



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS SIN HISTORIA
DE PRODUCCIÓN.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MIGUEL ANGEL CRUZ LÓPE

DIRECTOR DE TESIS: ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA



MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA 2009.

**A MIS MAESTROS, PILARES DE LA UNIVERSIDAD, NUESTRA ALMA
MATER, CON PROFUNDO RESPETO Y AGRADECIMIENTO.**

A MIS PADRES *ANGEL Y DELFA.*

A MIS HERMANAS: *LUCERO, SANDRA Y ADRIANA.*

CON TODO MI AMOR PARA *LAURA Y DENISSE.*

CON CARIÑO A TODOS *MIS AMIGOS*, QUE COMPARTIERON SU
VALIOSÍSIMO TIEMPO CONMIGO.

MI ALMA GEMELA

¡AH DESTINO CAPRICHOSO, CUAL LUZ DE MI OCASO, SOLSTICIO DE VERANO, ECLIPSE DE MI SOL! SE TEJEN LOS DESTINOS, BORDADOS CON PACIENCIA DEL ANGEL DEL DESTINO, TE ENCUENTRO ANTE MI SER.

RISAS, JARDIN DE TUS ENCANTOS, TUS OJOS ME ENAMORAN Y SOLO EN UN INSTANTE... ERES MI IMPRESCINDIBLE. SOL ENVUELTO ENTRE NUBES, PRESTO A SALIR, PARA ENVOLVERME EN TUS RAYOS, DANDO CALOR A MI VIDA, QUE YA SUSPIRA DE TÍ.

INMENSAS ESPERANZAS...DESAFÍO AL MAÑANA INCIERTO, NACIENTE...PARA VOLVER SALUDABLE A CREER, QUE NO HAY IMPOSIBLES, RAZONANDO RENOVADAMENTE QUE NO SE MIDE EL SER, POR LO QUE REALIZÁ, SINO POR LO QUE REALIZARÁ.

AYUDAS A SOÑAR, SOÑARÉ LO QUE ME ATREVA A SOÑAR, IRE A DONDE QUIERA IR, SERÉ LO QUE QUIERA SER, CASI NO HAY IMPOSIBLES PARA QUIEN SABE AMAR, ESFORZARSE Y ESPERAR.

DE VIENTOS, DE LUZ DE LUNA DEL XINANTÉCATL, DE LUZ DE ESTRELLAS...ESTAS HECHA... DE SUEÑOS. EN UN SUSPIRO TUYO SE EXPANDE EN MI EL UNIVERSO Y SE CONTRAE MI CORAZÓN TRATANDO DE ATRAPAR TU ESENCIA EN ESE ÚNICO ALIENTO.

NADA IGUALA TU PRESENCIA, ALMA BLANCA, DESTELLANTE, RADIANTE DE LUZ DEL ALBA AL AMANECER, QUE ENVIDIARÍA Y SE SONROJARÍA AL MIRARTE, CELOSA DE TU SER, DE TU CARÁCTER, DE TU MIRAR, DE TU COLOR, DE TU SONRISA.

AMIGA, AMANTE, ESPOSA, ESPEJO MIO...ALMA GEMELA, SUEÑO DE ESTRELLAS, INTERCAMBIO DE PALABRAS BELLAS Y SENTIMIENTOS VERDADEROS, REUNIDOS UN SINGULAR INSTANTE, EN ÉSTE TRANSITAR DE TIEMPO Y ESPACIO, ESPERANDO ENCONTRARSE...FUNDIRSE Y AL FIN LIBERARSE.

A la memoria de:
Guillermo Mc kinley Jiménez
Luz Graciela Ojeda Jiménez
Ramón Ojeda Jiménez
Hugo B. Margáin Gleason
Esteban Cruz García

(IV)

Contralto

¡Oh pequeña rosa roja!
¡El hombre sufre con pena
Yace en gran tormento!
¡Cuánto mas preferiría yo
Estar en el cielo!
Entonces me encontré
Un largo camino,
...cuando apareció un ángel quiso
apartarme
¡Mas no!, no me deje desviar
Vengo de Dios y a Dios he de
volver
El buen Dios me dará la luz!
Con la que alumbrara el camino
El me guiara hacia la vida,
a la vida eterna.

(V)

Contralto

¡Resucitaras!
¡Resucitaras, polvo mió,
Tras un breve reposo!
¡La vida eterna!
Vida eterna te concederá aquel
Que te llama a su lado.

Soprano y Coro

¡Has sido sembrado
Para volver a florecer!
¡Has sido sembrado
Para volver a florecer!
El señor de la cosecha
se aproxima.
...y nos recolecta como gavillas
...a nosotros los muertos.

Contralto

¡Cree, corazón mió; ten fe!

Para ti nada se ha perdido.
Es tuyo cuanto has deseado.
Todo lo que amaste,
Y por lo que luchaste
¡Ten fe no naciste en vano!
¡No viviste ni sufriste en vano!

Soprano, Contralto, Tenores y Bajos:

¡Todo lo que ha sido creado,
debe perecer!
¡Lo que ha muerto debe
Levantarse nuevamente!

Soprano, Contralto y Coro Mixto:

¡Cesa, entonces, de temblar!
¡No tengas miedo!
¡Prepárate a vivir!

Soprano y Contralto:

¡Oh sufrimiento, omnipresente
escape de ti!
¡Oh muerte,
Has sido vencida!
¡Con las alas
del ardiente escapo! ...me remontare
hacia la luz

Donde ya nadie podrá alcanzarme

Coro Mixto:

¡Con las alas del amor ardiente
escapo!
¡Si, me libero!
¡Moriré para vivir!

Soprano, Contralto y Coro Mixto:

¡Resucitaras, si, resucitaras!
¡Te levantarás, corazón mió,
en un instante!
¡Aquello que has vencido!
¡Con la ayuda de Dios!
¡Te llevara!

SINFONIA No. 2 EN DO MENOR
“RESURRECCION”, 1894.

G. MAHLER 1860-1911.

GUÑO

Había una vez, hace cientos de años, en una ciudad de Oriente, un hombre que una noche caminaba por las oscuras calles llevando una lámpara de aceite encendida.

De pronto, se encontró a un amigo, el amigo lo mira y se da cuenta de que es Guño, el ciego del pueblo. Entonces, le dice:

- ¿Qué haces con una lámpara en la mano? Si tú no ves...El ciego le responde:

- Yo no llevo la lámpara para ver mi camino. Yo conozco la oscuridad de las calles de memoria. Llevo la luz para que otros encuentren su camino cuando me vean a mí... No sólo es importante la luz que me sirve a mí, sino la que yo uso para que otros puedan también servirse de ella.

Alumbrar el camino de los otros no es tarea fácil... Muchas veces en vez de alumbrar, oscurecemos mucho más el camino de los demás... ¿Cómo? A través del desaliento, la crítica, el egoísmo, el desamor, el odio, el resentimiento, el mal ejemplo...

¡Qué hermoso sería si todos ilumináramos el camino de los demás!

EL TIEMPO Y EL ESPACIO SON ESQUEMAS CON ARREGLO A LOS
CUALES PENSAMOS, Y NO CONDICIONES EN LAS QUE VIVIMOS.

A. EINSTEIN

LA MÁS ELEVADA SABIDURÍA NO TIENE MÁS QUE UNA CIENCIA, LA
CIENCIA DEL TODO, LA CIENCIA QUE EXPLICA LA CREACIÓN Y EL
LUGAR DEL HOMBRE EN ELLA.

TOLSTOI

LA VIDA ES UN REGALO, NO
PODEMOS PERDERLA.

EL VERDADERO SER, CONSISTE
EN VENCER LOS OBSTACULOS
QUE TE IMPONEN PARA LOGRAR
UN OBJETIVO.

EN NUESTRO AFÁN UTILITARIO
PONEMOS MAYOR ENFASÍS
EN EL MATERIALISMO DE
LAS COSAS, OLVIDANDONOS DEL
ESPÍRITU Y DEL ALMA.

FELIZ, NO ES EL QUE LO TIENE TODO
SINO EL QUE DISFRUTA DE TODO
EN SU CAMINO.

MAC

Asesores:

DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
ING. CARLOS ESQUINCA ESPINOZA
ING. CARLOS VÉLEZ GARCÍA

¡Gracias!

P.D. Lo imaginario no es todavía real, sino a lo sumo algo posible; pero la actividad de la mente humana que produce este mundo imaginario sí es algo real. La realidad misma es fundamentalmente un proceso constante de creatividad.

Construcción de un modelo de simulación numérica de yacimientos sin historia de producción.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
Conceptos sobre Ingeniería de Yacimientos	2
A. Localización regional	2
B. Clasificación de los yacimientos según los fluidos producidos	2
1. Yacimientos de aceite negro	4
2. Yacimientos de aceite volátil	5
3. Yacimientos de gas y condensado	6
4. Yacimientos de gas húmedo	7
5. Yacimientos de gas seco	8
C. Clasificación de los yacimientos de aceite de acuerdo a las condiciones de presión	8
D. Mecanismos de empuje de los fluidos en el yacimiento	9
1. Expansión de la roca y sus fluidos	9
2. Empuje por gas disuelto liberado	10
3. Empuje por casquete de gas	11
4. Empuje por invasión de agua	12
5. Desplazamiento por segregación gravitacional	13
6. Combinación de empujes	14

CAPITULO II

Conceptos básicos de Simulación Numérica de Yacimientos	15
A. Tipos de yacimientos	15
1. Yacimientos homogéneos	15
2. Yacimientos fracturados	16
a. Doble porosidad – una permeabilidad	17
b. Doble porosidad – doble permeabilidad	17
B. Nivel de simulación	18
1. Modelo de tanque	18
2. Modelos de pozo	19
3. Sector del Yacimiento	19
4. Todo el Yacimiento	19
19	
C. Tipo de simulador	19
1. Tipo de fluidos	20
a. Simulador de gas	20
b. Simulador geotérmico	20
c. Simulador de aceite negro	20
d. Simulador composicional	21
2. Procesos de recuperación secundaria y/o mejorada	21
a. Simulador para inyección de productos químicos	21
b. Simulador para desplazamiento de miscibles	22
c. Simulador para desplazamientos de inmiscibles	22
d. Simulador de recuperación térmica	22
D. Tipo de flujo en el yacimiento	23
1. Flujo monofásico	23
2. Flujo bifásico	24
3. Flujo trifásico	24
E. Número de dimensiones	24
1. Simulador de cero dimensiones	25
2. Simulador de una dimensión (1-D)	26
3. Simulador de dos dimensiones (2-D)	27
4. Simulador de tres dimensiones (3-D)	28
F. Discretización del modelo geológico	29
1. Construcción de la malla de simulación	29
a. Malla cartesiana regular	30
b. Malla cartesiana irregular	32
c. Mallas radiales	33

G.	Construcción del modelo pVT	34
1.	Propiedades de los fluidos	34
a.	Densidad relativa del aceite	35
b.	Factor de volumen del aceite	35
c.	Viscosidad del aceite	36
d.	Factor de volumen del gas	37
e.	Gravedad específica del gas	38
f.	Viscosidad del gas	39
g.	Relación de solubilidad	41
2.	Ecuaciones de estado	42
H.	Construcción del modelo petrofísico	44
1.	Compresibilidad de la formación	45
2.	Permeabilidad absoluta	48
3.	Permeabilidades relativas	48
4.	Presión capilar	49
5.	Otros conceptos	51

CAPITULO III

	Información convencional de los campos para la construcción del modelo numérico de simulación	53
--	--	-----------

A.	Objetivos generales	54
B.	Datos generales	55
C.	Registros y análisis de registros	56
D.	Análisis convencionales de núcleos	57
E.	Análisis especiales de núcleos	57
F.	Datos geológicos y geofísicos	58
G.	Propiedades de los fluidos	59
H.	Datos de los pozos	60
I.	Pruebas de pozos	60
J.	Historia de producción	61
K.	Instalaciones superficiales	62

CAPITULO IV	
Construcción del modelo numérico de simulación.	64
A. Objetivos	64
B. Datos	66
C. Registros y análisis de registros	66
D. Análisis convencionales de núcleos	66
E. Análisis especiales de núcleos	66
F. Datos geológicos y geofísicos	66
G. Construcción de la malla	68
H. Construcción del modelo petrofísico	72
1. Permeabilidades relativas y presiones capilares	72
I. Compresibilidad de la formación	74
J. Propiedades de los fluidos	75
K. Construcción del modelo pVT	77
L. Datos del pozo	90
M. Pruebas del pozo	90
N. Historia de producción	91
O. Instalaciones superficiales	91
P. Construcción del modelo	91
Q. Corridas	93
1. Corridas de inicialización	93
2. Características de la tabla hidráulica	94
3. Definición de los pozos de relleno	95
4. Reconsideración de las condiciones de operación	103
R. Análisis de resultados	106
CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES	108
NOMENCLATURA	109
BIBLIOGRAFIA	114

INTRODUCCION

Actualmente México presenta una declinación de sus grandes yacimientos, por lo que se hace urgente recurrir en el futuro inmediato a la explotación de los pequeños yacimientos, muchos de los cuales no cuentan con un estudio integral. Ante la escasa información que se tiene de ellos en una primera etapa hay que estudiarlos, apoyados en toda la información posible de la cual pueda echarse mano, tanto geológica como geofísica y de yacimientos vecinos, para delimitarlos, caracterizarlos y simularlos encontrando las mejores áreas de oportunidad.

Un objetivo principal de la industria petrolera es optimizar la producción de hidrocarburos al menor costo posible, así pues, los estudios de caracterización y simulación de yacimientos establecen criterios para programas de explotación orientados a la recuperación máxima de hidrocarburos con el mínimo riesgo económico.

El modelo que se propone en este trabajo debe cumplir ciertas características de diseño de acuerdo a la cantidad y calidad de datos disponibles. Cuando no existen datos disponibles, estos son determinados mediante el uso de correlaciones con el comportamiento de campos vecinos ó de la misma formación ó de procedimientos empíricos.

Un proceso importante dentro de la simulación numérica de yacimientos, es el convertir un modelo geológico (modelo continuo) a un modelo numérico (modelo discontinuo) a través de la malla de simulación, la cual permita representar al yacimiento.

La estructura geológica del yacimiento corresponde a un anticlinal. La columna geológica de interés del campo denominado Alfa es la formación Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), con litología de brechas calcáreas dolomitizadas asociadas a un sistema de fracturas con distribución variable.

CAPITULO I

Conceptos sobre Ingeniería de Yacimientos

En Ingeniería de Yacimientos es importante conocer la clasificación de los yacimientos de acuerdo a los fluidos producidos, así como el comportamiento de éstos bajo los diferentes mecanismos de desplazamiento de fluidos, esto con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.

A. LOCALIZACIÓN REGIONAL

La localización regional proporciona el primer acercamiento de un estudio de yacimientos con el campo para obtener de él una idea general de su problemática con base en las características generales de la región donde se localiza; además identifica los límites generales del yacimiento y la posible influencia dinámica de estructuras vecinas, intentando detectar acuíferos comunes o áreas de drene mancomunado. Mediante análisis comparativos tanto del tipo de las formaciones como de los sistemas roca-fluidos y de las condiciones de explotación, puede establecerse una primera idea de la complejidad del campo.

La localización regional conjuntamente con estudios de geología y geofísica permite, entre otras cosas, identificar zonas potencialmente productoras que posteriormente sirvan como punto de partida para otras localizaciones.

B. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN SUS FLUIDOS PRODUCIDOS

En la industria petrolera es común clasificar a los yacimientos de acuerdo a las características de los fluidos que producen y a las condiciones bajo las cuales presenta su acumulación en el subsuelo.

Una herramienta útil para realizar esta clasificación son los análisis pVT, los cuales proporcionan datos que ayudan a clasificar al yacimiento de acuerdo con el tipo de fluidos contenidos. Las propiedades de los fluidos que se reportan en un análisis pVT son:

- Presión de saturación o presión de rocío: $(P_b) @ T_y$ o $(P_r) @ T_y$
- Compresibilidad de las fases @ T_y
- Expansión térmica @ T_y
- Volumen específico @ P_s y T_y
- Viscosidad @ P_s y T_y
- Densidad @ P_s y T_y
- Factor de volumen @ P_s y T_y
- Relación gas disuelto-aceite @ P_s y T_y

Para aceite residual:

- Compresibilidad @ 26 °C
- Expansión térmica @ P_s
- Viscosidad @ T_y
- Viscosidad @ 20 °C
- Densidad @ 20 °C.

Con las propiedades reportadas, se puede construir un diagrama de fases, figura I.1., con el cual se muestra el comportamiento del tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento.

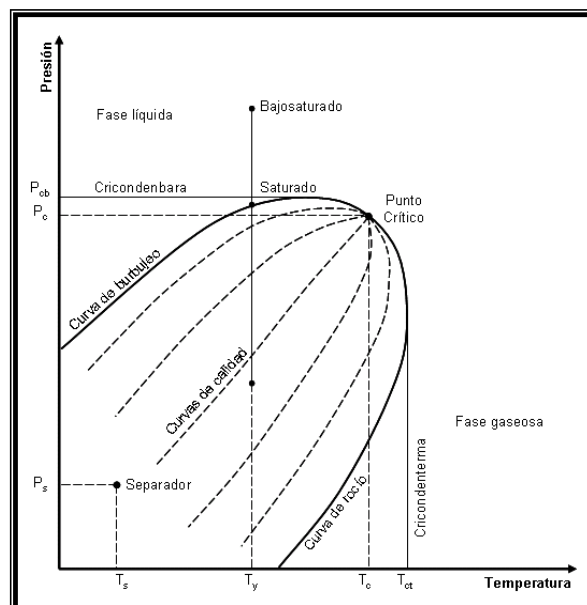


Figura I.1. Diagrama típico presión-temperatura para una mezcla multicomponente.

A continuación se muestra la clasificación de los yacimientos según sus fluidos producidos:

1. Yacimientos de aceite negro

Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C_3 a C_6 es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados C_7^+ ; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la intersección de la envolvente y la cricondenbara, las curvas de calidad se cargan hacia la línea de puntos de rocío.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros (negro o verde negruzco) de densidad mayor a 0.85 gr/cc , siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pie}^3$ de gas.

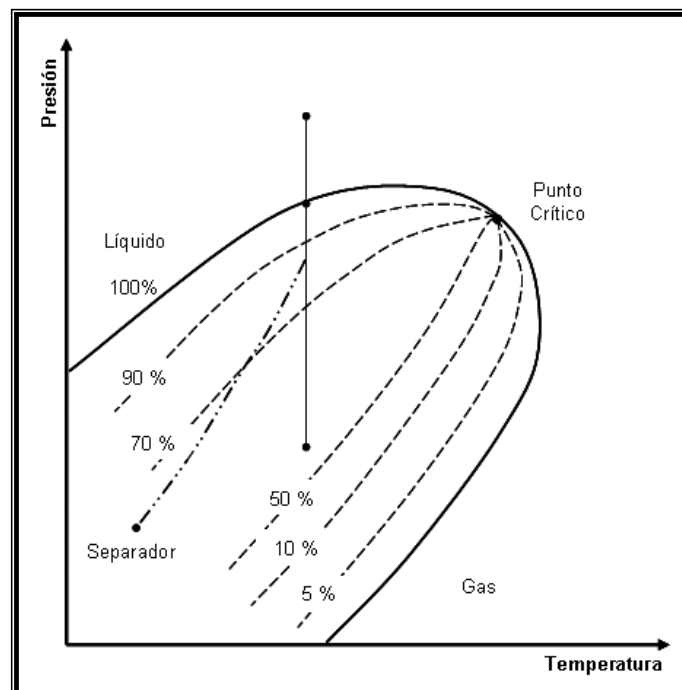


Figura I.2. Diagrama de fases para yacimientos de aceite negro.

2. Yacimientos de aceite volátil

La temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y su punto crítico está cerca de la cricondenbara y las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de burbuja, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

Debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla, se dificulta el equilibrio de fases; y al existir pequeños cambios en la presión o en la temperatura, se producen modificaciones importantes en los volúmenes del líquido y gas coexistentes. Se tiene un comportamiento de aceite volátil en cuyos yacimientos la producción de gases y líquidos se verá fuertemente influenciada por condiciones de presión, temperatura y etapas de separación.

Típicamente las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1000 m^3/m^3 , y los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75 gr/cc.

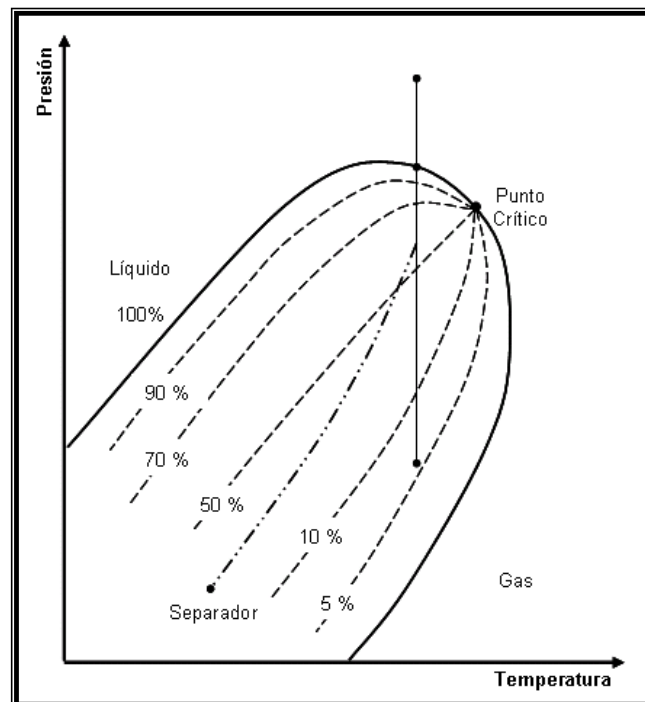


Figura I.3. Diagrama de fases para yacimientos de aceite volátil.

3. Yacimientos de gas y condensado

Para estos yacimientos la temperatura cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la derecha de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso; pero si la presión del yacimiento es menor que la presión de rocío, los fluidos estarán en fase líquida y fase gaseosa.

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

Los fluidos que viajan del pozo hacia el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y llegan rápidamente a la región de dos fases para tener en la superficie relaciones gas-aceite en un rango de 1000 y 10,000 m³/m³ y variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo, generalmente, entre 50 y 70 bl/10⁶ pie³. El líquido producido tiene una coloración ligeramente café o pajiza, con densidades que varían entre 0.80 y 0.75 gr/cc.

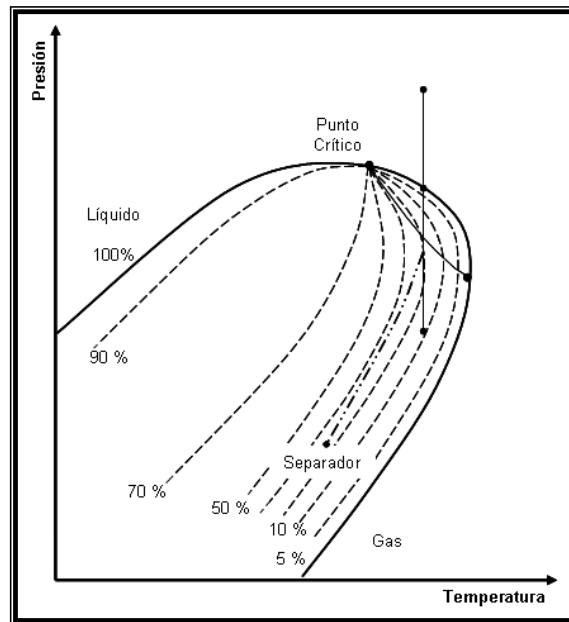


Figura I.4. Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado.

4. Yacimientos de gas húmedo

La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente gas. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 , recuperando líquidos de color transparente, con densidades menores de 0.75 gr/cc y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, no mayor de 30 bl/10⁶ pie³.

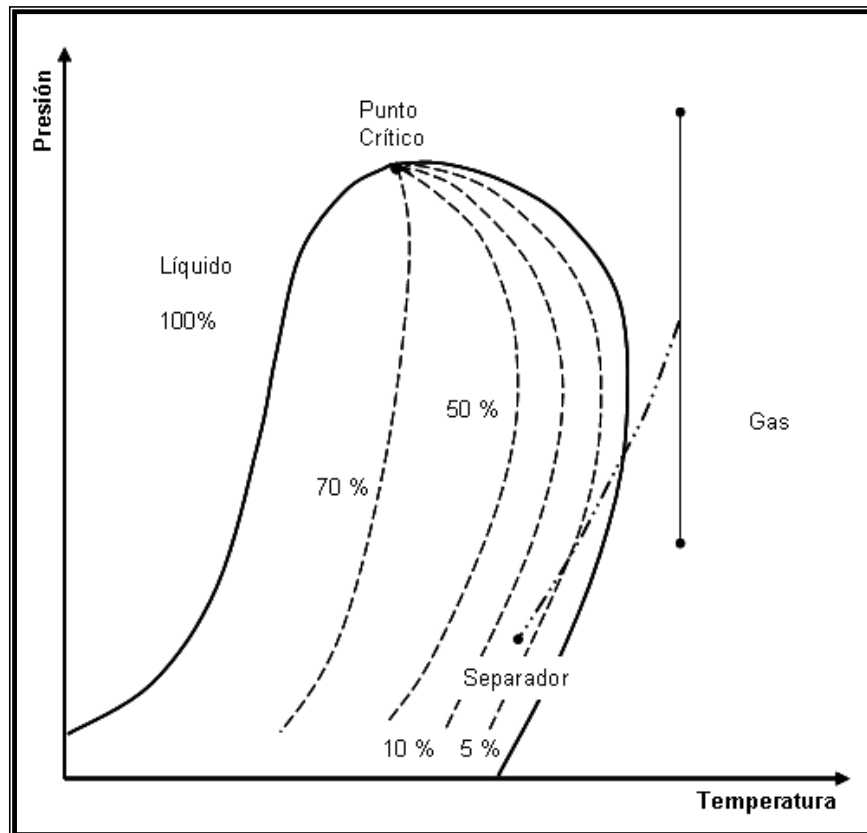


Figura I.5. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.

5. Yacimientos de gas seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados, y nunca se entra a la región de dos fases durante la explotación del yacimiento por lo que siempre se encuentra en estado gaseoso. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre gas seco y gas húmedo es incierta, pero se ha establecido que un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayor de $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$, se considera gas seco.

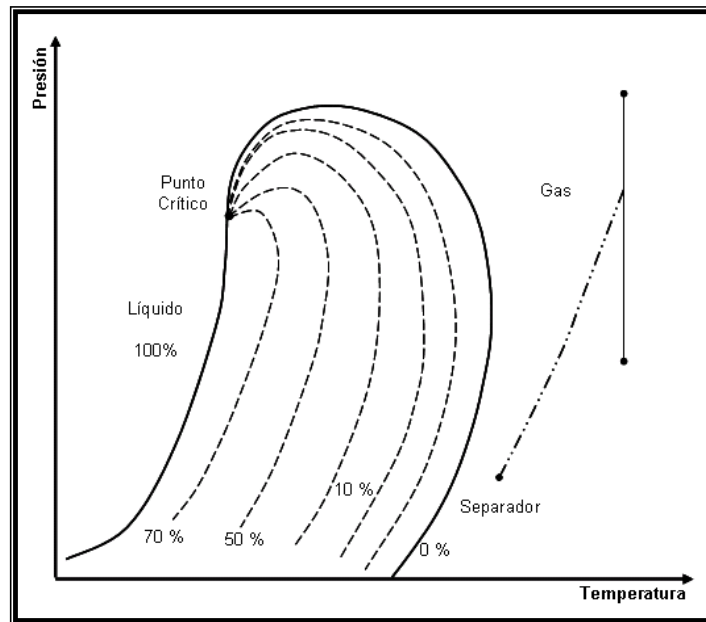


Figura I.6. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.

C. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE DE ACUERDO A LAS CONDICIONES DE PRESIÓN

Otra manera de realizar la clasificación de los yacimientos petroleros es de acuerdo con su condición de presión original.

Cuando a la temperatura del yacimiento y la presión original de éste es mayor que la presión de burbujeo de la mezcla de hidrocarburos, únicamente existe la fase líquida (todo el gas está disuelto en el aceite), a los yacimientos que presentan esta característica se les conoce como **yacimientos bajosaturados**.

A las mismas condiciones de temperatura, pero ahora considerando que la presión del yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo, coexisten las fases líquida y gaseosa, por lo que a este tipo de yacimientos se les conoce como **yacimientos saturados**.

D. MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

La recuperación del aceite se obtiene mediante diferentes mecanismos de empuje. Estos mecanismos de empuje dependen del gradiente de presión existente en el yacimiento, obligando a los fluidos a moverse hacia los pozos. Los mecanismos naturales de empuje son:

1. Expansión de la roca y sus fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje por invasión de agua.
5. Desplazamiento por segregación gravitacional.
6. Combinación de empujes.

1. Expansión de la roca y sus fluidos

Este proceso de desplazamiento actúa principalmente cuando el yacimiento está en la etapa de bajosaturación y no existe entrada de agua. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema *roca-fluidos*, el aceite, el agua congénita y la roca se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en los poros del yacimiento. Dada la poca compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producida, por lo tanto permanece constante durante esta etapa de explotación, e igual a R_{si} .

La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta en forma muy ligera y el índice de productividad permanece prácticamente constante.

2. Empuje por gas disuelto liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión causante de la liberación del gas, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo del gas hacia los pozos. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite que se libera queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad relativa al aceite disminuye la permeabilidad relativa al gas aumenta.

El gas fluye más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero y menos viscoso, y a que se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que el aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje por gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

3. Empuje por casquete de gas

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva del gas en la zona de aceite, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse en tres maneras:

- Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- Formación del casquete de gas por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, creando un frente de gas, el cual desplaza al aceite que se mueve delante de este. La ventaja de este mecanismo consiste en propiciar mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento el gas libre que se utiliza para desplazar al aceite.

Las recuperaciones en yacimientos por capa de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

4. Empuje por invasión de agua

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al de casquete de gas, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente,

desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación del gas en solución o dicha liberación será pequeña.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero) que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural, debe existir junto a la zona productora un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su avance adecuado. Cuando es de forma artificial, se emplean pozos inyectoros de agua para mantener la presión en el acuífero.

El acuífero puede algunas veces alcanzar la superficie, en este caso la fuente de agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Esta condición no es muy común, generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la permeabilidad al agua se incrementa y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios sustanciales, debido a que al mantenerse alta la presión se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación del gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse sustancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

5. Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considerará más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

6. Combinación de empujes

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye sustancialmente a desplazar al aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento, aunque no en todos los yacimientos sucede de la misma forma.

CAPITULO II

Conceptos básicos de simulación numérica de yacimientos

La necesidad de comprender el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, así como los mecanismos de recuperación, ha dado como resultado el desarrollo de simuladores numéricos, los cuales son utilizados en la solución de problemas específicos, con base en las características particulares que presenta el yacimiento y, por supuesto, de la cantidad y calidad de los datos disponibles.

Así entonces, cuando se desea predecir el comportamiento de un yacimiento sujeto a un determinado proceso de recuperación, es preciso seleccionar el modelo de simulación que cumpla con ciertas características de diseño. A continuación se explican de manera detallada, las opciones para establecer el modelo de simulación más adecuado al problema que se pretende resolver.

A. TIPO DE YACIMIENTO

Para la simulación de yacimientos y en un sentido muy general, los yacimientos pueden dividirse en dos grupos:

1. Yacimientos homogéneos

En un sentido estricto, un yacimiento homogéneo es aquel en el que en cualquier punto sus propiedades (permeabilidad absoluta y porosidad) son las mismas o constantes; sin embargo, en la simulación de yacimientos se tiene como yacimiento homogéneo a aquellos en los que se considera sólo un medio poroso por el cual fluyen los fluidos, figura II.1.

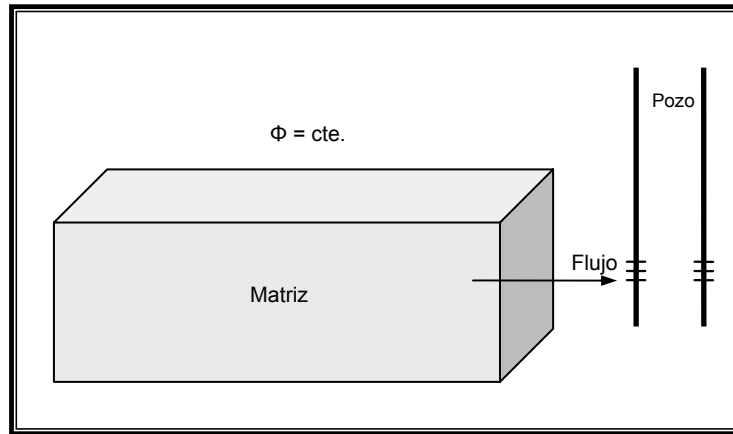


Figura II.1. Representación de un yacimiento homogéneo

2. Yacimientos fracturados

Un yacimiento fracturado es aquel que presenta en su estructura una serie de fracturas las cuales se pueden considerar que forman otro medio. Para representar este tipo de yacimientos se recurre al planteamiento hecho por Warren y Root, quienes consideraron que el yacimiento está constituido por dos medios uno discontinuo (matriz) y otro continuo (fractura), los cuales tienen porosidades y permeabilidades absolutas diferentes, figura II.2.

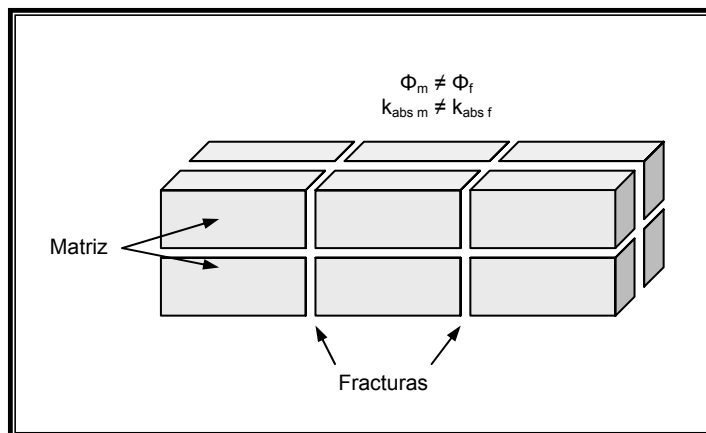


Figura II.2. Representación de un yacimiento fracturado.

a partir de éste planteamiento, surgen dos esquemas de flujo:

a. Doble porosidad - una permeabilidad

Este modelo supone que tanto el sistema de fracturas como la matriz presentan propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) diferentes; siendo la porosidad mayor en la matriz respecto a la porosidad de las fracturas, esto permite que los bloques de matriz presenten una alta capacidad de almacenamiento, mientras que la capacidad de almacenamiento en la fractura será mínima. Por otro lado y de manera inversa, la mayor permeabilidad se presenta en las fracturas lo que genera que el flujo se dé preferentemente en las fracturas y que la matriz sólo aporte los fluidos almacenados en ésta, actuando así como una fuente, figura II.3.

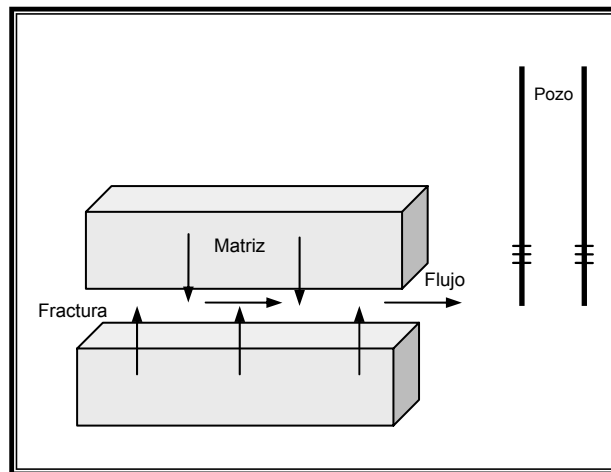


Figura II.3. Esquema de un modelo de doble porosidad – una permeabilidad.

b. Doble porosidad – doble permeabilidad

Al igual que en el caso anterior se tienen ambos medios (el continuo y el discontinuo) y tanto sus porosidades como sus permeabilidades absolutas son diferentes; la diferencia estriba, básicamente en que se considera que el flujo de los fluidos se da a través, tanto de los bloques de la matriz como en el sistema de fracturas, figura II.4.

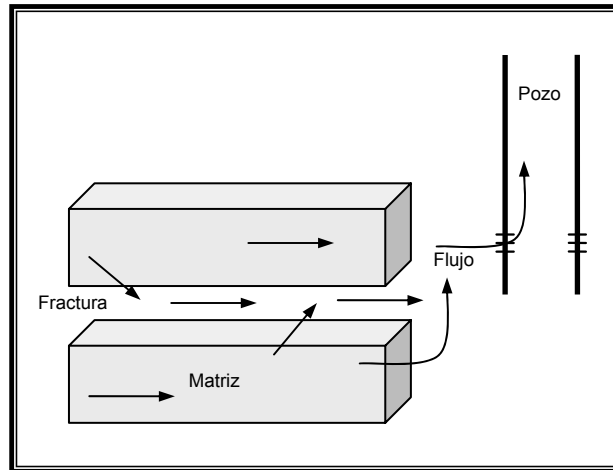


Figura II.4. Esquema de un modelo de doble porosidad – doble permeabilidad.

B. NIVEL DE SIMULACIÓN

Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles:

1. Modelo de tanque

El modelo de tanque es el más sencillo, dado que maneja parámetros promedio en una sola celda y además es útil sólo para hacer estimaciones de los procesos de explotación, tales como:

- Cálculo del volumen original y su recuperación.
- Estimación de reservas.
- Validación de rangos de parámetros.
- Identificación de mecanismos de empuje.

2. Modelos de pozo

La simulación a nivel pozo se plantea para representar el comportamiento de flujo radial en las vecindades del pozo, sobre todo cuando se aplican procesos de inyección para la estimulación; en la validación de pruebas de presión-producción y para analizar los efectos de conificación.

3. Sector del yacimiento

Los modelos en los que se incluye sólo un sector del yacimiento, son planteados para la solución de los siguientes tipos de problemas:

- Existen sospechas de bloques diferentes al yacimiento con comportamientos anómalos.
- Análisis de bloques contenidos en el mismo yacimiento limitados perfectamente por un sistema de fallas.
- Análisis de efectos de conificación localizados parcialmente en el yacimiento.
- Diseño de pruebas piloto de procesos de desplazamiento.
- Diseño de arreglos de pozos para procesos de inyección.

4. Todo el yacimiento

Los modelos que abarcan la totalidad del yacimiento o también llamados integrales, en principio, son los que requieren la mayor cantidad de información, con el objeto de obtener un modelo que reproduzca mejor el comportamiento integral del campo; son los que presentan mayor dificultad en su solución, principalmente en su etapa de ajuste de historia.

C. TIPO DE SIMULADOR

Los simuladores se dividen en dos grupos principalmente:

1. Tipo de fluidos.
2. Procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

1. Tipo de fluidos

a. Simulador de gas

Este tipo de simuladores se utiliza para llevar a cabo predicciones del comportamiento de yacimientos de gas. Los estudios para este tipo de yacimientos son sencillos si se considera la presencia de una sola fase fluyente (gas). Los parámetros que pueden definirse con este tipo de simulador son, entre otros:

- Volumen de gas inicial.
- Gasto de producción.
- Distribución de presiones.

b. Simulador geotérmico

Este tipo de simuladores se emplean para el modelado de yacimientos geotérmicos, los cuales proveen de energía calorífica empleada para la generación de energía eléctrica. Básicamente están constituidos por la combinación de las ecuaciones de energía y balance de materia.

c. Simulador de aceite negro

Este es el modelo más simple que puede utilizarse para estudios en yacimientos de aceite por agotamiento primario o recuperación secundaria (inyección de agua o gas). Este tipo de simuladores permiten modelar los cuatro mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de aceite.

Estos modelos se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento puedan representarse por tan sólo tres fases (aceite, agua y gas). Esta suposición funciona bien, siempre y cuando el sistema durante el proceso de recuperación, quede lejos del punto crítico y de la región de condensación retrógrada, y además, si los fluidos que se inyectan (si es el caso), constan de los mismos componentes que los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

Los simuladores de aceite negro frecuentemente se utilizan en los casos que no se cuenta con información pVT composicional, así como para estimar los siguientes parámetros:

- Gasto de producción.
- Conificación de gas y/o del agua como función del gasto de producción
- Intervalos disparados.
- Espaciamiento y arreglo entre pozos.
- Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma.
- Pozos de relleno, ya sean para producir o inyectar.

d. Simulador composicional

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado, y los yacimientos de aceite volátil, cuya composición de las fases varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y temperatura.

Este tipo de simuladores supone que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por n-componentes. Las propiedades de la fase gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la temperatura y más recientemente por medio de ecuaciones de estado.

2. Procesos de recuperación secundaria y/o mejorada

a. Simulador para inyección de productos químicos

La necesidad de contar con simuladores capaces de reproducir el comportamiento de los yacimientos es indispensable, particularmente cuando se necesita recuperar la mayor cantidad posible de aceite. Tal es el caso de los simuladores de recuperación química. Dentro de este tipo de simuladores, los métodos de recuperación mejorada más importantes son:

- Inyección de agua alcalina.
- Desplazamiento de aceite con polímeros.
- Desplazamiento de aceite con surfactantes.

Los simuladores que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad, pues deben de considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos inyectados, como la que hay entre dichos fluidos con los del yacimiento y la roca.

b. Simulador para desplazamientos miscibles

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos, sin que se forme entre ellos una interfase, el objetivo principal es modificar las propiedades físicas del aceite para mejorar su movilidad. Entre los fluidos que se utilizan en este tipo de procesos se tienen:

- Gas enriquecido.
- Bióxido de carbono (CO₂).
- Nitrógeno (N₂).
- Gases de combustión.
- Desplazamiento de aceite con soluciones miscibles.

c. Simulador para desplazamientos inmiscibles

A diferencia del caso anterior; en este proceso, entre el fluido inyectado y el desplazado existe una interfase, siendo el objetivo principal el mantenimiento de la presión en la zona de aceite. Los fluidos comúnmente empleados para la inyección son:

- Gas natural.
- Agua.

Dependiendo del fluido empleado, se determinará el simulador que se empleara para predecir la recuperación de aceite.

d. Simulador de recuperación térmica

Este tipo de simuladores se utiliza para predecir el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada por medio de métodos térmicos, cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir su viscosidad, mejorando la movilidad de éste y de esta forma facilitar el flujo hacia los pozos productores.

Los métodos térmicos se pueden clasificar en tres grupos diferentes:

- Inyección de agua caliente.
- Combustión in-situ.
- Inyección de vapor.

Los problemas que se presentan en los procesos térmicos, son, entre otros:

- Baja recuperación de aceite a nivel de pozo.
- Generación del volumen necesario de vapor.
- Evaluar la posibilidad de incluir otros fluidos en la inyección.
- Determinar los efectos gravitacionales en el proceso de recuperación de aceite.
- Determinar los parámetros críticos.

D. TIPO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento, y éstos son:

1. Flujo monofásico

El flujo monofásico está dado por un solo fluido, el agua proveniente del acuífero, el aceite en la etapa de bajo saturación del yacimiento ó el gas en un yacimiento de gas arriba de su presión de rocío. Cualquier modelo que tome en cuenta cualquiera de estas consideraciones, como una sola fase, será un simulador monofásico.

2. Flujo bifásico

Un simulador de este tipo es aquel que considera el flujo de dos fases en el yacimiento. Este tipo de flujo se presenta cuando dos fluidos diferentes fluyen al mismo tiempo. Las combinaciones que se pueden tener, son:

- *Gas y aceite.* En un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto liberado o en un yacimiento de aceite con casquete de gas.
- *Agua y aceite.* En un yacimiento bajosaturado con entrada de agua, cuya presión se mantiene arriba de la presión de burbujeo.
- *Agua y gas.* En un yacimiento de gas con entrada de agua o cuya saturación de agua congénita es mayor que la saturación de agua crítica.

3. Flujo trifásico

El flujo trifásico se presenta cuando los tres fluidos que contiene el yacimiento (agua, aceite y gas) fluyen al mismo tiempo; por lo que, todo modelo que haga esta consideración de flujo, será un simulador trifásico. Este caso se contempla en yacimientos que producen por empuje combinado en los que la entrada de agua, el empuje de gas disuelto y/o el empuje de un casquete original o secundario, tienen influencia en la producción.

E. NUMERO DE DIMENSIONES

Resumiendo la conceptualización del nivel de simulación, así como el proceso o problema que se requiere simular, así como también el tipo de flujo que se tiene en el yacimiento y tomando como referencia las características geométricas del yacimiento, permitirá hacer una selección del modelo, en lo que respecta al número de dimensiones.

A continuación se presenta la clasificación de los simuladores en función del número de dimensiones, y una explicación de las características de cada uno de ellos.

1. Simulador de cero dimensiones

A este modelo se le conoce también como modelo de tanque o de balance de materia. Se dice que es de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían entre punto y punto; es decir, se consideran valores promedio de estos parámetros en todo el yacimiento.

Se llama también de balance de materia debido a que al realizar los cálculos, lo que se hace es precisamente esto, un balance entre los fluidos que entran y los fluidos que salen del yacimiento. Por ejemplo, la inyección de agua en un yacimiento, como se muestra en la figura 11.5., al efectuar el balance de materia se tendrá la siguiente expresión:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{vol. de fluidos} & & \text{volumen de} & & \text{volumen} & & \text{volumen de} \\ \text{del yacimiento} & & \text{fluido} & & \text{de fluido} & & \text{fluidos que} \\ \text{antes de la} & (+) & \text{inyectado} & (-) & \text{extraído} & (=) & \text{permanecen en el} \\ \text{inyección} & & & & & & \text{yacimiento} \end{array}$$

Los modelos de cero dimensiones son la base de todos los modelos existentes y tienen la particularidad de que en ellos no pueden definirse varios pozos, como en los simuladores de dimensiones diferentes de cero, ya que tanto la producción como la inyección caen en un solo punto, lo que equivale a manejar un solo pozo, el cual absorbe la resultante del flujo.

Los usos que generalmente se le dan a este modelo, son:

- Estimar el volumen original de aceite en el yacimiento.
- Calcular la entrada de agua.
- Calcular la presión del yacimiento.
- Predicción del comportamiento.
- Verificar cálculos de N y G.
- Cálculo de "m" = GB_{gi} / NB_{oi} .

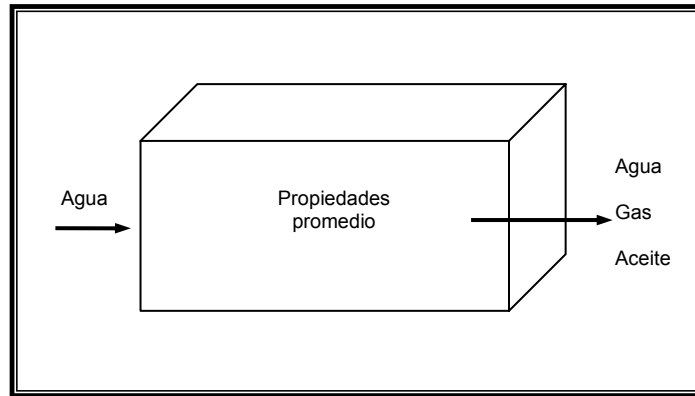


Figura II.5. Modelo para cero dimensiones

2. Simulador de una dimensión (1-D)

Considerando un yacimiento en el cual la litología es variable, las características distintas dividen al yacimiento en porciones con conductas de flujo diferentes, pero que pueden ser analizadas en un solo sentido. En este caso el yacimiento no puede ser representado mediante propiedades promedio, por lo que cada parte del yacimiento debe contar con sus propias características como se muestra en la figura II.6.

En este caso, la ecuación de balance de materia se usa para cada fase y cada celda, sin embargo, este modelo es más complicado debido a la migración de fluidos de una celda a otra. La transferencia de fluidos entre celdas adyacentes se representa por la ley de Darcy modificada por el concepto de permeabilidad relativa.

El modelo en una dimensión consiste de más de una celda en una dirección y de sólo una celda en las otras dos direcciones. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial, como se muestra en la figura II.6.

En la simulación de yacimientos dicho modelo se puede aplicar si se tiene un yacimiento en el que el flujo en una dirección es predominante, por ejemplo, en los casos de inyección de gas en la cresta de un yacimiento o en la inyección o en la entrada natural de agua por el flanco del yacimiento.

El modelo de una dimensión en forma radial es útil para pruebas de formación, pruebas de incremento y decremento de presión; ya que los efectos que provoca el flujo de fluidos y la caída de presión en el pozo, a lo largo de todo el yacimiento, no puede simularse directamente

con otros modelos de una dimensión, debido a que en la vecindad del pozo el flujo es generalmente de naturaleza radial y es donde es posible visualizar los cambios de mayor magnitud. Generalmente para identificar dichos cambios de manera precisa, se emplean mallas de tipo logarítmicas, es decir, en dirección radial la malla es logarítmica.

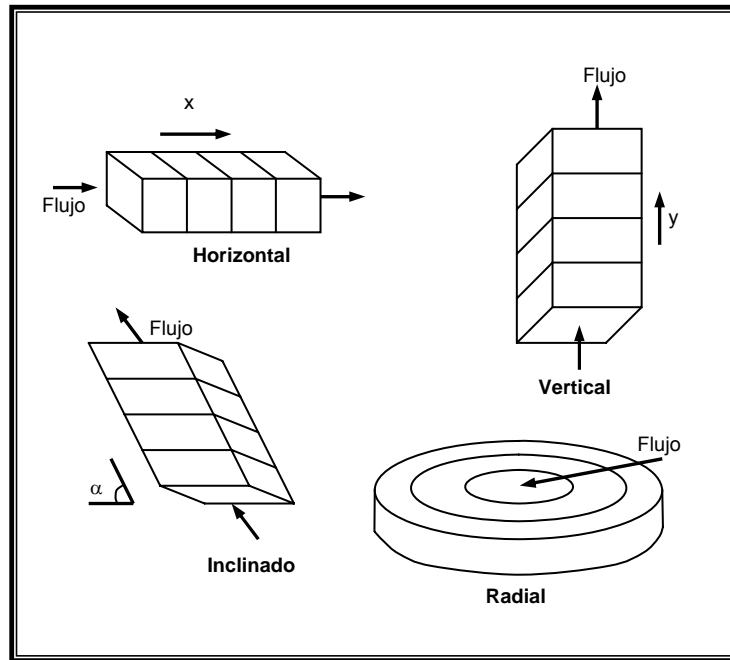


Figura II.6. Modelo para una dimensión (1-D).

3. Simulador de dos dimensiones (2-D)

El principio que se aplicó para explicar el modelo en una dimensión, se puede aplicar para modelos en dos y en tres dimensiones. Es decir, la ecuación de balance de materia se usa para cada fase y cada celda y la ecuación de Darcy, para el flujo entre los bloques. Con la única diferencia en que la interacción de flujo en las celdas será en dos o en tres dimensiones.

Así, entonces, el modelo de dos dimensiones consiste en más de una celda en dos de las dimensiones y de solamente una celda en la tercera dimensión.

Como se puede observar en la figura II.7., el simulador en dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

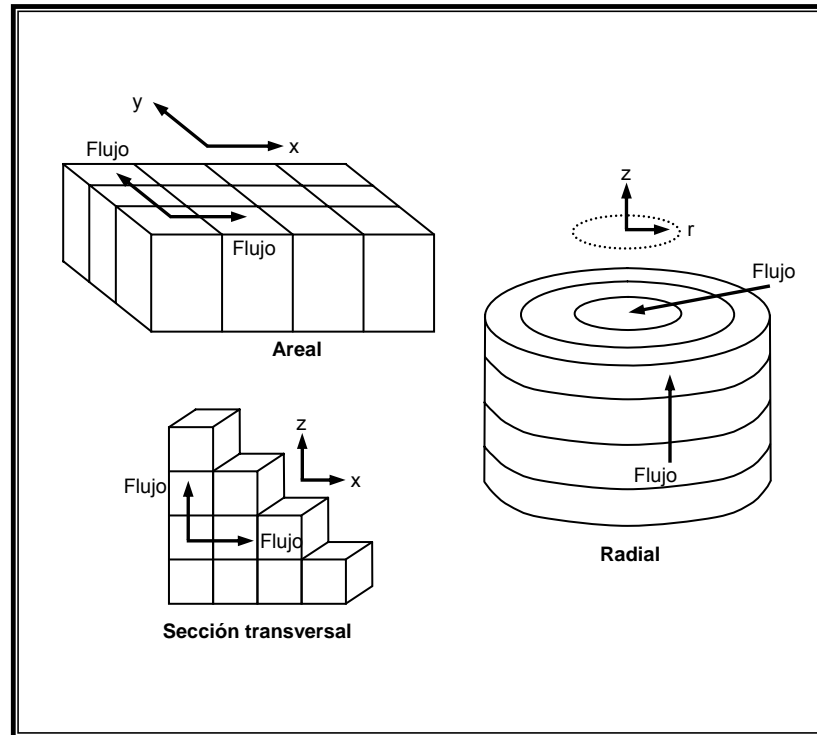


Figura II.7. Modelo para dos dimensiones (2-D).

4. Simulador de tres dimensiones (3-D)

Este tipo de simulador, dentro de la clasificación de modelos por el número de dimensiones es el más completo, ya que cuenta con la mayoría de las fuerzas que se presentan en el yacimiento, esto es, considera además de los efectos de barrido areal, los efectos de barrido vertical. Su uso es para todos aquellos yacimientos que presentan una geología muy compleja, que puede dar como resultado el movimiento de fluidos a través del medio poroso en varias direcciones.

Para el modelo cartesiano se emplean coordenadas cartesianas (x, y, z) y para el modelo radial se utilizan coordenadas cilíndricas (r, \emptyset , z). En la figura II.8., se muestra este tipo de modelos.

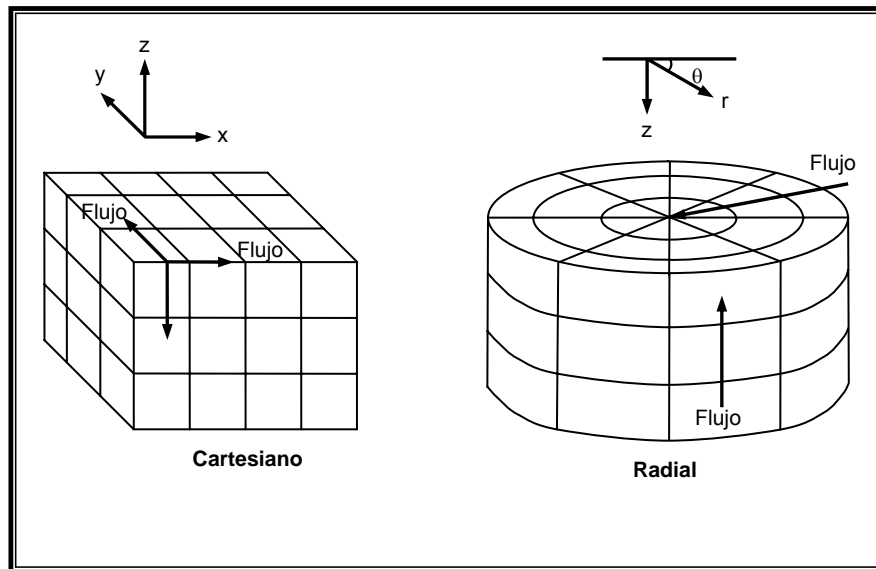


Figura II.8. Modelo para tres dimensiones (3-D).

F. DISCRETIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

Es importante tener un modelo geológico adecuado, que represente las heterogeneidades geológicas y en forma detallada la descripción estratigráfica y estructural, mismas que estén interrelacionadas con las conductas del movimiento de los fluidos dentro del medio poroso; así como con el comportamiento de la explotación del campo, lo que permitirá construir un modelo de simulación del campo más representativo.

En el proceso de la construcción del modelo de simulación deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Construcción de la malla de simulación

La malla utilizada en la simulación de un yacimiento, permite convertir el modelo geológico a un modelo discretizado en el espacio (numérico), de tal manera que pueda ser manipulada por los simuladores en los cálculos que realizan.

Tomando como apoyo la configuración geológica, figura II.9. y tomando como base los siguientes elementos y criterios, se plantean las bases del diseño de la malla de simulación:

- Mapas estructurales y estratigráficos, incluyendo límites.
- Número de capas definidas.
- Arreglo de pozos.
- Orientación del flujo.
- Tipo y grado de simulación.
- Idea inicial del tipo de alternativas de predicción.
- Características de estructuras productoras vecinas.

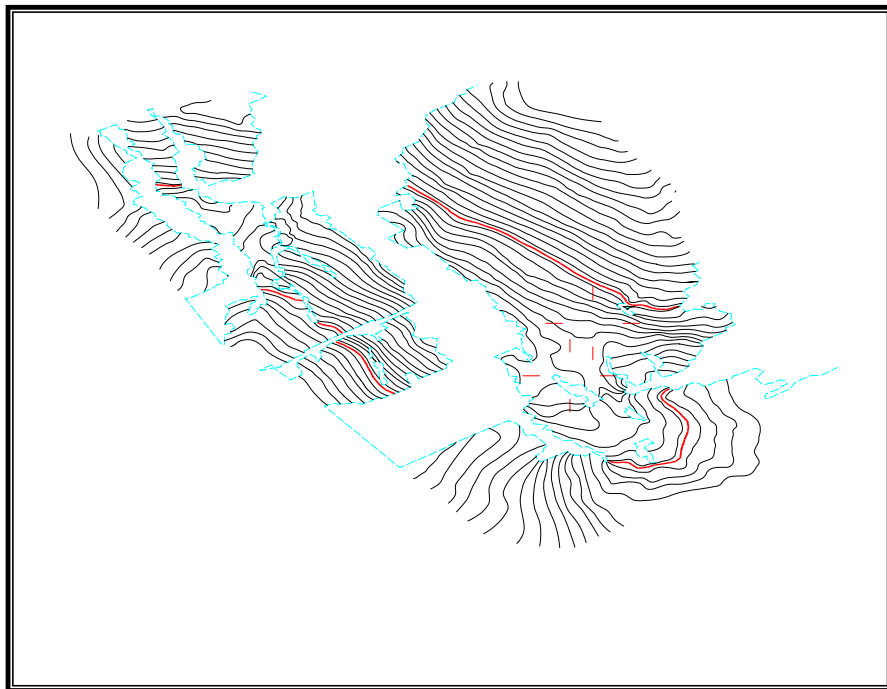


Figura II.9. Configuración estructural de cimas.

A continuación se describen las características de tres tipos de mallas básicas:

a. Malla cartesiana regular

Este tipo de malla generalmente se utiliza para modelar yacimientos que no presentan una estructura geológica muy compleja, consta de celdas ortogonales, cuyas dimensiones pueden ser variables, sin embargo cuanto más uniformes sean ayudarán a obtener una mejor convergencia en la solución del sistema, sin embargo, con éstas se pierde exactitud en la representación de límites, rumbos de falla y en el cálculo de volúmenes como se muestra en la figura II.10.

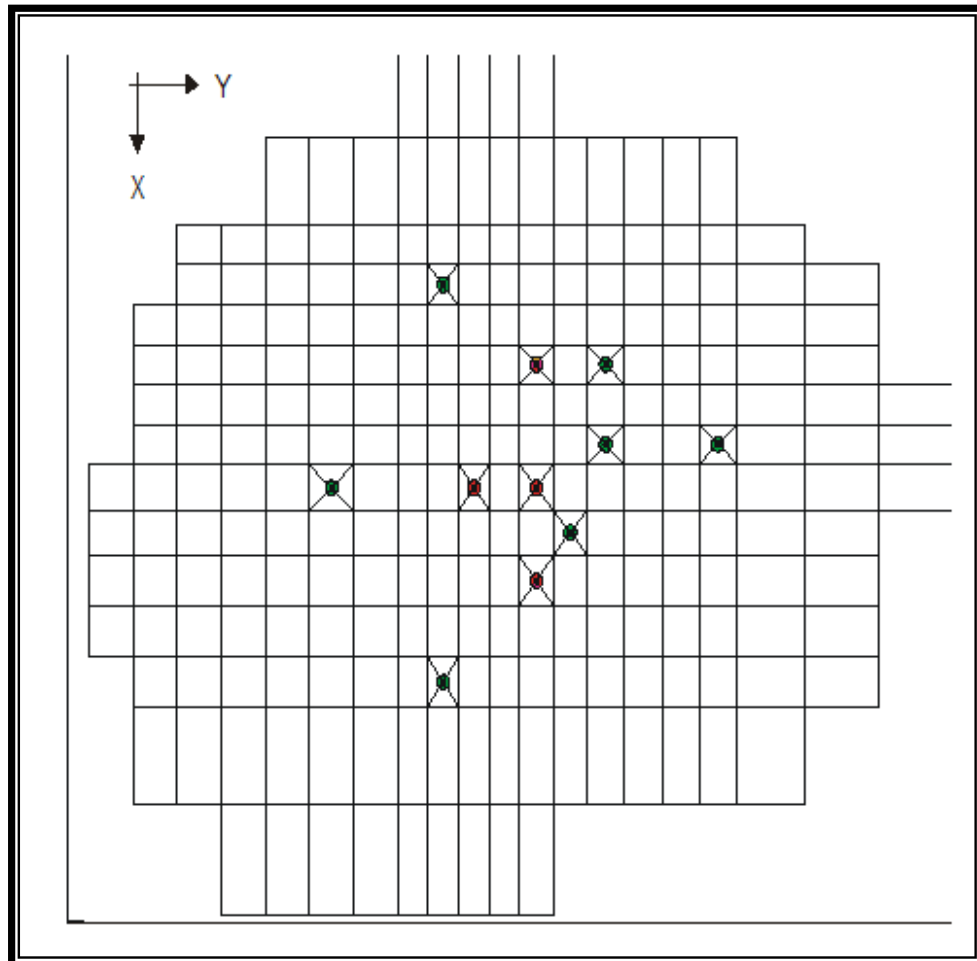


Figura II.10. Malla cartesiana regular.

En la construcción de las mallas generalmente se utilizan dos criterios para ubicar los nodos, los cuales son:

1. En el primer criterio el nodo se localiza en el centro de las celdas, en este caso se denomina como una malla de bloques centrados.
2. En el segundo criterio los nodos se localizan en las fronteras de las celdas, en este caso se denomina como una malla de nodos distribuidos

b. Malla cartesiana irregular

Este tipo de malla es más compleja que la anterior y de acuerdo al procedimiento de construcción de mallas irregulares, en principio y a manera de un modelo burdo, son trazadas líneas de control, que siguen los contornos tanto de los límites del yacimiento como los rasgos estructurales y estratigráficos (fallas o fracturas) más importantes, figura II.11., a diferencia de una malla regular.

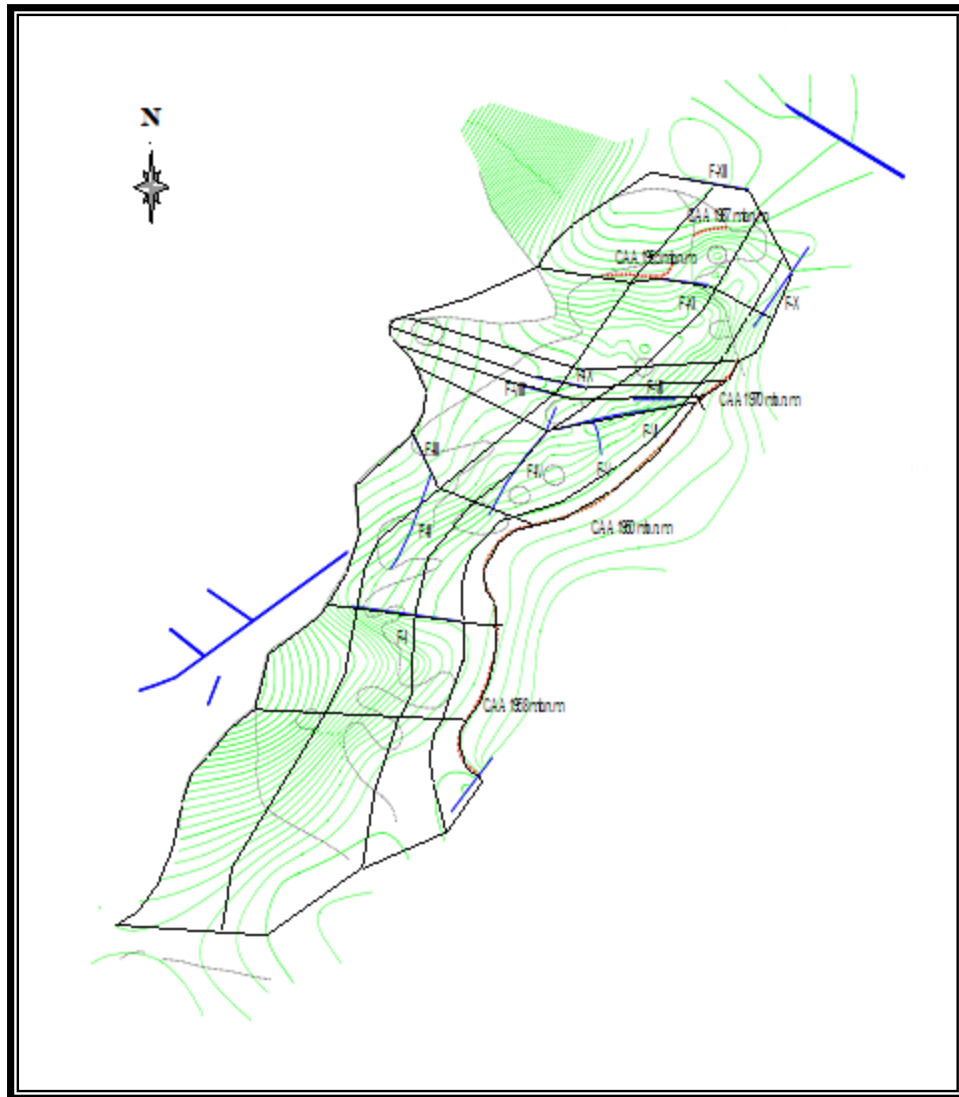


Figura II.11. Trazado de líneas de control para la construcción de la malla irregular.

Este esquema de líneas de control, representa la base para definir una malla fina, figura II.12., cuyas celdas son de menor dimensión en las áreas con mayor potencial.

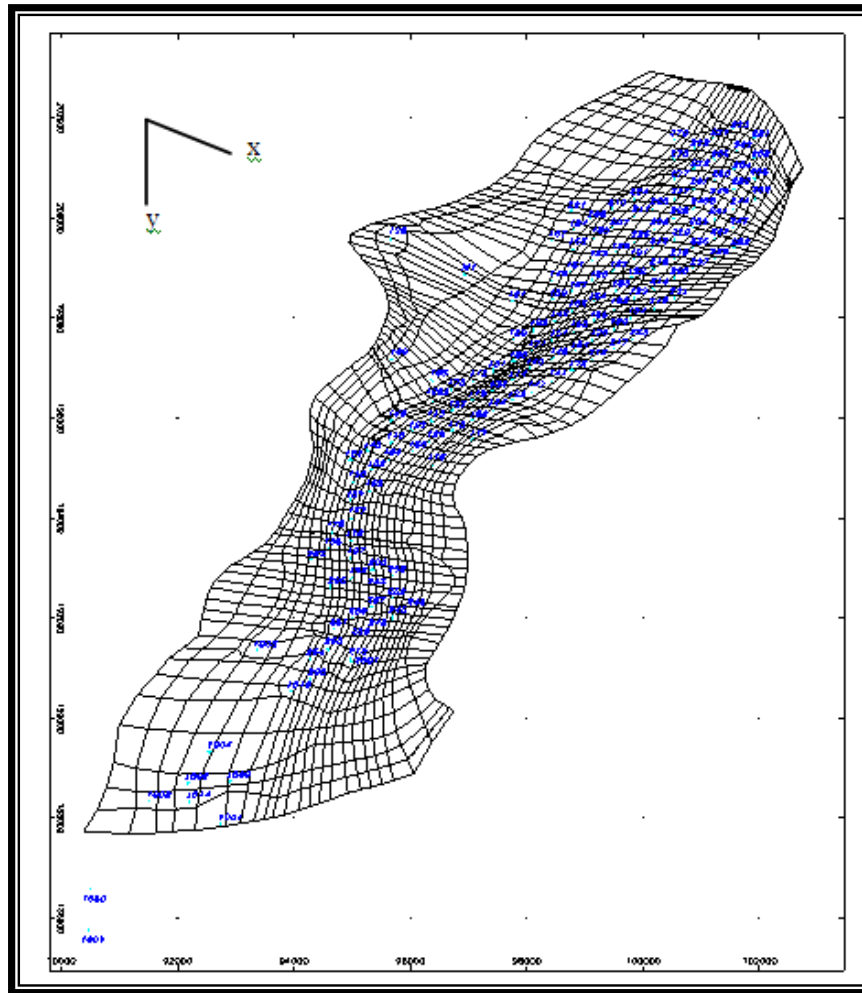


Figura II.12. Malla irregular de simulación (vista areal).

c. Mallas radiales

Cuando se requiere analizar problemas de comportamientos especiales, como es el caso de la conificación de fluidos, o la presencia de daños que afectan al flujo hacia los pozos, se utilizan mallas radiales. Las coordenadas representativas para el diseño de la malla son básicamente r , θ y z . La figura II.13., muestra este tipo de mallas.

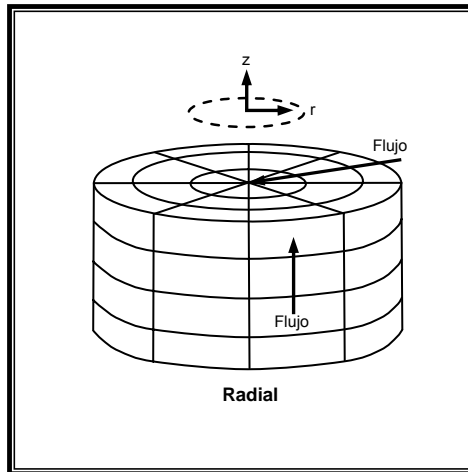


Figura II.13. Malla radial.

G. CONSTRUCCION DEL MODELO pVT

En un estudio de simulación, se requiere tener un modelo termodinámico que represente las propiedades de los fluidos del yacimiento. Para generar este modelo es necesario contar con un análisis pVT composicional de laboratorio realizado a la muestra del fluido del yacimiento. Con los datos proporcionados por el análisis composicional y un simulador de fluidos, es posible reproducir en éste el comportamiento volumétrico del fluido en estudio.

A continuación se presenta los principales parámetros volumétricos que definen el tipo de fluido que se tenga en el yacimiento; posteriormente se describe el concepto de ecuación de estado.

1. Propiedades de los fluidos

En el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos, los parámetros volumétricos de mayor interés son la presión de saturación (P_b), el factor de volumen del aceite (B_o), la relación de solubilidad (R_s), la densidad (ρ_o) y la viscosidad (μ_o) del aceite. Dentro del rango de presiones que se manejan para la caracterización de los fluidos (P_i a P_{atm}) el punto de presión que toma mayor relevancia es el punto de saturación (P_b), ya que a estas condiciones se presenta la liberación del gas y por lo tanto el comportamiento de la mezcla cambia.

Para construir el modelo termodinámico de fluidos se realiza un ajuste del comportamiento observado en el laboratorio, mediante un simulador de fluidos. Cuando se realiza el ajuste de los parámetros volumétricos conlleva un error al intentar reproducir el comportamiento observado, por lo que para considerar un buen ajuste de dichos parámetros se acepta un rango para cada parámetro observado; sin embargo, el menor error se asigna al factor de volumen del aceite, esto se debe a que este parámetro impacta de manera directa al cálculo del volumen original, de ahí la especial importancia.

a. Densidad relativa del aceite

La densidad relativa del aceite está definida como la relación entre la densidad del aceite con respecto a la densidad del agua; y ambas están medidas a la misma presión y temperatura, y se representa como:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

La densidad relativa es adimensional y normalmente se reporta como 60°/60°, esto es, el aceite y agua fueron medidos a 60 °F y 14.7 psia.

En la industria petrolera es común utilizar la densidad relativa en °API (American Petroleum Institute), la cual está definida como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

En México se produce la mezcla: Maya, Istmo y Olmeca de alrededor de 22, 34 y 39 °API respectivamente. A mayor °API, se tiene un aceite más ligero de mayor valor económico.

b. Factor de volumen del aceite

A la relación entre el volumen de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento y el volumen de aceite medido a condiciones estándar se le conoce como el factor

de volumen del aceite y en unidades de campo del sistema inglés es reportado en $b_o @ C.Y. / b_o @ C.S.$. La forma de expresarlo es:

$$B_o = \frac{\text{Vol. (aceite + gas disuelto) @ C.Y.}}{\text{Vol. de aceite muerto @ C.S.}}$$

En la figura II.14., se observa la forma típica de B_o en función de la presión a la temperatura del yacimiento.

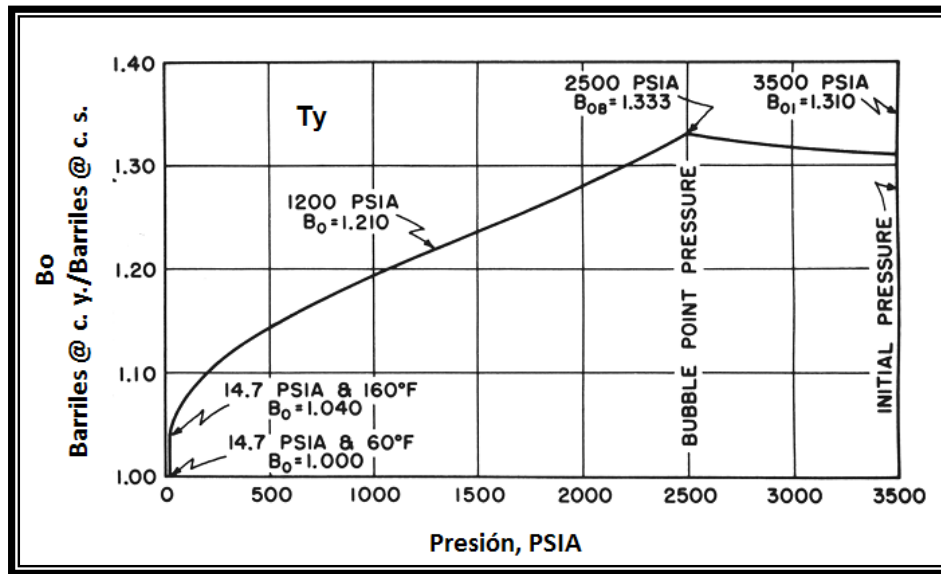


Figura II.14. Curva típica de B_o .

c. Viscosidad del aceite

En términos generales, la viscosidad es la resistencia que ofrecen las moléculas de un fluido al movimiento, por lo que la viscosidad depende de la presión y la temperatura.

En el caso del aceite se tiene:

- Viscosidad de un aceite muerto
- Viscosidad de un aceite con gas disuelto a determinadas condiciones de presión y temperatura.

En ambos casos, el efecto de incrementar la temperatura es disminuir la viscosidad; sin embargo, la presión en el primer caso aumenta la viscosidad, y en el segundo caso la disminuye, ya que el efecto de disminuir la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del aceite. La unidad de medida en unidades de campo de la viscosidad (μ) es el poise, debido a que es muy grande se utiliza el centipoise.

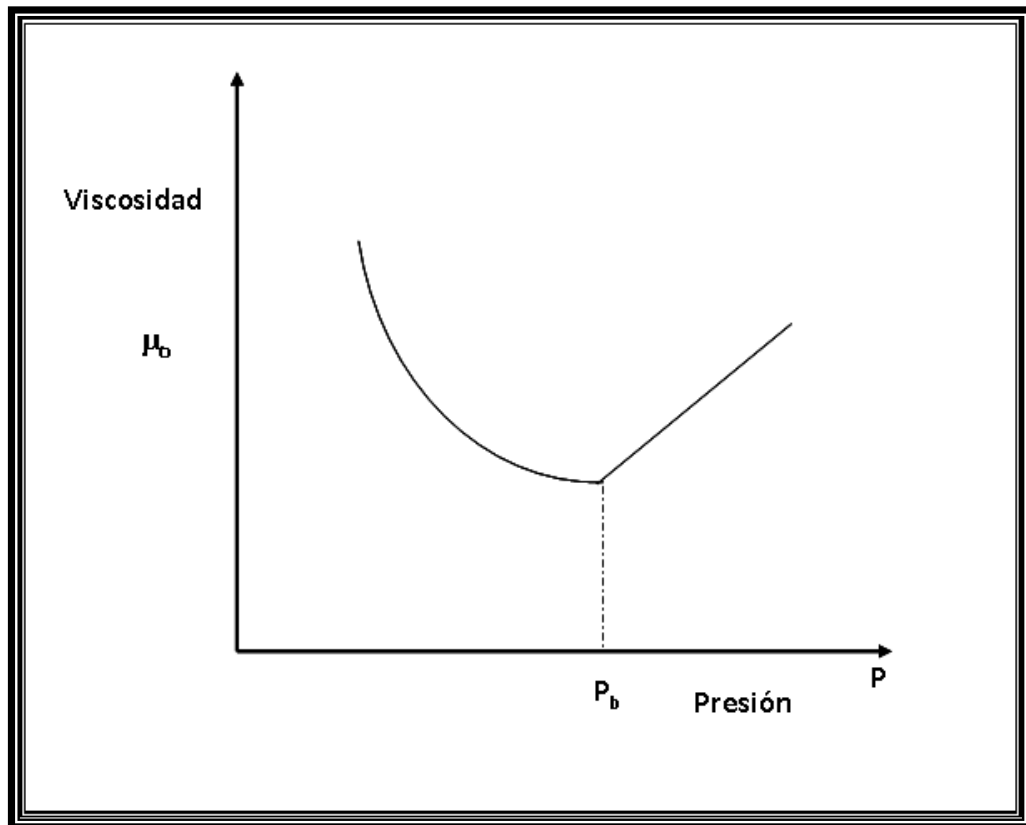


Figura II.15. Curva típica de μ_o .

d. Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas puede definirse como el volumen ocupado por el gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen ocupado por la misma masa de gas pero medido a condiciones estándar. Lo cual se expresa mediante:

$$B_g = \frac{\text{vol. de gas @ C.Y.}}{\text{vol. de gas @ C.S.}}$$

Considerando la ecuación de estado de los gases reales, tenemos que el volumen de un gas es:

$$V = \frac{znRT}{P}$$

Sustituyendo para las condiciones de yacimiento y para las condiciones estándar ($P = 14.7$ psia, $T = 520$ °R y $z_{cs} = 1$), se tiene que:

$$B_g = \frac{V_g @ C.Y.}{V_g @ C.S.} = \frac{\frac{znRT}{P}}{\frac{z_{cs}nRT_{cs}}{P_{cs}}} = \frac{zT P_{cs}}{z_{cs} T_{cs} P}$$

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{P_y}$$

donde las unidades, en el sistema inglés de B_g son $\text{ft}^3 @ \text{c. y.} / \text{ft}^3 @ \text{c. s.}$

e. Gravedad específica del gas

La gravedad específica del gas se define como la relación entre la densidad de un gas y la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura; y se representa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}}$$

Considerando el comportamiento tanto del gas como del aire, pueden representarse mediante la ecuación de los gases ideales:

$$\gamma_g = \frac{\frac{PM_g}{RT}}{\frac{PM_{aire}}{RT}} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{M_g}{28.976}$$

Para el caso en que se tenga una mezcla de gases, esta ecuación se define como:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28.976}$$

donde M_a es el peso molecular de la mezcla de gases.

f. Viscosidad del gas

La viscosidad del gas normalmente es medida en el laboratorio o estimada empíricamente por medio de correlaciones establecidas. La viscosidad es una propiedad intensiva de la mezcla del gas, la cual depende no sólo de la composición del gas, sino también de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se encuentra dicha mezcla.

Hay correlaciones para estimar la viscosidad del gas natural, que depende de la presión y temperatura pseudoreducida; estas últimas son calculadas de la gravedad específica ó composición del gas. La viscosidad a una atmosfera y temperatura del yacimiento, que se muestra en la figura II.16, es multiplicada por la relación de viscosidad, figura II.17, para obtener la viscosidad a temperatura y presión del yacimiento.

La figura II.16 tiene correcciones adicionales cuando el gas contiene nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

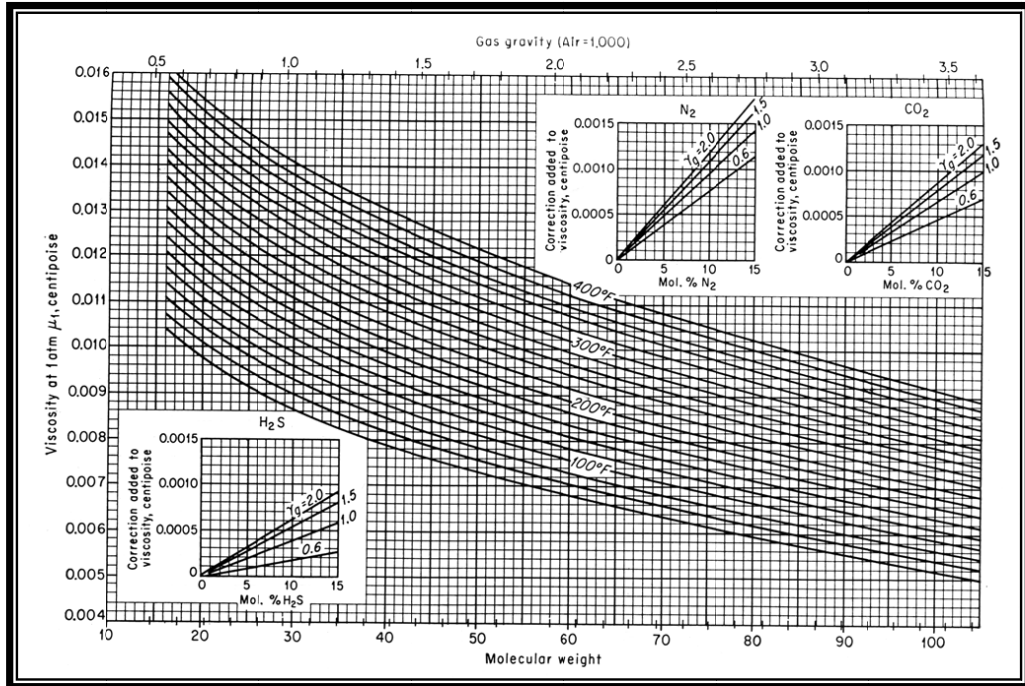


Figura II.16. Viscosidad de gases de hidrocarburos a una atmosfera y temperaturas del yacimiento, con correcciones para nitrógeno, dióxido de carbono y acido sulfhídrico.

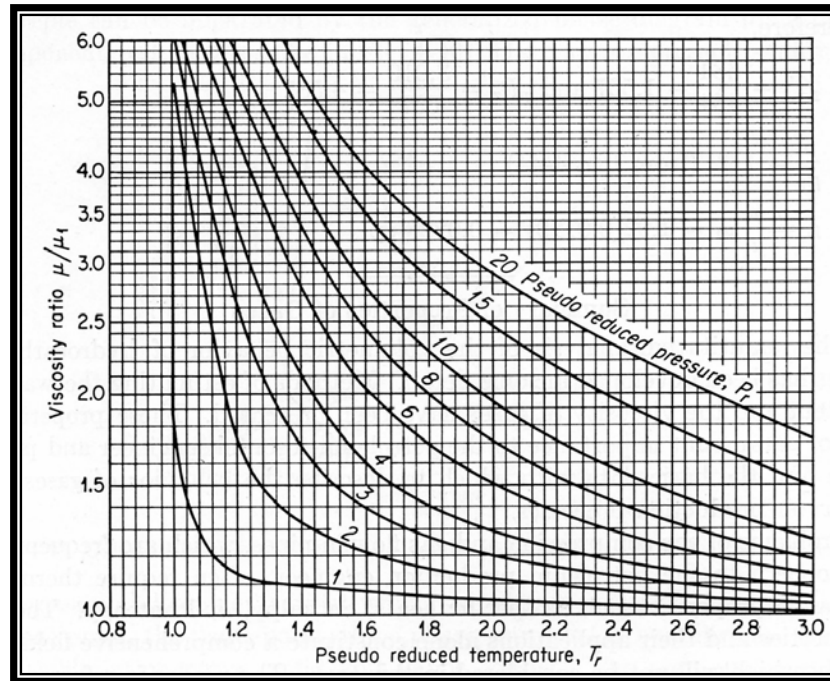


Figura II.17. Relación de viscosidad como una función de Temperatura y presión pseudoreducida.

En el gas, la transferencia de cantidad de movimiento provoca la viscosidad, debido a esto, cuando la temperatura aumenta, la viscosidad también aumenta.

g. Relación de solubilidad

La relación de solubilidad se define como la cantidad de gas que puede ser disuelto en un volumen de aceite, ambos a condiciones estándar, cuando son llevados a las condiciones del yacimiento.

$$R_s = \frac{(\text{vol. de gas disuelto en el ac. a } P_y \text{ y } T_y) @ C.S.}{\text{vol. ac. muerto @ C.S.}}$$

Por arriba de P_b , el aceite se encuentra en la etapa de bajosaturación, ya que al disminuir la presión no habrá liberación de gas, es decir, R_s es constante; sin embargo, una vez que se ha alcanzado la P_b , el aceite se encuentra en la etapa de saturación debido que al disminuir la presión existirá liberación de gas, y por lo tanto R_s disminuye, figura II.18.

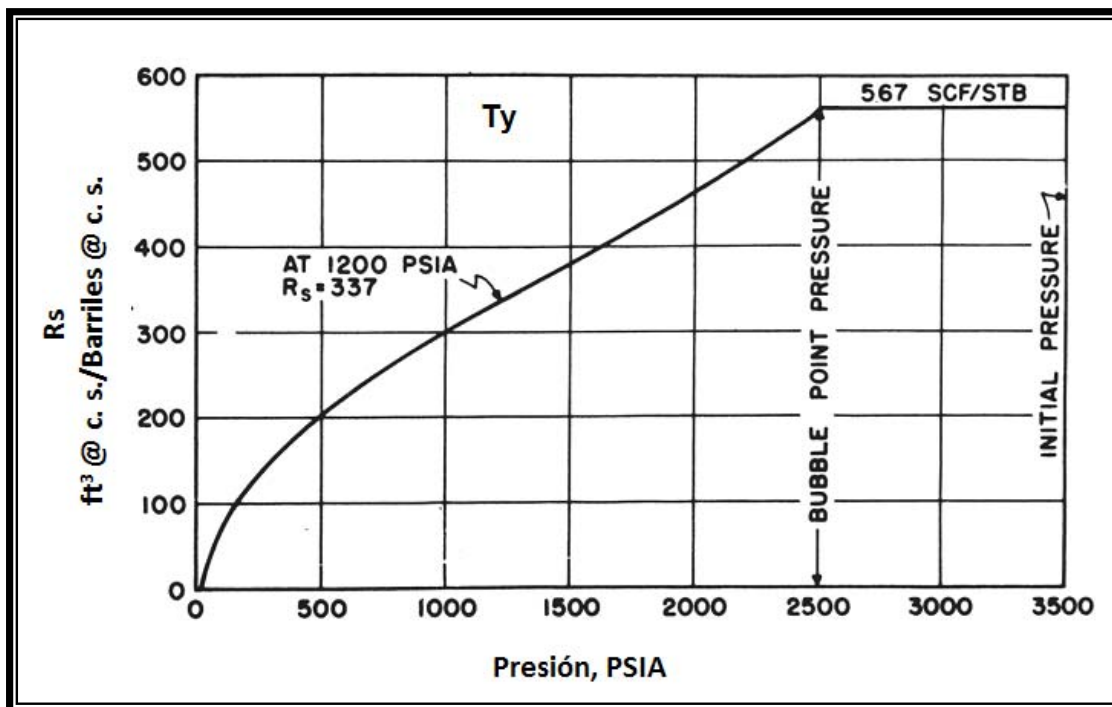


Figura II.18. Curva típica de R_s .

2. Ecuaciones de estado

Una ecuación de estado, es una ecuación cúbica que relaciona presión, temperatura, volumen y composición. Al encontrar las raíces de la ecuación, la raíz mayor corresponde al volumen de la fase gaseosa, mientras que la raíz menor corresponde al volumen de la fase líquida. En forma general se representa como:

$$V^3 + B_1 V^2 + B_2 V + B_3 = 0$$

donde:

B_1, B_2, B_3 son los coeficientes que dependen de la presión, temperatura, composición y la cantidad de moles del fluido.

El ejemplo más simple y mejor conocido de una ecuación de estado, es la ecuación de los gases ideales. Van der Waals tomó dicha ecuación y propuso la siguiente ecuación de estado:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2}$$

donde:

P	presión del sistema (psia)
T	temperatura del sistema (°R)
R	constante universal de los gases [(psi ft ³) / (lb _{mole} °R)]
V	volumen molar (ft ³ / mole)
a	coeficiente de atracción molecular
b	volumen real molecular

Dentro de la familia de ecuaciones de Van der Waals se distinguen las siguientes ecuaciones:

- Redlich-Kwong
- Soave
- Peng-Robinson

La ecuación de Peng-Robinson tiene amplia aplicación en la simulación de yacimientos para reproducir el comportamiento de la muestra de hidrocarburos; como es el caso de los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, en los que es necesario emplear modelos composicionales.

Por otro lado, matemáticamente es mejor contar con una ecuación de estado que contenga un mayor número de parámetros de ajuste, ya que la hace más potente al realizar los experimentos, además de que presenta una mayor estabilidad.

La ecuación de estado de Peng-Robinson está expresada por la ecuación:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)}$$

donde:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c^2}$$

$$b = 0.45724 \frac{R T_c}{P_c}$$

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

$$m = 0.3746 + 1.5423\omega - 0.2699\omega^2$$

$$\omega = -(\log P_v + 1) \quad \text{en } T_r = 0.7$$

donde:

α	parámetro α (factor adimensional)
m	constante característica
ω	factor acéntrico Pitzer
P_c	presión crítica
T_c	temperatura crítica
P_{vr}	presión de vapor reducida (P_v / P_c)

Expresando la ecuación de Peng-Robinson en función del factor de compresibilidad:

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

donde A y B para sustancias puras están definidas por:

$$A = \frac{(a \alpha)P}{(RT)^2} \quad ; \quad B = \frac{bP}{RT}$$

y para una mezcla:

$$A = \frac{(a \alpha)_m P}{(RT)^2} \quad ; \quad B = \frac{b_m P}{RT}$$

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

$$b_m = \sum_i [x_i b_i]$$

donde:

x	fracción molar
i, j	identificación de los componentes
k _{ij}	coeficiente de interacción binario

H. CONSTRUCCION DEL MODELO PETROFISICO

En esta sección se describen los conceptos básicos para la construcción del modelo petrofísico que se emplea en la simulación de yacimientos.

1. Compresibilidad de la formación

El concepto de compresibilidad de la formación puede definirse como el cambio que sufre el volumen de poros cuando existe un cambio en la presión; por lo tanto, la compresibilidad de la formación va a funcionar como un mecanismo de expulsión de los fluidos. Sin embargo, hay que considerar que la compresibilidad de la formación no representa en sí la compresibilidad de algún material, sino es una medida de la magnitud del cambio de dicho volumen con respecto a la variación de la presión. Lo anterior se puede expresar mediante la siguiente expresión:

$$C_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T$$

Para determinar este parámetro se pueden emplear las correlaciones gráficas de:

- Hall. Cuando se tienen areniscas o formaciones homogéneas, figura II.19.
- Van der Knaap. Para el caso de carbonatos fracturados, figura II.20.

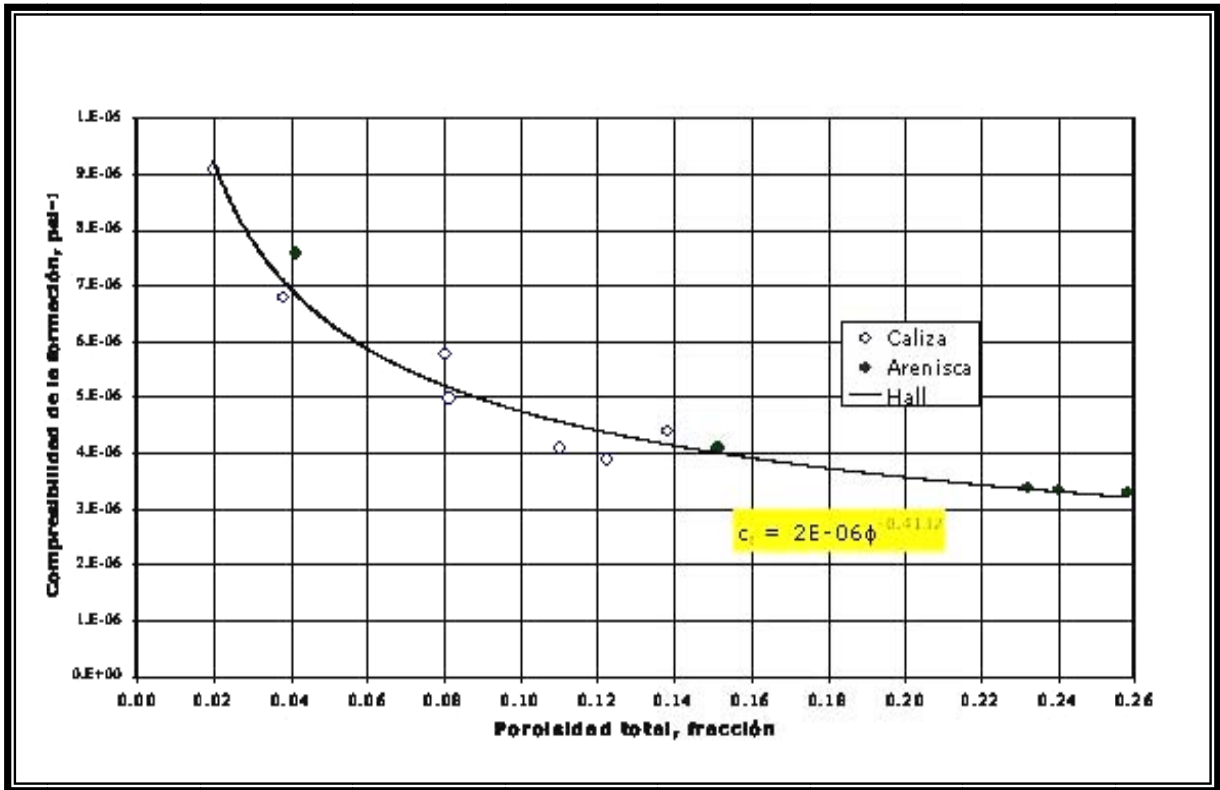


Figura II.19. Correlación de Hall.

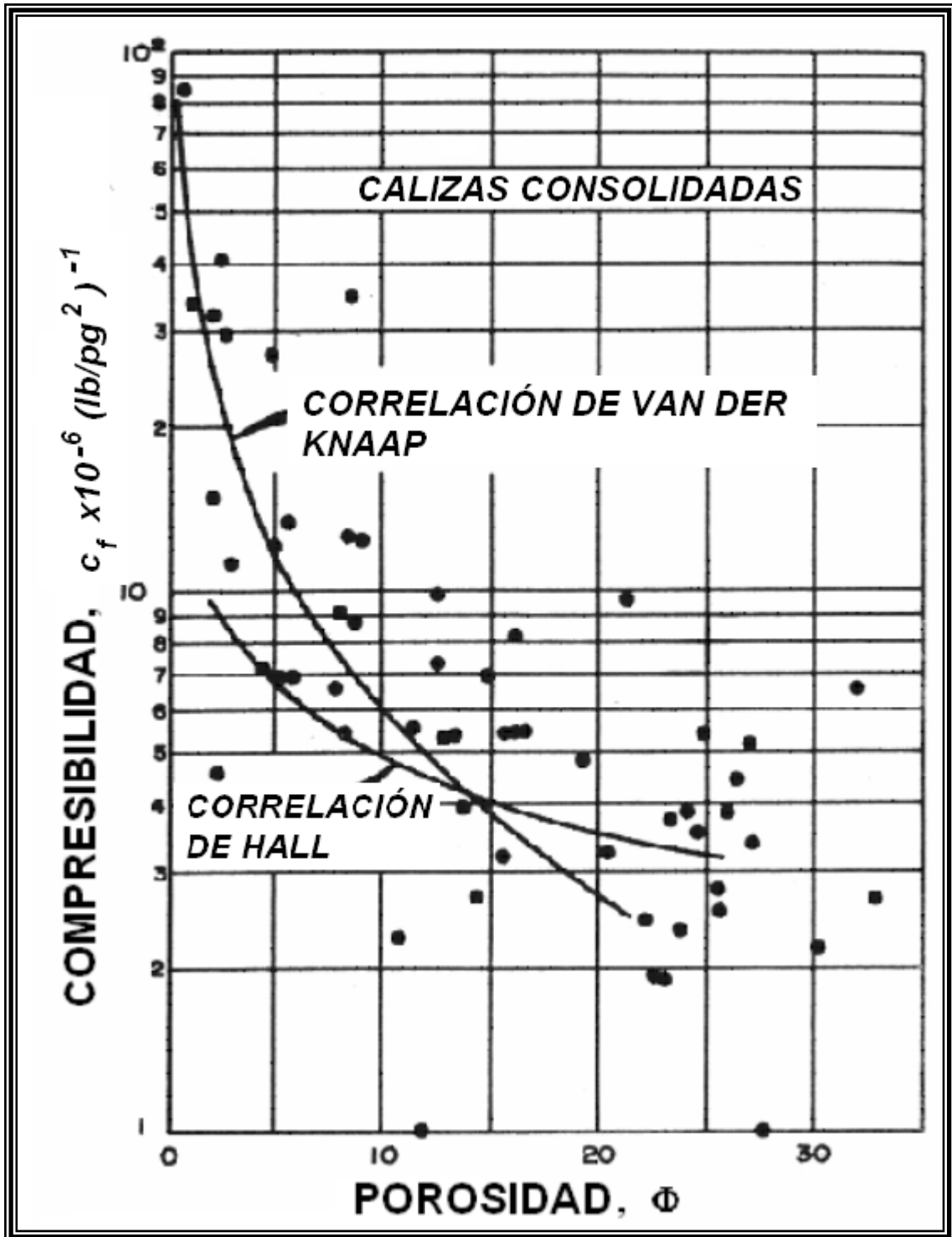


Figura II.20. Correlación de Van der Knaap.

Sin embargo, en la construcción de modelos numéricos para la estimación de la compresibilidad de la formación se emplea la correlación de G. H. Newman, figura II.21.

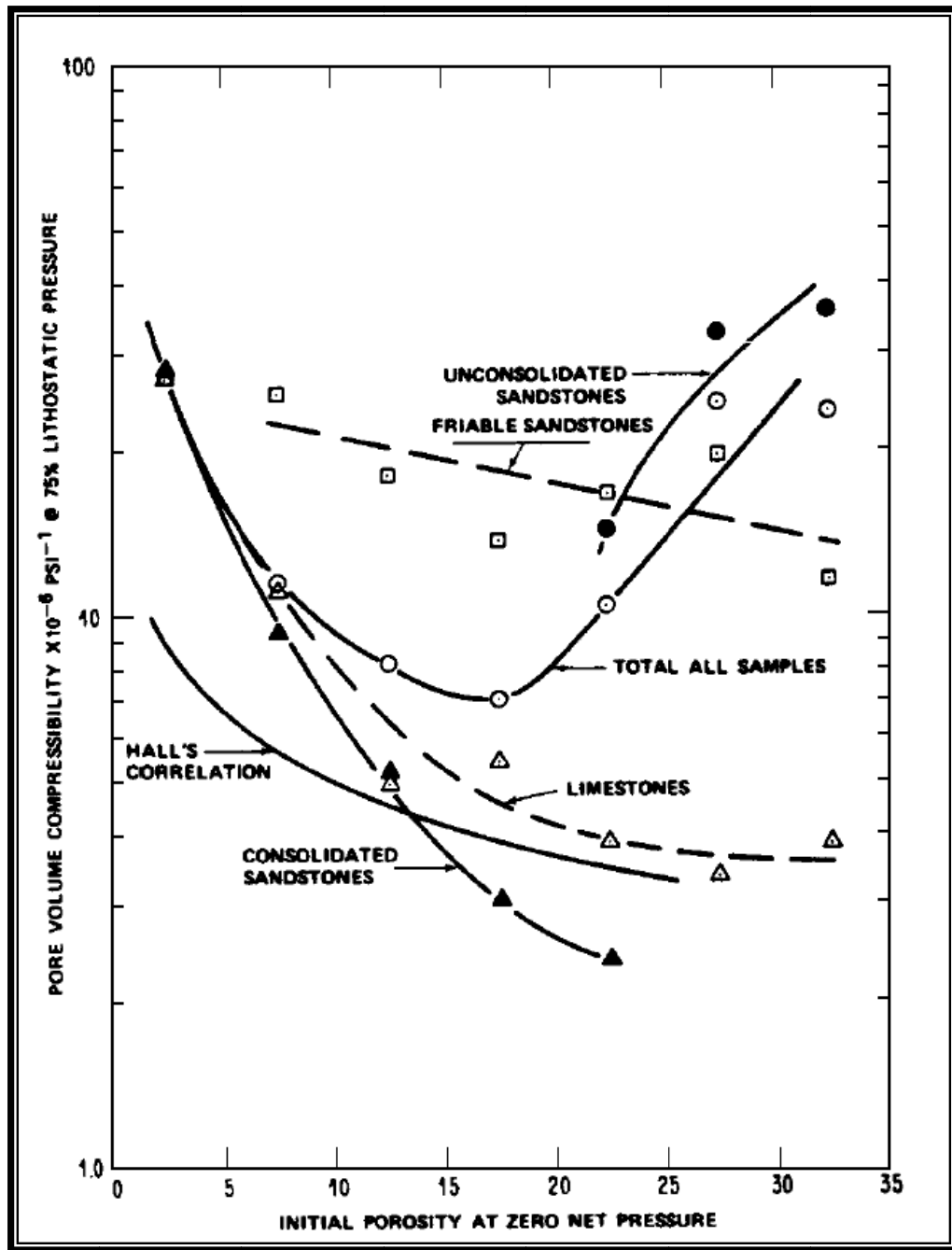


Figura II.21. Correlación de Newman.

2. Permeabilidad absoluta

El concepto de permeabilidad indica la facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso (roca), por lo tanto, existirá permeabilidad sólo si existe porosidad efectiva.

Con base en lo anterior, la permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de un fluido mojante a través de ella sin reaccionar con el medio poroso, y que además satura al espacio poroso al 100%.

Cabe mencionar que la permeabilidad absoluta depende únicamente del medio poroso.

3. Permeabilidades relativas (sistemas a-o, a-g, g-a)

Para comprender el concepto de permeabilidad relativa, es necesario conocer primero el concepto de permeabilidad efectiva.

Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula a través del medio poroso no lo satura al 100%, sin importar si los otros fluidos que se encuentran en el espacio poroso se mueven o no.

La permeabilidad relativa se define como la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de cada uno de los fluidos saturantes con respecto a la permeabilidad absoluta. Lo anterior se representa como:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}} \quad ; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k_{abs}} \quad ; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}}$$

Las curvas típicas de la permeabilidad relativa, están en función de la saturación de los fluidos como se muestra en la siguiente figura II.22.

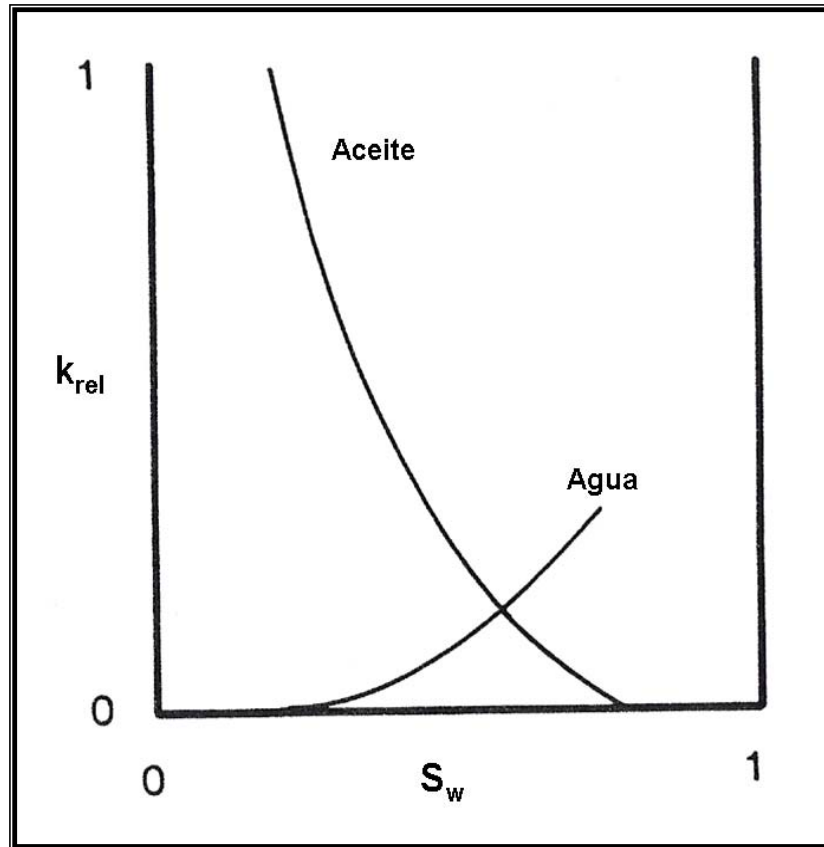


Figura II.22. Curvas de permeabilidades relativas.

4. Presión capilar

Cuando un medio poroso está saturado por dos fluidos, uno mojante y otro no mojante, entre los dos se forma una interfase curva, figura II.23., a la presión diferencial que existe en la fase curva entre ambos fluidos se le conoce como presión capilar.

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m}$$

donde:

- P_c presión capilar
- $P_{f_{nm}}$ presión del fluido no mojante
- P_{f_m} presión del fluido mojante

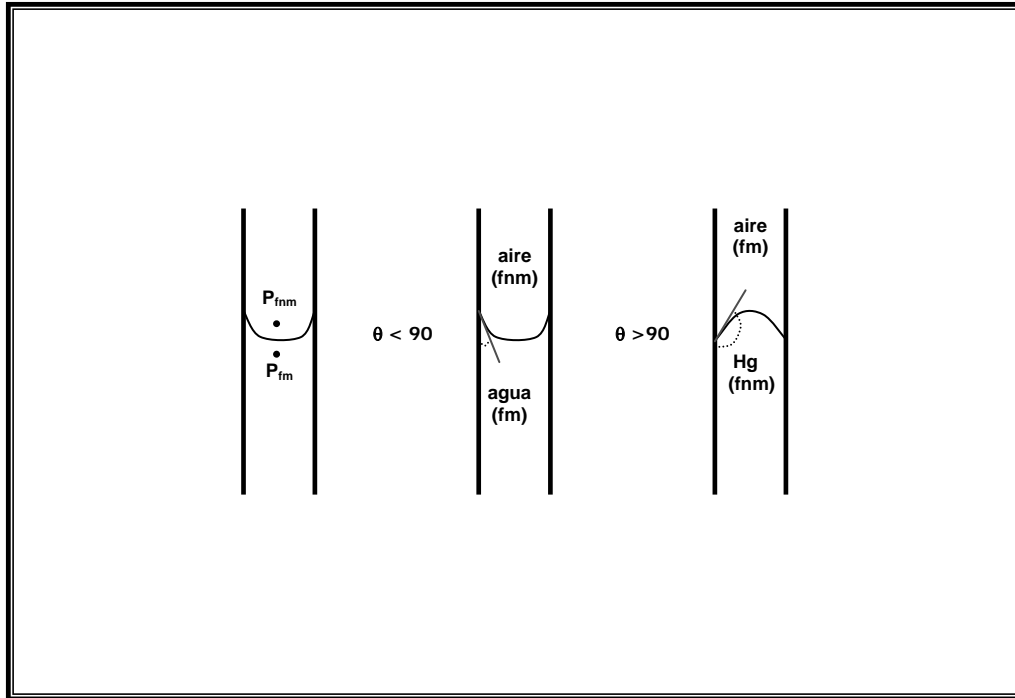


Figura II.23. Relación de presiones en tubos capilares.

Cuando en el yacimiento existen aceite, gas y agua, se presentarán las siguientes presiones capilares

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad ; \quad (P_c)_{g/o} = P_g - P_o \quad ; \quad (P_c)_{g/w} = P_g - P_w$$

Para encontrar la presión capilar de una muestra de roca del yacimiento, es necesario aplicar determinada presión a un fluido no mojante hasta alcanzar cierta saturación de éste fluido, es decir, a cada valor de saturación corresponde un valor de presión capilar. Considerando lo anterior, cuando una muestra tiene capilares uniformes, no será necesario aplicar mayor presión para saturarla del fluido no mojante, como lo muestra la curva 1 de la figura II.24. Las curvas 2 y 3 de la misma figura corresponden a medios porosos no uniformes, siendo la curva 3 la de mayor heterogeneidad.

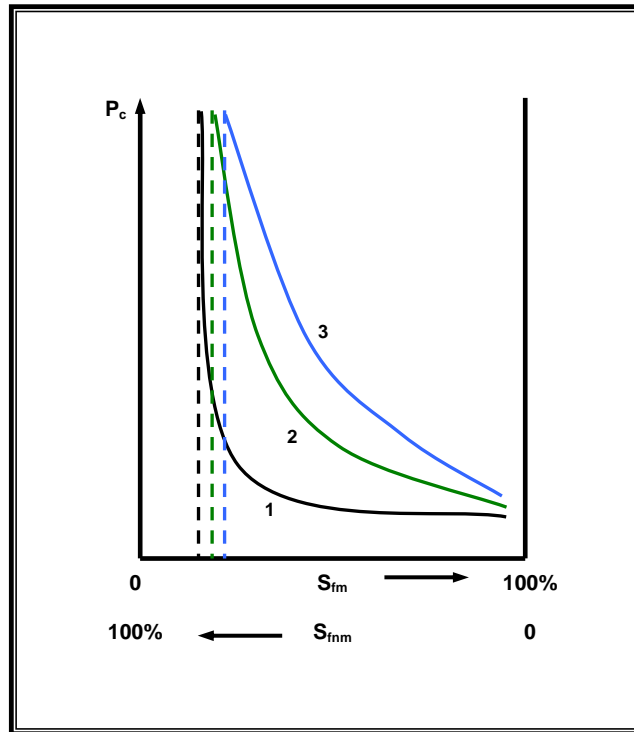


Figura II.24. Curvas de P_c vs. S_w para medios con diferentes distribuciones de poros.

Por lo tanto, la presión capilar es la capacidad que tiene el medio poroso de succionar al fluido mojante y de repeler al no mojante, lo que va a depender del tamaño de los poros y de la saturación del fluido no mojante.

5. Otros conceptos (mojabilidad, drene, imbibición, histéresis)

Cuando dos fluidos inmiscibles (por ejemplo: agua y aceite), están en contacto con un medio poroso, figura II.25., al ángulo θ que se forma entre ellos se le conoce como ángulo de contacto, y representa a la **mojabilidad**, parámetro que indica cual de los fluidos se adhiere mejor a la roca. Cuando $\theta < 90^\circ$, la roca es mojada por el agua, figura II.25b., y si $\theta > 90^\circ$ es mojado por aceite, figura II.25a. Sin embargo, se ha demostrado experimentalmente que el ángulo de contacto es mayor cuando la fase del fluido mojante está avanzando **imbibición**, figura II.25c., sobre la superficie de la roca, que cuando se retira **drene**, figura II.25d. A esta diferencia se le conoce como **histéresis** del ángulo de contacto, y se atribuye a la heterogeneidad y rugosidad del medio, así como al flujo del fluido en movimiento.

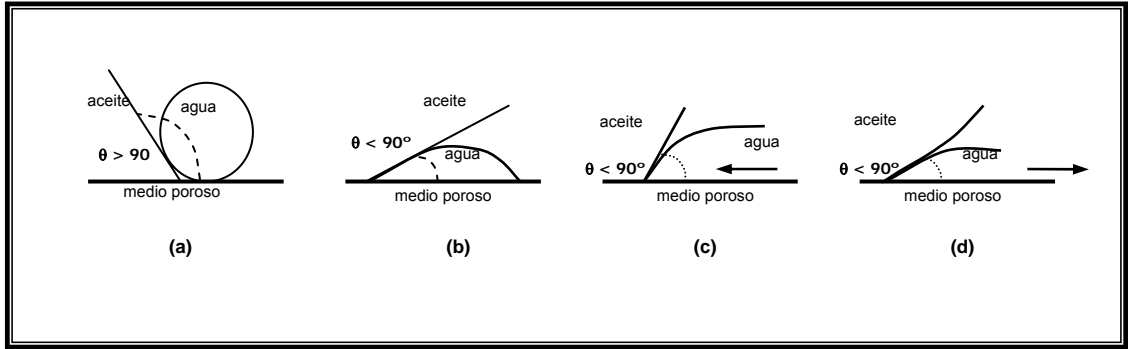


Figura II.25. Medio poroso mojado por: (a) aceite, (b) agua. Procesos de: (c) imbibición, (d) drenaje.

Para comprender mejor los procesos de imbibición y drenaje, se presenta el siguiente experimento: en una muestra saturada al 100% de agua, el agua es desplazada por el aceite, punto **A** de la figura II.26., hasta llegar a la saturación de agua irreducible (punto **B**), por lo que a esta curva se le conoce como **drene**. Si se invierte el proceso, es decir, el aceite es desplazado por el agua, se obtiene el proceso de **imbibición**, donde el agua alcanza su saturación máxima ($S_w = 1 - S_{or}$, punto **C**). Las curvas de **imbibición** y **drene** son diferentes debido a la **histéresis** del ángulo de contacto.

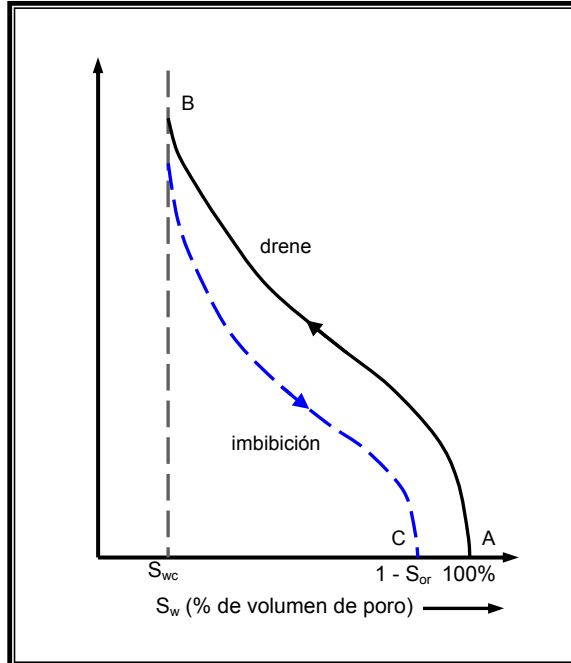


Figura II.26. Curvas de imbibición y drenaje en función de la presión capilar.

CAPITULO III

Información convencional de los campos para la construcción del modelo numérico de simulación

Durante el desarrollo de cualquier estudio o análisis de campo son generados datos, los cuales serán requeridos para la construcción del modelo de simulación.

Cuando no existen datos disponibles acerca de aspectos especiales como son los valores de compresibilidad, petrofísica, fluidos, características de las fracturas, etc., éstos son determinados mediante el uso de correlaciones con el comportamiento de campos vecinos o de la misma formación o procedimientos empíricos. Los datos requeridos para la construcción de los modelos numéricos de simulación, son principalmente:

- A.** Objetivos generales.
- B.** Datos generales.
- C.** Registros y análisis de registros.
- D.** Análisis convencionales de núcleos.
- E.** Análisis especiales de núcleos.
- F.** Datos geológicos y geofísicos.
- G.** Propiedades de los fluidos.
- H.** Datos de los pozos.
- I.** Pruebas de pozos.
- J.** Historia de producción.
- K.** Instalaciones superficiales.

A. Objetivos generales

Los objetivos generales determinan el tipo de simulación que se va a desarrollar, esto se refiere a qué fenómenos y procesos desean modelarse, si el yacimiento es homogéneo o fracturado, si se tratará como aceite negro o en forma composicional, estos esquemas requieren de información específica dependiendo del caso. Finalmente definir los alcances como herramienta de predicción; por ejemplo, si el modelo se empleara para predecir explotaciones por agotamiento natural o recuperación secundaria o térmica.

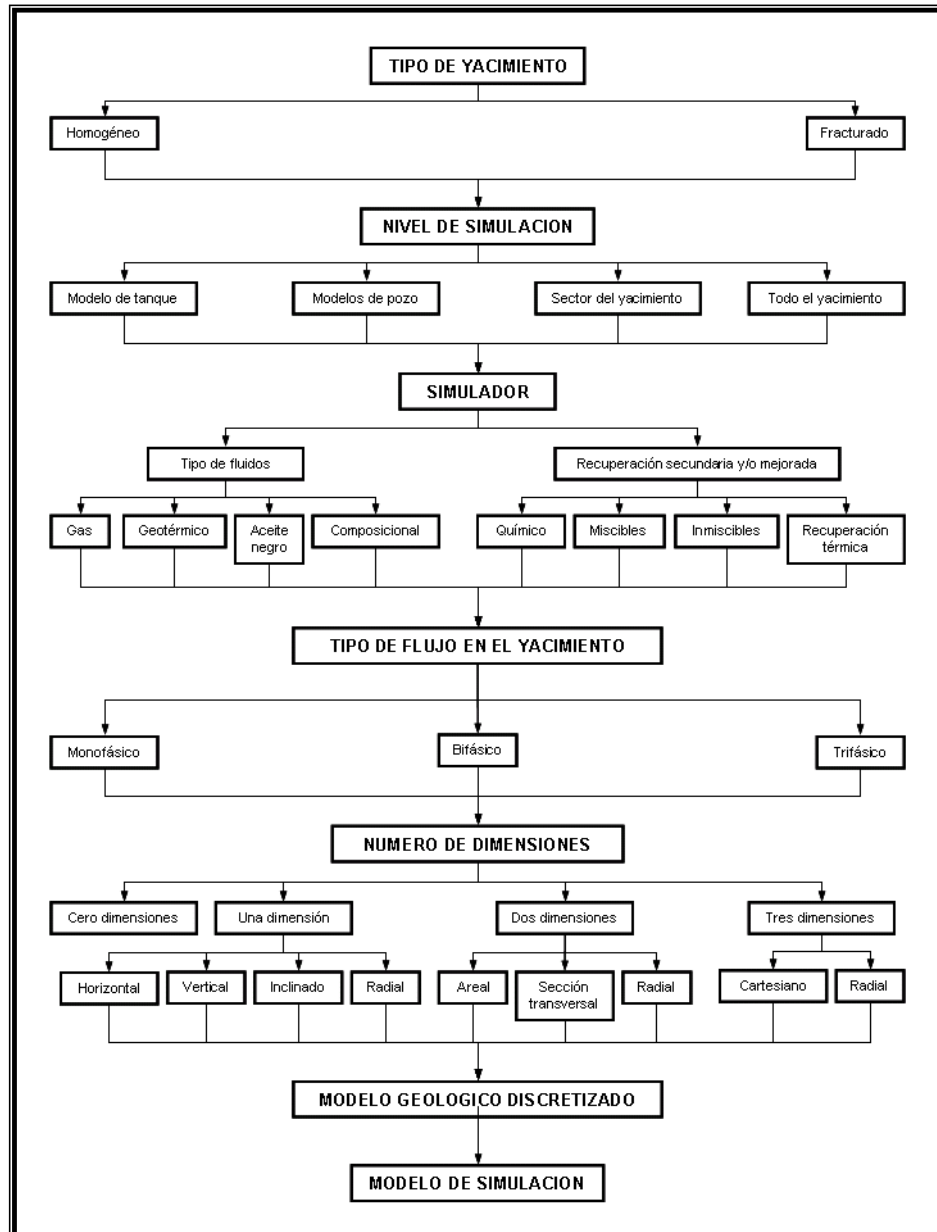


Figura III.1. Diagrama del nivel de simulación.

B. Datos generales

El conocimiento inicial del campo considerando sus características, tanto estáticas como dinámicas, es un punto de partida para organizar la información correspondiente, para construir la base de datos del modelo de simulación. Para el caso que ocupa este trabajo, dicha información corresponde a los siguientes aspectos:

- Localización.
- Columna geológica.
- Dimensiones del yacimiento (espesor, área).
- Presión inicial.
- Tipo de fluidos.
- Volumen original.

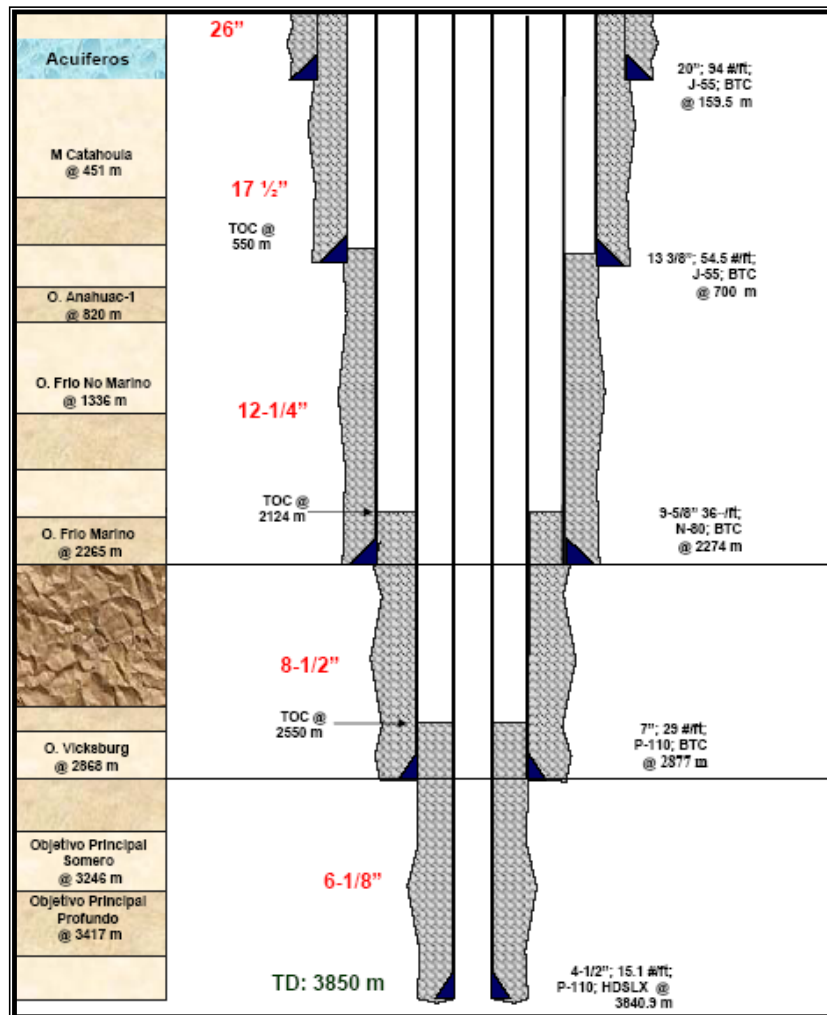


Figura III.2. Columna geológica y estado mecánico de un pozo.

C. Registros y análisis de registros

A partir del análisis de registros se puede construir un modelo petrofísico del yacimiento y determinar su litología, así como obtener una configuración estructural y estratigráfica del yacimiento.

De cada estudio de caracterización debe tenerse un reporte parcial por escrito que contenga, además de las técnicas utilizadas en el análisis, un desglose de los resultados obtenidos.

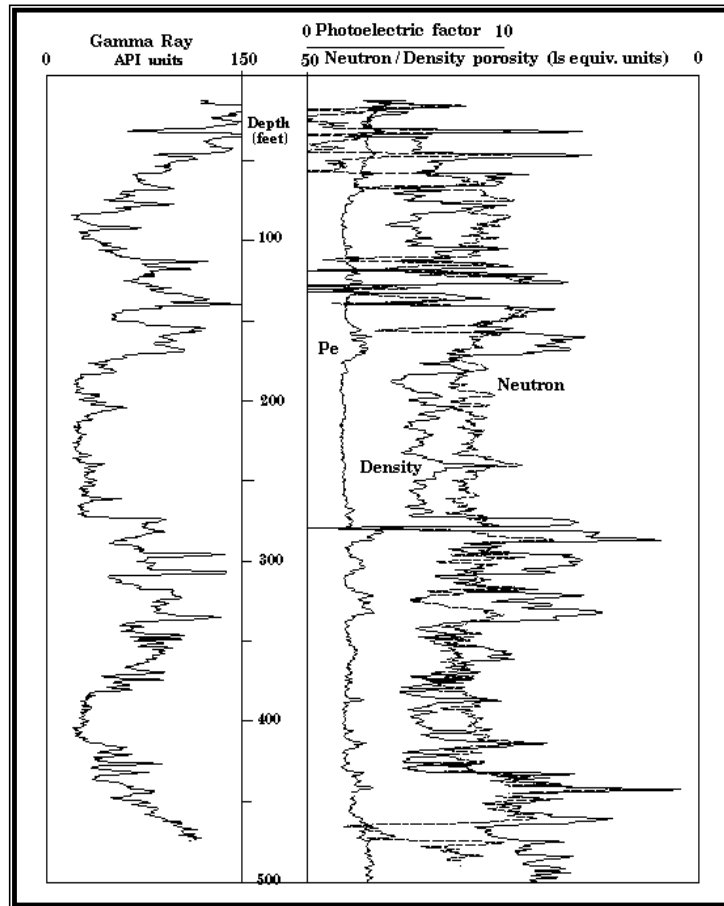


Figura III.3 Registro geofísico de un pozo.

El análisis detallado de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegido, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, la

porosidad, el índice de permeabilidad, y la litología de la roca del yacimiento. Esta información se puede calibrar con la obtenida en los análisis de núcleos.

D. Análisis convencionales de núcleos

Los análisis petrofísicos rutinarios, los cuales se efectúan en forma sistemática, dependiendo del estado de las muestras, pueden ser para muestras frescas y para muestras expuestas y son utilizados para definir el número de subunidades de roca dentro del yacimiento.

Los datos del análisis convencional incluyen:

- Datos de los análisis de rutina de los núcleos.
 - ◆ Lista de la disposición de núcleos de formación y profundidades.
 - ◆ Análisis petrofísicos rutinarios (\emptyset , k , S_g , S_o , S_w , k_h , y k_v).



Figura III.4. Muestra de un núcleo.

E. Análisis especiales de núcleos

El objetivo es obtener un grupo de características del yacimiento que puedan ser usadas para describir el flujo de fluidos a través del yacimiento.

- Los datos de análisis especiales de núcleos que generalmente se reportan, son los siguientes:
 - ◆ Lista de la disponibilidad de los núcleos de formaciones y sus profundidades.
 - ◆ Factor de formación.

- ◆ Resistividad de la formación.
- ◆ Presión capilar.
- ◆ Permeabilidades relativas.

Una regionalización de comportamientos petrofísicos, tanto en sentido areal como vertical, puede desarrollarse a través de un proceso simple. Este consiste en graficar los datos de permeabilidades relativas o presiones capilares reportados en los análisis petrofísicos especiales contra la saturación de agua en una sola gráfica que incluya los datos de todos los análisis para observar las diferentes tendencias de acuerdo al agrupamiento de esas curvas, las cuales se asocian con las posibles regiones petrofísicas, como se observa en la figura III.5.

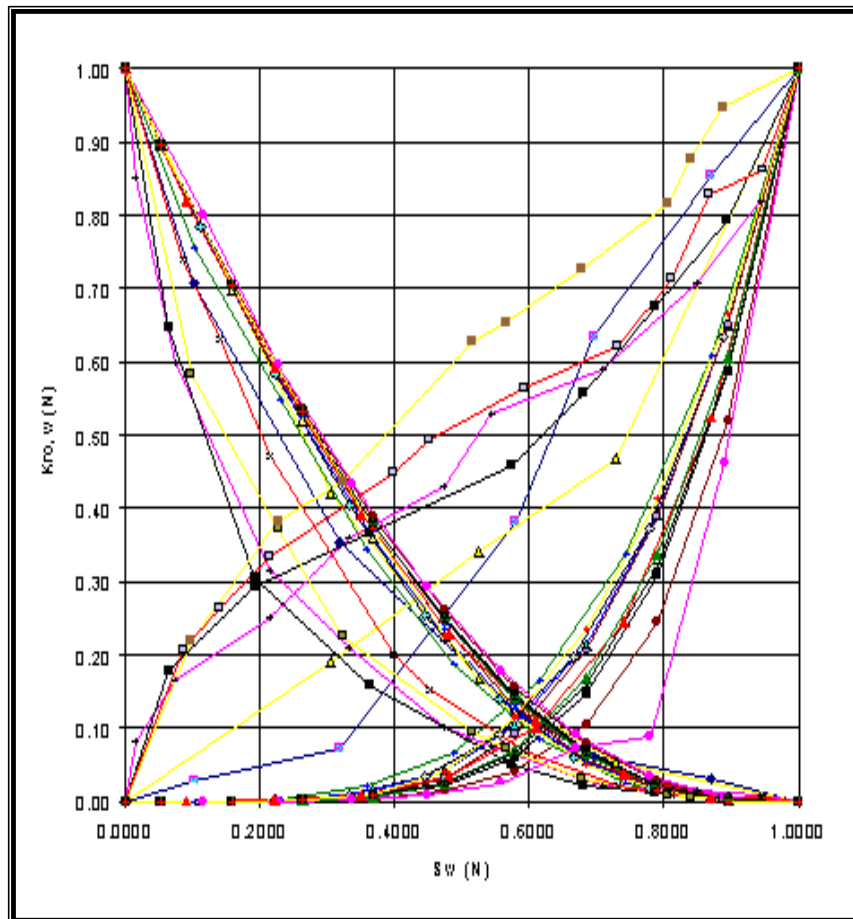


Figura III.5. Permeabilidades relativas.

F. Datos geológicos y geofísicos

En esta etapa se definirá el modelo geológico estructural-estratigráfico del yacimiento.

Los datos geológicos y geofísicos incluyen:

- Datos geológicos:
 - ◆ Coordenadas (x, y) del campo.
 - ◆ Columna estratigráfica de la región.
 - ◆ Datos de cimas y bases.
 - ◆ Planos de cimas, espesor bruto, espesor neto, porosidad, permeabilidad y saturación de agua para las estructuras.
 - ◆ Información regional geológica
 - ◆ Datos litológicos y petrológicos.
 - ◆ Descripción de ambientes de depósito.
 - ◆ Información de la roca fuente y datos del aceite de migración.

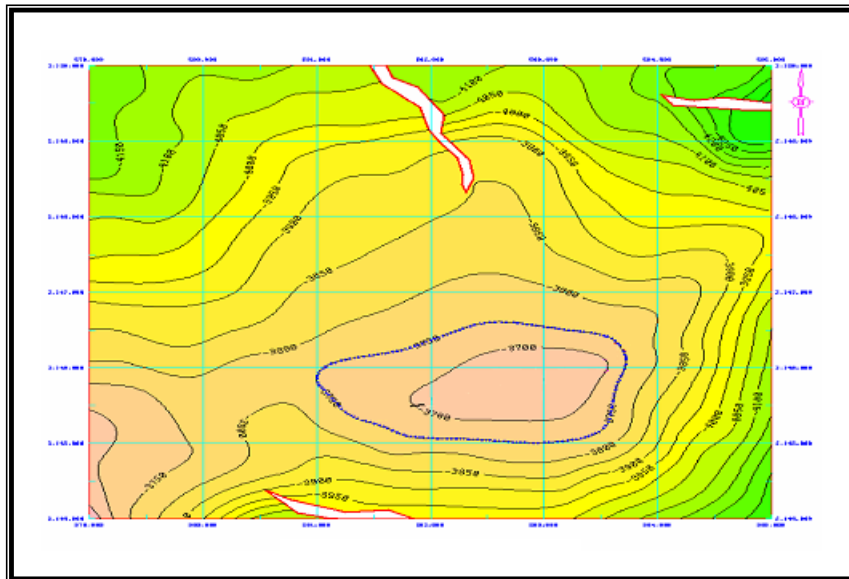


Figura III.6. Plano de cimas.

- Datos geofísicos:
 - ◆ Datos sísmicos.

G. Propiedades de los fluidos

El conocimiento de los fluidos aportados por el yacimiento es trascendental en la construcción del modelo termodinámico de los fluidos del yacimiento, el cual puede hacerse como aceite negro o composicional, dependiendo del tipo de procesos que se pretendan establecer.

En la actualidad los reportes incluyen tanto análisis convencional como análisis composicional, aunque en algunos casos únicamente se cuenta con el análisis convencional.

A continuación se muestran los datos proporcionados por este tipo de análisis:

- Tipo de muestra (fondo, superficie o recombinados)
- Presión de saturación.
- Composición.
- Reporte de los parámetros volumétricos de la mezcla (R_s , B_o , ρ_o , μ_o , etc.).

En un estudio de simulación de yacimientos, la parte correspondiente al conocimiento de los fluidos aportados por el yacimiento es importante en la determinación del modelo de simulación.

H. Datos de los pozos

Estos datos se refieren a todo lo concerniente al pozo exploratorio; estos datos son:

- Localización superficial y elevación.
- Profundidad total.
- Datos de las tuberías de revestimiento y tuberías de producción.
- Configuración del fondo del pozo.
- Reportes de terminaciones (espesores brutos y netos).
- Reporte de las desviaciones.

I. Pruebas de pozos

La información de pruebas de pozos; si se tienen, es necesaria para determinar el corte de agua, la relación gas-aceite y la presión de fondo fluyendo, los cuales se usan para construir el comportamiento de flujo de los pozos productores. Este tipo de pruebas incluye pruebas de producción, pruebas de presión y pruebas especiales.

Los datos de las pruebas de pozos incluyen:

- Presión estática inicial.
- Pruebas de inyectividad, pruebas de incremento y decremento de presión (incluyendo medidas de presión y gastos antes del cierre).

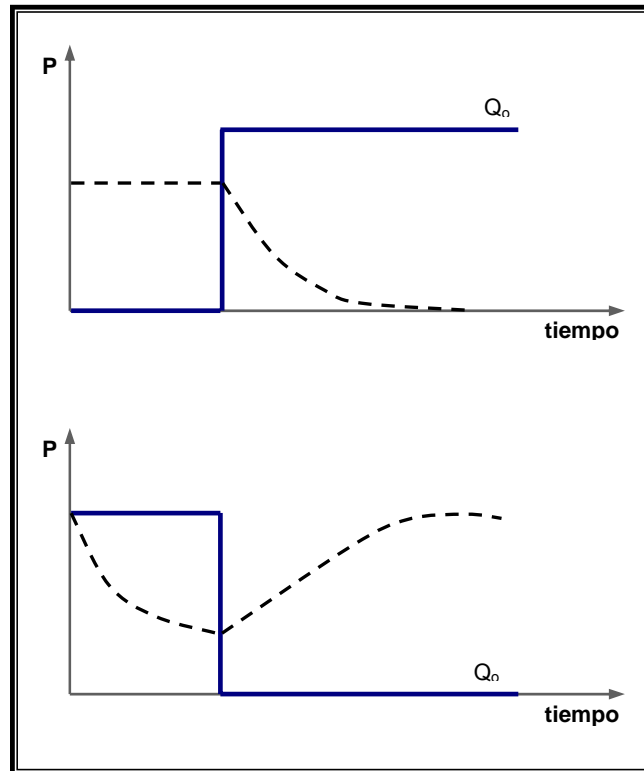


Figura III.7. Pruebas de incremento y decremento de presión de un pozo.

J. Historia de producción

En la simulación de yacimientos, cuando el campo cuenta con historia de presión-producción, se lleva a cabo el ajuste de la presión y los gastos de agua y gas por pozo y por campo, mientras que los gastos de aceite sólo se reproducen; sin embargo para campos que no cuentan con historia de producción lo que se hace es ajustar el gasto observado durante la prueba de producción a la presión observada en esa misma prueba, este ajuste se logra mediante el índice de productividad del pozo, de esta forma se asegura que el simulador reproducirá correctamente el gasto.

Para asignar el valor de la presión estática (observada en la prueba de producción) en el simulador, deben tomarse como datos tanto el valor de la presión estática como el nivel de referencia a la cual fue tomada, y que fueron reportados en la prueba de presión-producción. De este modo se asegura que el simulador empiece los cálculos partiendo del valor de la presión medida en el campo.

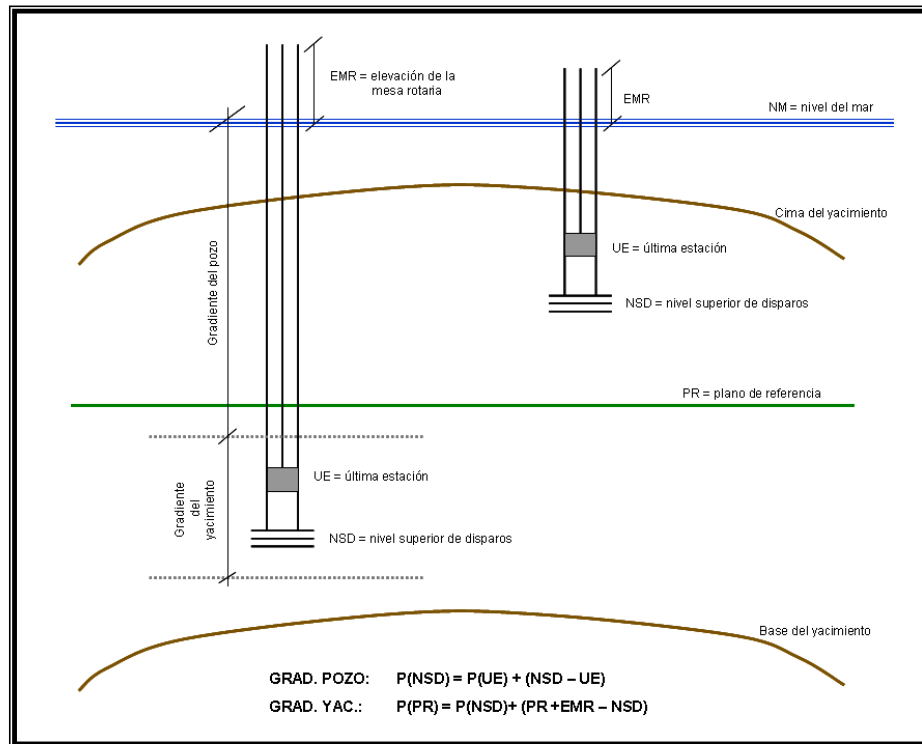


Figura III.8. Esquema representativo del cálculo de la presión al plano de referencia.

K. Instalaciones superficiales

Cuando se inicia la explotación de un campo, es importante tener el equipo superficial adecuado para el manejo de la producción. En los campos nuevos que cuenten con campos vecinos en explotación se podrían aprovechar las instalaciones existentes; para lo cual es necesario conocer el estado actual de los equipos superficiales y poder determinar la factibilidad de un rediseño de estas, para lo que se requiere de la siguiente información:

- Especificaciones del equipo de separación, temperaturas y presiones del estado de operación.
- Mapa del campo que muestre la localización de instalaciones y tuberías.

- Tamaño y longitudes de las tuberías.
- Especificaciones de los equipos de inyección.
- Diseño de la producción.
- Rangos de presiones.
- Procedimientos de operación.
- Datos de gravedad específica del aceite por etapa.
- Problemas operativos que incluyan emulsiones, corrosión, etc.
- Horarios y pronósticos de la perforación y cualquier plan de desarrollo.



Figura III.9. Instalaciones superficiales marinas.

CAPITULO IV

Construcción del modelo numérico de Simulación

En este capítulo se aplican los conceptos revisados en los capítulos anteriores, y poder realizar la construcción de un modelo de simulación numérica para un campo que cuenta con la mínima información básica.

Un proceso importante dentro de la simulación numérica de yacimientos, es el convertir un modelo geológico (modelo continuo) a un modelo numérico (modelo discontinuo) a través de la malla de simulación, la cual permita representar al yacimiento.

La información que debe contener un modelo numérico estará integrada por los siguientes aspectos:

A. Objetivos

El objetivo del estudio del campo Alfa es el de construir un modelo de simulación numérica del campo, que permitirá predecir el comportamiento del campo, así como definir las áreas de oportunidad con la incertidumbre que implica la construcción de este tipo de modelos sin contar con la información necesaria.

La importancia de este tipo de estudios, radica en que estos campos cuentan con escasa información.

Partiendo de la figura III.1., para el caso del campo Alfa se puede establecer el modelo de simulación más adecuado, figura IV.1., para llevar a cabo el estudio.

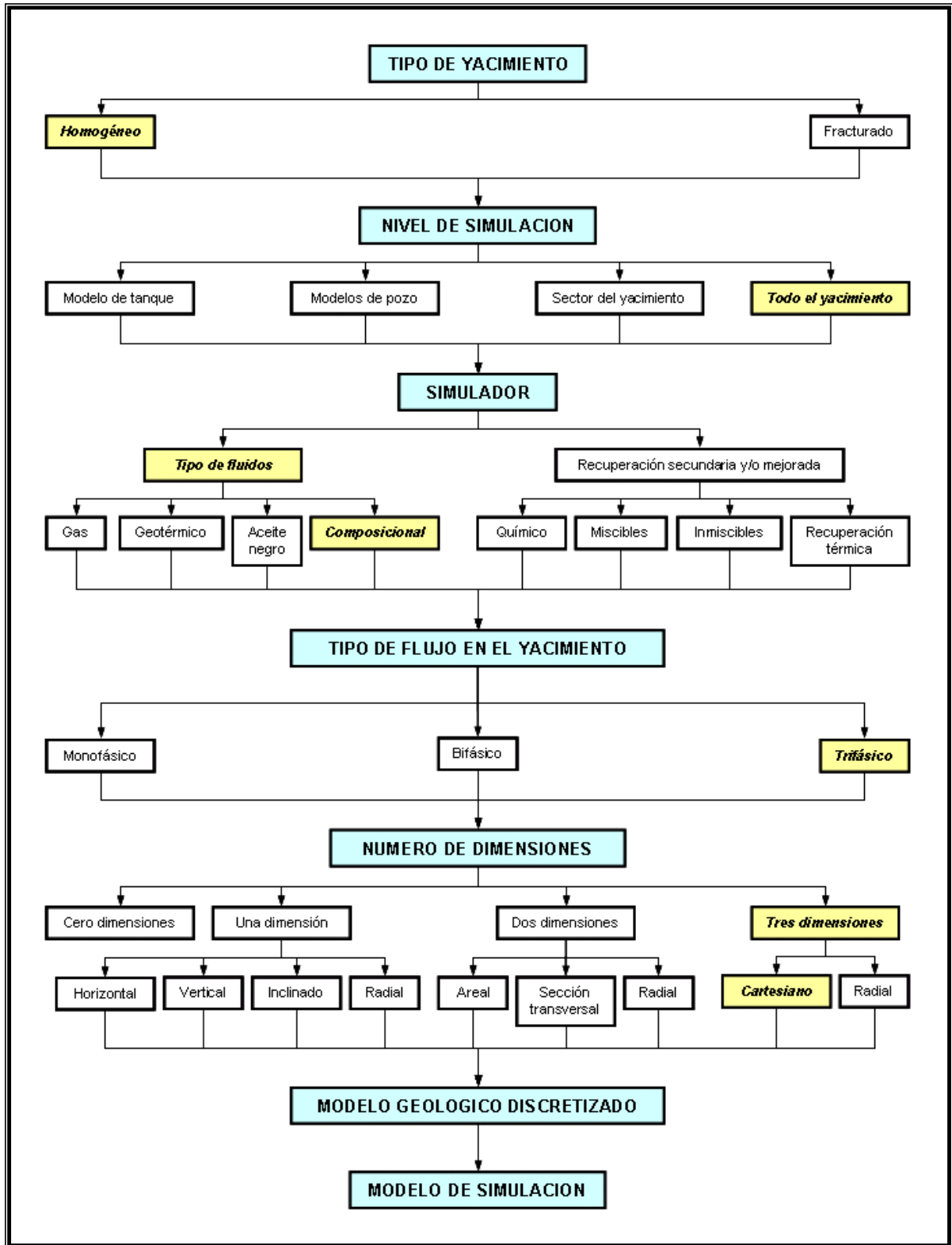


Figura IV.1. Ruta crítica del estudio del Campo Alfa.

B. Datos

El campo Alfa se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, al NW de Ciudad del Carmen, Campeche. La columna geológica de interés está constituida básicamente por el horizonte Cretácico Superior. Estructuralmente el campo es del tipo anticlinal, limitado por sistemas de fallas y por los contactos agua-aceite.

Como se ha mencionado, el campo no cuenta con historia de presión-producción, ni información de petrofísica, por lo que para la integración del modelo se utilizó información proveniente del pozo Alfa-1, del cual se obtuvo la configuración de la cima y del contacto agua-aceite, dos pruebas del pozo Alfa-1, una de producción y otra de presión, propiedades promedio de S_w , ϕ , espesores, volumen original de aceite (NBoi), así como de información proveniente del campo Beta (Cretácico Superior) debido a la similitud que presentan ambos campos.

C. Registros y análisis de registros

El campo no cuenta con esta información.

D. Análisis convencionales de núcleos

El campo no cuenta con la información referente a este punto.

E. Análisis especiales de núcleos

El campo no cuenta con este tipo de información.

F. Datos geológicos y geofísicos

La estructura geológica del yacimiento corresponde a un anticlinal. La columna geológica de interés del campo Alfa es la formación Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior, (BTPKS) con litología de brechas calcáreas dolomitizadas asociadas a un sistema de fracturas con distribución variable.

Con relación a la información de caracterización del yacimiento del campo Alfa, se consideran parámetros de valor promedio obtenidos de la cédula de reservas de hidrocarburos, las cuales se muestran en la tabla IV.1.

Tabla IV.1. Información general del campo Alfa.

Parámetro	Unidades	Valores
Área	km ²	10.78
Espesor neto	m	273.75
Porosidad	Por ciento	7.60
Saturación de agua	Por ciento	18.00
Volumen de roca	Millones de m ³	1408.00
Volumen original	Millones de m ³ @ c.y.	87.75

A partir de sísmica 2D, se cuenta con el plano de cimas del campo Alfa limitado por el contacto agua-aceite y un sistema de fallas, figura IV.2.

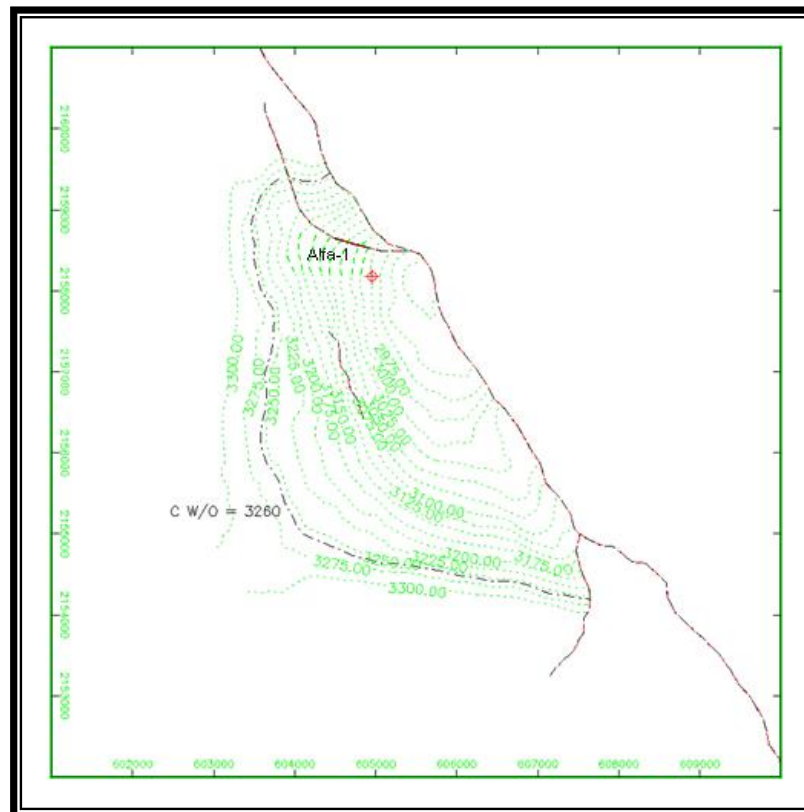


Figura IV.2. Plano de cimas del campo Alfa.

G. Construcción de la malla

Tomando como base la configuración de las cimas del campo Alfa, figura IV.2., contenida en el archivo de un mapa escaneado, se digitalizaron los contornos, mediante el software SURFER8, cuyos archivos digitales resultantes, se procesaron por Eclipse en un formato (x, y, valor de contorno).

La digitalización de las fallas del yacimiento fue considerando las trazas de sus altos, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla IV.2. Fallas digitalizadas para el campo Alfa.

Yacimiento	Parte	Falla
Alfa	Alto	1
Alfa	Alto	2
Alfa	Alto	3
Alfa	Alto	4

La digitalización de contacto agua-aceite fue a la profundidad de 3260 mvbnm.

Los archivos de la información digitalizada fueron adecuados a los formatos que pueden ser procesados por FloGrid o Grid, la siguiente tabla muestra las diferencias de los formatos de los contornos, de estos programas con respecto a los de SURFER8.

Tabla IV.3. Comparación entre los formatos de Surfer y los de ECLIPSE.

SURFER8 Alfa_BLOQUE_1_CIMA_.....BLN		ECLIPSE Alfa_BLOQUE_1_CIMA_.....txt		
X	Y	X	Y	Valor de la cima
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	1E+30	1E+30	1E+30
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	1E+30	1E+30	1E+30

Todos los archivos de los contornos y de las fallas del formato GRID ECLIPSE fueron integrados en un mismo archivo, denominado CIMA_ALFA.txt y FALLA_ALFA.txt, respectivamente.

Los archivos tanto de cimas como de las fallas fueron transferidas al sistema SunFire_6800, modificando el sufijo de las cimas de .txt a .dat y de las fallas .txt a .flt.

Estos archivos de contornos y fallas fueron cargados en los preprocesadores Grid y FloGrid, para su visualización y sirvieron como base para la construcción de la malla. En la figura IV.2., se muestra la configuración de cimas del campo Alfa, las fallas y el límite por contacto agua aceite y la localización del pozo Alfa-1. También definen el área de interés en cuanto al contenido de hidrocarburos del campo.

En base a la configuración de la estructura del campo Alfa en la formación Brecha del Cretácico Superior definida previamente, se construyó la malla de simulación llamada ALFA_GRID2, dentro del modelo denominando ALFA, que además contiene el mapa CIMAS_ALFA.dat, la configuración del contacto agua aceite CAA_ALFA.dat y de las fallas FALLA_ALFA.flt.

Se construyó una malla de 47x24x14 la cual fue denominada ALFA_GRID2, con valores promedio de saturación de agua de 18%, porosidad de 7.60%, espesor bruto de 365 m, espesor neto de 273.75 m y un NTG de 0.75 contenidos en la cédula de informe de reservas, considerando que el límite vertical esta definido por el contacto agua-aceite de 3260 mvbnm, el volumen original de hidrocarburos que se obtuvo es de 87.56 millones de m³ @ c.y., semejante al reportado en dicha cédula de 87.75 millones de m³ @ c. y.

Se hizo la discriminación de las celdas inactivas, horizontal y verticalmente en base a los límites definidos entre las fallas y el contacto agua aceite.

Las figuras IV.3. a la IV.7., muestran la malla con las celdas activas e inactivas, en tres dimensiones, y las secciones que describen la geometría vertical del yacimiento.

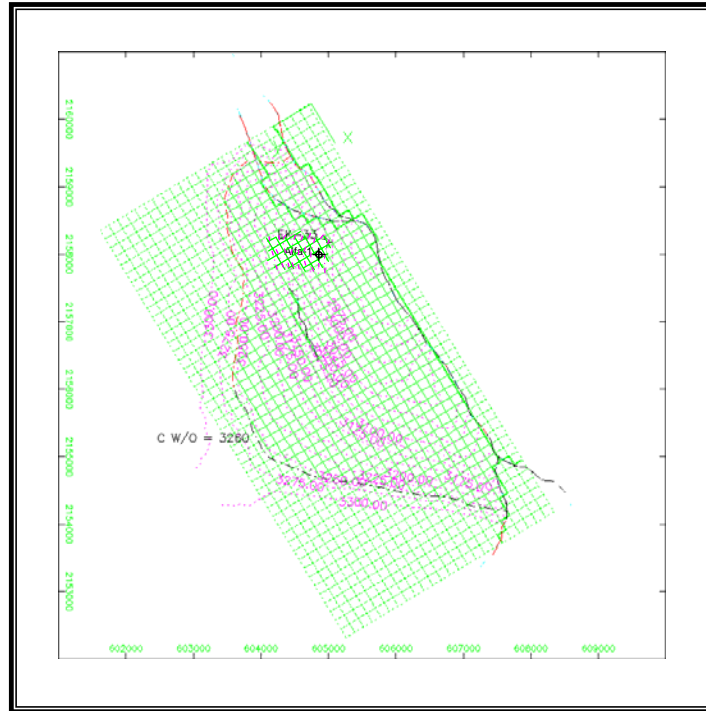


Figura IV.3. Malla de simulación del campo Alfa, celdas activas e inactivas

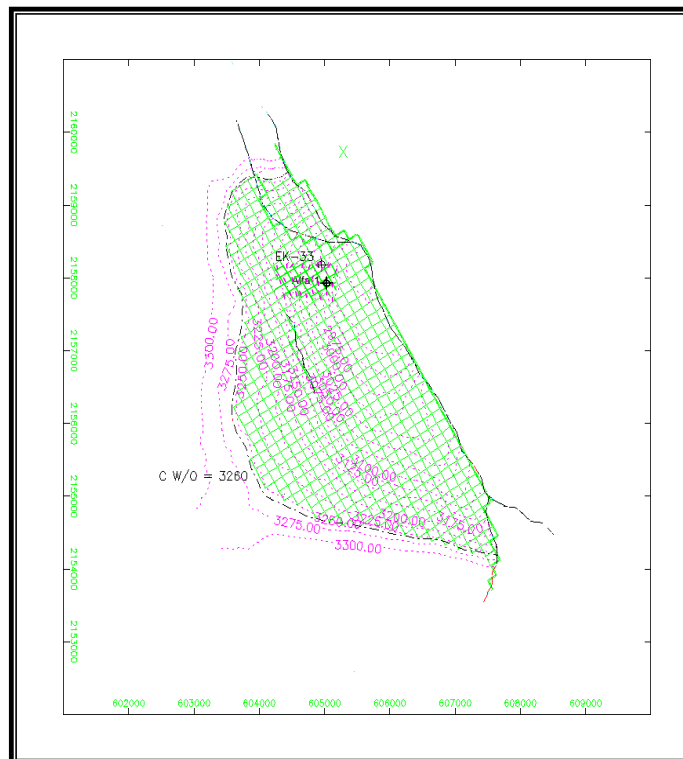


Figura IV.4. Malla de simulación del campo Alfa, celdas activas.

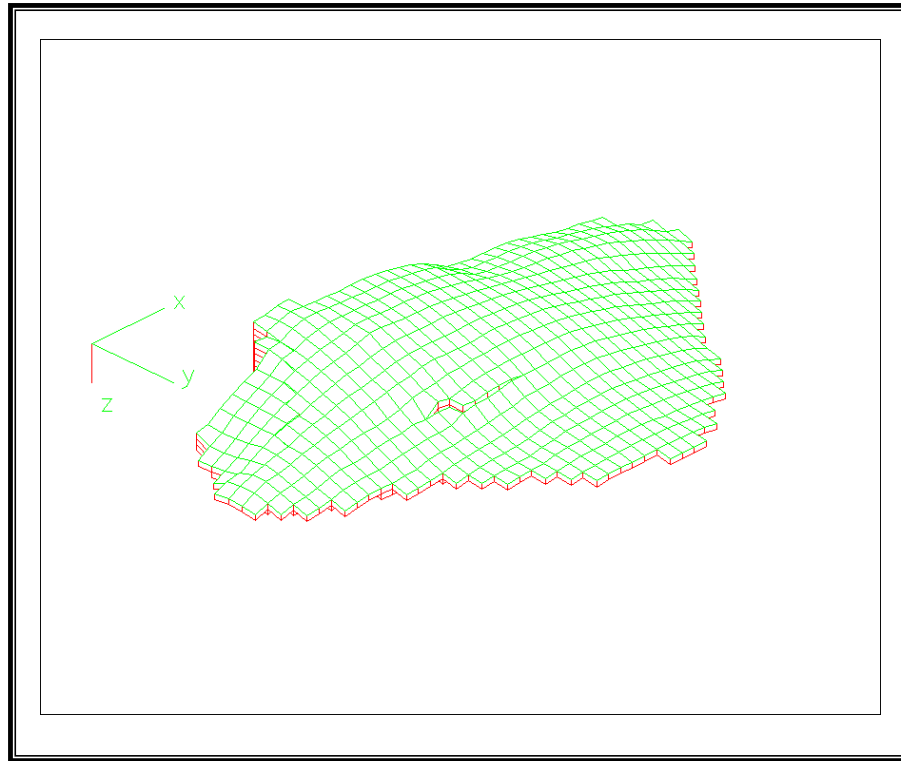


Figura IV.5. Malla del campo Alfa, en vista 3D.

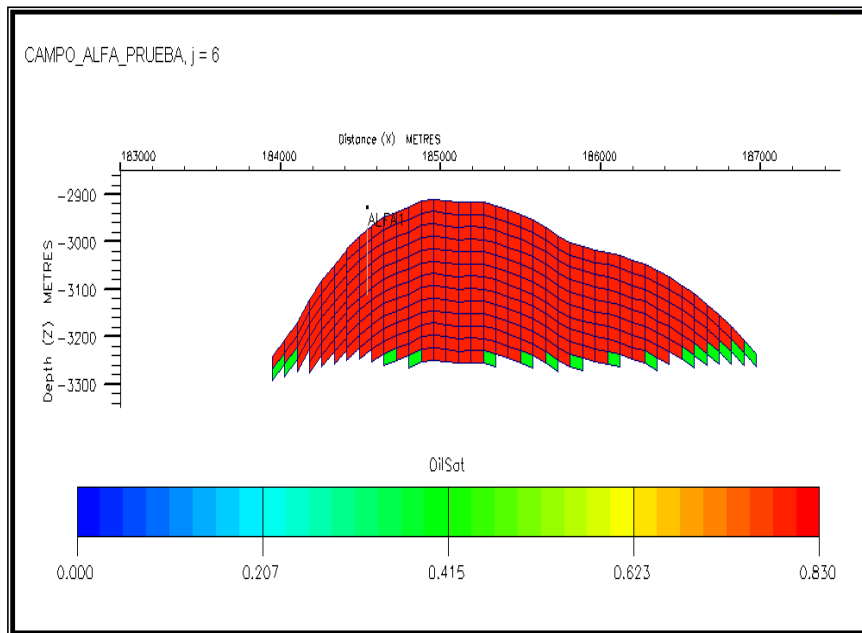


Figura IV.6. Sección transversal (x, z), campo Alfa.

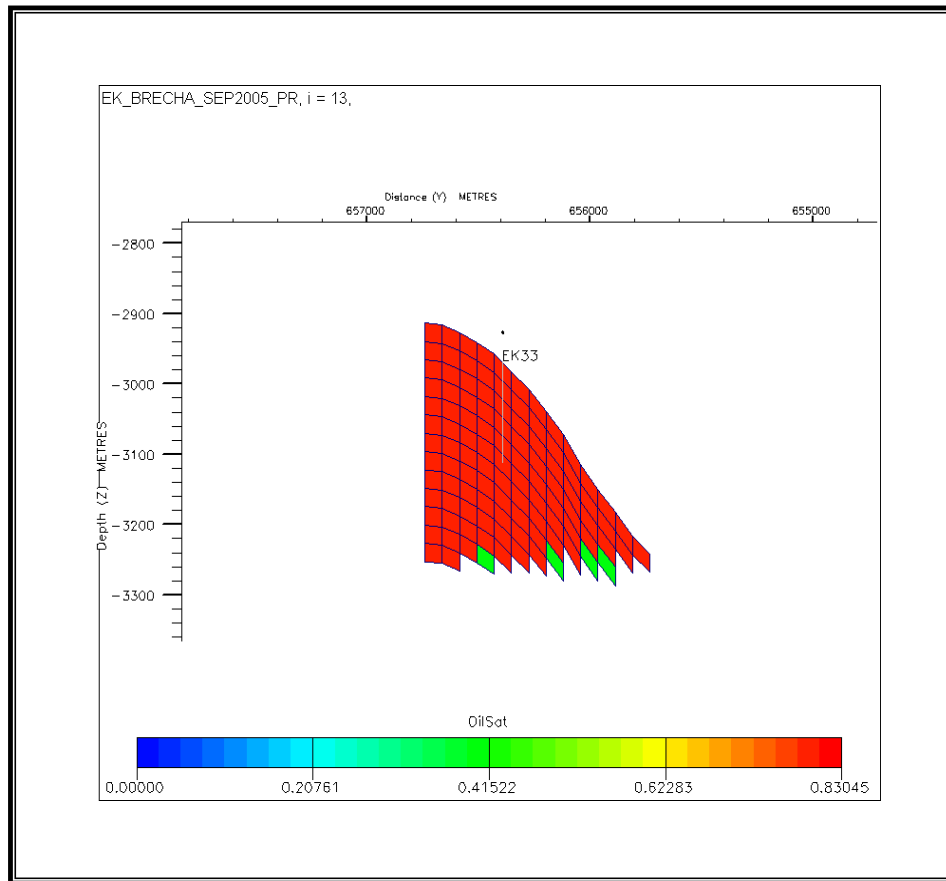


Figura IV.7. Sección transversal (y, z), campo Alfa.

H. Construcción del modelo petrofísico

1. Permeabilidades relativas y presiones capilares

El modelo petrofísico en función de la saturación que se utilizó fue el correspondiente al empleado en la simulación del campo Beta, donde el valor de saturación inicial de agua de 0.17, es semejante al valor de 0.18 reportado para el campo Alfa. En la gráfica de la figura IV.8., correspondiente a la tabla de SWFN, se muestra que la saturación crítica de agua es alrededor de 0.47.

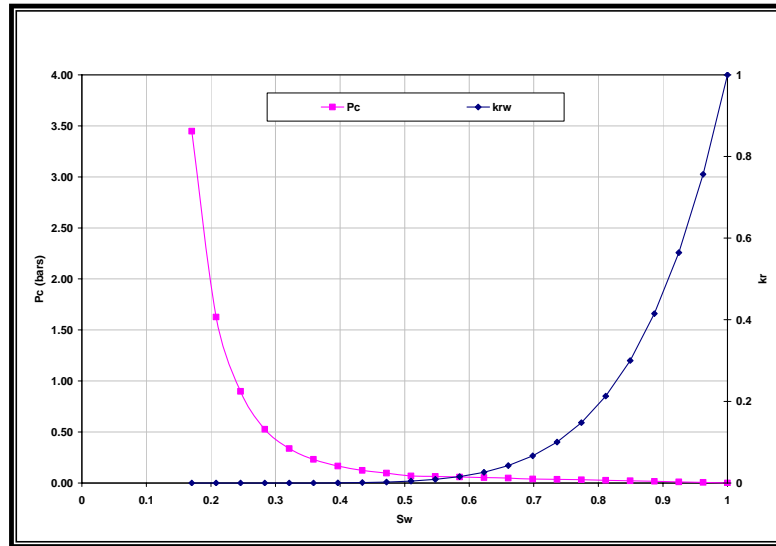


Figura IV.8. Funciones de saturación de k_{rw} y P_c en el sistema agua-aceite (SFWN) (obtenidas del modelo del campo Beta)

En la figura IV.9., correspondiente a la tabla SOF3, se muestra también una imbibición al flujo de aceite, es decir de la curva de K_{row} y en la figura IV.10., que representa a la tabla de SGFN, la saturación crítica del gas es igual a cero.

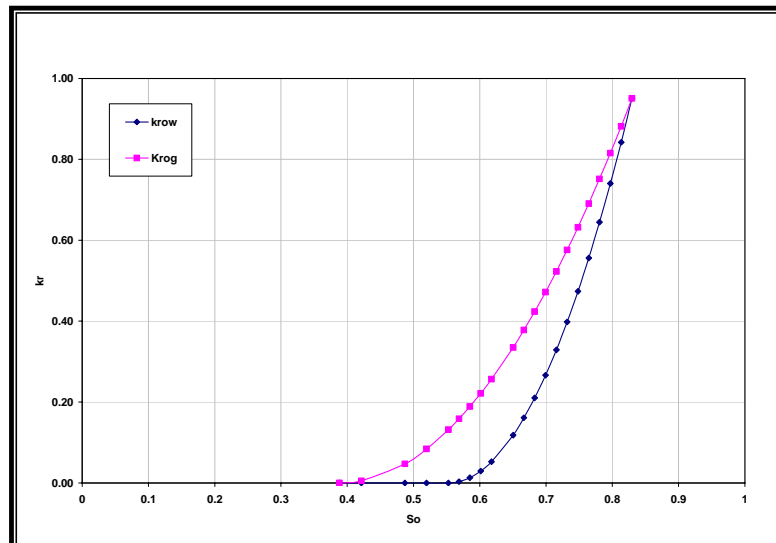


Figura IV.9. Funciones de saturación de k_{row} en el sistema agua-aceite y k_{rog} en el sistema gas-aceite (SOF3). (Obtenidas del modelo del campo Beta).

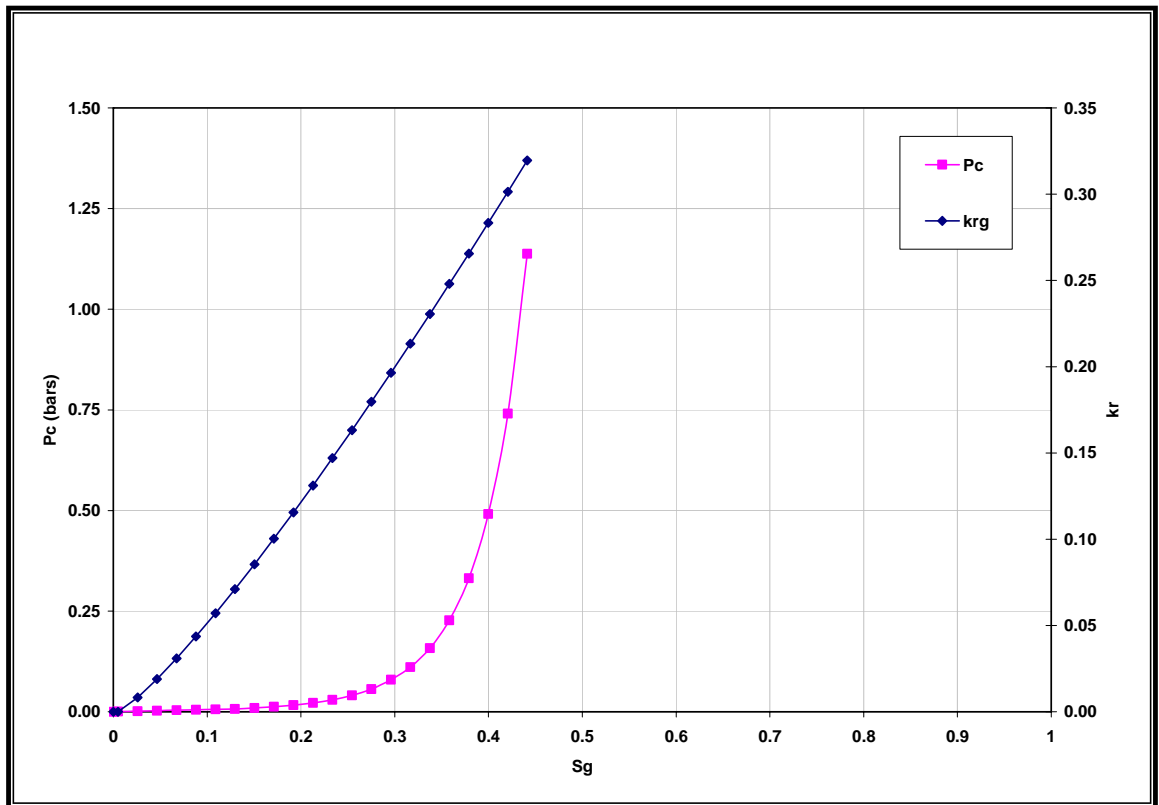


Figura IV.10. Funciones de saturación de k_{rg} y P_c en el sistema agua-gas (SGFN) (obtenidas del modelo del campo Beta).

I. Compresibilidad de la formación

El valor de la compresibilidad de la formación, fue estimado en base a la correlación de G. H. Newman. En la figura IV.11., se aprecian las correlaciones de las litologías que fueron correlacionadas estadísticamente y en la figura IV.12., se muestra la curva correspondiente a calizas junto con su correlación ajustada a un polinomio en función de la porosidad. Con la cual se obtuvo un valor de C_f de 159.541 (1/bar), para una porosidad de 7.60%.

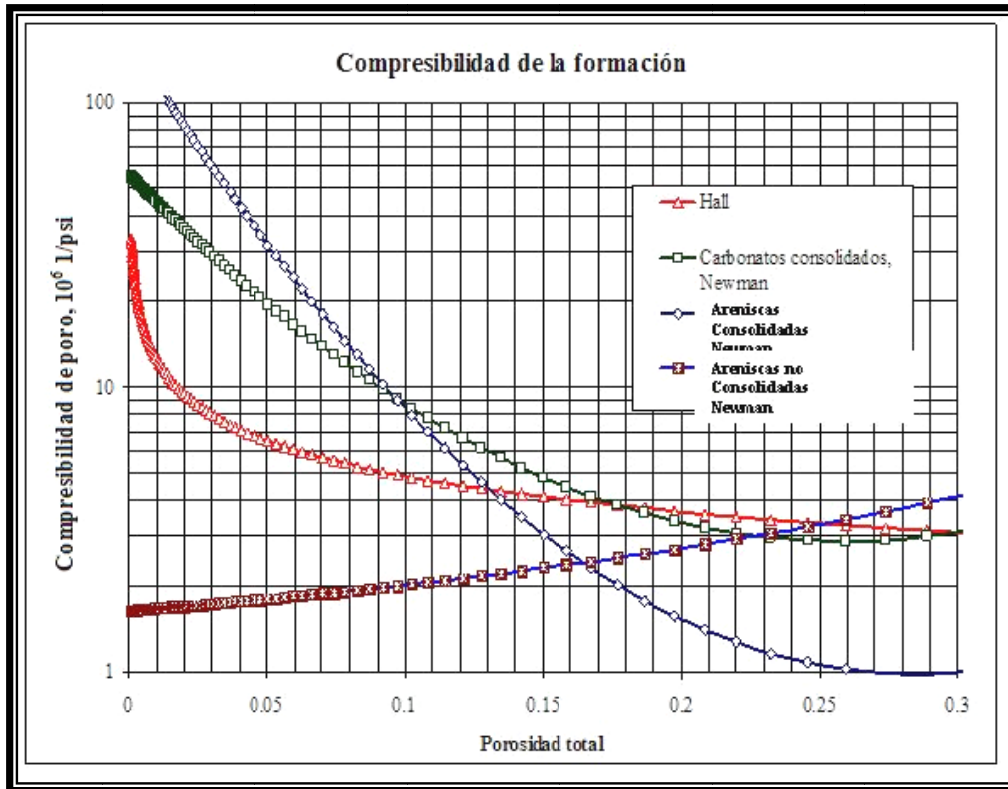


Figura IV.11. Correlación de Newman.

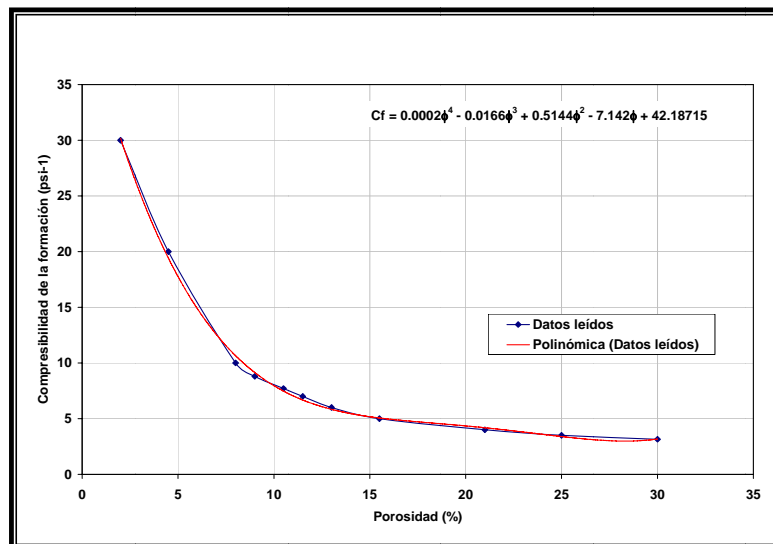


Figura IV.12. Ajuste de la Correlación de Newman.

J. Propiedades de los fluidos

Para la caracterización del fluido del campo Alfa, se emplearon los resultados del análisis pVT composicional realizado a una muestra de la mezcla obtenida del pozo ALFA-1, del que se

obtuvo la composición del fluido original, tabla IV.4. y las propiedades de la mezcla a condiciones de burbujeo, tabla IV.5.

Tabla IV.4. Composición del fluido obtenido del pozo Alfa-1.

Componente	Concentración (% mol)
N ₂	0.323
CO ₂	0.233
H ₂ S	0.000
C ₁	5.853
C ₂	2.739
C ₃	6.257
iC ₄	1.397
nC ₄	4.717
iC ₅	1.180
nC ₅	1.434
C ₆	1.456
C ₇₊	74.411

Tabla IV.5. Propiedades de la mezcla a la presión de burbujeo.

P _b		B _{ob}	R _{sb}	ρ _{ob}	μ _{ob}	T _y
(kg/cm ²)	(bars)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(gr/cm ³)	(cp)	(°C)
44	43.149	1.0801	14.77	0.9399	189.26	82

De acuerdo a los resultados del análisis de laboratorio (composición y propiedades @ p_b), se infiere que se trata de un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, ya que su p_i = 300 kg/cm² y la p_b = 44 kg/cm², por lo que se concluye que el yacimiento se encuentra en etapa de bajosaturación.

K. Construcción del modelo pVT

Antes de iniciar con el proceso de ajuste, son definidas las condiciones estándar que serán empleadas; siendo, para la presión 1.0132 barsa y 15.5 °C para la temperatura; para el resto de las variables se emplean unidades métricas.

Los archivos que generan durante el proceso de ajuste, así como los archivos de salida, quedarán en la trayectoria:

ecldat/modeloPVT/campalfa/comun

Para la caracterización del fluido del campo Alfa, se emplearon los resultados del análisis composicional realizado a una muestra de fondo del pozo Alfa-1.

Los primeros datos que requieren ser cargados, es la composición, la cual se presenta en la tabla IV.4.

Una vez definida la composición, se seleccionaron los parámetros volumétricos característicos de las mezclas, los cuales se toman como parámetros de ajuste para las regresiones, siendo éstos: presión de saturación (p_b), factor de volumen del aceite (B_o), relación de solubilidad (R_s), densidad del aceite (ρ_o) y la viscosidad del aceite (μ_o). En la tabla IV.5., se presentan los valores observados de estos parámetros a presión de saturación.

Los experimentos seleccionados para la reproducción de los parámetros fueron:

1. La presión de saturación (p_{sat}^*)
2. La separación diferencial convencional ($DL1^*$)

La ecuación de estado empleada para la reproducción del comportamiento de la mezcla es la de Peng-Robinson de tres parámetros (PR3), esto porque se ha demostrado que ésta ecuación reproduce mejor el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos. Por otro lado matemáticamente es mejor contar con una ecuación que contenga un mayor número de parámetros de ajuste ya que la hace más potente para la reproducción de los experimentos, además de que presenta una mayor estabilidad. La correlación utilizada para calcular la viscosidad fue la de Lorenz-Bray-Clark.

Para ajustar el comportamiento del fluido, deben definirse las variables que serán modificados durante las regresiones. Las variables seleccionadas como variables de regresión fueron las propiedades de la fracción pesada (C_{7+}), esto en función que, no se tiene la certeza de cual de los componentes contenidos en el seudo componente, domina el comportamiento de la fracción pesada; a diferencia de los componentes puros (hidrocarburos y no hidrocarburos), de los cuales se tiene un mayor conocimiento de su comportamiento. Las omegas de los componentes podrían ser utilizadas como variables de regresión; sin embargo, dado que las omegas son características de la ecuación de estado al modificarlas la ecuación de estado dejaría de ser la de Peng Robinson. En la tabla IV.6, se presentan las variables que podrían ser modificadas durante las regresiones, el número uno indica que se ha seleccionado como variable de regresión y por lo tanto serán modificadas durante las regresiones.

Tabla IV.6. Variables utilizadas en las regresiones para de ajuste.

Mnem	Omega A	Omega B	Pcrit	Tcrit	Vcrit	ZcritV	Acen F	Sshft
C7+			1	1			1	1

Otros factores que sirvieron para el ajuste, son los llamados controles de regresión dentro de los cuales, se especifica el número de iteraciones; el cual se modificó para que realizarán hasta 50 iteraciones en cada regresión, en lugar de las 10 que se tienen de manera predeterminada. Finalmente, el último factor empleado en el ajuste fue el peso jerárquico, otorgado a cada uno de los parámetros de ajuste.

Después de algunas regresiones se observó que, al intentar el ajuste de todos los parámetros, la relación de solubilidad calculada variaba por arriba de los $20 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y que el resto de los parámetros, presentaban altos porcentajes de error; el factor de volumen del aceite tenían un error mayor al 5% y en la presión de saturación del 8%; después de varios ensayos, se decidió dejarla fuera de los parámetros de ajuste y observar los resultados que se obtendrían. Antes de eliminar la relación de solubilidad de los parámetros de ajuste (darle un peso de cero durante las regresiones), se probó ajustar la mezcla dando un peso de hasta 100 al factor de volumen y de uno a la relación de solubilidad sin que se logrará disminuir el error por debajo del 3% en el factor de volumen e incrementando el error en la presión de saturación hasta valores mayores al 20%.

Al dar cero de peso a la relación de solubilidad, el ajuste mejoró inmediatamente y de manera considerable, esto es lógico ya que el paquete tiene menor cantidad de parámetros por ajustar. En la siguiente tabla se presentan los resultados de la regresión que fue aceptada (considerando 11 componentes), en la tabla se resaltan los valores de los parámetros, a presión de saturación.

Tabla IV.7. Resultados de la regresión del ajuste con 11 componentes.

Index	Weight	Observed	Calculated	% Error	Expt	Mnem
1	4.0000	43.1492	42.9164	-0.5271	PSAT	PS
2	8.0000	1.0672	1.0586	-0.8089	DL	ORELV
3	8.0000	1.0715	1.0619	-0.9001	DL	ORELV
4	8.0000	1.0737	1.0637	-0.9358	DL	ORELV
5	8.0000	1.0760	1.0656	-0.9699	DL	ORELV
6	8.0000	1.0766	1.0660	-0.9882	DL	ORELV
7	8.0000	1.0779	1.0668	-1.0325	DL	ORELV
8	8.0000	1.0788	1.0672	-1.0768	DL	ORELV
9	8.0000	1.0801	1.0679	-1.1336	DL	ORELV
10	8.0000	1.0592	1.0572	-0.1894	DL	ORELV
11	8.0000	1.0269	1.0383	1.1122	DL	ORELV
12	8.0000	1.0149	1.0151	0.0235	DL	ORELV
13	1.0000	361.5800	261.2302	-27.7531	DL	VSL
14	1.0000	294.2700	247.2140	-15.9907	DL	VSL
15	1.0000	260.6100	239.9023	-7.9459	DL	VSL
16	1.0000	226.9600	232.3780	2.3872	DL	VSL
17	1.0000	220.2300	230.8471	4.8209	DL	VSL
18	1.0000	206.7600	227.7585	10.1560	DL	VSL
19	1.0000	200.0300	226.2006	13.0834	DL	VSL
20	1.0000	189.2600	223.6892	18.1915	DL	VSL
21	1.0000	210.8100	235.5038	11.7138	DL	VSL
22	1.0000	281.9100	256.9847	-8.8416	DL	VSL
23	1.0000	378.6300	285.2180	-24.6711	DL	VSL
24	2.0000	951.2000	964.5395	1.4024	DL	DNL
25	2.0000	947.4000	961.5528	1.4939	DL	DNL
26	2.0000	945.5000	959.9289	1.5261	DL	DNL
27	2.0000	943.4000	958.2069	1.5695	DL	DNL
28	2.0000	942.9000	957.8499	1.5855	DL	DNL
29	2.0000	941.8000	957.1226	1.6270	DL	DNL
30	2.0000	941.0000	956.7522	1.6740	DL	DNL
31	2.0000	939.9000	956.1497	1.7289	DL	DNL
32	2.0000	955.5000	961.0534	0.5812	DL	DNL
33	2.0000	977.3000	968.9219	-0.8573	DL	DNL
34	2.0000	982.3000	977.6860	-0.4697	DL	DNL

Los resultados de la simulación de la separación diferencial, para la mezcla de once componentes, se presentan a continuación:

Tabla IV.7.a

Expt 2 DL : Differential Liberation
 Peng-Robinson (3-Parm) on ZI with PR corr.
 Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation
 Density units are KG/M3
 Viscosity units are CPOISE
 Gas-Oil Ratio units are SM3/SM3
 Oil Relative Volume units are M3/SM3
 Specified temperature Deg C 82.0000
 Relative Oil Saturated Volume (Bo(Pbub)) 1.0679
 GOR calc. is Gas Vol at STC/Stock Tank Oil Vol
 Oil Rel Vol calc. is Stage Vol oil/Stock Tank Oil Vol

Pressure BARS	Inserted Point	GOR		Total RelVol
		Observed	Calculated	Calculated
294.199		14.7700	17.5588	1.0586
196.133		14.7700	17.5588	1.0619
147.100		14.7700	17.5588	1.0637
98.066		14.7700	17.5588	1.0656
88.260		14.7700	17.5588	1.0660
68.647		14.7700	17.5588	1.0668
58.840		14.7700	17.5588	1.0672
43.149		14.7700	17.5588	1.0679
42.916 - Psat			17.5588	1.0679
19.613		11.6900	12.8232	1.3280
3.923		3.7100	6.3176	3.7868
0.000 @ Tres			8.3398E-16	22.3345
0.000 @ Tstd			8.3398E-16	18.5588

Pressure BARS	Inserted Point	Oil RelVol		Liq Dens	
		Observed	Calculated	Observed	Calculated
294.199		1.0672	1.0586	951.2000	964.5395
196.133		1.0715	1.0619	947.4000	961.5528
147.100		1.0737	1.0637	945.5000	959.9289
98.066		1.0760	1.0656	943.4000	958.2069
88.260		1.0766	1.0660	942.9000	957.8499
68.647		1.0779	1.0668	941.8000	957.1226
58.840		1.0788	1.0672	941.0000	956.7522
43.149		1.0801	1.0679	939.9000	956.1497
42.916 - Psat			1.0679		956.1407
19.613		1.0592	1.0572	955.5000	961.0534
3.923		1.0269	1.0383	977.3000	968.9219
0.000 @ Tres		1.0149	1.0151	982.3000	977.6860
0.000 @ Tstd			1.0000		992.4868

Pressure BARS	Inserted Point	Liq Visc	
		Observed	Calculated
294.199		361.5800	261.2302
196.133		294.2700	247.2140
147.100		260.6100	239.9023
98.066		226.9600	232.3780
88.260		220.2300	230.8471
68.647		206.7600	227.7585
58.840		200.0300	226.2006
43.149		189.2600	223.6892
42.916 - Psat			223.6518
19.613		210.8100	235.5038
3.923		281.9100	256.9847
0.000 @ Tres		378.6300	285.2180
0.000 @ Tstd			373.5501

Para conocer el cálculo de la relación de solubilidad, se tiene que hacer la simulación de los experimentos, en ésta se vio que, el simulador reproducía de manera más adecuada la relación de solubilidad, por lo que en el proceso de agrupamiento seguiría quedando fuera de los parámetros de ajuste. En las siguientes figuras se presenta, de manera gráfica, los resultados de este ajuste. La figura IV.13., presenta el cálculo de la envolvente de fases, en esta gráfica se puede observar que, a las condiciones iniciales del yacimiento de presión (298.62 barsa) y temperatura (82°C), se tiene una mezcla de aceite en una fase y que de acuerdo a lo reportado en el análisis pVT experimental por el laboratorio; corresponde a un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento. También se observa que las curvas de calidad están muy cerca de la curva de rocío, lo cual es un comportamiento típico de este tipo de yacimientos.

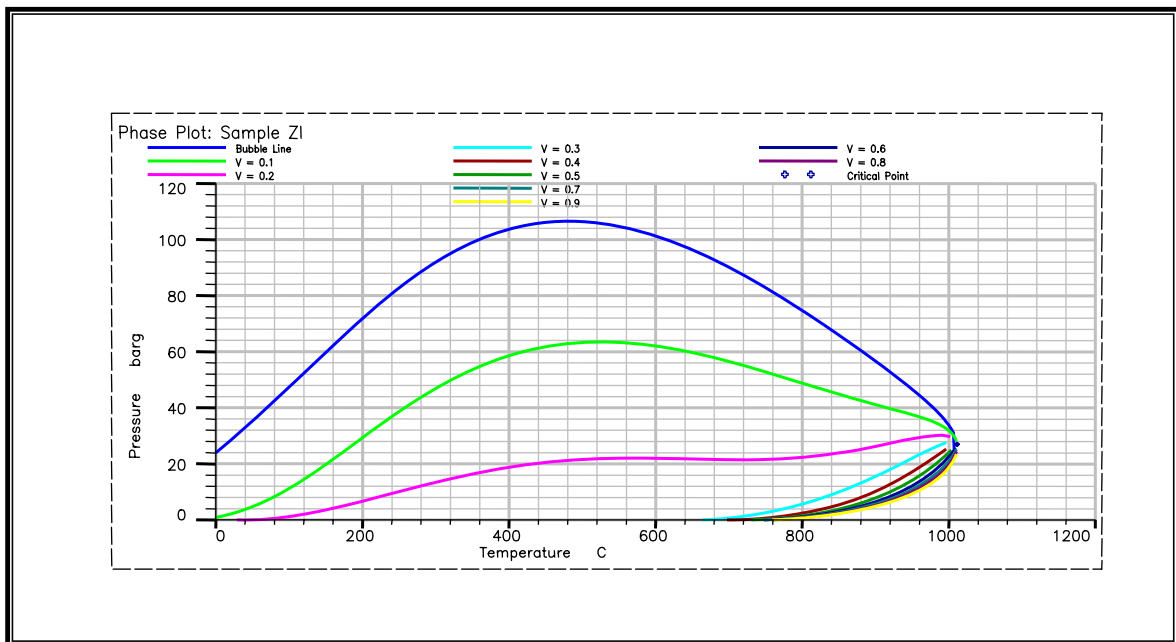


Figura IV.13. Envolvente de fases (11 componentes). Pozo Alfa-1.

En la figura IV.14., se presenta el ajuste obtenido para el factor de volumen del aceite. Se observa que los valores del factor volumen del aceite son ligeramente mayores a uno, lo que implica que se trata de un aceite pesado, lo cual hace sentido con la envolvente de fases de tratarse de un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento.

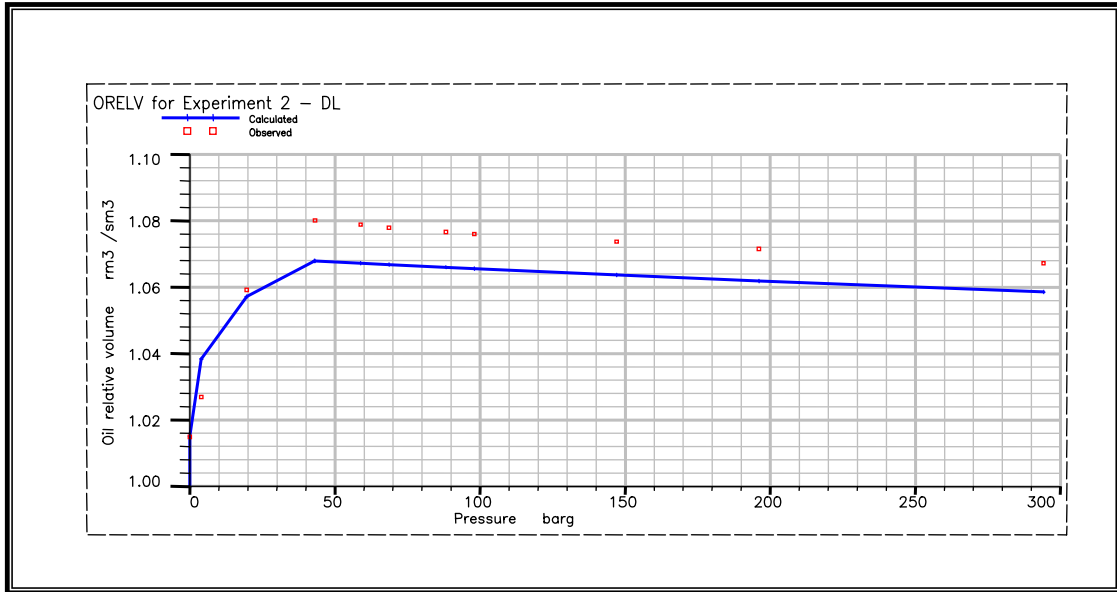


Figura IV.14. Factor de volumen del aceite (11 componentes). Pozo Alfa-1.

La figura IV.15., presenta el cálculo de la relación de solubilidad, la cual como se mencionó no sé ajustó. Como se ve en la figura y de acuerdo a lo reportado por el laboratorio en el análisis experimental, se tiene una relación de solubilidad de $17.55 \text{ m}^3/\text{m}^3$ menor a los $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ que es lo que reporta la literatura para aceites de bajo encogimiento, hace sentido tanto con el factor de volumen como con la distribución de las curvas de calidad.

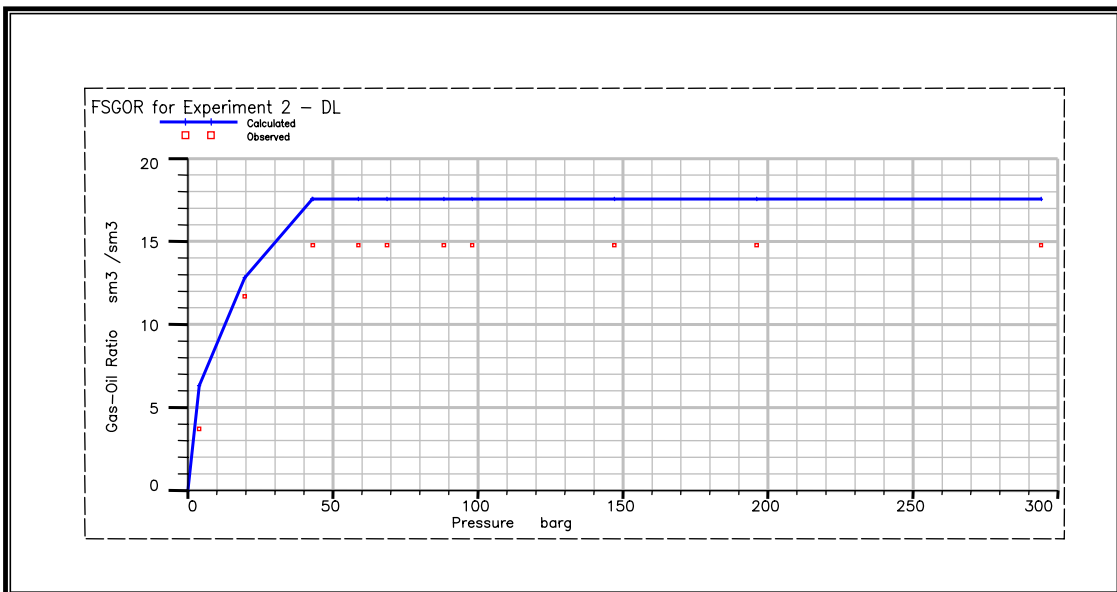


Figura IV.15. Relación de solubilidad (11 componentes). Pozo Alfa-1.

En la figura IV.16., se muestra el ajuste de la densidad del aceite; así como el resto de las propiedades, se observa que se tiene una densidad alta, obviamente una densidad alta no puede corresponder a un aceite ligero, algunas literaturas reportan para aceites pesados densidades mayores a 0.85 gr/cm^3 , y en la gráfica claramente se observa que esta condición se cumple.

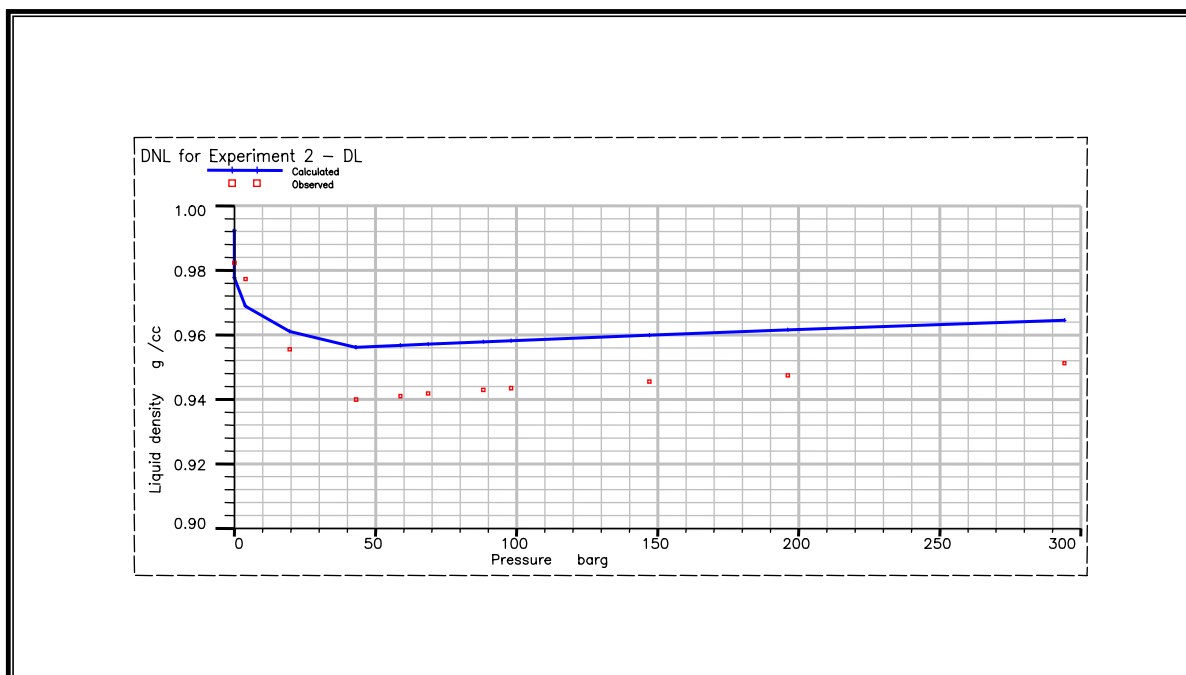


Figura IV.16. Densidad del aceite (11 componentes). Pozo Alfa-1.

En la figura IV.17., se presenta el cálculo de la viscosidad del aceite, en esta gráfica se puede observar que para presiones altas los valores de la viscosidad quedan por debajo de los valores observados en el laboratorio. Dada la importancia de la viscosidad se cambió de correlación empleada para su cálculo, sin que hubiera una mejora importante, y el error en el cálculo aumentó, por lo que se decidió dar por bueno este cálculo.

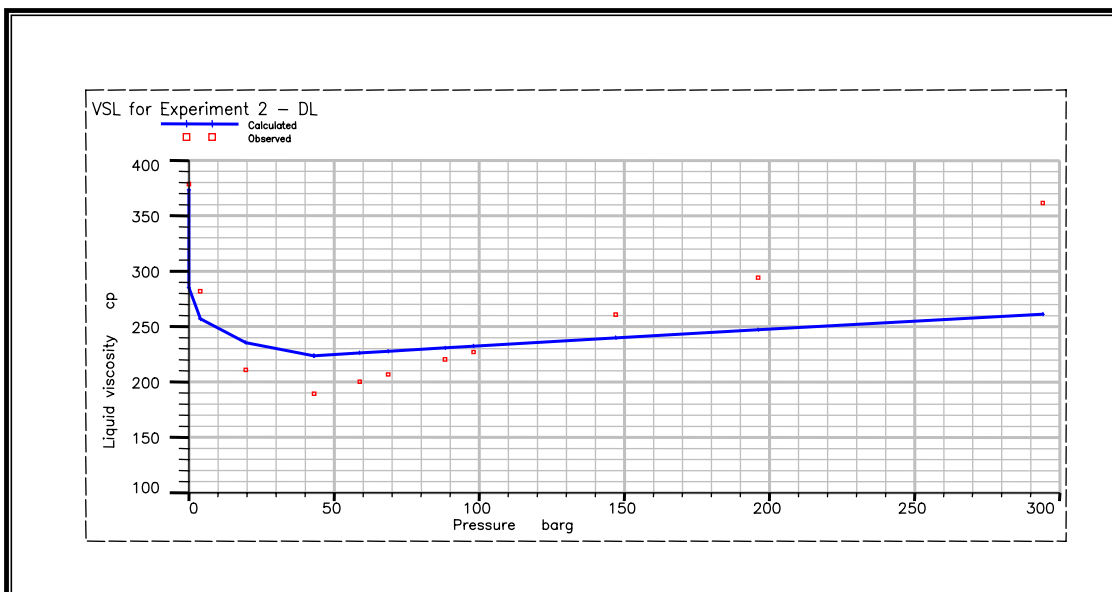


Figura IV.17. Viscosidad del aceite (11 componentes). Pozo Alfa-1.

A partir del ajuste con once componentes, se inició el proceso de agrupamiento, para generar una mezcla de cinco pseudo componentes. En la tabla IV.8., se presentan los componentes de las mezclas que se obtuvieron con los agrupamientos.

Tabla IV.8. Composición del fluido original del pozo Alfa-1.

11 Comp.	9 Comp.	8 Comp.	7 Comp.	6 Comp.	5 Comp.
N ₂	N ₂	N ₂	N ₂	N ₂	N ₂
CO ₂	CO ₂	C ₁ CO ₂	C ₁ CO ₂	C ₁ CO ₂	C ₁ CO ₂
C ₁	C ₁	C ₂	C ₂ C ₃	C ₂ C ₃	C ₂ C ₃ C ₄
C ₂	C ₂	C ₃	C ₄	C ₄	C ₅ C ₆
C ₃	C ₃	C ₄	C ₅	C ₅ C ₆	C ₇₊
iC ₄	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊	
nC ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊		
iC ₅	C ₆	C ₇₊			
nC ₅	C ₇₊				
C ₆					
C ₇₊					

En cada proceso de agrupamiento se verificó que el ajuste obtenido con once componentes se mantuviera y sólo cuando se redujo el número de componentes de ocho a siete componentes y de seis a cinco pseudo componentes el ajuste de los parámetros no se dio de manera automática, por lo que fue necesario hacer una regresión para ajustar el fluido, las variables empleadas durante estas regresiones fueron las mismas que se emplearon para hacer el ajuste con once componentes (P_c , T_c , $Acen F$ y $Sshft$ del C_{7+}) así mismo, se mantuvieron los pesos asignados durante el ajuste original (once componentes).

El modelo de simulación que utilizará para el campo, será el que considera siete componentes, esto debido a que; después de una sensibilización con cada uno de los modelos termodinámicos, se observó que, el modelo que mejor reproducía la relación gas-aceite del campo se daba cuando se consideraban siete componentes; mientras que el tiempo de simulación, pese a que varía de manera importante no resulta significativa, ya que el modelo corre en cuestión de minutos; por lo que no se puede considerar como un parámetro para determinar el número de componentes que se va a emplear en el modelo final. De las figuras IV.18. a la IV.22., se presenta el ajuste para siete componentes.

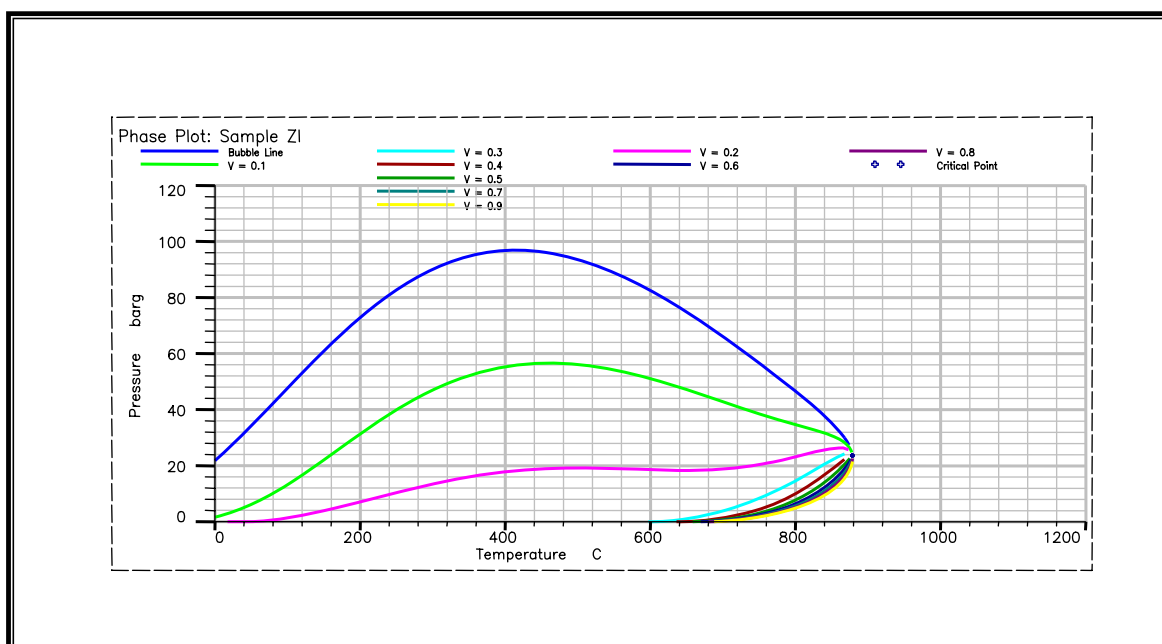


Figura IV.18. Envoltente de fases para 7 componentes.

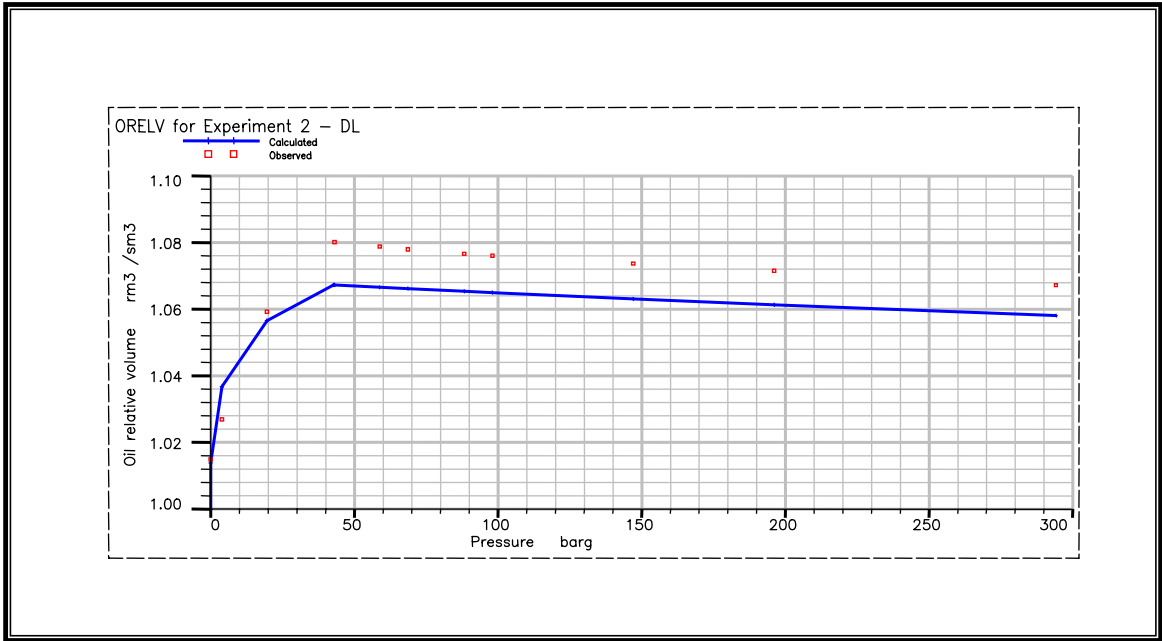


Figura IV.19. Factor de volumen de aceite para 7 componentes.

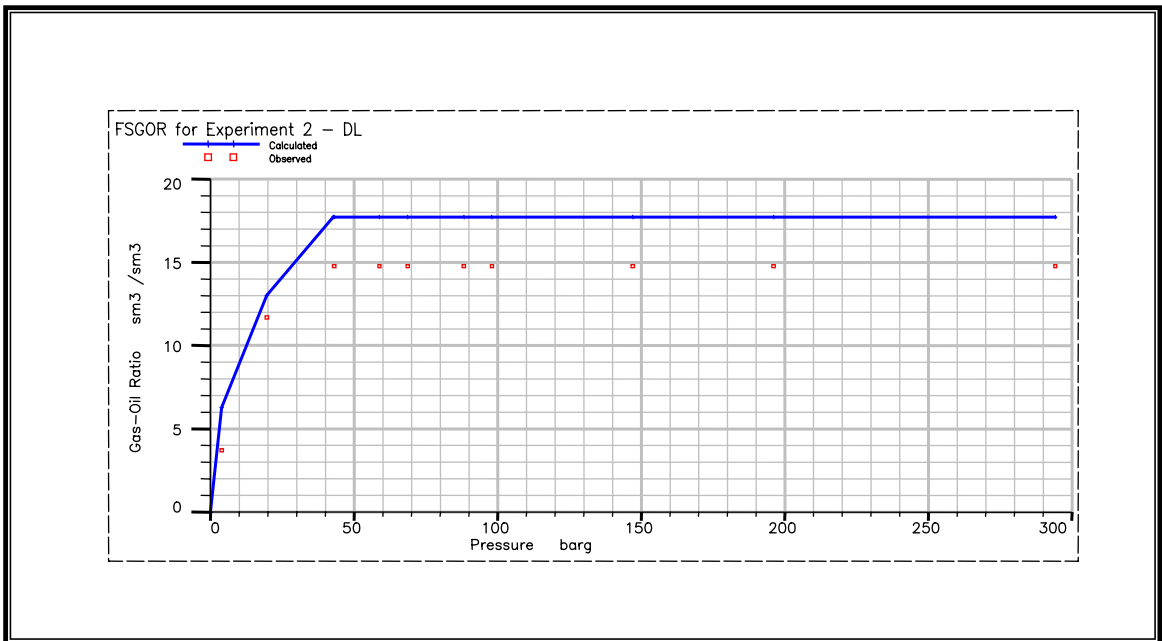


Figura IV.20. Relación de solubilidad para 7 componentes.

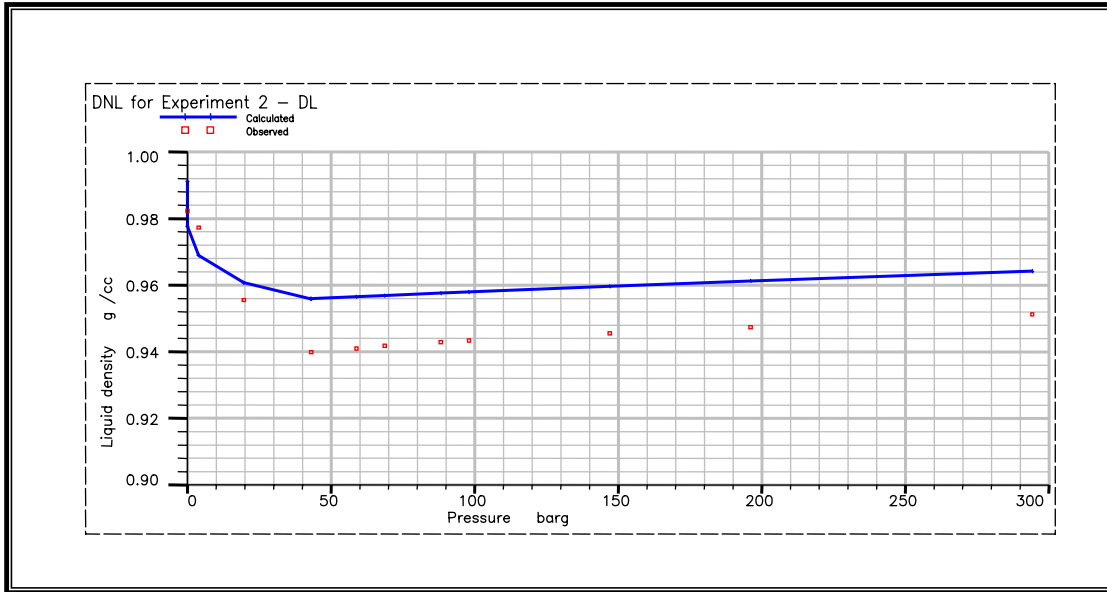


Figura IV.21. Densidad del aceite para 7 componentes.

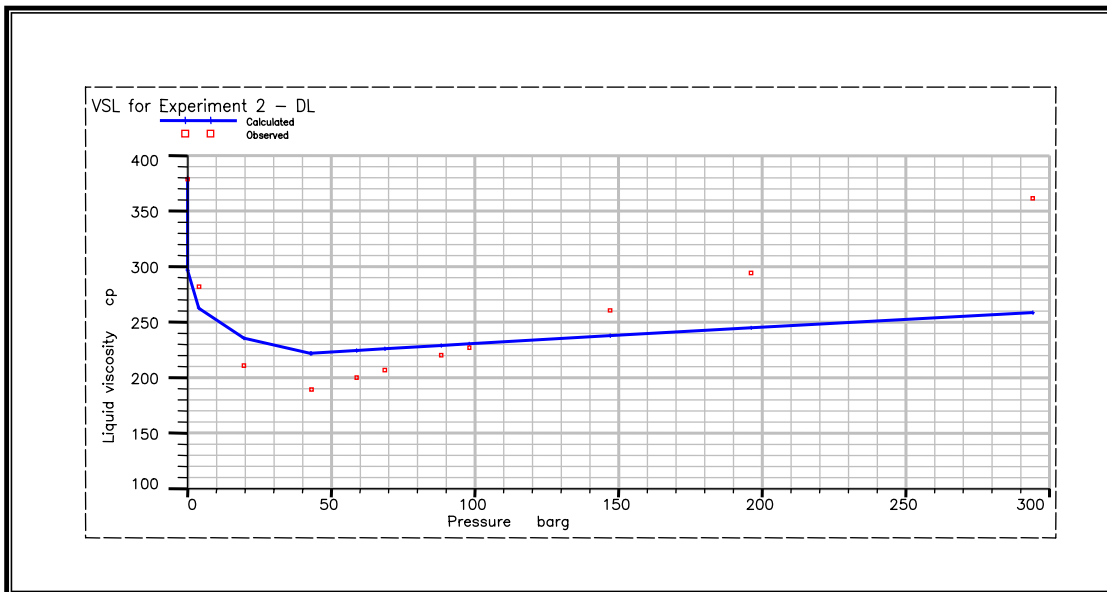


Figura IV.22. Viscosidad del aceite para 7 componentes.

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos después de la regresión para ajustar a siete pseudo componentes, en la tabla se puede observar que la relación de solubilidad sigue sin ser parámetro de ajuste, así como el error que existe entre los valores calculados y los observados; los valores subrayados sirven para hacer una comparación entre los parámetros calculados y observados a presión de saturación.

Tabla IV.9. Resultados de la regresión del ajuste con 7 componentes.

Index	Weight	Observed	Calculated	% Error	Expt	Mnem
1	3.0000	43.1492	42.7518	-0.8998	PSAT	PS
2	8.0000	1.0672	1.0576	-0.9015	DL	ORELV
3	8.0000	1.0715	1.0608	-0.9963	DL	ORELV
4	8.0000	1.0737	1.0626	-1.0342	DL	ORELV
5	8.0000	1.0760	1.0645	-1.0705	DL	ORELV
6	8.0000	1.0766	1.0649	-1.0893	DL	ORELV
7	8.0000	1.0779	1.0657	-1.1345	DL	ORELV
8	8.0000	1.0788	1.0661	-1.1793	DL	ORELV
9	8.0000	1.0801	1.0667	-1.2369	DL	ORELV
10	8.0000	1.0592	1.0561	-0.2969	DL	ORELV
11	8.0000	1.0269	1.0363	0.9127	DL	ORELV
12	8.0000	1.0149	1.0134	-0.1485	DL	ORELV
13	1.0000	361.5800	258.8524	-28.4107	DL	VSL
14	1.0000	294.2700	245.1491	-16.6925	DL	VSL
15	1.0000	260.6100	238.0002	-8.6757	DL	VSL
16	1.0000	226.9600	230.6430	1.6228	DL	VSL
17	1.0000	220.2300	229.1461	4.0485	DL	VSL
18	1.0000	206.7600	226.1259	9.3664	DL	VSL
19	1.0000	200.0300	224.6026	12.2844	DL	VSL
20	1.0000	189.2600	222.1467	17.3765	DL	VSL
21	1.0000	210.8100	236.7190	12.2902	DL	VSL
22	1.0000	281.9100	265.8222	-5.7067	DL	VSL
23	1.0000	378.6300	303.2664	-19.9043	DL	VSL
24	2.0000	951.2000	964.4456	1.3925	DL	DNL
25	2.0000	947.4000	961.4954	1.4878	DL	DNL
26	2.0000	945.5000	959.8922	1.5222	DL	DNL
27	2.0000	943.4000	958.1927	1.5680	DL	DNL
28	2.0000	942.9000	957.8404	1.5845	DL	DNL
29	2.0000	941.8000	957.1229	1.6270	DL	DNL
30	2.0000	941.0000	956.7575	1.6745	DL	DNL
31	2.0000	939.9000	956.1633	1.7303	DL	DNL
32	2.0000	955.5000	960.9821	0.5737	DL	DNL
33	2.0000	977.3000	969.1994	-0.8289	DL	DNL
34	2.0000	982.3000	977.9242	-0.4455	DL	DNL

Los resultados de la separación diferencial para siete componentes, con la regresión aceptada; se presentan a continuación:

Tabla IV.9.a

Expt 2 DL : Differential Liberation
 Peng-Robinson (3-Param) on ZI with PR corr.
 Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation
 Density units are KG/M3
 Specific volume units are M3/KG-ML
 Viscosity units are CPOISE
 Surface Tension units are DYNES/CM
 Gas-Oil Ratio units are SM3/SM3
 Relative Volume units are RM3/SM3
 Gas FVF units are RM3/SM3
 Extracted Gas Volume units are M3
 Oil Relative Volume units are M3/SM3
 Specified temperature Deg C 82.0000
 Relative Oil Saturated Volume (Bo(Ppub)) 1.0668
 GOR calc. is Gas Vol at STC/Stock Tank Oil Vol
 Oil Rel Vol calc. is Stage Vol oil/Stock Tank Oil Vol

Pressure BARS	Inserted Point	GOR		Total RelVol
		Observed	Calculated	Calculated
294.199		14.7700	17.7195	1.0576
196.133		14.7700	17.7195	1.0608
147.100		14.7700	17.7195	1.0626
98.066		14.7700	17.7195	1.0645
88.260		14.7700	17.7195	1.0649
68.647		14.7700	17.7195	1.0657
58.840		14.7700	17.7195	1.0661
43.149		14.7700	17.7195	1.0667
42.751	- Psat		17.7195	1.0668
19.613		11.6900	13.0124	1.3246
3.923		3.7100	6.2782	3.8302
0.000	@ Tres		8.3312E-16	22.5336
0.000	@ Tstd		8.3312E-16	18.7195

Pressure BARS	Inserted Point	Oil RelVol		Liq Dens	
		Observed	Calculated	Observed	Calculated
294.199		1.0672	1.0576	951.2000	964.4456
196.133		1.0715	1.0608	947.4000	961.4954
147.100		1.0737	1.0626	945.5000	959.8922
98.066		1.0760	1.0645	943.4000	958.1927
88.260		1.0766	1.0649	942.9000	957.8404
68.647		1.0779	1.0657	941.8000	957.1229
58.840		1.0788	1.0661	941.0000	956.7575
43.149		1.0801	1.0667	939.9000	956.1633
42.751	- Psat		1.0668		956.1481
19.613		1.0592	1.0561	955.5000	960.9821
3.923		1.0269	1.0363	977.3000	969.1994
0.000	@ Tres	1.0149	1.0134	982.3000	977.9242
0.000	@ Tstd		1.0000		991.0217

Pressure BARS	Inserted Point	Surf Tension	Gas FVF	Liq Visc	
		Calculated	Calculated	Observed	Calculated
294.199			0.0040	361.5800	258.8524
196.133			0.0054	294.2700	245.1491
147.100			0.0071	260.6100	238.0002
98.066			0.0109	226.9600	230.6430
88.260			0.0122	220.2300	229.1461
68.647			0.0159	206.7600	226.1259
58.840			0.0188	200.0300	224.6026
43.149			0.0261	189.2600	222.1467
42.751	- Psat	29.2540	0.0263		222.0843
19.613		33.1667	0.0570	210.8100	236.7190
3.923		36.6787	0.2442	281.9100	265.8222
0.000	@ Tres	38.4420	1.2145	378.6300	303.2664
0.000	@ Tstd		1.0000		384.9560

En la siguiente tabla se presenta una comparación entre de los valores calculados de los parámetros volumétricos y los valores observados a la presión de saturación, para los diferentes agrupamientos.

Tabla IV.10. Valores experimentales de los parámetros de ajuste.

PVI	P_b (bar)	B_{o_b} (m³/m³)	R_{sb} (m³/m³)	ρ_{ob} (gr/cm³)	μ_{ob} (cp)
Observados	42.9164	1.0801	14.77	0.9399	189.26
EK33_11C_VERS2000a	42.9164	1.0679	17.5588	0.9561	223.6518
EK33_09C_VERS2000a	42.9017	1.0679	17.5710	0.9561	223.6290
EK33_08C_VERS2000a	42.7787	1.0679	17.5641	0.9561	223.5491
EK33_07C_VERS2000a	42.7518	1.0668	17.7195	0.9561	222.0843
EK33_06C_VERS2000a	42.7288	1.0668	17.6949	0.9561	221.9491
EK33_05C_VERS2000a	42.7839	1.0671	17.8392	0.9555	220.8587

Se utilizaron las graficas de envolvente de fases de la mezcla; factor de volumen, densidad, viscosidad del aceite, y relación de solubilidad para los ajustes de 9, 8, 6 y 5 pseudo componentes.

L. Datos del pozo

De la información del pozo se obtuvo que el valor del contacto agua-aceite es de 3260 mVbnm; el intervalo disparado es de 3057 a 3131 mVbnm, y la profundidad de referencia es de 3094 mVbnm.

M. Pruebas del pozo

Los valores *con los que se cuenta* de las pruebas de presión y producción realizadas al pozo Alfa-1, son:

$$P_y = 298.62 \text{ barsa}$$

$$T_y = 82 \text{ °C}$$

$$P_{wh} = 12.74 \text{ bar}$$

$$RGA = 30 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$Q_o = 154.4 \text{ m}^3/\text{día}$$

N. Historia de producción

Como el campo Alfa no se ha desarrollado, no cuenta con información histórica de producción.

O. Instalaciones superficiales

Actualmente se tiene terminado el pozo Alfa-1 en la formación cretácico superior, por lo que únicamente cuenta con un árbol de válvulas (cerrado) para el control del pozo.

P. Construcción del modelo

Se integró el modelo de simulación que inicialmente se llamó

CAMPO_ALFA_PRUEBA.DATA

- Modelo composicional y homogéneo.
- Dimensiones del modelo geométrico (malla de simulación) 47x24x14.
- Se definió como fecha de inicio de la simulación: el 1 de enero de 2005.
- Dentro de la sección **GRID**, fueron incluidos los parámetros de salida que definen la geometría del campo, en su modo de puntos de esquina: COORD, ZCORN y ACTNUM, a través del archivo:

../malla/SAL_ALFA_GRID2.GRDECL

- Se consideró la conexión de un acuífero numérico, con escasa o nula influencia.
- Los parámetros que poblan la malla son valores promedio de PORO, NTG y PERMX, dispuestos en la cédula del reporte de la reserva del campo, los cuales fueron asignados para las 15792 celdas de la malla, además se asignan los mismos valores de PERMX a la permeabilidad PERMY y PERMZ.
- Correspondiente a la sección **PROPS**, se utiliza el modelo termodinámico pVT, correspondiente a la información experimental de los fluidos del pozo Alfa-1, considerando el de 7 componentes denominado:

../comun/ALFA_7COMP.PVO

- El modelo petrofísico en función de la saturación que se utilizó, fue el correspondiente al empleado en la simulación del Campo Beta.

../comun/JSK_Bt_Record_3y4

- Se asignó la opción de un valor constante de compresibilidad **ROCK** de la formación de 159.541E-06 1/bars a la presión de referencia, obtenido con la correlación de Newman para calizas.
- La densidad de las fases a condiciones superficiales, fueron asignadas mediante la instrucción **DENSITY**, con un valor de 997.9 kg/m³ a condiciones superficiales, que equivale a tener aceite residual, obtenido de los datos experimentales del pozo Alfa-1, mientras que para el agua y el gas fueron asignados los valores por default, de 999.014 kg/m³ y 1 kg/m³ respectivamente.
- Para la sección **REGIONS**, fueron definidas las regiones de equilibrio FIPNUM, PVTNUM y las regiones de funciones de saturación, SATNUM, todas para una sola región, como 15792*1 /.
- En la sección **SOLUTION** fueron establecidas las condiciones de equilibrio a través de la instrucción EQUIL, tal que a una profundidad de referencia de 3094.00 mVbnm, en base al nivel medio de disparos del pozo Alfa-1, de (3057-3131) mVbnm, en cuya profundidad de referencia se obtuvo una presión de 298.61 bars, así mismo se definió el contacto agua aceite a 3260 mVbnm.

- En la sección **SUMMARY** fueron incluidos los parámetros de salida de la simulación numérica (mnemonics), a través del siguiente archivo:

../comun/SUMMARY_CAMPALFA.txt

- La sección **SCHEDULE**, contiene el registro de la trayectoria de los pozos, con la instrucción WELSPECS, cuyas coordenadas son las celdas de la malla, donde están localizados los pozos Alfa-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, definidos en un mismo grupo 1, y una misma profundidad de terminación.
- También fueron declaradas las trayectorias verticales o capas de disparo de los pozos, mediante la instrucción COMPDAT, así como su estado de operación y las dimensiones de del radio del pozo.
- Se instaló la siguiente tabla hidráulica:

../comun/TABHID_PALFA.txt

- También se definieron *los límites económicos* en base a las características de la tabla hidráulica, mediante la instrucción WECON (gasto de aceite mínimo).
- Se establecieron los periodos de producción a través de la etiqueta DATES, iniciando con el pozo Alfa-1 el 7 de octubre de 2005, previa definición de las condiciones máximas y mínimas de operación, mediante la etiqueta WCONPROD.

Q. Corridas

1. Corridas de inicialización

Se hicieron las corridas de inicialización del modelo de simulación, con el pozo Alfa-1, ajustando inicialmente el volumen original y sensibilizando los parámetros que afectan el comportamiento de producción, la permeabilidad absoluta, la presión capilar y las condiciones de operación.

La tabla IV.11., muestra los volúmenes originales de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, correspondientes al reportado en el informe de reservas, a través de la malla de simulación y por el modelo de simulación, el cual considera las condiciones de equilibrio.

Tabla IV.11. Comparación de los volúmenes originales.

Cálculo del volumen original	NBoi $10^6 \text{ m}^3 @ \text{c. y.}$	Diferencia con respecto a reservas
Reporte de reservas	87.75	
Malla de simulación	87.56	0.2%
Modelo de simulación (e300)	85.32	2.7%

2. Características de la tabla hidráulica

../comun/TABHID_PALFA.txt

Se adecuó del archivo TABHD_ALFA1.xls al formato de eclipse, corrigiendo la discordancia de la tendencia de algunos valores de las curvas de Q_o - p_{wf} , correspondiente a un corte de agua de 60%, además, que para algunos valores de Q_o no se reportaron valores de p_{wf} , cuyos puntos fueron eliminados, finalmente la tabla hidráulica que se probó en el modelo queda como se muestra en la figura IV.23.

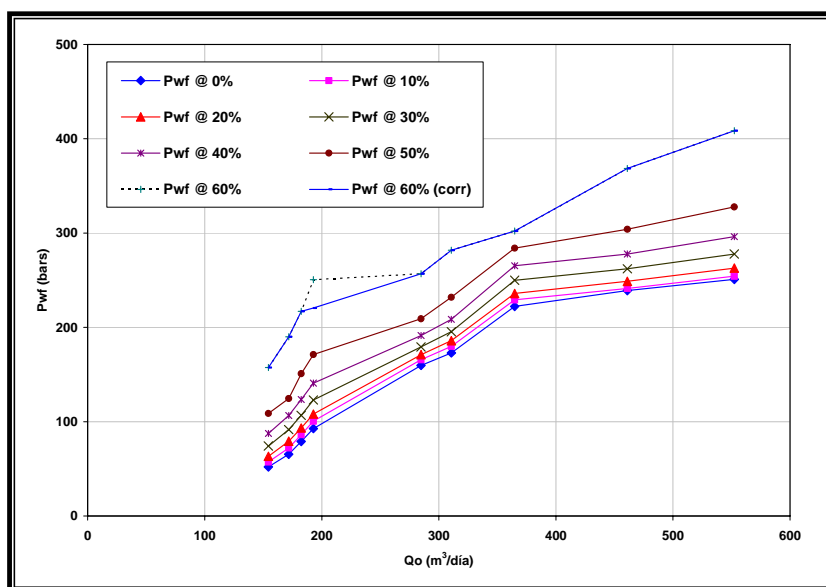


Figura IV.23. Tabla hidráulica para el campo Alfa.

Esta tabla considera las condiciones de un sistema de bombeo electrocentrífugo, un nivel medio del intervalo productor de 3094 mVbnm, una presión en la cabeza de 12.74 (bars), un índice de productividad de 21.51 ($\text{m}^3/\text{día}/\text{bar}$) y una relación gas–aceite de $30 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 7 curvas de potencial de 0% hasta 60% de agua, con un gasto mínimo de $154.4 \text{ m}^3/\text{día}$ y un máximo de $552.3 \text{ m}^3/\text{día}$. Esta tabla, junto con las condiciones descritas, es aplicada a los pozos Alfa-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.

3. Definición de los pozos de relleno

En la figura IV.24., se muestra la ubicación de los pozos de relleno, que a su vez se basó en la localización de los pozos de la configuración de cimas del estudio geológico según la figura IV.25.

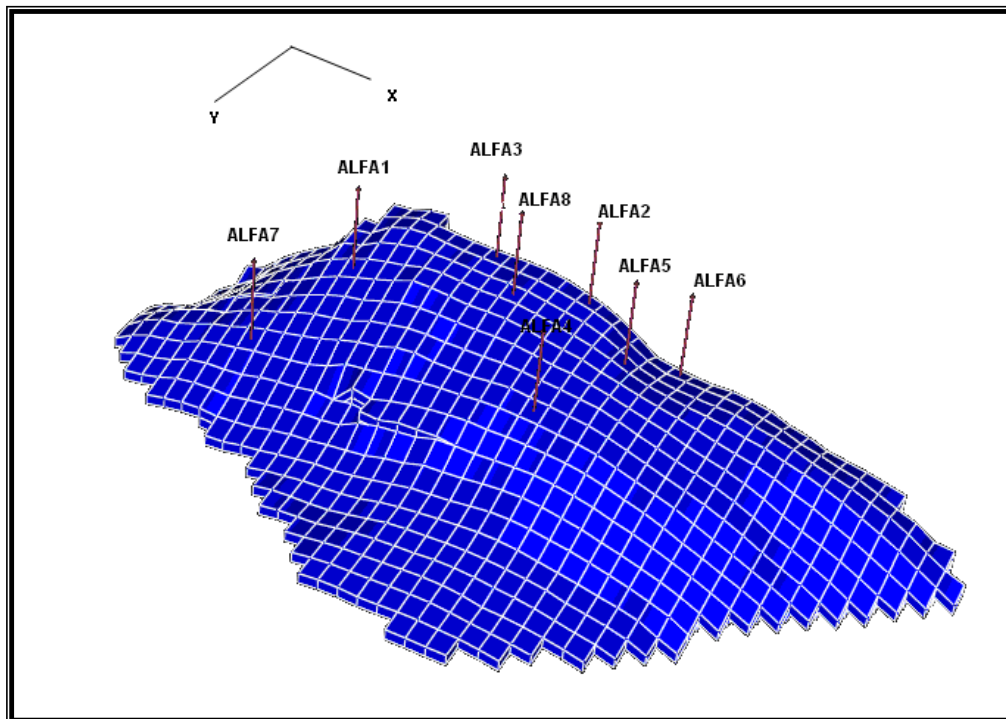


Figura IV.24. Localización de pozos de relleno.

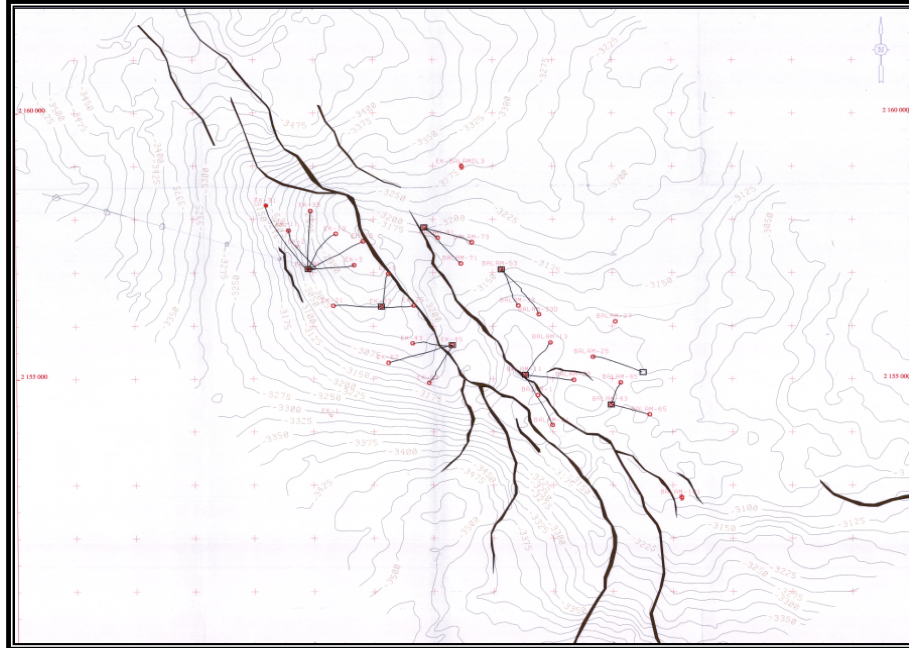


Figura IV.25. Configuración estructural del campo Alfa.

Mediante los comandos WECON, DATES y WCONPROD fue ingresado inicialmente el pozo:

Alfa-1 el 7 de octubre de 2005 (en la trayectoria 13, 6, 4-6)

Posteriormente los pozos de relleno en el siguiente orden:

Tabla IV.12. Pozos de relleno.

POZO	FECHA	TRAYECTORIA
Alfa-2	10 de febrero de 2006	19, 3, 7-9
Alfa-3	4 de julio de 2006	10, 10, 1-1
Alfa-4	13 de septiembre de 2006	21, 5, 6-9
Alfa-5	21 de agosto de 2007	27, 5, 3-6
Alfa-6	21 de septiembre de 2007	24, 3, 5-8
Alfa-7	23 de octubre de 2007	25, 10, 2-5
Alfa-8	24 de noviembre de 2007	29, 3, 1-4

Considerando una plataforma de predicción hasta el año 2025.

La figura IV.26., presenta el comportamiento de la presión de las celdas seleccionadas, que corresponden al plano de referencia, distribuidas en el área del yacimiento, presentando escasa variación, pero muestran un comportamiento semejante.

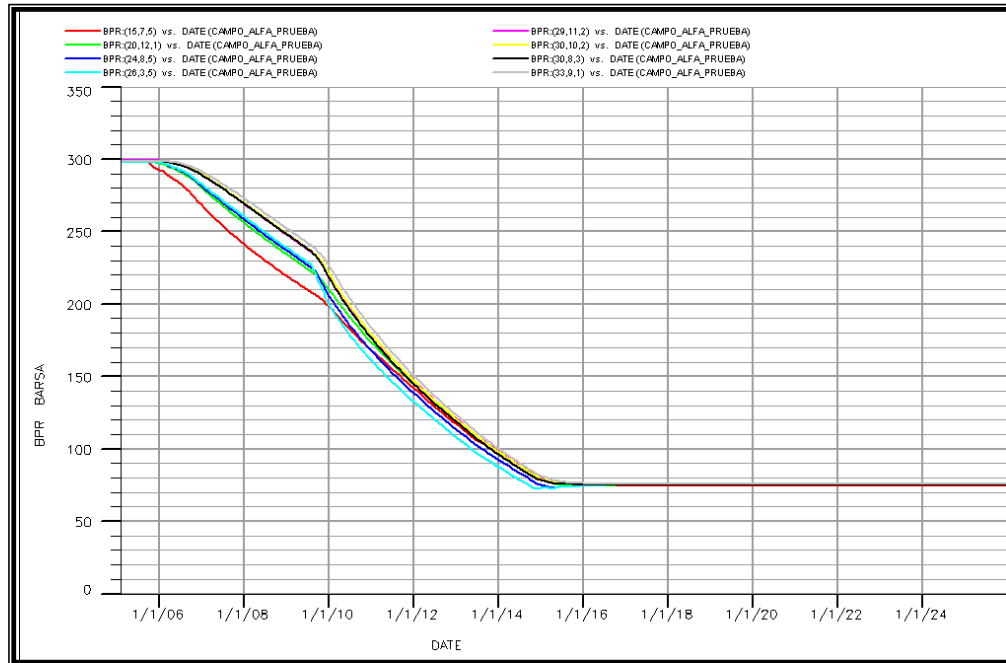


Figura IV.26. Comportamiento de BPR (de acuerdo a las celdas definidas en SUMMARY).

El comportamiento de presión y producción del campo incluyendo los 8 pozos, describe un comportamiento, con una declinación pronunciada en el que se presenta únicamente el efecto del mecanismo de empuje por expansión, ya que no se llega a la presión de saturación de 43.15 bars, como se muestra en la figura IV.27. En lo que respecta al comportamiento de la relación gas aceite, se calcula un valor constante de $12.92 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $4.79 \text{ m}^3/\text{m}^3$ menos que el que contiene el modelo pVT y presentando un corte de agua casi nulo, como se muestra en la figura IV.28. En las figuras IV.29. a la IV.36., se muestra el comportamiento de este modelo para los pozos.

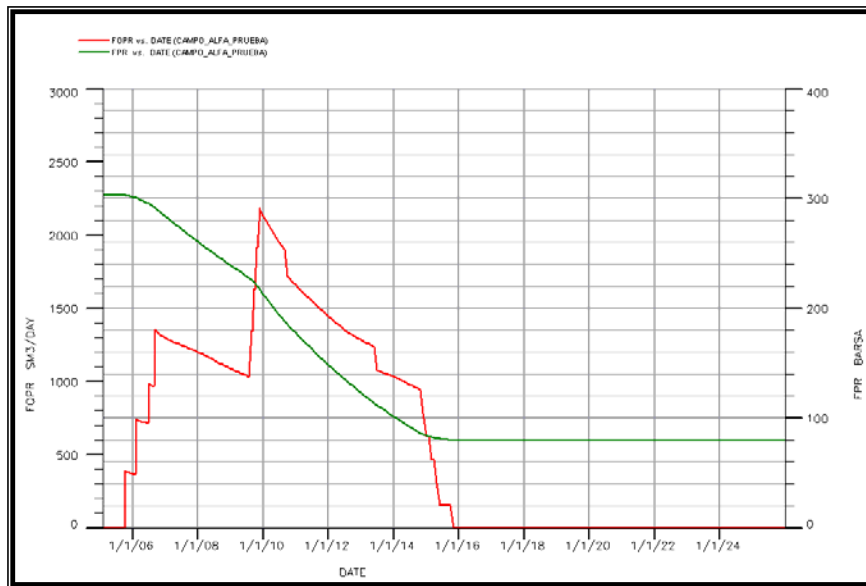


Figura IV.27. Comportamiento de FOPR y FPR.

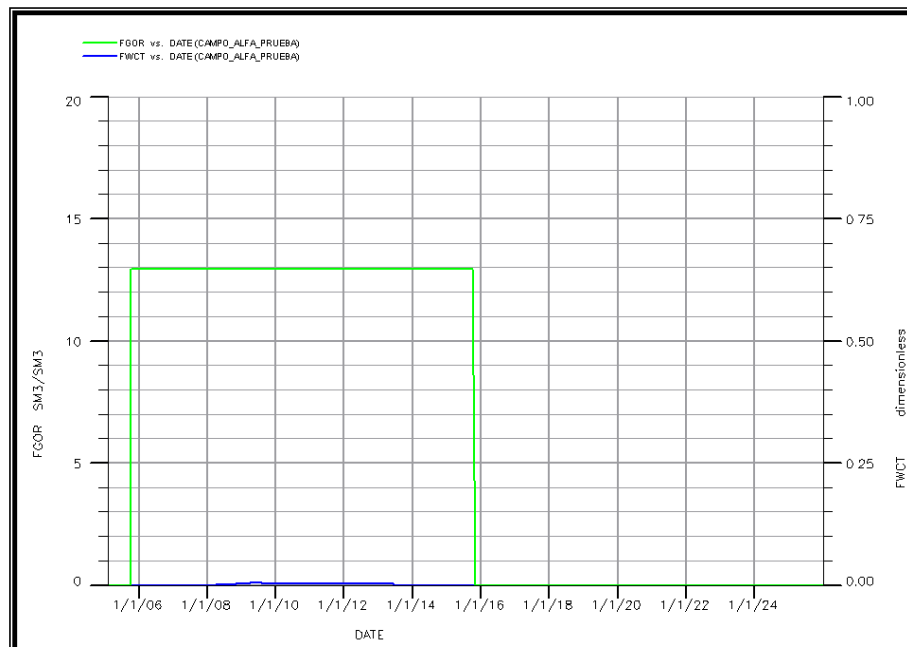


Figura IV.28. Comportamiento de FGOR y FWCT

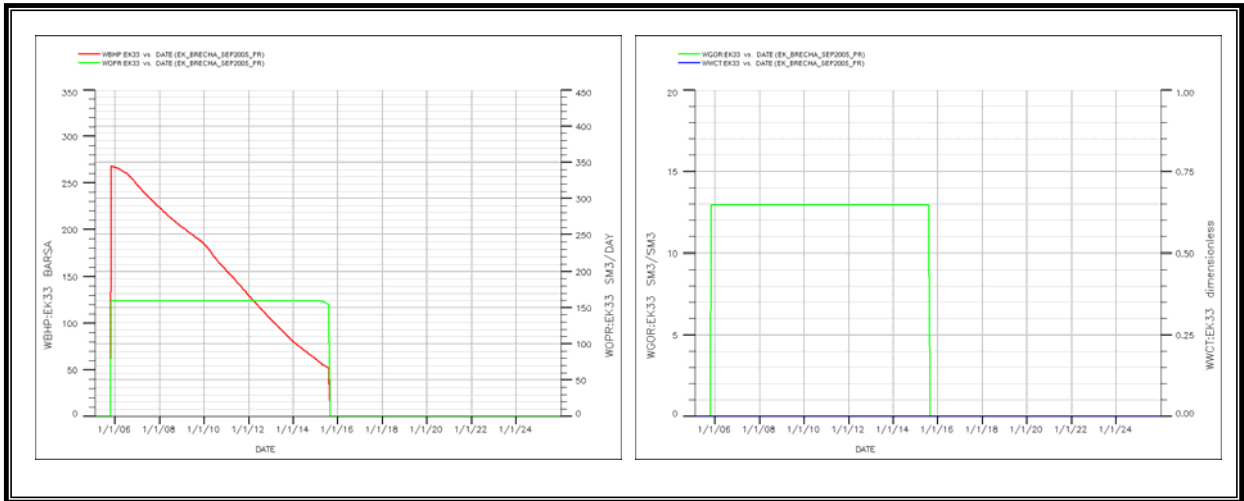


Figura IV.29. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-1.

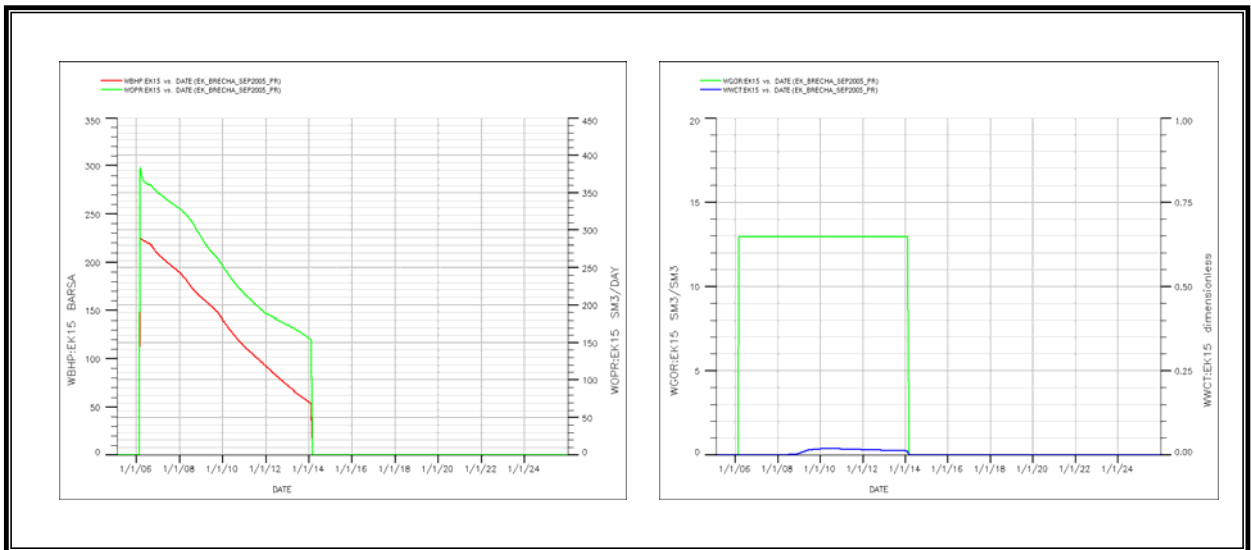


Figura IV.30. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-2.

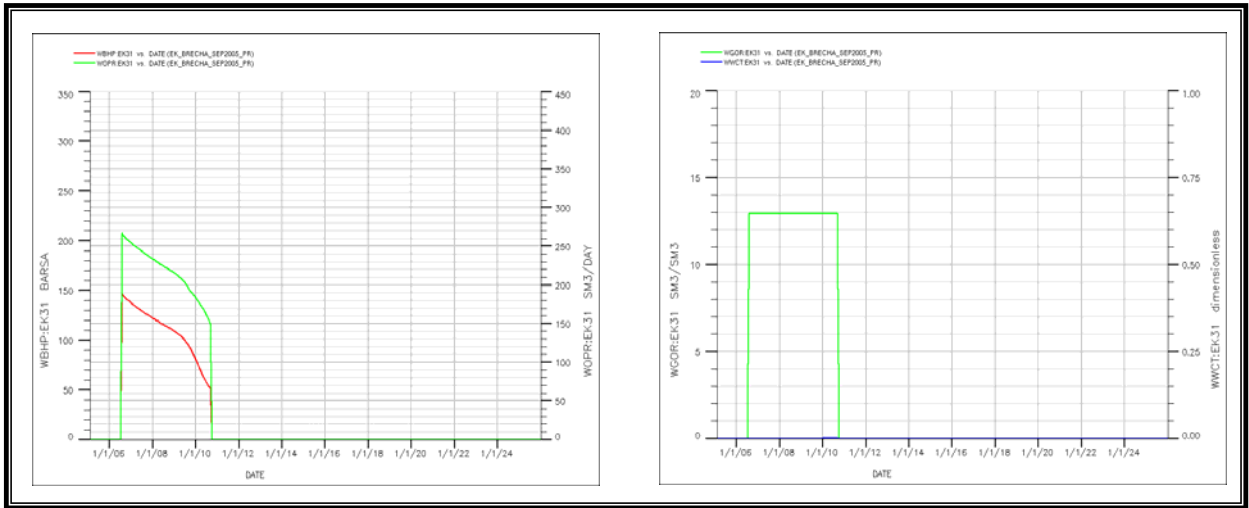


Figura IV.31. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-3.

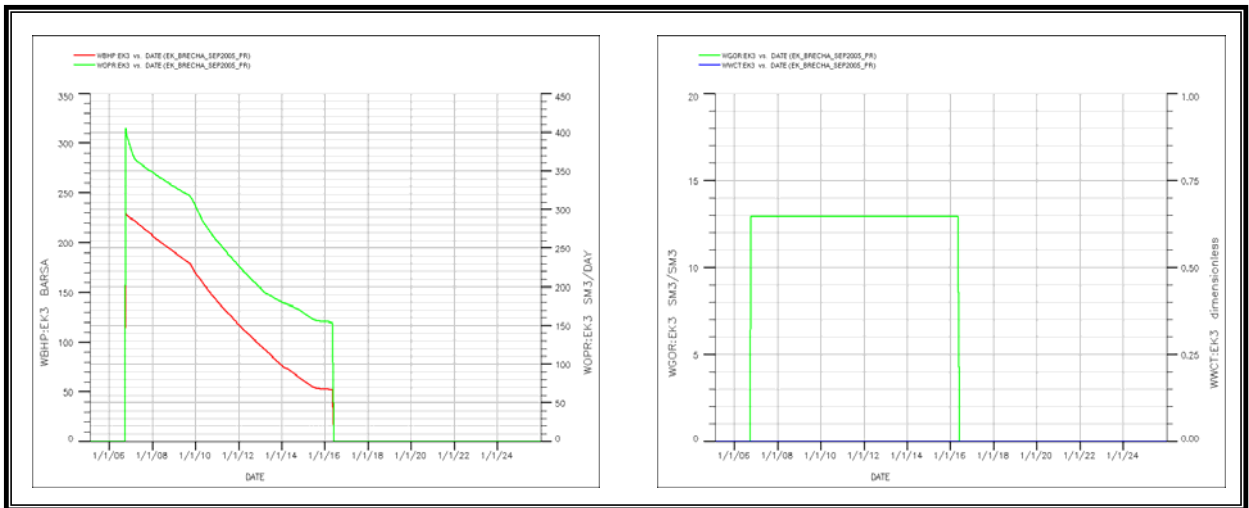


Figura IV.32. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-4.

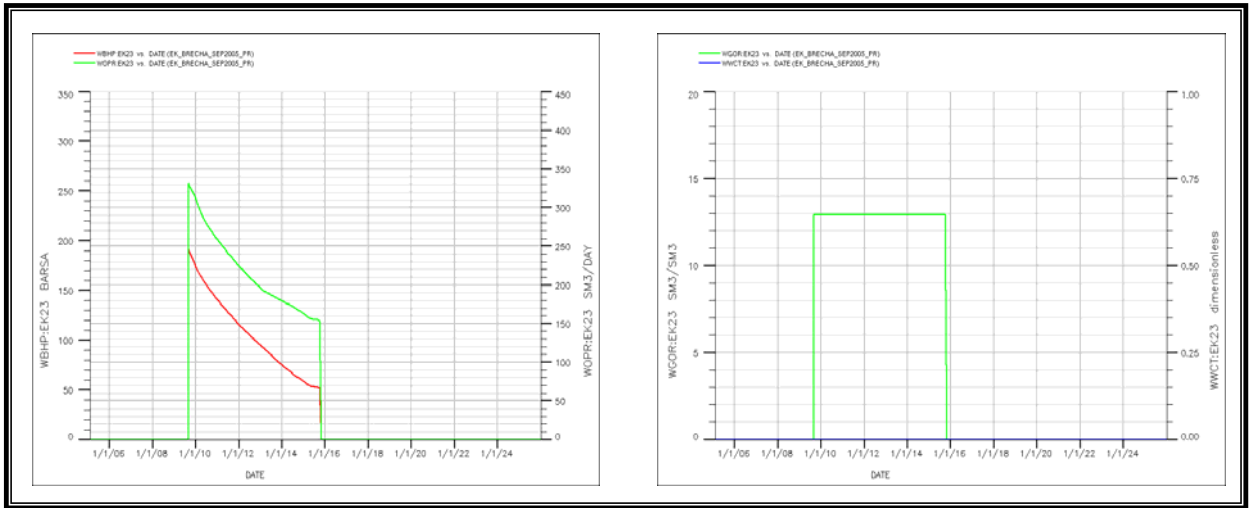


Figura IV.33. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-5.

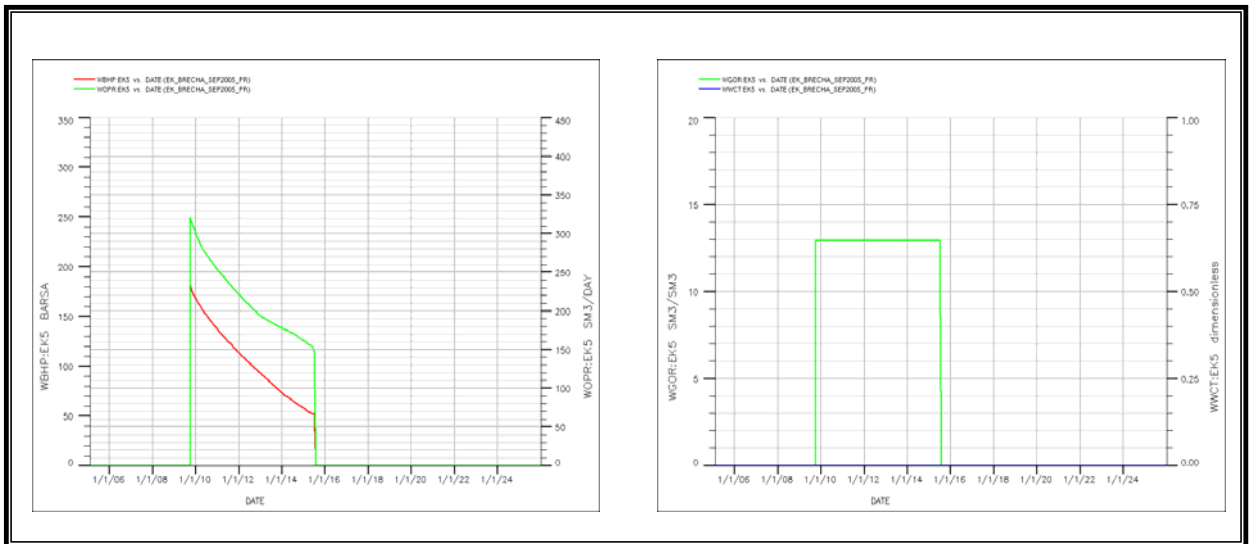


Figura IV.34. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-6.

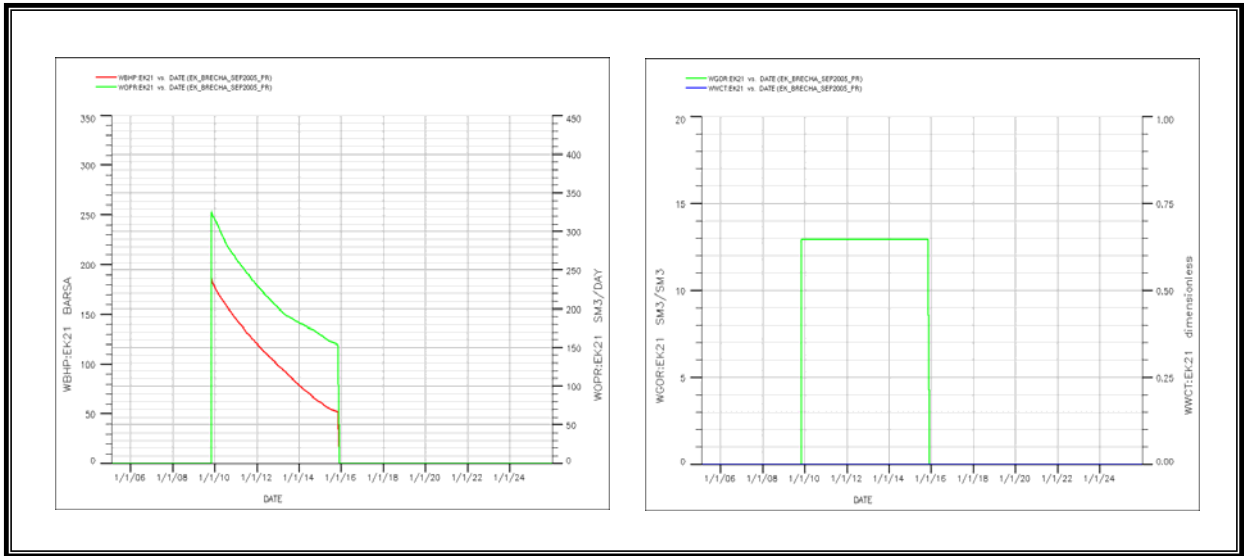


Figura IV.35. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-7.

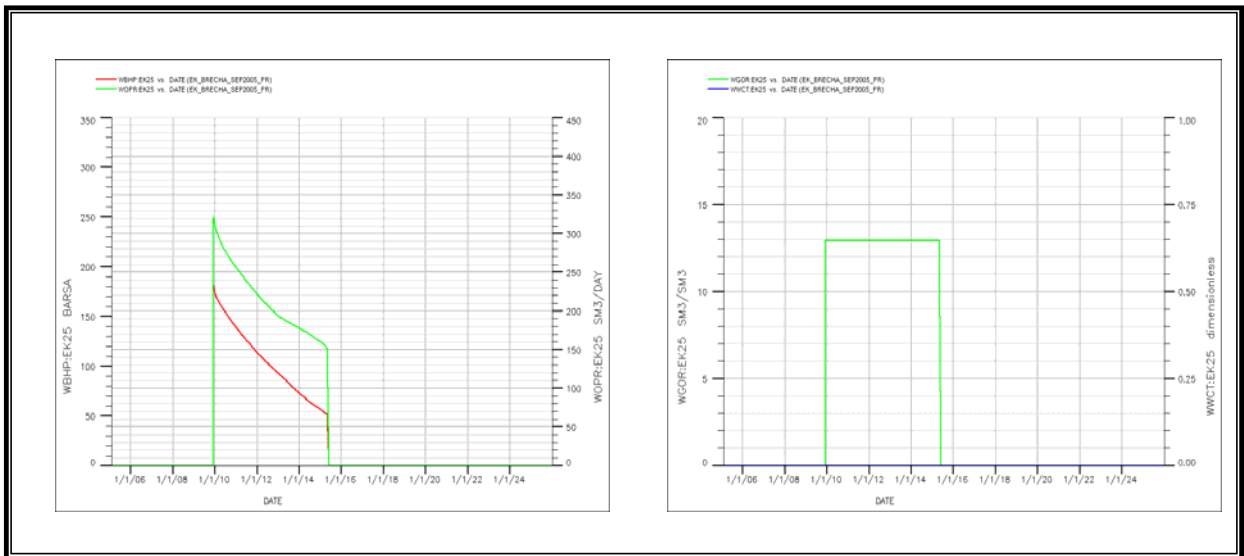


Figura IV.36. Comportamiento de WBHP y WOPR, y de WGOR y WWCT, pozo Alfa-8.

4. Reconsideración de las condiciones de operación

Fueron definidas nuevas condiciones de operación, eliminando el pozo Alfa-5 y se consideran nuevas fechas de apertura de los pozos, como se muestra en la tabla IV.13.

Tabla IV.13. Pozos de relleno (nuevas condiciones).

Pozo	Fecha	Trayectoria
Alfa-2	10 de febrero de 2006	19, 3, 7-9
Alfa-3	04 de julio de 2006	10, 10, 1-1
Alfa-4	13 de septiembre de 2006	21, 5, 6-9
Alfa-6	21 de septiembre de 2007	24, 3, 5-8
Alfa-7	23 de octubre de 2007	25, 10, 2-5
Alfa-8	24 de noviembre de 2007	29, 3, 1-4

Fueron cambiados los modos de control de BHP a ORAT, asignando un gasto máximo de 2500 BI/Día (397.45 m³/Día) para todos los pozos, a excepción del pozo Alfa-1, que continuará manejando 159 m³/Día. El comportamiento de producción y de presión de los pozos es muy semejante a excepción del pozo Alfa-3, que presenta un periodo sensiblemente mas corto hasta alcanzar las condiciones de cierre, como se muestra en las figuras IV.37 y IV.38.

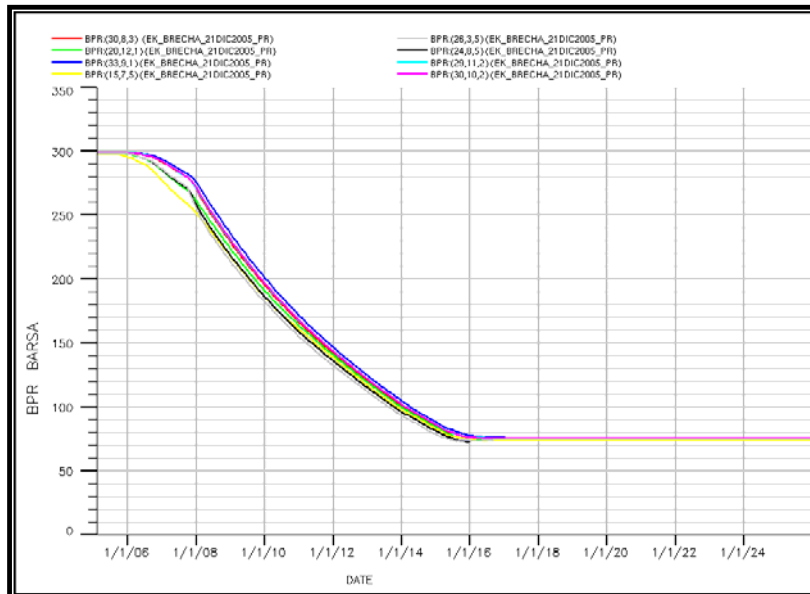


Figura IV.37. Comportamiento de BPR (de acuerdo a las celdas definidas en SUMMARY).

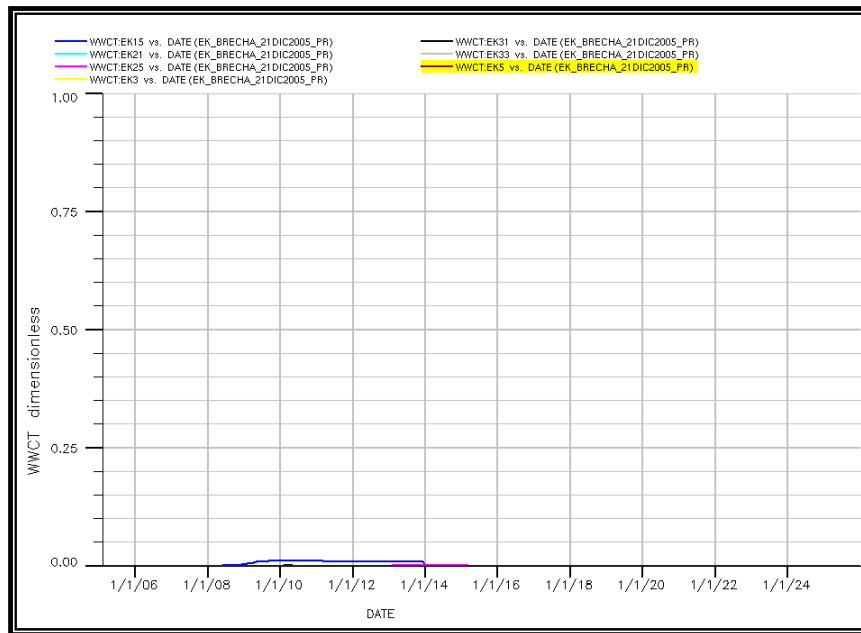


Figura IV.38. Comportamiento de WWCT.

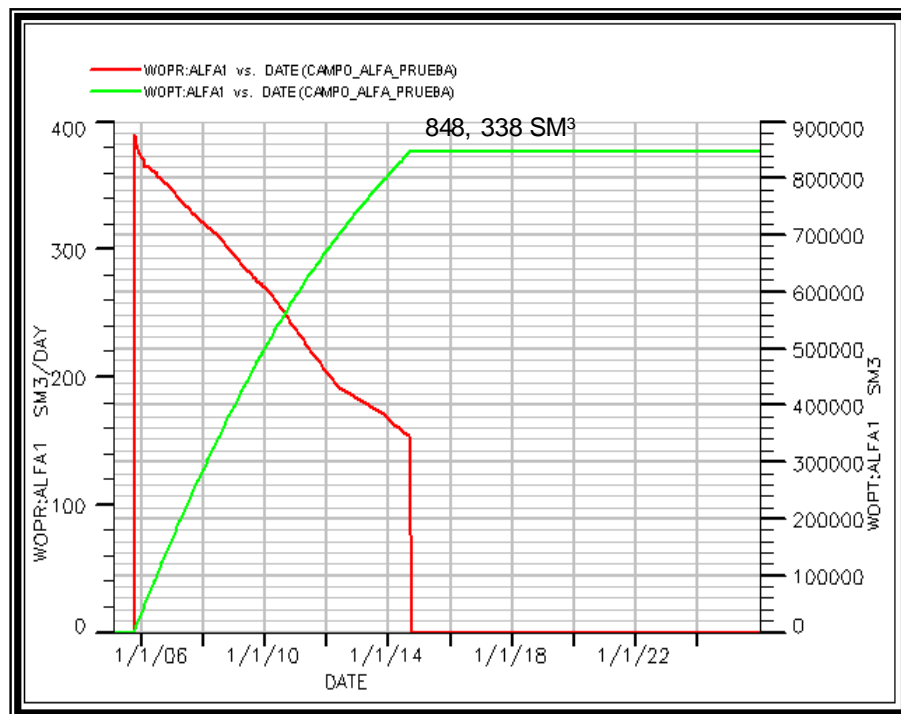


Figura IV.39. Comportamiento de WOPT de ALFA-1.

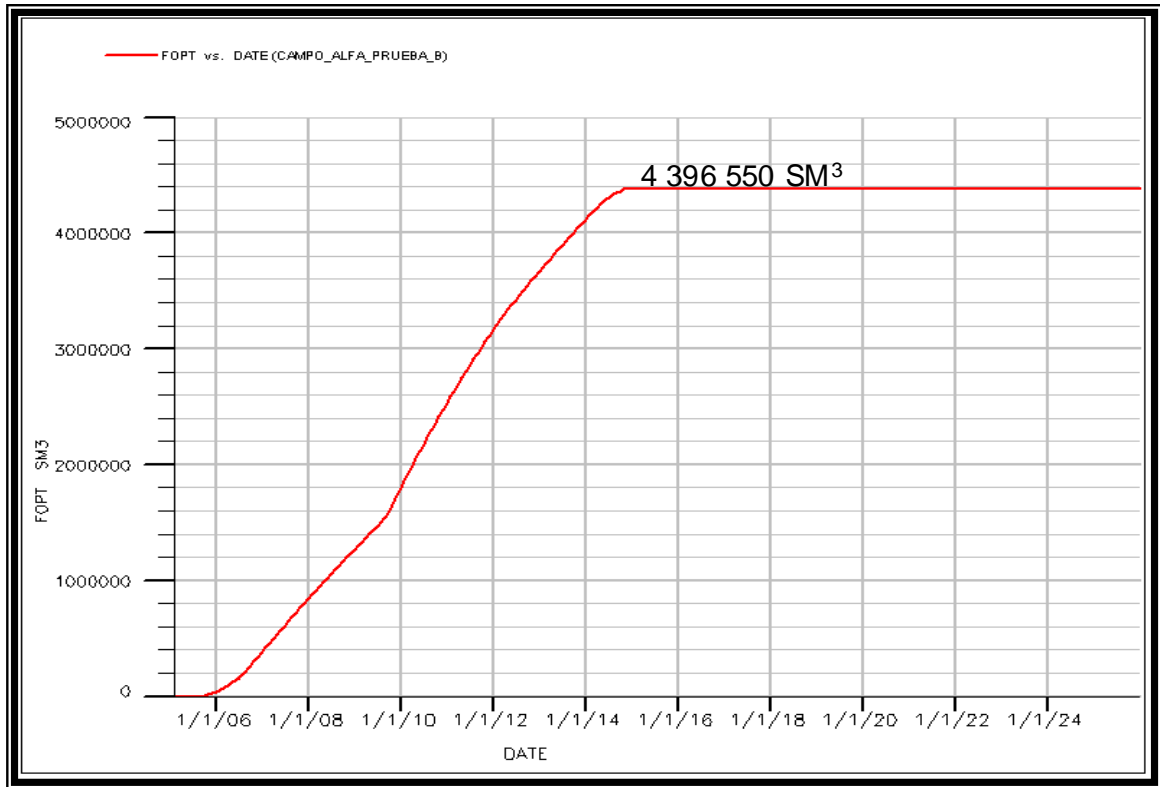


Figura IV.40. Comportamiento de FOPT.

R. Análisis de resultados

El modelo es composicional y homogéneo con una malla de simulación de 47x24x14 correspondientes a 15792 celdas en la malla. Se considero un acuífero con escasa influencia y los parámetros que poblan la malla son valores promedio. Se observo que el modelo que mejor reproducía la relación gas-aceite del campo se daba cuando se consideraban 7 componentes, por lo que se utilizo el modelo termodinámico pVT correspondiente al pozo Alfa-1, considerando siete componentes. En el ajuste de la envolvente de fases a las condiciones iniciales del yacimiento de presión (298.62 bars) y temperatura de (82° C) se tiene una mezcla de aceite en una fase y que de acuerdo a lo reportado en el análisis pVT experimental por el laboratorio corresponde a un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento. En el ajuste obtenido para el factor de volumen del aceite, se observa que los valores son ligeramente mayores a uno, lo que implica que se trata de un aceite pesado, lo cual al relacionarlo con la envolvente de fases nos dice que se trata de un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento, además de acuerdo a lo reportado por el laboratorio, se tiene una relación de solubilidad de $17.55 \text{ m}^3/\text{m}^3$, menor a los $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ que es lo que correspondería a aceites de bajo encogimiento, tenemos también una densidad alta mayor de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$ que corresponde a aceites pesados.

La compresibilidad de la formación se obtuvo de la correlación de Newman para calizas con un valor de $c_f = 159.541 \text{ E-06 } 1/\text{bars}$.

El nivel medio de disparos del pozo Alfa-1 de (3087-3131) es de 3094, en cuya profundidad se obtuvo una presión de 298.61 bars. Asimismo se definió el contacto agua-aceite a 3260 mvbnm. Los pozos Alfa-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 se definieron en un mismo grupo y a una misma profundidad de terminación.

Las corridas de inicialización del modelo de simulación, con el pozo Alfa-1, se ajustaron inicialmente el volumen original, sensibilizando los parámetros que afectan el comportamiento de producción: la permeabilidad absoluta, la presión capilar y las condiciones de operación. En el reporte de reservas, el volumen original es de $87\,750\,000 \text{ m}^3 @ \text{ c. y.}$, con la malla de simulación se obtuvo $87\,560\,000 \text{ m}^3 @ \text{ c. y.}$ con una diferencia de 0.2 % y con el Modelo de Simulación (e300) se obtuvo $85\,320\,000 \text{ m}^3 @ \text{ c. y.}$ con una diferencia mayor del 2.7 %.

La ubicación de los pozos de relleno, se baso en la localización de los pozos de la configuración de cimas del estudio geológico según la configuración estructural del campo Alfa. Fue ingresado primero el pozo Alfa-1 el 7 de Octubre de 2005, posteriormente el Alfa-2 el 10 de Febrero de 2006, continuando con el Alfa-3 el 4 de Julio de 2006, Alfa-4 13 de Septiembre de 2006, Alfa-5 el 21 de Agosto de 2007, Alfa-6 el 21 de Septiembre de 2007, Alfa-7 el 23 de Octubre de 2007 y por ultimo el Alfa-8 el 24 de Noviembre de 2007, considerando una plataforma de predicción hasta el año 2025.

El comportamiento de la presión de las celdas, BPR=BLOCK PRESSURE RELATION= (Presión en el bloque o celda), de las celdas seleccionadas que corresponden al plano de referencia, distribuidas en el área del yacimiento, presentan escasa variación, es decir muestran un comportamiento muy semejante.

Incluyendo los ocho pozos del campo la presión y producción describe un comportamiento con una declinación pronunciada en el que *se presenta solo el efecto del mecanismo de empuje por expansión*, ya que no se alcanza la presión de saturación, en este caso de 43.15 bars. El comportamiento de la relación gas-aceite, tiene un valor constante de $12.92 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $4.79 \text{ m}^3/\text{m}^3$ menos que el modelo de pVT y presentando un corte de agua casi nulo.

Se *reconsideraron nuevas condiciones de operación*, eliminando el pozo Alfa-5 y se consideraron nuevas fechas de apertura de los pozos, Alfa-2 el 10 de Febrero de 2006, el Alfa-3 el 4 de Julio de 2006, el Alfa-4 el 13 de Septiembre de 2006, el Alfa-6 el 21 de Septiembre de 2007, el Alfa-7 el 23 de Octubre de 2007, y Alfa-8 el 24 de Noviembre de 2007. Se cambiaron los modos de control, asignando un gasto máximo de $2500 \text{ bl}/\text{dia}$ ($397.45 \text{ m}^3/\text{dia}$) para todos los pozos, a excepción del pozo Alfa-1, que tiene $159 \text{ m}^3/\text{dia}$. Se observa que el comportamiento de la producción y de la presión de los pozos es muy semejante a excepción del pozo Alfa-3, que presenta un período sensiblemente más corto para alcanzar las condiciones del cierre.

Tenemos una predicción (WOPT) para el pozo ALFA-1 de $848,338 \text{ SM}^3=5, 335,885.49$ Barriles y para el campo (FOPT) de $4, 396,550 \text{ SM}^3=27, 653,467.54$ Barriles, que considerando un precio de 40 dólares por Barril nos daría la cantidad de \$1, 106, 138,702 (dólares), Figuras IV.39 y IV.40, respectivamente.

CONCLUSIONES

Este tipo de estudios son modelos preliminares como un primer acercamiento a la realidad y sólo son válidos para el caso en que no se cuente con información.

El modelo numérico se ira actualizando conforme empiecen a surgir los datos de Presión-Producción.

El modelo se debe ir ajustando en la medida que los datos calculados difieran de los medidos.

La simulación nos permite plantearnos diversos escenarios de explotación y a su vez optar por el más adecuado y optimo de acuerdo a las características que presenta el yacimiento, a un costo mínimo.

Actualmente la industria petrolera cuenta con yacimientos pequeños sin historia de producción, por lo que contar con una herramienta de estudio inicial, cobra relevancia.

RECOMENDACIONES

En una primera etapa, hay que tener en cuenta la *incertidumbre* que implica la construcción de este tipo de modelos de simulación, que no cuentan con la información necesaria.

A medida que la caracterización del yacimiento sea más completa, se puede actualizar el modelo, es decir, a medida que se cuente con mayor y mejor información y se apliquen las herramientas adecuadas, dicha simulación será más confiable y dará como resultado modelos de yacimientos petroleros más *cercanos a la realidad*.

En el momento de desarrollar el campo con la perforación de nuevos pozos, se recomienda cortar núcleos para hacer análisis especiales y contar así con una *petrofísica propia del campo*.

En cuanto el campo cuente con instalaciones superficiales y se empiece a explotar, se *recomienda tomar una prueba de presión-producción para comprobar si el cálculo de la presión del simulador es la correcta*.

Se sugiere un *estudio económico* para confirmar la rentabilidad del modelo.

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
A	Área	Km^2
B_g	Factor de volumen del gas ($B_g < 1$)	$\frac{m_g^3 @ C.Y.}{m_g^3 @ C.S.}$
B_o	Factor de volumen del aceite ($B_o > 1$)	$\frac{m_{(o+gd)}^3 @ C.Y.}{m_o^3 @ C.S.}$
B_w	Factor de volumen del agua	$\frac{m_{(w+gd)}^3 @ C.Y.}{m_w^3 @ C.S.}$
B_t	Factor de volumen de las dos fases. $B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$	$\frac{m_{(o+gd+gl)}^3 @ C.Y.}{m_o^3 @ C.S.}$
c	Compresibilidad	$[lb/pg^2]^{-1}$
c_t	Compresibilidad total del sistema ó c_{avg}	$[lb/pg^2]^{-1}$
c_f	Compresibilidad de la formación	$[lb/pg^2]^{-1}$
c_g	Compresibilidad del gas	$[lb/pg^2]^{-1}$
c_o	Compresibilidad del aceite	$[lb/pg^2]^{-1}$
c_{oe}	Compresibilidad efectiva del aceite = c_t / S_o	$[lb/pg^2]^{-1}$
D	Profundidad	$[m]$

E	Espaciamiento entre pozos	$[m]$
H	Espesor bruto del yacimiento	$[m]$
h	Espesor neto del yacimiento	$[m]$
J	Índice de productividad	$[m^3/día]/[kg/cm^2]$
J_s	Índice de productividad específico	$[m^3/día]/[kg/cm^2]/[m]$
k	Permeabilidad absoluta	$[milidarcies]$
k_g	Permeabilidad efectiva al gas	$[milidarcies]$
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite	$[milidarcies]$
k_w	Permeabilidad efectiva al agua	$[milidarcies]$
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	[Adimensional]
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	[Adimensional]
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	[Adimensional]
N	Volumen original de aceite, @ c.s.	$[m^3]$
NB_{oi}	Volumen original de aceite, @ c.y.	$[m^3]$
N_p	Volumen acumulado producido de aceite, @ c.s.	$[m^3]$
p	Presión	$[kg/cm^2]$

p_b	Presión de burbujeo ó de saturación	$[kg/cm^2]$
p_e	Presión estática del yacimiento	$[kg/cm^2]$
p_i	Presión inicial	$[kg/cm^2]$
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	$[kg/cm^2]$
p_{ws}	Presión de fondo cerrado	$[kg/cm^2]$
q	Gasto ó ritmo de producción	$[m^3/día]$
R	Razón gas-aceite instantánea, @ c.s.	$[m_g^3]/[m_o^3]$
R_p	Razón gas-aceite acumulativa, $\left(\frac{G_p}{N_p}\right)$ @ c.s.	$[m_g^3]/[m_o^3]$
R_s	Razón gas disuelto-aceite	$[m_g^3]/[m_o^3]$
S	Saturación	$[m_f^3 @ c.y./m_{poros}^3], \%$
S_o	Saturación de aceite	$[m_o^3 @ c.y./m_{poros}^3]$
S_w	Saturación de agua	$[m_w^3 @ c.y./m_{poros}^3]$
V	Volumen	$[m^3]$
V_p	Volumen de poros	$[m^3]$
V_b	Volumen bruto (total) de roca	$[m^3]$
V_s	Volumen de sólidos	$[m^3]$

W	Volumen de agua	$[m^3]$
W_e	Entrada acumulativa de agua al yac. @ c.y.	$[m^3]$
W_p	Volumen acumulativo producido de agua, @ c.s.	$[m^3]$
x	Fracción molar de la fase líquida	--
y	Fracción molar de la fase gaseosa	--
z	Fracción molar de la mezcla	--
Z	Factor de compresibilidad del gas	--
ϕ	Porosidad	$[m^3_{poros}/m^3_{roca}]$, %
μ	Viscosidad	$[cp]$
μ_g, μ_o, μ_w	Viscosidad del gas, aceite y agua	$[cp]$
λ	Movilidad	$[milidarcys/cp]$
ρ	Densidad	$[gr/cm^3]$
ρ_g, ρ_o, ρ_w	Densidad del gas, aceite y agua	$[gr/cm^3]$

@ c. e.=Medido a condiciones de escurrimiento

@ c. s.=Medido a condiciones estándar ó superficiales

@ c. y.=Medido a condiciones del yacimiento

BPR	BLOCK PRESSURE RELATION Presión en el bloque o celda.	[BARSA]
FPR	FIELD PRESSURE RELATION Presión en el campo.	[BARSA]
FGOR	FIELD GAS-OIL RELATION Relación gas -aceite en el campo.	[SM^3 / SM^3]
FOPR	FIELD OIL PRODUCTION RATE Gasto de aceite del campo.	[SM^3 / DAY]
FOPT	FIELD OIL PRODUCTION TOTAL Producción Total de Aceite en Campo.	[SM^3]
FWCT	FIELD WATER CUT TOTAL Corte Total de agua del campo.	[Fracción]
WBHP	WELL BOTON HOLD PRESSURE Presión en el fondo del pozo.	[BARSA]
WGOR	WELL GAS-OIL RELATION Relación Gas-Aceite en el pozo.	[SM^3 / SM^3]
WOPR	WELL OIL PRODUCTION RATE Gasto de Producción de aceite en el pozo.	[SM^3 / DAY]
WOPT	WELL OIL PRODUCTION TOTAL Producción Total de Aceite en el pozo.	[SM^3]
WWCT	WELL WATER CUT TOTAL Corte Total de agua en el pozo.	[Fracción]

BIBLIOGRAFIA

- Aguilera, R., 1980: ***Naturally Fractured Reservoirs***, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
1. Amyx James W., Bass Jr. Daniel M., Whiting Robert L., 1988: ***Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties***, Mc Graw Hill Classic Textbook Reissue, Texas.
 2. Bender, C. M. and Orzag, S. A., 1978: ***Advanced Mathematical Methods for Scientists and Engineers***, Mc Graw Hill Book Company, USA.
 3. Donald W. Peaceman, 1977: ***Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation***, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam-Oxford-New York.
 4. Eclipse 100, ***Reference Manual***, 1997.
 5. Garaicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis, 1981: ***Apuntes de Comportamiento de los yacimientos***, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
 6. H. Kazemi, 1976: ***Numerical Simulation of Water-Oil flow in Naturally Fractured Reservoirs***, Society of petroleum engineers journal, (December).
 7. Mattax, C. C. y Dalton, R. L., 1990: ***Reservoir Simulation***, JPT (June).
 8. Mc Cain William D., Jr., 1990: ***The Properties of Petroleum Fluids***, 2a. Edition, Petroleum publishing company, Tulsa Oklahoma.
 9. Monicard R. P., 1980: ***Properties of Reservoir Rocks Core Analysis***, Editions Technip, Institut Francais du Petrole, Paris.
 10. Pirson, S. J., 1963: ***Handbook of Well Log Analysis***, Prentice Hall, Ing., Englewoods Cuffs, N. Y.
 11. Rodríguez de la Garza Fernando, 1986: ***Notas Parciales Sobre el Curso de Simulación Numérica de Yacimientos Fracturados***, Oficinas Centrales de Pemex.
 12. Rodríguez Santana Eduardo, 1986: ***Apuntes de Geología de México***, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
 13. T. D. Van Golf-Racht, 1982: ***Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering***, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam-Oxford-New York.
 14. T. Méndez L., J. Teyssier S., 1979: ***Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros***, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Octubre, Vol. XI, No. 4.
 15. Tom Smart, 2007: ***Reservoir Simulation and Visualization***, JPT (June), pp. 58-71.
 16. Warren, J. E. and Root, P. J., 1963: ***The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs***, SPEJ (September), pp. 245-255; Trans., AIME, Vol. 228.