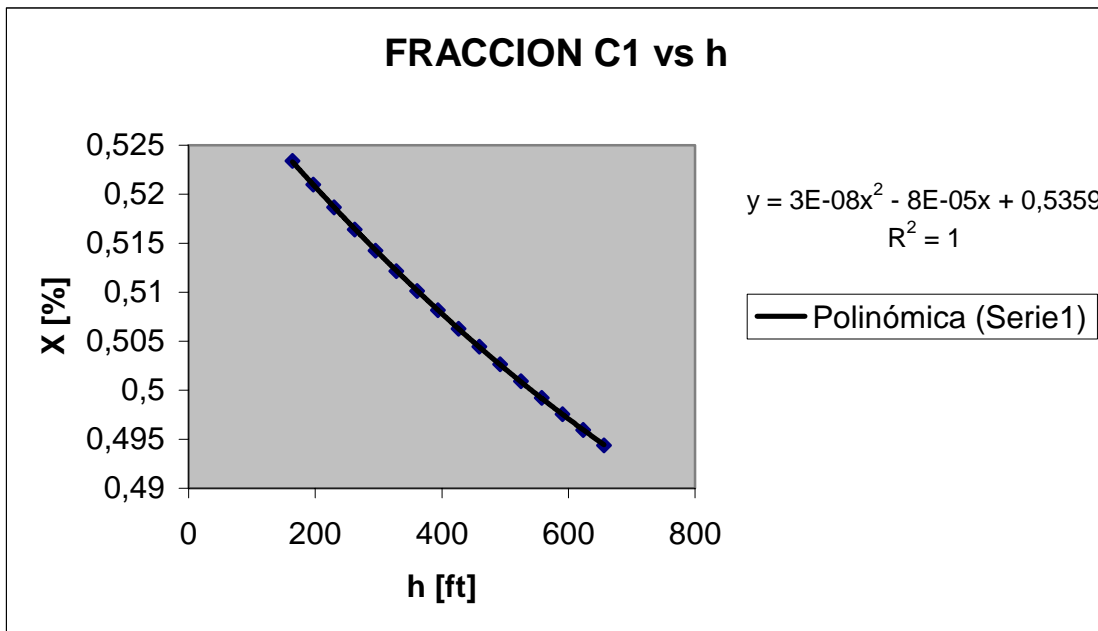
$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dx}{dh} \cdot \frac{dh}{dP} \cdot \frac{dP}{dt} \quad (46)$$

Para convertir la relación (46) en una igualdad se debe introducir una constante de proporcionalidad. Esta se denominó  $h_L$ , y se obtuvo mediante la técnica de ensayo y error a partir de la información experimental disponible, por lo que la variación composicional con el tiempo toma la siguiente forma:

$$\frac{dx}{dt} = Kte \cdot \frac{dx}{dh} \cdot \frac{dh}{dP} \cdot \frac{dP}{dt} \quad (47)$$

A continuación se explica de manera detallada el método utilizado para la obtención de la correlación mencionada, para los distintos componentes y fracciones mostrando como ejemplo los resultados obtenidos para el metano en la formación *Mirador* para el pozo 1.

**a)** El primer paso fue hallar la variación vertical de la composición de metano en la formación *Mirador* mediante el uso del software “Gradiente”, del cual se extrajo la cuantificación de esta gradación composicional con respecto a la profundidad. Luego se graficó en un plano cartesiano las composiciones obtenidas a diferentes profundidades de tal manera que se pudieron correlacionar estas dos variables y obtener una expresión que permite determinar la composición del metano de la formación *Mirador* en función de la profundidad, obteniéndose una expresión para  $dx/dh$ , requerida para ser introducida en la ecuación (47).



**Figura 22.** Variación de la fracción de metano con la profundidad para el fluido de la formación *Mirador*<sup>46</sup>.

La expresión que se encontró para describir la composición en función de la profundidad en la formación *Mirador* fue:

$$x = 0.00000003 \cdot h^2 - 0.00008 \cdot h + 0.05359 \text{ [%]} \quad (48)$$

Con un factor de correlación  $r^2$  de 1.

Al derivar la ecuación (48) se obtiene:

$$\frac{dx}{dh} = 0.00000006 \cdot h - 0.00008 \left[ \frac{\%}{ft} \right] \quad (49)$$

con las siguientes condiciones límites:

- El  $h$  indicado es la profundidad de referencia, medido a partir del tope de la formación *Mirador*.
- El tope del estrato es  $h = 0$ .
- El valor de  $h$  aumenta con la profundidad desde cero hasta un valor  $z$ , el cual es el espesor neto de la formación.
- El tiempo  $t$  es igual a cero en el momento de la toma de la muestra y aumenta a partir de ese día.

**b)** Para obtener la variación de la profundidad con respecto a la presión se efectuó un procedimiento más sencillo, pues se contaba con un dato cuantificado por la empresa operadora del campo.

Mediante toma de registros, diferentes pruebas y análisis, se determinó que el gradiente de presión normal de los campos es  $0.2 \text{ psi/ft}$ , por lo que solo era

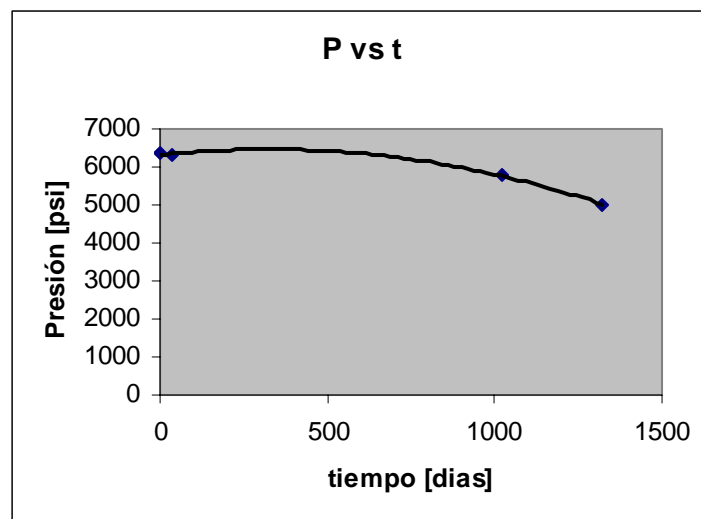
---

<sup>46</sup> *Ibíd.*

necesario invertir el dato, lo que arrojó un gradiente de profundidad con respecto a la presión de 5 ft/psi, o sea:

$$\frac{dh}{dp} = 5 \left[ \frac{ft}{psi} \right] \quad (50)$$

c) Para cuantificar el cambio de la presión con el tiempo, se tomó la historia de caída de presión del pozo bajo estudio con respecto al tiempo, y se empleó el mismo procedimiento descrito para determinar el  $dx/dh$ .



**Figura 23.** Variación de la presión con el tiempo para la formación *Mirador*<sup>47</sup>.

---

<sup>47</sup> *Ibíd.*

Al final, la expresión que se obtuvo tiene la siguiente forma:

$$P = -0.00145 \cdot t^2 + 0.94975 \cdot t + 6310.4 \quad (51)$$

Con un factor de correlación  $r^2$  de 1.

Donde  $t$  es el tiempo en días a partir de la toma de la muestra de composición conocida hasta el día en que se desea saber la composición actual del fluido.

Al derivar la expresión con respecto al tiempo, se obtiene:

$$\frac{dP}{dt} = -0.0029 \cdot t + 0.94975 \left[ \frac{psi}{dia} \right] \quad (52)$$

**d)** Para hallar la constante, se tomaron las expresiones obtenidas en los pasos anteriores y se reemplazaron las ecuaciones (43), (44) y (45) en la ecuación (46), el valor de  $dx/dt$  se obtuvo al encontrar el delta de variación para una misma profundidad a diferentes tiempos:

$$\frac{dx}{dt} = xc_1(t_2, h^0) - xc_1(t_1, h^0)$$

A continuación se compararon punto a punto para cada composición con su respectiva profundidad, con los datos suministrados para el pozo 1 y mediante el método de prueba y error se pudo determinar la constante de calibración adimensional, con una desviación estándar del 0.00191. El valor de dicha constante es -0.1358.

El valor de la constante y su respectiva desviación se ven afectados al utilizar composiciones porcentuales y no fraccionales, este hecho implica una desviación mucho más grande, así como un valor de la constante menos exacto. Este análisis se obtuvo por prueba y error, variando las fracciones a porcentajes, obteniéndose valores de constante y desviación de -14.007 y 0.197 respectivamente.

El procedimiento se puede detallar en la tabla 5.

$h$ (m)	$Xc1$ (t=1998)	$Xc1$ (t=2001)	$dXc1/dt$	$dh/dP$	$dP/dt$	$dXc1/dh$	$(dh/dP)(dP/dt)(dx/dh)$	$hL$
272.2	0.48092518	0.361785878	0.000104	5	2.3853	-6.4E-05	-0.00075932	-0.1364
262.2	0.482279941	0.362354432	0.000104	5	2.3853	-6.4E-05	-0.000766476	-0.1361
252.2	0.483660104	0.362925959	0.000105	5	2.3853	-6.5E-05	-0.000773632	-0.1357
242.2	0.485066876	0.363500494	0.000106	5	2.3853	-6.5E-05	-0.000780788	-0.1354
232.2	0.486501559	0.364078071	0.000106	5	2.3853	-6.6E-05	-0.000787943	-0.1351
222.2	0.487965555	0.364658727	0.000107	5	2.3853	-6.7E-05	-0.000795099	-0.1349
212.2	0.489460373	0.365242498	0.000108	5	2.3853	-6.7E-05	-0.000802255	-0.1346
202.2	0.490987649	0.365829423	0.000109	5	2.3853	-6.8E-05	-0.000809411	-0.1345
192.2	0.492549151	0.366419538	0.00011	5	2.3853	-6.8E-05	-0.000816566	-0.1343
182.2	0.4941468	0.367012883	0.000111	5	2.3853	-6.9E-05	-0.000823722	-0.1342
172.2	0.495782684	0.367609498	0.000111	5	2.3853	-7E-05	-0.000830878	-0.1341
162.2	0.497459079	0.368209422	0.000112	5	2.3853	-7E-05	-0.000838034	-0.1341
152.2	0.499178468	0.368812696	0.000113	5	2.3853	-7.1E-05	-0.000845189	-0.1341
142.2	0.500943574	0.369419362	0.000114	5	2.3853	-7.1E-05	-0.000852345	-0.1342
132.2	0.50275738	0.370029462	0.000115	5	2.3853	-7.2E-05	-0.000859501	-0.1343
122.2	0.504623169	0.37064304	0.000117	5	2.3853	-7.3E-05	-0.000866657	-0.1344
112.2	0.506544562	0.371260138	0.000118	5	2.3853	-7.3E-05	-0.000873812	-0.1346
102.2	0.508525556	0.371880803	0.000119	5	2.3853	-7.4E-05	-0.000880968	-0.1349
92.2	0.510570584	0.372505078	0.00012	5	2.3853	-7.4E-05	-0.000888124	-0.1352
82.2	0.512684566	0.373133011	0.000121	5	2.3853	-7.5E-05	-0.00089528	-0.1355
72.2	0.514872976	0.373764649	0.000123	5	2.3853	-7.6E-05	-0.000902435	-0.136
62.2	0.51714192	0.374400039	0.000124	5	2.3853	-7.6E-05	-0.000909591	-0.1365
52.2	0.519498214	0.375039231	0.000126	5	2.3853	-7.7E-05	-0.000916747	-0.137
42.2	0.521949478	0.375682275	0.000127	5	2.3853	-7.7E-05	-0.000923903	-0.1377
32.2	0.524504232	0.37632922	0.000129	5	2.3853	-7.8E-05	-0.000931058	-0.1384
22.2	0.52717199	0.376980119	0.000131	5	2.3853	-7.9E-05	-0.000938214	-0.1392
12.2	0.529963344	0.377635025	0.000132	5	2.3853	-7.9E-05	-0.00094537	-0.1401
2.2	0.532890017	0.378293991	0.000134	5	2.3853	-8E-05	-0.000952526	-0.1411
<b>promedio <math>hL</math></b>								<b>-0.1358</b>
<b>Desviación Estándar</b>								<b>0.00191</b>

**Tabla 5.** Determinación de la constante  $h_L$

Por lo tanto, la expresión final para la variación de metano con el tiempo, en la formación *Mirador*, tomo la siguiente forma:

$$\frac{dxc_1}{dt} = 0.679 * (0.00000006 \cdot h - 0.00008) * (-0.0029 \cdot t + 0.94975) * 100 \left[ \frac{\%}{\text{día}} \right] \quad (53)$$

La cual se emplea de la siguiente manera: se introduce el tiempo  $t$  (días) desde la toma de la cromatografía conocida y hasta el día en que se desea simular la nueva composición; y la profundidad  $h$  (ft) a los cuales se desea conocer la nueva composición del metano en la formación *Mirador*. El valor obtenido ( $dx/dt$ ) tiene un signo negativo ya que indica que es una pérdida en porcentaje molar de metano, este valor obtenido debe restarse al valor tomado como referencia.

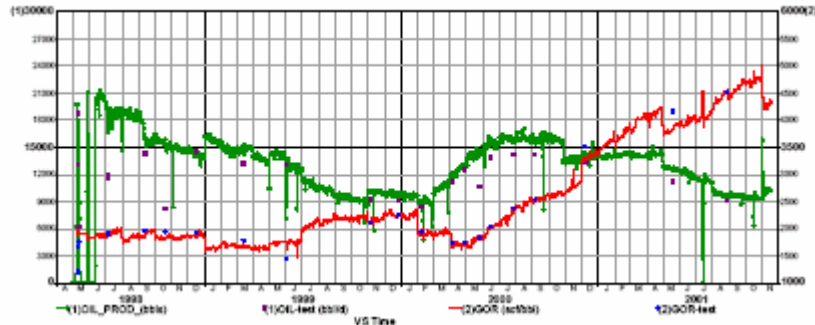
De la misma forma en que se correlacionó la ecuación para el metano, se realizó para la fracción  $C_{7+}$ , para la formación *Mirador* tomando la siguiente forma:

$$\frac{dxc_{7+}}{dt} = 1.3605 * (-0.00000006 \cdot h + 0.0001) * (-0.0029 \cdot t + 0.94975) * 100 \left[ \frac{\%}{\text{día}} \right] \quad (54)$$

Con estas expresiones (53) y (54) que son aplicables para obtener la variación del metano y de la fracción pesada en la formación *Mirador*, respectivamente, se puede determinar cuales serían las composiciones de estos dos componentes en

cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo, pudiéndose obtener finalmente distribuciones espaciales, en donde el eje x es la coordenada Oeste-Este y el eje y la coordenada Norte-Sur de un punto determinado.

El procedimiento anterior es valido debido a que se puede comprobar la continuidad de la función por medio de la historia de producción del “pozo 1” para el periodo comprendido entre Mayo de 1998 hasta Mayo de 2001, intervalo de tiempo en el cual no hubo cierres ni trabajos de *workover* (figura 24). El mismo análisis se aplica a los demás pozos afectados.



**Figura 24.** Historia de producción del “pozo 1”<sup>48</sup>.

El presente método debe ser usado en sectores del campo donde exista inyección de fluidos que alteren la composición del fluido de yacimiento ya que estos se

<sup>48</sup> Figura generada por los autores a partir de los datos proporcionados por el GMPH.

pueden recombinar y causar una variación composicional diferente a la del fenómeno físico de la variación vertical y/o areal que se trabaja en el presente proyecto.

Cabe recalcar que el método anterior es puntual y debe efectuarse a cada caso que se analice específicamente.

Teniendo en cuenta que generalmente se cuenta con cinco datos de composición para un mismo componente en diferentes pozos y que el programa *Surfer 7.0* necesita de mínimo cuatro valores para generar un barrido areal, se procedió a utilizar el quinto valor como punto de control y compararlo con el valor obtenido en los mapas , obteniéndose una medida del porcentaje de error para cada uno de los pozos. El porcentaje de error promedió fue del 1.9%.

$$\%Error = \frac{|(Composición\_Surfer - Composición\_Conocida)|}{Composición\_Surfer} * 100$$

$$\%Error\_Promedio = \frac{\sum_i^n \%Error_i}{n} \quad (55)$$

$$\%Error\_Promedio = 1.9\%$$

Donde:

$n$  = número de pozos

### 5.3. ISOPLANOS DE COMPOSICIÓN

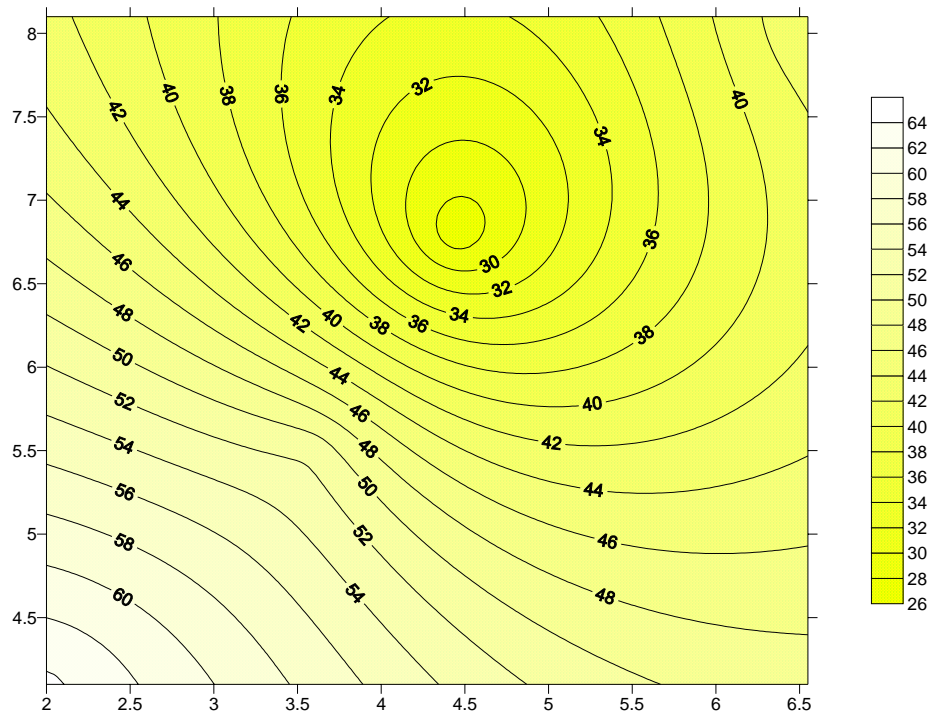
Las coordenadas de los isoplanos vienen dadas en unidades de *Surfer 7.0*, para el origen (0,0) correspondiente a la coordenada (1.146.000, 1.034.000), Para la coordenada (8,8) la respectiva coordenada es (1.161.000, 1.058.000). Por lo tanto la escala utilizada es la siguiente:

- *Escala x*: 1 unidad *Surfer 7.0* = 1875 (Coordenadas de campo)
- *Escala y*: 1 unidad *Surfer 7.0* = 3000 (Coordenada de campo)

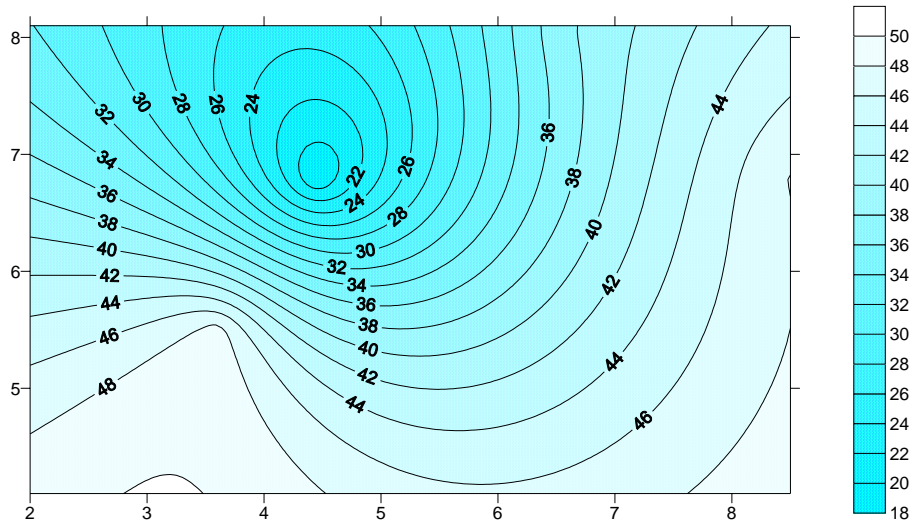
Los isoplanos únicamente se obtuvieron para la formación *Mirador* pues para las formaciones *Barco* y *Guadalupe* se carecía de los datos suficientes.

### 5.3.1. Campo *Cupiagua*

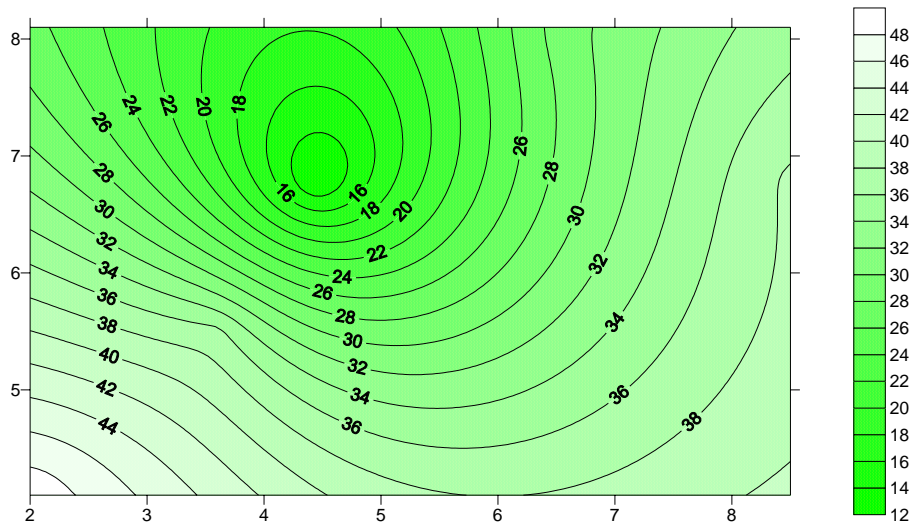
#### 5.3.1.1. Tope para metano en 1998



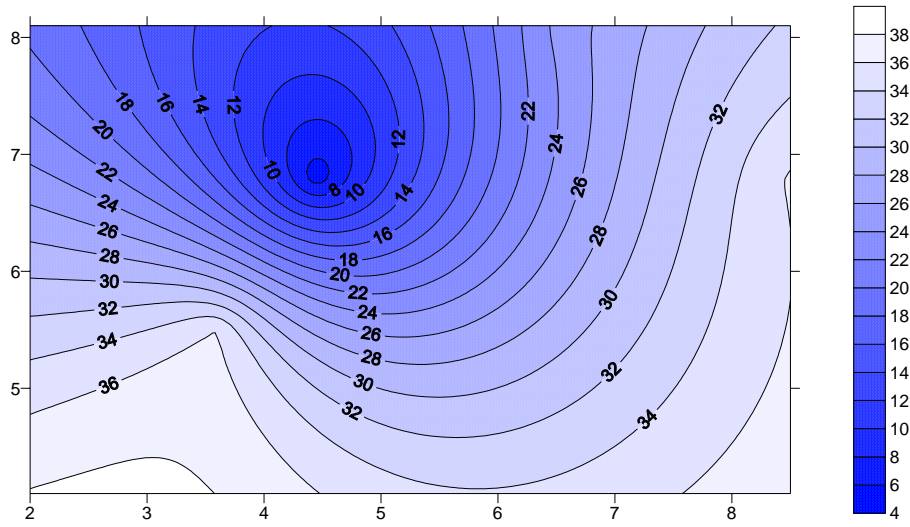
### 5.3.1.2. Base para metano en 1998



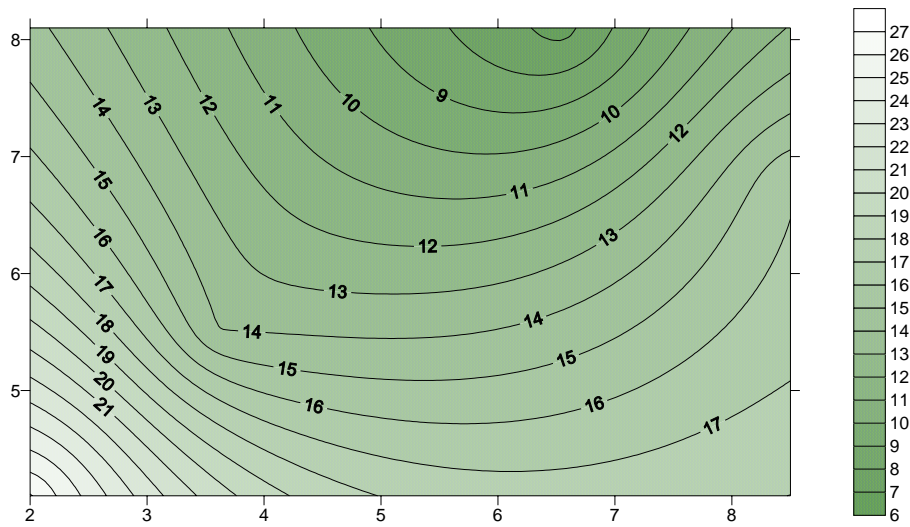
### 5.3.1.3. Tope para metano en el 2001



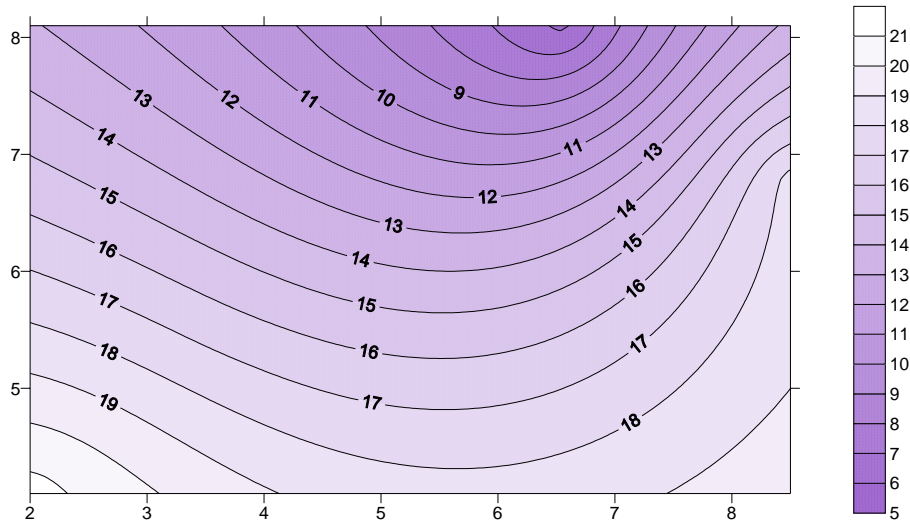
### 5.3.1.4. Base para metano en el 2001



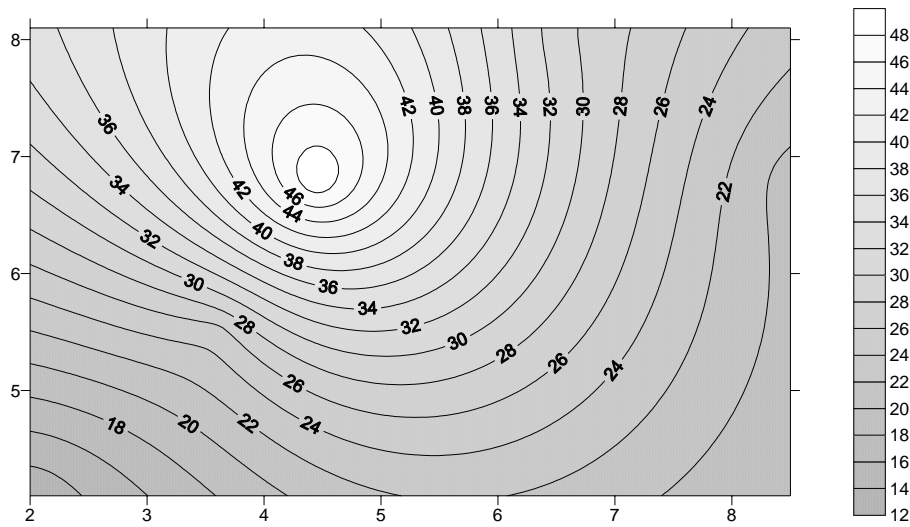
### 5.3.1.5. Tope para metano en el 2005



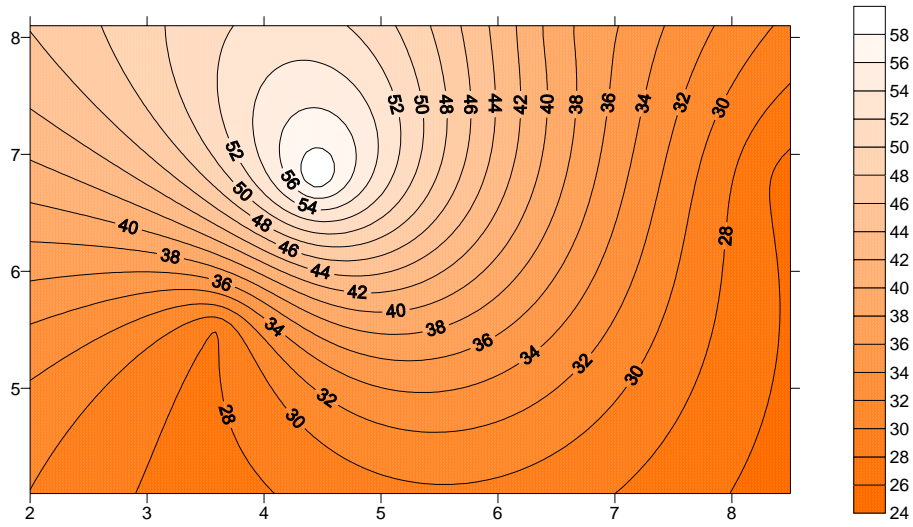
### 5.3.1.6. Base para metano en el 2005



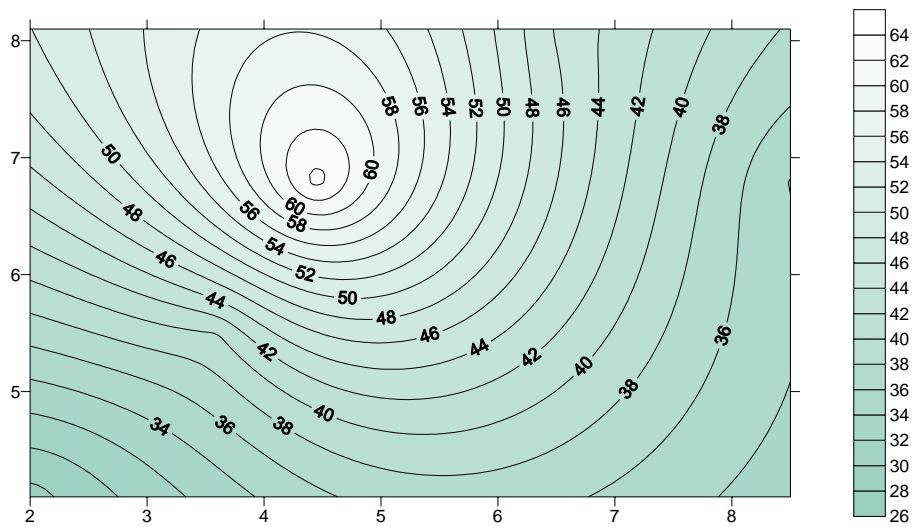
### 5.3.1.7. Tope para C7+ en 1998



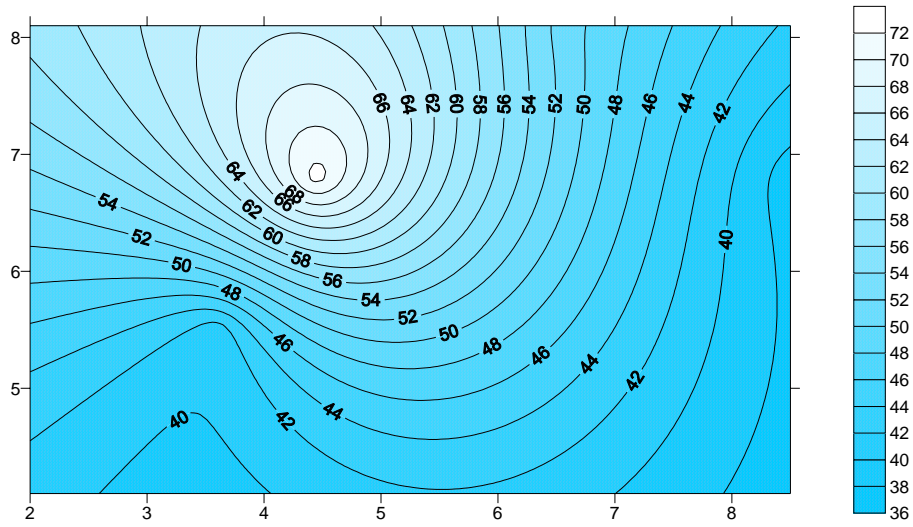
### 5.3.1.8. Base para C7+ en 1998



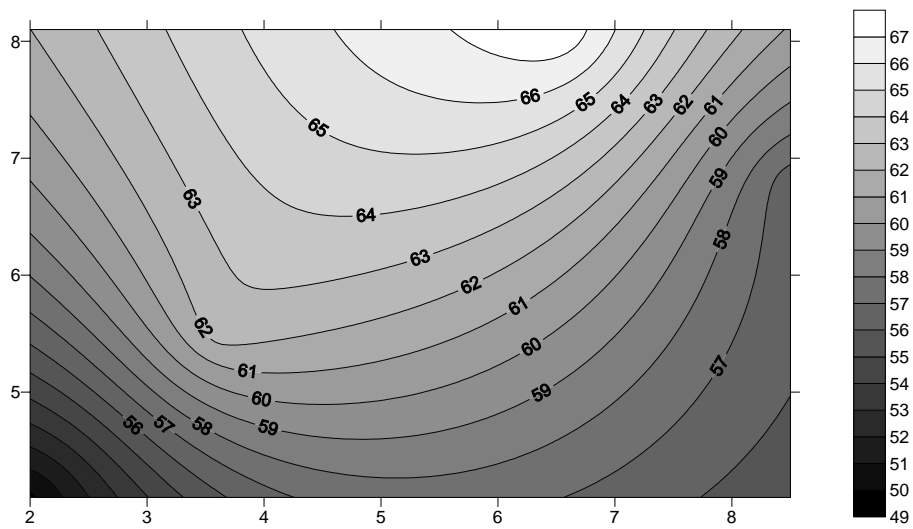
### 5.3.1.9. Tope para C7+ en el 2001



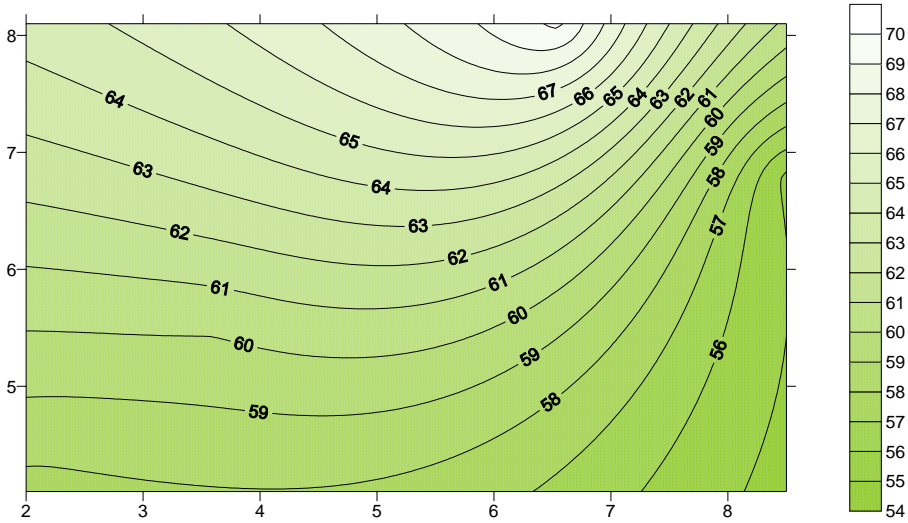
### 5.3.1.10. Base para C7+ en el 2001



### 5.3.1.11. Tope para C7+ en el 2005

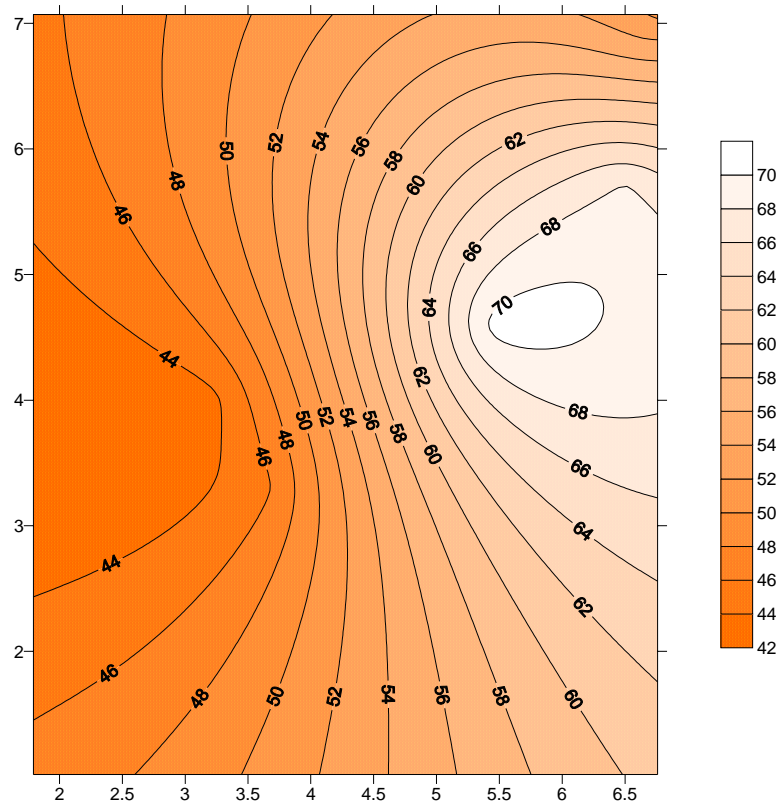


5.3.1.12. Base para C7+ en el 2005

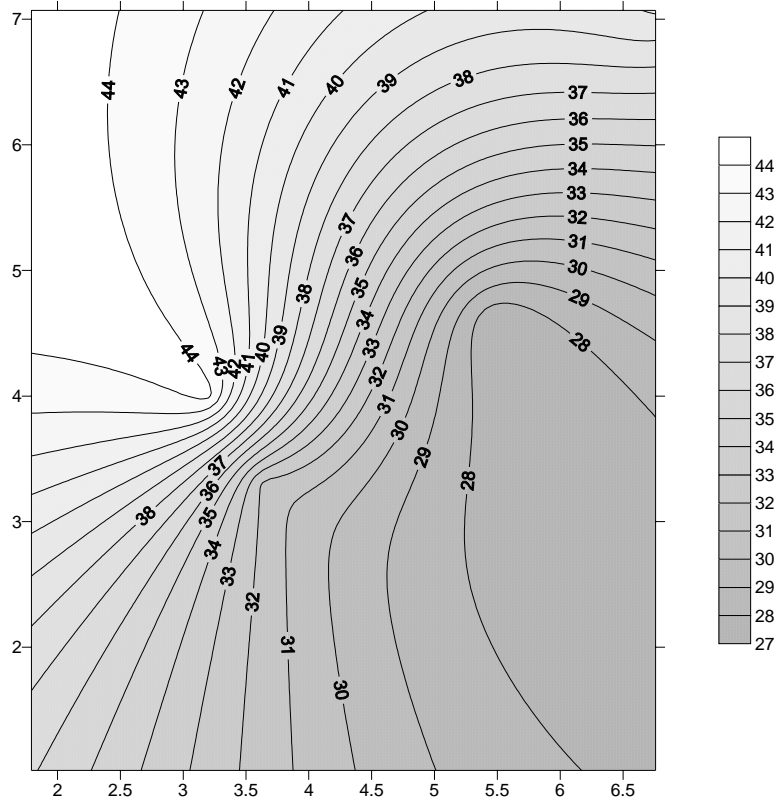


### 5.3.2. Campo *Cusiana*

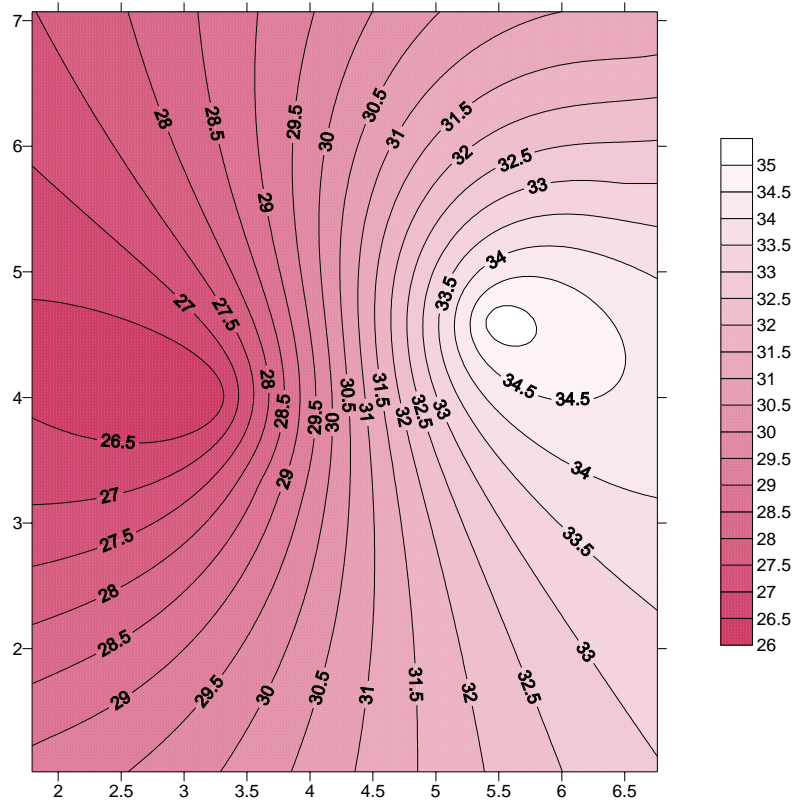
#### 5.3.2.1. Tope para metano en 1996



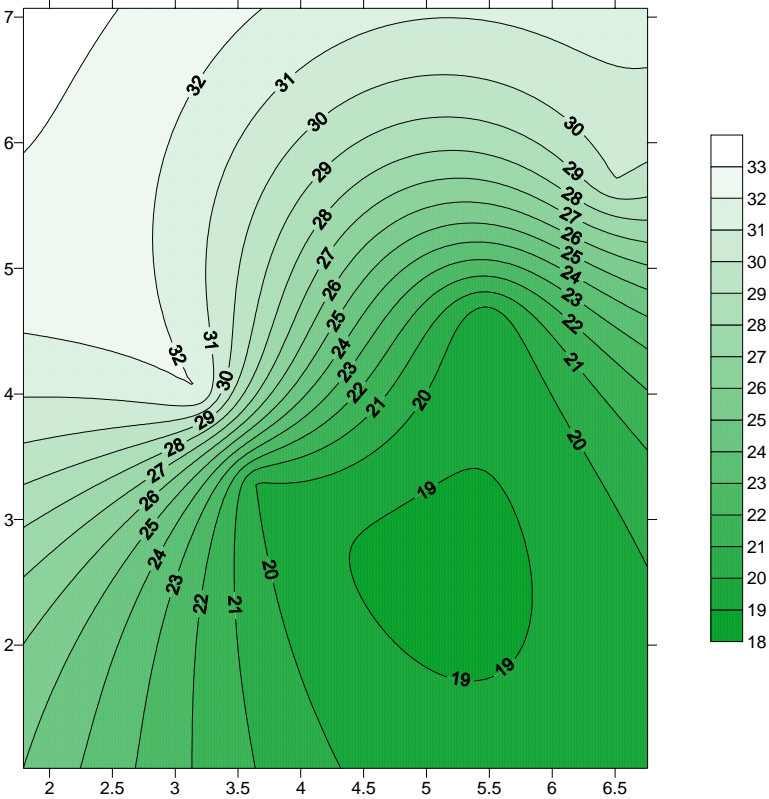
### 5.3.2.2. Base para metano en 1996



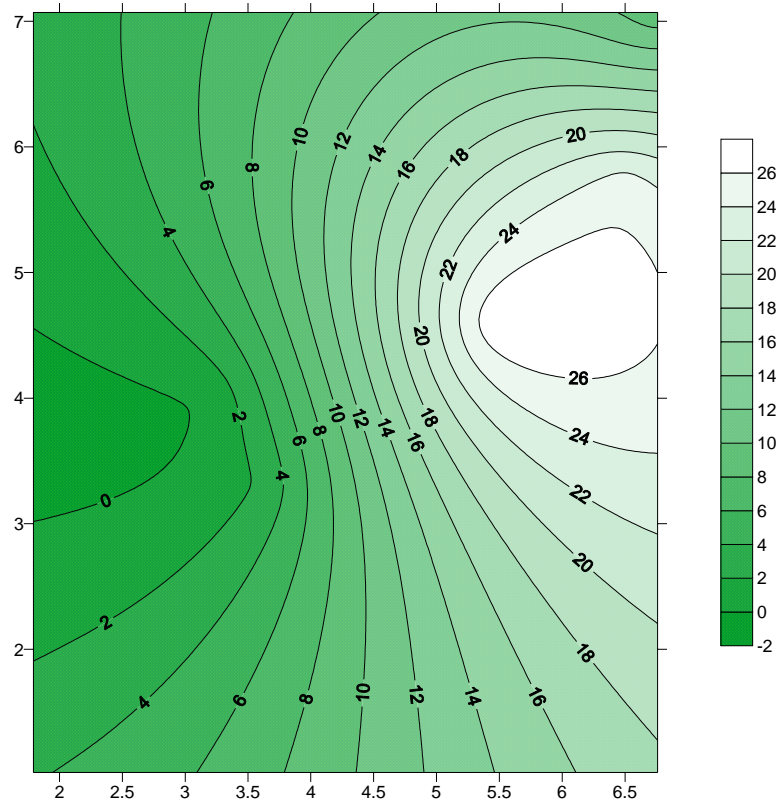
### 5.3.2.3. Tope para metano en el 2000



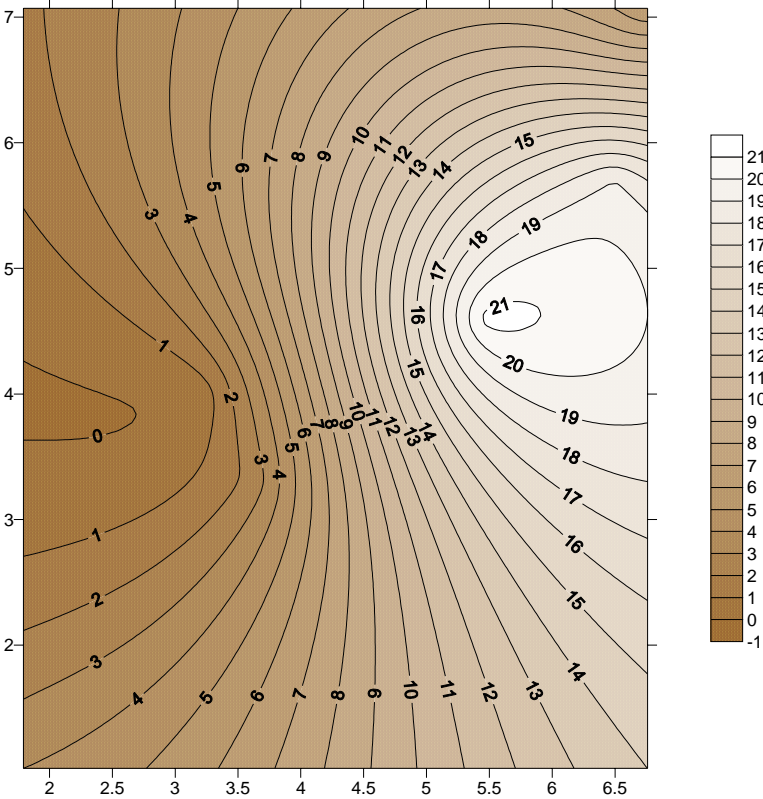
5.3.2.4. Base para metano en el 2000



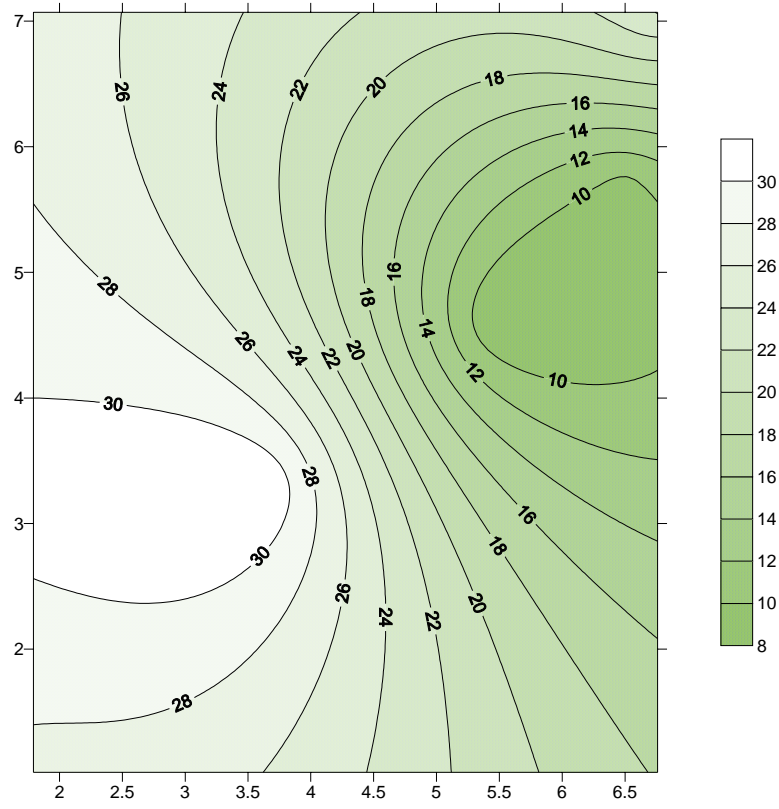
### 5.3.2.5. Tope metano en el 2005



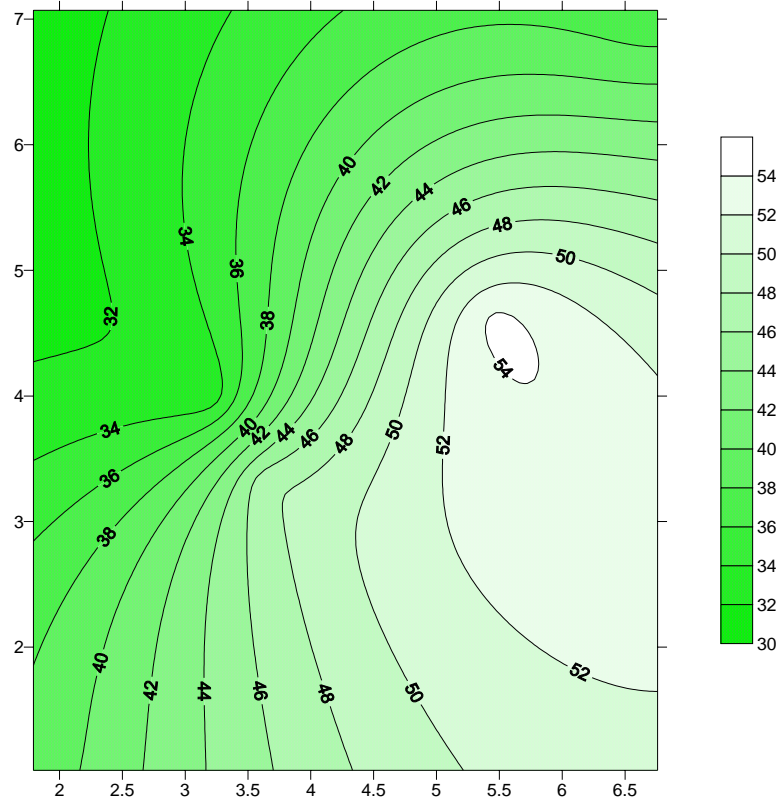
5.3.2.6 Base para metano en el 2005



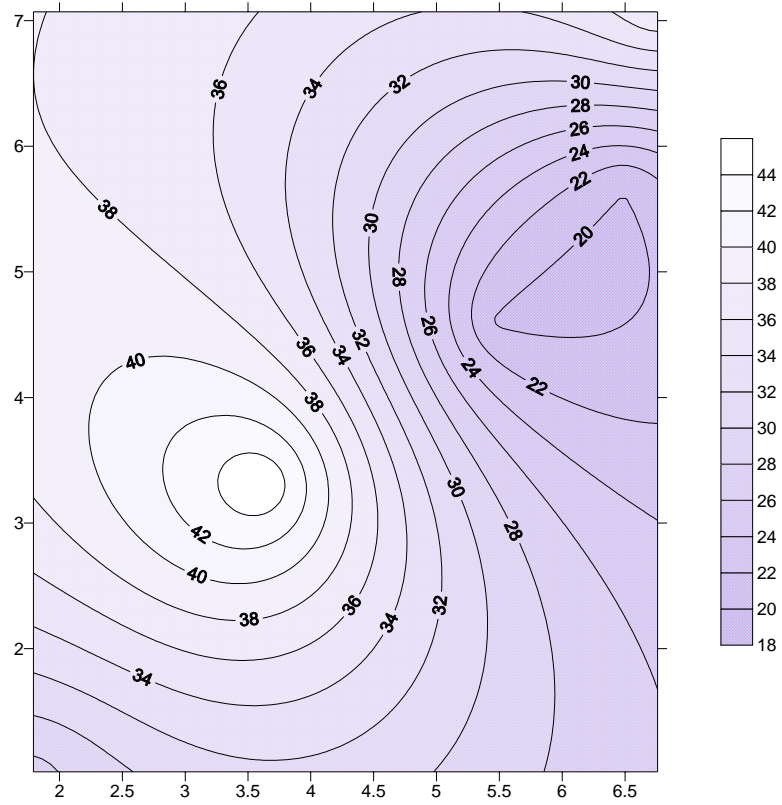
### 5.3.2.7. Tope para C7+ en 1996



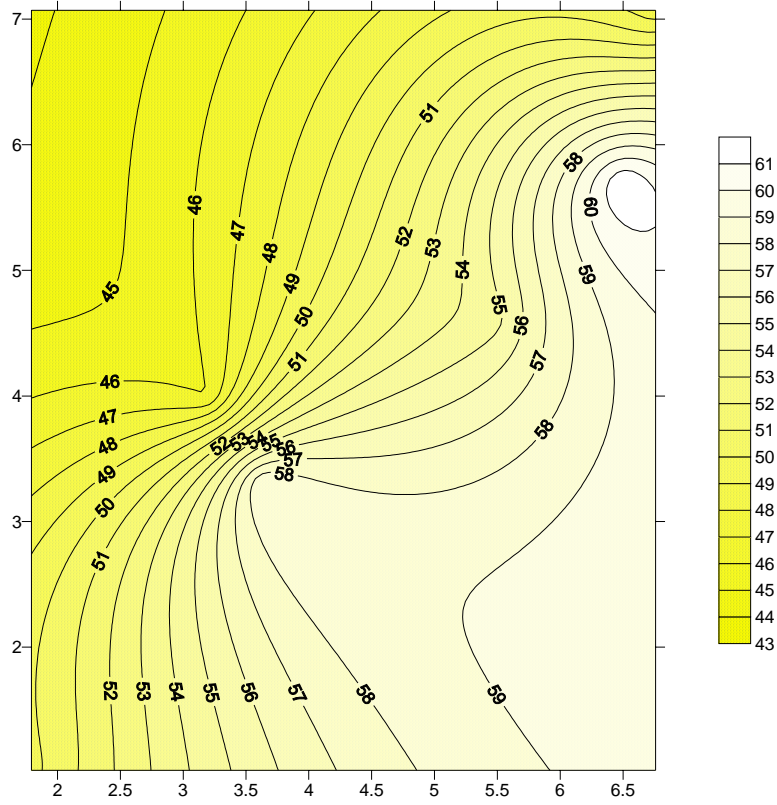
### 5.3.2.8. Base para el 1996 C7+ en 1996



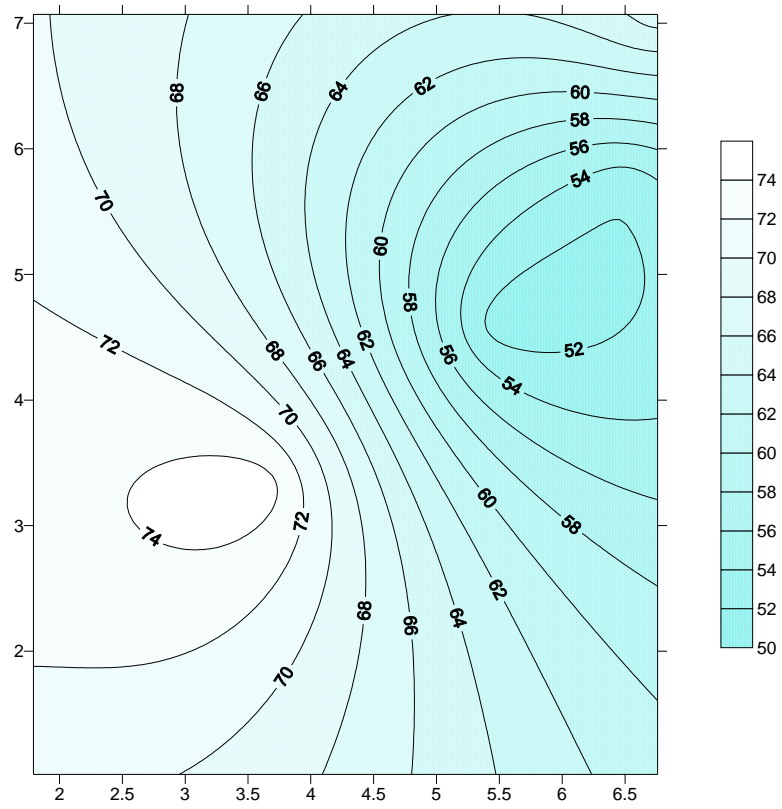
### 5.3.2.9. Tope para C7+ en el 2000



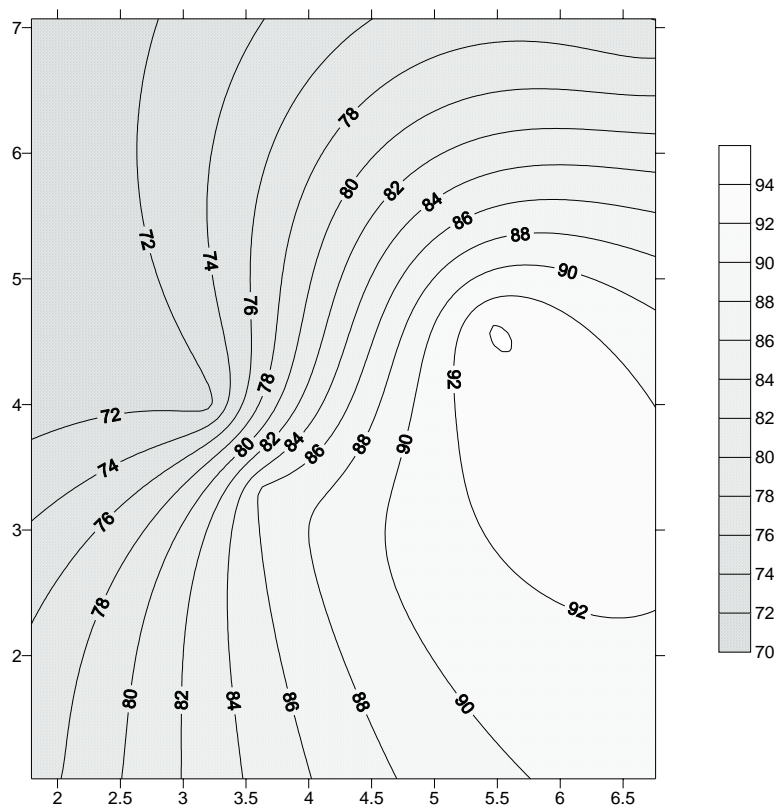
### 5.3.2.10. Base para C7+ en el 2000



### 5.3.2.11. Tope para C7+ en el 2005



### 5.3.2.12. Base para C7+ en el 2005



## 5.4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

### 5.4.1. Isoplanos de metano

En los isoplanos metano de tope de la formación *Mirador* se puede observar un constante proceso de desmetanización, ya que a medida que aumenta el tiempo de producción en ciertos pozos y de inyección en otros en el campo, los componentes hidrocarburos vaporizados durante los procesos de revaporización son metano-etano (78% aproximadamente), principalmente el primero. Tal vaporización es muy importante a la luz del incremento del *GOR* y a la reducción de la tasa de líquido producido cuando la presión declina.

En los isoplanos de base se puede observar que ocurre el mismo de proceso de pérdida de livianos, principalmente la desmetanización, ya que el metano es el componente que presenta índices de fugacidad más grandes, por lo que se cambio en composición con el tiempo es el más grande. Además, como se ha mencionado anteriormente, es el principal producto de la revaporización; todo esto en menor cantidad que la desmetanización ocurrida en el tope de la estructura ya que en la base del estrato los índices de fugacidad para este componente son menores.

Se observa, además, que en algunas zonas se pierde más cantidad de livianos en el tiempo que en otras, esto se debe a que los pozos no presentan el mismo índice de productividad ni la misma tasa de producción, además en algunas zonas se han cerrado pozos definitivamente o se disponen algunos como swelling por lo que las condiciones varían constantemente.

Otro factor importante a tener en cuenta en la desmetanización por zonas, es que algunos pozos presentan hasta dos pozos de inyección muy cercanos a su área de drenaje lo que apoya el proceso de revaporización de condensado, mientras que otros solo tienen un pozo de inyección cercano a su áreas de drenaje, incluso existen pozos que no tiene cerca ninguno de inyección, zonas tales en donde el proceso de revaporización de este condensado es mínima o casi nula.

En todas las formaciones existe más variación composicional del metano que de la fracción heptano plus con respecto a la profundidad.

#### **5.4.2. Fracción intermedia (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>)**

En cuanto al porcentaje de variación composicional de la fracción C<sub>2</sub> – C<sub>5</sub>, se observo que al aumentar el tiempo de producción del campo aumento el porcentaje de esta fracción mientras que al aumentar la profundidad disminuyo el porcentaje composicional de dicha fracción.

Para el componente  $C_6$  se debe hacer una mención especial ya que presenta un comportamiento distinto al resto de componentes que con él conforman la fracción de intermedios citada en el párrafo anterior, pues al aumentar la profundidad de la formación y el tiempo de producción, aumenta su porcentaje composicional.

Al transcurrir el tiempo de producción, aporta para el aumento de la fracción molar de heptano plus, siempre en menor cantidad de contribución que el metano, debido a que presentan menores índices de fugacidad.

#### **5.4.3. Isoplanos de *heptano plus***

En cuanto a la fracción heptano plus, se puede observar como aumenta gradualmente con el tiempo sobre todo en la base de la formación *Mirador*, desde valores en 1998 de aproximadamente 12% -16% hasta llegar a valores que, dependiendo de la zona del campo (cercanía a pozos de inyección), superan en la actualidad el 50% molar en composición.

Se puede, también, observar de los isoplanos de composición que al aumentar la profundidad, de tope a base de la formación, aumenta el porcentaje de fracción heptano plus, siempre con aporte de metano, principalmente, y, en menor cantidad, de componentes intermedios ( $C_2 - C_6$ ).

En todas las formaciones existe menor variación composicional de esta fracción (heptano plus) que del metano plus con respecto a la profundidad.

El aumento en la fracción molar del heptano plus con el tiempo de producción es apoyado principalmente por el proceso de desmetanización, y en menor cantidad por los aportes de la fracción intermedia.

#### **5.4.4. Validación del método**

Teniendo en cuenta que la correlación RY2 fue calibrada con una constante de proporcionalidad promedio cuya desviación estándar para el metano fue de 0.00191 y para la fracción *heptano plus* fue de 0.02084, y que el porcentaje de error arrojado por el análisis en pozos de control fue de, aproximadamente, 1.9% se deduce que el método es matemáticamente válido, pues los valores de desviación estándar y porcentajes de error citados anteriormente se encuentran dentro de un rango aceptable.

## CONCLUSIONES

- En una formación productora de hidrocarburos con fluidos en estado cercano a la condición crítica pueden existir tres tipos de variación composicional: vertical, areal y respecto al tiempo.
- Para fluidos alejados de su condición crítica la variación composicional vertical es lineal con respecto a la profundidad, para mezclas de fluidos cercanas al estado crítico, la variación es no lineal y mucho mas pronunciada cerca del GCC.
- A diferencia de la mayoría de campos del mundo, *Cusiana* y *Cupiagua* son yacimientos geotérmicos, con gradientes térmicos verdaderamente medibles debido a la presencia de fenómenos microscópicos como la difusión térmica y fenómenos macroscopicos como la convección inducida térmicamente (oponiéndose a la fuerza de gravedad) que tiende a equilibrar el fenómeno composicional.
- No existe biodegradación de componentes hidrocarburos en componentes no hidrocarburos ni con la profundidad en los estratos ni con el tiempo transcurrido.

- El proceso de revaporización de condensado es un fenómeno activo desde aproximadamente ocho años en los campos bajo estudio, este fenómeno afecta las tasas de producción tanto de gas como de aceite en todas las zonas del campo principalmente en las mas cercanas a los pozos de inyección de gas en la formación *Mirador*, en esta zonas no es conveniente utilizar la presente metodología.
  
- Los procesos de inyección de agua y gas realizados en el campo son principalmente para el desplazamiento miscible, ya que en cuanto a mantenimiento de presión es muy poco lo que ayudan en las diferentes zonas.
  
- Se realizo una correlación que permite calcular, de manera aproximada, la variación del espectro composicional para los fluidos de la formación *Mirador* de los campos *Cusiana* y *Cupiagua* del *pedemonte llanero colombiano*.
  
- Se correlacionó de manera grafica la distribución composicional areal en los fluidos de la formación *Mirador*, lo que permite hacerse una idea de la composición en las zonas donde no se cuenta con datos experimentales disponibles.

- La metodología areal desarrollada puede convertirse en un valiosa herramienta para confirmar la conectividad entre pozos o entre dos o mas zonas de drenaje.
- En las formaciones Barco y Guadalupe fue imposible desarrollar la correlación RY2 y levantar mapas isoplanos, ya que no se dispuso de la suficiente información disponible para este cometido.

## RECOMENDACIONES

- Mejorar la definición estratigráfica que se tiene de la formación más profunda de los campos estudiados, *Guadalupe*, debido a que en ninguno de los pozos perforados se ha podido llegar a la base del estrato, por lo que no se tiene certidumbre en cuanto a espesor del mismo.
- Tomar mas muestras para análisis cromatográfico de los fluidos de las formaciones *Barco* y *Guadalupe* para poder levantar isoplanos de composición en estas formaciones ya que por el momento hay carencia de datos.
- Tomar muestras de fluidos a mayor número de pozos en diferentes puntos de los campos, para estar verificando más de cerca la variación del espectro composicional en cuanto a la distancia (areal), esto se veria reflejado en una disminución en el porcentaje de error de la metodología aplicada en el presente estudio.
- Tomar nuevas muestras en estos anteriores puntos de control para también verificar la variación del espectro composicional con respecto al tiempo, ya

que esto se vería reflejado en una mejor calibración de la constante de proporcionalidad de la correlación RY2.

- Determinar en campo si existe gradiente térmico horizontal de cualquier tamaño, pues de ser así, existiría gradiente de presión horizontal y convección térmica horizontal. Esto permitiría estudiar mejor el tren de presiones presentes en los campos. Para esto se podría tomar mediciones de presión en diferentes pozos del campo a una misma profundidad respecto al nivel del mar para determinar la existencia del citado gradiente de presión horizontal.

## BIBLIOGRAFÍA

BAEZ MORENO, Yeimy Patricia. Practica empresarial en el campo *Cusiana* operado por BP Exploration Colombia Limited, UIS. 2002.

BISWAS, Deepankar; CAREY, G. F. Least – Squares Finite – Element Method to Predict Areal Composition Variations in Large Hydrocarbon Reservoirs. Paper SPE 51321. (December, 1998), p. 307 – 315.

Enciclopedia Microsoft Encarta, Difusión y Convección. 2004.

FIROOZABADI, Abbas. Interaction of Natural Convection and Gravitational Segregation in Oil/Gas Reservoirs. Paper SPE 16703. (1997).

FIROOZABADI, Abbas. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. New York: Mc. Graw Hill. 1999. 355 p.

GHORAYEB, Kassem; FIROOZABADI, Abbas. Modeling Multicomponent Difussion and Convection in Porous Media. Paper SPE 62168. (June, 2000), p. 158 – 171.

HAMOODI, A. N.; ABED, A. F.; GRABENSTETTER, Jim. Modeling of a Large Gas – Capped Reservoir With Areal and Vertical Variation in Composition. Paper SPE 28937 presented at the 89th Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA, USA. (Sep. 25 – 28) 1994.

HOIER, Lars; WHITSON, Curtis. Compositional Grading – Theory and Practice. Paper SPE 74714. (December, 2001), p. 525 – 535.

LEE, Seg.-Tai, BPX; Chaverra, Marcial, BPX-Colombia. Modeling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical. Paper SPE 49265 (1996).

ORTIZ CANCINO, Olga Patricia; SANTOS SANTOS Nicolás; CAÑAS MARIN, Wilson Antonio; SALAZAR, Ramiro; ROMAN VARGAS, Silvia Pilar. Esquema Numérico Alternativo para la Determinación del Gradiente Composicional Isotérmico (2002)

ORTIZ CANCINO, Olga Patricia, SANTOS SANTOS Nicolás, CAÑAS MARIN, Wilson Antonio, SALAZAR Ramiro. Nuevo algoritmo para el cálculo del gradiente composicional no isotérmico en yacimientos de petróleo (2003)

TEMENG, K. O.; AL-SADEG, M.J.; AL-MULHIM, W.A. Compositional Grading in the Ghawar Khuff Reservoirs. Saudi Aramco Paper SPE 49270 (1998).

PEÑALOZA DIAZ, Silvia Juliana. Practica empresarial con el grupo de operaciones del campo *Cupiagua*. 2003.

PLATA RUIZ, Elizabeth; PEREZ CARILLO, Edgar Ricardo. Evaluación del comportamiento de fases en yacimientos de condensado de gas y aceite volátil sometidos a inyección de gas. Tesis de grado, UIS. 1994.

WHITSON, Curtis; BELERY, Paul. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs. Paper SPE 28000 (August, 1994), p. 443 – 459.