



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MODELOS SIMPLES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA  
PARA SOLUCIONES PRÁCTICAS EN LA  
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:**

**HOSUÉ ALBERTO ROSALES RANGEL**



**DIRECTOR: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS.**

**DIRECTOR ADJUNTO: ING. SANTOS REYES GONZÁLEZ.**

**CIUDAD UNIVERSITARIA. MÉXICO, D.F. NOVIEMBRE 2009**

## AGRADECIMIENTO

*¡A Dios!*

*A mi país.*

*A mi familia.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter, por lo mucho que me ha dado.*

*A todos mis profesores, por sus conocimientos y enseñanzas que recibí durante toda mi vida de estudiante. ¡Nunca los olvidaré!*

*Al Instituto Mexicano del Petróleo, por darme la oportunidad de vincularme por primera vez a la actividad laboral de la industria petrolera y la experiencia que de ella he adquirido.*

*A los ingenieros: Santos Reyes González, Blanca Estela Angulo, Jorge Rojas, Rafael Trejo y su esposa Liliana Cortés, por su valiosa amistad, sus enseñanzas y todo el apoyo para la realización de este trabajo.*

*A Gisela Guevara, por todo lo que vivimos juntos.*

*A Diana Flores, por su cariño, apoyo y comprensión.*

*A mis queridos amigos y compañeros de la Facultad:*

*Rogelio Álvarez. Carlos Valdés. Manuel Aguilar. Mateo Velázquez. René Apolinar. Omar López.*

*Alma Martínez. Arcadio Baena. Omar Mendoza. David Arévalo. Omar Rubio. Ulises Bruno.*

*Rubén Tapia. Germán Resendiz. Jesús Hernández. Salvador Esquivel. Oscar Guerra. Arturo Partida.*

*Luis Manzo. Naaé Vázquez. César Vargas. Carlos Cruz. Yudel Juárez. Gerson Garduño.*

*Hugo Telésforo. Gabriela Jiménez. Gerardo Bravo. Miguel Laguna. Oscar Zamora. Erika Leynes.*

*Susana Galicia. Jorge Zaldívar. Miguel Oropeza. Erwin Estrada. Jorge Rojo. Miguel Máximo.*

*Hugo Martínez. Víctor Cortés. César Barrera, y demás compañeros... gracias por todo lo que pasamos juntos a lo largo de la carrera.*

*A K-mila, mi fiel computadora.*

---

**ÍNDICE**

	<b>Página</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	VI
<b>ÍNDICE DE TABLAS Y ECUACIONES</b>	IX
<b>INTRODUCCIÓN</b>	X
<b>RESUMEN</b>	XII
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE MODELOS</b>	1
<b>DEFINICIÓN DE MODELO</b>	2
<b>1.1. MODELO ESTÁTICO</b>	3
1.1.1. Modelo Geológico-Estructural.	3
1.1.1.1. Propiedades Geológicas y Estructurales	4
1.1.1.2. Fallas	4
1.1.1.3. Pozos	5
1.1.1.4. Límites	8
1.1.1.5. Estructuras Vecinas	9
1.1.1.6. Volumen	10
1.1.2. Modelo Geológico, Estratigráfico, Litológico y Petrofísico	12
1.1.2.1. Modelo Geológico	12
1.1.2.2. Modelo Estratigráfico	13
1.1.2.3. Modelo Litológico	13
1.1.2.4. Modelo Petrofísico	13
1.1.3. Integración de Modelos	16
<b>1.2. MODELO DINÁMICO</b>	16
1.2.1. Comportamiento Presión-Producción	17
1.2.1.1. Fluidos Almacenados	17
1.2.1.2. Condiciones de Presión	20
1.2.1.3. Mecanismos de Empuje	21
1.2.1.4. Identificación de los Mecanismos de Empuje	22

1.2.2. Comportamiento Termodinámico de los Fluidos	23
1.2.2.1. Presión de Saturación	23
1.2.2.2. Factor de Volumen de Aceite	23
1.2.2.3. Factor de Volumen de Gas	24
1.2.2.4. Densidad Relativa del Aceite	24
1.2.2.5. Viscosidad	25
1.2.3. Comportamiento Petrofísico	25
1.2.3.1. Permeabilidad Relativa	25
1.2.3.2. Presión Capilar	26
1.2.3.3. Compresibilidad de la Formación	27
1.2.3.4. Compresibilidad de los Fluidos	29
<b>1.3. MODELO DE SIMULACIÓN</b>	<b>29</b>
1.3.1. Tipo de Yacimiento	30
1.3.1.1. Yacimientos Homogéneos (Simple Porosidad)	30
1.3.1.2. Yacimientos Fracturados (Doble Porosidad)	30
1.3.2. Tipo de Simulador	31
1.3.2.1. Tipo de Fluidos	31
1.3.2.2. Tipo de Proceso a Simular	33
1.3.3. Tipo de Flujo en el Yacimiento	35
1.3.3.1. Flujo Bifásico	35
1.3.3.2. Flujo Trifásico	35
1.3.4. Número de Dimensiones	35
1.3.4.1. Cero Dimensiones	36
1.3.4.2. Una Dimensión (1D)	37
1.3.4.3. Dos Dimensiones (2D)	38
1.3.4.4. Tres Dimensiones (3D)	38
<b>1.4. DOMINIO Y NIVEL DE SIMULACIÓN</b>	<b>40</b>

**CAPÍTULO II****MODELOS SIMPLES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA 42****2.1. ECUACIONES FUNDAMENTALES 43**

2.1.1. Ecuación de Conservación de Masa 43

2.1.2. Ecuación de Movimiento 45

2.1.3. Ecuación de Estado 45

**2.2. ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD 46**

2.2.1. Ecuaciones para Flujo Multifásico 48

2.2.1.1. Flujo de Aceite 48

2.2.1.2. Flujo de Agua 49

2.2.1.3. Flujo de Gas 49

2.2.1.4. Sistemas Multicomponentes 51

**2.3. MODELOS SIMPLES 51**

2.3.1. Completion Modeling Tool (CMT®) 52

2.3.2. Near Wellbore Modeling (NWM®) 53

2.3.3. Modelo Radial 54

2.3.4. Coarsen 55

2.3.5. Modelo Burdo 57

**CAPÍTULO III**

<b>CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO SIMPLE DE SIMULACIÓN</b>	<b>58</b>
<b>3.1. PLANEACIÓN DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS</b>	<b>59</b>
3.1.1. Definición del Problema	59
3.1.2. Adquisición y Revisión de la Información	59
3.1.3. Descripción del Yacimiento y Diseño del Modelo	59
3.1.4. Ajuste de Historia	59
3.1.5. Predicción	59
3.1.6. Reporte	60
<b>3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN</b>	<b>60</b>
3.2.1. Revisión de la Información Disponible de Campo	60
3.2.2. Modelo pVT de los Fluidos	60
3.2.3. Modelo Petrofísico	64
<b>3.3. CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN</b>	<b>65</b>
<b>3.4. INTEGRACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO (DATA)</b>	<b>69</b>
3.4.1. RUNSPEC	70
3.4.2. GRID	71
3.4.3. EDIT	72
3.4.4. PROPS	72
3.4.5. REGIONS	73
3.4.6. SOLUTION	73
3.4.7. SUMMARY	74
3.4.8. SCHEDULE	75

**CAPÍTULO IV**

**APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO SIMPLE 76**

4.1. AJUSTE DE PRESIÓN 77

4.2. AJUSTE HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO POR CAMPO 81

4.3. AJUSTE HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO POR POZO 83

4.4. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DETALLADO Y  
EL MODELO SIMPLE 86

**CONCLUSIONES 89**

**BIBLIOGRAFÍA 90**

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA</b>	<b>Página</b>
1.1 <i>Clasificación de los modelos</i>	2
1.2 <i>Mapa de propiedades geológicas (cimas, fallas y límites)</i>	4
1.3 <i>Falla normal y Falla inversa</i>	5
1.4 <i>Localización de un pozo</i>	6
1.5 <i>Estado mecánico de pozo</i>	7
1.6 <i>Registro de terminación y reparaciones mayores</i>	7
1.7 <i>Límites físicos</i>	8
1.8 <i>Límites convencionales</i>	9
1.9 <i>Estructura vecina de un yacimiento en estudio</i>	9
1.10 <i>Porosidad total, efectiva y no efectiva</i>	15
1.11 <i>Permeabilidad absoluta</i>	15
1.12 <i>Diagrama de fase para yacimientos de aceite negro</i>	17
1.13 <i>Diagrama de fase para yacimientos de aceite volátil</i>	18
1.14 <i>Diagrama de fase para un yacimiento de gas húmedo</i>	19
1.15 <i>Diagrama de fase para un yacimiento de gas seco</i>	19
1.16 <i>Diagrama de fase para un yacimiento de gas y condensado</i>	20
1.17 <i>Gráfica de presión vs recuperación</i>	22
1.18 <i>Gráfica <math>\ln(p)</math> vs <math>N_p</math></i>	22
1.19 <i>Curva típica de <math>B_o</math></i>	24
1.20 <i>Curvas de permeabilidades relativas</i>	26
1.21 <i>Relación de presiones en tubos capilares</i>	27
1.22 <i>Correlación de Hall</i>	28
1.23 <i>Correlación de Van Der Knaap</i>	28
1.24 <i>Correlación de Newman</i>	29
1.25 <i>Representación de un yacimiento homogéneo</i>	30
1.26 <i>Representación de un yacimiento fracturado</i>	31
1.27 <i>Modelo de cero dimensiones</i>	37
1.28 <i>Modelo para una dimensión (1D)</i>	37
1.29 <i>Modelo para dos dimensiones (2D)</i>	38
1.30 <i>Modelo para tres dimensiones (3D)</i>	39
1.31 <i>Ruta crítica del nivel de simulación</i>	41

2.1 Principio de conservación de masa	44
2.2 Sistema radial, areal y 3D	47
2.3 Balance de materia del aceite en una dirección	48
2.4 Balance de materia del gas y sus posibles fuentes	50
2.5 Modelo CMT de un contacto agua-aceite siguiendo el echado de la formación	52
2.6 Modelo NWM	53
2.7 Modelo radial	54
2.8 Modelo fino y modelo Coarsen	55
2.9 Presión de yacimiento. Modelo fino vs Modelo coarsen	55
2.10 Comparación en el tiempo de cómputo del modelo fino y el modelo coarsen	56
2.11 Modelo fino y modelo burdo	57
3.1 Diagrama de fases, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes	61
3.2 Relación de solubilidad, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes	62
3.3 Viscosidad del aceite, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes	62
3.4 Factor de volumen del aceite, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes	63
3.5 Distribución de saturación de agua y comportamiento de presión capilar	64
3.6 Curvas de permeabilidad relativa	64
3.7 Mapa de cimas y fallas de la formación BTPKS	65
3.8 Mapa de cimas, fallas y pozos	66
3.9 Límites del yacimiento	66
3.10 Zona de interés	67
3.11 Mallado de la zona de interés	68
3.11.2 Sección matricial de celdas activas y celdas inactivas	68
3.12 Vista en 3D de la malla de simulación	69
3.13, 3.13-2 Sección RUNSPEC	70
3.14 Sección GRID	71
3.14-2 Sección GRID (EQUALS)	72
3.15 Sección EDIT y PROPS	73
3.16 Sección REGIONS	73
3.17 Sección SOLUTION	74
3.18 Sección SUMMARY	74

3.19 Sección SCHEDULE	75
4.1 Comparación entre la presión observada y la presión calculada (Corrida de inicialización)	77
4.2 Comparación entre la RGA histórica y la RGA calculada (Corrida de inicialización)	78
4.3 Ajuste de presión (corrida-2)	79
4.4 RGA histórica y de pozos (corrida-2)	79
4.5 Gráficas de ajuste de presión	80
4.6 RGA histórica y de pozos (corrida-4)	81
4.7 Ajuste de presión del yacimiento	82
4.8 Producción de aceite del yacimiento (Qo)	82
4.9 Producción acumulada de aceite (Np) del yacimiento	83
4.10 Esquema estructural de los pozos H-1 y H-2 y sus terminaciones	83
4.11 Presión de fondo de los pozos H-1 y H2, respectivamente	84
4.12 Producción de aceite de los pozos H-1 y H- 2, respectivamente	84
4.13 Comportamiento de la RGA de los pozos H-1 y H- 2, respectivamente	85
4.14 Producción de agua de los pozos H-1 y H- 2, respectivamente	85
4.15 Comparación de la presión y la RGA a nivel de yacimiento del modelo detallado y el modelo simple	86
4.16 Comparación del mallado entre el modelo detallado y el modelo simple	86
4.17 Sección transversal y perfil de saturaciones iniciales del modelo detallado y el modelo simple	87
4.18 Sección transversal y perfil de saturaciones finales del modelo detallado y el modelo simple	87
4.19 Formación de casquete de gas y avance del acuífero del modelo detallado y el modelo simple	88

---

## ÍNDICE DE TABLAS Y ECUACIONES

	<b>Página</b>
<i>Tabla 1.1 Clasificación del dominio de simulación</i>	40
<i>Tabla 3.1 Parámetros volumétricos</i>	63
<i>Tabla 4.1 Corridas de ajuste</i>	80

	<b>Página</b>
<i>2.1 Ecuación de la variación de masa en un volumen de control</i>	44
<i>2.2 Ecuación de continuidad en una dimensión</i>	44
<i>2.3 Ecuación de continuidad en tres dimensiones</i>	45
<i>2.4 Ecuación de Darcy</i>	45
<i>2.5 Ecuación de movimiento</i>	45
<i>2.6 Ecuación de estado</i>	45
<i>2.7 Ecuación de Difusividad en una dimensión</i>	47
<i>2.8 Ecuación de Difusividad en dos dimensiones</i>	47
<i>2.9 Ecuación de Difusividad en tres dimensiones</i>	47
<i>2.10 Ecuación de Difusividad en flujo radial</i>	47
<i>2.11 Ecuación de flujo de aceite</i>	49
<i>2.12 Ecuación de flujo de aceite en forma radial</i>	49
<i>2.13 Ecuación de flujo de agua</i>	49
<i>2.14 Ecuación de flujo de gas</i>	50
<i>2.15 Ecuación para sistemas multicomponentes</i>	51

---

---

## INTRODUCCIÓN

La Simulación Numérica de Yacimientos, como herramienta para definir las condiciones óptimas de explotación de los campos petroleros, consta básicamente de las etapas de construcción de un modelo estático-geológico; de su transición hacia el modo numérico mediante una malla; su integración con la conceptualización de Ingeniería de Yacimientos; con los antecedentes históricos del campo y la construcción del modelo numérico.

Matemáticamente, los modelos de simulación están integrados por un sistema de ecuaciones no lineales, que se derivan de una ecuación fundamental de flujo y a su vez de los conceptos de conservación de masa, de movimiento y de un equilibrio termodinámico de las fases presentes en un sistema de flujo de fluidos a través de un medio poroso. Debido a esto, la solución del sistema de ecuaciones incrementa su complejidad en la medida del nivel de simulación que se esté utilizando, comenzando por identificar el tipo de yacimiento (homogéneo o fracturado), el dominio o extensión de área del yacimiento que será estudiado, los tipos de procesos, el número de fases, el número de dimensiones de la malla de simulación y la geometría del yacimiento o de la porción seleccionada.

Todo lo anterior, es previo a la construcción de un modelo detallado que, generalmente, requiere de tiempos más prolongados para su integración y para su ejecución, debido a la complejidad que representa el poblado de propiedades en mallas con mayor número de celdas y donde debe hacerse mayor definición areal y vertical; además de contar con un alto número de ecuaciones que deberán ser resueltas.

En este trabajo, se analiza el uso de modelos simples de simulación numérica con tiempos de construcción y ejecución mínimos, como una alternativa rápida para validar algunos de los parámetros más importante del modelo estático-geológico y de los conceptos de ingeniería de yacimientos, tal como el comportamiento de la presión estática, la cual depende en gran medida de la volumetría del sistema, así como la identificación de los mecanismos de empuje y del modelo termodinámico de los fluidos.

---

Un modelo sencillo con pocas celdas, poblado con límites y parámetros promedio obtenidos del mismo modelo estático-geológico disponible, permite calcular el volumen original de hidrocarburos, y éste reflejarse en el comportamiento de la presión estática observada. Si esto no se cumple inicialmente, el área de Caracterización Geológica podrá hacer, de manera expedita, un análisis de los parámetros volumétricos y hacer la corrección respectiva a tiempo.

Este concepto se ha documentado con un ejercicio, partiendo de un *modelo detallado* con un volumen original deficiente en donde no fue posible ajustar el comportamiento de la presión estática medida ni la producción de gas, y por otro lado, un *modelo simplificado* en el que se completó el volumen original, manipulando algunos parámetros con el fin de obtener un mejor ajuste en el volumen de poro, la presión estática y el gas producido.

---

---

## RESUMEN

El desarrollo de este trabajo, describe la importancia del uso de modelos simples de simulación para la solución de problemas de Ingeniería de Yacimientos.

El Capítulo I presenta una descripción básica de los conceptos de Ingeniería de Yacimientos y de los principales modelos que conforman a un modelo de *simulación numérica*.

El Capítulo II muestra la conceptualización para el desarrollo de las ecuaciones fundamentales de *balance de materia* y de flujo, previas a la definición de la *ecuación de difusividad*, la cual describe el comportamiento de flujo de los fluidos en un medio poroso; así como una breve descripción de algunos modelos sencillos utilizados como apoyo en los trabajos de simulación.

En el Capítulo III se describe la construcción de un modelo simple, integrando el modelo estático del yacimiento con los modelos de carácter dinámico, como son los sistemas del flujo de fluidos en medios porosos y termodinámicos que representan el comportamiento de los mismos.

Finalmente en el Capítulo IV, se realiza la aplicación de un modelo simple considerando sus etapas de integración numérica y el ajuste de parámetros para su validación, además de hacer un análisis comparativo de los resultados obtenidos por el mismo modelo.

**CAPÍTULO I**  
**DESCRIPCIÓN DE MODELOS**

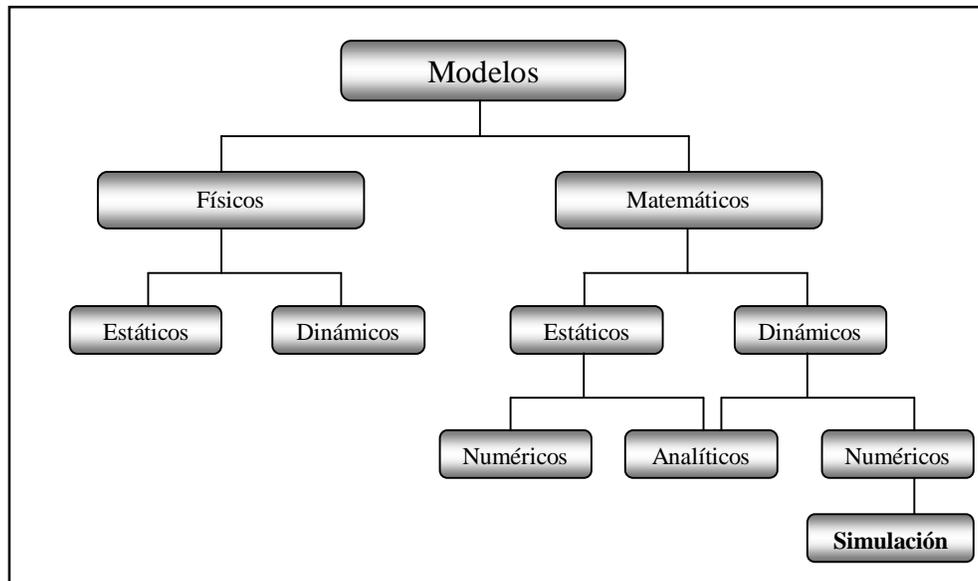
---

## DEFINICIÓN DE MODELO

Lo podemos definir como una representación simplificada de la realidad, una generalización abstracta de la forma en la que los hechos relevantes se relacionan fundamentalmente entre sí.

De manera general, los modelos se pueden clasificar en *físicos* y *matemáticos*. **Fig. 1.1**

- **Modelos físicos.-** Son aquellos donde los atributos de las entidades del sistema se representan por medidas físicas, y las actividades del sistema se reflejan en las leyes físicas que sustentan al modelo.
- **Modelos matemáticos.-** Son aquellos donde las entidades del sistema y sus atributos se representan mediante variables matemáticas, y las actividades se describen mediante funciones matemáticas que interrelacionan las variables.



**Fig.1.1 Clasificación de los modelos**

La Simulación Numérica difiere de un Modelo Matemático, en que la primera constituye una representación en cada instante del proceso a simular, mientras que el segundo constituye una abstracción de las ecuaciones fundamentales necesarias para estudiar dicho fenómeno. El uso de la simulación numérica para estudiar un problema dado, requiere una cuidadosa planificación del modelo a utilizar y de los algoritmos necesarios para resolverlo.

La Simulación Numérica de Yacimientos, es una disciplina que ha sido practicada desde el inicio de la Ingeniería Petrolera para el estudio del flujo de fluidos y sus cambios de fase a través del yacimiento.

Durante la década de los 40's, el potencial de la *simulación de yacimientos* fue reconocida por muchas compañías, las cuales, iniciaron el desarrollo de modelos analíticos y numéricos con la finalidad de mejorar las soluciones existentes.

Por otro lado, la industria petrolera está viviendo una revolución con la simulación de yacimientos, y conforme el tiempo pase su uso será cada vez mayor. Es por esto, que el entendimiento básico del modelado es esencial, y el ingeniero debe ser lo suficientemente competente para identificar los problemas que conlleva, en decidir los datos que sean apropiados para ingresar al simulador y en su capacidad para evaluar los resultados.

A groso modo, los modelos que integran un modelo de simulación son:

- 1. Modelo Estático.**
- 2. Modelo Dinámico.**

## **1.1 MODELO ESTÁTICO**

El Modelo Estático, es el encargado de representar las propiedades del medio poroso del yacimiento a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en diferentes puntos del mismo. La construcción del modelo estático está basada en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio).

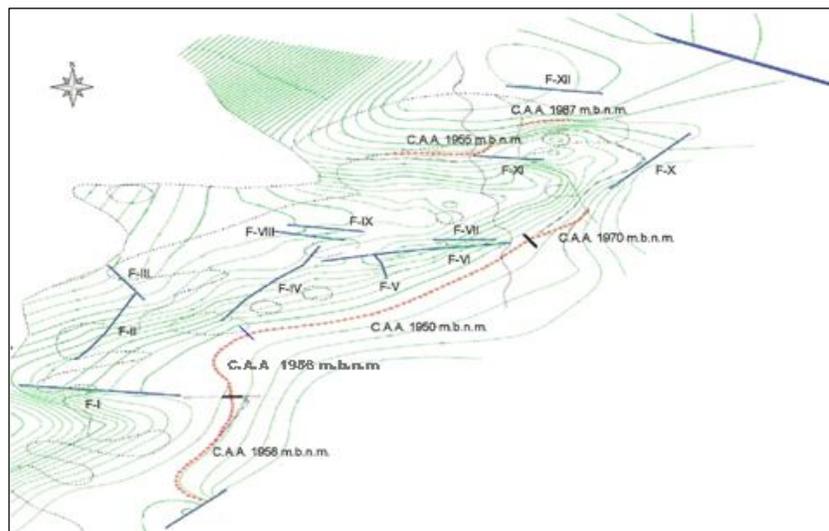
### **1.1.1. Modelo Geológico-Estructural**

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

### 1.1.1.1. Propiedades Geológicas y Estructurales

Los mapas que integral a un *modelo estático* son:

- a) Cimas.
- b) Espesores netos y brutos.
- c) Relación de espesores neto/bruto (NTG).
- d) Límites estructurales (límites y fallas).
- e) Mapas de propiedades ( $\emptyset$ ,  $S_w$ ,  $k$ ).
- f) Localización de pozos.



**Fig.1.2** Mapa de propiedades geológicas (cimas, fallas y límites)

### 1.1.1.2. Fallas

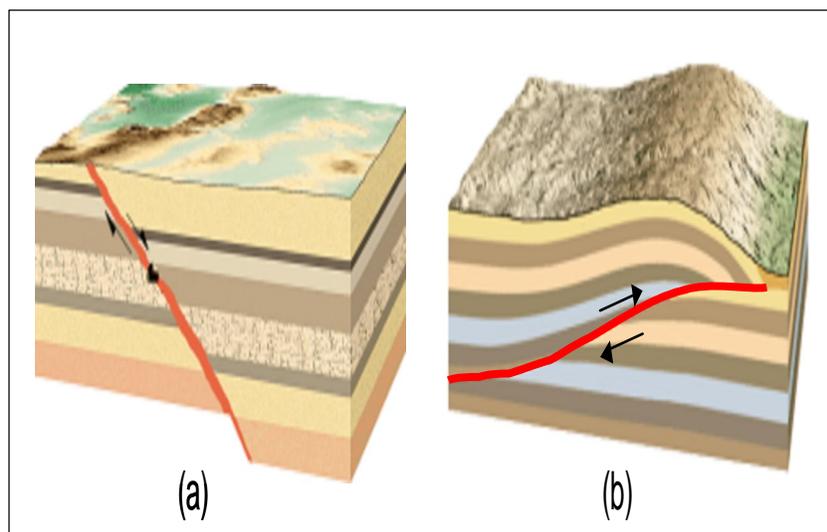
Las fallas son fracturas en la formación a lo largo de las cuales ha tenido lugar un desplazamiento apreciable. Las fallas más representativas para la construcción de un modelo de simulación son las *fallas normales* y las *fallas inversas*. Las fallas normales son las que definen a un yacimiento en bloques, ya sea con comportamientos distintos o con una comunicación hidráulica que hace que sean semejantes durante la explotación del campo. Por otro lado, las fallas inversas casi siempre limitan al campo con respecto a otras estructuras o campos vecinos.

### a) Fallas Normales

Este tipo de fallas se generan por tensión horizontal, por lo que el bloque de techo se desplaza hacia abajo con relación al bloque de piso (**Fig.1.3a**)

### b) Fallas Inversas

Este tipo de fallas se genera por compresión horizontal, el bloque de techo se mueve hacia arriba con relación al bloque de piso (**Fig.1.3b**) Una de las características de este tipo de fallas es la repetición de estratos.



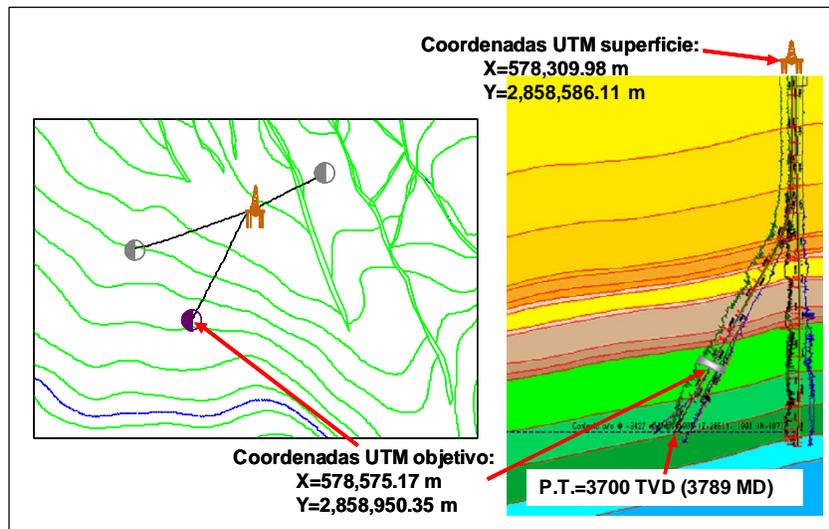
**Fig.1.3 (a) Falla normal y (b) Falla inversa**

#### 1.1.1.3. Pozos

Los datos de los pozos que se requieren para la construcción de los modelos de simulación son:

#### a) Localización

Los datos requeridos son: localización superficial del pozo, distancias y orientaciones con respecto a pozos vecinos más cercanos; la elevación estimada del terreno, coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*) de superficie, fondo y objetivo productor; además de la profundidad final estimada. La **Fig. 1.4** muestra las coordenadas UTM de un pozo.



*Fig.1.4 Localización de un pozo*

### b) Estado Mecánico

La información que proporciona el estado mecánico está relacionada con las cimas de las formaciones, unidades de flujo, diámetros y profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento; profundidad total del pozo, profundidad de disparos, aparejo de producción y diámetro de la tubería de producción. **Fig.1.5**

### c) Reportes de Terminación y Reparaciones Mayores

Al igual que en los estados mecánicos, en los reportes de reparaciones mayores (cambios de intervalos) es importante definir las cimas de las formaciones y unidades de flujo para determinar la profundidad de los nuevos intervalos productores (**Fig.1.6**) Así mismo, es necesario determinar estas profundidades respecto a un nivel de referencia (bajo nivel del mar o a nivel medio de los disparos) para el manejo correcto de las presiones a lo largo del yacimiento.

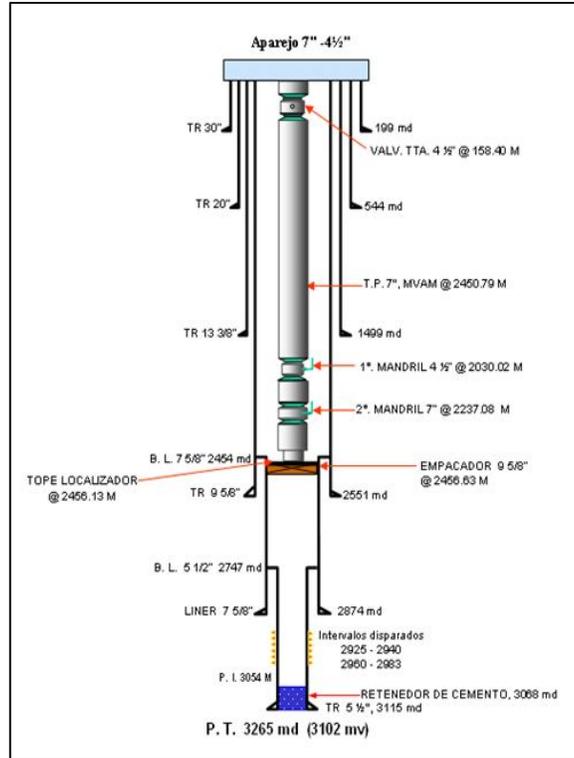


Fig.1.5 Estado mecánico de pozo

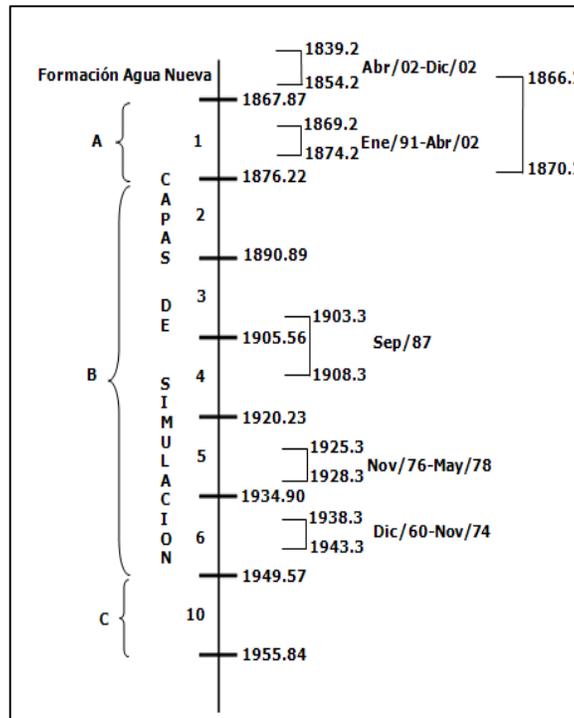


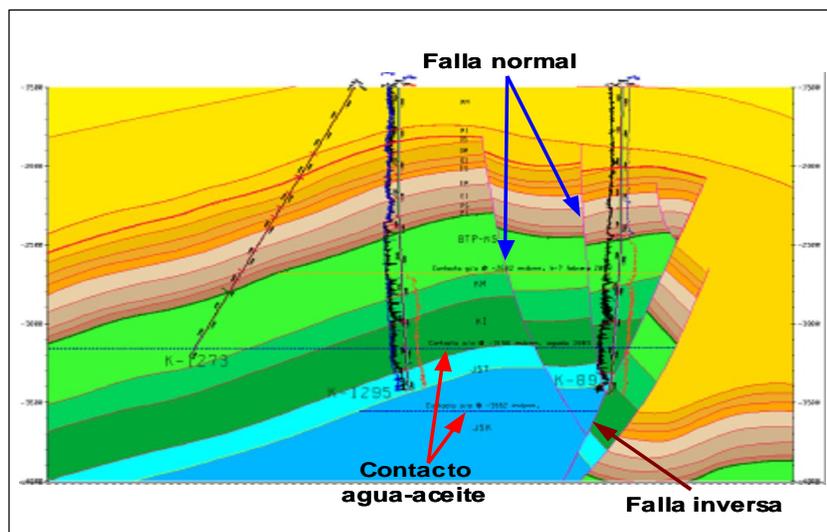
Fig.1.6 Registro de terminación y reparaciones mayores

#### 1.1.1.4. Límites

Los límites de un yacimiento se clasifican en:

##### a) Límites Físicos

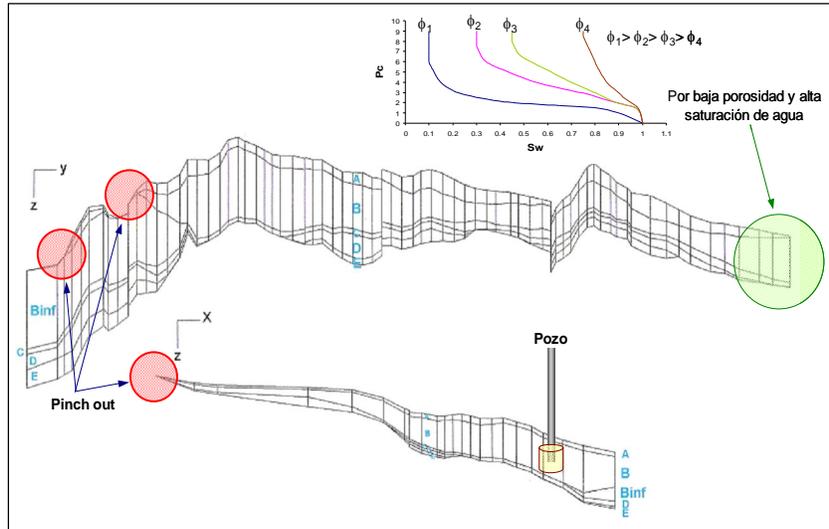
Se entiende como límite físico de un yacimiento, aquél definido por algún evento geológico, estructural o estratigráfico-litológico, asociado en principio con los sistemas de fallas, principalmente fallas inversas con transmisibilidad nula; cambios de facies de las formaciones y por discordancias que generan la disminución en los espesores netos y brutos; permeabilidad, porosidad y saturación de aceite (**Fig.1.7**) Por otro lado se tiene la definición de límites verticales y areales mediante los contactos agua-aceite.



**Fig.1.7 Límites físicos**

##### b) Límite Convencional

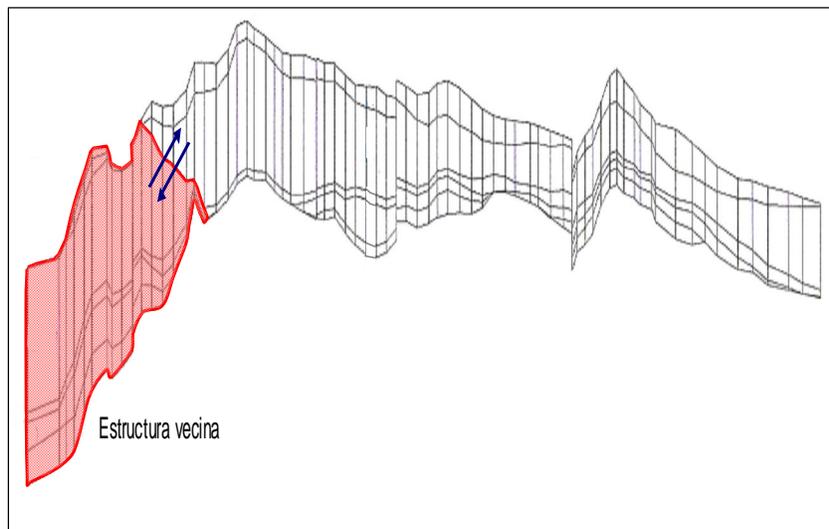
Son aquellos que se establecen con criterios inferidos, tales como los cortes de porosidad, saturación de fluidos y de espesores netos, también conocidos como acuñamientos, sin embargo no deberán tomarse como definitivas, ya que pueden cambiar con el criterio de cada análisis. La **Fig.1.8** muestra este tipo de límites.



**Fig.1.8 Límites convencionales**

**1.1.1.5. Estructuras Vecinas**

Es importante conocer las estructuras cercanas al yacimiento que se desea modelar, ya que puede presentarse flujo de fluidos de las formaciones vecinas hacia la formación modelada mediante la presencia de una falla conductiva, o si existieran facies con características similares de permeabilidad pero diferente litología que permitiera el flujo a través de las facies. **Fig.1.9**



**Fig.1.9 Estructura vecina de un yacimiento en estudio**

### 1.1.1.6. Volumen

Con los valores correspondientes de porosidad, saturación y volumen de roca, se puede obtener el volumen original de hidrocarburos por métodos volumétricos y mediante balance de materia, que se basa en el principio de conservación de masa.

#### a) Método de Isopacas

Tiene como base un mapa con curvas de igual espesor de formación, del que se obtiene el volumen neto de roca. Este volumen se multiplica por la porosidad media y por la saturación media de hidrocarburos para obtener el volumen original de éstos a condiciones de yacimiento.

$$V_{HC} = V_r \bar{\phi} \bar{S}_{HC} @ c.y.$$

Donde:

$V_{HC}$	→	Volumen original de hidrocarburos.
$V_r$	→	Volumen de roca.
$\bar{\phi}$	→	Porosidad media.
$\bar{S}_{HC}$	→	Saturación media de hidrocarburos.

#### b) Método de Cimas y Bases

En el plano de localización de los pozos, se anota la profundidad de la cima y la base de la formación para determinar el área delimitada por los perfiles de cimas y bases; con ésta área se obtiene el valor del volumen bruto de la roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de éstos a condiciones de yacimiento.

$$V_{HC} = V_r F_c \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w) @ c.y.$$

Donde:

$V_{HC}$	→	Volumen original de hidrocarburos.
$V_r$	→	Volumen de roca.
$F_c$	→	Factor de compacidad.
$\bar{\phi}$	→	Porosidad media.
$(1 - \bar{S}_w)$	→	Saturación media de hidrocarburos.

### c) Método de Isohidrocarburos

Se construye un plano de isovolúmenes de hidrocarburos, anotando en cada pozo el índice de hidrocarburos, el cual es el producto del espesor de la formación por la porosidad y por la saturación, en el área donde se ubica el pozo. Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento que existe en la roca proyectada sobre un área del yacimiento.

$$I_{HC} = h \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w) \frac{m_{HC}^3 @ c.y.}{m^2 roca}$$

Donde:

$I_{HC}$	→	Índice de hidrocarburos.
$h$	→	Espesor neto.
$\bar{\phi}$	→	Porosidad media.
$(1 - \bar{S}_w)$	→	Saturación media de hidrocarburos.

### d) Balance de Materia

Es un método matemático que se basa en el vaciamiento del yacimiento, en el que se considera constante su volumen, la expansión de los fluidos (aceite y gas) y la roca, y entrada de agua. La ecuación general de balance de materia se expresa como:

$$N_p (B_o + (R_p - R_s) B_g) = NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} + 1 \right) \right] + \left[ (1 + m) \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P \right] + (W_e - W_p) B_w$$

Donde:

$$N_p (B_o + (R_p - R_s) B_g) \quad \rightarrow \text{Vaciamiento}$$

$$NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} + 1 \right) \right] + \left[ (1 + m) \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P \right] \quad \rightarrow \text{Expansión del sistema roca-fluidos}$$

$$(W_e - W_p) B_w \quad \rightarrow \text{Entrada de agua}$$

## 1.1.2. Modelo Geológico, Estratigráfico, Litológico y Petrofísico

### 1.1.2.1. Modelo Geológico

El *modelo geológico* es la base para la construcción de la malla de simulación; en él se describen los rasgos geológicos y petrofísicos del yacimiento que están vinculados con los volúmenes de hidrocarburos y su distribución, así como el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso. Este modelo permite conocer la estratigrafía y litología que son resultado de los ambientes de depósito, la columna geológica característica o unidades de flujo local en cada área, bloque o pozo, así como el potencial volumétrico del yacimiento.

### 1.1.2.2. Modelo Estratigráfico

El modelo estratigráfico describe la composición litológica, sucesiones diagenéticas, propiedades geofísicas y geoquímicas de los estratos. Estas características permiten reconocer y reconstruir secuencialmente eventos geológicos tales como el avance o retiro del mar, plegamientos, sistemas de intrusión y erosión, o la extinción de determinados organismos.

### 1.1.2.3. Modelo Litológico

El modelo litológico está basado en el análisis estadístico de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de las facies. De este análisis, las unidades litológicas se pueden agrupar en siete tipos:

- a) Areniscas, constituidas solo por arenas cementadas
- b) Lutitas-arenosas, constituidas por limolitas-arenosas y lutitas-arenosas
- c) Lutitas, constituidas solo por lutitas
- d) Arenas homogéneas (limpias de alta calidad)
- e) Calizas
- f) Calizas dolomitizadas
- g) Calizas brechoides dolomitizadas

### 1.1.2.4. Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico contiene la distribución de las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos, expresados por correlaciones. Con base en este modelo, son asignados los valores de porosidad, permeabilidad, espesores y saturaciones a la malla de simulación. A continuación, se describen las propiedades que integran el modelo petrofísico.

#### a) Porosidad

Se define como la relación entre el espacio vacío y el volumen total de roca, siendo así la medida del espacio que permite el almacenamiento de fluidos (**Fig.1.10**). Se expresa en fracción o en porcentaje, para el caso de un modelo de simulación se utiliza en fracción. Esta relación se expresa como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_r - V_g}{V_r}$$

Donde:

- $\phi$  → Porosidad.
- $V_p$  → Volumen de poros.
- $V_r$  → Volumen de roca.
- $V_g=V_s$  → Volumen de granos o sólidos.

Por el tipo de roca y por los procesos de post-depositación, se tiene dos tipos de porosidad:

- I. **Porosidad Absoluta.** Es el espacio total disponible para almacenar los fluidos, sin tomar en cuenta si los poros están interconectados o no; se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r}$$

Donde:

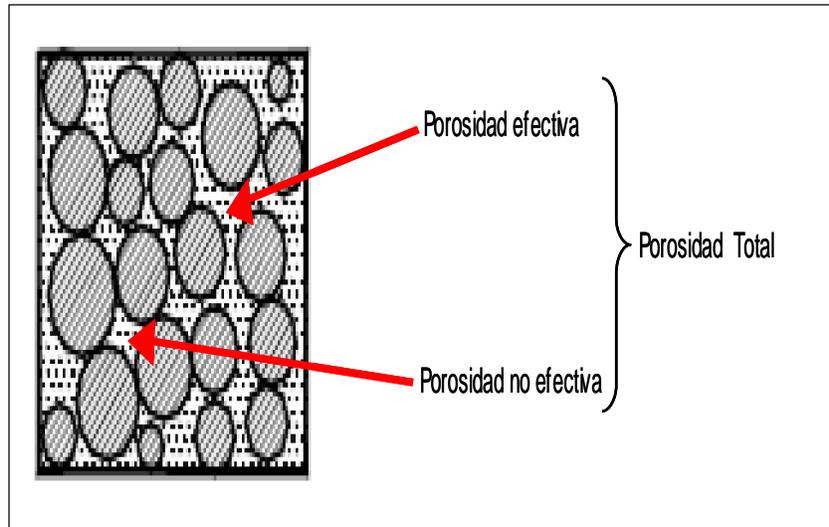
- $\phi_a$  → Porosidad absoluta
- $V_{pc}$  → Volumen de poros conectados
- $V_{pnc}$  → Volumen de poros no conectados

- II. **Porosidad Efectiva.** Se define como el porcentaje de espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es empleada en la construcción de los modelos de simulación, se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r}$$

Donde:

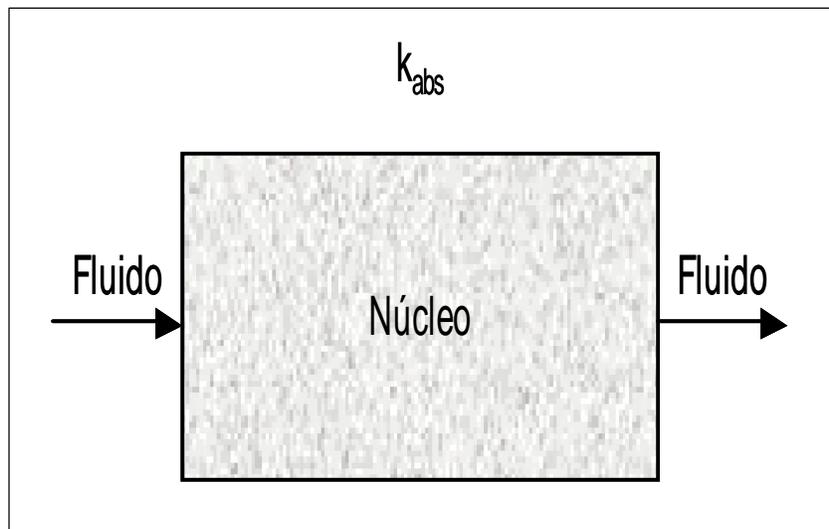
- $\phi_e$  → Porosidad efectiva
- $V_{pc}$  → Volumen de poros conectados
- $V_r$  → Volumen de roca



*Fig.1.10 Porosidad total, efectiva y no efectiva*

### b) Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta 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; por lo tanto, la permeabilidad absoluta se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de un fluido que la satura al 100%. Es importante mencionar que la permeabilidad absoluta depende únicamente del medio poroso. **Fig.1.11**



*Fig.1.11 Permeabilidad absoluta*

### c) Saturación

La saturación de fluidos se define como el porcentaje o fracción del volumen poroso ocupado por un fluido determinado, se expresa como:

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

De esta forma se tiene que para los diferentes fluidos en el yacimiento, la saturación será:

$$S_o = \frac{V_o @ c.y}{V_p @ c.y}; \quad S_g = \frac{V_g @ c.y}{V_p @ c.y}; \quad S_w = \frac{V_w @ c.y}{V_p @ c.y}$$

Donde:

- $S_o, S_g, S_w$  → saturaciones de aceite, gas y agua respectivamente.
- $V_o, V_g, V_w$  → volúmenes de aceite, gas y agua respectivamente.
- $V_p$  → volumen de poros.

#### 1.1.3. Integración de Modelos

Consiste en tener las características mínimas de los modelos geológico, estructural, estratigráfico, litológico y petrofísico, integrados en un solo modelo estático que pueda ser representado en los elementos discretos de una malla de simulación.

### 1.2. MODELO DINÁMICO

El Modelo Dinámico analiza la interacción dinámica del sistema roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral cómo se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros, junto con el Modelo Estático, sirven para *poblar* el Modelo de Simulación Numérica.

### 1.2.1. Comportamiento Presión-Producción

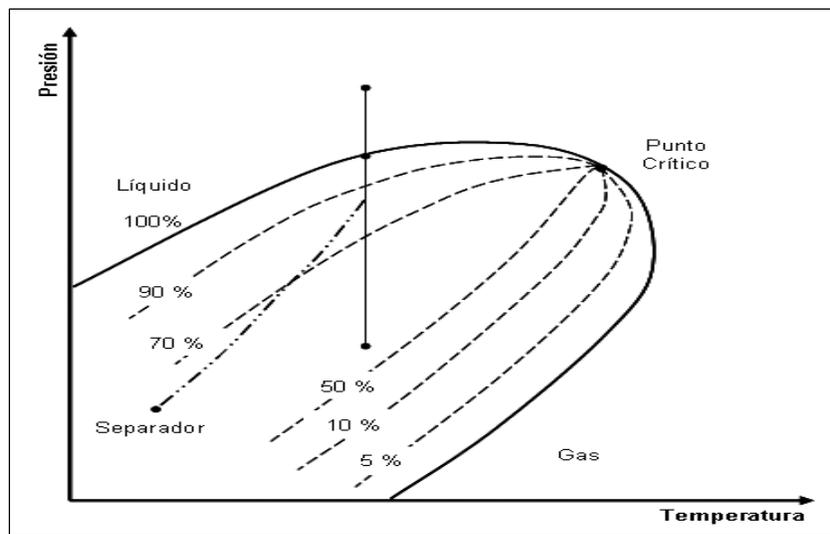
Para la construcción de un modelo de simulación, es necesario conocer las características del yacimiento; para lo cual se han clasificado de acuerdo a los siguientes aspectos:

#### 1.2.1.1. Fluidos Almacenados

Atendiendo al tipo de fluidos almacenados, se hace la siguiente clasificación de yacimientos:

##### a) Yacimientos de Aceite Negro

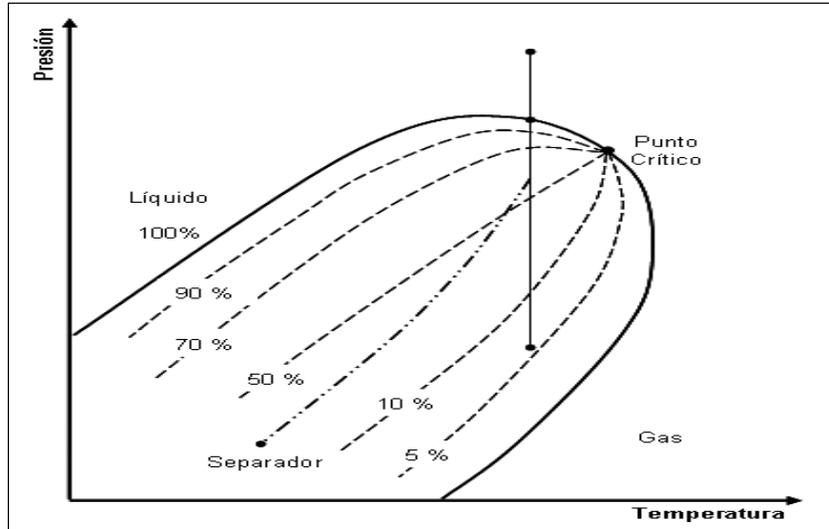
Son yacimientos cuyo contenido de componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6$  es comparativamente bajo, y alto el de componentes pesados. En términos generales, las condiciones de producción en la superficie dan lugar a relaciones gas-aceite menores de  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , de densidad mayor a  $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$ , siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de  $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pie}^3$  de gas. En la **Fig.1.12** se muestra el diagrama de fases para este tipo de yacimientos.



**Fig.1.12** Diagrama de fase para yacimientos de aceite negro

### b) Yacimientos de Aceite Volátil

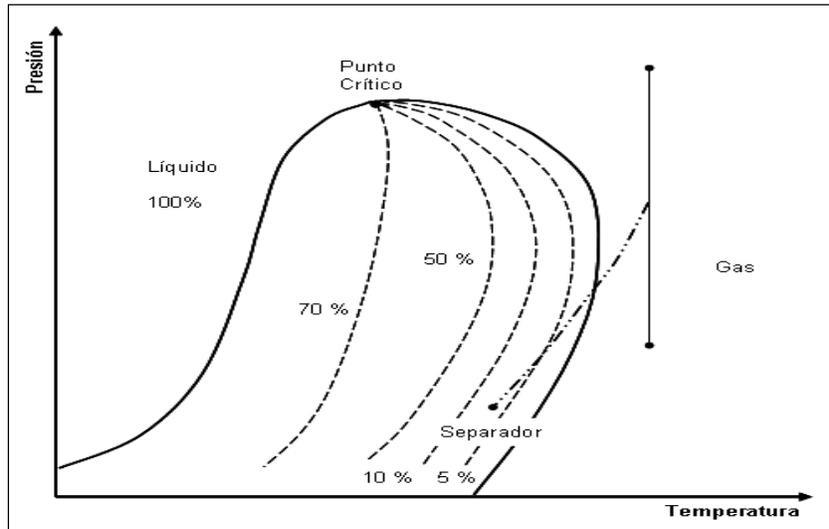
Son yacimientos que contienen fluidos con un alto contenido de componentes intermedios. Típicamente las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ , con una densidad entre 0.75 y 0.85  $\text{gr}/\text{cm}^3$ . **Fig.1.13**



**Fig.1.13** Diagrama de fase para yacimientos de aceite volátil

### c) Yacimientos de Gas Húmedo

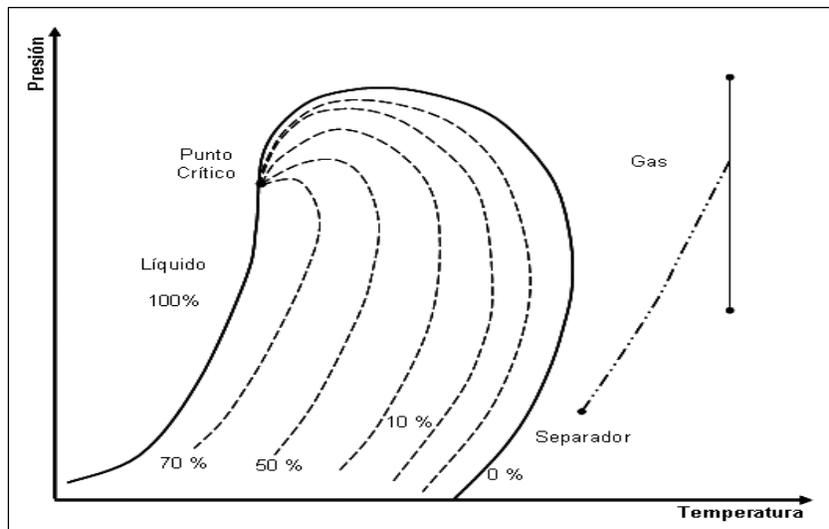
Este tipo de yacimientos contienen fluidos con pequeñas cantidades de componentes intermedios en la mezcla original. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie se generan dos fases, ocasionando relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ , con densidades menores entre 0.70 y 0.80  $\text{gr}/\text{cm}^3$ . **Fig.1.14**



**Fig.1.14 Diagrama de fase para un yacimiento de gas húmedo**

#### d) Yacimientos de Gas Seco

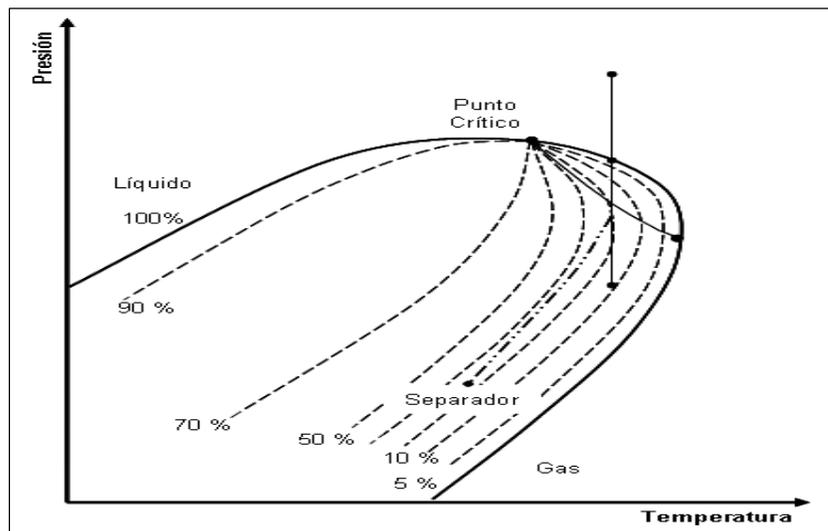
Los fluidos de estos yacimientos contienen principalmente metano con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre gas seco y gas húmedo es incierta, pero se ha establecido que un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayor de  $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , se considera gas seco. (Fig.1.15)



**Fig.1.15 Diagrama de fase para un yacimiento de gas seco**

### e) Yacimientos de Gas y Condensado

El fluido de este tipo de yacimientos está compuesto principalmente por *metano*, *etano* y *propano*. A condiciones de yacimiento, el fluido se encuentra en fase gaseosa; sin embargo, durante la explotación y debido a los cambios de presión y temperatura se puede presentar la *condensación retrograda*, esto es que al disminuir la presión del yacimiento, el gas se condensa depositándose en los poros de la roca, este fenómeno sólo se presenta en este tipo de yacimientos. Los fluidos que se producen tienen relaciones gas-aceite en un rango de 1,000 y 10,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y el contenido de licuables en el gas generalmente está entre 50 y 70 bls/10<sup>6</sup> pie<sup>3</sup>, con densidades que varían entre 0.82 y 0.70 gr/cm<sup>3</sup>. En la **Fig.1.16** se puede observar la zona donde se presenta la condensación retrógrada.



**Fig.1.16** Diagrama de fase para un yacimiento de gas y condensado

#### 1.2.1.2. Condiciones de Presión

Cuando la presión original del yacimiento es mayor a la presión de burbuja de la mezcla de hidrocarburos, únicamente existe la fase líquida. A este tipo de yacimientos se les conoce como *yacimientos bajosaturados*.

Si la presión del yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja, entonces coexisten las fases líquida y gaseosa, por lo que a este tipo de yacimientos se les conoce como *yacimientos saturados*.

### 1.2.1.3. Mecanismos de Empuje

La recuperación de aceite se obtiene mediante diferentes *mecanismos de empuje* (Fig.1.17), los cuales dependen del gradiente de presión existente en el yacimiento, obligando a los fluidos a moverse hacia los pozos. Los mecanismos naturales de empuje son:

#### a) 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.

#### b) Empuje por Gas Disuelto Liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzar la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá primordialmente, a la expansión de gas disuelto liberado.

#### c) Empuje por Casquete de Gas

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

#### d) Empuje por Invasión de Agua

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

#### e) Desplazamiento por Segregación Gravitacional

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades.

#### f) Combinación de Empujes

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento mencionados.

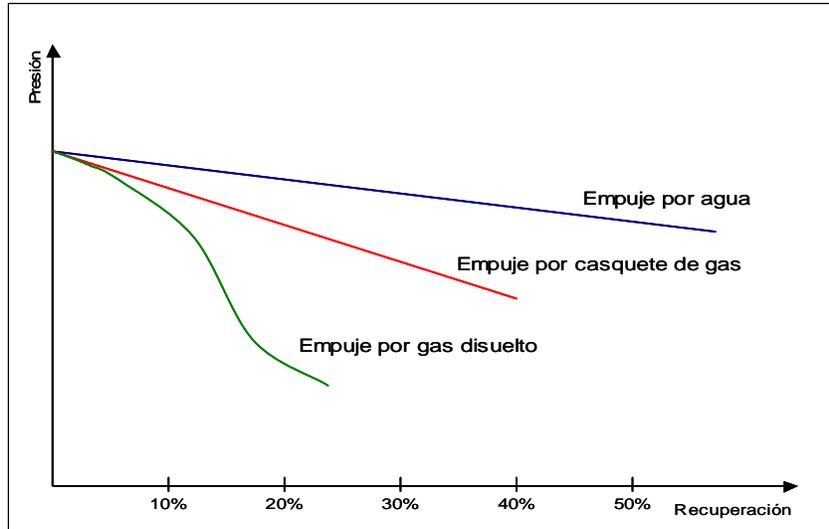


Fig.1.17 Gráfica de presión vs recuperación

#### 1.2.1.4. Identificación de los Mecanismos de Empuje

Cuando el campo cuenta con historia de presión-producción se puede construir una gráfica semilogarítmica de presión ( $\ln(p)$ ) contra producción acumulada de aceite ( $N_p$ ), donde se pueden observar los comportamientos característicos que definen la acción de los diferentes mecanismos de empuje que se presentan durante la explotación del campo.

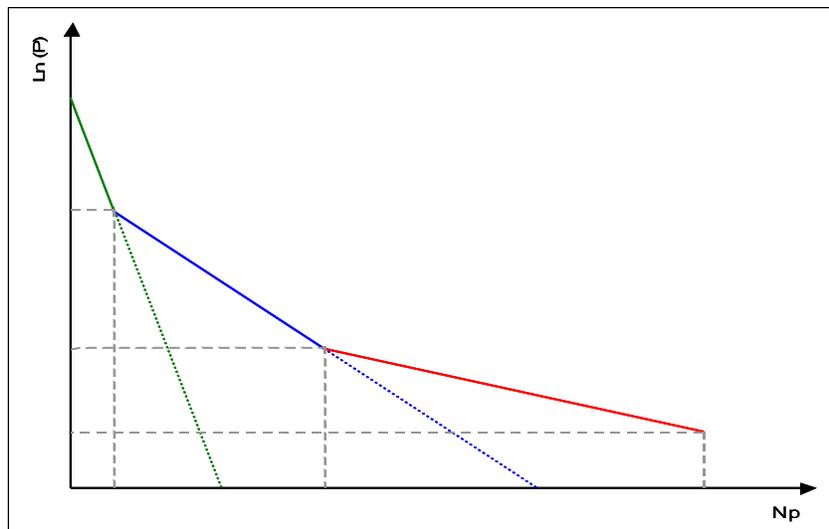


Fig.1.18 Gráfica  $\ln(p)$  vs  $N_p$

En la **Fig.1.18**, se observa que al graficar **Ln(p)** contra **Np**, se definen rectas, de las cuales su pendiente indica la acción de cada uno de los mecanismos que se presentan durante la vida productiva del campo.

## 1.2.2. Comportamiento Termodinámico de los Fluidos

En un estudio de simulación, se requiere tener un modelo termodinámico que represente el comportamiento presión-volumen-temperatura de los fluidos en el yacimiento; para lo cual se requiere contar con un análisis pVT composicional experimental realizado a una muestra del fluido. Con los datos proporcionados por el análisis composicional y un simulador de fluidos, es posible ajustar una ecuación de estado que reproduzca el comportamiento volumétrico del fluido. Los principales parámetros que se ajustan son:

### 1.2.2.1. Presión de Saturación

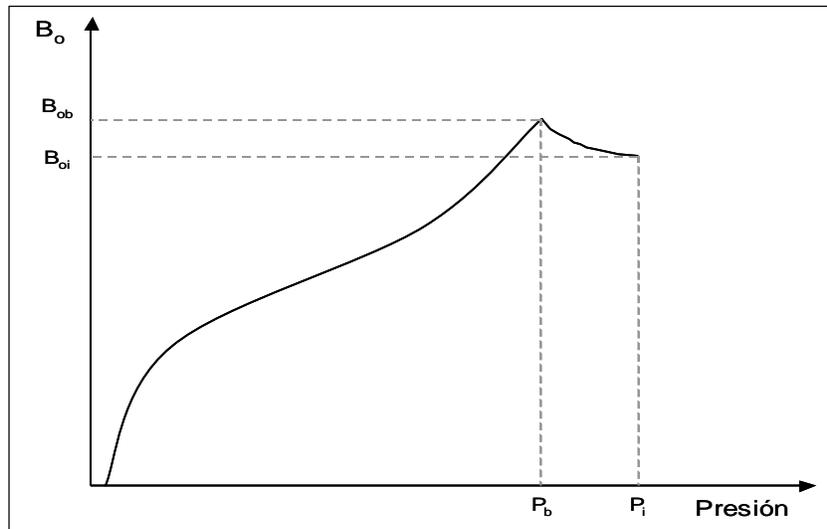
Se conoce como presión de saturación o de burbuja de una mezcla líquida de hidrocarburos, a la presión en la cual se libera la primera burbuja de gas; mientras que la presión de rocío, es aquella en la cual para una mezcla gaseosa de hidrocarburos se forma la primera gota de líquido.

### 1.2.2.2. Factor de Volumen de Aceite

Se define como el volumen de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento, requerido para producir un barril de aceite a condiciones estándar. Se reporta en  $bls_o@c.y./bls_o@c.s$ . Matemáticamente se expresa como:

$$B_o = \frac{V_{(o+gd)} @ c.y.}{V_o @ c.s.}$$

En la **Fig.1.19**, se observa la forma típica del comportamiento de  $B_o$  en función de la presión a la temperatura del yacimiento.



**Fig.1.19 Curva típica de Bo**

### 1.2.2.3. Factor de Volumen de 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:

$$B_g = \frac{\text{vol. de gas @ c.y.}}{\text{vol. de gas @ c.s.}}$$

### 1.2.2.4. 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. 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 grados **API** (*American Petroleum Institute*), la cual está definida como:

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

### 1.2.2.5. Viscosidad

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 existen dos tipos de viscosidad:

- a) Viscosidad de un aceite muerto a condiciones estándar.
- b) 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 de la viscosidad es el *centipoise* o *poise*.

### 1.2.3. Comportamiento Petrofísico

El comportamiento petrofísico de un sistema está descrito por parámetros como la permeabilidad relativa, histéresis, presión capilar, mojabilidad y compresibilidad del sistema roca-fluidos. A continuación se describen brevemente estos parámetros.

#### 1.2.3.1. Permeabilidad Relativa

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:

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

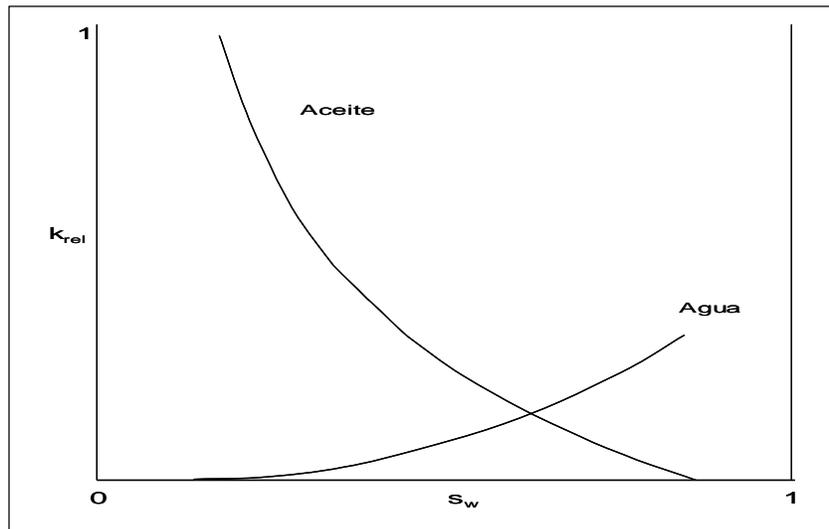
Donde:

$k_{ro}$ ,  $k_{rg}$ ,  $k_{rw}$  → permeabilidades relativas al aceite, gas y agua respectivamente

$k_o$ ,  $k_g$ ,  $k_w$  → permeabilidades efectivas al aceite, gas y agua respectivamente

$k_{abs}$  → permeabilidad absoluta

Las curvas típicas de la permeabilidad relativa están en función de la saturación de los fluidos (**Fig.1.20**)



**Fig.1.20** Curvas de permeabilidades relativas

### 1.2.3.2. 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 (**Fig.1.21**) A la diferencia de presión que existe 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

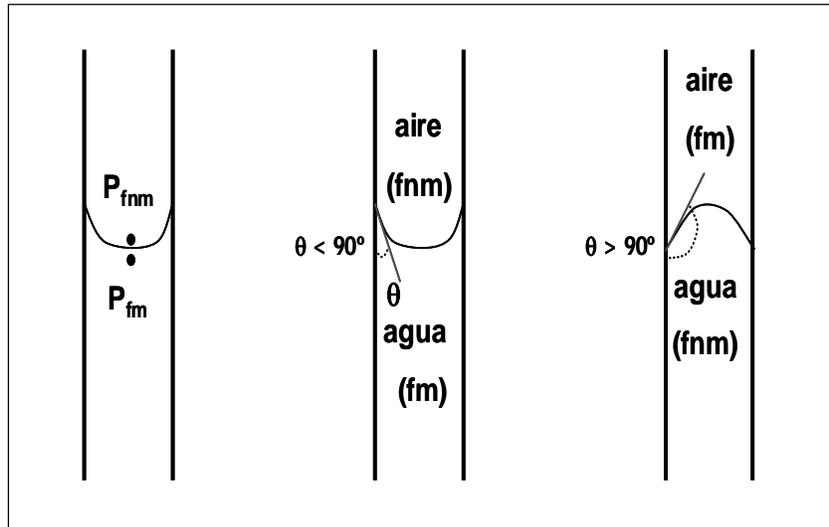


Fig.1.21 Relación de presiones en tubos capilares

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; esto dependerá de la distribución vertical de los fluidos, del tamaño de los poros, y la saturación del fluido no mojante.

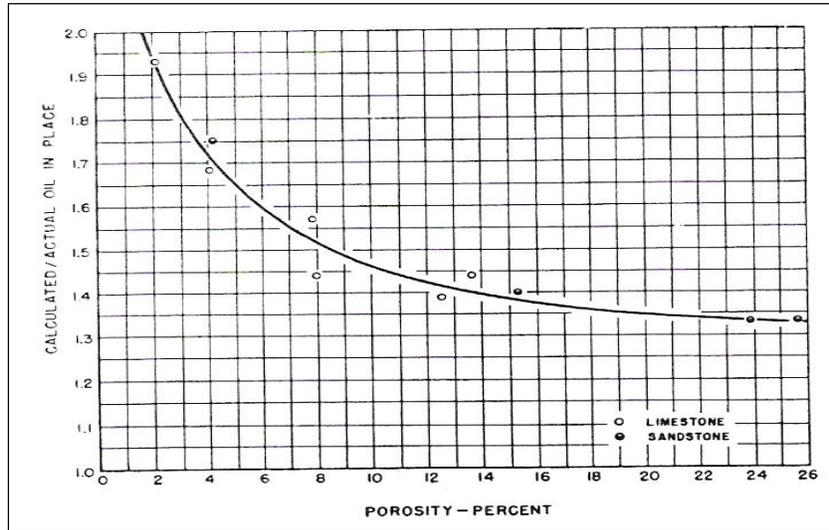
### 1.2.3.3. Compresibilidad de la Formación

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 funciona 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 como:

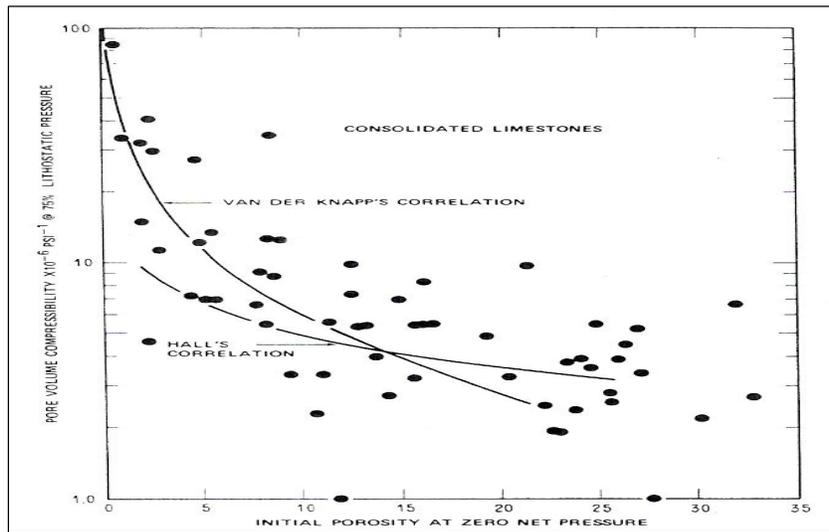
$$C_f = \frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T$$

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

- Hall.** Cuando se tienen areniscas o formaciones homogéneas (**Fig.1.22**)
- Van Der Knaap.** Para el caso de carbonatos fracturados (**Fig.1.23**)

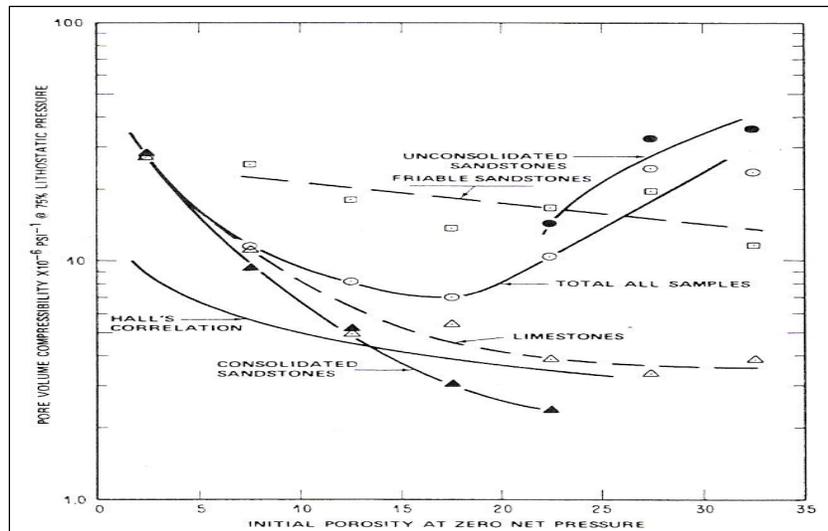


**Fig.1.22 Correlación de Hall**



**Fig.1.23 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. (**Fig.1.24**)



**Fig.1.24 Correlación de Newman**

#### 1.2.3.4. Compresibilidad de los Fluidos

La compresibilidad de un fluido, se define como el cambio fraccional en volumen respecto a la presión a una temperatura constante. Matemáticamente se expresa como:

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

### 1.3. MODELO DE SIMULACIÓN

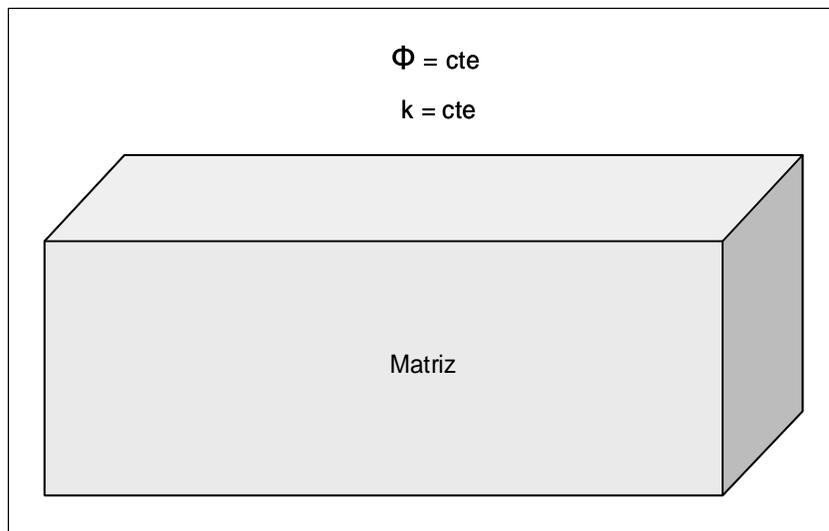
El modelo de simulación dependerá de los datos que se tengan del campo, así como del problema que se desea estudiar. De acuerdo con esto, los modelos de simulación se clasifican de la siguiente manera:

### 1.3.1. Tipo de Yacimiento

En la simulación de yacimientos, éstos pueden dividirse en:

#### 1.3.1.1. Yacimientos Homogéneos (Simple Porosidad)

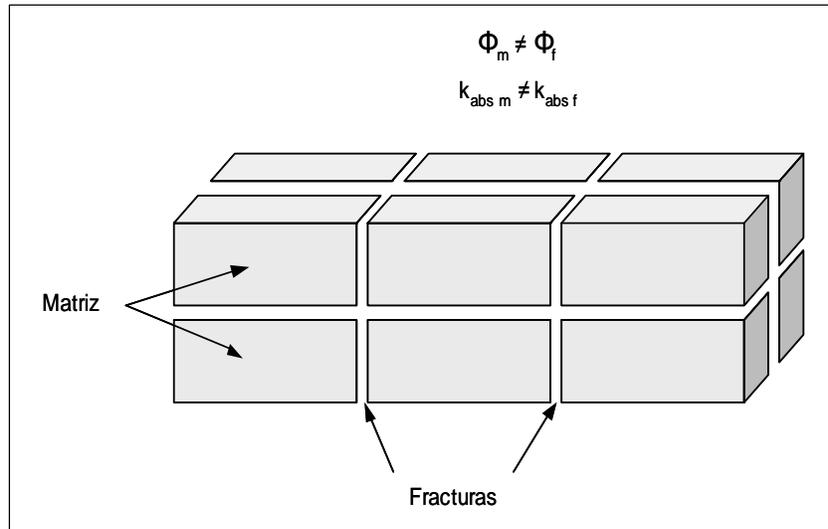
En un sentido estricto, un *yacimiento homogéneo* es aquel en el que en cualquier punto sus propiedades (permeabilidad absoluta y porosidad) son las mismas o constantes; sin embargo, para la simulación de yacimientos, se consideran como yacimientos homogéneos a aquellos que están formados por un sólo medio poroso por el cual fluyen los fluidos. **Fig.1.25**



**Fig.1.25** Representación de un yacimiento homogéneo

#### 1.3.1.2. Yacimientos Fracturados (Doble Porosidad)

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 propiedades petrofísicas diferentes. **Fig.1.26**



*Fig.1.26 Representación de un yacimiento fracturado*

### 1.3.2. Tipo de Simulador

Los simuladores se dividen en dos grupos principalmente: por el tipo de fluido y por el tipo de proceso a simular.

#### 1.3.2.1 Tipo de Fluidos

Este tipo de simuladores se clasifican a su vez en:

##### a) Simulador de Gas

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 fluuyente (gas). Los parámetros que pueden definirse con este tipo de simulador son, entre otros:

1. Volumen de gas inicial.
2. Gasto de producción.
3. Distribución de presiones.
4. Comportamientos futuros.

### **b) 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. Permiten modelar los cuatro mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de aceite. 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 originalmente 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:

- a) Gasto de producción
- b) Conificación de gas y/o agua como función del gasto de producción
- c) Intervalos disparados
- d) Espaciamiento y arreglo entre pozos
- e) Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma
- f) Pozos de relleno, ya sean para producir o inyectar (como proceso de recuperación secundaria)

### **c) 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 temperatura o por medio de *ecuaciones de estado*.

### 1.3.2.2 Tipo de Proceso a Simular

Los procesos que entran en este tipo de simuladores son:

#### a) Inyección de Productos Químicos

La necesidad de contar con simuladores capaces de reproducir el comportamiento de los yacimientos es indispensable, particularmente cuando se tiene la necesidad de 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:

- a) Inyección de agua alcalina
- b) Desplazamiento de aceite con polímeros
- c) 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) 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:

- a) Gas enriquecido.
- b) Bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- c) Nitrógeno (N<sub>2</sub>)
- d) Gases de combustión.
- e) Desplazamiento de aceite con soluciones miscibles.

### **c) Desplazamientos Inmiscibles**

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

- a) Gas natural
- b) Agua

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

### **d) 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 para disminuir su viscosidad, mejorando la movilidad de éste y de facilitar el flujo hacia los pozos productores.

Los métodos térmicos se pueden clasificar en tres grupos diferentes:

- a) Inyección de agua caliente.
- b) Combustión in-situ.
- c) Inyección de vapor.

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

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

### 1.3.3. 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:

#### 1.3.3.1. Flujo Bifásico

Este tipo de simulador considera el flujo de dos fases en el yacimiento, el cual se presenta cuando dos fluidos diferentes fluyen al mismo tiempo en solución o en forma separada. Las combinaciones que se pueden tener, son:

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

#### 1.3.3.2. 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.

### 1.3.4. Número de Dimensiones

Resumiendo la conceptualización del nivel de simulación, así como el proceso o problema que se requiere simular; el tipo de flujo que se tiene en el yacimiento, y tomando como referencia las características geométricas del mismo, 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, además de una explicación de las características de cada uno de ellos.

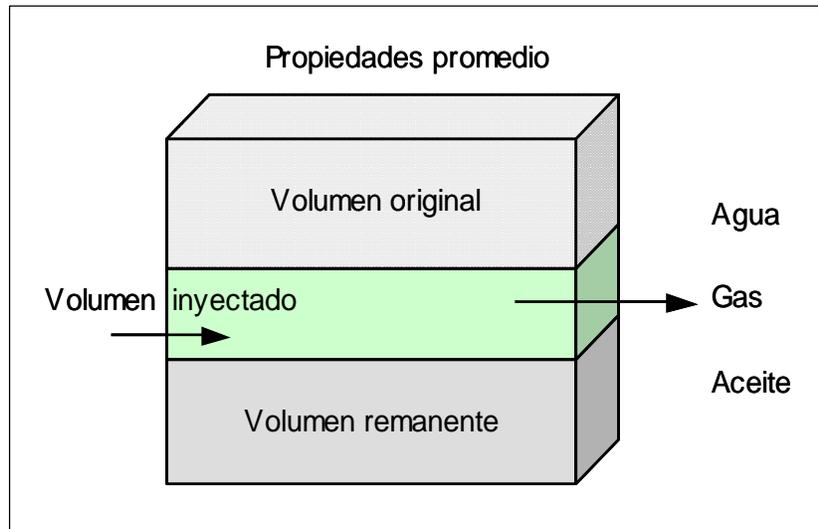
#### 1.3.4.1. Cero Dimensiones

Un modelo de *cero dimensiones* puede también definirse como *modelo de tanque* o de *balance de materia*, en el que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión, son iguales en cualquier punto y se consideran como valores promedio, ver **Fig.1.27**. El balance de materia ante cualquier proceso, considera una relación entre el volumen que entra, el volumen que se produce y el volumen remanente, como se muestra en la siguiente expresión:

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

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

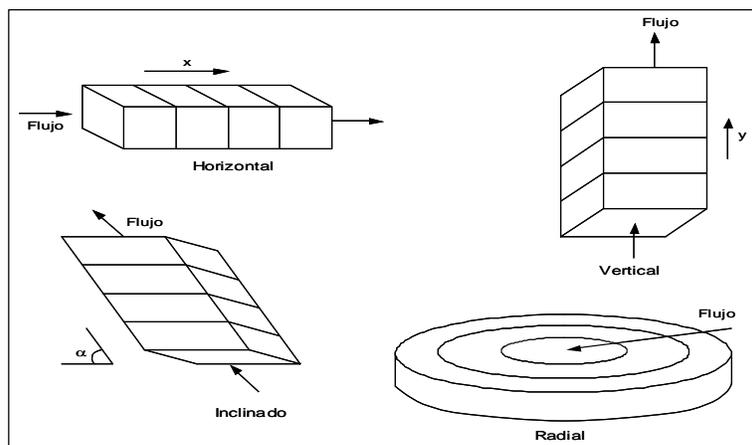
- a) Estimar el volumen original de aceite en el yacimiento.
- b) Calcular la entrada de agua.
- c) Calcular la presión del yacimiento.
- d) Predicción del comportamiento.
- e) Verificar cálculos del volumen original de aceite (**N**) y gas (**G**)
- f) Cálculo de  $m = GB_{gi} / NB_{oi}$



**Fig.1.27 Modelo de cero dimensiones**

#### 1.3.4.2. Una Dimensión (1D)

El modelo en una dimensión consiste de un sistema en una sola dirección, con una o más celdas que describen la variación de las propiedades petrofísicas en un solo sentido, en el cual ocurre un proceso de flujo cuyo valor depende del gradiente de presión de un punto a otro en esa misma dirección, como en el caso de la solución de desplazamiento por el método de **Buckley-Leverett**; también en los casos de inyección de gas en la cresta de un yacimiento, o en la inyección de agua, o en la entrada natural de la misma por el flanco del yacimiento. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial. **Fig.1.28**

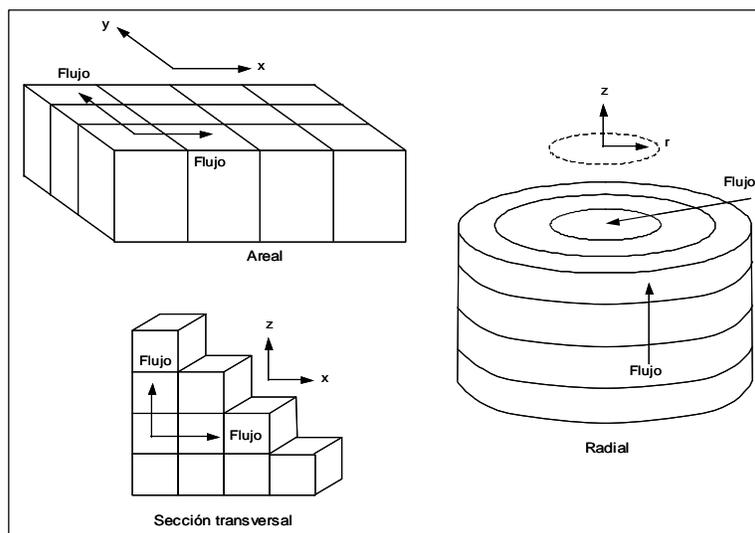


**Fig.1.28 Modelo para una dimensión (1D)**

### 1.3.4.3. Dos Dimensiones (2D)

El principio que se aplicó para explicar el modelo en una dimensión, se puede aplicar para modelos en dos y tres dimensiones, es decir, la ecuación de balance de materia describe el comportamiento en cada celda, y la ecuación de Darcy, la del 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 2D consiste en más de una celda en dos de las dimensiones y de solamente una celda en la tercera dimensión (**Fig.1.29**). El simulador en dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

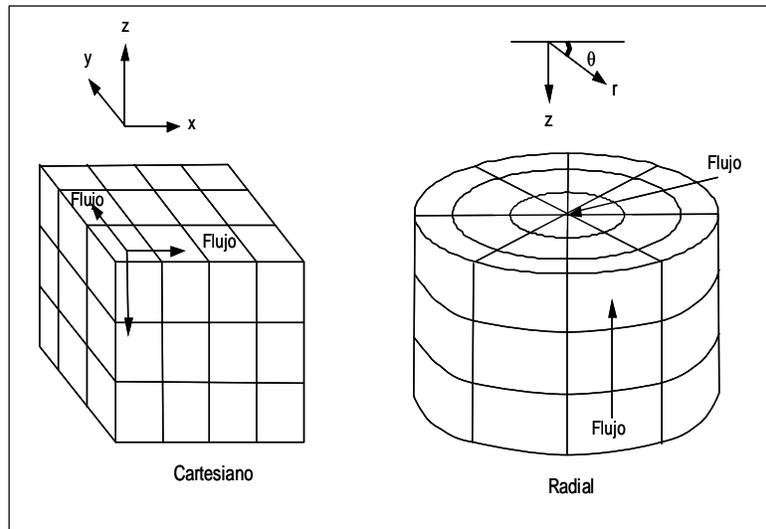


**Fig.1.29 Modelo para dos dimensiones (2D)**

### 1.3.4.4. Tres Dimensiones (3D)

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 un modelo cartesiano, se emplean coordenadas  $(x, y, z)$  y para el modelo radial se utilizan coordenadas cilíndricas  $(r, \theta, z)$ . En la **Fig.1.30**, se muestra este tipo de modelos.



**Fig.1.30** Modelo para tres dimensiones (3D)

#### 1.4. DOMINIO Y NIVEL DE SIMULACIÓN

Con base en el área que se desea modelar, el dominio de los modelos puede clasificarse de la siguiente manera:

MODELOS	DOMINIO DEL MODELO	DEPENDENCIA DEL LÍMITE	TIPO DE CÁLCULOS	RAPIDEZ DE EJECUCIÓN	APROXIMACIÓN
<b>Detallados</b>	Todo el yacimiento, fino	Totalmente	Principalmente cuantitativo, aunque pueden ser cualitativos	Lento a rápido	Alta
	Todo el yacimiento, burdo	Totalmente	Principalmente cuantitativo, aunque pueden ser cualitativos	Rápido	Regular
	Regiones	Parcialmente	Principalmente cualitativos, aunque pueden ser cuantitativos	+ Rápido	Baja
<b>Simples</b>	Bloques	Parcialmente	Principalmente cualitativos, aunque pueden ser cuantitativos	+ Rápido	Baja
	Arreglos	Parcialmente	Principalmente cualitativos, aunque pueden ser cuantitativos	++ Rápido	Muy baja
	Pozo	Sin dependencia	Cualitativos	++ Rápido	Muy baja

**Tabla 1.1 Clasificación del dominio de simulación**

Con base al tipo de yacimiento y al dominio de modelo, se establece el nivel de solución del problema para definir el modelo de simulación que debe ser utilizado. La **Fig.1.31** permite establecer la ruta crítica correspondiente.

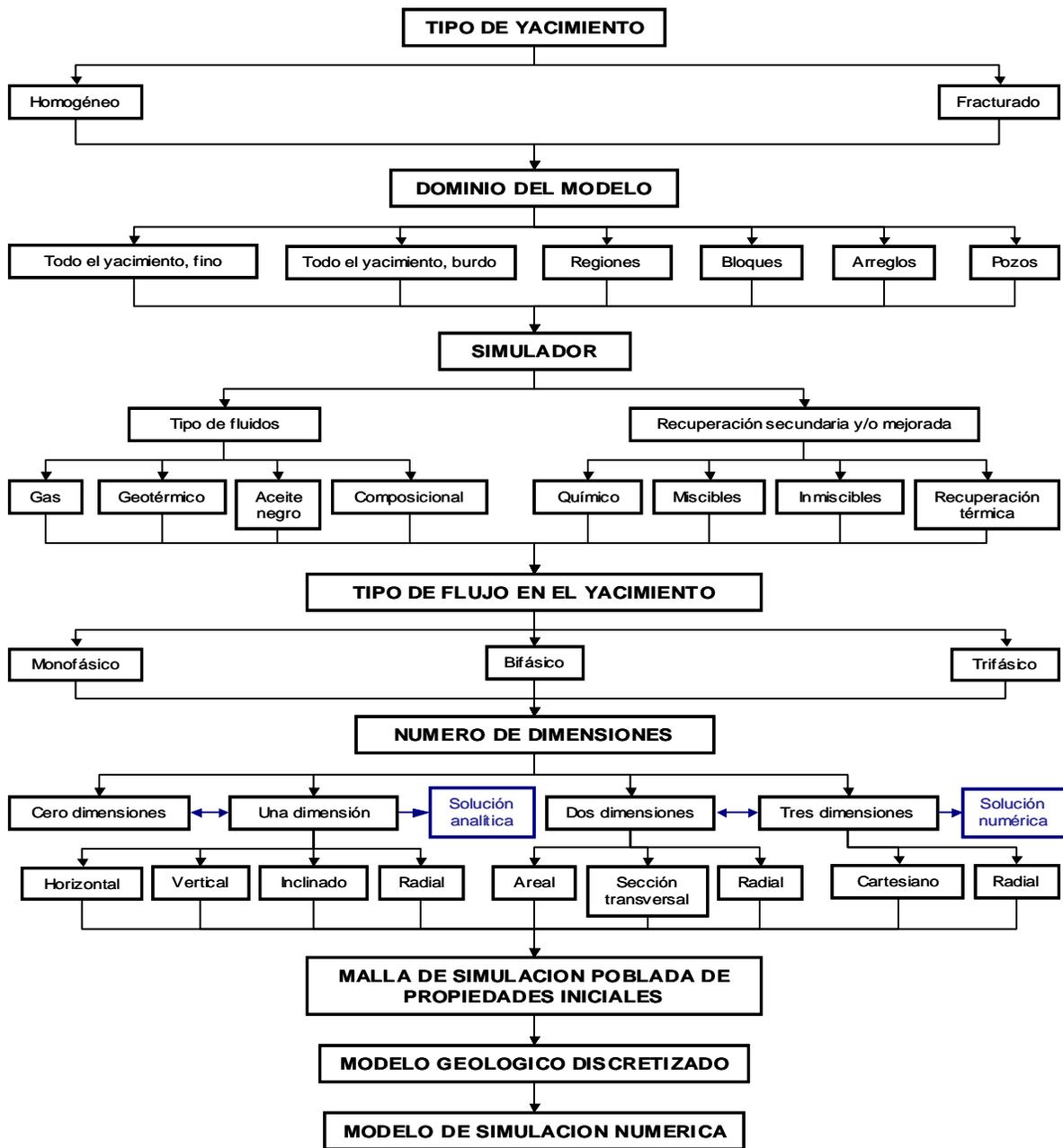


Fig.1.31 Ruta crítica del nivel de simulación

**CAPÍTULO II**  
**MODELOS SIMPLES**  
**DE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

---

La Simulación Numérica de Yacimientos, es el estudio del flujo de fluidos y sus cambios de fase a través del medio poroso que constituye a un yacimiento petrolero. Para esto, se emplean diversos tipos de simuladores que consideran las ecuaciones que gobiernan dicho flujo, las cuales, debido a la no linealidad del sistema de ecuaciones resultantes, es necesario recurrir a algoritmos numéricos para su solución.

El flujo de fluidos es representado por la Ley de Darcy, mientras que la Ecuación de Continuidad se encarga de la conservación de la masa. Las propiedades volumétricas y termodinámicas son modeladas a través de un análisis pVT y ecuaciones de estado. Las condiciones iniciales deberán ser definidas con presión inicial, saturación de fluidos, y en su caso, las composiciones. Asimismo, las condiciones de frontera deberán ser consideradas también en el dominio del yacimiento, para así ser simuladas lo más cercanamente posible a la realidad. De esta manera, la incorporación de la *ecuación de Darcy* en la *ecuación de continuidad*, y tomando en cuenta la ecuación de los fluidos, resulta en una ecuación que describe completamente el comportamiento del yacimiento; esta ecuación es conocida como la *ecuación de difusividad*.

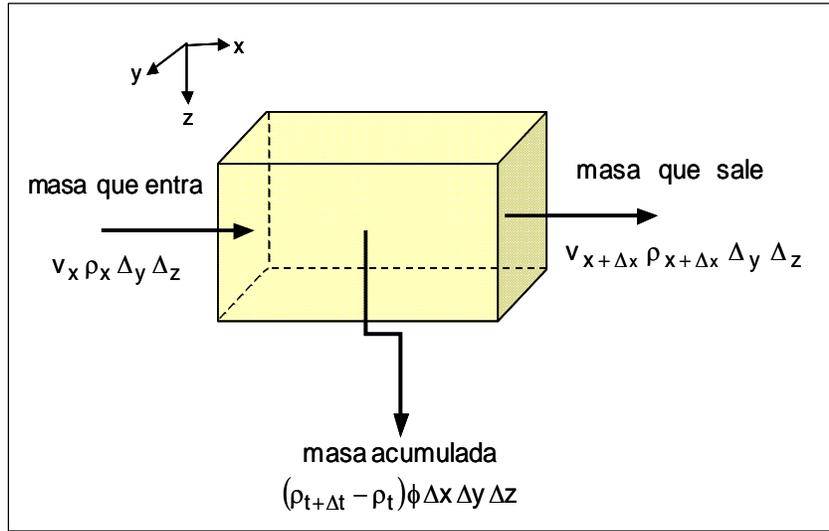
La *ecuación de difusividad*, es una ecuación en derivadas parciales de segundo orden, que en su forma general, es altamente no-lineal, por lo tanto, se debe recurrir a técnicas numéricas para su solución. Esta solución numérica, comprende la discretización en espacio del dominio, es decir, dividir el volumen del yacimiento en celdas contiguas en las cuales se realizará un balance de materia de manera implícita. El tiempo es también discretizado en una serie de pasos en donde se determinará la solución.

## 2.1. ECUACIONES FUNDAMENTALES

A continuación se describirán brevemente las ecuaciones fundamentales que son empleadas por la mayoría de los simuladores, para la solución del flujo de fluidos en medios porosos.

### 2.1.1. Ecuación de Conservación de Masa

El principio de conservación de masa, establece una previsión de la adición y sustracción de la masa de un fluido en una región determinada.



**Fig. 2.1** Principio de conservación de masa

Por lo tanto, tomando como base el concepto anterior, se plantea la variación de la acumulación de masa en un elemento de control, ver **Fig.2.1**

$$(v_x \rho_x \Delta y \Delta z) - (v_{x+\Delta x} \rho_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z) = (\Delta x \Delta y \Delta z) \phi \frac{(\rho_{t+\Delta t} - \rho_t)}{\Delta t} \quad (2.1)$$

Dividiendo la **Ec.2.1** entre el volumen  $(\Delta x \Delta y \Delta z)$ , factorizando el signo negativo al término izquierdo y obteniendo límites cuando  $\Delta t$  y  $\Delta x$  tienden a cero simultáneamente, se obtiene la *ecuación de conservación de masa* o de *continuidad* para una dirección. **Ec.2.2**

$$\frac{v_x \rho_x}{\Delta x} - \frac{v_{x+\Delta x} \rho_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \phi \frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}$$

$$-\left[ \frac{v_x \rho_x}{\Delta x} + \frac{v_{x+\Delta x} \rho_{x+\Delta x}}{\Delta x} \right] = \phi \frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}$$

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} = -\phi \frac{\partial\rho}{\partial t} \quad (2.2)$$

Para el caso de un fluido cualquiera con un flujo en tres direcciones, la *ecuación de continuidad* se expresa incluyendo los componentes  $(x, y, z)$ . **Ec.2.3**

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi \frac{\partial\rho}{\partial t} \quad (2.3)$$

### 2.1.2. Ecuación de Movimiento

Darcy establece una ecuación que relaciona la velocidad y el gradiente de presión en un medio poroso de la siguiente manera:

$$q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x} \Rightarrow v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (2.4)$$

Sustituyendo la **Ec.2.4** en la **Ec.2.2**, se obtiene la *ecuación de movimiento*:

$$\frac{\partial\left(-\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \rho\right)}{\partial x} = -\phi \frac{\partial\rho}{\partial t} \quad (2.5)$$

### 2.1.3. Ecuación de Estado

La relación que existe entre la densidad y la presión en cualquier punto de un sistema, es definida por una *ecuación de estado*.

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \quad (2.6)$$

Donde:

$\rho$  = densidad a la presión  $P$

$\rho_o$  = densidad a la presión  $P_o$

$c$  = factor de compresibilidad isotérmica

## 2.2. ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

Para obtener la ecuación fundamental de flujo de fluidos en un medio poroso, se sustituye en la ecuación de continuidad las ecuaciones de movimiento y de estado.

Expandiendo el término del lado izquierdo de la **Ec.2.5**

$$-\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial x}\right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Aplicando la *regla de la cadena*, se nota que:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x}$$

Y que:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Por lo tanto:

$$-\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial P}\right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$-\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial \rho}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2\right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Debido a que el término  $\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2$  representa un gradiente de presión muy pequeño, éste se desprecia de la ecuación.

$$-\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho\right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Multiplicando por (-1)

$$\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho\right) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Dividiendo ambos términos entre la densidad:

$$\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \phi \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Por otro lado, la compresibilidad se expresa como:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P}$$

Sustituyendo la compresibilidad en la ecuación anterior y despejando  $\left(\frac{k}{\mu}\right)$  tenemos:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.7)$$

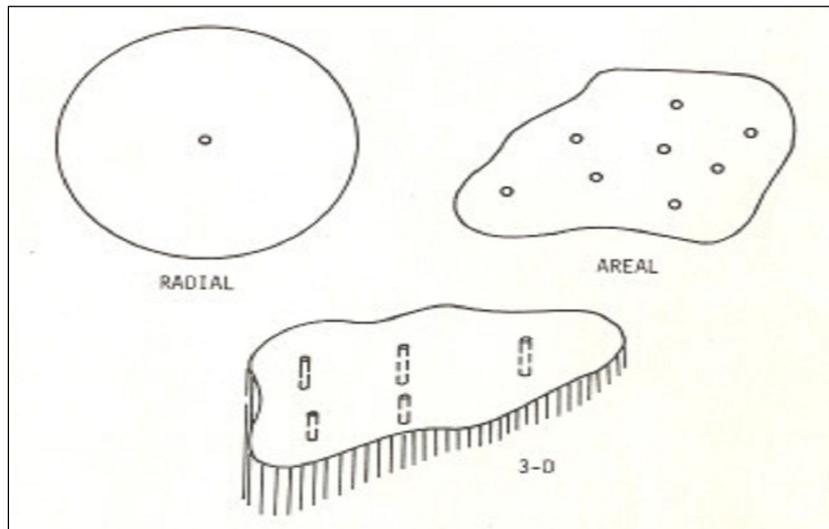
Por lo tanto, la **Ec.2.7** es conocida como *ecuación de difusividad*, y para diferentes sistemas coordenados está dada por:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \rightarrow \quad \text{En dos dimensiones} \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \rightarrow \quad \text{En tres dimensiones} \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \rightarrow \quad \text{Para flujo radial} \quad (2.10)$$

En la **Fig.2.2** se representan las configuraciones de yacimientos para las ecuaciones antes mencionadas.



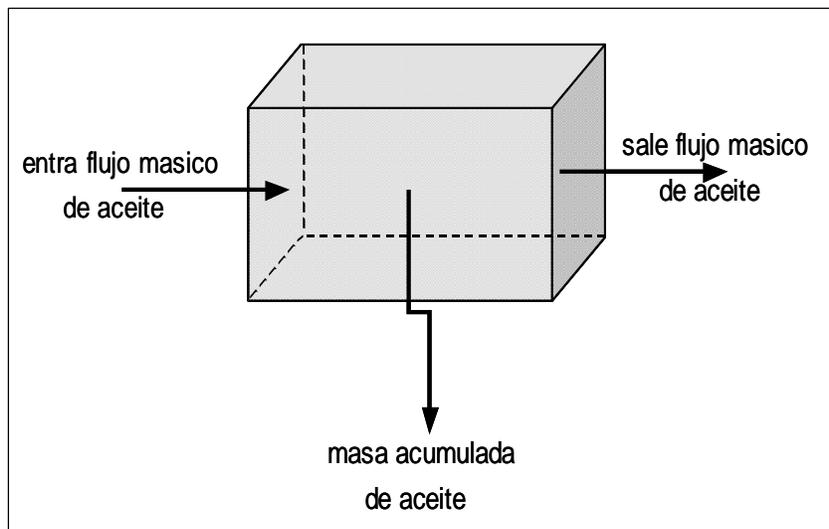
**Fig. 2.2** Sistema radial, areal y 3D

### 2.2.1. Ecuaciones para Flujo Multifásico

La ecuación de flujo másico de una fase, es la derivación fundamental para la obtención de flujo de masa en un sistema aceite, agua y gas.

#### 2.2.1.1. Flujo de Aceite

Para obtener la ecuación de flujo del aceite, se sustituye en la ecuación de continuidad las ecuaciones de movimiento y de estado, conservando el concepto de *balance de materia*.



**Fig. 2.3** Balance de materia del aceite en una dirección

De la **Fig.2.3**, se observa que el balance de materia del aceite se expresa como:

$$\begin{array}{ccc}
 \text{Entrada} & \text{Salida} & \text{Acumulado} \\
 \left( -\Delta y \Delta z \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_x & - \left( -\Delta y \Delta z \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x+\Delta x} & = (\Delta x \Delta y \Delta z) \left[ \frac{\left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{t+1} - \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^t}{\Delta t} \right]
 \end{array}$$

Dividiendo entre el volumen y tomando límites, se obtiene la ecuación de conservación de masa para el aceite en forma lineal:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (2.11)$$

Y en forma radial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (2.12)$$

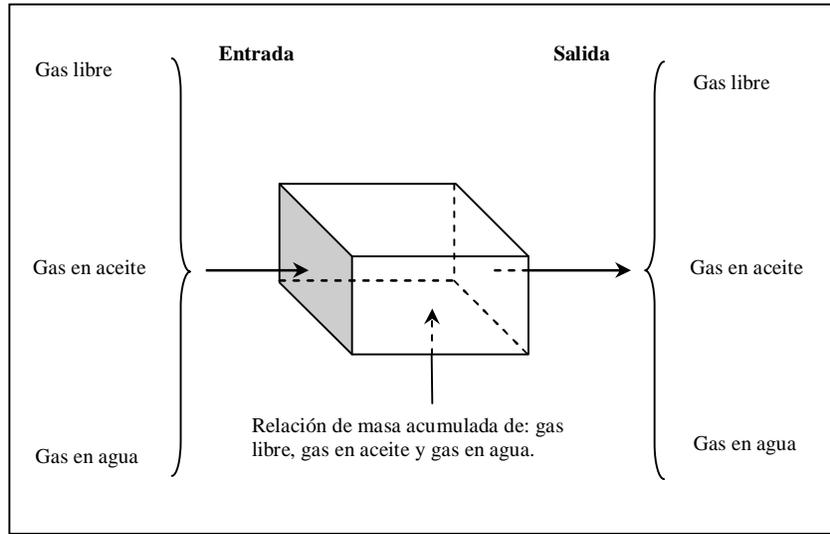
### 2.2.1.2. Flujo de Agua

El balance de materia para el agua es similar al balance del aceite, por lo que la ecuación de conservación de masa para el agua esta dada por:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.13)$$

### 2.2.1.3. Flujo de Gas

El balance de materia de la fase gaseosa debe incluir todas las posibles fuentes de gas, como se observa en la **Fig.2.4**



**Fig. 2.4 Balance de materia del gas y sus posibles fuentes**

$$\left[ -\Delta y \Delta z \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_x - \left[ -\Delta y \Delta z \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_{x+\Delta x} =$$

$$(\Delta x \Delta y \Delta z) \left[ \frac{\phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)_{t+\Delta t} - \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)_t}{\Delta t} \right]$$

Dividiendo entre el volumen  $(\Delta x \Delta y \Delta z)$  y tomando límites, se obtiene la ecuación de conservación de masa para el gas:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad (2.14)$$

Generalmente, en un yacimiento existen varios tipos de componentes químicos que varían en concentración para cada fase presente en el sistema; debido a esto, hay que considerar la

transferencia de masa entre las fases fluyentes a través de un balance para cada fracción, en vez de considerarlo para cada fase.

#### 2.2.1.4. Sistemas Multicomponentes

Consideremos un elemento del yacimiento, en donde hay  $n$ -componentes que fluyen en cualquiera de las tres fases posibles. Dentro de él, hay cambios debido a:

1. Producción.
2. Inyección.
3. Cambios de presión.

En este tipo de sistemas no basta con mantener un balance de masa para cada una de las fases, es necesario hacer ese mismo balance para cada uno de los componentes del sistema.

Considere la conservación de masa aplicada a uno de los componentes:

$C_{oj}$  Fracción masa del j-ésimo componente del aceite.

$C_{gj}$  Fracción masa del j-ésimo componente del gas.

$C_{wj}$  Fracción masa del j-ésimo componente del agua.

Por lo que podemos escribir:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o \rho_o}{\mu_o} C_{oj} \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{k_g \rho_g}{\mu_g} C_{gj} \frac{\partial P_g}{\partial x} + \frac{k_w \rho_w}{\mu_w} C_{wj} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o \rho_o C_{oj} + \phi S_g \rho_g C_{gj} + \phi S_w \rho_w C_{wj})$$

(2.15)

### 2.3. MODELOS SIMPLES

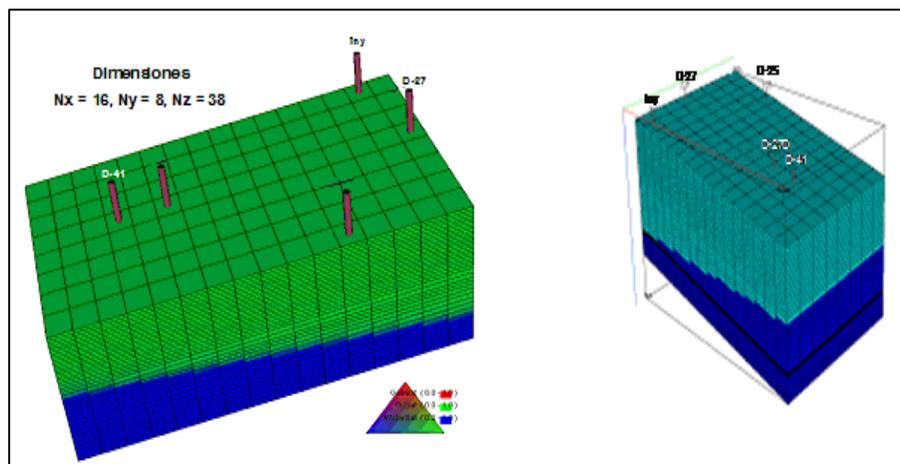
Como se mencionó en el capítulo anterior, la construcción de un modelo de simulación depende del tipo de estudio a realizar y la calidad de la información disponible, así como de los recursos computacionales con los que se cuenta. Por otro lado, cuando se modela un yacimiento, pueden surgir varios aspectos que impidan su avance y desarrollo, como son el tiempo, la escasa información, gran incertidumbre en los datos, análisis de casos particulares, presupuestos, etc.

Como una solución a estas problemáticas, es conveniente la construcción de modelos simples de simulación que nos permitan tener una idea más clara del comportamiento actual y futuro del yacimiento, y de las decisiones administrativas que esto conlleva.

A continuación, se describirá brevemente algunos modelos simples utilizados en la *simulación de yacimientos*, y algunas de las herramientas para su diseño y construcción.

### 2.3.1. Completion Modeling Tool (CMT<sup>®</sup>)

Es una herramienta que construye modelos de geometría regular, en la que incluye refinamientos locales a la profundidad del intervalo productor y a la profundidad del contacto agua-aceite en las tres direcciones ( $x$ ,  $y$ ,  $z$ ), porosidad sencilla y de aceite negro. Asigna los modelos que tiene predeterminados, tanto para las funciones de saturación como para el modelo termodinámico de fluidos, por lo que una vez que se obtiene el modelo del pozo, es necesario cambiar estos modelos (predeterminados) por los que sean más representativos de los pozos. Para determinar la geometría del modelo, se toma como referencia un pozo vertical que, junto con la cima del pozo en estudio, determinan la profundidad de la cima del límite del modelo mediante el uso de *triángulos equivalentes* y para poblar las propiedades petrofísicas, el modelo toma como base el promedio de los valores. Este tipo de modelos se pueden construir a partir de un modelo detallado, sin embargo, presentan la limitante de no considerar adecuadamente las condiciones de frontera. Por otra parte el refinamiento que hace a la profundidad de los contactos (agua-aceite o gas-aceite) lo hace de acuerdo al echado de la formación y no a la distribución de fluidos. **Fig.2.5**



**Fig. 2.5** Modelo CMT de un contacto agua-aceite siguiendo el echado de la formación

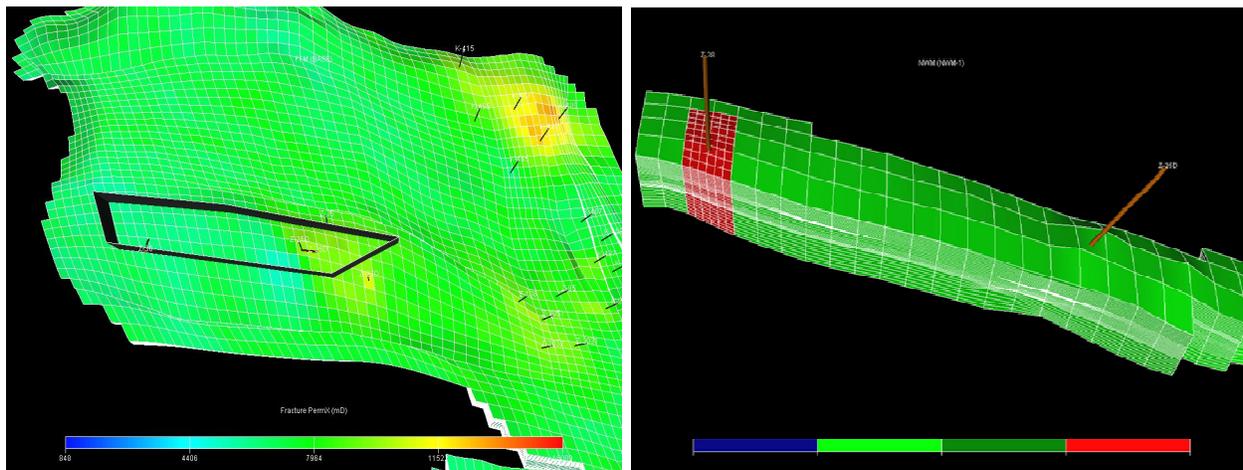
### 2.3.2. Near Wellbore Modeling (NWM<sup>®</sup>)

NWM<sup>®</sup> es una herramienta diseñada para la generación de un modelo sencillo, definido por un volumen de interés (VOI) alrededor de uno o más pozos existentes dentro de un modelo de simulación.

Puede ser utilizada como una herramienta de soporte directamente en los lugares donde se realiza la perforación de un pozo; donde la actualización de la información para la localización, la terminación y definición de la trayectoria de un pozo, son de gran importancia para la toma de decisiones cuando el tiempo es un factor clave.

La ventaja de esta herramienta, es que permite actualizar de manera fácil, nueva información relacionada con los datos de perforación, estrategias de producción y datos geológicos o petrofísicos. Captura la influencia del modelo completo del campo o de un modelo grande, en las fronteras de un modelo reducido mientras se realiza una corrida reducida de simulación, que dura un tiempo menor al de una corrida completa que podría tomar días.

Debido al corto tiempo en que ejecuta una corrida de simulación, esta herramienta se puede utilizar para realizar análisis de sensibilidad y establecer diferentes escenarios de perforación y producción. **Fig.2.6**



**Fig. 2.6** Modelo NWM

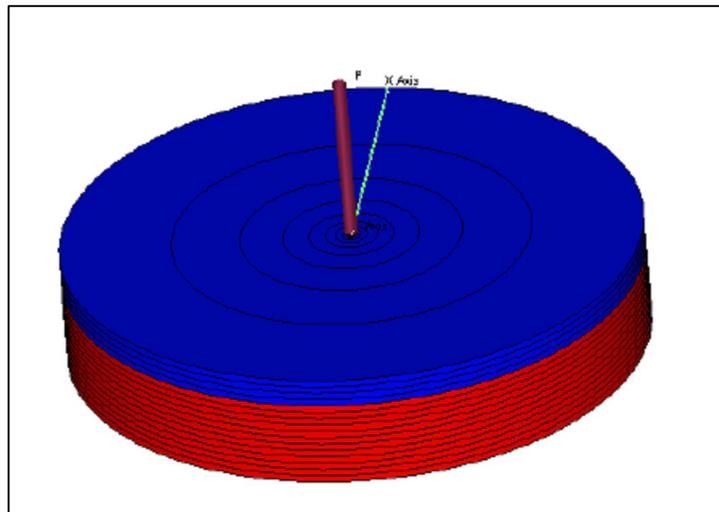
### 2.3.3. Modelo Radial

Son utilizados principalmente en los siguientes casos:

- Para desarrollar funciones de pozos o pseudo funciones aplicadas a modelos areales o en 3D.
- Para simular inyección periférica de agua, inyección superior de gas, u otros procesos en los cuales las velocidades frontales son ligeramente uniformes.
- Para evaluar el ambiente del pozo cuando existen efectos verticales que dominen el comportamiento de flujo (conificación de agua o gas).

Estos modelos pueden ser utilizados para evaluar la interacción de las fuerzas gravitacionales, viscosas, capilares, y el efecto resultante con la eficiencia de desplazamiento. Si el barrido areal es una consideración importante, este tipo de modelo no puede ser utilizado directamente para estimar el comportamiento promedio del campo. También pueden ayudar a justificar las simplificaciones de modelos de campos enteros, o para grandes segmentos de un yacimiento.

Los modelos radiales 2D pueden ser utilizados para representar convergencia o divergencia de flujo en una región radialmente simétrica del yacimiento; además tiene la ventaja de poder analizar con mayor detalle los cambios bruscos de presión y saturación que ocurren en la cercanía del pozo. **Fig.2.7**



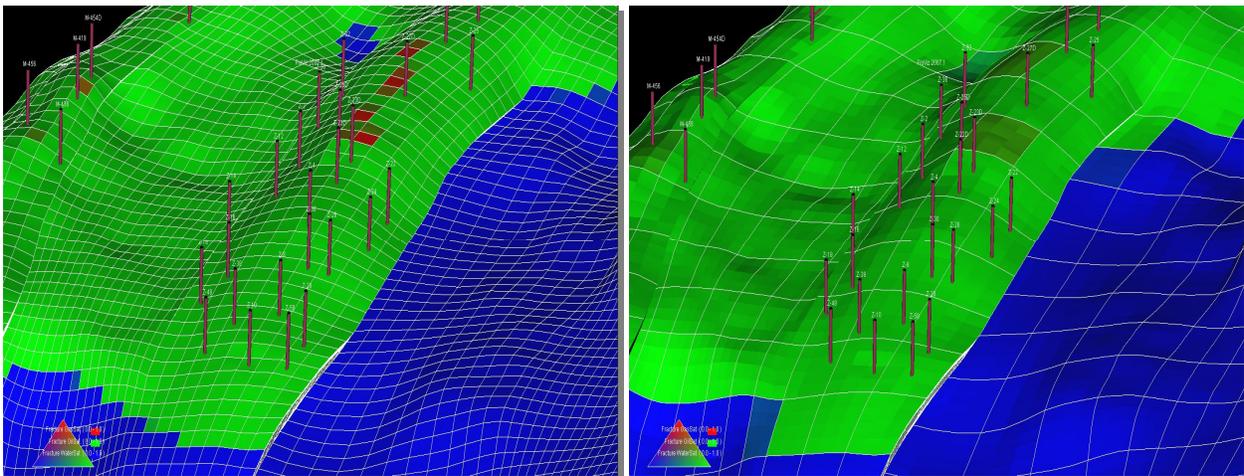
**Fig. 2.7 Modelo radial**

### 2.3.4. Coarsen

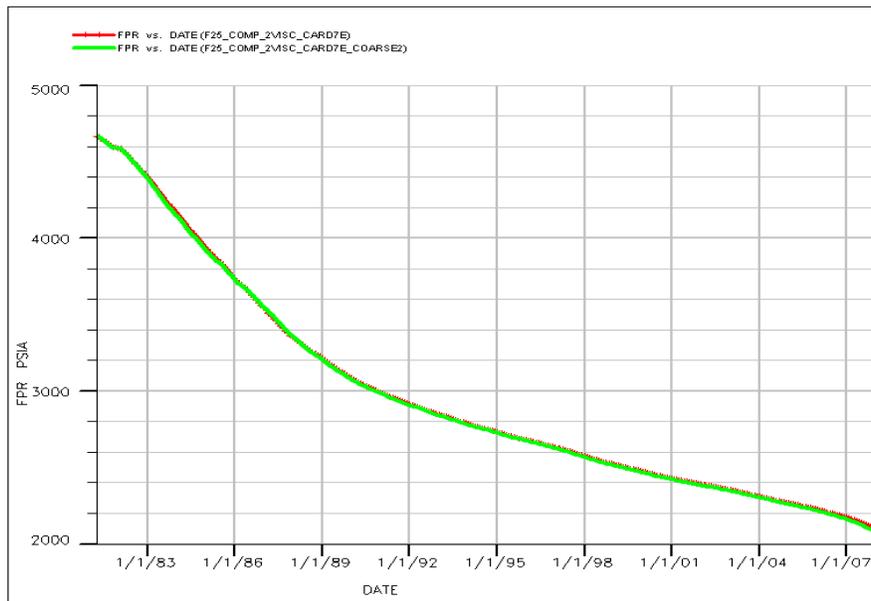
Es una herramienta que permite construir modelos burdos a partir de un modelo fino. La opción *Coarsen* permite realizar la unión de celdas en cualquier dirección y promediar las propiedades iniciales con la unión de dichas celdas (**Fig.2.8**). El objetivo principal de utilizar un modelo *Coarsen*, es crear un modelo que permita visualizar, analizar y dar respuestas oportunas sobre la explotación del yacimiento.

Con estos modelos, se realizan pruebas con diferentes tipos de agrupamientos de las celdas, comparando los ajustes de presión-producción contra el modelo fino original (**Fig.2.9**), y tomando en consideración los tiempos de procesamiento (**Fig.2.10**). Algunas de las ventajas de su uso son:

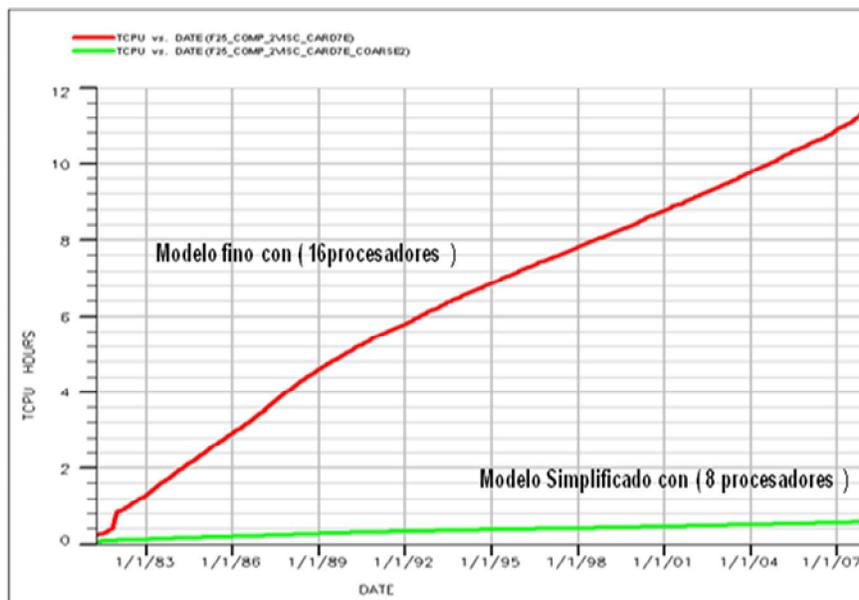
- Menor tiempo de cómputo.
- Toma de decisiones en tiempo real.
- Apoyo al modelo fino de simulación.
- Análisis probabilístico de escenarios.



**Fig. 2.8** Modelo fino y modelo *Coarsen*



**Fig. 2.9** Presión de yacimiento. Modelo fino (rojo) vs Modelo coarsen (verde)

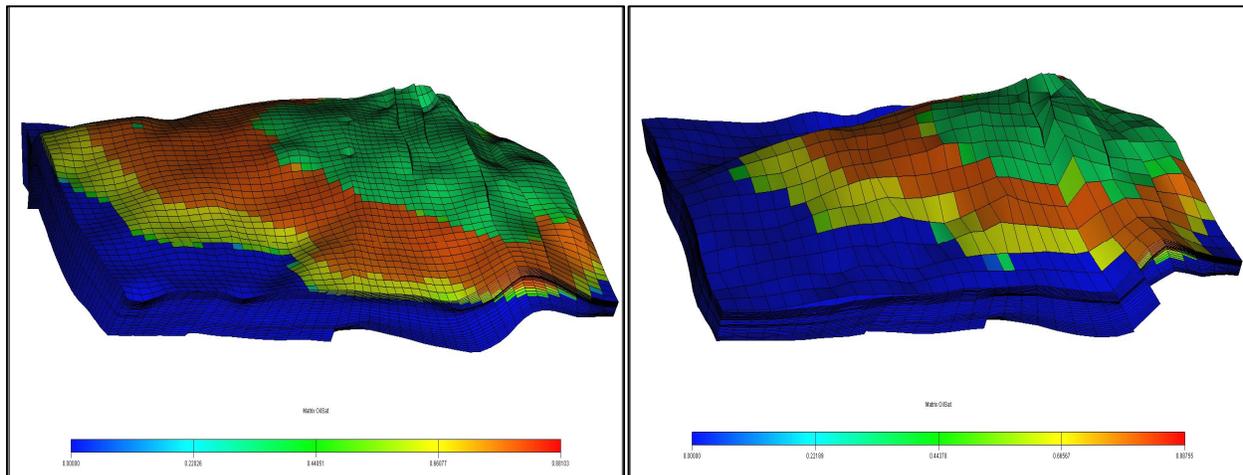


**Fig. 2.10** Comparación en el tiempo de cómputo del modelo fino y el modelo coarsen

### 2.3.5. Modelo Burdo

Los modelos burdos, son aquellos que se generan a partir de un modelo de simulación detallado o directamente de un modelo estático. La necesidad de crear este tipo de modelado es con el objetivo de acortar el tiempo de cómputo de las *corridas* al reducir los cálculos en el proceso.

A diferencia de un modelo Coarsen, si el modelo burdo se genera a partir de uno detallado, el dimensionamiento de su malla numérica será con un menor número de celdas, y por lo tanto, un aumento en sus respectivos volúmenes; además, que el valor de las propiedades asignados a cada una de éstas, será en base a un valor promedio de las propiedades de las celdas anteriores; o simplemente una asignación de acuerdo a la posición espacial de cada una de las celdas de la malla anterior con la nueva; es por esto que la precisión de los resultados en el modelo burdo, disminuye. Por otro lado, si el modelo se genera directamente del modelo estático, su malla será relativamente burda, ya que a partir de ésta, podría ser más refinada o más burda; dependiendo de las necesidades del proyecto. **Fig.2.11**



**Fig. 2.11** Modelo fino y modelo burdo

**CAPÍTULO III**  
**CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO SIMPLE**  
**DE SIMULACIÓN**

---

### **3.1. PLANEACIÓN DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

Las actividades más importantes que se llevan a cabo durante un estudio de simulación de yacimientos son:

#### **3.1.1. Definición del Problema**

Se debe definir en forma clara el objetivo del estudio, asimismo, es necesario realizar evaluaciones rápidas para identificar el o los mecanismos de explotación, e identificar qué factores dominarán el comportamiento del yacimiento.

#### **3.1.2. Adquisición y Revisión de la Información**

Los datos deben ser revisados y organizados después de ser adquiridos. Debido a que esta información ha sido obtenida para diferentes fines, normalmente no tiene un uso inmediato, por lo tanto, la revisión debe efectuarse cuidadosamente y evitar incertidumbres.

#### **3.1.3. Descripción del Yacimiento y Diseño del Modelo**

El diseño de un modelo de simulación estará influenciado por el tipo de proceso a ser modelado, problemas relacionados con la mecánica de fluidos, los objetivos del estudio, la calidad de los datos del yacimiento y su descripción, restricciones de tiempo y el nivel de credibilidad necesario para asegurar que los resultados del estudio sean aceptados.

#### **3.1.4. Ajuste de Historia**

Después que un modelo de yacimiento ha sido construido, debe evaluarse para determinar si éste reproduce adecuadamente la historia de presión-producción y el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

#### **3.1.5. Predicción**

Una vez que se ha obtenido un ajuste de historia, el modelo puede ser usado para predecir el comportamiento futuro del yacimiento y así alcanzar los objetivos trazados por el estudio.

La calidad de las predicciones dependerá de las características del modelo y la exactitud de la descripción del yacimiento.

### 3.1.6. Reporte

El paso final de un estudio de simulación, es registrar los resultados y conclusiones en un reporte claro y conciso. El reporte puede ser breve o completo según el nivel de estudio del yacimiento, debe incluir los objetivos del trabajo, la descripción del modelo usado, presentar los resultados y las conclusiones referentes al estudio específico.

## 3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

### 3.2.1. Revisión de la Información Disponible de Campo

Como se mencionó anteriormente, la información recopilada debe ser revisada para garantizar su confiabilidad y detectar inconsistencias, además de organizarse de manera que permita determinar las características del modelo que se va a construir. Para la construcción del modelo de simulación, se contó con la siguiente información:

- Modelo ajustado de un pVT composicional.
- Mapa de cimbras y bases.
- Mapa de pozos.
- Definición de límites (físicos y convencionales).
- Valores promedio de porosidad, permeabilidad y relación de espesores (NTG).
- Modelo petrofísico.
- Historia de presión-producción.

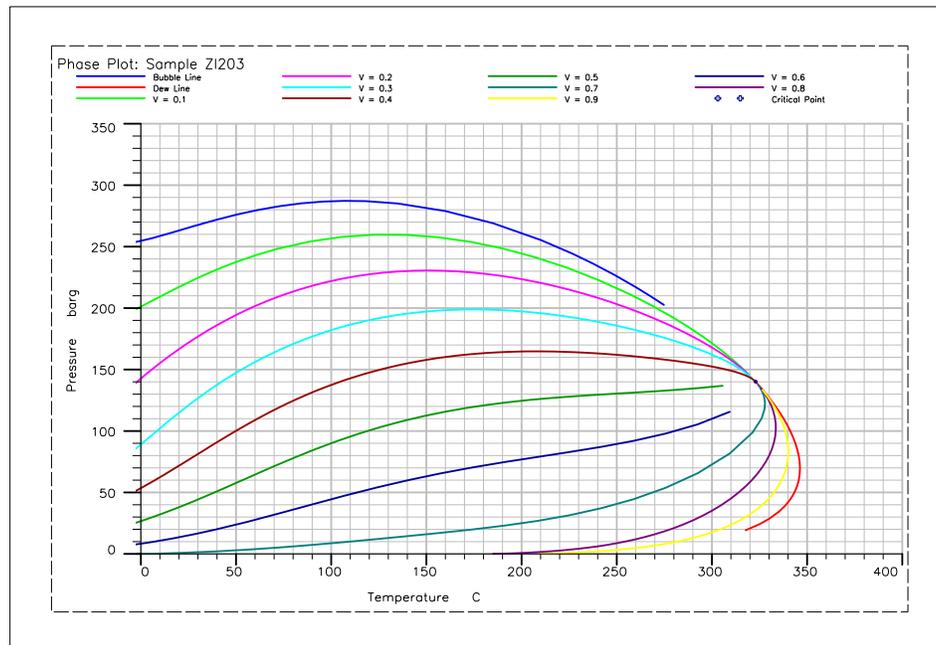
Actualmente, se cuenta con diferentes programas capaces de aplicar técnicas de mallado y escalamiento para modelos de simulación de yacimientos; entre los de mayor uso se puede mencionar algunos como: **GRID**® (utilizado en este trabajo), **FloGrid**® y los módulos de **PETREL**®

### 3.2.2. Modelo pVT de los Fluidos

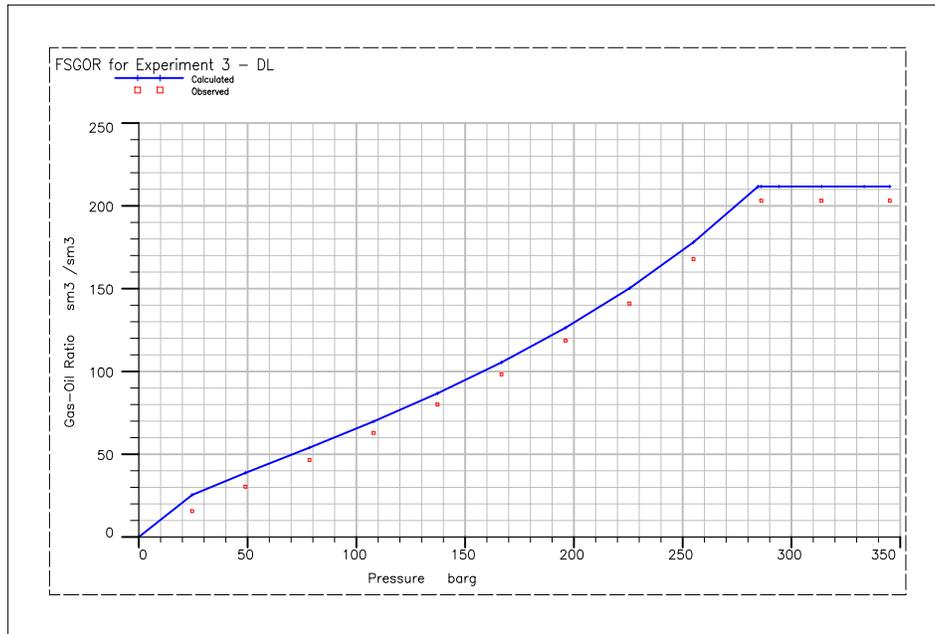
Para modelar el comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento, se utilizó un modelo pVT composicional, el cual se obtuvo de ajustar los principales parámetros volumétricos reportados en un análisis pVT experimental realizado a una muestra tomada en uno de los pozos, la cual se consideró representativa de los fluidos ya que cuando se tomó dicha prueba,

la presión del yacimiento se encontraba por arriba de la presión de saturación. Los parámetros volumétricos ajustados fueron: la presión de saturación ( $P_b$ ), la relación de solubilidad ( $R_s$ ), el factor de volumen ( $B_o$ ), mientras que la densidad y la viscosidad del aceite fueron calculadas, esto se debe a las características del software utilizado. Los resultados del ajuste quedaron registrados en el archivo de salida *ANALISIS\_PVT.PVO*, (6 pseudo componentes) generado por el simulador de fluidos PVTi® y que es utilizado en la sección *PROPS*, descrita más adelante.

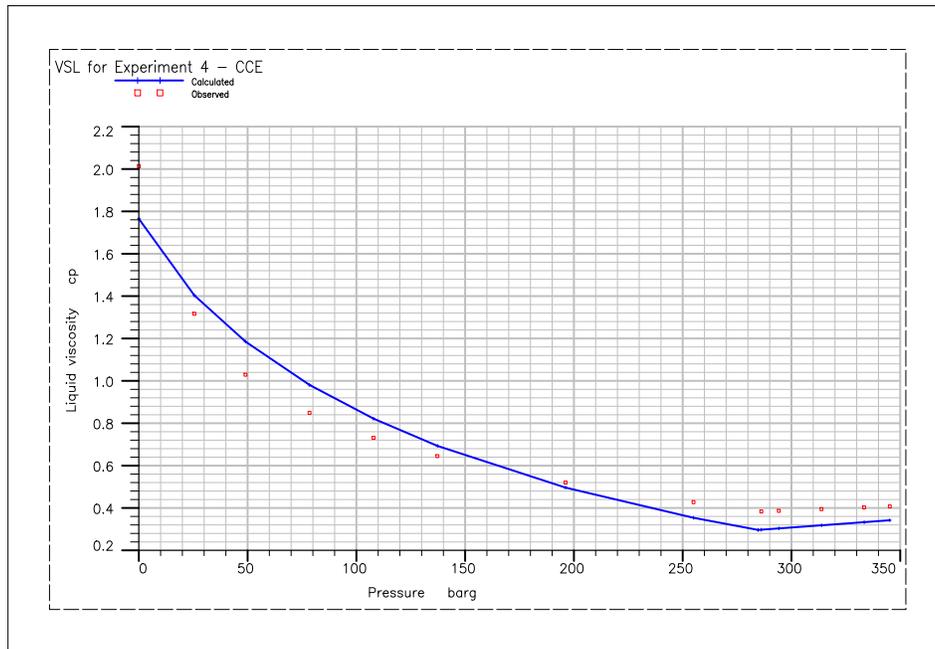
A continuación, se muestra el diagrama de fases y las gráficas de la relación de solubilidad, viscosidad y factor de volumen del aceite del modelo pVT ajustado, **Fig.3.1, 3.2, 3.3 y 3.4** respectivamente.



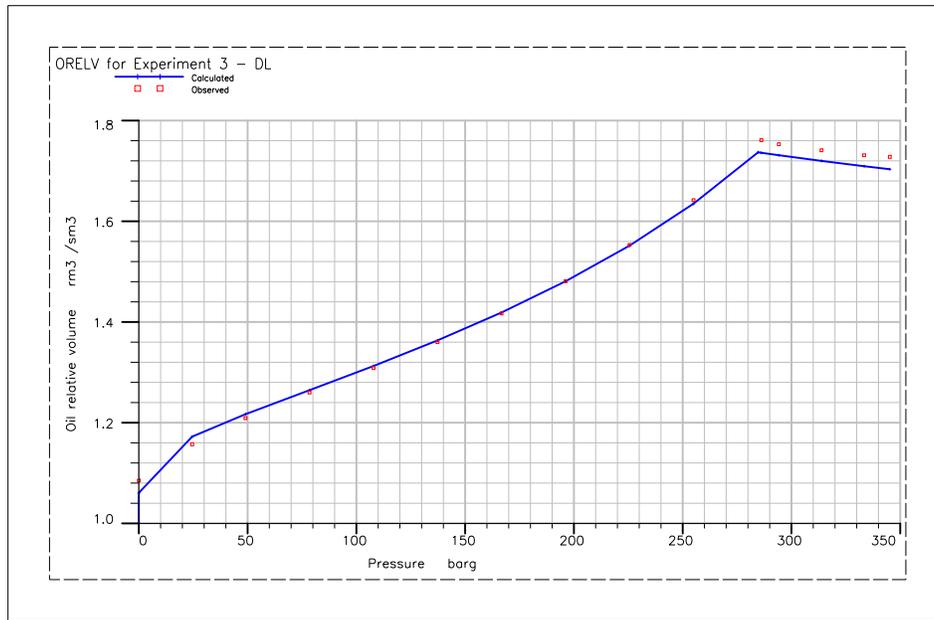
**Fig. 3.1** Diagrama de fases, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes



**Fig. 3.2** Relación de solubilidad, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes



**Fig. 3.3** Viscosidad del aceite, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes



**Fig. 3.4** Factor de volumen del aceite, de la mezcla considerando 6 pseudocomponentes

En la **Tabla 3.1**, se presentan la comparación de los parámetros volumétricos ajustados referidos a la presión de saturación, en esta tabla se puede observar que la diferencia entre los valores reportados por el laboratorio y los calculados con la ecuación de estado es menor al 2%.

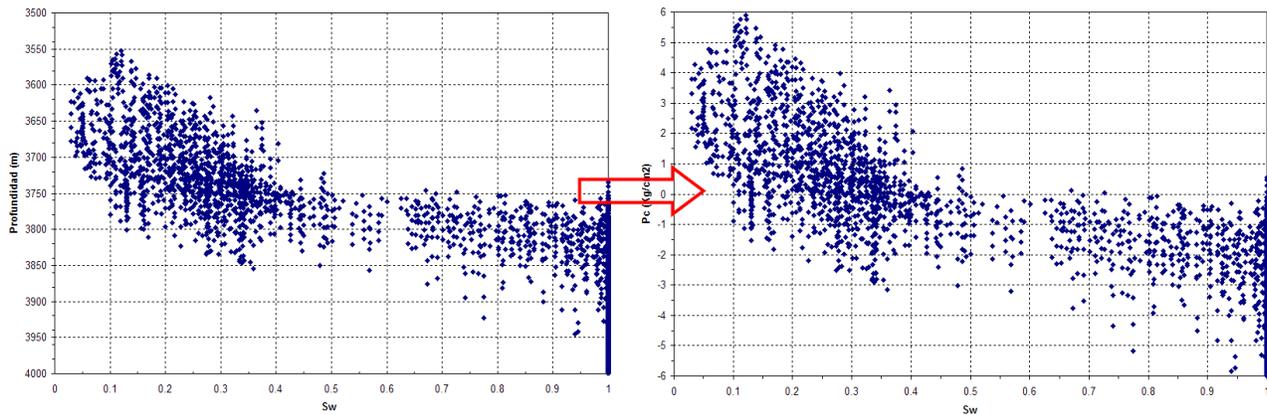
PV	Pb (bar)	Bob ( $m^3/m^3$ )	Rsb ( $m^3/m^3$ )
Observados	286.1580	1.7610	203.0900
pVT (6 componentes)	284.6625	1.7370	211.6896

**Tabla 3.1** Parámetros volumétricos

### 3.2.3. Modelo Petrofísico

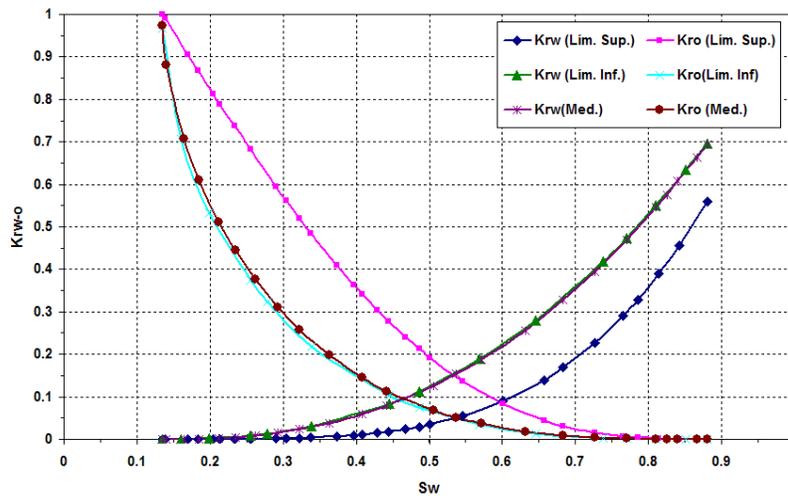
El modelo petrofísico empleado, surgió del análisis de la distribución de saturación del agua con respecto a la profundidad, y con la definición de presión capilar, se obtuvo la distribución de ésta con respecto a la profundidad, ver **Fig.3.5**

$$P_c = h (\rho_w - \rho_o)$$



**Fig. 3.5** Distribución de saturación de agua y comportamiento de presión capilar

Con esta distribución de presión capilar y con un programa de cómputo que requiere como datos de entrada, valores de presión capilar y saturaciones, se calcularon las curvas de permeabilidades relativas **Fig. 3.6**

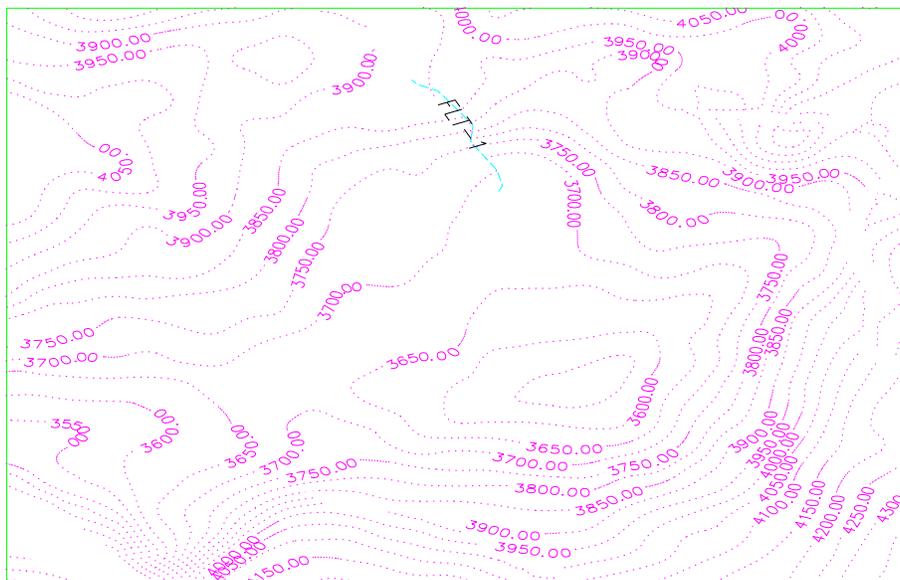


**Fig. 3.6** Curvas de permeabilidad relativa

### 3.3. CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN

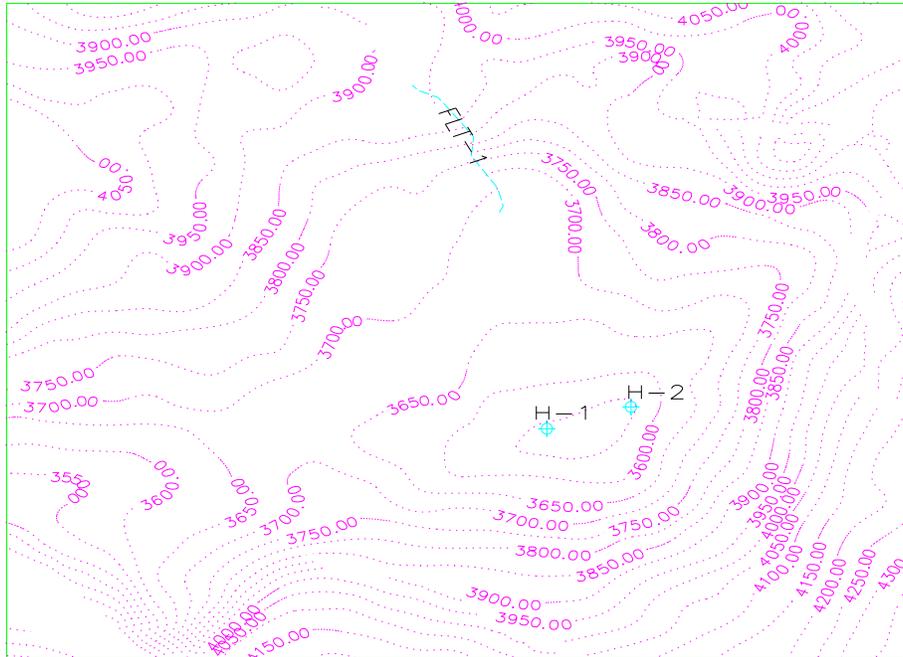
Normalmente, para construir una malla de simulación, se toma como base un modelo estático que posee las heterogeneidades geológicas, la descripción estructural, estratigráfica y distribución de propiedades petrofísicas del yacimiento.

Para la construcción de la malla de simulación, se delimitó el área de interés de la configuración estructural del horizonte de la *Brecha Paleoceno del Cretácico Superior* (BTPKS) definida por los límites físicos y convencionales asociados con el contacto agua-aceite, fallas presentes, cambio de facies y criterios inferidos.

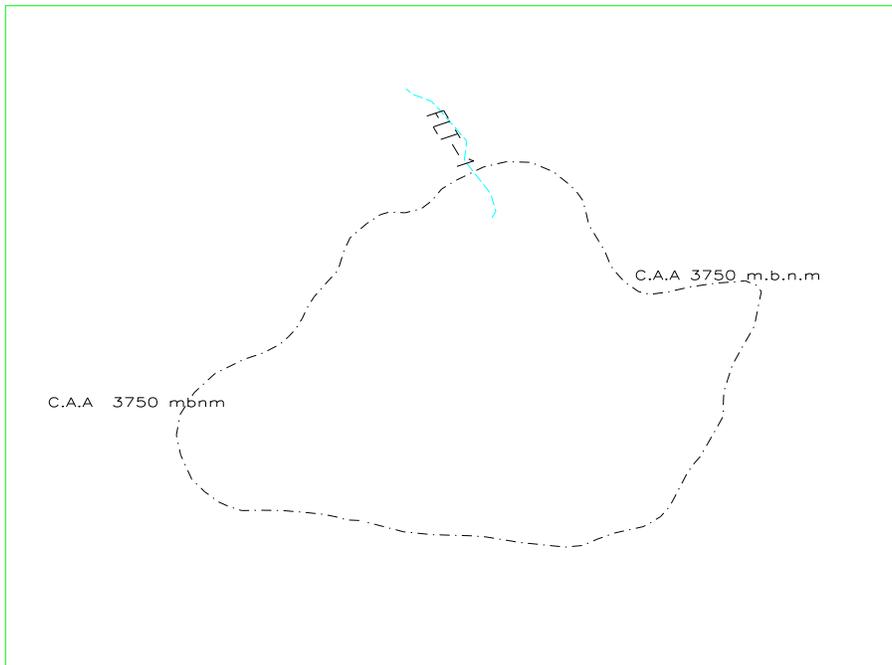


**Fig. 3.7** Mapa de cimas y fallas de la formación BTPKS

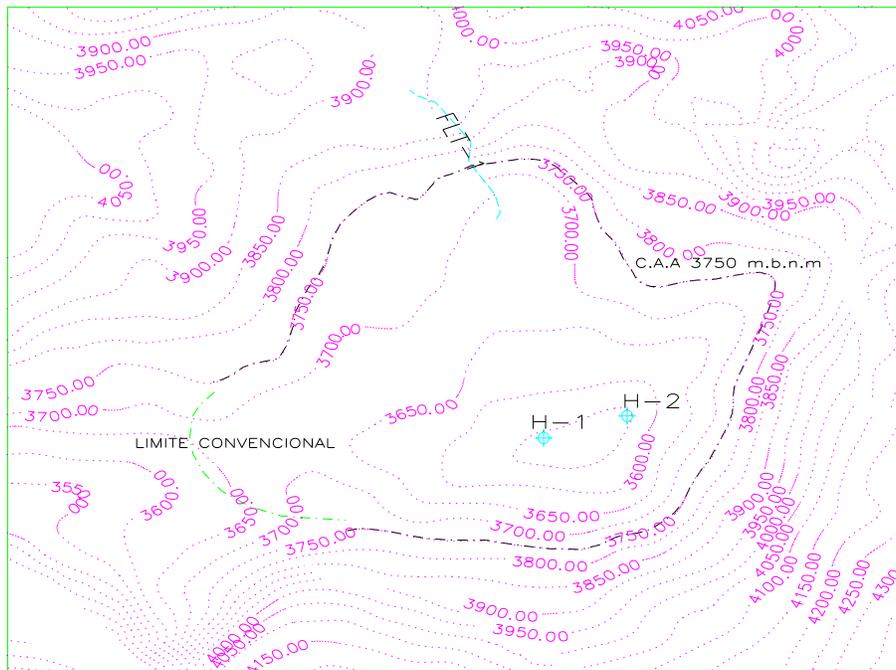
La **Fig.3.7** presenta el mapa de cimas de la formación BTPKS, de fallas, y el mapa de pozos, el cual contiene únicamente a dos, *H-1* y *H-2*



**Fig. 3.8** Mapa de cimas, fallas y pozos



**Fig. 3.9** Límites del yacimiento

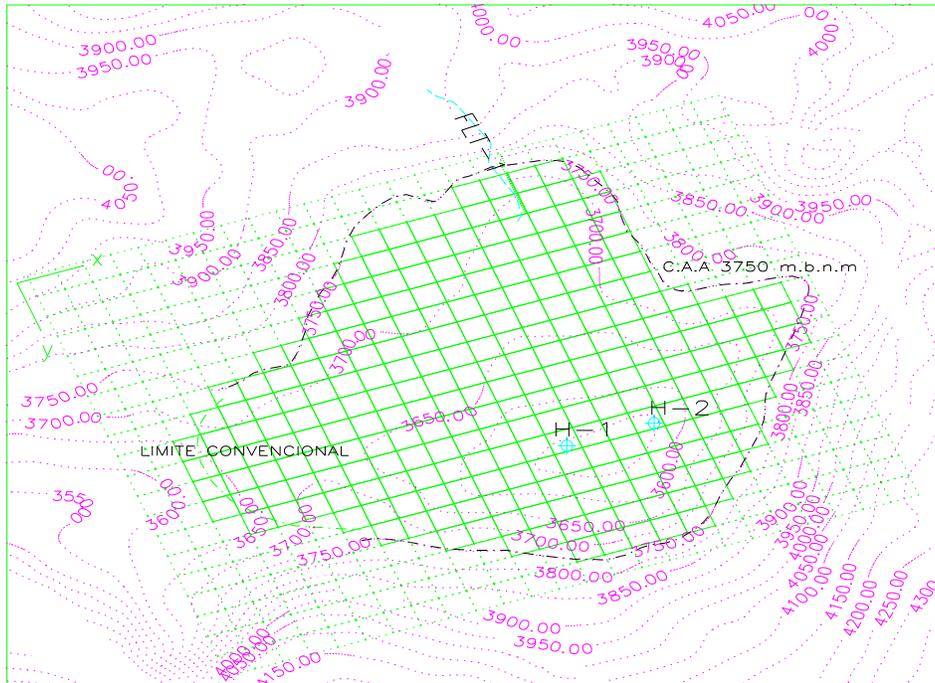


**Fig. 3.10 Zona de interés**

Finalmente, en la **Fig.3.10** se presentan integrados los elementos que se emplearán en la construcción de la malla, que para el modelo simple, se eligió una *malla cartesiana regular de nodos centrados* debido a que se utilizan generalmente para modelar yacimientos que no presentan una estructura geológica muy compleja, además, consta de celdas ortogonales que ayudan a una rápida convergencia a la solución del sistema, sin embargo, cuando las celdas son muy grandes, pueden perder exactitud en la representación de límites y rumbos de fallas.

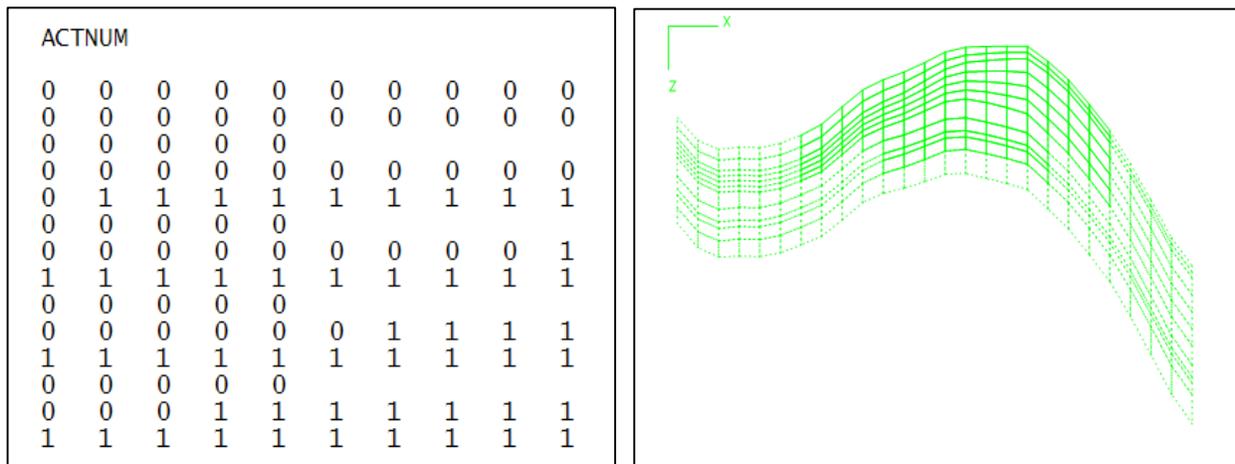
En la construcción de la malla se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- *Orientación de la malla*, que permita determinar los canales preferenciales de flujo.
- *Definición del número de capas*, para tener una mejor definición vertical del campo.
- *Establecer líneas de control*, que permiten delimitar el yacimiento.

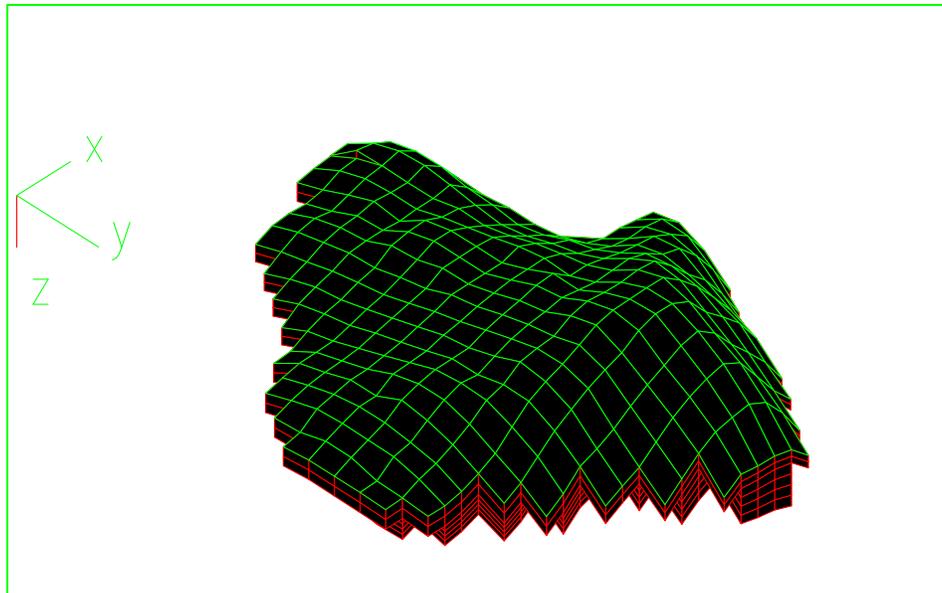


**Fig. 3.11** Mallado de la zona de interés

Por ser una malla regular, ésta cubre zonas fuera de los límites establecidos (**Fig.3.11**); las celdas que quedan fuera del área de interés deben ser desactivadas, pues de lo contrario se estaría considerando un mayor volumen del yacimiento. Para evitar esto, se creó una condición numérica con el procesador GRID®, que asigna un cero (0) a todas aquellas celdas que se encuentran a una profundidad mayor a la del contacto agua-aceite (3,750m), y un valor de uno (1) a aquella que se encuentren a una profundidad igual o menor a éste. **Fig.3.11-2**



**Fig. 3.11-2** Sección matricial de celdas activas y celdas inactivas



**Fig. 3.12** Vista en 3D de la malla de simulación

Una vez construida la malla de simulación geométrica, fueron interpoladas las coordenadas ( $x, y, z$ ) de los nodos de las celdas, los valores promedio de porosidad, permeabilidad y relación de espesores, obteniendo lo que se denomina “*malla numérica*” (**Fig.3.12**) que es la base para la formación del archivo .GRDECL que es utilizado en la sección GRID<sup>®</sup> del modelo de simulación.

### 3.4. INTEGRACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO (*DATA*)

El archivo *DATA*, también llamado “*archivo de datos*”, es un archivo de texto ASCII que contiene toda la información para el modelado del yacimiento. Está subdividido en secciones encabezadas por “*palabras clave*” que identifican los datos de entrada y datos de salida de cada sección.

A continuación, se describe las *secciones* del archivo *DATA* y la información que contiene cada una de ellas:

### 3.4.1. RUNSPEC

En esta sección, se define el número de celdas de la malla (25, 11, 22), que es un yacimiento fracturado; que las fases que fluyen son aceite, gas y agua; las unidades de cálculo son métricas; además de definir regiones de equilibrio, número de pozos, dimensiones de las tablas de las funciones de presión y saturación, etc. **Fig.3.13** y **Fig.3.13-2**

```

=====
--
--          MODELO SIMPLE DE SIMULACIÓN
--          CAMPO "H"
--          ARCHIVO DATA
--
=====
--
RUNSPEC  =====
--
DUALPORO
ENDSCALE
--
METRIC
--
FULLIMP
--
--NOSIM
--
NODPPM
--
OIL
WATER
GAS
--
DIFFUSE
--
COMPS
6 /
--
TABDIMS
2 2 30 30 28 /

```

**Fig. 3.13 Sección RUNSPEC**

```

DIMENS
25 11 22 /
EQLDIMS
1 20 /
--
WELLDIMS
5 5 1 /
--
AQUDIMS
1 399 1 36 /
UNIFOUT
UNIFIN
VFPPDIMS
20 10 10 10 10 10 /
START
30 MAY 1984 /
MESSAGES
2* 2*1000 4* 2*1000 /
--
MULTSAVE
0 /
MONITOR

```

**Fig. 3.13-2 Sección RUNSPEC**

### 3.4.2. GRID

Contiene los archivos de salida provenientes del preprocesador GRID, como son los sistemas coordenados (COORD y ZCOORD), la distribución de porosidad, celdas activas y celdas inactivas, relación de espesores netos y brutos (NTG), permeabilidades, factores que involucran el tamaño del bloque de matriz y el control de flujo entre la matriz y la fractura, lo que se denomina como SIGMA. **Fig.3.14** y **Fig.3.14-2**

```

GRID      =====
NOECHO
NODPPM
SIGMA
3025*0.0129166/ bloque de 100 ft
DPGRID

RPTGRID
TOPS DZ DZNET PORO /
--
INIT

INCLUDE
'../grid/MALLA.GRDECL'/COORD,ZCORN,ACTNUM,PERMX,NTG,PORO

AQUCON
1 1 25 1 11 22 22 K+ /
1 1 25 1 1 18 22 I+ /
/
AQUNUM
-- ID      I      J      K      Secc.A      Long.      phi.      k      Prof.      pi      pvt      satnum
   1      11     11     22     62500000    10000000    0.10     1.5     1*       1*       1       1 /
/

```

**Fig. 3.14 Sección GRID**

```

--PROPIEDADES PROMEDIO POR CAPA

EQUALS

--PROP VALOR I1 I2 J1 J2 K1 K2
PERMX 3.807 1 25 1 11 1 2 /
PERMX 3.115 1 25 1 11 3 6 /
PERMX 5.592 1 25 1 11 7 7 /
PERMX 1.799 1 25 1 11 8 10 /
PERMX 0.651 1 25 1 11 11 11 /
PERMX 1665.14 1 25 1 11 12 12 /
PERMX 1666.15 1 25 1 11 13 13 /
PERMX 1390.74 1 25 1 11 14 17 /
PERMX 2360.58 1 25 1 11 18 18 /
PERMX 1085.89 1 25 1 11 19 21 /
PERMX 836.67 1 25 1 11 22 22 /

NTG 0.300 1 25 1 11 1 2 /
NTG 0.300 1 25 1 11 3 6 /
NTG 0.250 1 25 1 11 7 7 /
NTG 0.200 1 25 1 11 8 10 /
NTG 0.200 1 25 1 11 11 11 /

PORO 0.102 1 25 1 11 1 1 /
PORO 0.103 1 25 1 11 2 2 /
PORO 0.088 1 25 1 11 3 6 /
PORO 0.101 1 25 1 11 7 7 /
PORO 0.077 1 25 1 11 8 10 /
PORO 0.052 1 25 1 11 11 11 /
PORO 0.011 1 25 1 11 12 13 /
PORO 0.009 1 25 1 11 14 17 /
PORO 0.014 1 25 1 11 18 18 /

```

Fig. 3.14-2 Sección GRID (EQUALS)

### 3.4.3. EDIT

En la sección EDIT, se pueden modificar algunos parámetros que permitan ajustar el modelo, como el volumen poroso y las transmisibilidades en  $(i, j, k)$ . En este modelo, no se utilizó la sección EDIT debido a que el volumen poroso se modificó en la sección GRID con la instrucción EQUALS, que asigna o reemplaza el valor de una propiedad a un grupo de celdas dentro de la malla. **Fig. 3.14-2**

### 3.4.4. PROPS

Contiene las tablas de propiedades con los datos de presión y saturación de la roca y fluidos del yacimiento en función de la densidad, viscosidad, permeabilidad relativa, presión capilar, datos pVT, compresibilidades, etc. **Fig.3.15**

```

EDIT      =====
PROPS     =====
INCLUDE
'../comun/ANALISIS_PVT.PVO' /
STONE
--Funciones de Saturación de Agua
INCLUDE
'../comun/FUNCIONES' /
ROCK
318.8    1.50E-04 / --167.0E-06 / -- Matriz
318.8    1.50E-03 / --167.0E-05 / -- Fractura
--
DENSITY
1* 1050  1*/
1* 1050  1*/
DIFFCGAS
70.41E-04 70.41E-04 70.41E-04 70.41E-04 70.41E-04 70.41E-04 /
--

```

**Fig. 3.15 Sección EDIT y PROPS**

### 3.4.5. REGIONS

Define las diferentes regiones correspondientes a las funciones de saturación y volumen en base a los contactos agua-aceite (regiones de equilibrio) **Fig.3.16**

```

REGIONS  =====
--
SATNUM
3025*1
3025*2 /
ROCKNUM
3025*1
3025*2 /
FIPNUM
275*1 275*2 275*3 275*4 275*5 275*6 275*7 275*8 275*9 275*10 275*11 275*12
275*13 275*14 275*15 275*16 275*17 275*18 275*19 275*20 275*21 275*22 /

```

**Fig. 3.16 Sección REGIONS**

### 3.4.6. SOLUTION

Asigna las profundidades de las regiones de equilibrio que servirán como referencia para el cálculo del equilibrio vertical. **Fig.3.17**

```

SOLUTION  =====
OUTSOL
RESTART PRES SOIL SGAS SWAT PSAT PART /
FIELDSEP
  1  75  7.83  /
  2  70  1.95  /
  3  20  1.013 /
/
RPTSOL
PRESSURE SWAT  SGAS PSAT  PART /
EQUIL
-- Datum  P@Datum  D cw/o  Pc@cw/o  D cg/o  Pc@cg/o
 3600.00  318.8   3750.0   0.0     1000.0  0.0 1* 1* 1  1 / Profundidades en MVBNM

```

**Fig. 3.17 Sección SOLUTION**

### 3.4.7. SUMMARY

Esta sección, contiene los parámetros que permiten analizar los resultados obtenidos, tales como presión, gastos de aceite, fracción de agua, relación gas-aceite, etc., correspondientes a los resultados del cálculo. **Fig.3.18**

```

SUMMARY  =====
RUNSUM
RPTONLY
FOIP
FOPR
FOPT
FPR
FPPO
FPRP
FWIP
FWPR
FWPT
FWPTH
FWPRH
/
RWIP
/
RGIP
/
ROFR
 1 2 /
/
ROFT
 1 2 /
/
RWFT
 2 1 /
/

```

**Fig. 3.18 Sección SUMMARY**

### 3.4.8. SCHEDULE

Contiene la historia de producción por pozo y localización de los mismos en sentido areal ( $i, j$ ), los intervalos disparados referidos a las capas por las cuales producirá dentro de la malla; las condiciones de operación, modo de control de los pozos (productor, inyector), declaración de intervenciones, asignación de tablas hidráulicas, periodos de producción y el archivo de usuario de presiones. **Fig.3.19**

```

SCHEDULE =====
--
RPTPRINT
1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 0 0 /

RPTSCHED
PRES SOIL SWAT VOIL PSAT/
SEPCOND
Sep1 FIELD      1   75   7.83   /
Sep1 FIELD      2   70   1.95   /
Sep1 FIELD      3   20   1.013  /
/
--LOCALIZACIONES DE POZOS
WELLSPEC
-- Pozo      Grupo      I      J      Prof. Term.  Separador
--
   H-2      gp1       18     8      3581.0      Sep1 /
   H-1      gp1       15     8      3553.0      Sep1 /
/
--TERMINACIONES DE POZOS
WELLCOMP
-- Pozo      I      J      K1     K2     SAT     DIAM
--
   H-2      18     8      12     14     1       0.2127 /
   H-1      15     8      12     13     1       0.2127 /
/
INCLUDE
'../comun/ixt_sep03_hse.txt' /

```

**Fig. 3.19** Sección SCHEDULE

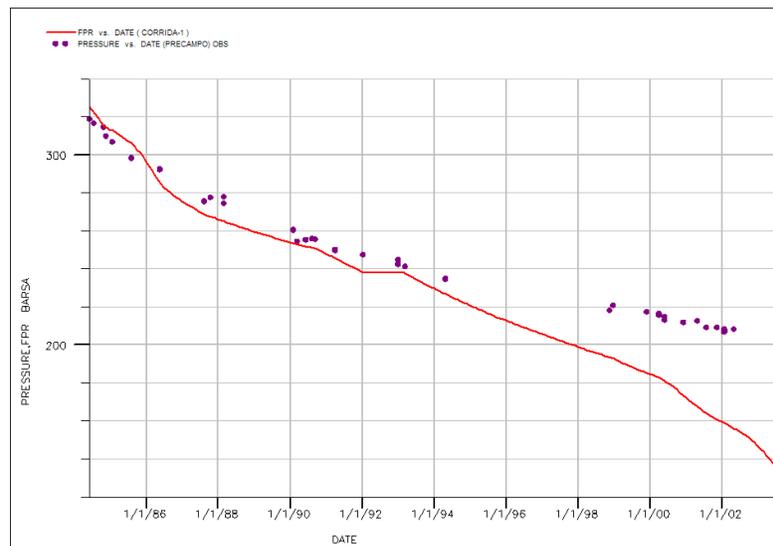
**CAPÍTULO IV**  
**APLICACIÓN Y RESULTADOS**  
**DEL MODELO SIMPLE**

---

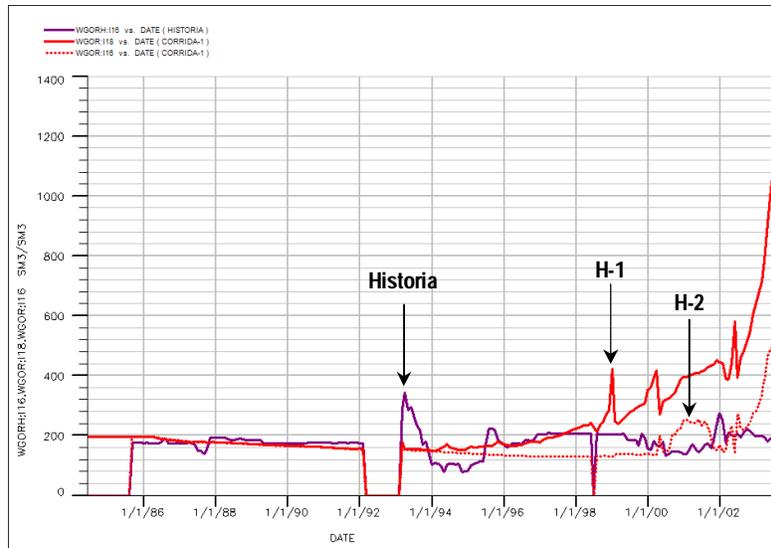
Un modelo de simulación, es una herramienta que permite predecir el comportamiento de los yacimientos, para que un modelo cumpla con esta función es necesario que el modelo reproduzca adecuadamente la historia de presión y producción. A continuación se describirá el proceso que se siguió para obtener el ajuste histórico, así mismo, se presentarán los resultados obtenidos por el modelo simple del campo y la comparación con los resultados obtenidos con un modelo detallado.

#### 4.1. AJUSTE DE PRESIÓN

Una vez integrado el archivo *DATA*, se realizó la corrida de inicialización y se graficó la presión del yacimiento (*FPR*) como se muestra en la **Fig.4.1**. En ésta gráfica se puede ver que el modelo no reproduce adecuadamente a los datos de presión observados (serie de puntos), así mismo, se aprecia que la tendencia calculada está muy por debajo del comportamiento real, lo que provoca una elevada producción de gas en los pozos *H-1* y *H-2*. **Fig.4.2**



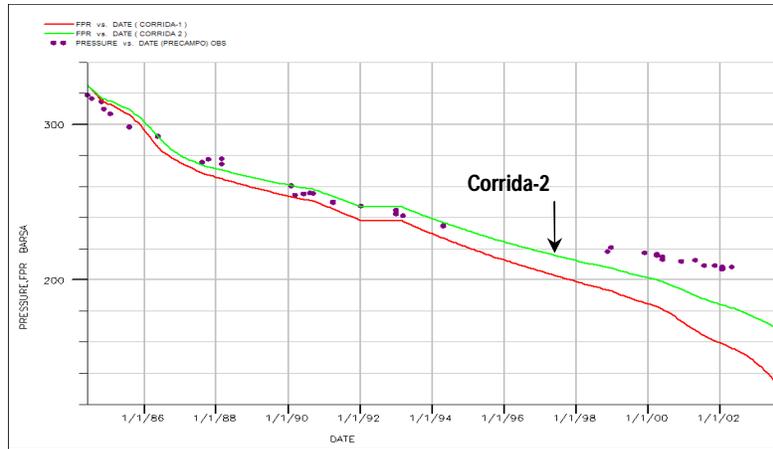
**Fig. 4.1 Comparación entre la presión observada y la presión calculada (Corrida de inicialización)**



**Fig. 4.2 Comparación entre la RGA histórica y la RGA calculada  
(Corrida de inicialización)**

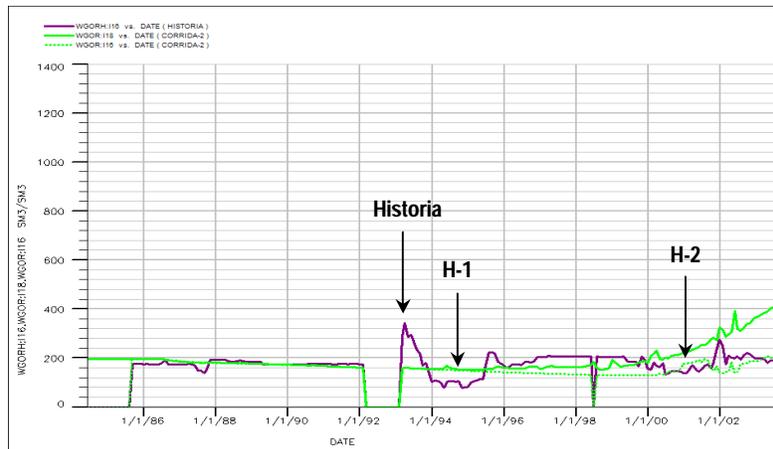
Para ajustar el comportamiento de presión, se decidió cambiar la distribución de valores de porosidad, permeabilidad y relación de espesores (NTG) por valores promedio obtenidos a partir de la distribución de propiedades del modelo estático (sección GRID) y por la activación de un acuífero numérico. Posteriormente, se realizó otra corrida y se comparó con los resultados de la corrida de inicialización, observando prácticamente el mismo comportamiento.

Después de un análisis de sensibilidad con diferentes parámetros, se observó que el que mayor impacto tuvo sobre el comportamiento de la presión, era el volumen de aceite, por lo que se acondicionaron varios modelos en los que se variaron los valores de *NTG* y de porosidad para cada una de las capas del modelo. En la **Fig.4.3** se observa los comportamientos de las presiones observadas y las calculadas con la corrida de inicialización y con la *Corrida-2*, la cual incluye la variación en los parámetros mencionados. En esa figura se puede ver un incremento en la presión calculada con la *Corrida-2*, sin embargo, ésta se aleja del comportamiento observado hacia la parte final de la historia.



**Fig. 4.3 Ajuste de presión (corrida-2)**

En la **Fig.4.4**, se presenta el comportamiento de la relación gas-aceite (*RGA*) de los pozos productores, la cual disminuye debido a que la presión calculada es ahora mayor.



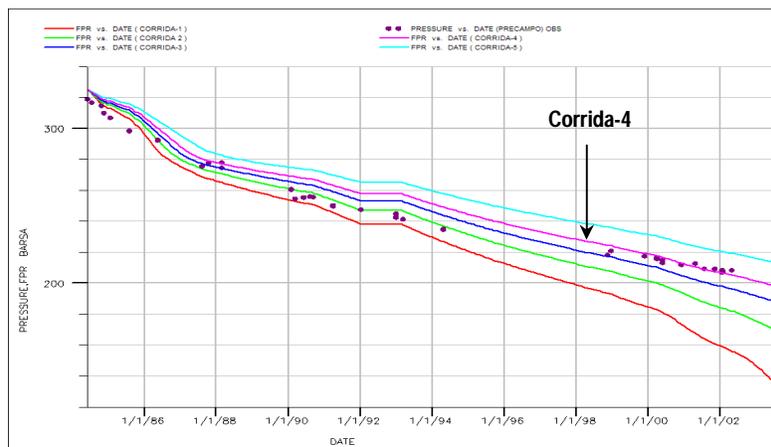
**Fig. 4.4 RGA histórica y de pozos (corrida-2)**

La siguiente tabla, presenta un resumen de los ensayos hechos al variar los valores de porosidad de matriz, relación de espesores (*NTG*) y el volumen original de hidrocarburos calculado por cada uno de estos modelos.

Corrida	Gráfica	Volumen de HCS MMbbls	Características	Observaciones
1	Roja	251.57	Corrida base (sin ajustes) NTG 0.300 PORO 0.045 NTG 0.300 PORO 0.033 NTG 0.250 PORO 0.046 NTG 0.200 PORO 0.033 NTG 0.200 PORO 0.024	La presión muy por debajo de los datos observados. Elevada RGA
2	Verde	340.25	NTG 0.300 PORO 0.076 NTG 0.300 PORO 0.062 NTG 0.250 PORO 0.051 NTG 0.200 PORO 0.046 NTG 0.200 PORO 0.032	Incremento en la presión de yacimiento y disminución considerable en la RGA
3	Azul	394.40	NTG 0.380 PORO 0.086 NTG 0.320 PORO 0.084 NTG 0.280 PORO 0.077 NTG 0.260 PORO 0.083 NTG 0.200 PORO 0.065	La presión sigue incrementando y la RGA continúa disminuyendo
4	Rosa	455.28	NTG 0.400 PORO 0.102 NTG 0.380 PORO 0.103 NTG 0.350 PORO 0.088 NTG 0.300 PORO 0.101 NTG 0.200 PORO 0.077	La presión se ajusta bien a los últimos datos de presión
5	Azul claro	554.71	NTG 0.500 PORO 0.181 NTG 0.480 PORO 0.180 NTG 0.400 PORO 0.178 NTG 0.360 PORO 0.165 NTG 0.300 PORO 0.155	La presión sobrepasa los datos observados

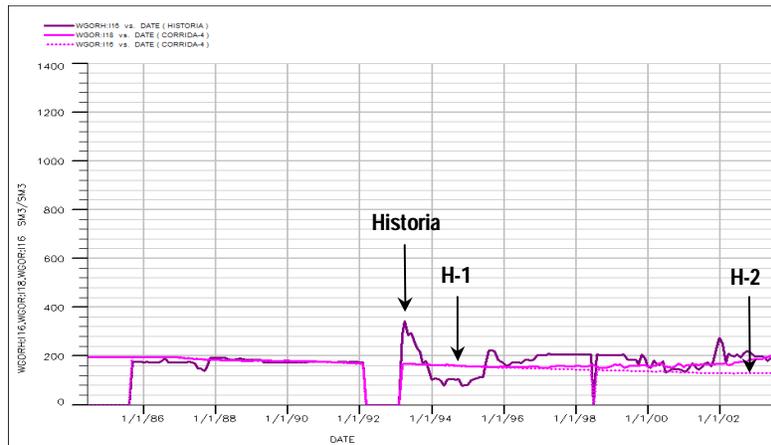
**Tabla 4.1 Corridas de ajuste**

Cabe mencionar que en esta tabla, sólo se reportan aquellos modelos en los que se obtuvo resultados que se acercaron más al comportamiento real del campo, destacando aquél denominado *corrida-4*.



**Fig. 4.5 Gráficas de ajuste de presión**

En la **Fig.4.5**, las presiones iniciales calculadas son mayores a las presiones observadas, sin embargo, a la mitad y al final de la historia, el comportamiento calculado se ajusta más al real, que el que se obtuvo con los otros modelos. Por otro lado, la RGA de los pozos ha disminuido de manera considerable y tender al comportamiento histórico. **Fig.4.6**

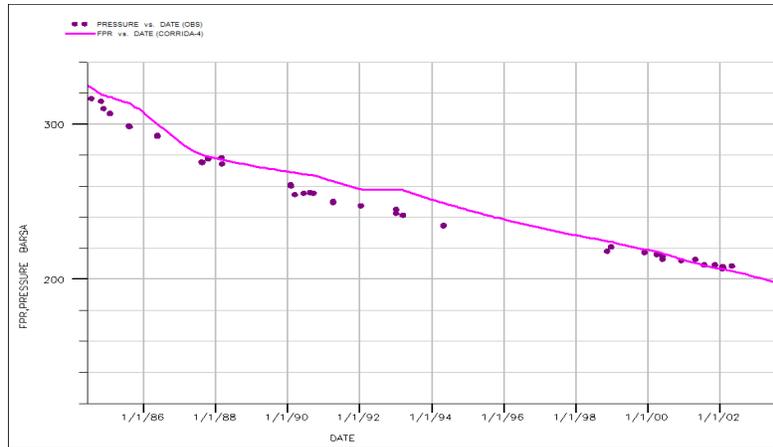


**Fig. 4.6 RGA histórica y de pozos (corrida-4)**

De lo anterior, se concluyó que la *Corrida- 4* es la que mejor se ajusta a los datos de presión y producción medidos, por lo que se considera que se tiene el modelo ajustado para la historia de presión-producción. A continuación se presentan las gráficas de los parámetros del ajuste de historia, el ajuste por campo y por pozo.

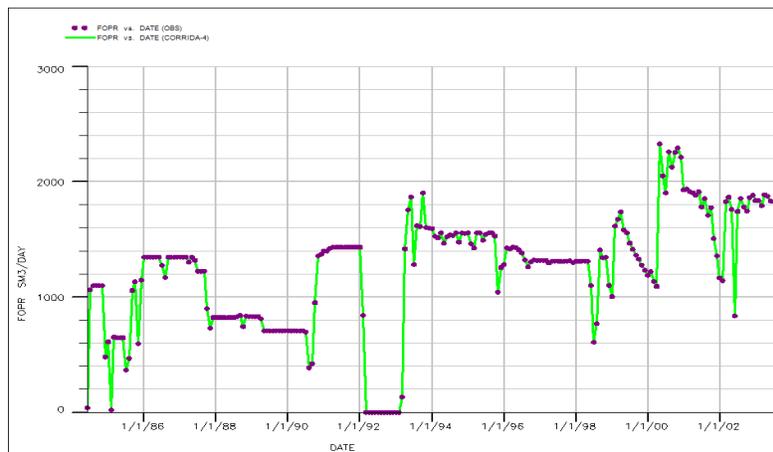
## 4.2. AJUSTE HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO POR CAMPO

La **Fig.4.7** muestra el comportamiento de presión a nivel de campo, en la cual, la presión calculada no se ajusta a la presión observada al inicio de la historia por no contar con un valor medido de presión inicial. Este parámetro se puede considerar como un *parámetro de ajuste*, dada la incertidumbre que se genera por no contar con dicho valor.



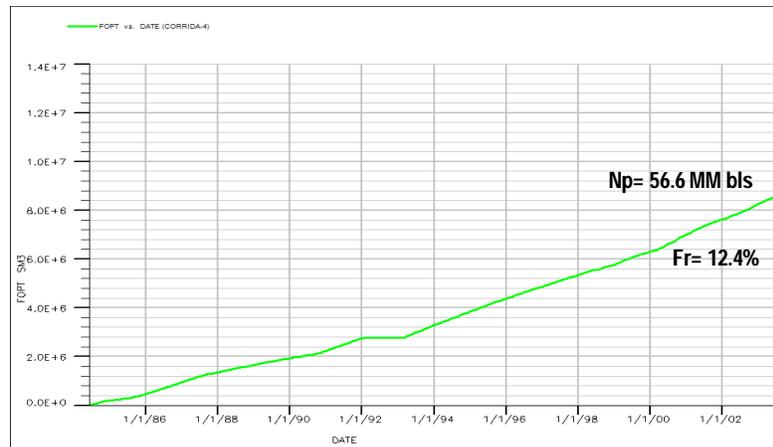
**Fig. 4.7 Ajuste de presión del yacimiento**

La **Fig.4.8** muestra la producción de aceite a nivel de yacimiento y de cómo ésta reproduce perfectamente su comportamiento histórico. Esto se debe a que el gasto de aceite es un dato asignado como una condición inicial al modelo de simulación.



**Fig. 4.8 Producción de aceite del yacimiento (Qo)**

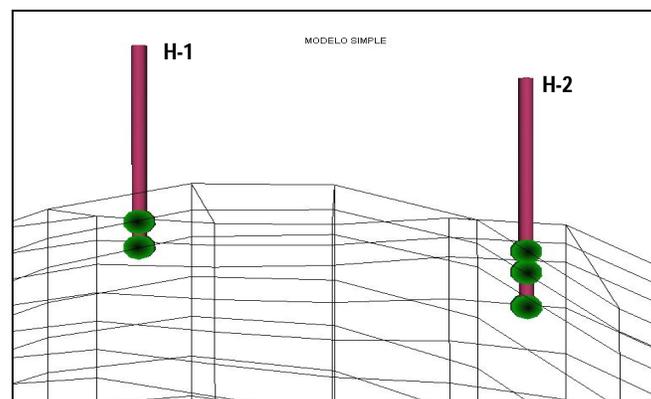
En la **Fig.4.9** se observa la producción acumulada de aceite del yacimiento de aproximadamente 56.6 MMbls@c.s. tomando como base el volumen original de hidrocarburos calculado por el modelo simple (455.28 MMbls@c.s.) el factor de recuperación es de aproximadamente 12.4%



**Fig. 4.9 Producción acumulada de aceite ( $N_p$ ) del yacimiento**

### 4.3. AJUSTE HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO POR POZO

La **Fig.4.10** muestra el esquema estructural de los pozos *H-1* y *H-2*, cuyas terminaciones (3,553m y 3,581m) se encuentran marcadas y ubicadas en las celdas (15, 8, 12-13) y (18, 8 12-14) respectivamente.

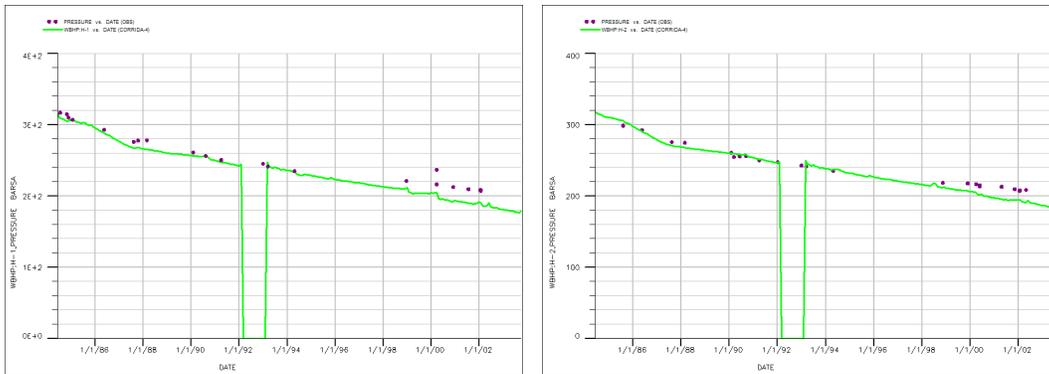


**Fig. 4.10 Esquema estructural de los pozos *H-1* y *H-2* y sus terminaciones**

En la **Fig.4.11** se muestra el comportamiento de presión de los pozos, en ella se observa que el modelo reproduce adecuadamente los datos observados. Cabe mencionar que, a diferencia de la presión de yacimiento, la tendencia se ajusta mejor al inicio que al final de la historia, esto puede ser valido si se considera que se cuenta

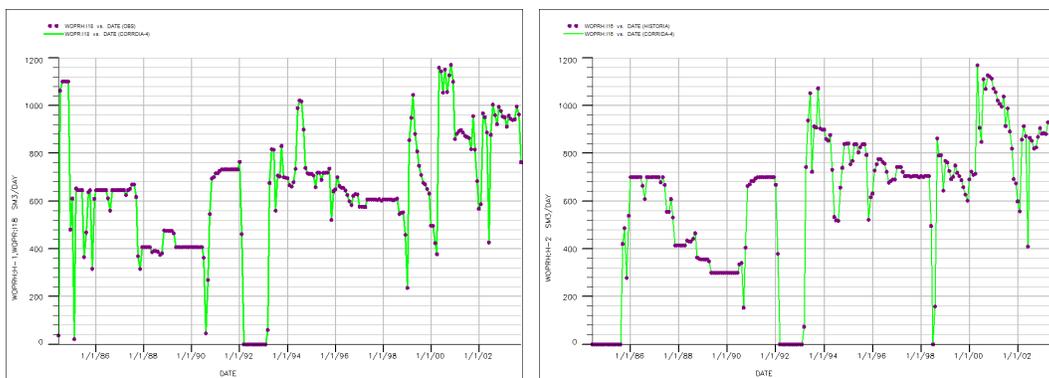
con datos medidos de los pozos, mientras que para el campo no se tiene el valor de la presión inicial.

Es importante señalar que la presión inicial del yacimiento, podría ser mayor a la presión inicial por cada pozo, ya que en la construcción del modelo, la presión de éstos debe ser referida al nivel medio de los disparados, mientras que los valores de presión del yacimiento, son referidos a un plano de referencia previamente establecido, el cual fue a 3,625 m bajo el nivel del mar.



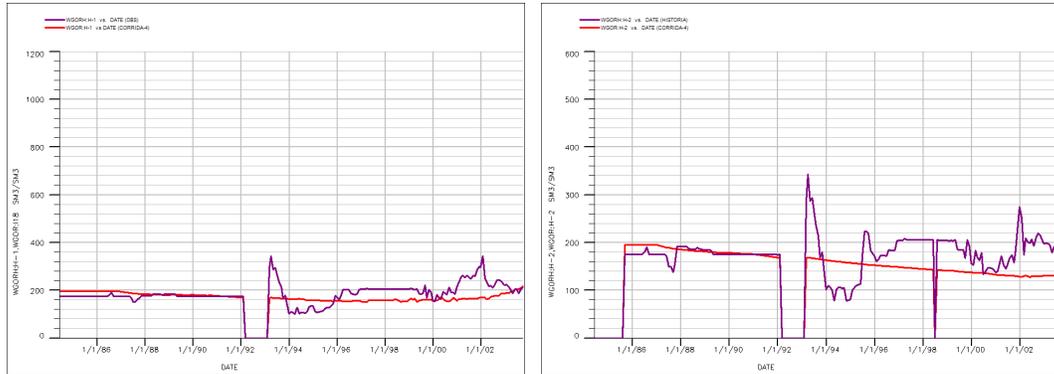
**Fig. 4.11 Presión de fondo de los pozos H-1 y H2, respectivamente**

Al igual que en la producción de aceite del yacimiento, la producción de aceite a nivel de pozo se ajusta perfectamente a los datos observados, debido a que es un parámetro que no se calcula, sino que se reproduce. **Fig.4.12**



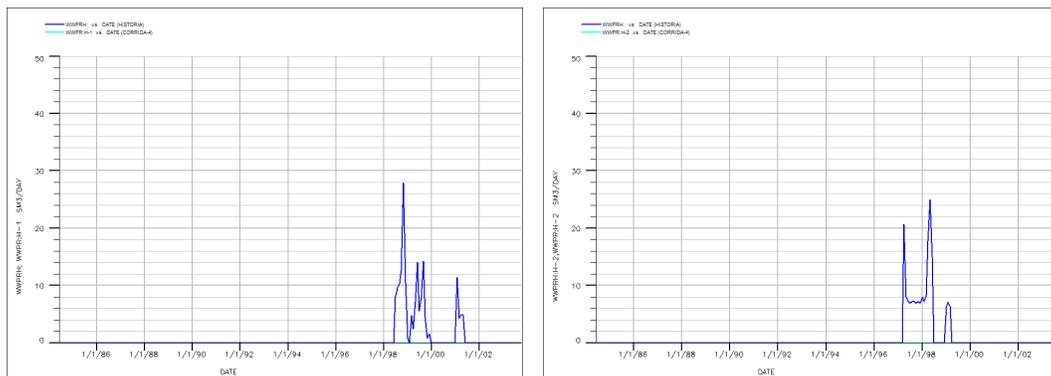
**Fig. 4.12 Producción de aceite de los pozos H-1 y H-2, respectivamente**

En la **Fig.4.13** se presenta la comparación del comportamiento de la *RGA* de los pozos, la cual, pese a que hay una diferencia entre los datos observados y los calculados, el modelo reproduce adecuadamente este parámetro.



**Fig. 4.13 Comportamiento de la RGA de los pozos H-1 y H-2, respectivamente**

En la **Fig.4.14** se presenta el comportamiento de la producción de agua de los pozos, donde alcanzan una producción máxima aproximada de 157 bpd cada uno, siendo el primero en producir el pozo H-2 y tiempo después el pozo H-1

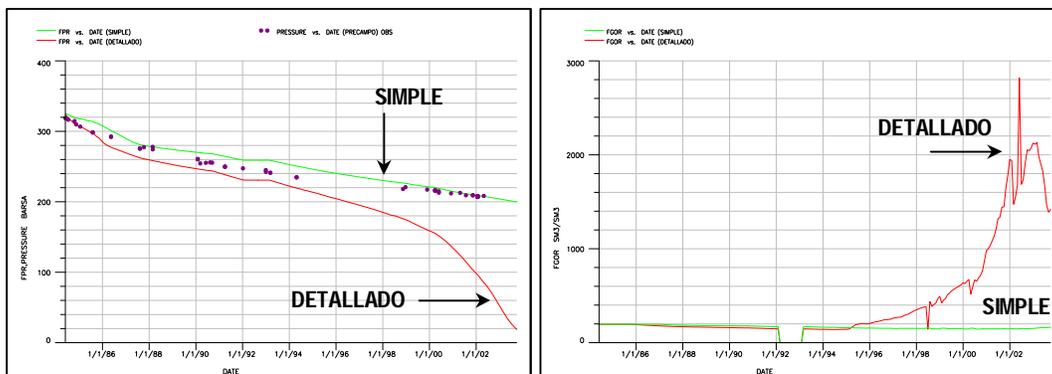


**Fig. 4.14 Producción de agua de los pozos H-1 y H-2, respectivamente**

#### 4.4. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DETALLADO Y EL MODELO SIMPLE

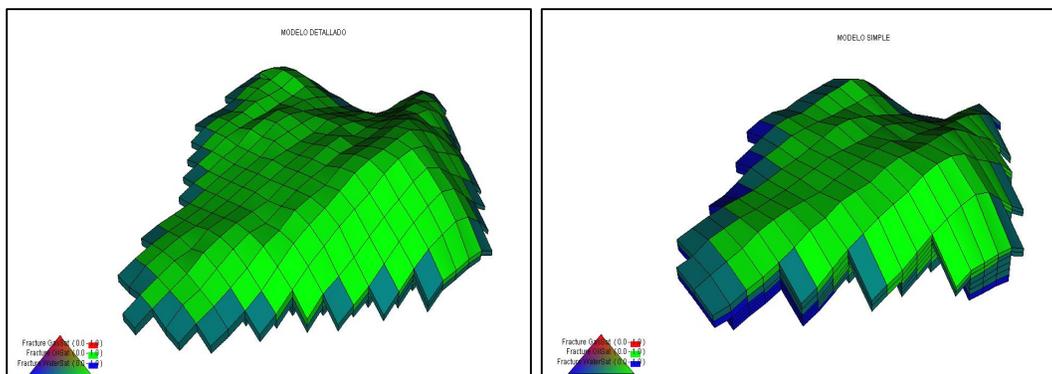
Con el objeto de validar los resultados proporcionados por el modelo simple, se hizo una comparación con el modelo detallado, visualizando las diferencias estructurales y los resultados obtenidos por ambos.

En la **Fig.4.15**, se observa claramente que el modelo simple reproduce mejor el comportamiento de presión del yacimiento que el modelo detallado; debido a que éste último, la caída de presión es mayor durante el periodo de explotación, y por lo tanto, la *RGA* calculada es mayor a la *RGA* medida.



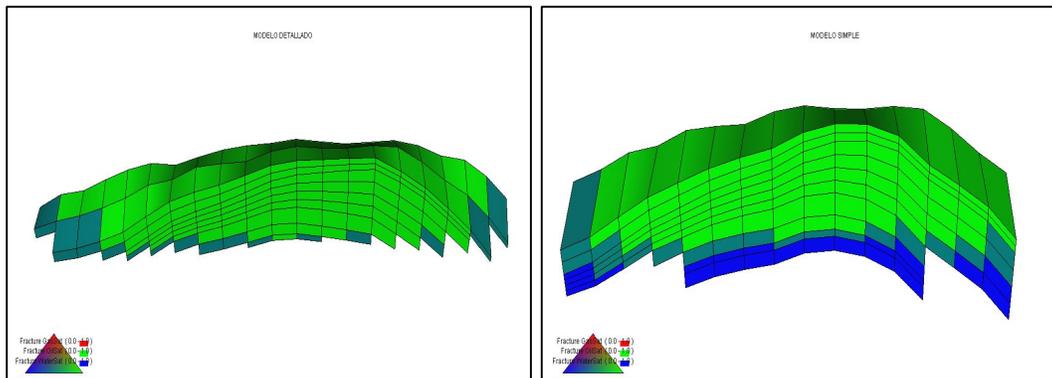
**Fig. 4.15** Comparación de la presión y la *RGA* a nivel de yacimiento del modelo detallado y el modelo simple

La **Fig.4.16** muestra una vista del campo en estudio, en la que se distingue claramente el mallado en ambos modelos, siendo más burdo en el modelo simple que en el detallado al tener un número menor de celdas.



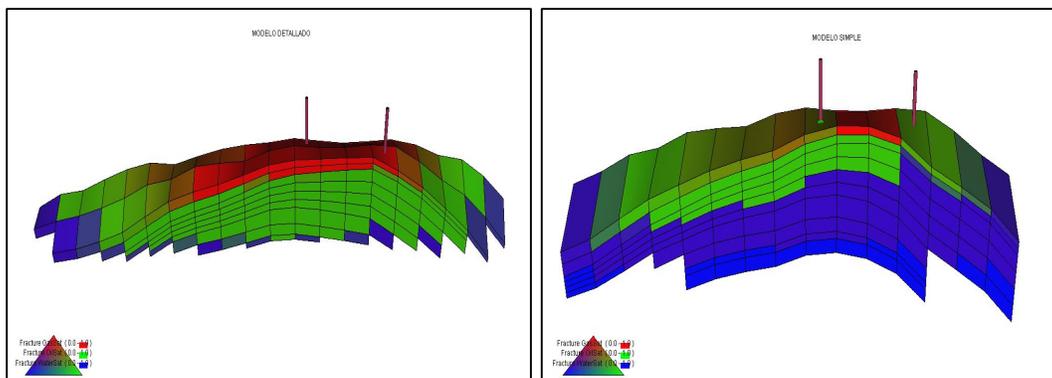
**Fig. 4.16** Comparación del mallado entre el modelo detallado y el modelo simple

Por otro lado, la **Fig.4.17** muestra una sección transversal del yacimiento y la distribución inicial de saturaciones (aceite y agua). También se muestra que el lado izquierdo presenta una sección volumétrica menor que la mostrada en el lado derecho.



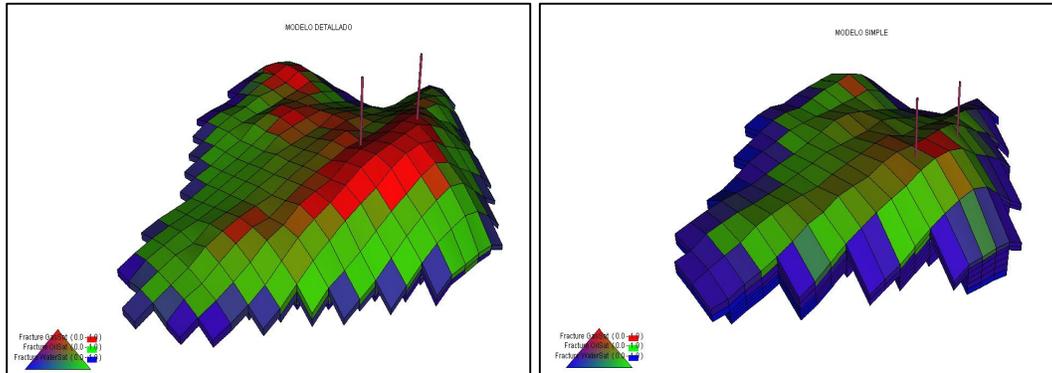
**Fig. 4.17** Sección transversal y perfil de saturaciones iniciales del modelo detallado y el modelo simple

En la **Fig.4.18** se observan los pozos productores y la formación de un casquete de gas en el modelo detallado (*izquierda*) al término del periodo de explotación del yacimiento, hecho que se relaciona con la diferencia de volúmenes, ya que en el modelo simple (*derecha*) no se forma un casquete, pero sí se aprecia un avance importante en el acuífero.



**Fig. 4.18** Sección transversal y perfil de saturaciones finales del modelo detallado y el modelo simple

La **Fig.4.19** muestra una vista isométrica del yacimiento con los dos modelos; donde se aprecia la formación del casquete de gas en uno y del avance del acuífero en otro.



**Fig. 4.19** Formación de casquete de gas y avance del acuífero del modelo detallado y el modelo simple

---

## CONCLUSIONES

- ◆ El modelado de un yacimiento petrolero, requiere de un análisis previo que permita determinar la confiabilidad de la información, ya que de esto dependerá el tipo de modelo a construir, así como los resultados que de él se obtendrán.
- ◆ Para los casos en los que se dispone de poca información, la construcción de un modelo simple puede ser una opción viable, ya que al carecer de datos, éstos pueden ser inferidos o correlacionados con algún campo vecino, por lo que no tendría sentido construir un modelo detallado que no sea del todo representativo del campo en estudio.
- ◆ En general, se puede decir que en la construcción de modelos simples, se requiere de menos tiempo que en la construcción de modelos más detallados; esto permite obtener resultados de manera pronta que contribuyan a tomar decisiones en el desarrollo de un proyecto de simulación.
- ◆ Comparando el volumen original de aceite calculado por el modelo detallado (251 MMbbls@c.s.) y el calculado por el modelo simple (455 MMbbls@c.s.), se ve que es casi el doble, sin embargo, si se da como válido el primer valor, el comportamiento de la presión del campo es prácticamente irreproducible, por lo que se infiere que el volumen de fluidos es el principal parámetro del que depende el comportamiento de la presión.
- ◆ Aunque el modelo propuesto se considera *simple*, posee la capacidad de realizar ejercicios alternos como estudios de recuperación secundaria, mejorada y modelos de predicción para distintos escenarios de producción.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- 📖 ECLIPSE- *Reference Manual*. Copyright© 2004 Schlumberger. All right reserved.
- 📖 Ortiz, R. “*Construcción de Modelos de Simulación de Yacimientos*”. Facultad de Ingeniería, UNAM. 2006
- 📖 Islas, Ma. “*Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos*” Facultad de Ingeniería, UNAM. 2006
- 📖 Satter, Varnon & Hoang. “*Integrated Reservoir Management*”. SPE No. 22350 1994. pp. 1050-1060
- 📖 Aziz, Khalid. “*Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems*” SPE No. 25233. pp. 7-12
- 📖 McCain, W. “*The Properties of Petroleum Fluids*”. Second Edition. 1990
- 📖 Arana, Trujillo, Sánchez. “*Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*”. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 📖 Crichlow, H. “*Modern Reservoir Engineering- A Simulation Approach*” Prentice-Hall. 1977 pp. 43-62
- 📖 Notas-Manual. “*Seminario para el Aprendizaje del Manejo del Pre-Procesador FloGrid 2004*” Instituto Mexicano del Petróleo. México, 2004
- 📖 Sheffield, M. “*Three-phase Fluid Flow Including Gravitational, Viscous, and Capillary Forces*” SPE of AIME (1969) pp. 2-255
- 📖 De la Garza, Galindo. “*Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos*”. Facultad de Ingeniería, UNAM. 2000
- 📖 ECLIPSE-Grid User Course. Copyright© Schlumberger. All right reserved.
- 📖 PETREL- Reservoir Engineering User Guide. Copyright© Schlumberger 2004