



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“INICIALIZACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN  
CASO PRÁCTICO.”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**ERANDI MOLINA RAMÍREZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS**



**MÉXICO, D.F.**

**OCTUBRE, 2009.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

En dedicatoria a mi abuelito, Mariano Ramírez 😊, porque siempre me transmitió su entusiasmo y la perseverancia para lograr las cosas. Con mucho Cariño tu nieta Erandi. Donde quiera que estés se que estarás muy orgulloso.

## **AGRADECIMIENTOS.**

A mi Mamá:

Por impulsarme todos los días a ser mejor y hacerme hincapié de lo importante que es superarse.; por apoyarme dándome la confianza cuando escogí esta carrera; además de siempre demostrarme que en ella encuentro a mi mejor amiga.

A mi Papá:

Por enseñarme que todas las metas son alcanzables con esfuerzo y que siempre es importante luchar.

A mi hermano (Axayacatl Molina):

Por siempre ser un buen ejemplo para mí además de enseñarme las cosas buenas y no tan buenas que uno puede disfrutar en esta vida; y sobre todo por demostrarme que los estudios son muy importantes.

A mi Abuelita (Carlota):

Por ser la mejor de las abuelitas y preocuparse por mí siempre además de estar pendiente de mí, día con día.

A mi Flaco: (Luis Felipe Alcantara Garces)

Por impulsarme en esta etapa final de mi carrera, orientando, y sobre todo por ser mi amigo y compañero todos los días.

A todos mis tíos:

Pues siempre han sido una parte muy importante en todas las etapas de mi vida, gracias por su apoyo pues sé que siempre puedo contar con ustedes.

A la Familia Sánchez Zepeda:

Por el apoyo incondicional, tiempo dedicación y confianza; sin olvidar todos los momentos gratos compartidos.

A mis sinodales los Ingenieros:

Ing. Manuel Villamar Vigueras, Ing. Octavio Steffani Vargas, M.I. Mario Becerra Zepeda, M.I. Tomas Eduardo Pérez García, Ing. Martín Carlos Velázquez Franco porque me han ayudado, correteado un poco para que concluya una vez más un reto, y sobre todo quiero agradecer el tiempo, paciencia, y dedicación que me tuvieron cuando fui su alumna. Además les agradezco por todo el conocimiento y anécdotas que dejaron en mí.

A mis Amigas y Amigos:

Se que es una lista interminable

Iveth Loyo (Wera), Nancy Peregrino (Moss), Carolina Neri (Carola), Roberto Lagunas (Naco), Roberto Parra (Rat), Víctor Olarte(Vic), Pablo Ruiz (Pablito), Alberto Lastiri (Lax), Arturo Rey(Tibu), Sergio (Serch), Miguel A. Quiroz, Rodrigo Orantes(Pato), Alejandro Mar (Ale), Rodrigo Ortiz (Ro), Manuel Madrigal, Alejandro Cortes (Topo), Omar Segura, Lalo Carril, Alejandro Aranda (Alets), Noe Maldonado (Wero), Tito Trujillo (Tito), Juventino Sánchez (Juve), Uriel Cedillo (Uro), Hiram Bermúdez, Juan Manuel Torres (Juma) y muchos mas con los cuales tuve la oportunidad de divertirme y apoyarme, en las buenas y en las malas, y acompañarnos en los días de estrés para los cuales buscábamos relajarnos un poco. Estoy muy contenta de seguir conservando su amistad y sobre todo tener la oportunidad de seguir aprendiendo con ellos, de apoyarnos y de convivir.

Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber.

**Albert Einstein (1879-1955)**

Todos somos muy ignorantes. Lo que ocurre es que no todos ignoramos las mismas cosas.

**Albert Einstein (1879-1955)**

# ÍNDICE

ÍNDICE.....	I
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	IV
RESUMEN.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1 - 2
CAPÍTULO I: ANTECEDENTES.....	3 - 18
1.1 Introducción.....	3
1.2 La evolución de la caracterización de yacimientos.....	3
1.2.1 Evolución y conceptualización actual de los estudios.....	3 - 5
1.2.2 El sistema de calidad.....	5 - 6
1.3 Caso real Campo Yum.....	7 - 8
1.3.1 Estudios realizados .....	9 - 11
1.3.2 Pozos perforados.....	11 - 12
1.3.3 Localización del campo. ....	12 - 14
1.3.4 Reservas. ....	14 - 18
CAPÍTULO II: CONCEPTUALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	19 - 45
2.1 Introducción. ....	19
2.2 Caracterización del yacimiento. ....	19 - 20
2.1.1 Información sísmica. ....	21
2.1.2 Información geológica. ....	22
2.1.3 Laboratorio.....	22
2.1.4 Ingeniería de pozos. ....	23 - 25
2.3 Análisis de los fluidos del yacimiento. ....	25
2.3.1 Caracterización PVT de los fluidos. ....	26
2.3.2 Pruebas de laboratorio. ....	26 - 29

2.4 Ecuación de difusión. ....	29
2.4.1 Balance de materia. ....	29 - 30
2.4.2 Análisis básico. ....	30 - 32
2.4.3 Desarrollo consideraciones matemáticas. ....	32 - 35
2.4.3.1 Método de solución. ....	36 - 39
2.5 Simulación de yacimientos. ....	39
2.5.1 ¿Qué es la simulación de yacimientos? ....	39 - 41
2.5.2 Historia de la simulación. ....	42 - 43
2.5.3 Pasos en la simulación de yacimientos. ....	43 - 44
2.6 Relación entre la simulación numérica y el balance de materia.....	45
CAPÍTULO III: INICIALIZACIÓN DE LOS MODELOS.....	46 - 77
3.1- Introducción.....	46
3.2.- Generación de un modelo.....	46 - 48
3.3.- Análisis y requerimientos de información.....	48 - 49
3.3.1 Datos del yacimiento.....	49
3.3.1.1 Fuentes de información.....	49 - 52
3.3.1.2 Descripción del yacimiento.....	52 - 53
3.3.1.3 Información requerida de la matriz.....	54
• Permeabilidad relativa.....	55 - 57
• Presión capilar.....	57
• Compresibilidad de la roca.....	58
• Permeabilidad vertical.....	58
• Distribución de permeabilidad absoluta....	58- 60
• Distribución de la saturación de agua inicial .	60 - 61
• Valor mínimo de espesor neto.....	61
3.3.2.- Propiedades de los fluidos.....	62 - 65
3.3.3.- Datos del desarrollo del campo.....	65
3.3.3.1 Adquisición y desarrollo de la predicción.....	65 - 66
3.4 Flujo de Trabajo para llegar a la inicialización. ....	66 - 67
3.5 Presión capilar. ....	68 - 69



3.6 Curvas de presión capilar.....	70 - 72
3.7 Equilibrio vertical. ....	73 - 75
3.8 Tamaño de bloque (SIGMA). ....	75 - 77
CAPÍTULO IV: CASO PRÁCTICO .....	78 - 98
4.1- Proceso de inicialización del modelo de simulación.....	78 - 83
4.2.- Generación de las propiedades de doble porosidad.....	83 - 84
4.3.- Parámetros iniciales.....	85
4.3.1.- Profundidad del contacto agua-aceite.....	85 - 87
4.4.- Inicialización del modelo.....	88
4.5.- Calibración de los datos PVT del pozo Yum-2B.....	88 - 89
4.6.- Petrofísica.....	90 - 95
4.7.- Volumetría.....	96 - 97
4.8.- Equilibrio del modelo.....	97 - 98
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99 – 100
NOMENCLATURA.....	101 – 104
BIBLIOGRAFÍA REFERENCIADA.....	105 – 106

## LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

### CAPÍTULO I ANTECEDENTES

#### Figuras:

**Figura 1.1** Evolución de los estudios integrados.

**Figura 1.2** Fases de la caracterización implementadas en estudios Integrados

**Figura 1.3** Configuración estructural del Campo Yum

**Figura 1.4** Columna geológica del campo con la subdivisión en unidades estratigráficas

**Figura 1.5** Comparación entre los registros GR sintéticos y reales de YUM-22

**Figura 1.6** Registros utilizados para determinar la composición mineral en las unidades productoras del Campo Yum

**Figura 1.7** La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México

**Figura 1.8** Campos que integran el proyecto de crudo ligero marino

**Figura 1.9** Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

#### Tablas:

**Tabla 1.1** Columna geológica de los pozos perforados

**Tabla 1.2** Campo Yum, reservas remanentes de hidrocarburos al 1 de enero de 2007.

### CAPÍTULO II CONCEPTUALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN.

#### Figuras:

**Figura 2.1** Toma de información necesaria para una caracterización estática.

**Figura 2.2** Esquema de adquisición sísmica marina.

**Figura 2.3** Esquema de registro sísmico.<sup>23</sup>

**Figura 2.4** Separación a masa y composición constante, a la temperatura del yacimiento.

**Figura 2.5** Separación diferencial convencional, de un aceite bajosaturado, a la temperatura del yacimiento.

**Figura 2.6** Separación diferencial, a volumen constante, de un aceite bajosaturado, a temperatura del yacimiento.

**Figura 2.7** Celda en un simulador de una dimensión

**Figura 2.8** Flujo de Información en el estudio de la simulación

## CAPÍTULO III INICIALIZACIÓN DE LOS MODELOS

### Figuras:

- Figura 3.1** Metodología par la generación de un modelo de simulación.
- Figura 3.2** Porosidad en carbonatos.
- Figura 3.3** Datos de permeabilidad relativa, agua-aceite
- Figura 3.4** Correlación de permeabilidad/porosidad para núcleos de areniscas Bradford.
- Figura 3.5** Flujo de trabajo para la inicialización de un modelo.
- Figura 3.6** Curvas de presión capilar, drene e imbibición
- Figura 3.7** Distribución de presión y saturación inicial en el yacimiento.
- Figura 3.8** Inicialización de condiciones iniciales.
- Figura 3.9** Idealización de un yacimiento naturalmente fracturado.

### Tablas:

- Tabla 3.1** Fuentes de información y resultados de análisis para la inicialización de un modelo.<sup>13</sup>
- Tabla 3.2** Información del yacimiento requerida para un estadio de simulación.

## CAPÍTULO IV CASO PRÁCTICO

### Figuras:

- Figura 4.1** Definición de capas a partir del registro de porosidad del pozo YUM2-B.
- Figuras 4.2** Control de calidad en el escalamiento de la malla.
- Figura 4.3** Porosidad de la matriz
- Figura 4.4** Porosidad de la fractura
- Figura 4.5** Espesor neto
- Figura 4.6** Saturación de agua
- Figura 4.7** Porosidad matriz
- Figura 4.8** Porosidad fractura
- Figura 4.9** Permeabilidad matriz
- Figura 4.10** Permeabilidad fractura
- Figura 4.11** Diagrama y registro de los intervalos probados
- Figura 4.12** Contacto agua aceite a 4180 m

**Figura 4.13** Densidad del líquido y volumen relativo

**Figura 4.14** Factor Z, densidad del líquido, RGA, Bo

**Figura 4.15** Diagrama de fase.

**Figura 4.16.-** Grafica de presión capilar Vs saturación de agua

**Figura 4.17.-** Curvas de permeabilidades relativas.

**Figura 4.18.-** Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa.

**Figura 4.19.-** Declaración de parámetros de inicialización

**Figura 4.20.-** Modelo final de simulación Yum cretácico.

**Figura 4.21** Grafica de estabilidad del modelo.

#### **Tablas:**

**Tabla 4.1** Resultados de laboratorio.

**Tablas 4.2** Resultados de permeabilidades relativas generadas con las correlaciones de Honarpour/Koederitz/Harvey

**Tablas 4.3** Resultados de permeabilidades relativas generadas con las correlaciones de Honarpour/Koederitz/Harvey

**Tabla 4.4** Condiciones iniciales.

**Tabla 4.5** Resumen de resultados comparativos de las volumetrías obtenidas del modelo geológico y del modelo de simulación

## RESUMEN

El presente trabajo hace una reseña de la forma cómo han evolucionado los estudios integrados de yacimientos con el paso de los años y las mejoras continuas en los nuevos estudios de caracterización de yacimientos, en los que se definen las propiedades petrofísicas y se realiza la interpretación geológica-geofísica. Como resultado de estos estudios se integra el modelo estático del yacimiento. Posteriormente se muestra la metodología para realizar la distribución de las propiedades petrofísicas del área en estudio, las cuales ayudarán a seleccionar los espesores impregnados de hidrocarburos y detectar áreas de oportunidad.

Se presenta el proceso de transferencia de información del modelo estático al modelo numérico de simulación (escalamiento de propiedades) y la importancia de la inicialización del modelo para obtener la distribución inicial de presiones y fluidos a un tiempo cero.

A manera de ejemplo se presenta un caso práctico de un campo de la Región Marina Suroeste (RMSO).

## **CAPÍTULO I**

### **ANTECEDENTES**

#### **1.1 Introducción**

En este capítulo se hace una reseña de la forma como han evolucionado los estudios integrados con el paso de los años y como se han ido implementando las mejoras continuas en los nuevos análisis de la caracterización de yacimientos. Se muestran también los datos generales del campo utilizado como caso práctico.

Los antecedentes se presentan divididos en dos líneas de investigación:

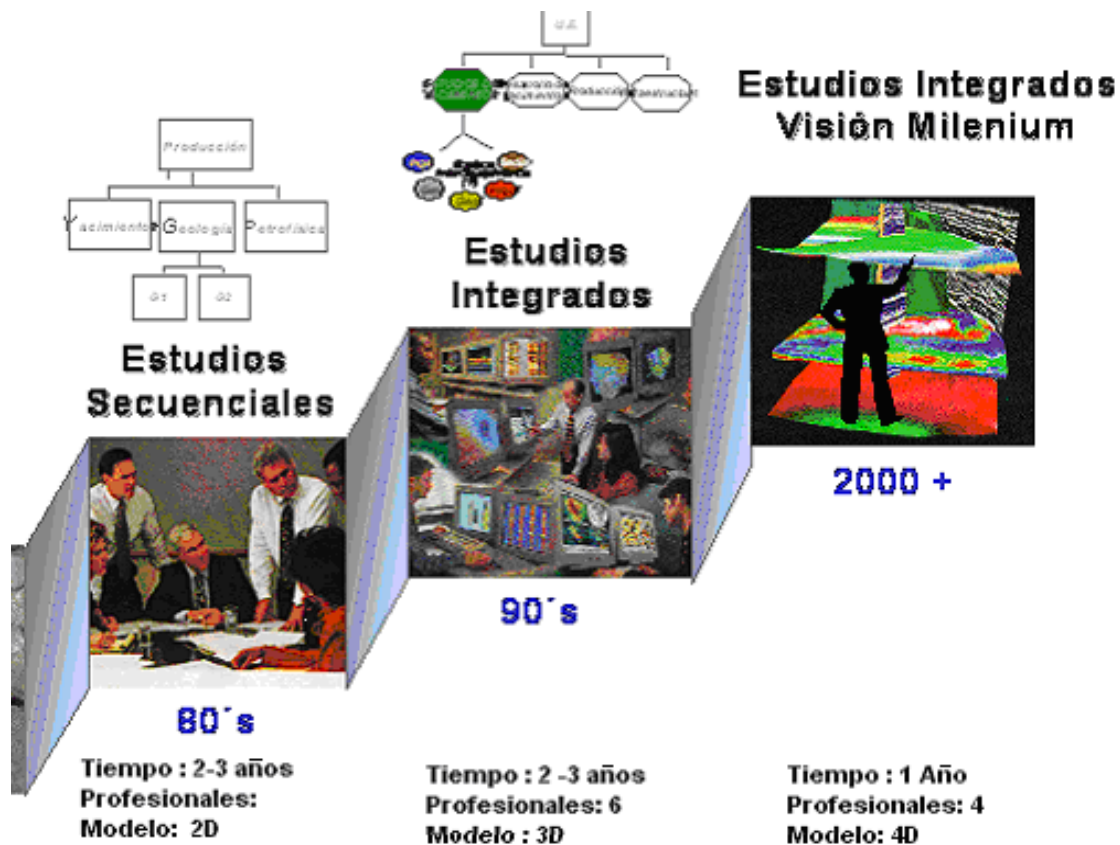
- 1.- Evolución de la caracterización de yacimientos
- 2.- Caso real, Campo Yum

#### **1.2 La evolución de la caracterización de yacimientos.**

Los estudios de yacimientos van desde informes aislados sin que exista una integración de ellos, hasta la dinámica actual de la integración y gerencia de la incertidumbre.

##### **1.2.1 Evolución y conceptualización actual de los estudios.**

A continuación, se presenta una retrospectiva sobre la evolución en el tiempo de los estudios integrados como se observa en la **figura. 1.1**, y cómo estos han llegado a construir una plataforma para el sustento de las oportunidades futuras basados en el pasado, presente y la visión de los estudios integrados. Así como, en la implantación del mejoramiento continuo en el desarrollo del Estudio Integrado.



**Figura. 1.1.-Evolución de los estudios integrados (Delfín Gómez 1999)**

Al observar con detalle la evolución de los estudios, mostrada en la **figura. 1.1**, queda claro el esfuerzo que se ha realizado en la industria y a nivel mundial, con el propósito de ser una plataforma básica y obligada para la incorporación de planes de explotación. Sin embargo, a pesar del gran esfuerzo realizado durante muchos años, en los que se ha brindado la incorporación de las mejores alternativas en diversos tiempos, han quedado algunas interrogantes propias de la dinámica del pasado. Las mismas están siendo solventadas con el objetivo de mostrar el cambio actual de los estudios integrados; es decir, una historia en donde los planes de explotación fueron inconclusos o no desarrollados simplemente por estar dominada la estrategia macro por el cumplimiento de perfiles de producción, poca información disponible, bases de datos incompletas o no certificadas, pocas estadísticas, limitado control de proyectos, carencia de un sistema de calidad, poco esfuerzo en documentar, prácticamente ningún indicador de medición, escasa integración, y poco apoyo a

la Gestión de planificar por considerar que el esfuerzo no avanzaba de la misma forma en que la dinámica operativa lo necesitaba; lo cual limitó el mejoramiento continuo.

Lo anteriormente expuesto colocó a la caracterización de yacimientos en una encrucijada, la que ha permitido actualmente enfocar sus esfuerzos a otras alternativas tales como: dar respuesta a la dinámica corporativa y demostrar que es la plataforma a seguir.<sup>1</sup>

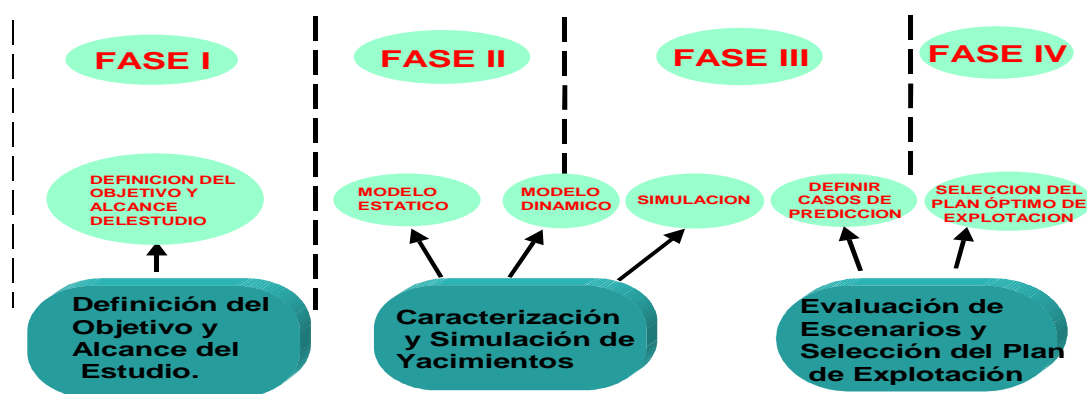
### 1.2.2 El sistema de calidad

La plataforma de trabajo que permite establecer la calidad necesaria para un producto final exitoso, busca adicionalmente:

- Permanencia en el tiempo
- Transferencia segura del conocimiento
- Trazabilidad
- Integración

El sistema de calidad, implantado en estudios integrados se fundamenta en la norma ISO9001:2000, como se observa en la **figura 1.2.**

“El Presente



**Figura. 1.2.-** Fases de la caracterización implementadas en estudios Integrados.

**Fase I:** Definición del objetivo y alcance del estudio.

**Fase II:** Elaboración del modelos estático.

<sup>1</sup> Bibliografía referenciada al final



---

**Fase III:** Elaboración del modelo de simulación y definir escenarios de predicción, caracterización con simulación.

**Fase IV:** Selección del plan óptimo de explotación y sometimiento a oficialización, plantación y actualización del modelo.

Como se observa en los antecedentes, el modelo dinámico sin simulación identifica la oportunidad de simular o no; y la construcción del modelo de simulación necesariamente es una etapa de control. Es importante mencionar que en la caracterización del modelo geocelular, (El modelo geocelular se conoce por dar mas de una realización, cuando es un solo modelo se conoce como modelo estático), existen diferentes etapas de control analizadas, las cuales recaen en la población de propiedades; como porosidad, permeabilidad, espesor neto la cual, es el paso fundamental de la caracterización geocelular, lo que se convierte en el espejo de la inicialización. Es decir, la población de las anteriores propiedades y la inicialización conforman la primera etapa de control en el concepto dinámico. El ajuste que se hace en la simulación también se vincula con la población de estas propiedades, siempre y cuando, los cambios efectuados o suposiciones sean para lograr el comportamiento dinámico y estos afecten la caracterización estática.

Los antecedentes hasta ahora mencionados muestran las etapas y los procesos que se manejan dentro de la caracterización de los campos de hidrocarburos.

A continuación, se presentan los antecedentes del caso práctico. La caracterización de yacimientos y la construcción del modelo de simulación, previos a la inicialización.

---

### 1.3 Caso real Campo Yum

El Campo Yum se encuentra localizado en las costas del litoral de Tabasco, administrativamente pertenece a la Región Marina Suroeste y es administrado por el "Activo Integral de Explotación Litoral de Tabasco" (PEMEX). Se descubrió con la perforación y terminación del pozo Yum 2B en el año 1989, resultó productor de aceite ligero de 41° API en rocas de Edad Cretácico Superior en el intervalo 4080-4092 m, en calizas fracturadas que presentan porosidades de 4 a 5%, con un gasto inicial probado de 5067 BPD a través de un estrangulador de 1/2" <sup>5</sup>.

Dentro del Campo Yum existen dos rasgos estructurales notables con potencial almacenador de hidrocarburos en cantidades importantes. Estas estructuras se desarrollaron en estratos del Mesozoico (Jurásico-Cretácico) al Oligoceno. La información sísmica 3D, evidenció la presencia de cuatro bloques estructurales con un alineamiento de fallas NO-SE. El Campo Yum se encuentra en un anticlinal fallado de forma rectangular con orientación noroeste-sureste. En sus flancos NE y SW se encuentra limitado por fallas inversas al igual que al SE, las cuales definen una estructura principal de aproximadamente 10 Km. de longitud por 3 Km. de ancho. El interior de la estructura principal está cortado por fallas inversas paralelas a su eje principal. La presencia de un domo salino en su flanco NW, que afecta las capas del Cretácico y Eoceno, marca el cierre estructural en el margen, ver la **figura 1.3**

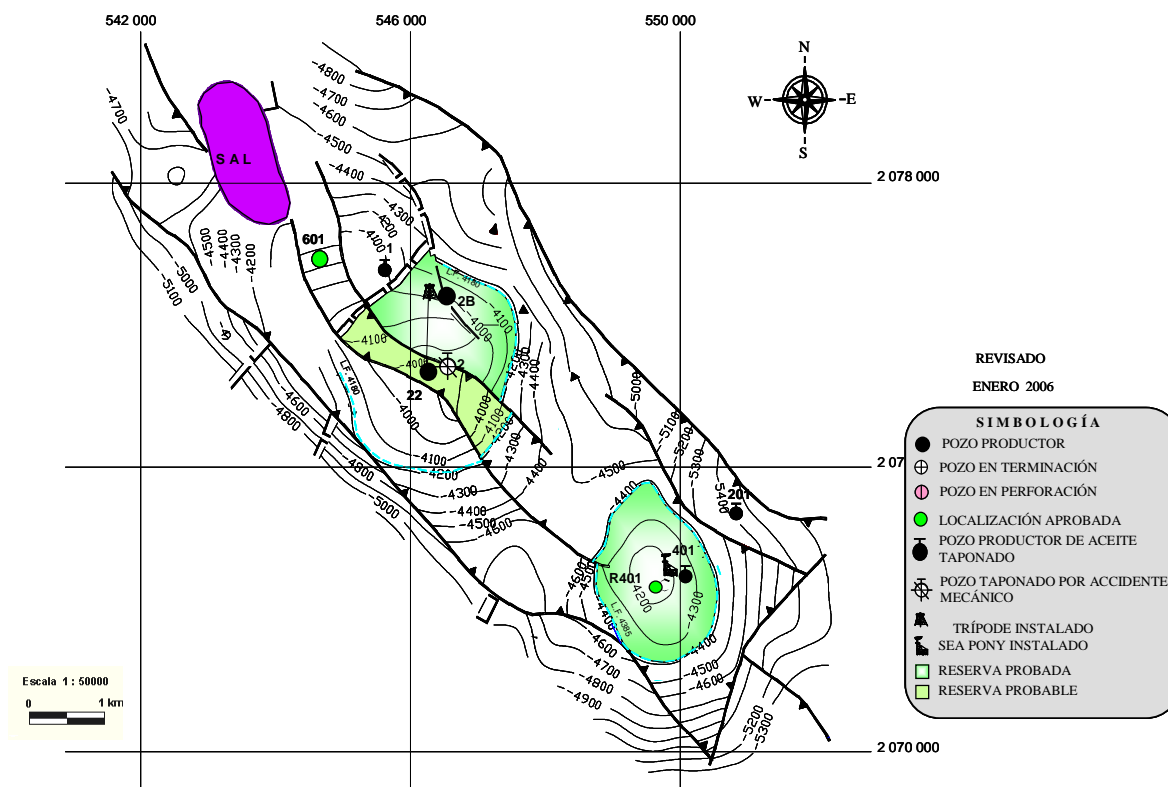
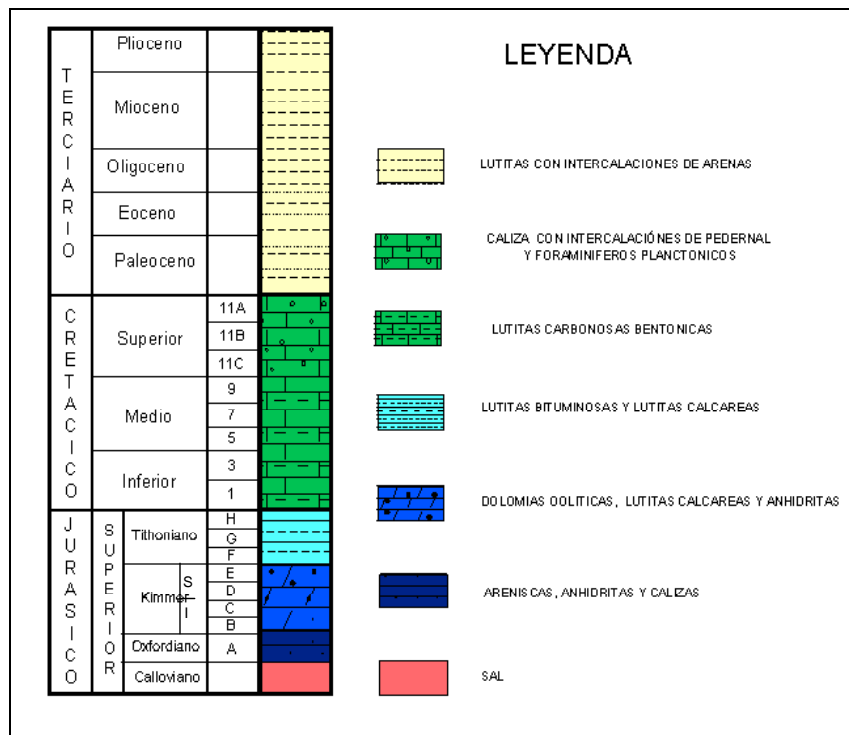


Figura. 1.3.- Configuración estructural del Campo Yum <sup>1</sup>

El campo Yum contiene hidrocarburos en dos horizontes. El más somero a nivel Cretácico y el más profundo a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, aislados entre sí, a la fecha solamente es productor en el yacimiento de la formación Cretácico. Impregnado de aceite ligero y superligero, de 41° y 51° API, respectivamente.

El yacimiento de edad Cretácica está constituido por calizas fracturadas de costa afuera que incluyen Mudstone y Wackestone con foraminíferos planctónicos, además de Grainstone bioclásticos, e incluyen pequeños lentes de pedernal. En la **figura 1.4**, se observa la columna geológica que fue determinada mediante registros geofísicos.

El espesor neto aproximado para el yacimiento es de 334 m. El Cretácico fue dividido en ocho unidades tomando como base los registros geofísicos. La porosidad de la matriz promedio que esta entre el 4 y 5%. Por su parte, la saturación de agua se calculó con a la ecuación de Archie y es del orden 30 - 40% con una salinidad promedio de 350,000 ppm a temperatura de 150oC.



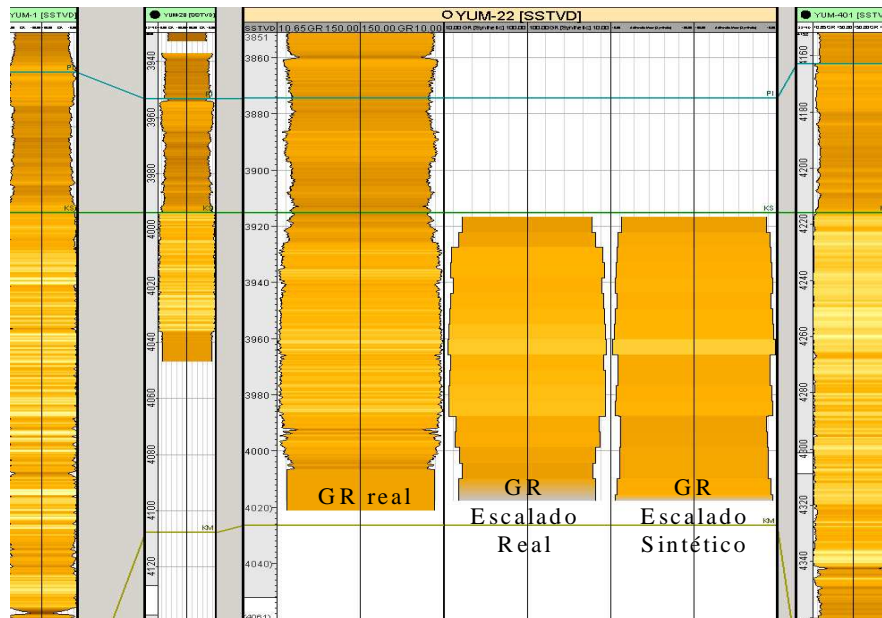
**Figura. 1.4.-** Columna geológica del campo con la subdivisión en unidades estratigráficas <sup>1</sup>

El Yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano está constituido por grainstone oolítico dolomitizado con impregnaciones de aceite de 51° API. El espesor de esta facie oolítica es de aproximadamente 55 m.

**1.3.1 Estudios realizados.**

En el año 2002 se realizaron estudios por parte del Instituto Mexicano del Petróleo, la Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción PEMEX, y por el grupo de Simulación Numérica de Yacimientos del Activo Litoral de Tabasco PEMEX, en los cuales se determinaron los datos que se cargarían de las coordenadas del área de estudio, giroscópicos y registros geofísicos una vez elaborado el modelo base se transfirió la información al área de yacimientos. Se entregaron los modelos geológicos originales para ser refinados y actualizados, según las necesidades de desarrollo de campos.

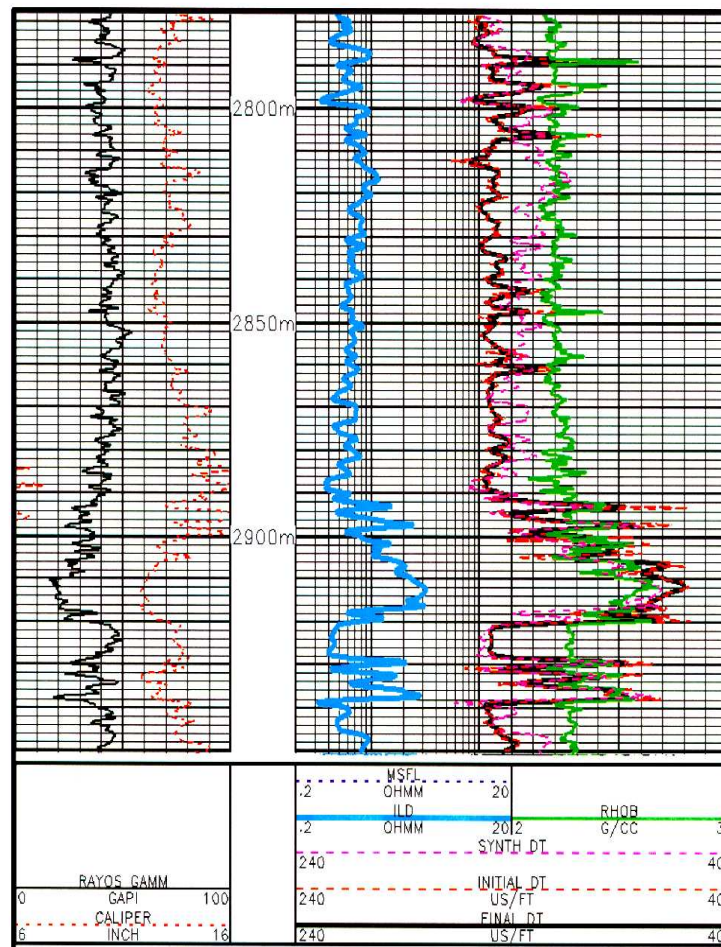
Durante la caracterización del campo, la perforación de nuevos pozos permitió realizar ajustes y corroborar la conceptualización inicialmente planteada (Pozo Yum-22), donde el modelo se predijo de una manera muy aproximada, ya que la diferencia de la entrada a la formación Cretácico Superior fue 12 m, ver la **figura.1.5**



**Figura. 1.5-** Comparación entre los registros GR sintéticos y reales de YUM-22 <sup>4</sup>

También fueron extraídos de los mapas las superficies y los polígonos de falla; así como, el modelo estructural y poblado de propiedades con un grado de detalle de escala regional.

Con el objeto de determinar la distribución vertical y horizontal de las unidades de flujo para cada yacimiento, y conocer sus características geológicas y petrofísicas se realizaron análisis petrográfico de núcleos, además de muestras de canal, así como de registros geofísicos de pozos con las herramientas de porosidad (PHI, NPHI, RHOB y DT), resistividad (MSFL, LLS, LLD), y radioactividad (GR, CGR, THO, K, U), ver la **figura.1.6**.



**Figura. 1.6-** Registros utilizados para determinar la composición mineral en las unidades productoras del Campo Yum <sup>1</sup>

Posteriormente en el año de 2004, PEMEX Exploración y Producción recopiló información de un pozo nuevo (Yum-601), datos de núcleos, y muestras de canal. La cual se incorpora al modelo estático. Tal muestreo da pie a continuar con el proceso cíclico de la simulación de yacimientos.

### 1.3.2 Pozos perforados.

La perforación de los pozos permite hacer una mejor distribución de los fluidos durante la población de propiedades petrofísicas y PVT de los fluidos del modelo de simulación de yacimientos.

En la **Tabla 1.1** se muestra la columna geológica cortada de los pozos perforados en el campo:<sup>2</sup>

	<b>YUM-1</b>	<b>YUM-2</b>	<b>YUM-2B</b>	<b>YUM-401</b>	<b>YUM-201</b>	<b>LOC. YUM-601</b>
	PROF. (M.B.N.M)	PROF. (M.B.N.M)	PROF. (M.B.N.M)	PROF. (M.B.N.M)	PROF. (M.B.N.M)	PROF. (M.B.N.M)
MIOCENO SUP.	500	480	545	1634	500	550
MIOCENO MED.	830	690	710	1789	1850	800
MIOCENO INF.	1880	2000	1880	3084	3270	1950
OLIGOCENO	2540	<b>Ausente</b>	<b>Ausente</b>	3524	3430	2650
EOCENO	3460	3350	3365	3614	4180	3400
PALEOCENO	3850	3770	3865	4169	5250	3800
CRETACICO SUP	4020	3890	3990	4211	5430	3950
J.TITHONIANO	4420			4801		4350
J.KIMMER.	4830			5249		4750
PROF. TOTAL	4856	3906	4192	5833		5000

### 1.3.3 Localización del campo.

El Campo en cuestión pertenece a la Región Marina Suroeste (RMSO) esta Región comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales, como se muestra en la **figura. 1 7**

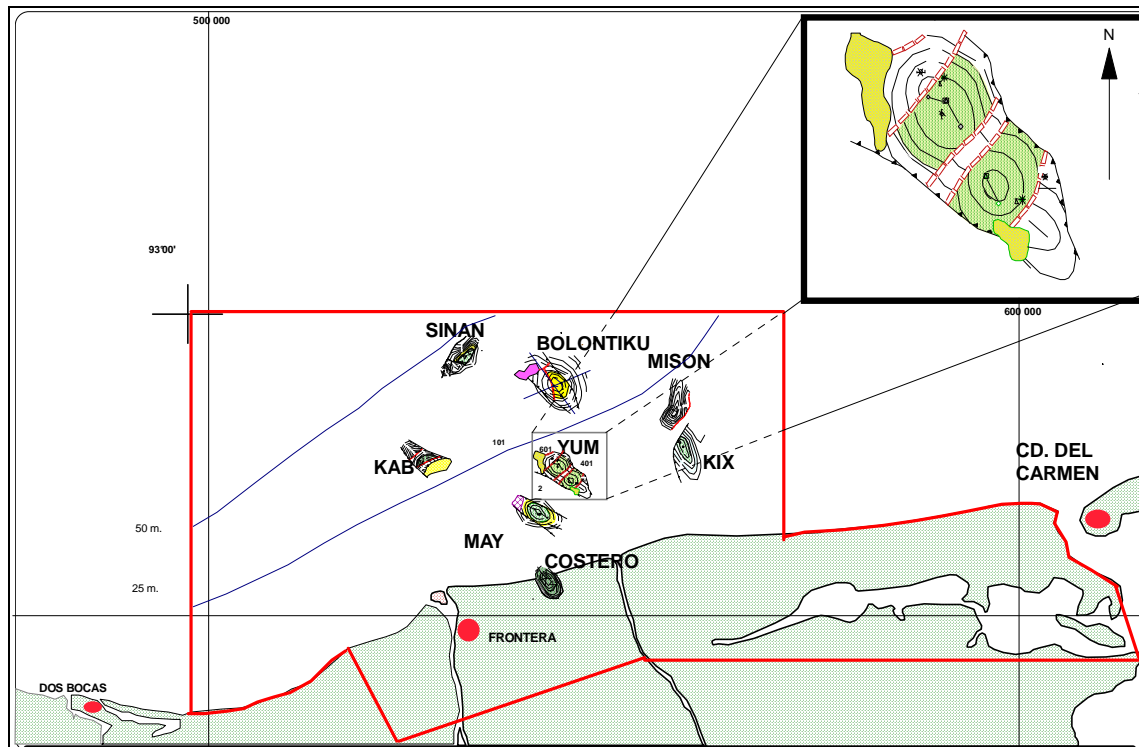


**Figura. 1.7-** La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.<sup>3</sup>

La Región Marina Suroeste (RMSO) está conformada administrativamente por dos activos integrales, Abkatún Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración.

El campo Yum forma parte del Proyecto de Crudo Ligero Marino que está integrado por los campos Sinan, Bolontiku, Mison, Kix, Kab, May y Costero, como se observa en la **figura. 1.8**

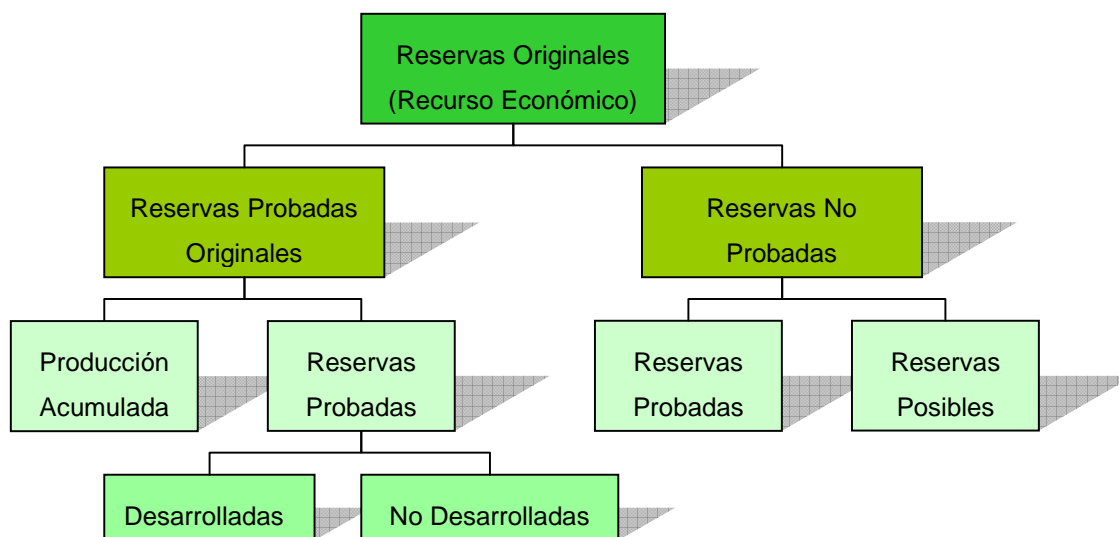




**Figura. 1.8-** Campos que Integran el Proyecto de Crudo Ligero Marino 3

### 1.3.4 Reservas

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísicas y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la **figura 1.9** se muestra la clasificación de las reservas.<sup>3</sup>



**Figura 1.9** Clasificación de las reservas de hidrocarburos.<sup>3</sup>

Las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Cabe destacar que en general, las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable<sup>3</sup>.

Las reservas de hidrocarburos son una parte muy importante de la industria, estas son divididas en sus diferentes categorías de acuerdo al grado de certidumbre, estas se describen a continuación:

- **Reserva 1P:** Es la reserva probada, es la que aporta la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.
- **Reservas 2P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables, son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

- 
- **Reservas 3P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles, en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas.<sup>3</sup>

Las reservas están calculadas para todo el año, durante el cual el proceso que es llevado a cabo es de forma continua ya que los criterios de evaluación varían, por lo que es necesario recalcularse cada año. Por consiguiente los volúmenes de reservas reportados al 1 de enero de cada año, es en base a diversos factores tales como reclasificación, incorporación de nueva información de pozos, análisis de PVT, modificaciones por revisión y por supuesto a la producción acumulada.

Daremos una breve descripción de algunas actividades:

- El **desarrollo de campos**, se refieren a las variaciones de las reservas de hidrocarburos debidas a la perforación de pozos de desarrollo, por tanto dichas variaciones se reportan en términos de ajustes positivos o negativos de las reservas.
- Las **revisiones**, en éstas no existen pozos perforados, por lo que las modificaciones son resultado de actualizaciones realizadas al comportamiento de los campos, de acuerdo a su historia de presión-producción, o bien, a los modelos geológico-petrofísicos que sustentan su volumen original.
- La **producción de hidrocarburos acumulada**, afecta de manera directa a la reserva probada, y esta siempre se reporta como un decremento. Esto lleva a tener cada año las reservas remanentes.

---

---

Es importante mencionar que todas las cifras reportadas, deben ser estimadas de acuerdo a las definiciones aceptadas por la industria. Así, para las reservas probadas se utilizan las definiciones emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), con el fin de cuantificar esta categoría de reservas. Es importante resaltar que dichas definiciones son en gran medida conservadoras, principalmente cuando se realizan cuantificaciones en yacimientos de tipo clástico o arenoso, es decir, solamente se permite considerar como reserva probada, aquella asociada a los pozos perforados productores, además de la correspondiente a los pozos programados para perforarse en la vecindad de los primeros.

Para la estimación de las reservas probables y posibles, se utilizan las definiciones propuestas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y los World Petroleum Congresses (WPC). Cabe mencionar, que en cuanto al nivel de certidumbre, las reservas probadas tienen el nivel más alto, mientras las probables y posibles el más bajo respectivamente.

En la **tabla 1.2** se presentan los volúmenes de reservas de hidrocarburos reportados al 1 de enero de 2007.<sup>3</sup> en las tres categorías para el campo en estudio. Esto permite determinar la evolución y comportamiento de dichas reservas a lo largo del tiempo.

Por último, es importante mencionar también que se reporta tanto el volumen de gas no asociado, como el correspondiente a yacimientos de gas y gas-condensado. Esta clasificación es necesaria, ya que dichos yacimientos incluidos dentro de la categoría de gas no asociado, acompañan su producción de gas con volúmenes importantes de condensados, los cuales posteriormente se agregan a la corriente de petróleo crudo.<sup>3</sup>

El volumen original de aceite, medido a condiciones atmosféricas y calculado por el método volumétrico para el yacimiento del Cretácico es de 44.22 millones de barriles, con un factor de volumen de aceite  $2.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$  a las condiciones de presión inicial ( $P_i$ ) Las reservas remanentes de hidrocarburos, probadas + probables (2P), al 1 de enero de 2007 son de 24.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

---

---

Las diferentes categorías de reservas remanentes de hidrocarburos al 1 de enero de 2007.<sup>3</sup>

Del campo en estudio se desglosan en la **Tabla 1.2**:

Reservas mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta	Gas seco mmbpce	Total
<b>P</b>	5.4	0.8	1.9	3.0	11.1
<b>PP</b>	11.5	1.8	4.2	7.0	24.5
<b>PPP</b>	16.9	2.6	6.1	10.0	35.6

## CAPÍTULO II

### CONCEPTUALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN.

#### **2.1 Introducción.**

En el presente capítulo se describe la caracterización estática del yacimiento previa a la información que se integra al modelo de simulación (geológica, geofísica y petrofísica).

Posteriormente, se procede a la construcción de la malla de simulación constituida por un número de celdas las cuales representan al yacimiento.

La adecuada integración de toda esta información lleva a los ingenieros de yacimientos a la simulación numérica que tiene como fundamento principal el balance de materia y el movimiento de fluidos, tomando en consideración las heterogeneidades del yacimiento.

En conjunto a la caracterización estática se realiza el escalamiento de las propiedades petrofísicas ya que estas ayudarán a determinar los espesores de interés así como las áreas de oportunidad.

#### **2.2 Caracterización del yacimiento.**

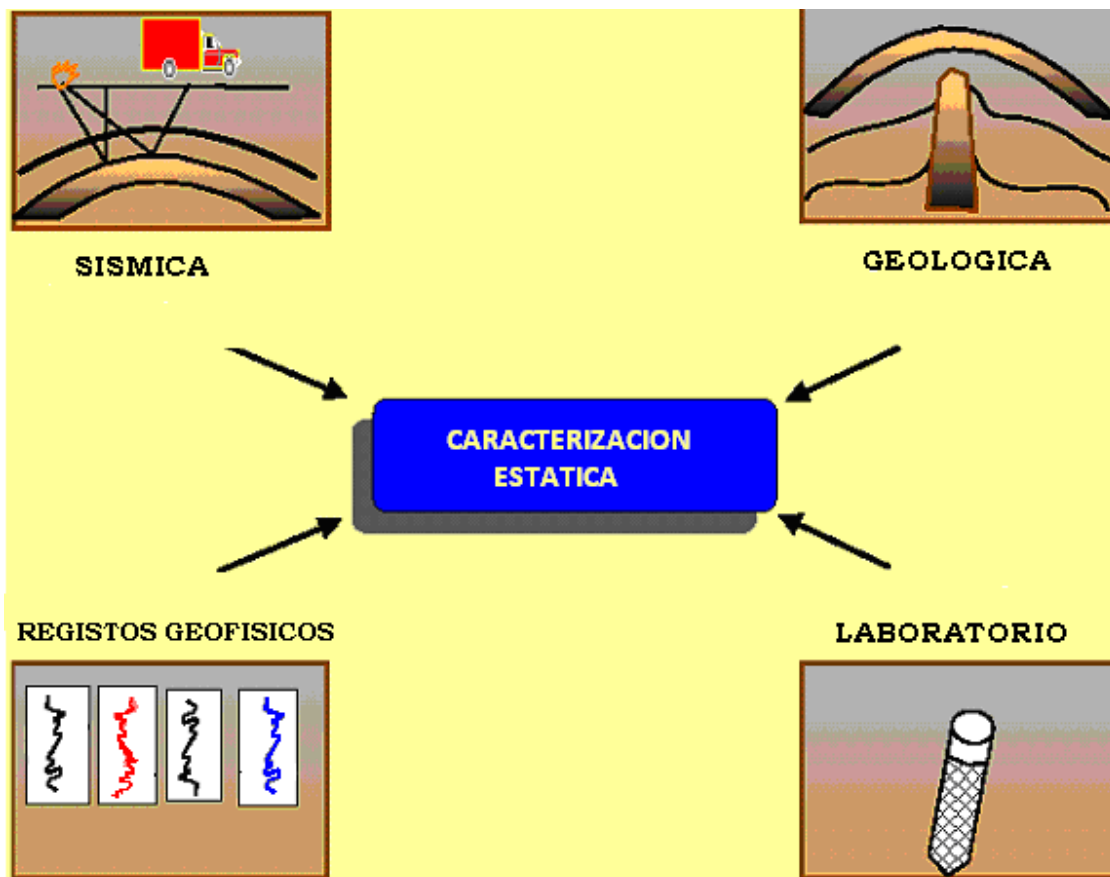
La caracterización de yacimientos es la integración esencialmente, de la información sísmica, geológica, de núcleos y registros de pozos. La población de cierta área con propiedades petrofísicas ( $\Phi$ ,  $k$ ,  $S_{wi}$ ,  $h_n$ ) se le conoce como la caracterización estática del yacimiento, ya que los resultados son independientes de los procesos de toma de información que ocurren durante la explotación de un yacimiento.

Esta caracterización se realiza en forma continua a partir del pozo descubridor, y se va completando con la información de los pozos de desarrollo.

El objetivo de la caracterización es:

- Determinar la variación de las características geológicas
- Determinar la variación de las propiedades petrofísicas
- Determinar la distribución de hidrocarburos
- Estimar el volumen de hidrocarburos existentes

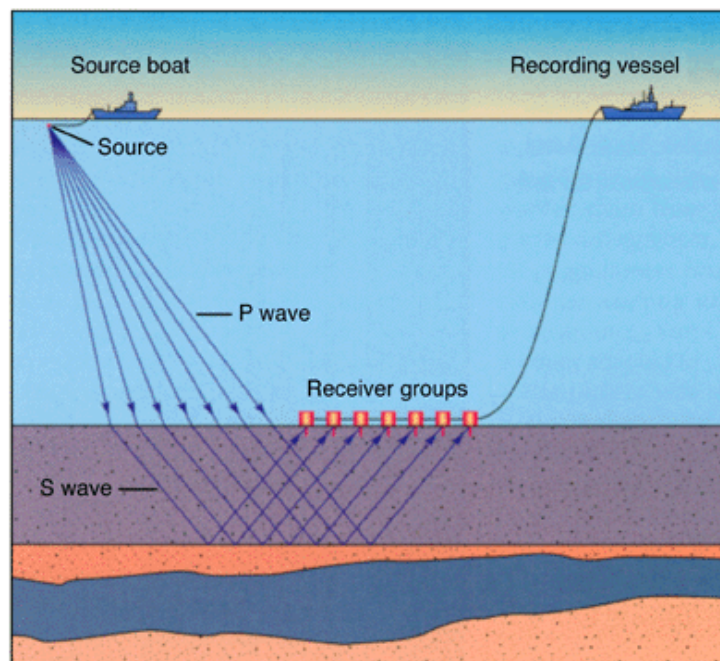
La realización del modelo estático se logra la integración la información como se muestra en la **figura 2.1**.



**Figura 2.1** Toma de información necesaria para una caracterización estática<sup>8</sup>

### 2.1.1 Información sísmica:

La imagen sísmica constituye la primera mirada hacia el interior de la Tierra. Los levantamientos sísmicos terrestres y marinos, han sido adquiridos como un registro de energía acústica reflejada que viaja a través de las capas rocosas, después de un proceso de interpretación esta información se convierte a profundidad, una vez elaborada la configuración estructural esta servirá de base para decidir en donde perforar. Esta información es obtenida por un levantamiento superficial o por sísmica de pozos, como se muestra en la **figura 2.2** (VSP).



**Figura 2.2** Esquema de adquisición sísmica marina.<sup>22</sup>

A lo largo del proceso exploratorio, la información recabada permite precisar el riesgo geológico (actualmente se le prefiere denominar probabilidad de éxito geológico) asociado a la oportunidad exploratoria. Para decidir si se asignan recursos, las oportunidades exploratorias deben ser evaluadas económicamente.<sup>8</sup>



### **2.1.2 Información geológica:**

Esta información se obtiene para estudios geológicos aplicados a la explotación de yacimientos de hidrocarburos, comprende lo siguiente:

- Ambiente sedimentario
- Procesos diagenéticos
- Estructuras sedimentarias
- Estructuras geológicas
- Facies
- Estratigrafía
- Características geológicas locales

### **2.1.3 Laboratorio.**

#### **Análisis de núcleos.**

La mayoría del personal especializado prefiere clasificar el análisis de núcleos en dos partes; análisis convencional y análisis especiales de núcleos.

A continuación se describe cada uno de ellos:

**Análisis convencional**, es posible llevarlo a cabo en:

- A) Muestras recién cortadas o preservadas.    B) Muestras erosionadas o dañadas:
- Porosidad.
  - Permeabilidad.
  - Saturación de gas, aceite y agua.
  - Porosidad.
  - Permeabilidad.

### **Análisis especial de núcleos:**

Es posible llevarlo a cabo en un número limitado de muestras, ya sean recientemente tomadas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).

Los análisis importantes en el estudio son:

- Estudio de presiones capilares.
- Mediciones del factor de formación y la razón de resistividad.
- Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas.
- Estudios de pruebas de mojabilidad.

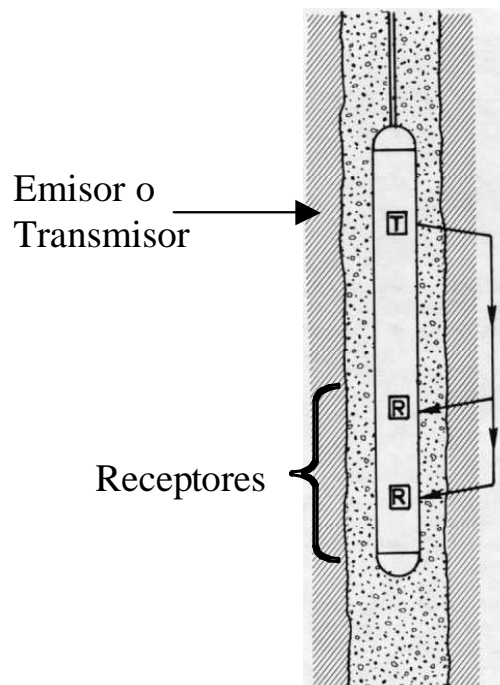
#### **2.1.4 Ingeniería de pozos**

##### **Registros geofísicos y especiales.**

Los registros geofísicos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos. Los principales parámetros en la evaluación de los yacimientos, son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, los espesores de capas permeables y la permeabilidad. Estos parámetros pueden ser calculados a partir de los registros eléctricos, nucleares y sínicos.

Un registro de pozo es una representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La obtención de éste se realiza a partir de una sonda que recorre la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que traduce la información enviada por la sonda a través de un cable que se registra en una cinta magnética o película fotográfica.

Las sondas son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y varían de acuerdo, con la propiedad que miden, o a las necesidades de investigación, condiciones y profundidad del pozo. La manera de medir las distintas propiedades de las rocas parte de un sistema básico común: un emisor (electrodo, bobina, emisor de radiactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radiactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia la formación. Uno o varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor, como se muestra en la **figura 2.3**



**Figura 2.3** Esquema de registro sísmico.<sup>23</sup>

Los registros de pozos identifican el tipo de roca atravesada por el pozo, miden propiedades químicas y físicas de las rocas, las cuales se correlacionan con las muestras de canal y núcleos extraídos durante la perforación; la interpretación de los registros geofísicos permite definir o cuantificar ( $\Phi$ ,  $k$ ,  $S_{wi}$ ,  $h_n$ ).

Algunos de los factores que afectan el comportamiento de una sonda de registros son:

- Permeabilidad, Porosidad, Anisotropía, permeabilidad relativa, Kh
- Estratificación
- Fallas Geológicas
- Discordancias
- Acuñaientos
- Fracturamiento
- Propiedades de los Fluidos de Perforación. ( $\rho_{\text{lodo}}$ , filtrado de lodo, Salinidad, % arcilla).

### 2.3 Análisis de los fluidos del yacimiento.

El análisis de los fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua), consiste en una serie de pruebas de laboratorio, las cuales se diseñan para obtener propiedades físicas requeridas dentro de un estudio de caracterización de yacimientos.

Las propiedades físicas obtenidas, son:

- Presión de saturación (burbujeo,  $(p_b)$ ).
- Factor de volumen (aceite,  $(B_o)$ , gas,  $(B_g)$ , y agua,  $(B_w)$ ).
- Relación de gas disuelto en el aceite  $(R_s)$ .
- Factor de volumen total  $(B_t)$ .
- Compresibilidad isotérmica (aceite,  $(c_o)$ , gas,  $(c_g)$ , y agua,  $(c_w)$ ).
- Viscosidad (aceite  $(\mu_o)$ , gas  $(\mu_g)$ , y agua  $(\mu_w)$ ).
- Factor de compresibilidad del gas,  $(Z)$ .

Estas propiedades son función de la temperatura y de la presión, desde la presión inicial del yacimiento, pasando por la presión de saturación hasta una presión cercana a la atmosférica.<sup>8</sup>

Por lo general, los cálculos de balance de materia son muy utilizados en la simulación numérica de yacimientos y éstos se realizan con la información obtenida de estos análisis.

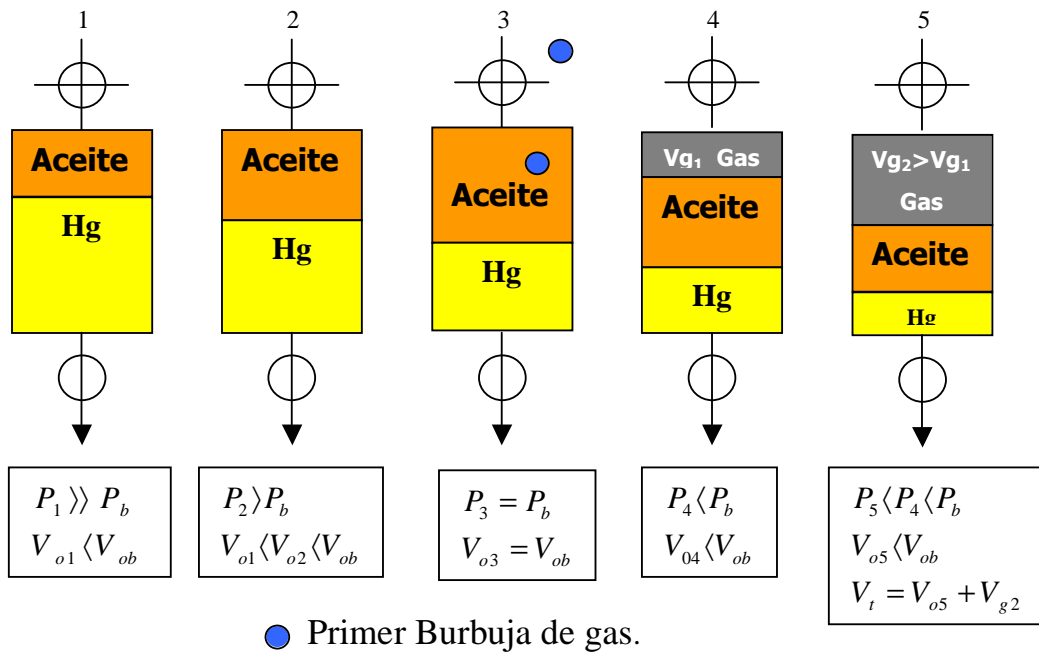
### 2.3.1 Caracterización PVT de los fluidos.

La caracterización PVT de los fluidos se utiliza fundamentalmente para predecir el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura en cualquier punto donde se mueven los hidrocarburos, desde el yacimiento hasta las baterías de separación, ésto se logra con un análisis en el laboratorio, haciendo uso de los diferentes experimentos como son: Separación Flash, Separación Diferencial Convencional, Separación Diferencial a Volumen Constante, entre otros, y para el caso de los gases se realiza un análisis cromatográfico. Con los resultados obtenidos del pVT es posible optimizar y tomar mejores decisiones sobre la explotación de los yacimientos, por tal motivo la caracterización de fluidos debe efectuarse sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento, estos resultados se ingresan a los simuladores de comportamiento de fase, con la finalidad de determinar el comportamiento de los hidrocarburos mediante correlaciones y ecuaciones de estado (EOS).<sup>9</sup>

### 2.3.2. Pruebas de laboratorio.

Las pruebas del laboratorio son para simular el comportamiento de los fluidos a condiciones de yacimiento, debido al abatimiento de presión ocasionado por la extracción de los hidrocarburos, principalmente se llevan a cabo dos tipos de separación de fluidos, ambos a temperatura de yacimiento, estas son:<sup>11</sup>

1. ***Separación instantánea o flash*** (Separación a masa y composición constante), Esta prueba de laboratorio consiste en un descenso repentino en la presión que hace desprender el gas en solución del aceite (es decir alcanza la  $P_b$ ) el resto del gas queda confinado en el aceite remanente, un ejemplo de esta separación se observa en la **figura 2.4**

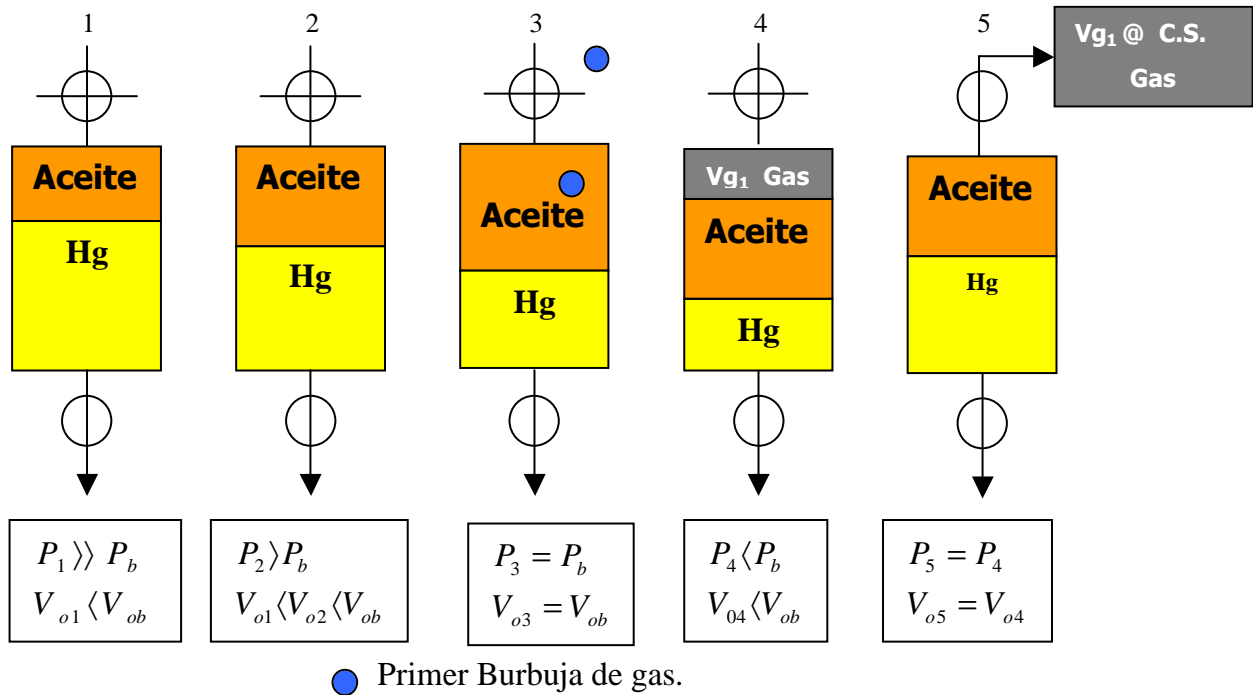


**Figura 2.4.** Separación a masa y composición constante, a  $T_y^{11}$

Para simular el comportamiento a condiciones de superficie o de separación en el campo, se llevan a cabo separaciones instantáneas o flash a varias condiciones de presión y temperatura.

2. **Separación diferencial** (Separación a masa y composición variable).

- *Convencional.* Solo se muestra una etapa de separación. En este proceso, el gas es liberado mediante una reducción de la presión removiéndolo del contacto con la fase líquida, por lo que la composición y la masa del sistema cambian constantemente, como se observa en la **figura 2.5**



**Figura 2.5** Separación diferencial convencional, de un aceite bajosaturado, a  $T_y^{11}$

- *A volumen constante.* Solo se muestra una etapa de separación. Esta consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae solo una parte del gas liberado en cada etapa de separación, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación, dicho volumen estará compuesto por aceite y gas disuelto más un casquete gaseoso cada vez mayor, como se observa en la **figura 2.6**

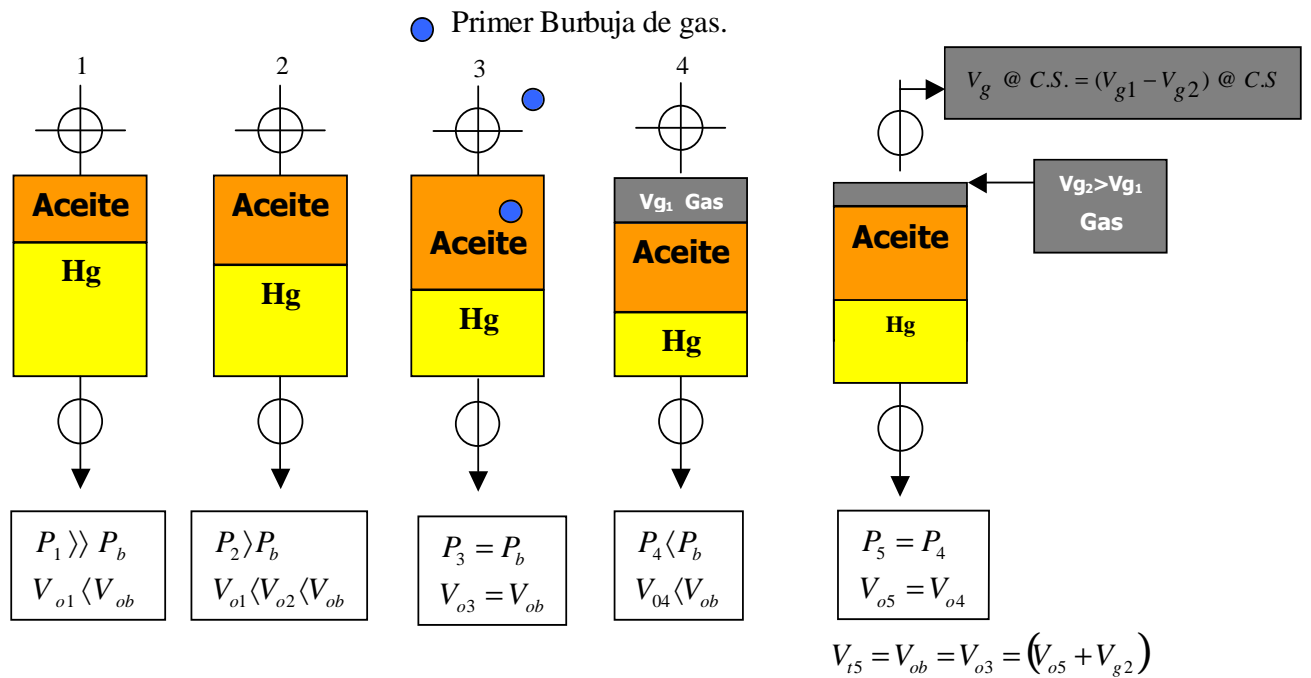


Figura 2.6 Separación diferencial, a volumen constante, de un aceite bajosaturado, a Ty<sup>11</sup>

## 2.4 Ecuación de difusión.

### 2.4.1 Balance de materia.

En general la ecuación de balance de materia puede ser aplicada a todos los tipos de yacimientos. La ecuación general de balance de materia es un simple balance volumétrico, el cual se origina desde el volumen del yacimiento (definido por los límites iniciales) el cual es constante, la suma algebraica de los cambios de volumen en el aceite, el gas libre, agua y el volumen de roca del yacimiento debe ser cero.

Las consideraciones básicas que se hacen en esta técnica, son:

- Modelo de tanque homogéneo (las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento).
- La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección.
- Presión uniforme en todo el yacimiento.
- No afecta la forma del yacimiento.



- El volumen del yacimiento es constante.
- El campo está completamente desarrollado.
- El comportamiento de los fluidos en el yacimiento será el establecido en el pVT.

Por simplicidad, la derivada es dividida entre los cambios de los volúmenes en el aceite, gas, agua y volumen de roca que ocurren entre el inicio de la producción y cualquier tiempo  $t$ . El cambio en el volumen de roca es expresado como un cambio en el volumen del espacio vacío, el cual es simplemente el negativo del cambio en el volumen de la roca.

El método de balance de materia es ampliamente usado en la ingeniería de yacimientos, y ha demostrado ser una herramienta muy útil para análisis de yacimientos con resultados razonablemente aceptables.

Las ecuaciones de balance de materia son usadas para hacer un ajuste de la historia del comportamiento de un yacimiento, para la estimación del volumen original de hidrocarburos, y también para predecir el comportamiento futuro.<sup>10</sup>

#### **2.4.2 Análisis básico.**

Si un yacimiento se considera homogéneo, los valores promedio de las propiedades, tal como porosidad, son adecuados para su descripción. La presión promedio, tiempo, y el comportamiento de la producción de un yacimiento bajo empuje de gas en solución, por ejemplo, es normalmente calculado por los métodos de Tarner, Muskat o Tracy. Todos estos métodos usan la ecuación de balance de materia (EBM). Una expresión simple para la EBM es:

$$(Acumulado\ neto\ extraído) = (aceite\ original\ en\ sitio) - (aceite\ remanente\ en\ sitio)$$

El acumulado neto extraído es la diferencia entre el aceite que abandona el yacimiento y el aceite que entra en él. En este análisis básico, no hay aceite entrando al yacimiento ya que las fronteras son consideradas impermeables al flujo. Así, la EBM se reduce a su forma más simple. Tal modelo de yacimiento es llamado modelo de tanque. Es cero dimensiones porque la roca, propiedades del fluido y valores de presión no cambian de un punto a otro. En vez de esto, son calculados como valores promedio para todo el yacimiento. *Este modelo de tanque es la base de la construcción de los bloques en un simulador de yacimientos.*<sup>1</sup>

Si se considera un yacimiento representado por un bloque de arena que en sus dos extremos varía en litología. El bloque entero no puede ser representado por propiedades promedio, pero cada mitad sí puede ser. Así, el bloque de arena está conformado por dos unidades de tanque, o celdas, como son llamadas normalmente. La EBM describe el comportamiento del fluido en cada celda como en el modelo de tanque previo. Sin embargo, el término de acumulado neto en la EBM es más complicado porque puede haber migración de fluido de una celda a otra, dependiendo de los valores promedio de presión en ambas celdas. Esta transferencia de fluido entre celdas es calculada por la Ley de Darcy. La EBM, junto con la Ley de Darcy, describe el comportamiento para cada celda. Este modelo no es un simulador cero-dimensiones ya que los parámetros del yacimiento pueden variar entre las dos celdas. Entonces se considera como un modelo unidimensional, porque está formado de más de una celda en una dirección y de sólo una en las otras dos direcciones.

Este análisis puede extenderse a yacimientos donde las propiedades, así como los valores de presión varían en dos dimensiones, y otras donde la variación ocurre en tres dimensiones. Los simuladores que representan estos yacimientos son llamados, simuladores de dos dimensiones y de tres dimensiones, respectivamente. Así, un simulador de yacimientos en dos dimensiones consiste de más de una celda en dos dimensiones y una celda en la tercera dimensión, y un simulador de tres dimensiones consiste en más de una celda en las tres dimensiones.

A pesar del número de dimensiones utilizadas, la EBM es la ecuación básica que describe el comportamiento de fluido dentro de una celda, y la Ley de Darcy interpreta la interacción entre celdas. Cada celda en los modelos de una, dos, y tres dimensiones, excepto las celdas de la frontera, interactúan con 2, 4, y 6 celdas respectivamente. Ya que un simulador consiste de miles de celdas, mantener en consideración la EBM para cada celda es una considerable tarea de almacenamiento idealmente apropiada para cálculos digitales. Pero se debe enfatizar que los principios y ecuaciones usadas en la simulación de yacimientos no son nuevos.<sup>6</sup>

### 2.4.3 Desarrollo Consideraciones Matemáticas.

La Ecuación de Balance de Materia establece que:

(Volumen de aceite entrando a la celda durante un incremento de tiempo) menos (Volumen de aceite saliendo de la celda durante el mismo incremento de tiempo) igual (al cambio de volumen en la celda).<sup>6</sup>

En otras palabras:

El volumen de aceite entrando a la celda durante  $\Delta t$  es representado por:  $Q_{in} \Delta t$

El volumen de aceite saliendo de la celda durante  $\Delta t$  es representado por:  $(Q_{out} + q_o) \Delta t$

El cambio del volumen de aceite dentro de la celda durante  $\Delta t$  es representado por:

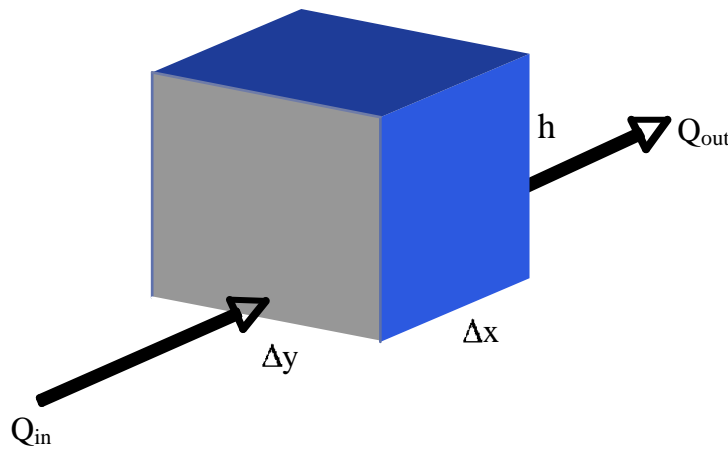
$$\Delta x \Delta y h \left[ \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n \right] \quad (2.1)$$

donde  $Q_{in}$  es el gasto promedio de aceite entrando a la celda durante un  $\Delta t$ ,  $Q_{out}$  es el gasto promedio de aceite saliendo de la celda durante un  $\Delta t$ , y  $q_o$  es la producción de aceite de la celda, si esta contiene un pozo,  $\frac{\Delta x \Delta y h \phi S_o}{B_o}$  representa el volumen de aceite en la celda en cualquier tiempo,  $n+1$  se refiere al final del paso de tiempo y  $n$  al inicio.

Sustituyendo la **ecuación 2.1** en la ecuación de balance de materia y dividiendo entre  $\Delta t$ , se tiene:

$$Q_{in} - Q_{out} - q_o = \frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t} \left[ \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n \right] \quad (2.2)$$

De la ley de Darcy y asumiendo que el flujo va de izquierda a derecha como se observa en la **figura 2.5**



**Figura 2.5.** Celda en un simulador de una dimensión.<sup>6</sup>

$$Q_{in} = \frac{\Delta y h k_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\Phi_{oi-1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right), \quad (2.3a)$$

y

$$Q_{out} = \frac{\Delta y h k_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi+1}^{n+1}}{\Delta x} \right), \quad (2.3b)$$

donde  $\Delta y h$  es el área transversal de la celda,  $\Delta x$  es la longitud de la celda,  $\Phi_o$  es el potencial de flujo en la fase aceite,  $i$  se refiere a la celda de interés,  $i - 1$  se refiere a la celda vecina del lado izquierdo, y  $i + 1$  se refiere a la celda vecina del lado derecho.

El potencial de flujo  $\Phi_o$  es igual a la presión más la presión capilar más el potencial gravitacional.

Sustituyendo las **ecuaciones 2.3a y 2.3b** en la **ecuación 2.2**, y dividiéndola entre  $\Delta x \Delta y$  se obtiene la **ecuación 2.4**

$$\frac{1}{\Delta x} \left[ \frac{hk_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\Phi_{oi-1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right) - \frac{hk_o}{\mu_o B_o} \left( \frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi+1}^{n+1}}{\Delta x} \right) \right] - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{1}{\Delta t} \left[ \left( \frac{h\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left( \frac{h\phi S_o}{B_o} \right)^n \right], \quad (2.4)$$

Reagrupando,

$$\frac{1}{\Delta x} \left[ \lambda_{oi+1/2} \left( \frac{\Phi_{oi+1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right) - \lambda_{oi-1/2} \left( \frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi-1}^{n+1}}{\Delta x} \right) \right] - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{1}{\Delta t} \left[ \left( \frac{h\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left( \frac{h\phi S_o}{B_o} \right)^n \right], \quad (2.5)$$

donde  $\lambda = \frac{hk}{\mu B}$ , y los subíndices  $i + \frac{1}{2}$  e  $i - \frac{1}{2}$  indican que la cantidad es evaluada como un promedio de las celdas  $(i + 1, i)$  y  $(i, i - 1)$  respectivamente.

La **ecuación 2.5** es la ecuación de balance de masa de aceite en una dimensión, la cual es usada para hacer cálculos en la simulación de yacimientos.

La **ecuación 2.5** puede ser escrita en forma diferencial como se muestra a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi h S_o}{B_o} \right), \quad (2.5a)$$

también puede ser escrita en notación vectorial:

$$\nabla \cdot (\lambda_o \nabla \Phi_o) - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi h S_o}{B_o} \right), \quad (2.5b)$$

La forma de desarrollar el operador Nabla  $\nabla$  es:

$$\nabla A = \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} \right) + \left( \frac{\partial A_y}{\partial y} \right) + \left( \frac{\partial A_z}{\partial z} \right)$$

Estas tres formas de la ecuación de balance de materia son usadas de manera indistinta en la literatura; siendo la **ecuación 2.5b** la forma más usada debido a su forma compacta.

En la derivación de la **ecuación 2.5** se usa el valor de  $\Phi_o$  en el nivel de tiempo  $n+1$ ; por ejemplo al final de un paso de tiempo. Esta técnica de diferenciación es llamada implícita o método de diferenciación regresivas, y es el más usado comúnmente. El método de Crank-Nicholson o método de diferencias finitas centrales usa un valor promedio para  $\Phi_o$  al nivel de tiempo  $(n + \frac{1}{2})$  y el método de diferenciación progresivas usa el término  $\Phi_o$  al principio de paso de tiempo (por ejemplo al nivel de tiempo  $n$ ). El método implícito y el Crank-Nicholson, son estables incondicionalmente sin embargo el de Crank-Nicholson demanda un mayor esfuerzo computacional.<sup>6</sup>

De la **ecuación 2.5b** se pueden hacer derivaciones para agua y gas respectivamente:

$$\nabla \cdot (\lambda_w \nabla \Phi_w) - \frac{q_w}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi h S_w}{B_w} \right), \quad (2.6)$$

y

$$\nabla \cdot (\lambda_g \nabla \Phi_g) + \nabla \cdot (R_{so} \lambda_o \nabla \Phi_o) + \nabla \cdot (R_{sw} \lambda_w \nabla \Phi_w) - \frac{q_g}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi h \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right), \quad (2.7)$$

Las **ecuaciones 2.5b, 2.6 y 2.7** son las ecuaciones de balance de materia para un flujo inmisible de tres fases en un sistema de aceite negro.<sup>6</sup>

### 2.4.3.1. Método de Solución.

La solución de las ecuaciones anteriores es la tarea más difícil para la simulación de yacimientos.

Hay dos métodos usados generalmente; el implícito-implícito y el implícito-explicito. Estos métodos son similares en una consideración; los dos dan un valor de la saturación y presión para cada celda al principio de un paso de tiempo, nuevos valores de y presiones y saturaciones son encontrados al final del paso de tiempo. Estos nuevos valores representarán los valores iniciales para el siguiente paso de tiempo. Este proceso de aproximación es continuado hasta el tiempo transcurrido.<sup>6</sup>

Partiendo de que la suma de saturaciones de agua, aceite, y gas es igual a uno, es posible manipular las tres ecuaciones de balance de materia de manera que resulte una ecuación de presión. La ecuación de presión en forma simbólica y notación vectorial es la siguiente **ecuación 2.8**:

$$\nabla \cdot \lambda_T \nabla p - q_T = c_T \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.8)$$

Donde  $\lambda_T$  es la movilidad efectiva total de las tres fases ( $\lambda = \frac{hk}{\mu B}$ ),  $q_T$  es la producción total, y  $c_T$  es la compresibilidad efectiva total. Las fuerzas capilares y gravitacionales son despreciadas. En el método implícito-explicito, a cualquier tiempo dado, la ecuación de presión (ecuación 2.8) es resuelta primero, indicando la distribución de presión para cada celda. Entonces las saturaciones son determinadas a partir de la solución de la ecuación de balance de materia.

Para ilustrar el método de solución de la **ecuación 2.8**, se escribe en forma de diferencias para una dimensión. Se debe considerar que  $\lambda_T = c_T = 1$  y que  $q_T = 0$ . Por lo que la formulación implícita es:

$$\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}, \quad (2.9)$$

donde  $i, i-1$  e  $i+1$  se refieren a la celda de interés y a sus dos celdas vecinas,  $n$  se refiere al nivel de tiempo.

En la **ecuación 2.9** debemos determinar una presión  $p_i^{n+1}$  como función de dos incógnitas  $p_{i-1}^{n+1}$  y  $p_{i+1}^{n+1}$ , no se puede resolver para  $p_i^{n+1}$  con esta ecuación sola. Por esta razón se le llama ecuación implícita en presión. Sin embargo, ecuaciones similares pueden ser escritas para todas las celdas, lo que da como resultado un sistema de  $m$  ecuaciones con  $m$  incógnitas.

Muchos métodos han sido diseñados para resolver el sistema de  $m$  ecuaciones de presión. El método más simple de solución es la técnica de relajación, en el cual se supone una presión en  $i-1$  e  $i+1$  y se calcula la presión  $p_i^{n+1}$ , este proceso de ensayo y error se repite para cada punto hasta que se hayan encontrado soluciones suficientemente precisas para las  $m$  ecuaciones. Dada la solución de la presión, se resuelve explícitamente para las saturaciones, usando las tres ecuaciones de balance de materia.

Los coeficientes  $\lambda_T$  y  $c_T$  involucra la con permeabilidad efectiva, viscosidades y factores de formación, factor de volumen, por lo que están en función de la saturación y presión. Hasta aquí se ha ignorado este hecho. Sin embargo, si se desea tomar en cuenta esta dependencia, la cual a veces es necesaria debido a la inestabilidad, entonces se usa un método iterativo. El método es resumido por los siguientes pasos:

- 1) Inicia con el conocimiento de la distribución de presión y saturación en  $n$  y, usando la ecuación de presión, y los valores para  $\lambda_T$  y  $c_T$  calculados a partir de la distribución de saturación y los valores de presión en el tiempo  $n$ , se resuelve para la presión a un tiempo  $n+1$ .
- 2) Solucionando para la distribución de saturación en el tiempo  $n+1$  usando las tres ecuaciones de balance de Materia.



- 3) Usando las nuevas saturaciones y la presiones calculadas en el paso (1), se recalculan los valores de  $\lambda_T$  y  $c_T$ .
- 4) Se repiten los pasos (1) a (3) hasta alcanzar el criterio de convergencia. En la repetición del paso (1) los valores  $\lambda_T$  y  $c_T$  el paso (3) son utilizados.
- 5) Se procede con el siguiente paso de tiempo.

Estos métodos que son un ciclo entre ecuaciones de presión y saturación son llamados totalmente implícitos o iterativos, mientras aquellos que no, y en los que esencialmente solo los pasos (1), (2) y (5) son desarrollados, son llamados mixtos. Los métodos mixtos son extensivamente usados porque requieren menos tiempo de computacional.

Un criterio para determinar la compatibilidad de los valores de presión y saturación es el error del balance de materia. Una forma para el balance de materia es la sumatoria del aceite en la superficie al inicio y al final del paso de tiempo. La diferencia en el valor debe ser igual al total de la producción durante el paso de tiempo, el error incremental es calculado por la siguiente ecuación:

$$\text{error incremental del BM} = \frac{\sum_1^m \left[ V \phi \left( \frac{S_o}{B_o} \right) \right]_j^n - \sum_1^m \left[ V \phi \left( \frac{S_o}{B_o} \right) \right]_j^{n+1}}{q_o \Delta t} - 1, \quad (2.10)$$

donde  $V$  es el volumen de la celda y la sumatoria es tomada para las  $m$  celdas.

Algunos autores utilizan el error acumulativo de la Ecuación de Balance de Materia, que es dado por la siguiente ecuación:

$$\text{error acumulativo del BM} = \frac{\text{aceite inicial en sitio} - \sum_1^m \left[ V \phi \left( \frac{S_o}{B_o} \right) \right]_j^{n+1}}{\text{produccion acumulada total}} - 1, \quad (2.11)$$

Un valor bajo para el Error de la Ecuación de Balance de Materia es necesario, pero no suficiente criterio para una solución correcta. En esencia, un error pequeño indica que el total de aceite en el yacimiento a un tiempo  $n+1$  es correcto, pero no garantiza que el aceite está distribuido adecuadamente.<sup>6</sup>

## **2.5 Simulación de yacimientos.**

La simulación de yacimientos se utiliza para reproducir la historia y predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Actualmente la simulación es uno de los eslabones más importantes en la cadena del estudio integral de yacimientos.

Matax y Dalton (1990) mencionan que la simulación es la única forma de describir cuantitativamente el flujo de fluidos en un yacimiento heterogéneo, cuya producción se determina no solamente por las propiedades del yacimiento, sino también por la demanda del mercado, las estrategias de inversión y las políticas gubernamentales.<sup>7</sup>

### **2.5.1 ¿Que es la simulación de yacimientos?**

La simulación de yacimientos está basada en un buen conocimiento de las ecuaciones y técnicas de la ingeniería de yacimientos. Las mismas ecuaciones y técnicas de la ingeniería de yacimientos que se han usado por años.

En general, la simulación se refiere a la representación de algunos procesos mediante modelos teóricos o físicos. Aquí, solo será referido a la simulación para yacimientos petroleros. El principal interés es el desarrollo y uso de modelos que describen el comportamiento del yacimiento bajo varias condiciones de operación.<sup>6</sup>

La simulación de yacimientos no es realmente nueva. Los ingenieros tienen largo tiempo usando modelos matemáticos en la realización de cálculos de ingeniería de yacimientos.

Antes del desarrollo de las modernas computadoras digitales los modelos eran relativamente simples. Por ejemplo, al calcular el aceite entrampado por métodos volumétricos, el ingeniero simula el yacimiento con un modelo simple, en el que se utilizan valores promedio de porosidad, saturación y espesores.

Aunque la simulación en la industria petrolera no es nueva, los nuevos aspectos detallan más las características del yacimiento, y de este modo las simulaciones son más precisas y han llegado a ser prácticas porque computadoras con mayor capacidad ahora están disponibles. La descripción más detallada, por mucho, requiere complejas expresiones matemáticas que son difíciles de entender, y esta dificultad ha causado que algunos ingenieros rechacen el uso de simuladores, y otros los utilicen de manera indebida.

La industria petrolera está revolucionando la simulación numérica de yacimientos. Conforme el tiempo avanza se está usando más y más, entonces es esencial un entendimiento básico del modelado de yacimientos. Los ingenieros, especialmente, deben ser competentes en la identificación de los problemas de simulación, en la decisión apropiada de los datos de entrada y en la evaluación de resultados.

Se puede decir que la simulación de yacimientos proporciona al ingeniero de Diseño de Explotación una herramienta confiable para predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, y modelar el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes esquemas de producción y por lo tanto minimizar los flujos de efectivo negativos.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan al efectuar una simulación.

El objetivo primordial de hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Con la ayuda de un simulador es posible:

1. Conocer el volumen original de aceite.
2. Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, agotamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
4. Optimizar los sistemas de recolección.
5. Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.
6. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
7. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
8. Realizar estudios individuales de pozos.
9. Conocer la cantidad de gas almacenado.
10. Elaborar los programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento del yacimiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos.<sup>6</sup>

### **2.5.2 Historia de la simulación.**

En este punto se tratará de describir la evolución de la ingeniería de yacimientos y la simulación de yacimientos. Se dividirá en tres categorías:<sup>9</sup>

- Ingeniería de Yacimientos tradicional
- Simulación de Yacimientos temprana
- Simulación de Yacimientos moderna

La ingeniería de Yacimientos tradicional (1930 - 1955).

- Cálculos con reglas de cálculo y calculadoras mecánicas
- Representación de yacimientos por un solo bloque
- Soluciones analíticas en una dimensión para flujo lineal en dos fases y flujo radial en una sola fase

La Simulación de Yacimientos Temprana (1955 – 1970)

- Cálculos con computadoras digitales
- Fundamentalmente desarrollada y usada en investigación de laboratorio
- La principal limitación esta en la velocidad de cómputo y almacenamiento
- Limitada capacidad de un manejo de grandes sistemas de ecuaciones no lineales
- Poca confiabilidad en la tecnología
- Altos costos de desarrollo y uso

La Simulación de Yacimientos Moderna (1970 - Actualidad)

- Alto nivel de confianza y alto costo
- Gran número de bloques con un refinamiento de malla local y de forma irregular

- Métodos eficientes de solución de ecuaciones no lineales
- Métodos robustos para grandes sistemas de ecuaciones lineales
- Descripción de fluido multicomponente
- Mejora en la comprensión de procesos complicados
- Uso de gráficos y estaciones de trabajo
- Disponibilidad de supercomputadoras
- Mejora en el manejo de pozos

### **2.5.3 Pasos en la simulación de yacimientos.**

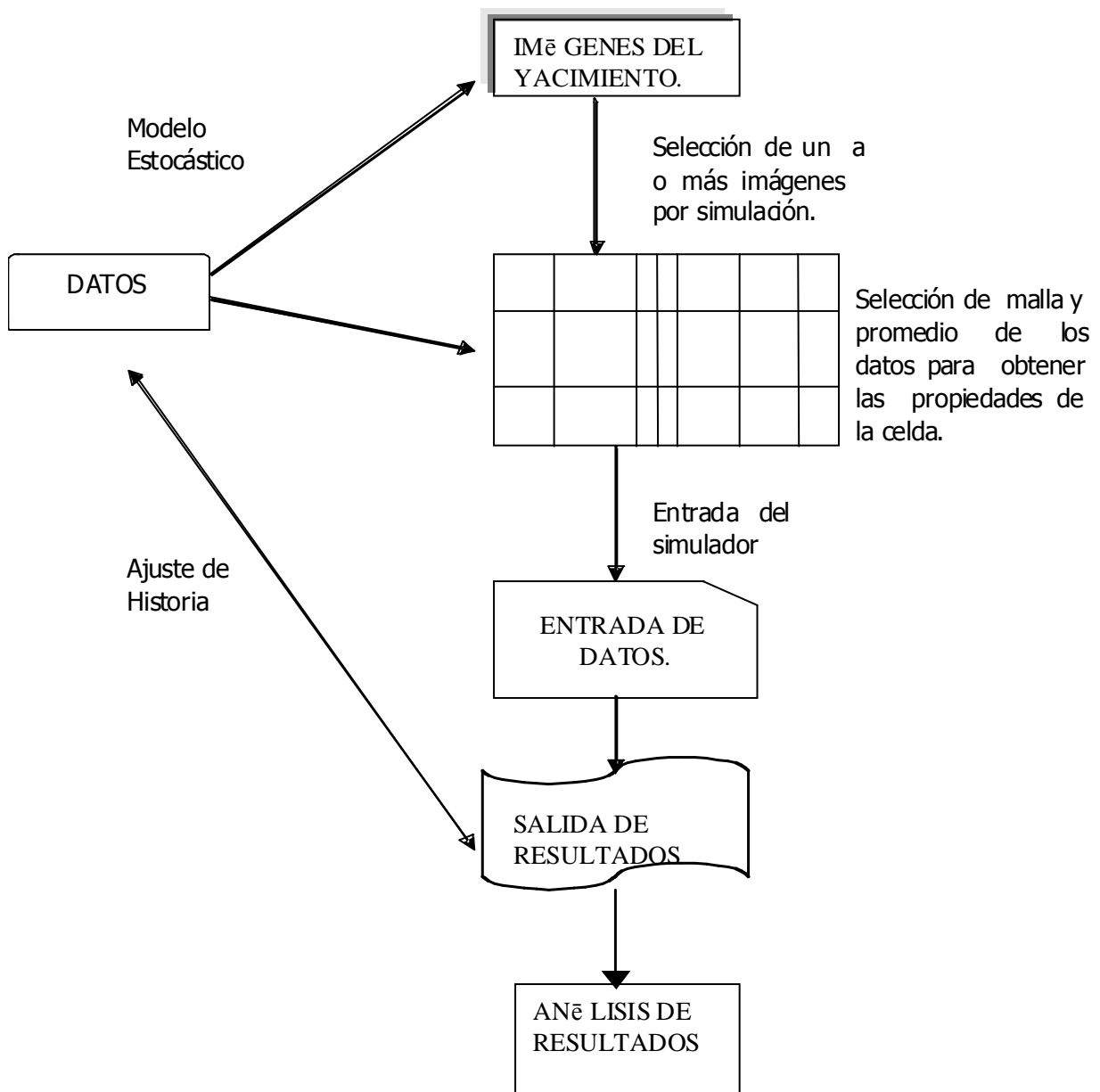
La preparación de los datos para un simulador es de gran importancia para cualquier análisis, ya que de estos depende mucho la calidad de los resultados a obtener. Es importante seleccionar el modelo de acuerdo al tipo de yacimiento en estudio. El siguiente paso es dividir el yacimiento en celdas. Las celdas deben abarcar todo el yacimiento, cada celda es identificada por sus coordenadas. Después se tienen que establecer las condiciones de flujo alrededor del perímetro del yacimiento, normalmente las fronteras del yacimiento son consideradas selladas, pero se puede considerar flujo de entrada o salida a una presión, o también puede asignarse un gasto.

El siguiente paso es asignar las propiedades para cada celda:

- *Propiedades de la roca.* Permeabilidad efectiva, porosidad, permeabilidad relativa, presión capilar (en caso de ser necesario)
- *Geometría de la celda.* Profundidad, espesor y ubicación de los pozos, normalmente los pozos son colocados en el centro de las celdas
- *Distribución inicial de los fluidos.* Saturaciones de aceite, agua y gas al inicio de la simulación
- *Propiedades de los fluidos.* Normalmente se toman los resultados de los análisis pVT

Cabe mencionar que para cada pozo es necesario especificar el pronóstico de producción, el índice de productividad y/o el valor del daño.

En la **figura 2.6** se observa un diagrama de flujo que representa el análisis de la información en un estudio de simulación.



**Figura 2.6-** Flujo de Información en el estudio de la simulación<sup>9</sup>

## **2.6 Relación entre la simulación numérica y el balance de materia.**

La simulación numérica está basada en los principios de balance de materia, tomando en consideración las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de los fluidos en el medio poroso, así como las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones de operación.

Se maneja, además, la ubicación de los intervalos productores e inyectores, los ritmos de producción, las presiones en el fondo y en la cabeza de los pozos. Para introducir todo este detalle, es necesario dividir al yacimiento, tanto areal como verticalmente, en pequeños bloques, llamados "celdas".

Los cálculos se llevan a cabo mediante el balance de materia y de flujo de fluidos en el medio poroso, para las fases aceite, gas y agua, en cada una de las celdas y a diferentes pasos de tiempo, a partir de condiciones iniciales establecidas.

El método de balance de materia es básicamente un modelo de tanque con propiedades del fluido y la roca constantes. Con el balance de materia se puede calcular el volumen original de aceite y gas, agotamiento del yacimiento (tanque) sin considerar otros parámetros que los anteriormente descritos. Como se ha visto conforme se ejecuta la simulación, las ecuaciones que representan el comportamiento del flujo realizarán un balance de materia como se ha visto la simulación numérica consiste en discretizar el yacimiento en bloques, es decir se cumple la ecuación de continuidad:

**Masa que entra- masa que sale = masa que se acumula. (En el Volumen de Control)**

Se puede generalizar que una simulación de yacimientos con una sola celda tiende a ser un balance de materia; donde es posible cuantificar fenómenos que con el método tradicional de balance de materia no se realizaría.<sup>7</sup>



## **CAPÍTULO III**

### **INICIALIZACIÓN DE LOS MODELOS**

#### **3.1- Introducción**

La Inicialización del modelo se refiere a la integración de la información recopilada y analizada del yacimiento, generando así el modelo de simulación. En este capítulo se menciona de manera general como se obtiene un modelo de simulación a partir de un modelo estático y de la información analizada de la roca y de los fluidos del yacimiento.

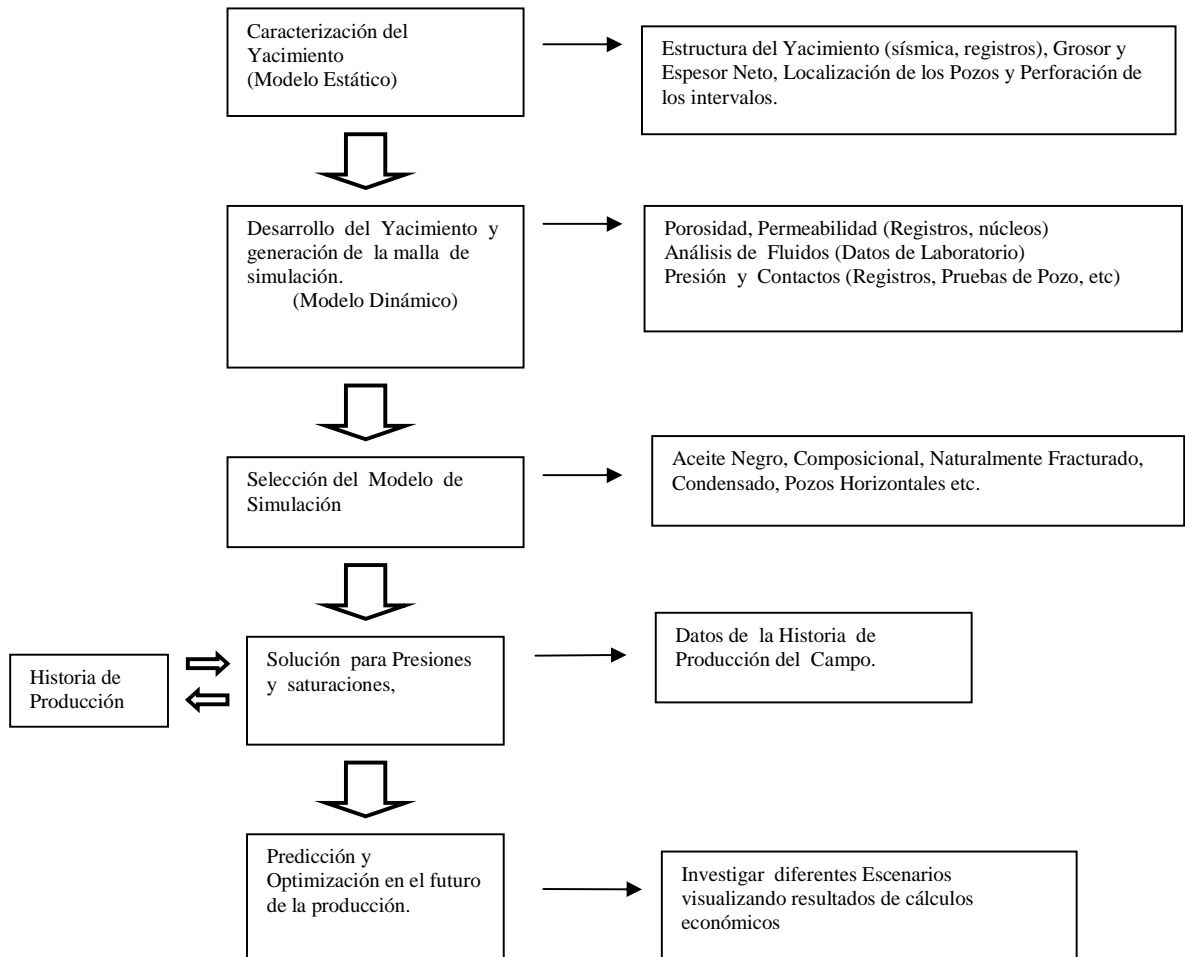
#### **3.2.- Generación de un modelo.**

Una metodología para generar el modelo de simulación es el proceso de integración formado por los pasos enunciados a continuación:

1. Adquisición de datos.
2. Interpretación de los datos, valores y tipo.
3. Integración de todos los datos disponibles.
4. Cálculo de volumen poroso y de fluidos en el modelo de yacimientos, Comparación y ajuste con el modelo geológico.
5. Calibración del modelo por ajuste de historia de producción.
6. Adecuación del modelo en base a instalaciones superficiales de producción.
7. Predicción de distintos escenarios de producción para el desarrollo del campo.

El presente trabajo abarca hasta el punto número 4 de los incisos anteriormente descritos dado que solo se cuenta con información necesaria para una inicialización de un modelo de simulación.

En la **figura 3.1** se muestra un diagrama de flujo donde se resume otra metodología para la obtención de un modelo de simulación.



**Figura 3.1** Metodología por la generación de un modelo de simulación.

Para llevar a cabo de manera exitosa esta integración es muy importante que se entiendan los siguientes puntos:

1. Conceptos fundamentales para la caracterización, modelado, simulación y desarrollo de yacimientos
2. La relación entre varios tipos de datos
3. El proceso de análisis de toda la información disponible

Un requerimiento especial para cualquier metodología, es la integración de toda la información generada para el modelo mediante el uso de algún software; diseñado para este propósito. En este trabajo se utilizara un software de tipo comercial para representar el modelo de simulación.

### **3.3.- Análisis y requerimientos de información.**

**Dandona, Alston, y Braun** en su artículo **SPE-22357** "*Definiendo los datos requeridos para un estudio de simulación*"; mencionan de manera explícita algunas de las pruebas y análisis que se deben realizar para obtener la información necesaria en la generación del modelo de simulación.

Ya que en la vida real, un yacimiento solo puede ser producido una sola vez, es mejor opción dedicar tiempo y recursos en la elaboración de un modelo que sea una buena representación del yacimiento. Un modelo con una descripción geológico-petrofísica apropiada seguido de una validación por ajuste de historia, puede proveer la oportunidad para una hipótesis de producción bajo diferentes escenarios. Los análisis de sensibilidad pueden guiar a la producción de un yacimiento en el escenario más óptimo. **Coats**<sup>12</sup> define la simulación como el uso de cálculos para predecir el comportamiento del yacimiento, predicciones de recuperación y comparaciones económicas de métodos alternativos de recuperación. **Odeh** describe la simulación como un extensión básica de teorías de ingeniería de yacimientos conocidas y conceptos tales como Buckley Leverett, o ecuaciones de balance de materia.

La simulación es una herramienta muy poderosa por las siguientes razones:<sup>13</sup>

(1) Provee la habilidad para incorporar simultáneamente los efectos de un número de variables tales como gravedad, movilidad, heterogeneidad de la roca, permeabilidad relativa, presión capilar y propiedades de los fluidos.

(2) Los procesos por si mismos obligan al ingeniero a examinar detalladamente todas las piezas de un yacimiento y toda la información geológica. Entendiendo lo que se obtiene de acuerdo a las variaciones del desarrollo regional que pueden ser incorporadas en la simulación. Ahora esto provee el continuo crecimiento para una mejor administración de yacimientos.

(3) Después que el modelo es calibrado con datos geológicos del yacimiento y datos históricos de producción, pueden ser iniciados los análisis de sensibilidad para optimizar la recuperación y los parámetros económicos. Más aún, las consideraciones operacionales, tales como tiempos para instalaciones de manejo de agua, o requerimientos de compresiones de gas, pueden ser predecidos.

La información requerida para determinar la distribución inicial de las propiedades de la roca y cantidades de fluidos es común para todos los tipos de simulación. Los tipos de datos requeridos son los siguientes:

- 1) datos del yacimiento
- 2) propiedades de los fluidos
- 3) datos de desarrollo del campo

### **3.3.1 Datos del yacimiento**

#### **3.3.1.1 Fuentes de información**

La cantidad de datos disponibles para describir un yacimiento es dependiente de la etapa de desarrollo del yacimiento. En una etapa temprana, la información disponible solo es de pocos pozos. Las fuentes de información más utilizadas son: datos sísmicos, análisis de núcleos, registros de pozo, y datos de pruebas de pozo. Las **tablas 3.1** ilustran el tipo de información que puede ser obtenida de estas fuentes.

**Tabla 3.1** Fuentes de información y resultados de análisis para la inicialización de un modelo.<sup>13</sup>

<b>Fuente</b>	<b>Información</b>
<b>Datos sísmicos</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Estructura- tamaño, forma, orientación y continuidad.</li> <li>2) Espesor neto del yacimiento.</li> <li>3) Presencia de fallas o discontinuidades tal que trunca.</li> <li>4) Intensidad de fractura y orientación.</li> <li>5) Tipos de fluidos: gas o líquido.</li> <li>6) Secciones de pozos-Técnicas de tomografía poder probar la distribución del aceite.</li> </ol>
<b>Análisis de núcleos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Geológicas</i></li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Formación Litológica (Arenas, limolitas, dolomías, etc.)</li> <li>2) Estructuras Sedimentarias (laminación, barreras transversales, etc )</li> <li>3) Tipos de Porosidad (Capacidad de almacenamiento)               <ol style="list-style-type: none"> <li>a. intergranular                      vugular</li> <li>b. intergranular                      fractura</li> <li>c. intercrystalina                      microporosidad</li> </ol> </li> <li>4) Permeabilidad (capacidad de flujo)</li> <li>5) Presencia o ausencia de Aceite (fluorescencia)</li> <li>6) Presencia de formación y espesor (cimas y bases)</li> <li>7) Secuencia de formación</li> <li>8) Edad de formación, facies y correlaciones. (biostratigráfica).</li> <li>9) Ambiente deposicional.</li> <li>10)Definición de fractura               <ol style="list-style-type: none"> <li>a. profundidad y ocurrencia</li> <li>b. longitud</li> <li>c. ángulo de penetración</li> <li>d. ancho</li> </ol> </li> <li>11)Diagénesis.</li> </ol>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Petrofísica.</i></li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Porosidad</li> <li>2) Permeabilidad</li> <li>3) Heterogeneidad de la permeabilidad (coeficiente de Lorenze factor de varianza)</li> <li>4) Relación de permeabilidad vs porosidad</li> <li>5) Saturación de agua en el yacimiento</li> <li>6) Saturación y distribución de aceite residual en el yacimiento</li> <li>7) Datos para calibración y refinamiento para los cálculos con los resultados de los registros en el pozo             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Densidad de grano</li> <li>b. Calcimetría</li> <li>c. Velocidad acústica</li> <li>d. Características de rayos gamma</li> <li>e. Propiedades eléctricas</li> <li>f. Mineralogía</li> </ol> </li> <li>8) Análisis especiales de núcleos             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Permeabilidad relativa</li> <li>b. Mojabilidad de la formación</li> <li>c. Curvas de Presiones Capilares Gas-Aceite y Agua-Aceite</li> <li>d. Compresibilidad de la formación</li> <li>e. Compatibilidad de la roca con los fluidos de inyección</li> <li>f. Gas residual atrapado por agua</li> </ol> </li> </ol>
<p><b>Registros de pozos</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Cimas de la estructura</li> <li>2) Espesor Neto</li> <li>3) Porosidad Vs Profundidad</li> <li>4) Saturación Inicial del Agua Vs Profundidad</li> <li>5) Presencia o Ausencia de Lutitas</li> <li>6) Profundidad del Contacto Gas-Aceite o Agua-Aceite</li> <li>7) Correlación de Pozos             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuidad de Arenas</li> <li>• Definición de Estratificaciones Verticales</li> </ul> </li> <li>8) Definición de Litología</li> </ol>

<b>Pruebas en Pozos</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Presión del Yacimiento.</li> <li>2) Espesor de la permeabilidad efectiva (<math>k_o h</math>, <math>k_g h</math>)</li> <li>3) Productividad, índice de Inyectibilidad, eficiencia completa (daño del pozo)</li> <li>4) Distancia de un pozo frente a la falla o discontinuidad.</li> <li>5) Tamaño del yacimiento (Continuidad de Arenas).</li> <li>6) Sistema de simple o doble Porosidad.</li> <li>7) Continuidad de Permeabilidad entre los Pozos (prueba de Interferencia).</li> <li>8) Presencia de Fracturas o franjas de alta permeabilidad.</li> </ol>
-------------------------	--

El análisis de núcleos, registros, y pruebas de producción son adquiridas de manera individual para cada uno de los pozos. Una integración de toda la información, para describir la distribución de las propiedades en dimensiones areal y vertical, es llamada descripción del yacimiento.

### 3.3.1.2 Descripción del yacimiento

La mejor descripción del yacimiento se obtiene por un equipo multidisciplinario integrado por geólogos, geofísicos, petrofísicos, analistas de registros de pozos, ingenieros de yacimientos y de producción.

Los yacimientos se pueden clasificar de manera general en dos tipos, clásticos o arenas y carbonatos. Se han desarrollado modelos análogos esenciales con los que se puede describir un yacimiento de arenas de una manera relativamente simple.

Los yacimientos de carbonatos generalmente son más complicados de describir, Jardine et-al, en su artículo "*Distribución y continuidad para yacimientos de carbonatos*" documenta tal esfuerzo. Su experiencia es que estas rocas son heterogéneas en porosidad y permeabilidad.

El proceso depositacional es complejo por si mismo y los cambios diagenéticos son muy variables y pueden modificar considerablemente la textura de la roca. Generalmente la dolomitización tiene un efecto positivo en la alteración de la porosidad, favoreciéndola. La **figura 3.2** muestra como la porosidad es alterada por varios procesos en carbonatos.

Porosidad Primaria				Porosidad Secundaria		
Tipos de Deposito	Configuración	Tamaño de Grano	Tipo de Porosidad	Proceso	Efectos Favorables	Efectos desfavorables
Bioterma				Conjunto de Fracturas	Incremento K	Incrementa los Canales
Biostrome				Lavado de suelo (Por lluvia)	Incremento de K & $\Phi$	
Banco de Arena				Dolomitizado	Incremento K	Puede también disminuir $\Phi$ y K
Arenas				Recristalizado	Puede Incrementar el tamaño del poro y la K	Disminuye la $\Phi$ y K
Orilla de la costa				Cementado por calcita, dolomita, anhidrita, pirobitumen, cuarzo		

**Figura 3.2.** Porosidad en carbonatos.<sup>13</sup>

Durante la etapa de exploración, los cortes de núcleo y análisis de las muestras de roca son la clave para formular un modelo depositacional.

La descripción del yacimiento es un proceso continuo. Conforme el campo es desarrollado los modelos deben ser revisados y modificados tanto como sea necesario. Conforme los datos del yacimiento lleguen a estar disponibles durante el desarrollo, el conocimiento de las discontinuidades tales como fallas, barreras, fronteras y estratificaciones pueden refinarse con mayor precisión.



**3.3.1.3 Información requerida de la Matriz.**

La integración de información durante la construcción del modelo de depósito, puede proveer lo necesario para describir la variación de las propiedades de la roca con discontinuidades y estratificaciones. Esta variación es preparada como mapas de contornos. La **tabla 3.2** provee una lista de mapas que pueden ser preparados para describir el yacimiento según el trabajo de **Dandona A. K. Et al.**

**Tabla 3.2.** Información del yacimiento requerida para un estadio de simulación.<sup>13</sup>

<b>Información</b>	
<b>Estática</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Mapas estructurales.</li> <li>2) Mapas de Isopacas con localización de los contactos Gas-Aceite y Agua-Aceite.</li> <li>3) Mapa de distribución de porosidad.</li> <li>4) Mapas de regiones de roca.</li> <li>5) Mapas de barreras de flujo tal como fallas.</li> <li>6) Mapas de saturación de agua.</li> <li>7) Mapas de distribución de permeabilidad.</li> </ol> <p>Los mapas enunciados anteriormente se generan para cada capa del yacimiento.</p>
<b>Dinámica</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Permeabilidad Relativa</li> <li>2) Presión Capilar para los sistemas gas-aceite y agua-aceite</li> <li>3) Compresibilidad de la roca</li> <li>4) Permeabilidad vertical</li> <li>5) Valor mínimo de espesor neto</li> </ol>

### Permeabilidad relativa.

Las permeabilidades relativas para sistemas de dos fases tal como aceite-gas o aceite-agua pueden ser medidas en el laboratorio por algunos de los dos métodos disponibles, estado estacionario y estado semi-estacionario. Hassler, Hafford, y algunos métodos dispersos miden la permeabilidad relativa en flujo en estado semi-estacionario; estos métodos toman menor tiempo. La teoría de **Buckley Leverett**, así como la extendida por **Welge** puede ser usada para calcular la permeabilidad relativa a partir de la siguiente relación:<sup>13</sup>

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} = \frac{1}{1 + \frac{k_w * \mu_o}{k_o \mu_w}} \quad (3.1)$$

El método *JBT* de presión capilar y los métodos centrífugos son utilizados para determinar la permeabilidad relativa usando métodos para estado semi-estacionario. La permeabilidad relativa gas-aceite puede ser estimada algunas veces de datos de campo con la siguiente ecuación:

$$\frac{k_g}{k_o} = (R_p - R_s) \frac{B_g m_g}{B_o m_o} \quad (3.2)$$

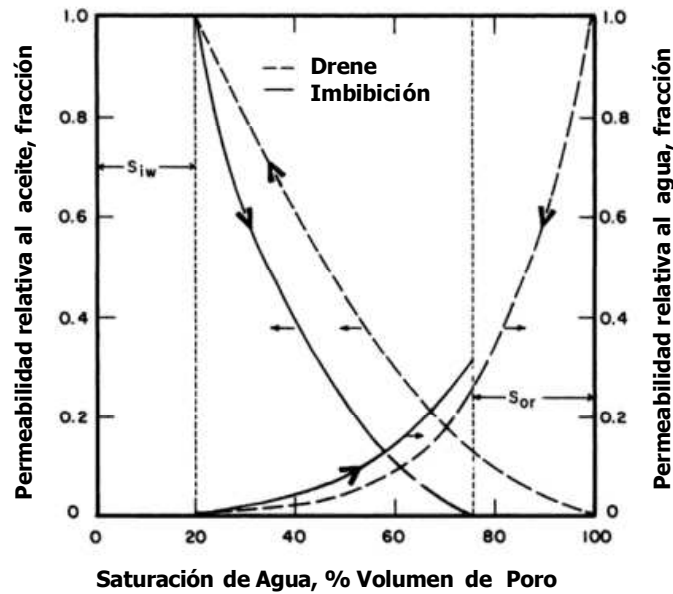
$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_w)$$

La ausencia en la medición de datos para la permeabilidad relativa de dos fases puede ser aproximada con correlaciones publicadas como las de **Corey**<sup>12</sup>.

Con la metodología bien establecida para estimar la permeabilidad relativa en dos fases, los datos para la permeabilidad relativa en tres fases también están disponibles. Típicamente los simuladores están programados para calcular permeabilidad relativa de tres fases a partir de permeabilidades relativas de dos fases, gas-aceite y agua-aceite.

Los valores límite para cada una de estas curvas son tomados en cuenta en los cálculos. El modelo probabilístico de **Stone**, descrito como un conjunto de ecuaciones, es comúnmente usado. Las siguientes notas deben ser consideradas cuando se están procesando datos de permeabilidades relativas de tres fases.<sup>13</sup>

- 1) Examinar la saturación final de aceite al tipo de desplazamiento a ser simulado. El modelo matemático no permitirá que la saturación de aceite vaya debajo de ese valor. Muchas veces la permeabilidad relativa al aceite a una baja saturación de este, es crítica en la predicción del comportamiento hacia la última parte de la vida del yacimiento.
  
- 2) Mucha de la literatura publicada esta basada en sistemas de roca mojados por agua. **Stone** describe porque su método es aplicable a los dos sistemas, mojado por agua o mojado por aceite. En los sistemas hidrofílicos, las permeabilidades relativas al agua y gas están en función sólo de la saturación de agua y gas. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, las permeabilidades relativas al aceite y gas están en función de sus respectivas saturaciones. Si las permeabilidades relativas de tres fases son generadas a partir de datos medidos, es conveniente asegurarse que las mediciones están hechas con las condiciones de mojabilidad apropiadas.
  
- 3) Asegurar que las permeabilidades relativas representan la dirección de cambio en la saturación de la fase mojante. Drenaje se refiere a un decremento en la saturación de la fase mojante mientras que imbibición se refiere a un incremento en saturación de la fase mojante, como se ve en la **figura 3.3**



**Figura 3.3** Datos de permeabilidad relativa, agua-aceite.

El adecuado análisis de los datos de permeabilidad relativa para sistemas de tres fases es un punto clave. El ingeniero debe tomarse el tiempo para asegurar que los puntos máximos en los datos de permeabilidad relativa así como el resto del rango de saturación son manejados de acuerdo a la mojabilidad de la roca y el atrapamiento del gas.

### Presión Capilar.

La presión capilar es la diferencia de presión a través de la interfase entre el fluido mojante y el no mojante. Para un estudio gas-aceite-agua, las curvas de presión capilar serán requeridas para los sistemas gas-aceite y agua-aceite. Los datos pueden ser obtenidos en el laboratorio por medio de mediciones en tapones de núcleo. El método de inyección de mercurio es rápido pero destruye el núcleo. Existen otros métodos como los desplazamientos a través de diafragma poroso y métodos centrífugos; otra buena fuente para esta información son los registros de pozo donde el pozo haya atravesado los contactos gas-aceite y agua-aceite. Se puede graficar la saturación de agua vs distancia desde el contacto gas-aceite o agua-aceite. Esta distancia se puede transformar entonces en presión capilar.

### **Compresibilidad de la Roca.**

Para arenas con presiones normales, la compresibilidad de la roca puede ser obtenida en laboratorio o de correlaciones ya publicadas tales como las de **Hall**. Sin embargo, en arenas con presiones anormales, como las que se encuentran en la costa del Golfo en Estados Unidos, y carbonatos; no hay buenas correlaciones disponibles y es mejor realizar mediciones en laboratorio.

### **Permeabilidad Vertical.**

La permeabilidad vertical puede jugar un rol importante en algunas situaciones de flujo, tales como conificación, efectos gravitacionales, y flujo entre capas. Discontinuidades geológicas o delgadas capas impermeables, como son pequeñas capas de lutita, que separan varias zonas de hidrocarburos también son importantes en el flujo vertical. Las experiencias indican que hay diferencias significantes de comportamiento entre las barreras impermeables y las zonas de baja permeabilidad vertical. Un valor cero para la permeabilidad vertical puede aislar la comunicación de una capa horizontal. Por otro lado, una baja permeabilidad (p.e. 1 mD) puede permitir un flujo significativo entre capas si se considera la gran área transversal perpendicular al flujo horizontal.

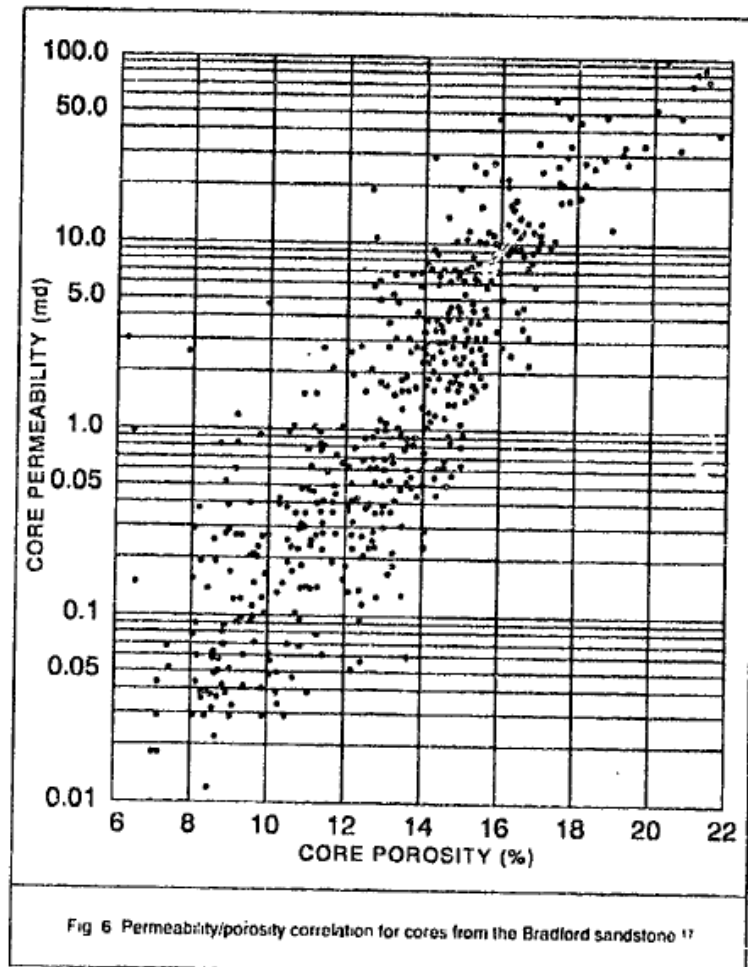
Los valores de la permeabilidad vertical puede pueden ser medidos en tapones de núcleos. Los datos de las pruebas de pozos, como las de interferencia también pueden ser usados para obtener estos valores.

### **Distribución de Permeabilidad Absoluta.**

El análisis convencional de núcleos típicamente permite medir la porosidad y la permeabilidad absoluta utilizando aire. La permeabilidad es uno de los parámetros más difíciles de predecir en términos de variación y distribución. Los análisis de las pruebas de flujo en los pozos, como build-up y fall-off, pueden generar el producto permeabilidad por espesor ( $k_0h$ ) para el

intervalo probado. Una ventaja de estos métodos es que miden la permeabilidad y la capacidad total de flujo del sistema in-situ. Se debe aclarar que por este método  $kh$  es en efecto  $k_0h$  o  $k_g h$  según el caso. La transformación de muchos valores de  $k_0h$  de los datos de la prueba deben ser comparados con los cálculos de  $kh$  del análisis de núcleos. Una relación significativamente alta de  $k_0h/kh$  del núcleo indica la presencia de vórgulos y fracturas en el sistema.

Ya que el número de pozos con núcleos es limitado, la distribución areal debe ser estimada a partir de relaciones de porosidad-permeabilidad. Los valores de porosidad son graficados en escala lineal contra los datos de permeabilidad en escala logarítmica; y se realiza un análisis por regresión para ajustar una curva a dichos puntos. Como la porosidad para la mayoría de los pozos esta disponible por registros de pozos, este ejercicio puede entonces ser usado para calcular la distribución de permeabilidad, la **figura 3.4** muestra este proceso. Cuando hay mucho espaciamiento entre los datos se vuelve difícil determinar los valores de permeabilidad; por lo que es necesario hacer algunas consideraciones sobre el modelo de depósito, tipo de rocas y facies para disminuir el grado de dispersión. Es recomendable que el trabajo sea desarrollado para cada unidad mayor de roca o facies para reducir la dispersión de datos.



**Figura 3.4** Correlación de Permeabilidad/Porosidad para núcleos de areniscas Bradford.<sup>13</sup>

### Distribución de la Saturación de Agua Inicial

La saturación de agua inicial para cada capa puede ser mapeada haciendo un promedio de los valores de saturación de agua para cada intervalo o calculada usando la función 'J'. Los valores de saturación real son calculados de los registros eléctricos basados en la resistividad. La aproximación de la función 'J' es una correlación que ajusta los valores de saturación de agua inicial a los de porosidad y permeabilidad. **Rose y Bruce** describen el método a detalle y expresan la función 'J' de la siguiente manera:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma_{ow} \cos \theta_c} \sqrt{\frac{k}{\phi'}} \tag{3.3}$$

la distribución de porosidad y permeabilidad es obtenida de los mapas de cada capa.  $\sigma_{ow}$  es la tensión interfacial entre el agua y el aceite y  $\theta$  es el ángulo de contacto entre la interfase de los fluidos y la superficie de la roca. La ventaja de este método es la habilidad para calcular la distribución de la saturación de agua para cada celda del modelo o nodo, basada en porosidad y permeabilidad.

### **Valor Mínimo de Espesor Neto**

Para determinar la cantidad de aceite disponible para ser producido, el espesor neto tiene que ser determinado. Es fácil entender que el volumen de roca no poroso y/o no permeable como arena mezclada con lutita, no será parte del espesor neto. Sin embargo, muchas veces los geólogos y petrofísicos también aplican criterios basados en valores mínimos de porosidad, saturación de agua y contenido de arcilla. El razonamiento detrás de este criterio, por ejemplo para la porosidad, es que valores por debajo de cierto límite no contribuye a las reservas. Se puede pensar que a menos que este volumen de roca (espesor neto) se encuentre en una porosidad no conectada, dándole suficiente tiempo este producirá. En suma esto también provee un soporte de presión adicional al yacimiento. El gas como fluido puede producirse a través de capas de roca mucho más delgadas en comparación con el aceite. Durante la fase agotamiento casi todo el yacimiento en espacio poroso continuo debe contribuir a la recuperación. Sin embargo, durante la inyección de agua u otro proceso de recuperación, parte del volumen de roca en el espacio poroso reducido puede no contribuir a la recuperación.



### 3.3.2.- Propiedades de los fluidos

Se han mencionado algunos métodos para la adecuación de los datos geológicos y de la roca para los estudios de simulación. La adquisición y análisis de los datos de las propiedades de fluidos también son componentes vitales de un programa de recolección de información. **Moses** resalta la importancia de precisar muestras de fluidos: "las muestras de fluidos deben ser tomadas en la vida temprana del yacimiento para obtener muestras verdaderamente representativas. Estas deben ser tomadas sólo después de un cuidadoso programa de acondicionamiento y prueba de pozo. Cuando los datos PVT obtenidos de estas muestras son usados, se debe tener cuidado para ajustar el factor de volumen de formación (FVF) y relaciones gas-aceite (RGA) para las condiciones del separador en superficie."

El entendimiento propio del comportamiento del sistema de fluidos como función de la presión y temperatura es esencial. El sistema de fluidos inicial puede ser categorizado en términos generales como:

- 1) Aceite negro o de bajo encogimiento
- 2) Aceite volátil o de alto encogimiento
- 3) Gas y condensado
- 4) Gas, húmedo y seco

Un sistema de fluidos dado pasa a través de distintos cambios de presión durante la fase de explotación del yacimiento.

Las muestras de fluidos del yacimiento para estudio son obtenidas por muestreo en fondo del pozo o por recombinación de líquido y gas de muestras del separador en superficie. Los análisis de las muestras de separador son hechos en laboratorio y los fluidos entonces son recombinados a la composición del fluido del yacimiento deseada, produciendo relación gas-aceite ( $R_s$ , ft<sup>3</sup>/bls). A partir de este punto ambos tipos de muestras, muestreo de fondo y recombinación de muestras, son examinadas utilizando procedimientos idénticos. La siguiente información se obtendrá de una serie de pruebas en muestras de aceite negro.

- 1) Análisis composicional.
- 2) Estudio de masa constante.
  - a. Presión de saturación
  - b. Relaciones presión volumen
  - c. Compresibilidad del aceite a diferentes presiones
  - d. Factores de volumen relativo del fluido
  - e. Porcentaje de volumen del líquido como función de la presión
- 3) Estudio de vaporización diferencial
  - a. Gas en solución como función de la presión
  - b. Factor de volumen de formación como función de la presión
  - c. Densidad del líquido en función de la presión
  - d. Gravedad del gas en función de la presión
- 4) Determinación de la viscosidad de la fase líquida en equilibrio
- 5) Estudio de separación flash
  - a. Relación gas-aceite producida como función de la presión del separador a la temperatura ambiente
  - b. Factor de volumen de formación del aceite a la presión del separador y temperatura ambiente
  - c. Composición del gas producido

Para aceite volátil o de alto encogimiento, es necesario obtener información adicional de laboratorio para predecir el comportamiento del fluido durante la producción. Además de los estudios que se realizan al aceite negro, en las muestras de aceite volátil se deben desarrollar las siguientes pruebas.

- 1) Estudio de agotamiento a volumen constante
  - a. Composición de la fase de vapor en equilibrio
  - b. Fracción de vapor producida
  - c. Factor de desviación del gas en equilibrio
  - d. Encogimiento del volumen de líquido por debajo de la presión de saturación a la presión de abandono

Los sistemas de gas y condensado requieren datos que son muy similares a los del aceite volátil. A diferencia de los casos de aceite negro o aceite volátil, el muestreo de fondo no debe ser utilizado para obtener las muestras de este tipo de yacimientos, debido a que las condiciones del yacimiento se encuentran en fase gaseosa, no se hacen pruebas de viscosidad del líquido o separación flash. Después de un buen análisis de fluidos del separador, se desarrollan las siguientes pruebas:

- 1) Estudio expansión a composición constante (sólo en celda visual) para una serie de relación gas-aceite re combinada
  - a. Relaciones presión-volumen
  - b. Presión de rocío
  - c. Volumen de líquido en función de la presión
  - d. Densidad de la mezcla
  - e. Factor de compresibilidad del gas
  - f. Factor de volumen de formación del gas
  
- 2) Estudio de agotamiento de presión a volumen constante
  - a. Composición de hidrocarburos del gas liberado
  - b. Medición de volumen de líquido retrogrado

En el caso de yacimientos de gas, húmedo o seco, los datos PVT solo darán la densidad del fluido y el factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ). La única diferencia ocurrirá en superficie donde el gas húmedo producirá algo de líquido muy ligero, usualmente menor de 10 bl\mmft<sup>3</sup> de gas producido.

Los simuladores composicionales para yacimientos de aceite volátil o ricos en condensados, requieren la representación del fluido del yacimiento usando una ecuación de estado tal como Peng-Robinson o Redlich-Kwong. Para reducir el tiempo de cómputo, los componentes del hidrocarburo son agrupados en subgrupos, p.e. C1 a C3, C4 a C6, y C7+. Para

incrementar el detalle del grupo C7+ frecuentemente es dividido en dos o tres subgrupos. Las mediciones en laboratorio, tales como la generación de líquido retrogrado, es ajustada usando agrupación de componentes. El tiempo de cómputo es de tres a cinco veces más que en simuladores de aceite negro. Los modelos son generalmente inestables cerca del punto crítico en un diagrama p-T.

### **3.3.3.- Datos del Desarrollo del Campo**

#### **3.3.3.1 Adquisición y Desarrollo de la Predicción**

El simulador calcula los fluidos en sitio y su distribución después de que los datos geológicos y físicos de la roca, y de los fluidos han sido integrados apropiadamente en el modelo.

Con el propósito de ejemplificar, se consideraran las siguientes etapas de desarrollo de un campo:<sup>12</sup>

- 1) Desarrollo temprano – en producción por menos de un año
- 2) Intermedio – produciendo por agotamiento natural o en mantenimiento de presión por menos de 5 años
- 3) Desarrollo completo – yacimiento produciendo por más de 10 años
- 4) Campo en proceso de recuperación mejorada

El desarrollo de los datos puede categorizarse como:

- 1) Datos de terminación de pozos
- 2) Datos de producción/inyección

Los datos de los pozos se refieren al tamaño de la TP y de la TR, intervalos disparados, tiempos de reparaciones, índice de productividad o inyectabilidad para cada pozo.

Los datos de producción de aceite, RGA, RAA, y presión vs. tiempo en una base de datos pozo a pozo son necesarios para realizar un ajuste de historia del campo.

Para un campo en la etapa temprana del desarrollo, usualmente se derivan los siguientes beneficios de la simulación:<sup>12</sup>

- 1) Un ajuste cerrado de fluidos en un sitio del modelo geológico y el modelo descriptivo
- 2) Establecer la recuperación por agotamiento y rango de recuperaciones por inyección de fluidos inmiscibles
- 3) El tiempo óptimo en el que debe iniciar la inyección
- 4) pronósticos de producción para ayudar a determinar los aspectos económicos presentes del campo

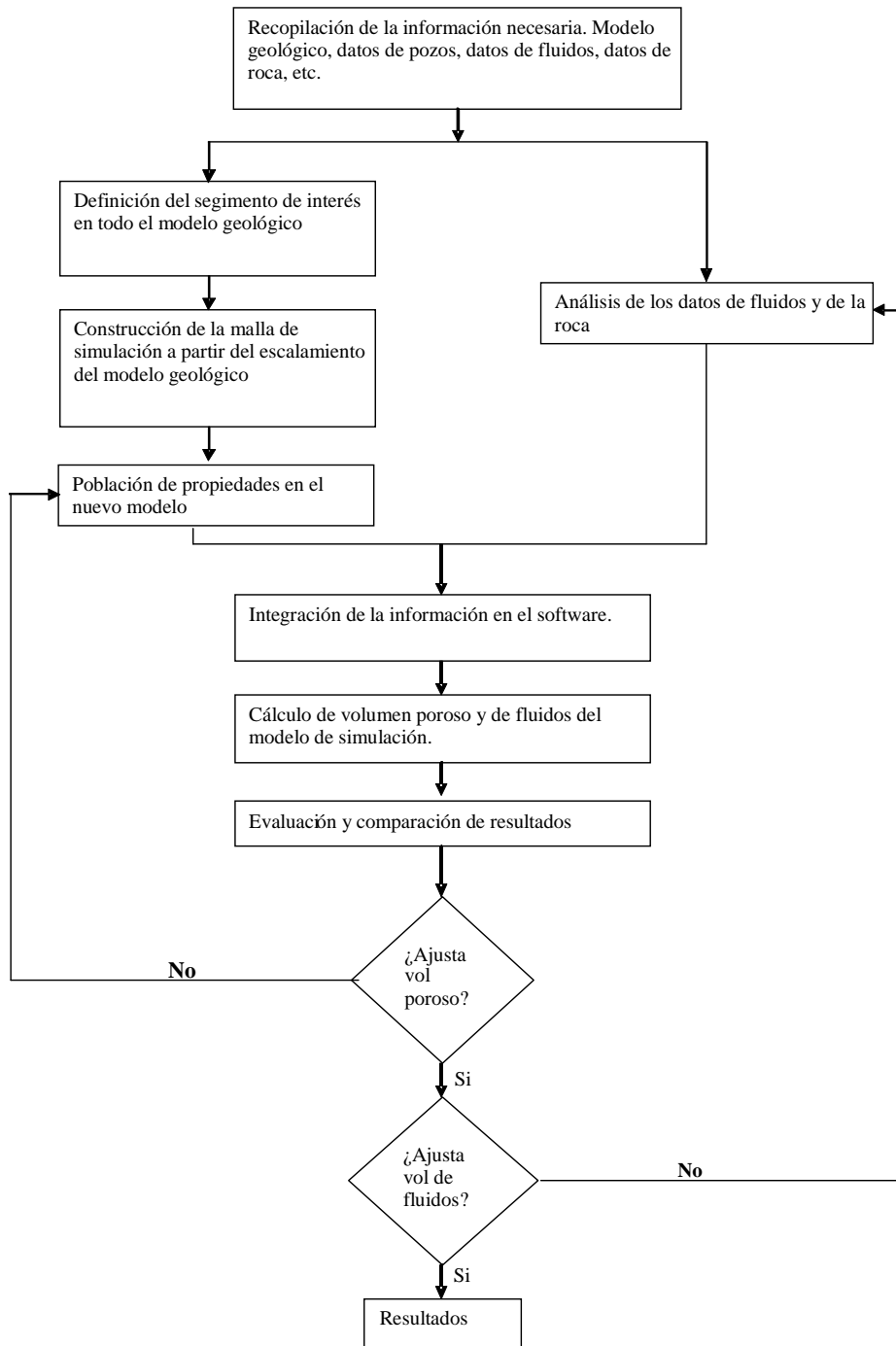
En la etapa intermedia de desarrollo, las descripciones geológicas, y petrofísicas, y de los fluidos así como los fluidos iniciales en sitio pueden ser verificados con más precisión. La descripción geológico-petrofísica es un proceso continuo. En esta etapa, si la descripción geológica-petrofísica y la de fluidos no tienen un ajuste con los datos del desarrollo, es necesario revisarlas y cambiarlas. La temprana irrupción de los fluidos inyectados puede indicar franjas de alta permeabilidad o de flujo preferencial. Si el tiempo de manifestación no ajusta a la realidad, la permeabilidad relativa también debe ser reajustada.

La simulación para un campo en completo desarrollo es básicamente una extensión de la etapa intermedia. Sin embargo, para este periodo la descripción del yacimiento tiene plena madurez. El movimiento de los frentes de los fluidos también ha sido ajustado. Es igualmente importante determinar dónde está el aceite remanente que es recuperable. Un punto de cuidado es examinar la permeabilidad relativa al aceite a bajas saturaciones de aceite.

### **3.4 Flujo de Trabajo para Llegar a la Inicialización.**

De acuerdo a los pasos para la generación de un modelo de simulación listados al inicio de este capítulo, el punto culminante de este trabajo es el correspondiente al cálculo de volumen poroso y de fluidos en el modelo.

Los pasos mencionados pueden tomarse como una guía general para desarrollar un modelo completo de simulación y no son limitantes a realizar otros procesos entre un punto y otro. En flujo de trabajo para la inicialización de un modelo se describe en la **figura 3.5**.



**Figura 3.5** Flujo de trabajo para la inicialización de un modelo

### 3.5 Presión Capilar.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto dentro de los poros de la roca, se forma una superficie curva entre los dos. La presión en el lado del fluido no-mojante de la interfase ( $p_{nm}$ ), es mayor que la presión para el lado del fluido mojante ( $p_m$ ). Esta diferencia de presiones se define como presión capilar ( $p_c$ ).

$$p_c = p_{nm} - p_m, \quad (3.4)$$

La presión capilar en un medio poroso se puede comparar con el aumento de un líquido mojante en un tubo capilar. La capilaridad se define como la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar. El peso de la columna de líquido, que ha subido su nivel en las paredes, tomando como referencia el nivel del menisco, es determinado por la **ecuación 3.5**.

$$-\pi R^2 h g (\rho_l - \rho_v), \quad (3.5)$$

donde  $R$  = radio del tubo capilar

$h$  = altura del nivel del líquido

$(\rho_l - \rho_v)$  = es la diferencia de densidades entre el líquido y el vapor

$g$  = es la aceleración de la gravedad

La única fuerza responsable del incremento del nivel del fluido mojante en las paredes del tubo capilar es la tensión superficial entre el líquido y el sólido. Las fuerzas atribuidas a la tensión superficial están dadas por la siguiente ecuación:

$$2\pi R \sigma \cos \theta, \quad (3.6)$$

Donde:  $\sigma$  = tensión superficial

$\theta$  = ángulo de contacto entre el líquido y el sólido

Si igualamos las fuerzas debidas al peso del líquido ecuación. 3.5 y las fuerzas debidas a la tensión superficial ecuación 3.6 se tiene:

$$2\pi R \sigma \cos \theta = -\pi R^2 h g (\rho_l - \rho_v), \quad (3.7)$$

Que puede expresarse:

$$(\rho_v - \rho_l) g h = \frac{2\sigma \cos \theta}{R}, \quad (3.8)$$

El término de la ecuación 3.8 que involucra la diferencia de densidades se puede representar como una diferencia de presión ( $\Delta p$ ), a ésta diferencia de presión entre la fase no mojanete y la fase mojanete, es lo que se conoce como presión capilar. De tal manera que si sustituimos dicho término por la definición de presión capilar se tiene:

$$p_c = p_{nm} - p_m = \frac{2\sigma \cos \theta}{R}, \quad (3.9)$$

que es la manera de calcular el valor de la presión capilar en un sistema.

En los yacimientos fracturados, la presión capilar juega un papel muy importante en la producción de los hidrocarburos. Las fuerzas capilares pueden contribuir al proceso de desplazamiento de un fluido en el medio poroso, como es el caso de la imbibición, o pueden oponerse a este desplazamiento, como es el caso del drene.

El drene es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, del medio poroso, a la fase mojanete. Es un proceso forzado (no es espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojanete dentro de la estructura capilar. En general, el aceite se comporta como la fase no mojanete en un yacimiento, razón por la cual al principio de la explotación se presenta un desplazamiento por drene.

La imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojanete, de la fase no-mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos.<sup>15</sup>

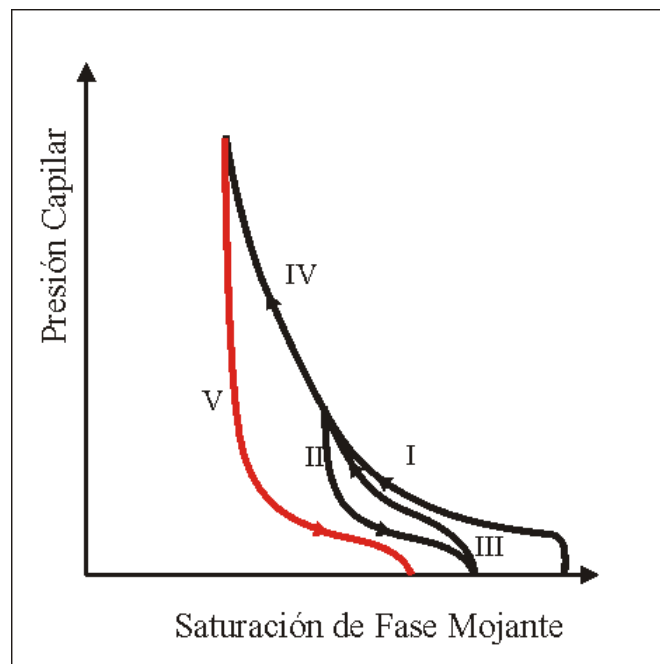


### 3.6 Curvas de Presión Capilar

Durante el proceso de drene se presenta una relación entre la presión capilar y la saturación del fluido, a esta relación se le conoce como curva de drene. Así mismo, durante la imbibición se presenta una relación similar que se conoce como curva de imbibición. Para una distribución normal de poros, la magnitud de la presión capilar para la imbibición es aproximadamente la mitad de la del drene. A esta diferencia en magnitudes para las curvas de drene e imbibición se le conoce como histéresis.

En la **figura 3.6** se aprecia el comportamiento de las curvas de drene e imbibición.

Conforme a la historia regular de llenado de las trampas de hidrocarburos (migración de los hidrocarburos), estas se encontraban originalmente saturadas al 100 % con agua congénita. Durante el almacenamiento en el espacio poroso, el hidrocarburo desaloja una parte del agua conforme a una curva de drenaje como la curva I en la figura 3.6. En este esquema se asume que el agua es la fase mojante y que el hidrocarburo (gas o petróleo) es la fase no-mojante.



**Figura 3.6.** Curvas de presión capilar, drene e imbibición <sup>16</sup>

Si el drene se ve interrumpido por alguna razón y comienza un desplazamiento con agua (por pérdida del sello de la trampa o por inyección de agua durante la explotación del yacimiento), la presión capilar del sistema comienza un proceso de imbibición, esquematizado con la curva II en la **figura. 3.6**

Tal como se observa, el desplazamiento del hidrocarburo no es completo durante la imbibición, pues parte del mismo queda retenido en la estructura porosa bajo la forma de saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ).

Si posterior a este proceso de imbibición, se inicia un nuevo proceso de drenaje, este se desarrollará conforme al comportamiento de la curva III de la **figura 3.6**. En este punto, las curvas II y III constituyen un ciclo estable, el cual puede recorrerse una cantidad indefinida de veces sin sufrir alteraciones.

Si más adelante se continúa el proceso de drene, se aumentan las fuerzas capilares la curva capilar quedará representada por la curva IV, esquematizada en la **figura 3.6**. Como nos damos cuenta, la curva IV es una continuación perfecta, pero sin solución de continuidad, del comportamiento iniciado con la curva I.

Al haber continuado la curva I, ya no es posible reproducir el camino correspondiente a la curva II. Si se produce un nuevo proceso de imbibición, se origina un nuevo camino, curva V, tal como está indicado. La curva V conduce a un valor de  $S_{or}$  más grande que el correspondiente a la curva II. Esto obedece a que el hidrocarburo contactó una parte más grande del espacio poroso y, por lo tanto, tuvo acceso a capilares no invadidos por el drene inicial; por lo que al retirarse el hidrocarburo existen más lugares donde el mismo puede quedar atrapado. En consecuencia, el valor de saturación residual de la fase no mojante, no es una propiedad del medio poroso; sino que también interviene la historia de saturaciones en la magnitud final de esta saturación.

La saturación residual de la fase mojante en condiciones de drene es alcanzada asintóticamente a medida que la presión capilar aumente de manera infinita. En el caso de la imbibición la curva muestra una saturación de la fase no mojante, esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento por imbibición en el cual la fase no mojante queda atrapada en espacios porosos pequeños.

Este entrampamiento es resultado de la interrupción parcial de la comunicación a través del espacio poroso y como consecuencia varios poros pasan inadvertidos durante la imbibición, por lo que queda una saturación residual de la fase no mojante mayor.

La presión capilar en los yacimientos fracturados se encuentra, en su mayor parte, presente en los bloques correspondientes a la matriz. El desplazamiento de los fluidos en los bloques de matriz estará determinado por las fuerzas capilares que existan entre los fluidos y el espacio poroso que los contenga.

En yacimientos fracturados, el mecanismo de drene ocurre cuando la fase no mojante, presente en las fracturas, desplaza a la fase mojante presente en la matriz. En este proceso las fuerzas capilares actúan en contra del desplazamiento mientras que las fuerzas gravitacionales actúan a favor. El desplazamiento de fluidos en un yacimiento se ve afectado por las fuerzas capilares que actúan en este. Las fuerzas capilares pueden retener el flujo, pero en algunas ocasiones, bajo ciertas condiciones, pueden favorecerlo. Es decir, las fuerzas capilares contribuyen al desplazamiento de aceite por agua o gas de los bloques de matriz mediante los procesos de imbibición y drene. Dependiendo del comportamiento de la roca y los fluidos, el drene o la imbibición será el efecto que presentará el sistema en la extracción del aceite.<sup>17</sup>

### 3.7 Equilibrio vertical.

En una columna vertical estática de fluidos el gradiente de presión está dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{dp_p}{dD} = \gamma_p, \quad (3.10)$$

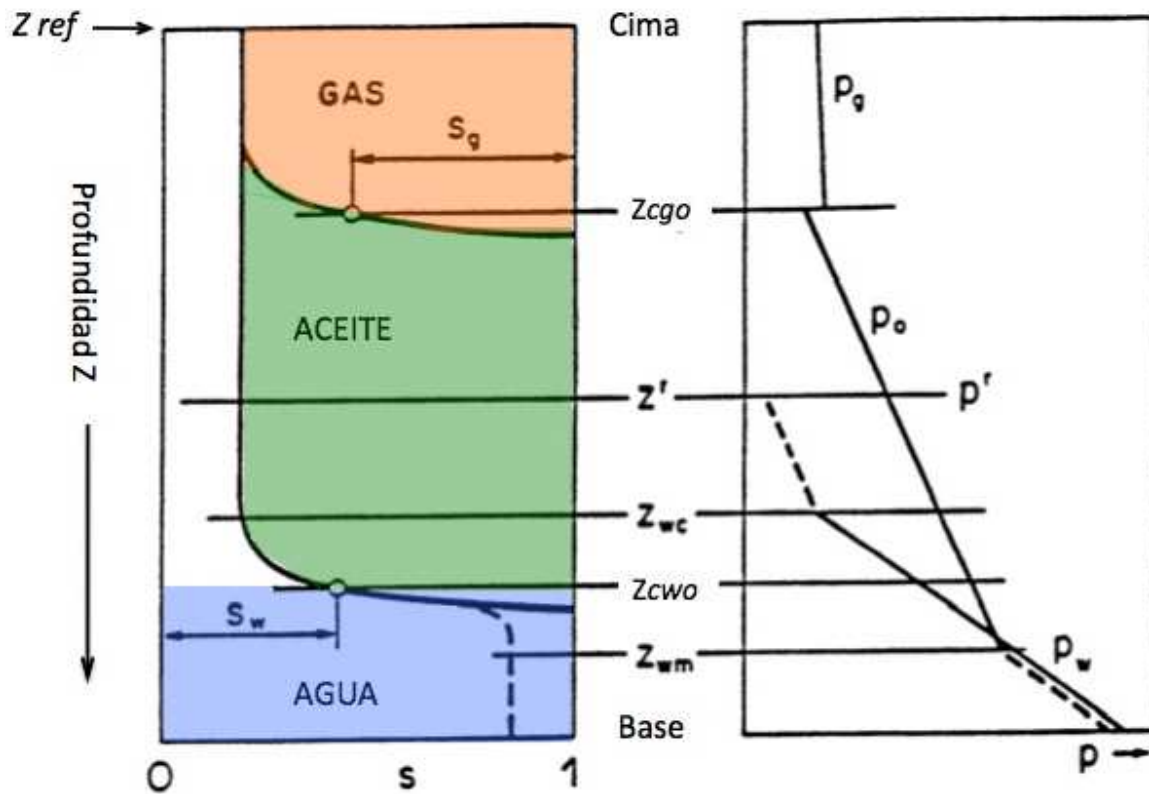
Nótese que  $\gamma_p$  en la ecuación 3.10 no debe ser constante.

Como se muestra en la **figura 3.7** los fluidos son segregados debido a la gravedad y mezclados debido a las fuerzas capilares. Si las presiones capilares aplicadas a este estado inicial del yacimiento son conocidas, las presiones y saturaciones son determinadas únicamente por la especificación de una presión y dos saturaciones:

Presión ( $p$ ) medida al plano de referencia ( $Z_{ref}$ ),

Saturación de agua ( $s_w$ ) medida a la profundidad del contacto agua aceite

Saturación de gas ( $s_g$ ) medida a la profundidad del contacto gas aceite



**Figura. 3.7** Distribución de presión y saturación inicial en el yacimiento.

Donde:

Z → Representa la Profundidad.

$P_g$  → Presión en la fase de gas

$P_o$  → Presión en la fase de aceite

$P_w$  → Presión en la fase de agua

$Z_{cgo}$  → Profundidad del contacto gas-aceite

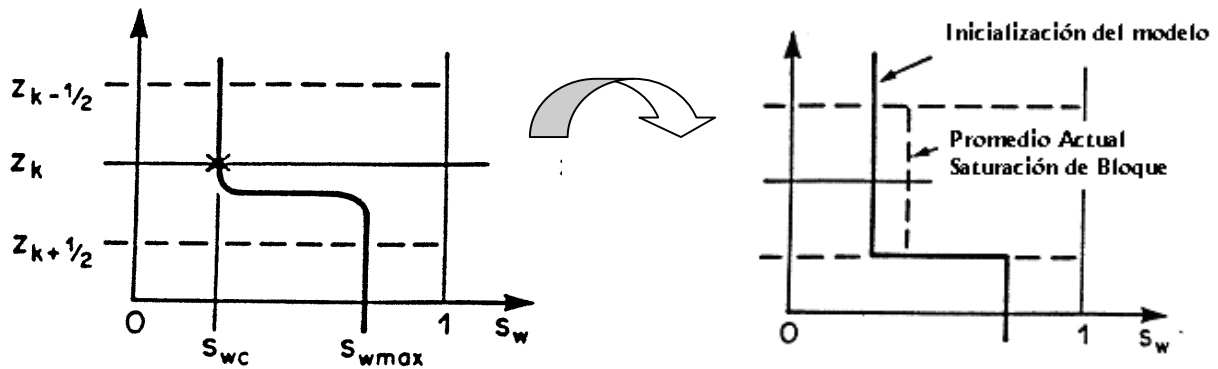
$Z_{cwo}$  → Profundidad del contacto agua-aceite

$Z_{wc}$  → Profundidad del agua crítica

$Z_{wm}$  → Profundidad del agua máxima

La ecuación 3.10 solo es válida cuando las fases son continuas. Los gradientes en una fase discontinua siguen el gradiente de la fase continua (línea punteada en la parte derecha de la **figura 3.8**). La saturación de aceite residual mostrado debajo del contacto agua-aceite puede ser resultado de previa producción por empuje de agua, seguido por un periodo de cierre de pozos.

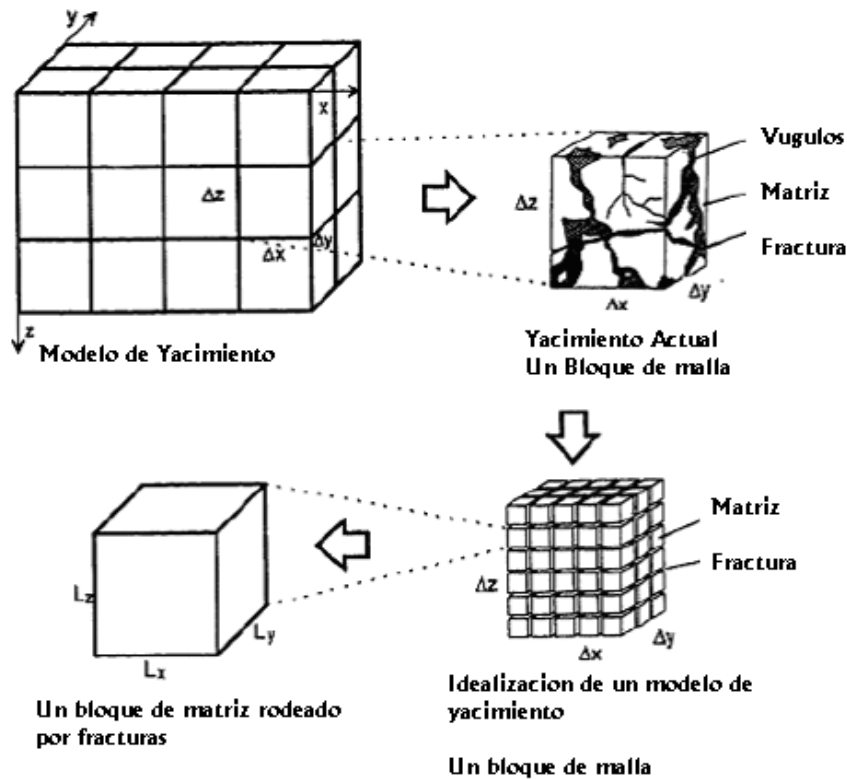
La **figura 3.8** muestra que los grandes errores en el volumen inicial pueden ocurrir si los contactos de las fases están un poco abajo o un poco arriba del límite de la celda en mallas con bloques grandes. Por esta razón muchos simuladores permiten la inicialización con una malla más fina que aquella en la que se realizará el proceso computacional.



**Figura 3.8** Inicialización de condiciones iniciales.

### 3.8 Tamaño de Bloque (SIGMA)

Warren y Root (1963) conceptualizan el modelo de la siguiente manera, un modelo de doble porosidad se asume como una red de fracturas continuas y uniformes con una orientación paralela a los ejes principales de permeabilidad, mientras que el bloque de matriz en este sistema ocupa el mismo espacio físico dentro de la red de fracturas y se toma en cuenta que son paralelepípedos idénticos sin una comunicación directa entre ellos, los bloques de matriz se suponen homogéneos e isotrópicos como se muestra en la **figura 3.9**



**Figura 3.9** Idealización de un Yacimiento Naturalmente Fracturado. <sup>19</sup>

El modelo matemático se describe sobre la idealización que lleva a la ecuación 3.11 para una fractura dominante 2D y un fluido ligeramente compresible:

$$\frac{K_{fx}}{\mu} \frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{K_{fy}}{\mu} \frac{\partial^2 p_f}{\partial y^2} - \phi_m C_m \frac{\partial p_m}{\partial t} = \phi_f C_f \frac{\partial p_f}{\partial t}, \tag{3.11}$$

El subíndice f es para los parámetros de la fractura y el subíndice m es para los parámetros de la matriz.

Aquí, el eje-x y eje-y coinciden con el eje principal de permeabilidad del campo. Esta es muy similar en la siguiente ecuación para una porosidad media simple. De acuerdo para Warren y Root (1963), si el estado semi estacionario existe en el sistema de matriz, entonces la ley de Darcy es aplicable, y la siguiente ecuación 3.12 satisface en cada punto dentro del sistema de matriz:

$$\phi_m C_m \frac{\partial p_m}{\partial t} = \frac{\sigma k_m}{\mu} (p_f - p_m), \tag{3.12}$$

Estas dos ecuaciones definen el modelo completo de doble porosidad para un sistema de una sola fase. Warren y Root (1963) dieron una solución analítica para el sistema de arriba aplicado para pruebas de pozo. Es importante entender que la primera ecuación es la ecuación que gobierna el flujo de fluidos en el sistema de fractura y la segunda para el sistema de matriz. La ecuación 3.12 es igual a la función de transferencia porque se asume que no hay comunicación directa entre los bloques de matriz, lo que significa que toda la transferencia de fluidos en el sistema de matriz es solo entre las fracturas y matrices.

El parámetro de  $\sigma$  en la ecuación 3.12 y 3.13 tiene las dimensiones recíprocas de área y es definida como un factor de forma que se refiere a la geometría para los elementos de la matriz y controla el flujo entre los dos medios porosos. Warren y Root (1963), dan la siguiente definición del factor de forma para el bloque de matriz cúbico.<sup>19</sup>

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{l^2}, \quad (3.13)$$

Aquí la  $n$  es la serie de fracturas normales y la  $l$  es una longitud característica dada por las ecuaciones 3.14 donde  $a$ ,  $b$  y  $c$  son las longitudes de los lados de un bloque cúbico de la matriz. Estas relaciones de equivalencia son obtenidas usando volumen a relaciones de superficie.

$$\left. \begin{aligned} l &= \frac{3abc}{ab+bc+ca} && \in n=3 \\ l &= \frac{2ab}{a+b} && \in n=2 \\ l &= a && \in n=1 \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

Se debe entender aquí que el factor de forma no es definido no es completamente riguroso o matemáticamente, como su derivación no utiliza de la ecuación de difusión de presión que gobierna el flujo de fluidos dentro bloque de matriz, pero utiliza un balance de materia integral combinado con la consideración de un flujo en estado semi estacionario.<sup>18</sup>



---

---

## CAPÍTULO IV

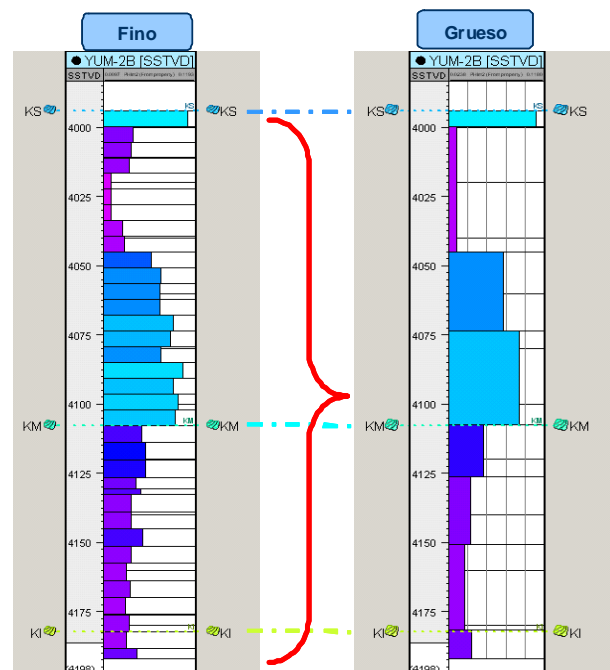
### CASO PRÁCTICO.

#### 4.1- Proceso de inicialización del modelo de simulación.

La inicialización del Modelo de simulación de Yacimiento se realizó a partir del modelo geológico, el cual está conformado por 8,563,737 celdas (381x247x91 celdas) en coordenadas cartesianas; con propiedades definidas para cada celda, porosidad total, saturación de agua, permeabilidad y relación de espesores neto a bruto.

El modelo geológico creado es muy fino, por lo que es necesario elaborar una malla o un modelo más burdo, por lo que se utiliza un procedimiento de escalamiento (upscaling) de propiedades petrofísicas y de profundidad. El escalamiento es una liga entre la malla fina y la gruesa, para lo cual es necesario definir la resolución, tanto vertical como horizontal.

Para el modelo de simulación se generó una malla "burda" para la zona de interés correspondiente a la formación Cretácica, con un número de celdas de 34x64x10 en coordenadas cartesianas, en la que se encuentra localizado el pozo YUM-2B, definiendo bloques de 70x70 metros en el plano XY. En sentido vertical la malla tiene 4 capas para KS, 3 para KM y 3 para KI; estas unidades de flujo se definieron a partir del análisis e interpretación de los registros geofísicos como se muestra en la siguiente **figura 4.1**. En la elaboración de la malla se buscó mantener la geometría del modelo geológico; obteniendo un total de 21760 celdas, pero debido a que el modelo geológico se definió como doble porosidad, entonces es necesario duplicar el número de celdas en el sentido vertical, lo anterior debido a que el software con el que realizará la simulación numérica utiliza este planteamiento.



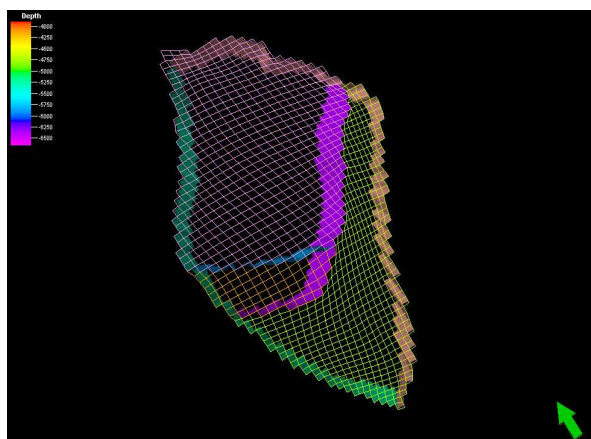
**Figura 4.1** Definición de capas a partir del registro de porosidad del pozo YUM2-B.

Las propiedades petrofísicas del modelo de simulación son generadas a partir del escalamiento aritmético de las propiedades contenidas en el modelo geológico realizado en un software comercial especializado.

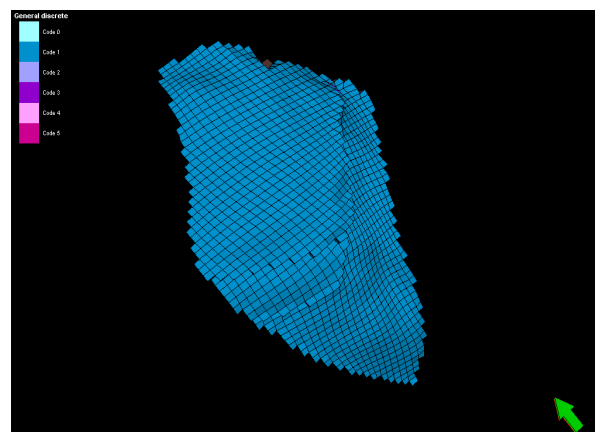
Las fallas para el modelo de simulación fueron construidas del tipo zig-zag, buscando con esto ortogonalidad entre bloques, y en base a ellas se definió la orientación de la malla; así como los límites o fronteras del yacimiento.

Una vez generada la malla es necesario realizar un control de calidad (QC) en el escalamiento de las profundidades y propiedades petrofísicas asignadas a las celdas, este control se guió en base a los criterios de volumen de celda mayor a cero, celdas incrustadas en otras igual a 0, y ángulo de ortogonalidad menor o igual a  $40^\circ$ . Siguiendo estos criterios se inactivan las celdas que generan problemas de convergencia numérica durante la solución.

El control de calidad del escalamiento se realiza con métodos aritméticos aplicado a cada una de las propiedades para cada celda, también se toma en cuenta la orientación de las celdas y las fallas, este control de calidad consiste en la comparación de ambas mallas, malla geológica y de simulación, como se observa en la **figuras 4.2**. La degradación de colores indica la calidad del escalamiento, la existencia de algunos puntos aleatorios en la mallas puede ser asociado a un mal escalado o un déficit de calidad.



Orientación de las celdas con las fallas



Distribución de celdas después del QC

**Figuras 4.2** Control de calidad en el escalamiento de la malla

Para determinar el volumen poroso del modelo numérico de la formación de interés se segmentó el campo en tres capas principales: Cretácico Superior, Medio e inferior, adicionalmete, de manera areal también se delimitó el campo al bloque correspondiente al pozo Yum-2B. A continuación se muestra el resultado del escalamiento de las propiedades porosidad de matriz, fractura, saturación de agua y espesor neto entre la malla fina y la malla gruesa correspondientes a la formación Cretácica, **figuras 4.3 a 4.6**.

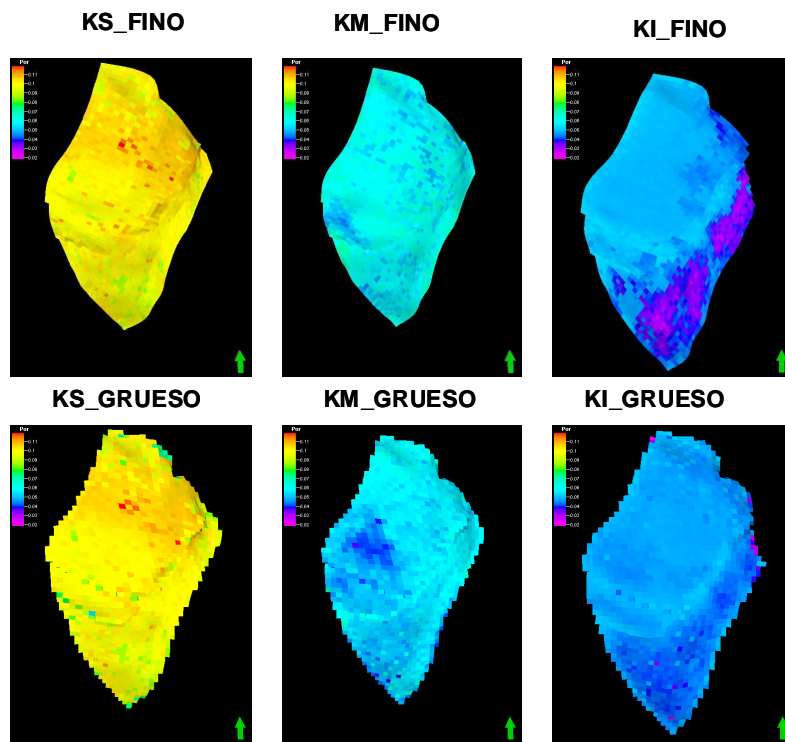


Figura 4.3 Porosidad de la Matriz

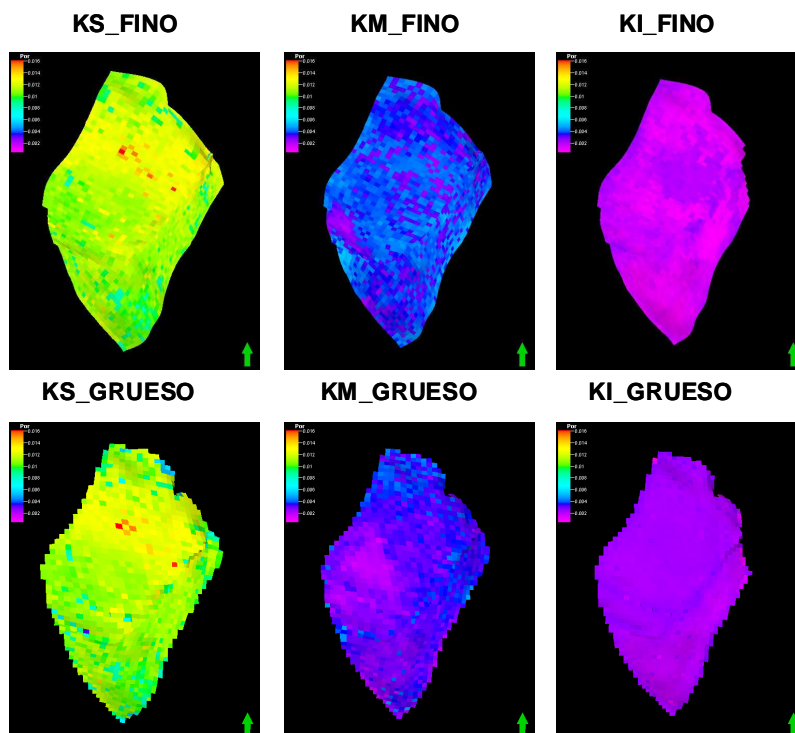


Figura 4.4 Porosidad de la Fractura

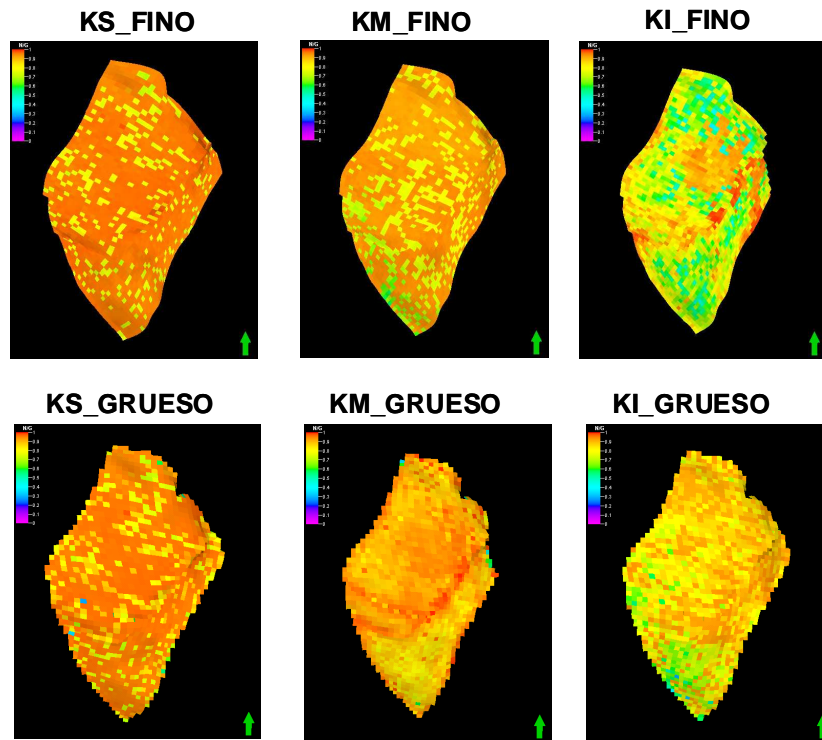


Figura 4.5 Espesor Neto

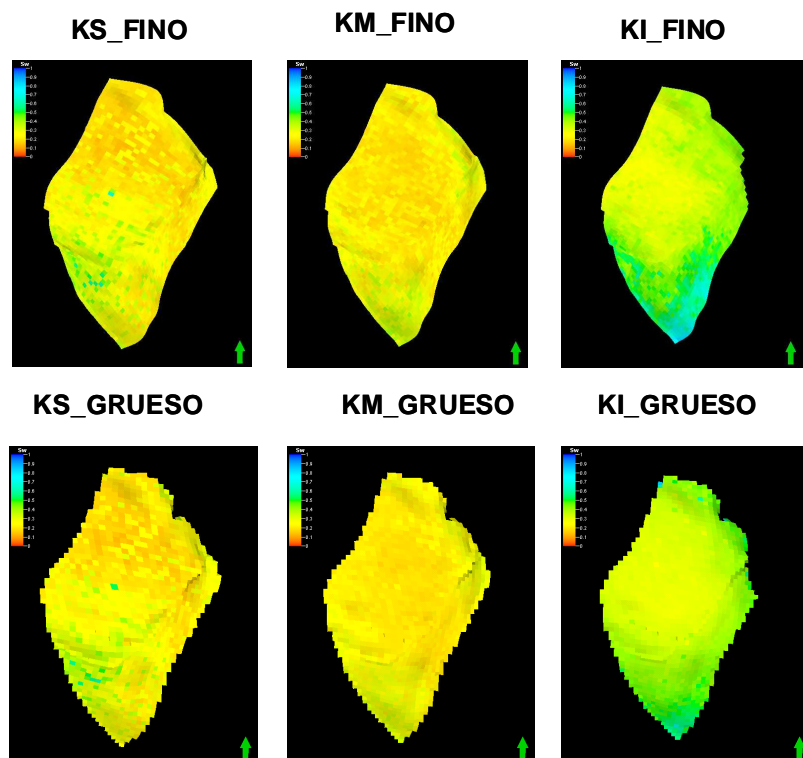


Figura 4.6 Saturación de Agua

Con base en la interpretación de las imágenes anteriores se concluye que cada una de las propiedades escaladas del modelo fino al modelo grueso fue adecuado de acuerdo al criterio de calidad establecido.

#### 4.2.- Generación de las propiedades de doble porosidad

Como se mencionó anteriormente, el modelo geológico-petrofísico arroja la porosidad total; sin embargo, con la finalidad de contar con un modelo que represente correctamente el yacimiento fracturado es necesario definir la porosidad y permeabilidad tanto de matriz como de fractura, en este caso no se cuenta con dicha información, por lo que se prosiguió a generar las propiedades de doble porosidad de acuerdo a la teoría expuesta por Elkewidy, Tarek Ibrahim, et-al. La teoría describe que a partir de la porosidad total  $\phi_t$  y el exponente de cementación de la formación,  $m$ , (valor teórico utilizado en este caso  $m=2$ ), se genera el coeficiente de partición (*PACO*), **Ec. 4.1** y el índice de intensidad de fractura (*FII*), **Ec. 4.2**, con los cuales se obtiene la porosidad para ambos sistemas, **Ecs. 4.3 y 4.4**, y la permeabilidad para la matriz, **Ec. 4.5** mediante las siguientes ecuaciones; para yacimientos naturalmente fracturados.<sup>20</sup>

$$PACO = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{\phi_t(1 - \phi_{ma})} , \quad (4.1)$$

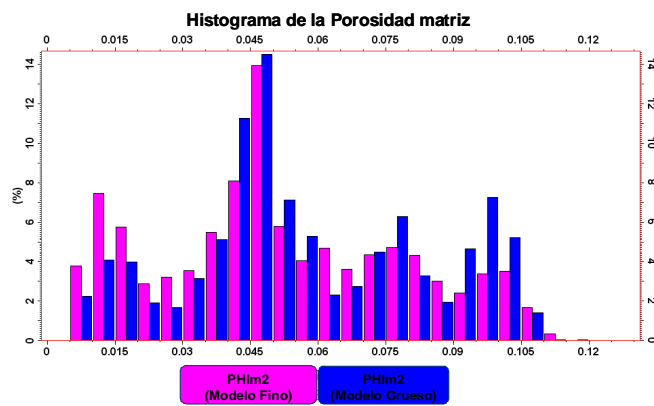
$$FII = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{1 - \phi_{ma}} , \quad (4.2)$$

$$\phi_{ma} = \frac{FII - \phi_t}{FII - 1} , \quad (4.3)$$

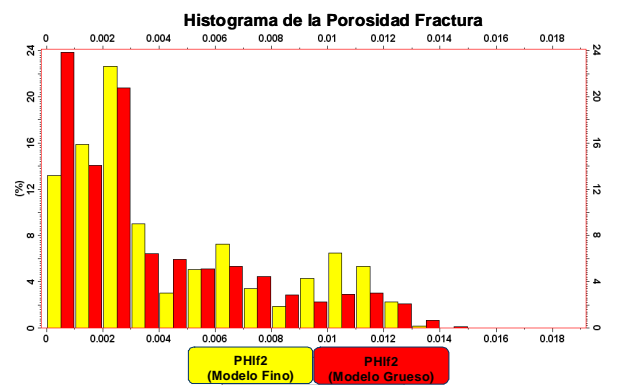
$$\phi_f = \frac{FII(\phi_t - 1)}{PACO\phi_t - 1} , \quad (4.4)$$

$$K = 84105 \frac{\phi_t^{m+2}}{(1 - \phi_t)} , \quad (4.5)$$

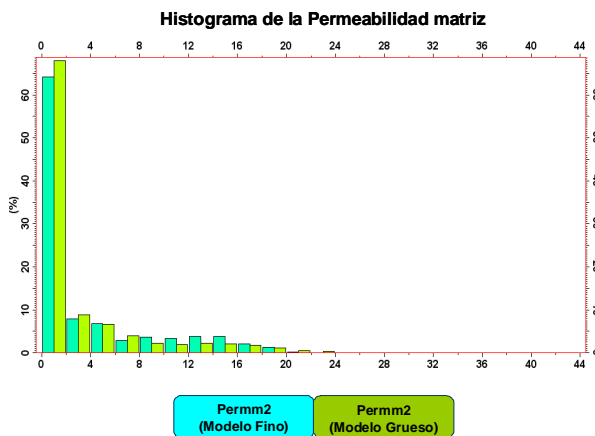
Para obtener los valores de permeabilidad para la fractura, se utilizó el principio teórico de  $k_f = 10k_m$ . La distribución que toman los valores obtenidos con este procedimiento muestra una relación aproximada de  $\phi_{ma} \approx 10\phi_f$ . Las **figuras 4.7 a 4.10**, muestran los histogramas para las propiedades creadas correspondientes a la formación Cretácico, donde se compara la distribución de las propiedades después de haber realizado el escalado de la malla fina a la gruesa.<sup>20</sup>



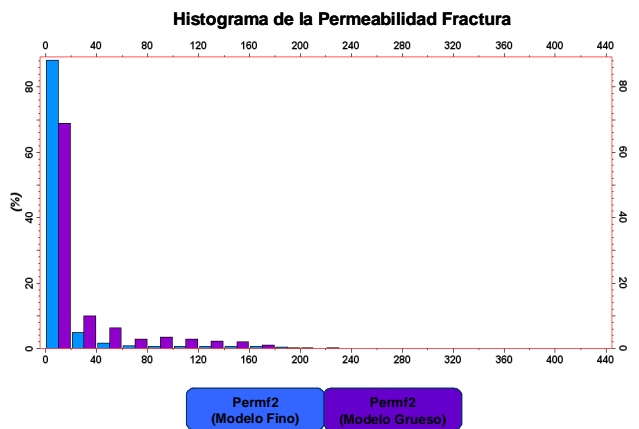
**Figura 4.7** Porosidad matriz



**Figura 4.8** Porosidad fractura



**Figura 4.9** Permeabilidad matriz



**Figura 4.10** Permeabilidad fractura

### **4.3.- Parámetros iniciales.**

#### **4.3.1.- Profundidad del contacto agua-aceite.**

Uno de los principales requerimientos en los modelos de simulación es la declaración de los límites del yacimiento, siendo el contacto agua aceite el principal límite vertical para los cálculos de volumen de hidrocarburos y ajustes de las presiones en el modelo.

En el modelo geológico-petrofísico se tiene contemplado un contacto de agua aceite a 4180 m, este contacto se considera como límite vertical para la volumetría, **figura 4.11**, dicho contacto se definió con el pozo exploratorio YUM-2B ya que en su primer intervalo probado en agujero descubierto, 4080-4092 mvbnm, reportó flujo fraccional de agua de 30% con salinidad de 40,000 ppm. Posteriormente, se inició la explotación del pozo en 1989 en un intervalo superior, manifestando corte de agua con características similares en un periodo corto, alrededor de tres meses; por lo que se procedió al cierre del pozo, dichas evidencias se tomaron de prueba para definir el contacto agua aceite<sup>3</sup> a la profundidad mencionada, sirviendo esta para el cálculo del volumen de roca e hidrocarburos en el modelo numérico<sup>21</sup>, ver **figura 4.12**.



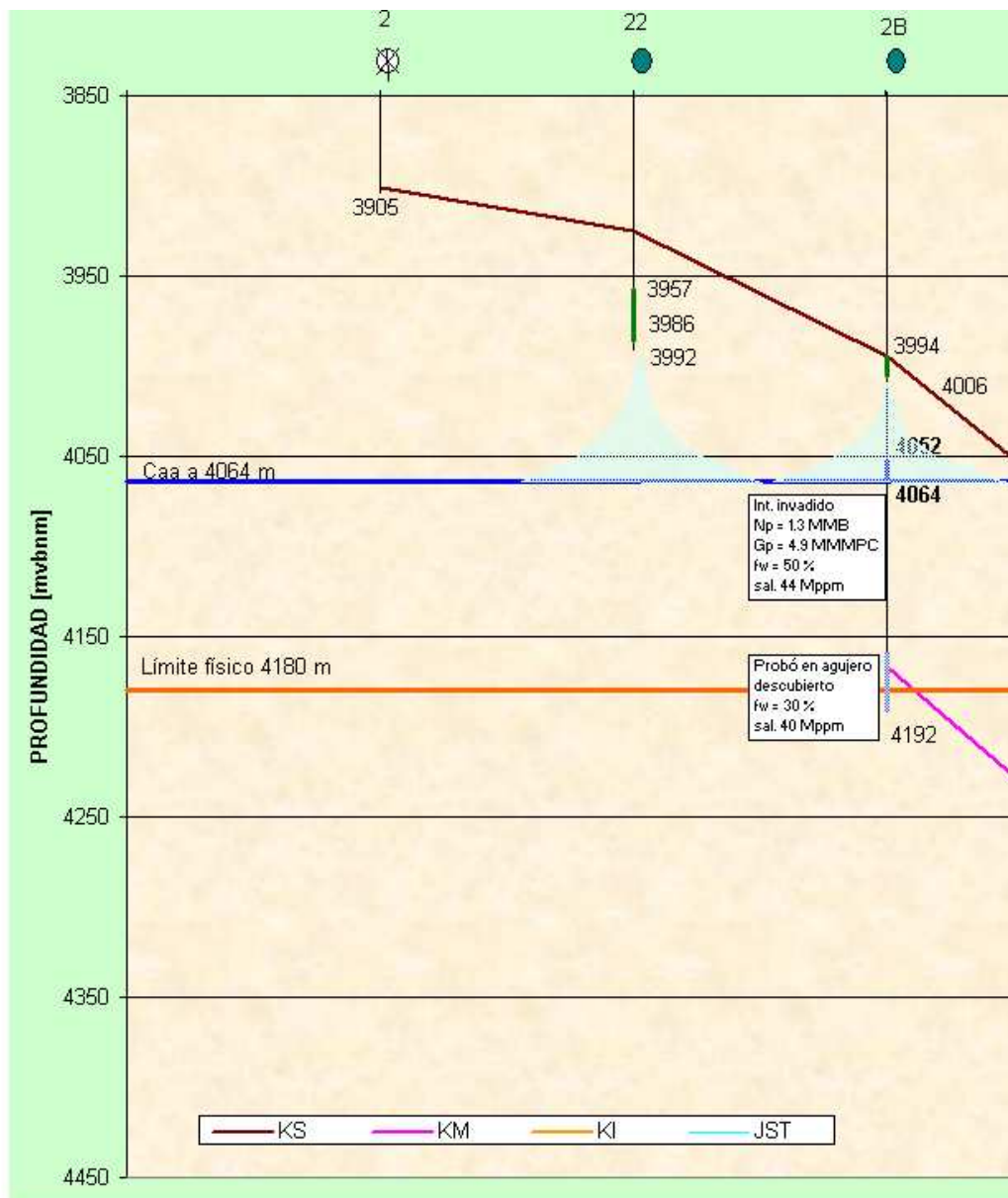
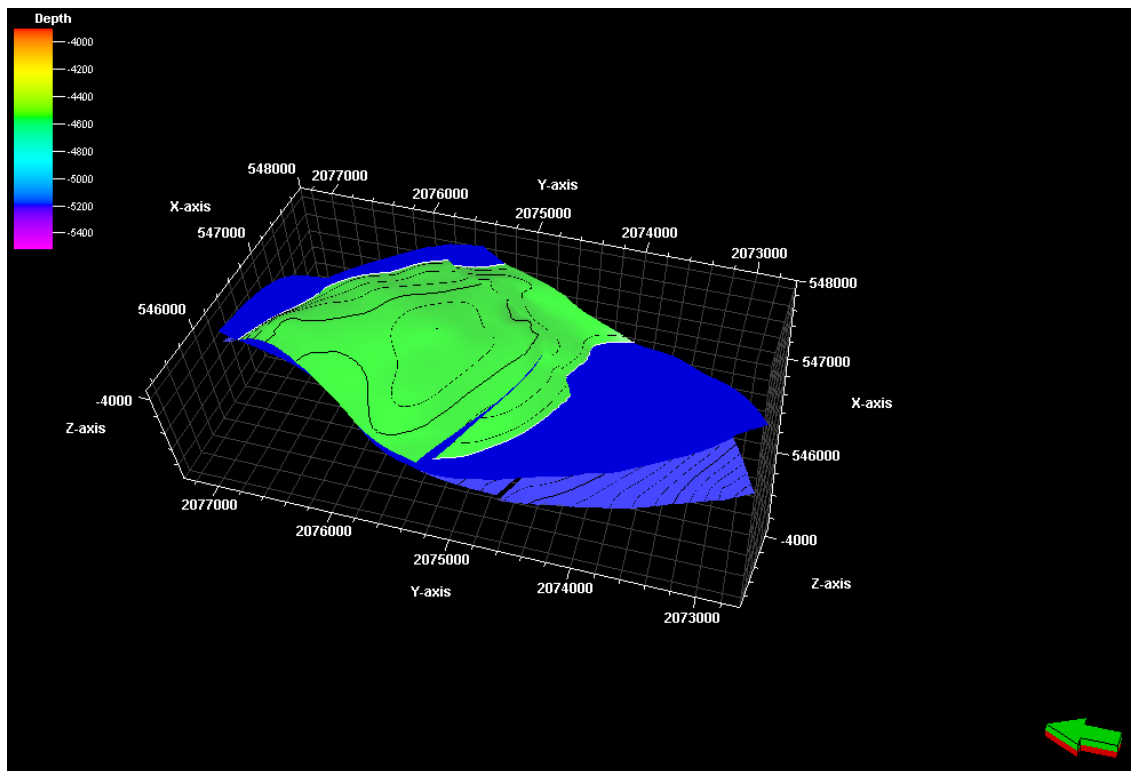


Figura 4.11 Diagrama y registro de los intervalos probados



**Figura 4.12** Contacto Agua Aceite a 4180 m

Los parámetros utilizados para el cálculo del volumen de hidrocarburos en el modelo de simulación son las siguientes:

- Porosidad
- Saturación de agua inicial
- Permeabilidades (I,J,K)
- Espesor Neto
- Área

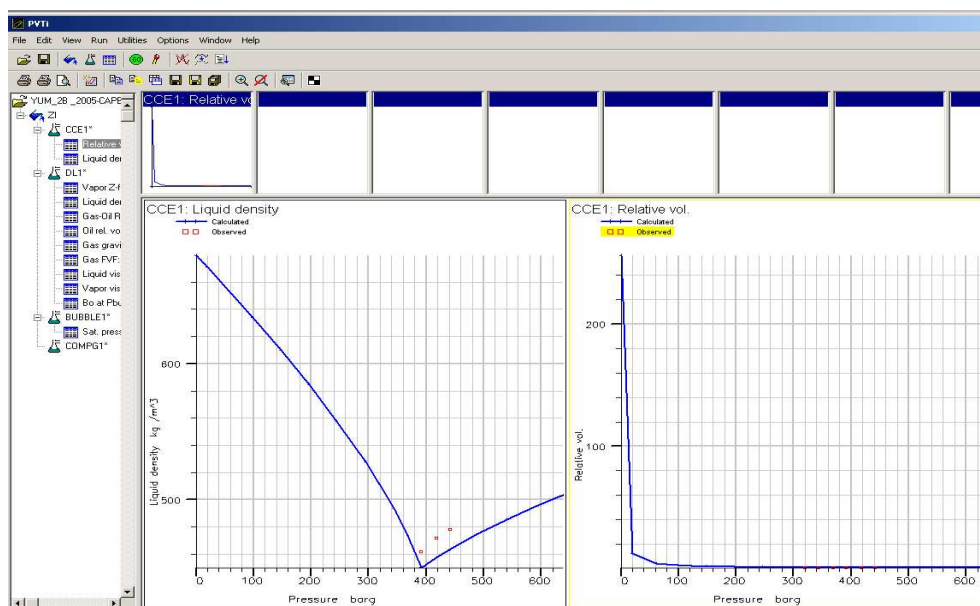
Todas ellas obtenida a partir del escalamiento del modelo geológico-petrofísica del Campo.

#### 4.4.- Inicialización del modelo.

Una vez completado el proceso de revisión de los datos estáticos y dinámicos, se procedió a la carga de los mismos en el modelo de simulación, para la inicializar y estimar el pronóstico de producción; para tal fin se utilizó el software comercial, el cual proporciona un manejo de todos los datos del modelo estático y de ingeniería convencional del yacimiento, tales como: pVT, posición de los contactos y presiones capilares.

#### 4.5.- Calibración de los datos PVT.

- El estudio PVT utilizado para simular las propiedades de los fluidos y para cuantificar los volúmenes originales de aceite y gas inicializar fue el del pozo Yum-2B; del cual se simuló el comportamiento de las propiedades mediante el uso del software PVTi<sup>MR</sup>, el mejor ajuste obtenido<sup>2</sup> se muestra en las **figuras 4.13 a 4.16**. La calibración de las correlaciones muestran cierta dispersión con respecto a los datos medidos; sin embargo, se considera un buen ajuste<sup>19</sup>. En las **figuras 4.13 a 4.16** se ven los datos originales y sus respectivos ajustes.<sup>21</sup>
- **Flash : Expansión a Masa Constante (CCE).**



**Figura 4.13** Densidad del Líquido y Volumen relativo

• DL: Liberación Diferencial

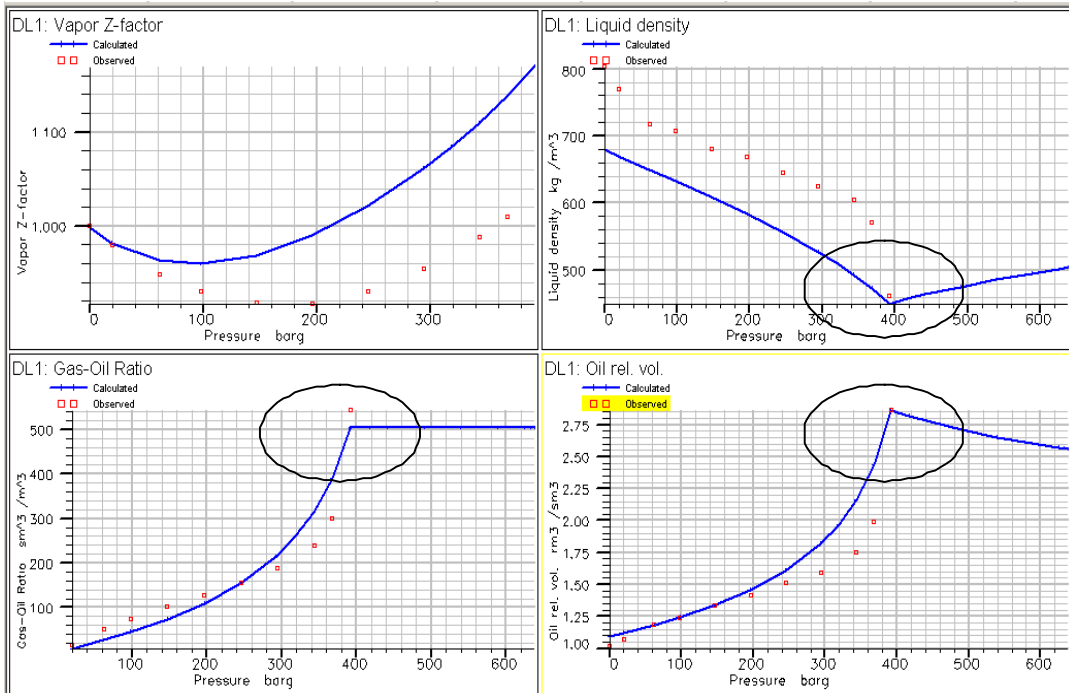


Figura 4.14 Factor Z, Densidad del Líquido, RGA, Bo

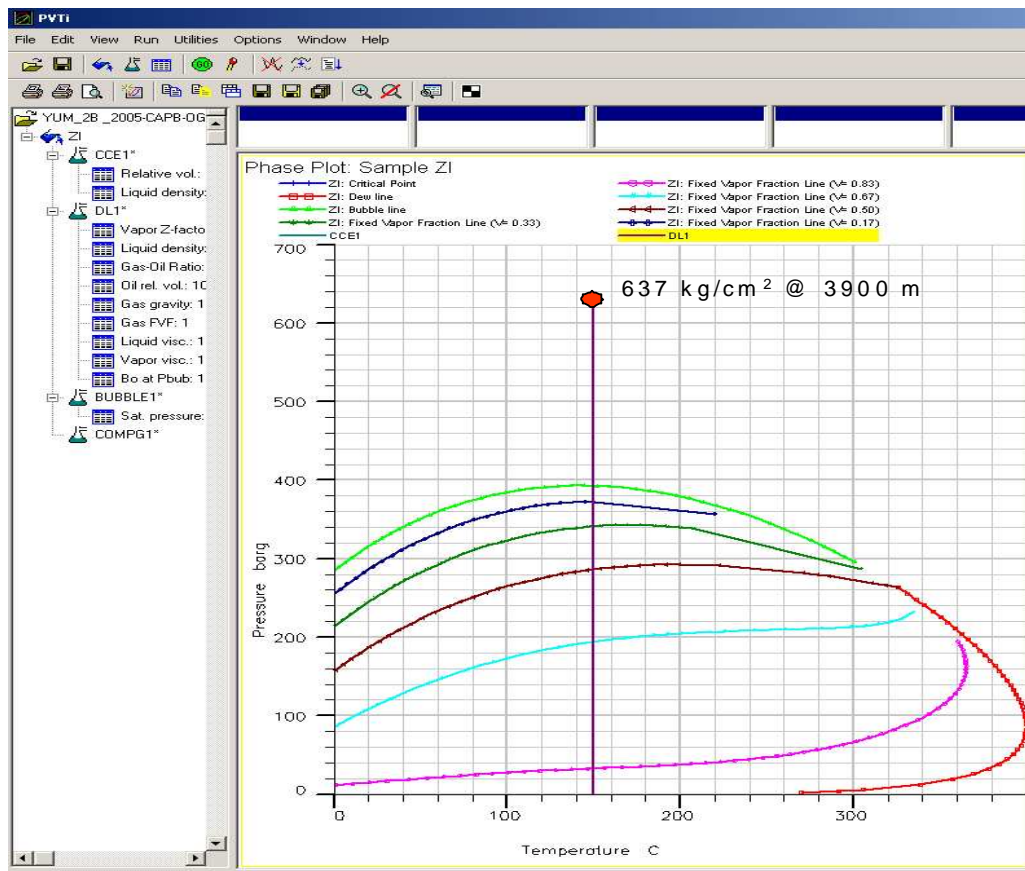


Figura 4.15 Diagrama de Fase.

#### 4.6.- Petrofísica.

Para el bloque Yum-2B solo se cuenta con dos análisis convencionales de núcleos, por lo que, las curvas de permeabilidades relativas se generaron a partir de la correlación de **Honarpour/Koederitz/Harvey**, la cual considera el tipo de roca, Arenisca o Carbonato, y las propiedades petrofísicas de las mismas, así como también la mojabilidad de la roca.

El estudio de presión capilar en las muestra de la roca, permite conocer y evaluar la posible saturación de agua inicial que existe en ella, es importante mencionar que la representatividad de los resultados de estas pruebas están sujetos a la manera en cómo fue cortado el núcleo, su preservación y almacenamiento a fin de no alterar las condiciones de mojabilidad al momento de efectuar los análisis de laboratorio, el análisis de Presión capilar se tomó de los datos de estudios anteriores realizados por el IMP<sup>19</sup>

El tamaño de la distribución de garganta de poro en las rocas se determina a partir de la **Ecuación 4.6:**

$$R = \frac{2C\gamma \cos \theta}{P_c}, \quad (4.6)$$

Donde:

P<sub>c</sub> : Presión capilar en Lbs/pulg<sup>2</sup>

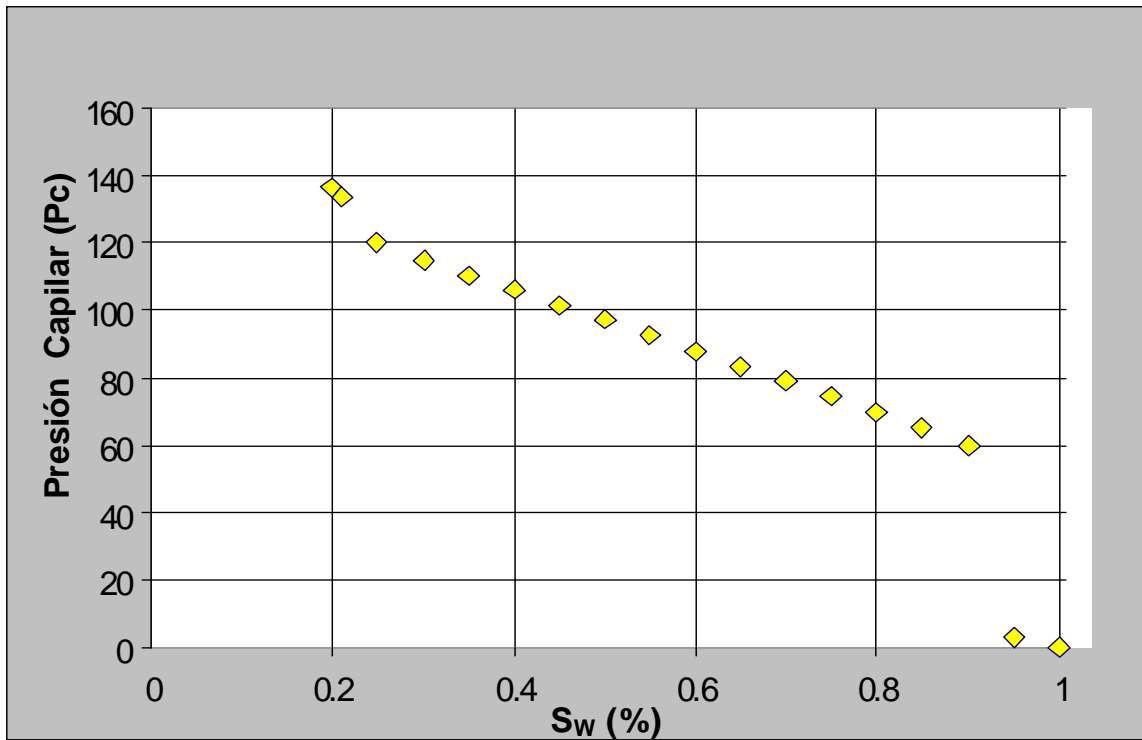
γ : Tensión superficial (480 dinas/cm<sup>2</sup>)

θ : Ángulo de contacto (140 grados)

R : Radio de garganta de poro en μm

C : Constante de conversión (0.145) **Ec. (4.7)**

La **figura 4.16** muestra la gráfica de  $P_c$  vs  $S_w$



**Figura 4.16** Gráfica de Presión Capilar vs Saturación de Agua

El valor de saturación de agua inicial se estableció en 20%, mientras que la saturación de el  $S_{wc}=0.25$ , quedando las curvas de la siguiente manera. **Tablas 4.2, 4.3.**

$S_{wc}$ : Saturación de agua crítica.

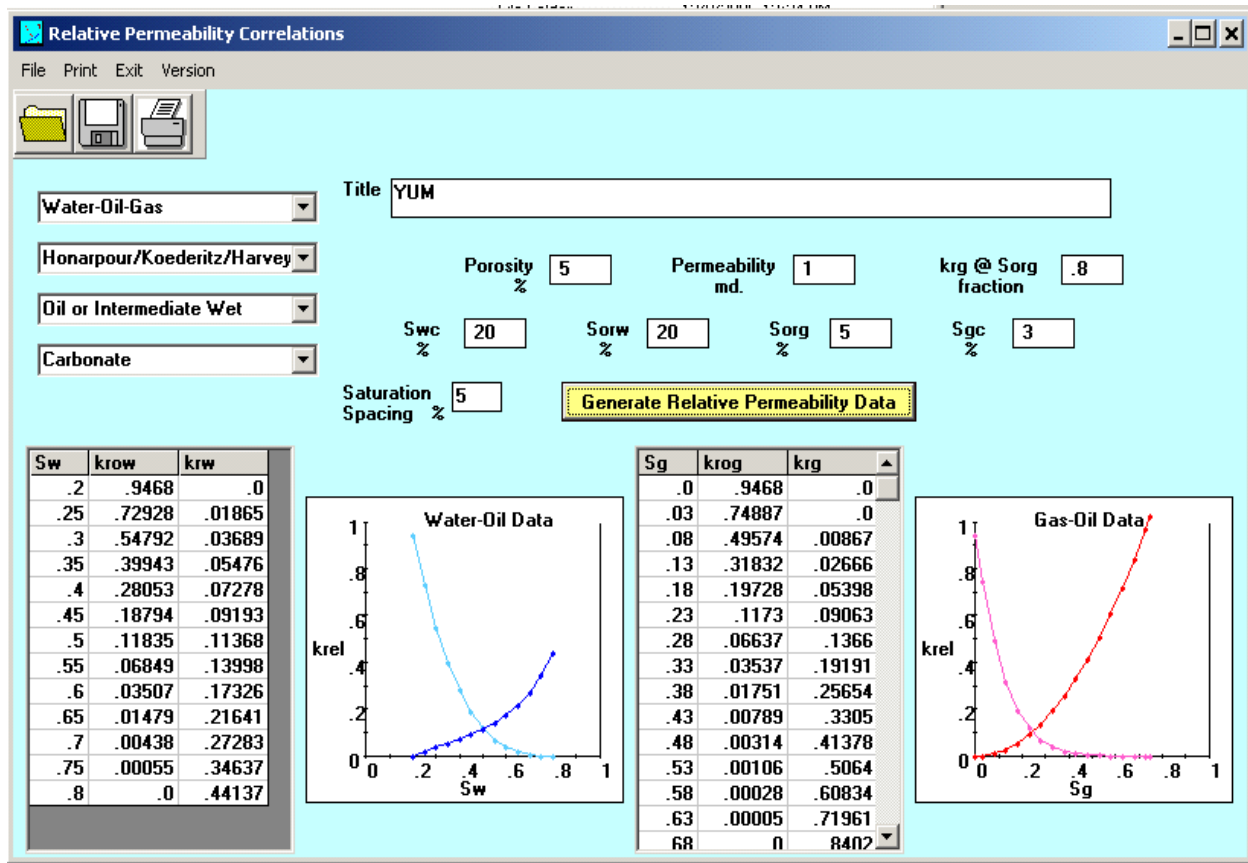
**Tablas 4.2** Permeabilidades relativas generadas con las correlación de **Honarpour/Koederitz/Harvey**

Sw Honarpour	Krw Honar	Krow Honar	Pc
0.2	0	0.95	136.7
0.21	0	0.95	133.36
0.25	0.018	0.73	120
0.3	0.037	0.54	115
0.35	0.054	0.39	110
0.4	0.072	0.38	106
0.45	0.091	0.18	101.5
0.5	0.114	0.11	97
0.55	0.14	0.06	92.5
0.6	0.17	0.03	88
0.65	0.21	0.01	83.5
0.7	0.27	0.0043	79
0.75	0.36	0.00055	74.5
0.8	0.44	0	70
0.85	0.5	0	65
0.9	0.6	0	60
0.95	0.7	0	3
1	1	0	0

**Tablas 4.3** Permeabilidades relativas generadas con las correlación de **Honarpour/Koederitz/Harvey**

Sg Honar	Krg Honar	Krog Honar
0	0	0.95
0.03	0	0.75
0.08	0.00824	0.4957
0.13	0.02582	0.318
0.18	0.05271	0.197
0.23	0.08894	0.117
0.28	0.13449	0.06637
0.33	0.18938	0.03537
0.38	0.25358	0.01751
0.43	0.32712	0.00789
0.48	0.40999	0.00314
0.53	0.50218	0.00106
0.58	0.6037	0.00028
0.63	0.71454	0.00005
0.68	0.83472	0
0.73	0.96422	0
0.75	1	0
0.8	1	0
0.85	1	0
0.9	1	0
0.95	1	0
1	1	0

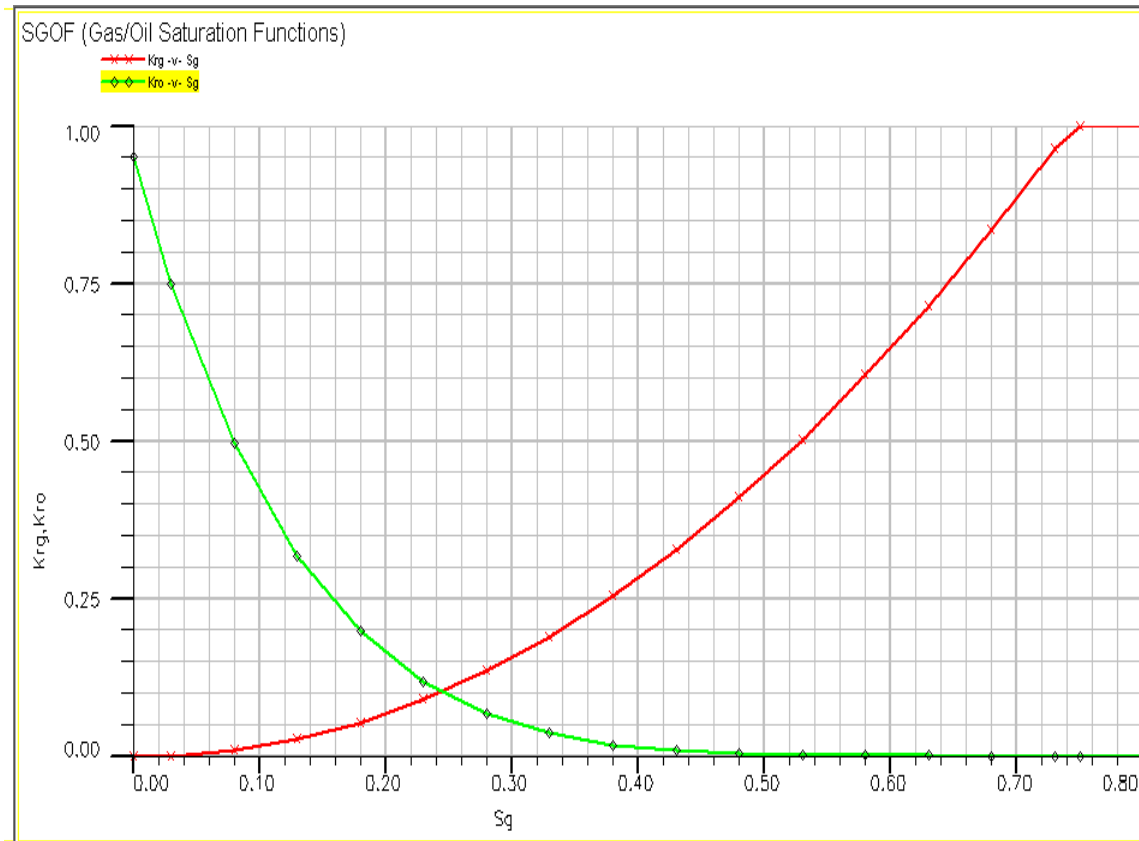
El modelo de simulación fue inicializado con presión capilar y equilibrio vertical, seguidamente se procedió a estimar los valores de los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, para el cual utilizo la correlación de **Honarpour/Koederitz/Harvey**,<sup>21</sup> las curvas de Kr's y sus valores respectivos se ven representados en la **figura 4.17**



**Figura 4.17** Curvas de Permeabilidades Relativas.



El siguiente paso es corregir las curvas de permeabilidad relativa para suavizar su comportamiento y evitar problemas de convergencia en la simulación en la **figura 4.18**, se observa la gráfica después de la corrección.



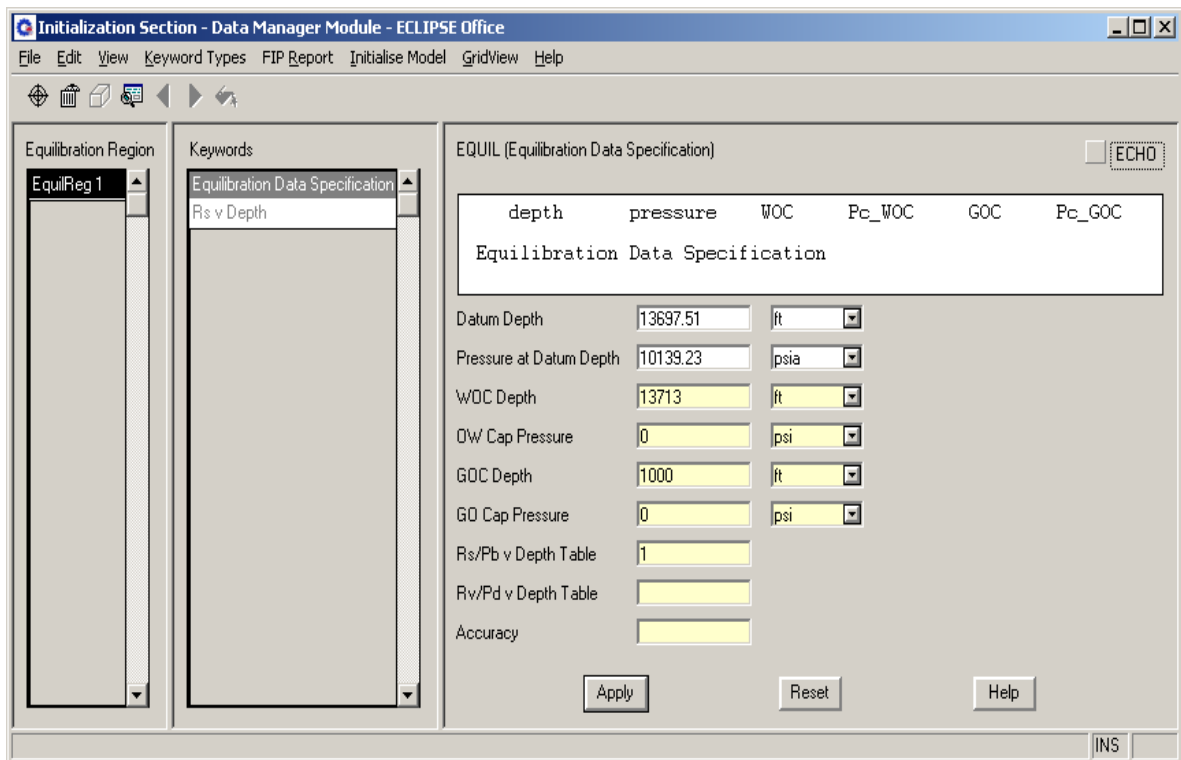
**Figura 4.18** Ajuste de la curvas de permeabilidad relativa.

Las condiciones iniciales de presión, así como las profundidades del plano de referencia y contacto agua-aceite se muestran en la **Tabla 4.4**.

**Tabla 4.4** Condiciones iniciales.

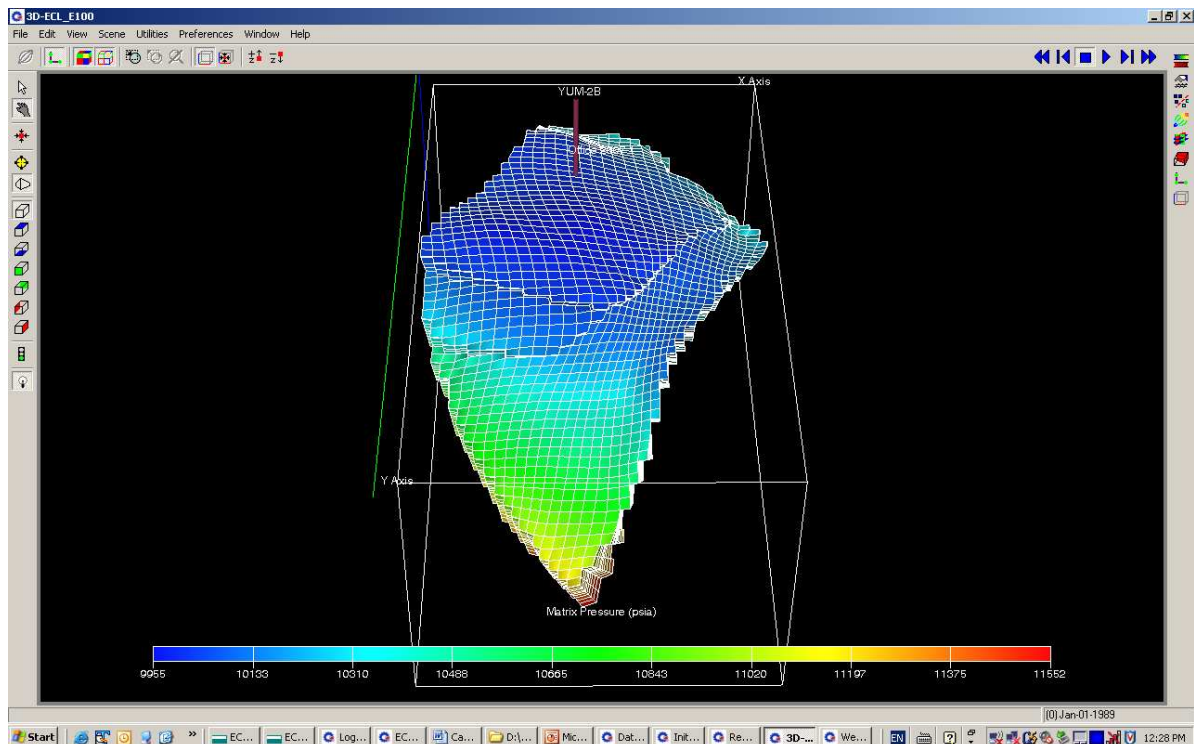
	<b>Kg/cm<sup>2</sup></b>	<b>PSIA</b>	<b>Plano de referencia (m)</b>	<b>Plano de referencia (ft)</b>	<b>CAA (m)</b>
<b>YUM-2B</b>	712.86	10,139.23	4175	13697.51	4180

Es necesario declarar esta información en la ventana de inicialización del modelo, **figura 4.19**, porque a partir de ella se definirá la distribución inicial de los fluidos y presiones a partir del equilibrio vertical (gravitacional).



**Figura 4.19** Declaración de parámetros de inicialización

Seguidamente se realizó la corrida preliminar de inicialización sin historia de producción, para validar las condiciones iniciales de equilibrio de cada una de las regiones y obtener los datos no recurrentes calculados por el simulador; estos son: Distribución de presión inicial, saturación, volúmenes Original en sitio y Gas Original en sitio para los diferentes fluidos y volúmenes porosos. Estas corridas permiten determinar los errores en los formatos de entradas de datos del yacimiento o inconsistencias entre los datos de rocas y fluidos.



**Figura 4.20** Modelo final de simulación Yum Cretácico.

#### 4.7.- Volumetría.

Para estar seguros que el modelo de simulación es confiable, es necesario verificar ciertos parámetros de control, siendo el primero la volumetría. El volumen de hidrocarburos del yacimiento, calculado durante la inicialización, no debe de exceder el 10% del valor determinado en el caso base (modelo geológico-petrofísico). De no ser así se deberá revisar el procedimiento de escalamiento y de ser necesario elaborar o construir una nueva malla de simulación.

En la **Tabla 4.5** se resume el resultado de la volumetría obtenida con los modelos, geológico-petrofísico y de simulación. Para una comparación congruente se deben utilizar los mismos parámetros en los límites en ambos modelos, por lo que se declaró la misma profundidad del contacto agua aceite y el valor del factor de volumen inicial del aceite correspondiente al arrojado por el modelo de fluidos.

**Tabla 4.5** Comparativos de volumetría entre modelo geológico y modelo de simulación

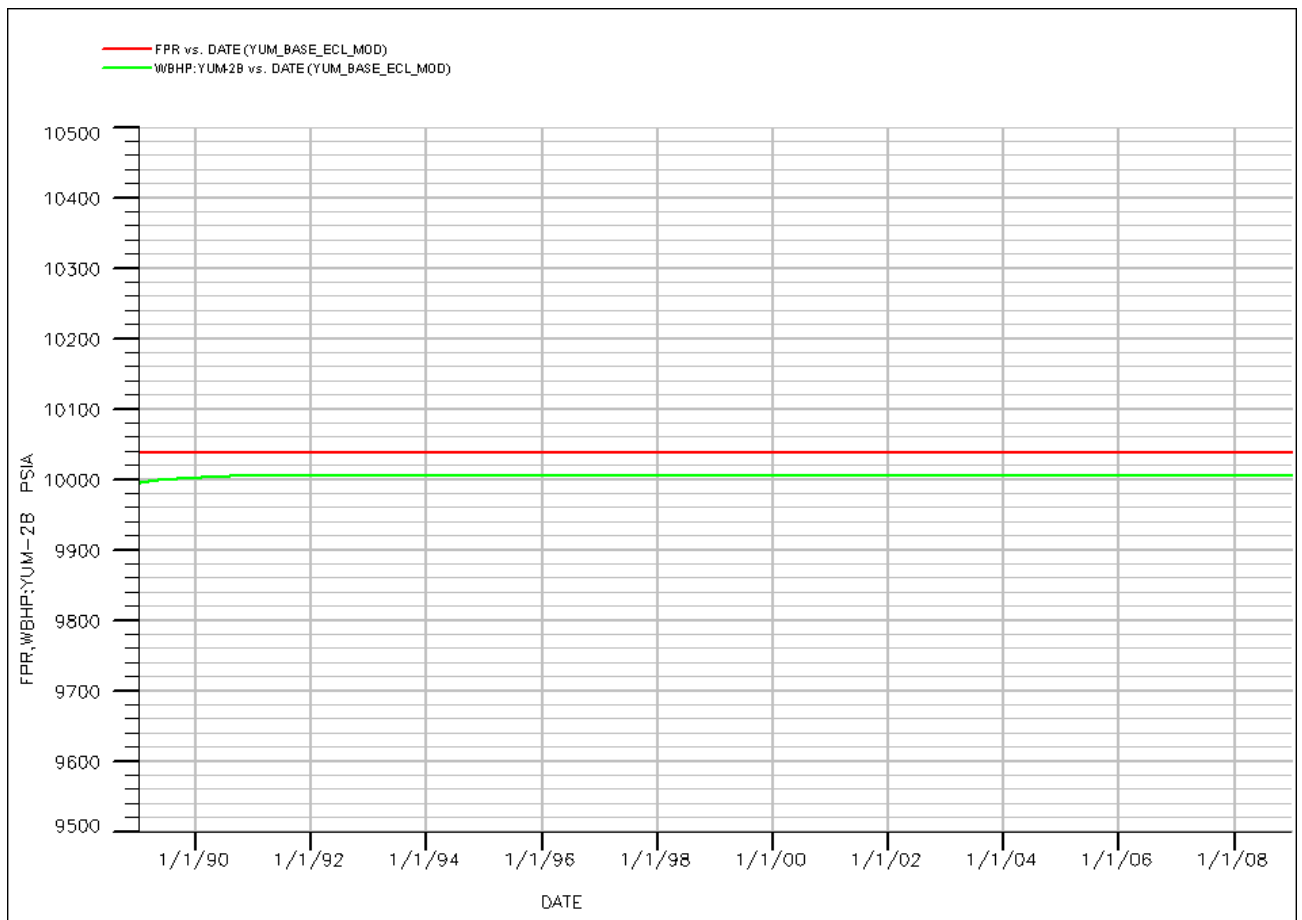
	MODELO GEOLOGICO-PETROFISICO				MODELO SIMULACION				ERROR			
	VOL.ROCA MMtB	VOL.PORO MMtB	HCPV MMtB	STOIIP MMSTB	VOL.ROCA MMtB	VOL.PORO MMtB	HCPV MMtB	STOIIP MMSTB	VOL.ROCA %	VOL.PORO %	HCPV %	STOIIP %
TOTAL	2169	97	60.704	24.282	2181	100	64.178	24.180	0.54%	3.23%	5.72%	0.42%
KS		58	54.848	21.939		62	58.212	21.930		7.03%	6.13%	0.04%
KM		20	4.809	1.924		20	4.873	1.838		0.19%	1.33%	4.46%
KI		19	1.047	0.419		18	1.093	0.412		5.16%	4.34%	1.54%

Los resultados obtenidos muestran que el escalamiento y población son correctos y, por consiguiente, el modelo para la simulación es una correcta representación del modelo geológico que fue tomado como base donde la diferencia entre Petrel y simulación a condiciones de yacimiento no superan el 10%. La diferencia entre los volúmenes reportados en las cédulas y los estimados por el modelo no superan el 8%.

#### 4.8.- Equilibrio del modelo.

Para verificar que el modelo de simulación generado funciona de manera adecuada, es conveniente realizar una corrida sin producción por un periodo de tiempo largo, en este caso se decidió utilizar 10 años.

La gráfica de presión vs tiempo resultante de este ejercicio debe manifestar un comportamiento constante al valor de la presión promedio inicial del campo. La **figura 4.21 muestra** este comportamiento, por lo que se concluye que el modelo numérico es correcto y válido.



**Figura 4. 21** Gráfica de Estabilidad del modelo.

En la gráfica, la línea roja representa la presión promedio del campo, ponderada por volumen poroso. La línea verde es la presión del campo corregida al plano de referencia; la cual tiene el mismo valor que el introducido en la inicialización.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Debido a la escasez de datos directos (permeabilidad, permeabilidades relativas y presión capilar) fue necesario poblar el modelo geológico-petrofísico mediante el uso de correlaciones, lo que representa cierta limitación en cuanto a la certidumbre de las propiedades.
- Las propiedades de la matriz y de la fractura (*FII*, *PACO*, permeabilidad de matriz y de fractura) se distribuyeron mediante la metodología descrita por Elkewidy Tarek y Tiab Djebbar (SPE-40038). Esta metodología es ampliamente utilizada en yacimiento naturalmente fracturados con buenos resultados
- El proceso de escalamiento y poblado de propiedades petrofísicas del área en estudio de los modelos geológico y numérico se considera adecuado, ya que las diferencias de los volúmenes entre ellos no exceden el 10%.
- Las diferencias de los resultados obtenidos entre los volúmenes oficiales y los estimados por ambos modelos resultan aceptables dado que no superan el 8%.
- La inicialización del modelo de simulación se considera confiable pues en la corrida de 10 años sin producción no presenta variaciones de presión y los fluidos encuentran el equilibrio.

- El mejor ajuste del comportamiento del estudio de PVT de los fluidos mediante el simulador de ajuste utilizado, mostró mucha dispersión, con lo que se pudiera pensar que el estudio PVT es poco confiable para el estudio de simulación numérica.
- La corrida de equilibrio, inicialización del modelo, se realizó con un simulador comercial para aceite negro, debido a que la simulación de las propiedades de los fluidos se efectuó de manera convencional; es decir, no se le dio un tratamiento composicional. Por lo anterior, es recomendable simular el comportamiento de los fluidos con un software composicional.
- Debido a que los fluidos en sitio corresponden a un aceite volátil (alto encogimiento) es necesario que el estudio de simulación se realice con un software composicional resultados más aproximados.

---



---

## NOMENCLATURA

- EBM Ecuación de Balance de Materia
- $P_i$  Presión inicial
- 2P Suma de las reservas probadas más las reservas probables
- SEC Securities and Exchange Commission
- SPE Society of Petroleum Engineers
- AAPG American Association of Petroleum Geologists
- WPC World Petroleum Congresses
- RMSO Región Marina Suroeste
- NO Noroeste
- SE Sureste
- NE Noreste
- SW Suroeste
- GR Rayos Gama
- pVT Presión Volumen Temperatura
- RMNO Región Marina Noreste
- SEC Securities and Exchange Commission
- AAPG American Association of Petroleum Geologists
- WPC World Petroleum Congresses
- 2P Reservas Probadas + Probables
- F Porosidad
- k Permeabilidad
- $S_{wi}$  Saturación de Agua Inicial
- $h_n$  Espesor Neto
- VSP Vertical Seismic Profile, acrónimo en inglés de (Perfil Sísmico Vertical)
- Kh Transmisibilidad
- r Densidad
- $p_b$  Presión de burbujeo
- $p_r$  Presión de rocío,).
- $B_o$  Factor de volumen de aceite
- $B_g$  Factor de volumen de gas
- $B_w$  Factor de volumen del agua
- $R_s$  Relación de gas disuelto en el aceite.
- $B_t$  Factor de volumen total.
- $c_o$  Compresibilidad isotérmica del aceite.



---



---

▪ $C_g$	Compresibilidad isotérmica del gas.
▪ $C_w$	Compresibilidad isotérmica del agua.
▪ $\mu_o$	Viscosidad del aceite.
▪ $\mu_g$	Viscosidad del gas.
▪ $\mu_w$	Viscosidad del agua.
▪ $Z$	Factor de compresibilidad del gas
▪ EOS	Ecuaciones de estado.
▪ QC	Control de calidad.
▪ $V_o$	Volumen de aceite.
▪ $V_g$	Volumen de gas.
▪ @ C.S	A condiciones estándar.
▪ Hg	Saturación de mercurio en la celda de análisis pVT.
▪ $T_y$	Temperatura del yacimiento.
▪ $\Delta t$	Intervalo de tiempo.
▪ $Q_{in}$	Gasto promedio de aceite entrando.
▪ $Q_{out}$	Gasto promedio de aceite saliendo.
▪ $q_o$	Producción de aceite de la celda.
▪ $n+1$	Se refiere al final del paso de tiempo
▪ $n$	Se refiere al inicio del tiempo.
▪ $\Delta y h$	Área transversal de la celda.
▪ $\Delta x$	Longitud de la celda.
▪ $\Phi_o$	Potencial de flujo en la fase aceite.
▪ $i$	Se refiere a la celda de interés.
▪ $i-1$	Se refiere a la celda vecina del lado izquierdo.
▪ $i+1$	Se refiere a la celda vecina del lado derecho.
▪ $\lambda_T$	Movilidad efectiva total.
▪ $q_T$	Producción total
▪ $c_T$	Compresibilidad efectiva total.
▪ $k_o h$	Producto de permeabilidad efectiva del aceite por espesor.
▪ $k_g h$	Producto de permeabilidad efectiva del gas por espesor
▪ mD	Mili Darcy
▪ $\sigma_{ow}$	Tensión interfacial entre el agua y el aceite.
▪ $\theta$	Ángulo del contacto entre la interfase de los fluidos y la superficie de la roca.

---



---

- 
- 
- FVF Factor de volumen de formación.
  - RGA Relaciones gas-aceite.
  - $R_s$  Relación gas-aceite (ft<sup>3</sup>/bls).
  - RAA Relación agua-aceite
  - TP Tubería de producción
  - TR Tubería de Revestimiento.
  - $p_{nm}$  Presión del fluido no-mojante.
  - $p_m$  Presión del fluido mojante.
  - $p_c$  Presión capilar.
  - $R$  Radio del tubo capilar.
  - $h$  Altura del nivel del líquido.
  - $\rho_l - \rho_v$  Diferencia de densidades entre el líquido y el vapor.
  - $g$  Aceleración de la gravedad.
  - $\Delta p$  Diferencia de presión.
  - $S_{or}$  Saturación residual de aceite.
  - $\gamma_p$  Gradiente de presión.
  - $S_w$  Saturación de agua
  - $Z_{ref}$  Profundidad al plano de referencia
  
  - $s_g$  Saturación de gas
  - $Z$  Representa la Profundidad.
  - $P_g$  Presión en la fase de gas
  - $P_o$  Presión en la fase de aceite
  - $P_w$  Presión en la fase de agua
  - $Z_{cgo}$  Profundidad del contacto gas-aceite
  - $Z_{cwo}$  Profundidad del contacto agua-aceite
  - $Z_{wc}$  Profundidad del agua critica
  - $Z_{wm}$  Profundidad del agua máxima
  - $m$  Exponente de cementación de la formación.
  - $PACO$  Coeficiente de partición.
  - $FII$  Índice de intensidad fractura.
  - $PHIm2$  Porosidad matriz.
  - $PHIf2$  Porosidad fractura.
  - $Permm2$  Permeabilidad matiz
  - $Permm2$  Permeabilidad fractura
  - mbmr Metros bajo mesa rotaria

- 
- 
- ppm Partes por millon
  - $\gamma$  Tensión superficial (480 dinas/cm<sup>2</sup>)
  - $\theta$  Ángulo de contacto (140 grados)
  - R Radio de garganta de poro en  $\mu\text{m}$
  - $S_{wc}$  Saturación de agua critica
  - KS Cretácico Superior.
  - KM Cretácico Medio.
  - KI Cretácico Inferior.

### SUBÍNDICES.

- $i$  Relativo a dirección  $x$  o radial
- $i+1/2$  Fronteras de la celda  $i$
- $f$  Fractura
- $m$  Matriz.
- $mf$  Matriz-fractura.
- $n$  Índice de nivel de tiempo
- $o$  Fase aceite
- $r$  Dirección radial, roca
- $t$  Tiempo
- $x$  Dirección  $x$
- $y$  Dirección  $y$
- $z$  Dirección  $z$

---

---

## BIBLIOGRAFÍA REFERENCIADA

1. PEMEX-AILT " **Informe General del Campo Yum**", 2005
2. PEMEX-AILT "**Informe General del Campo Yum**", 2006
3. PEMEX Exploración y Producción, "**Las reservas de hidrocarburos de México**", 2007
4. IMP, "**Informe Técnico: Modelo de Simulación Numérica Campo Yum (Cretácico)**", Julio 2002
5. Gervasio Robles Hurtado, "**Informe Técnico: Asistencia Técnica en el la elaboración del modelo Geológico 3D con Petrel del campo YUM**", Septiembre 2005.
6. Odeh, A.S. "**Reservoir Simulation.. What is it?**", Paper SPE 02790,SPE-Mobil, Mobil Research & Development Corp
7. Dr. Víctor Hugo Ortiz Arana, "**Apuntes de la Clase de: Simulación Numérica de Yacimientos**", UNAM, Facultad de Ingeniería.
8. Khalid Aziz, "**Reservoir simulation Grids: Opportunities and Problems**",Paper SPE 25233. Stanford U.
9. Manual de pVT, "**Principles of Reservoir Simulation**", Scientific Software Intercomp.
10. Dr. Jorge Arevalo Villagran, "Apuntes de la Clase de: Administración Integral de Yacimientos", UNAM, Facultad de Ingeniería.
11. Ing. Juan Manuel Villamar Viguera, " **Apuntes de la Clase de: Caracterización de Formaciones** ", UNAM, Facultad de Ingeniería.
12. Corey, A, T., "**The InterrelationBetween Gas and Oil Relative Permeabilities**",Prod. Mun. 19, 38, 1954.
13. A.K Dandona, R.B. Aiston, and R.W. Braun "**Defining Data Requirements for a Simulation Study**", SPE 22357, 1992,

- 
14. Scientific software intercomp, "**Principles Of Reservoir Simulation.**", Houston, Calgary, Londres.
  15. Alcántara G., Luis F, "**Paralelización de la Construcción del Jacobiano en un Simulador Numérico de Yacimientos de Hidrocarburos**", Tesis Licenciatura (Licenciatura en Ingeniería Petrolera)- UNAM, Facultad de Ingeniería., 2006
  16. Prado M., Gustavo, "**Proceso de Doble Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados**", Tesis Licenciatura (Licenciatura en Ingeniería Petrolera)- UNAM, Facultad de Ingeniería., 2004.
  17. Pallav Sarma, "**New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Dual Porosity Models**", Stanford University, May 2003.
  18. Jardine, O., Andrews, D, P., et – al, "**Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs**", J. Pet. Tech, Jul~ 1977
  19. Warren and Root, "WARREN AND ROOT MODEL", 1963
  20. Instituto Mexicano del Petroleo, "**Análisis PVT del Pozo YUM-2B**", 1989
  21. Msc. Oscar J. Gutiérrez Beloso, "**Reporte de Asistencia Técnica**", Reservoir Simulation Engineer Schlumberger – SIS, Noviembre, 2005 (AILT)
  22. Msc. Oscar J. Gutiérrez Beloso, "**Reporte de Asistencia Técnica**", Reservoir Simulation Engineer Schlumberger – SIS, Febrero, 2006 (AILT)
  23. [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)
  24. [http://www.spwla.org/library\\_info/glossary/reference/glosss/glosss.htm](http://www.spwla.org/library_info/glossary/reference/glosss/glosss.htm)



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MEXICO

**SRITA. ERANDI MOLINA RAMÍREZ**  
**Presente**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DIRECCIÓN**  
60-I-783

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Octavio Steffani Vargas y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**INICIALIZACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN, CASO PRÁCTICO**

**INTRODUCCIÓN**

- I ANTECEDENTES**
  - II CONCEPTUALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN**
  - III INICIALIZACIÓN DE LOS MODELOS**
  - IV CASO PRÁCTICO**
  - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**  
**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del informe el título de éste

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

CD. Universitaria, D. F., a 26 de Junio de 2009

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCIÓN

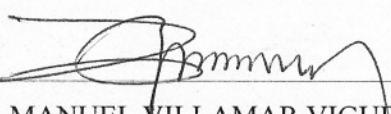
UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

*Aceptación de Trabajo Escrito*


Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda  
Director de la Facultad de  
Ingeniería de la U.N.A.M.  
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor MOLINA RAMIREZ ERANDI registrado con número de cuenta 09729861-6 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

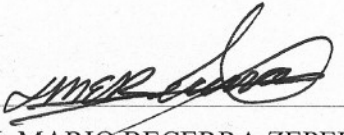
Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACION: 19/Ago/09.

  
\_\_\_\_\_  
ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS


FECHA DE ACEPTACION: 14/Ago/09.

  
\_\_\_\_\_  
M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACION: 31/Ago/09.

  
\_\_\_\_\_  
M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

FECHA DE ACEPTACION: 14 Ago 2009

  
\_\_\_\_\_  
M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO

FECHA DE ACEPTACION: 19-Ago/2009.

FECHA DE EMISIÓN: 4 de Agosto de 2009.