



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“CONSTRUCCIÓN DE MODELOS DE
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
RODRIGO ORTIZ VELÁZQUEZ



DIRECTOR DE TESIS:
M. en C. JAIME ORTIZ RAMIREZ.

CUIDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, DF.

2006



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.

AGRADECIMIENTOS

Ileana Raquel Correa Vera, gracias por estar siempre a mi lado apoyándome y ser la fuente de inspiración a cada momento, sin ti no lo hubiese logrado.

Papá, Mamá, Irma, Julián, Lidia y Familia, gracias por su apoyo incondicional y consejos.

Luis, Carlos y Manuel, nunca dejen de mirar hacia delante.

A mis amigos, Alicia y Sergio “Serch”, Verenyzee, Luis Uriel, Roberto Salvador, Rodolfo, Suner, José David, Claudia Leticia, Sandra, Ramón, Iveth, Erandi, Nancy, Hoyos, Lastiri, Alejandro Mar, Nancy, Rodrigo Orantes, Wero, Nancy Vera, Melissa, Samuel, Angélica, Alfredo, Bethania, Blanca, Cortes, Carola, Edgar, Erica, Fabiola, Mono, Gregorio, Gustavo, Gus Prado, Sampayo, Isabel, Juanito, Katherine, Madrigal, Lorena, Pablito, Pamela, Pipo, Raul, Puber, Quiroz, Salvador, Santos, Tadeo, Tiburón, Vanessa, Vivivivivivic, gracias por su apoyo a lo largo de la carrera.

Ing. Oscar Osorio Peralta e Ing. Ulises Neri Flores, gracias por todos los conocimientos y tiempo invertidos en esta tesis.

Schlumberger, gracias por todas las facilidades otorgadas para la utilización del software y hardware para realización de este trabajo de tesis.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	i
ÍNDICE	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
OBJETIVOS	xi
RESUMEN	xiii

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN: SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS

1.1. INTRODUCCIÓN.	1
1.2. ¿ QUE ES LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ?.	6
1.2.1. PRINCIPIOS MATEMÁTICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	7
1.2.2. HISTORIA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	10
1.2.3. AVANCES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	12
1.3. BENEFICIOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	14
1.4. ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	15
1.5. DATOS PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	17
1.5.1. INFORMACIÓN QUE REQUIERE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	18
REFERENCIAS CAPÍTULO 1.	22

CAPÍTULO 2. MODELADO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO.

2.1. INTRODUCCIÓN.	23
2.2 CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS.	24
2.2.1. CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA.	25
2.2.2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA.	25
2.2.3. MODELADO GEOESTADÍSTICO.	26

2.2.4. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.	27
2.2.5. INTEGRACIÓN DE LAS DIFERENTES DISCIPLINAS.	28
2.3. MALLAS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	29
2.3.1. TIPOS DE MALLAS.	31
2.3.1.1. MALLAS ORTOGONALES GLOBALES.	31
2.3.1.1.1. REFINAMIENTOS LOCALES DE MALLA.	32
2.3.1.2. MALLAS ORTOGONALES LOCALES.	33
2.3.1.3. GEOMETRÍA DE PUNTOS EN LAS ESQUINAS.	35
2.4. ESCALAMIENTOS DE PROPIEDADES.	36
2.4.1. TIPOS DE ESCALAMIENTO: VENTAJAS Y LIMITACIONES.	37
2.5. CONSTRUCCIÓN DE MALLAS DE SIMULACIÓN.	39
REFERENCIAS CAPÍTULO 2.	44

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

3.1. INTRODUCCIÓN.	45
3.2. LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO.	46
3.2.1. YACIMIENTOS DE ACEITE.	48
3.2.2. YACIMIENTOS DE GAS.	48
3.2.3. DIAGRAMAS DE FASE DE LOS DIFERENTES TIPOS DE HIDROCARBUROS.	49
3.2.3.1. ACEITE NEGRO.	49
3.2.3.2. ACEITE VOLÁTIL.	50
3.2.3.3. GAS RETROGRADO.	50
3.2.3.4. GAS HÚMEDO.	51
3.2.3.5. GAS SECO.	51
3.3. ANÁLISIS DEL LABORATORIO PVT.	52
3.3.1. PRUEBA EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE Ó FLASH).	53
3.3.2. PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL (DL).	55
3.3.3. PRUEBAS DE SEPARADOR.	58
3.3.4. PRUEBA DE DECREMENTO DE VOLUMEN CONSTANTE (CVD).	60
3.4. ECUACIONES DE ESTADO.	63
3.4.1. ECUACIÓN DE ESTADO DE VAN DER WAALS.	64
3.4.2. ECUACIÓN DE ESTADO DE REDLICH-KWONG.	66
3.4.3. ECUACIÓN DE ESTADO DE SOAVE-REDLICH-KWONG.	67
3.4.4. ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON.	69

3.5. AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO A LOS EXPERIMENTOS DEL LABORATORIO.	70
3.5.1. FRACCIÓN PESADA.	70
3.5.2. ESQUEMAS DE DIVISIÓN.	72
3.5.3. ESQUEMAS LUMPING.	74
3.6. EJEMPLO PRÁCTICO DEL USO DE SOFTWARE DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ECLIPSE (PVTI).	76
3.6.1. COMPARACIÓN DE LOS CÁLCULOS DE LAS ECUACIONES DE ESTADO CON LO OBSERVADO.	76
3.6.2. DIVIDIENDO EL COMPONENTE C7+.	78
3.6.3. REGRESIÓN ESPECIAL PARA AJUSTAR LA COLA DE LA CURVA EN LOS CÁLCULOS DE LA DIVISIÓN.	79
3.6.4. REGRESIÓN NORMAL PARA CONCORDAR UN TONO FINO.	80
REFERENCIAS CAPÍTULO 3.	82
 CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS.	
4.1. INTRODUCCIÓN.	83
4.2. PROPIEDADES DE LA ROCA.	84
4.2.1. PERMEABILIDAD.	85
4.2.2. POROSIDAD.	87
4.2.3. SATURACIÓN.	89
4.2.4. MOJABILIDAD.	90
4.2.5. TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL.	91
4.2.6. PRESIÓN CAPILAR.	93
4.3. ANÁLISIS DEL LABORATORIO DE NÚCLEOS.	94
4.3.1 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA.	94
4.3.2. MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR.	96
4.4. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS.	97
REFERENCIAS CAPÍTULO 4.	101
 CAPÍTULO 5. MODELADO DE POZOS.	
5.1. INTRODUCCIÓN.	103
5.2. MODELADO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.	104
5.2.1. ECUACIONES DE FLUJO RADIAL.	104

5.2.2. ECUACIONES DE FLUJO.	106
5.2.3. EFECTO DE LA RAZÓN ESPERADA.	108
5.2.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.	112
5.3. REPRESENTACIÓN HISTÓRICA DE YACIMIENTOS.	115
5.3.1. TERMINACIÓN CON AGUJERO DESCUBIERTO.	115
5.3.2. TERMINACIÓN CON LINER.	117
5.3.3. TERMINACIÓN CON CASING PERFORADO.	119
5.3.4. EJERCICIO CON SCHEDULE.	119
5.4. COMPORTAMIENTO FUTURO DE PRODUCCIÓN DE POZOS.	124
5.4.1. REGÍMENES DE FLUJO EN EL TUBO VERTICAL DE DOS FASES.	125
5.4.2. FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL.	127
5.4.3. TABLAS HIDRÁULICAS.	129
5.4.4. CONSTRUCCIÓN DE TABLAS HIDRÁULICAS.	130
REFERENCIAS CAPÍTULO 5.	134
 CAPÍTULO 6. APLICACIÓN PRÁCTICA, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	
6.1. INTRODUCCIÓN.	135
6.2. CONSTRUCCIÓN DE MALLAS DE SIMULACIÓN.	138
6.2.1. MALLA AREAL.	139
6.2.2. MALLA VERTICAL.	140
6.3. PROPIEDADES DE LA ROCA.	141
6.4. CONTACTOS DE LOS FLUIDOS.	144
6.4.1. ZONAS DE TRANSICIÓN.	146
6.4.2. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS.	146
6.4.3. TABLAS DE SATURACIÓN.	148
6.5. CONSTRUCCIÓN DE CORRELACIONES DE PUNTO FINAL Y FAMILIAS DE CURVAS.	150
6.5.1. CONSTRUCCIÓN DE TABLAS DE SATURACIÓN.	151
6.6. INFORMACIÓN PVT.	152
REFERENCIAS CAPÍTULO 6.	154
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	 155
BIBLIOGRAFÍA	159
REFERENCIAS GENERALES	163

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN: SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS

Figura 1.1. Sistemas de Coordenadas Cartesianas utilizados usualmente en la Simulación de Yacimientos.	4
Figura 1.2. Sistemas de Coordenadas Radiales utilizados usualmente en la Simulación de Yacimientos.	5
Figura 1.3. Celda en un Simulador Unidimensional.	8
Figura 1.4. Comparación de tiempo de cómputo en paralelo de dos simuladores.	13
Figura 1.5. Beneficios de la Simulación de Yacimientos.	15
Figura 1.6. Actividades de un estudio típico de Simulación de Yacimientos.	17
Figura 1.7. Integración de la información de Ingeniería de Yacimientos y Geológica.	19

CAPÍTULO 2. MODELADO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO.

Figura 2.1. Analogía de una malla de Simulación con diferentes bloques en una sección 1D.	30
Figura 2.2. Acomodo de los nodos en la malla de Simulación.	31
Figura 2.3. Mallas Híbridas.	32
Figura 2.4. Mallas Varonoi. A) Cartesiana refinada localmente, B) Varonoi, C) Cilíndrica, D) Hexagonal.	33
Figura 2.5. Modelos Varonoi. A) Cilíndrico, B) Hexagonal, C) Cartesiano.	34
Figura 2.6. Flexibilidad de la malla Varonoi.	35
Figura 2.7. Malla de Simulación en un modelo Visualizada en el software ⁷ .	35
Figura 2.8. Malla de Simulación.	37
Figura 2.9. Malla de Simulación espaciada 100 metros.	40

Figura 2.10. Malla de Simulación espaciada 200 metros.	40
Figura 2.11. Malla de Simulación espaciada 300 metros.	41
Figura 2.12. Malla de Simulación espaciada 400 metros.	41
Figura 2.13. Malla de Simulación espaciada 50 metros.	42
Figura 2.14. Esqueleto de la Malla de Simulación.	42
Figura 2.15. Simulación con fallas del yacimiento.	43
Figura 2.16. Malla de Simulación Visualizada en el Simulador.	43

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Figura 3.1. Diagrama de Presión-Temperatura.	47
Figura 3.2. Diagrama de Presión-Temperatura del Aceite Negro.	50
Figura 3.3. Diagrama de Presión-Temperatura del Aceite Volátil.	50
Figura 3.4. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Retrogrado.	51
Figura 3.5. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Humedo.	51
Figura 3.6. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Seco.	52
Figura 3.7. Diagrama de Prueba CCE.	55
Figura 3.8. Diagrama de Prueba DL.	58
Figura 3.9. Diagrama de Prueba CVD.	62
Figura 3.10. Diagrama de la Fracción Molar.	73
Figura 3.11. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la calculada para Z1.	77
Figura 3.12. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la calculada para W2.	77
Figura 3.13. Diagrama de Fase de Z1.	78
Figura 3.14. Diagrama de Fase de W2.	78
Figura 3.15. Corrección del peso molecular y la gravedad específica.	79
Figura 3.16. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la corregida para Z1.	79
Figura 3.17. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la corregida para W2.	80

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS.

Figura 4.1. Flujo de dos fases.	86
Figura 4.2. Mojabilidad.	90
Figura 4.3. Tensión Superficial.	92
Figura 4.4. Tubos Capilares.	92
Figura 4.5. Diagrama de cómo se corta un núcleo.	95
Figura 4.6. Prueba para medir Presión Capilar.	96
Figura 4.7. Prueba para medir Presión Capilar.	97

Figura 4.8. Curva de Permeabilidad Relativa.	98
Figura 4.9. Curva de Presión Capilar.	99
Figura 4.10. Ejemplo de una correlación de saturación de agua inicial.	100

CAPÍTULO 5. MODELADO DE POZOS.

Figura 5.1. Pozo en un yacimiento homogéneo infinito.	104
Figura 5.2. Forma en la que se distribuye la presión en la formación.	105
Figura 5.3. Arreglo de un pozo en el bloque central y 4 bloques vecinos.	106
Figura 5.4. Pozo en un yacimiento homogéneo infinito.	111
Figura 5.5. Grafica de gasto de producción contra el abatimiento.	113
Figura 5.6. Representación gráfica del IP.	114
Figura 5.7. Terminación de pozo en agujero descubierto.	116
Figura 5.8. Terminación de pozo con liner que utiliza malla.	117
Figura 5.9. Terminación de pozo con liner perforado.	119
Figura 5.10. Terminación de pozo con casing perforado.	120
Figura 5.11. Visualización de un pozo en Schedule.	121
Figura 5.12. Diferentes etapas de perforación y terminación de un pozo.	122
Figura 5.13. Presión del campo.	122
Figura 5.14. Producción de aceite de un pozo.	123
Figura 5.15. Malla de simulación del campo con el atributo de la saturación de aceite.	123
Figura 5.16. Malla de simulación del campo con el atributo de presión en la matriz.	
Figura 5.17. Las tres fases del comportamiento del pozo.	125
Figura 5.18. Configuraciones geométricas en flujo vertical.	127
Figura 5.19. Caídas de presión en la T. P. Vs. Gasto de líquido.	128
Figura 5.20. Caídas de presión en la T. P. Vs. Gasto de líquido.	129
Figura 5.21. Desviación y profundidad del pozo.	131
Figura 5.22. Familia de curvas con diferentes presiones en la cabeza del pozo.	132

CAPÍTULO 6. APLICACIÓN PRÁCTICA, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Figura 6.1. Esquema de trabajo que se realizo en el yacimiento Gullfaks.	137
Figura 6.2. Líneas sísmicas con el atributo de porosidad después del análisis sísmico.	137
Figura 6.3. Diferentes espaciamientos en malla de simulación, 50, 100 y 200 respectivamente.	138
Figura 6.4. Malla de Simulación con el atributo de porosidad.	139
Figura 6.5. Malla de simulación vista lateralmente.	140

Figura 6.6. Malla de simulación vista lateralmente.	141
Figura 6.7. Correlación de registros geofísicos de GR, Porosidad y Permeabilidad de 5 pozos productores.	142
Figura 6.8. Visualización de las facies en el yacimiento	143
Figura 6.9. Visualización de las facies fluviales en el yacimiento.	144
Figura 6.10. Contactos del Yacimiento.	145
Figura 6.11. Profundidad del yacimiento.	146
Figura 6.12. Funciones de saturación del campo Gullfaks.	147
Figura 6.13. Permeabilidad Relativa agua-aceite.	148
Figura 6.14. Permeabilidad Relativa gas-aceite.	149

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Figura A.1. Malla de Simulación con el atributo de Presión.	156
--	-----

OBJETIVOS

MEDIANTE EL DESARROLLO DE ESTA TESIS SE DEBE DE ESTABLECER CADA UNO DE LOS CONCEPTOS TÉCNICOS QUE INVOLUCRAN CONSTRUIR UN MODELO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS, ASÍ COMO LA IMPORTANCIA QUE SE TIENE EN UN RIGUROSO ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN QUE ALIMENTA A ESTE.

COMO RESULTADO ES CONSTRUIR UN MODELO DE SIMULACIÓN SOBRE LA BASE DEL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN EN CADA UNA DE SUS ETAPAS Y REALIZAR UN ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DEL VALOR DE LA INFORMACIÓN QUE ALIMENTA A ESTE, MEDIANTE LOS RESULTADOS DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y FACTORES DE RECUPERACIÓN DE UN YACIMIENTO.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis esta enfocado a presentar los conceptos básicos que se deben de tener para realizar la construcción de un modelo de simulación de yacimientos tomando como análisis práctico el campo Gullfaks que es un campo marino perteneciente a Noruega y el cual se analizará con el software comercial* de una compañía de servicios petroleros y que es útil para la caracterización y simulación de yacimientos.

Para el modelo geológico los Ingenieros de yacimientos necesitan recordar que un modelo de yacimientos es una representación de la geología del yacimiento y que es el resultado del ambiente en el que se depositaron los sedimentos, tectónica, etc. Lo más importante para los Ingenieros de yacimientos es entender la información que esta contenida en el modelo geológico y cuales parámetros son más importantes para que de esta manera se pueda realizar la predicción más correcta de los patrones de flujo en el yacimiento. El modelo geológico del yacimiento debe ser el resultado de la incorporación de la mayor cantidad posible de información, esta puede ser obtenida de:

Información de pozos

Sísmica

Producción

Hay que tener en cuenta que un modelo de yacimientos es solo uno de una gran cantidad de posibles modelos para un yacimiento en particular porque todos estos

tienen un cierto grado de incertidumbre. Tomando en cuenta esto el modelo debe de representar lo mejor posible al yacimiento.

Para obtener mejores estimaciones de volúmenes de fluidos y de propiedades del flujo de estos se debe de realizar un análisis de incertidumbre, al cual se le deben de incorporar las incertidumbres de las interpretaciones que hayan sido realizadas por los Ingenieros Geólogos, Geofísicos y Petroleros.

El principal objetivo de la Simulación de Yacimientos y del crear un modelo del yacimiento es el de optimizar la explotación del yacimiento al evaluar diferentes esquemas de explotación como pueden ser diversos sistemas artificiales de producción como recuperación secundaria y mejorada, tipos de terminación del pozo, etc.

Los modelos son usados para describir procesos que suceden en todas las ramas de la ciencia y tecnología. Los modelos pueden ser físicos o matemáticos, los primeros son aquellos que a una escala apropiada se construyen para analizar algún fenómeno y estudiarlo. En un modelo matemático el sistema o fenómeno a ser modelado es expresado en términos de ecuaciones. Estas ecuaciones deberán de reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones. Obviamente algunos sistemas o fenómenos no serán posibles de reproducir mediante modelos físicos, ya sea por que son muy costosos o simplemente es imposible. En este caso se debe recurrir a modelos matemáticos.

Este es el caso del flujo de fluidos en los yacimientos petroleros cuando se desea analizarlos a gran escala. En general las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son ecuaciones diferenciales parciales no lineales cuya solución analítica es posible determinarla pocas veces por lo cual requieren para su solución el uso de métodos numéricos, para esto se utiliza un programa de cómputo que resuelva las ecuaciones de flujo y es llamado modelo numérico o simulador numérico de yacimientos.

*Petrel™ 2004 y Eclipse 2005A™

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN: IMPORTANCIA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

1.1. INTRODUCCIÓN

Es imposible el desarrollar soluciones analíticas para muchos problemas, las razones más comunes son las heterogeneidades y las formas irregulares de los yacimientos, en el caso de la ecuación que gobierna el flujo en los yacimientos de hidrocarburos (Ecuación de difusión) esta es una ecuación diferencial no lineal en derivadas parciales la cual únicamente para su forma mas sencilla tiene solución. Por lo tanto, la simulación de yacimientos, es un método viable para resolver dichos problemas y se ha convertido en el método estándar de resolución de problemas de flujo de fluidos en yacimientos en el área de ingeniería de yacimientos.

La simulación matemática de yacimientos es una tecnología madura la cual es usada para la toma de decisiones basadas en los resultados de estas simulaciones, las cuales involucran toda la etapa productiva del yacimiento¹.

Los simuladores numéricos de yacimientos son usados ampliamente, esencialmente porque estos pueden resolver problemas que no pueden ser resueltos de otra manera. La simulación es la única forma de poder describir el

flujo de múltiples fases en un yacimiento heterogéneo de una manera cuantitativa que tiene un plan de producción determinado no solamente por las propiedades del yacimiento, sino también por las demandas del mercado, estrategia de inversión y regulaciones gubernamentales.

La aplicación primordial de los primeros simuladores fue en estudios de yacimientos que eran lo suficientemente grandes, esto solo para justificar el costo de los estudios. En ese tiempo la necesidad de la simulación era la de predecir el desempeño del yacimiento en una forma detallada para la planeación a mediano y largo plazo. Los trabajos de simulación exitosos alcanzaban esa meta en la mayoría de los casos, y como resultado, se establecía como una herramienta importante de administración para la mayoría de los grandes yacimientos.

La confiabilidad de los simuladores modernos y la disponibilidad de estos en las computadoras nos dice que la simulación es aplicable para todos los tamaños de yacimientos para la toma de decisiones de un día para otro, así mismo como para la planeación. La utilización de la simulación también es usada para yacimientos pequeños, además, es usada rutinariamente en las operaciones diarias, tanto de yacimientos grandes como pequeños.

La simulación de yacimientos esta basada en el buen conocimiento de las ecuaciones y técnicas de ingeniería de yacimientos, estas son las mismas que se han venido utilizando en la ingeniería de yacimientos por años.

La información del simulador es tomada de los datos disponibles como lo son registros geofísicos, análisis de núcleos, descripción geológica, información de presión y de producción, etc. En muchos casos, el o los pozos ya se encuentran abiertos y puestos a producción. En este caso, el periodo de producción pasado es simulado para hacerlo concordar con la historia de producción. La información que introduzcamos usualmente debe ser ajustada

para que concuerde con el desempeño pasado. Este proceso de calibración nos provee de un modelado del yacimiento mas preciso para la simulación, sin embargo no se debe perder de vista que el ajuste puede no ser unico.

Existen diferentes tipos de programas de computadora para la simulación de yacimientos. Los modelos de “una sola fase” solo permiten que exista una fase en movimiento en el yacimiento y si otra fase como el agua esta presente esta es considerada como inmóvil. Un simulador de yacimiento de “Gas seco” es uno de los simuladores más comunes de los modelos de una sola fase. El tan denominado modelo de “Aceite Negro” permite ya sea dos o tres fases fluyentes. Los modelos de aceite negro tienen la suposición inherente de que las composiciones del aceite y el gas no cambian significativamente con la producción del campo.

Los modelos composicionales permiten la transferencia de masa en la interfase, lo que permite que las características cambien en el fluido entre el gas y el aceite conforme las condiciones del yacimiento cambian. Por lo tanto, las composiciones del gas y aceite están cambiando con el tiempo. Este tipo de modelado usualmente es requerido en los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado así como cierto tipo de inyección de gas y procesos de recuperación secundaria.

Los modelos de doble porosidad y de doble permeabilidad en los casos en los que se presenten son necesarios para precisar el desempeño del modelo en yacimientos naturalmente fracturados y en ciertos sistemas de carbonatos. El comportamiento de la presión de flujo de ese tipo de yacimientos puede ser considerablemente más complejo que un sistema de porosidad simple.

Todos estos modelos citados anteriormente pueden tener ya sea una, dos o tres dimensiones, pero también existen los modelos denominados de cero dimensiones los cuales son modelos de cuadro que no consideran los efectos de

INTRODUCCIÓN: IMPORTANCIA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

flujo en el yacimiento y toman las propiedades del yacimiento como promedio. A esto se le puede considerar mas como un balance de materia que una simulación en sí.

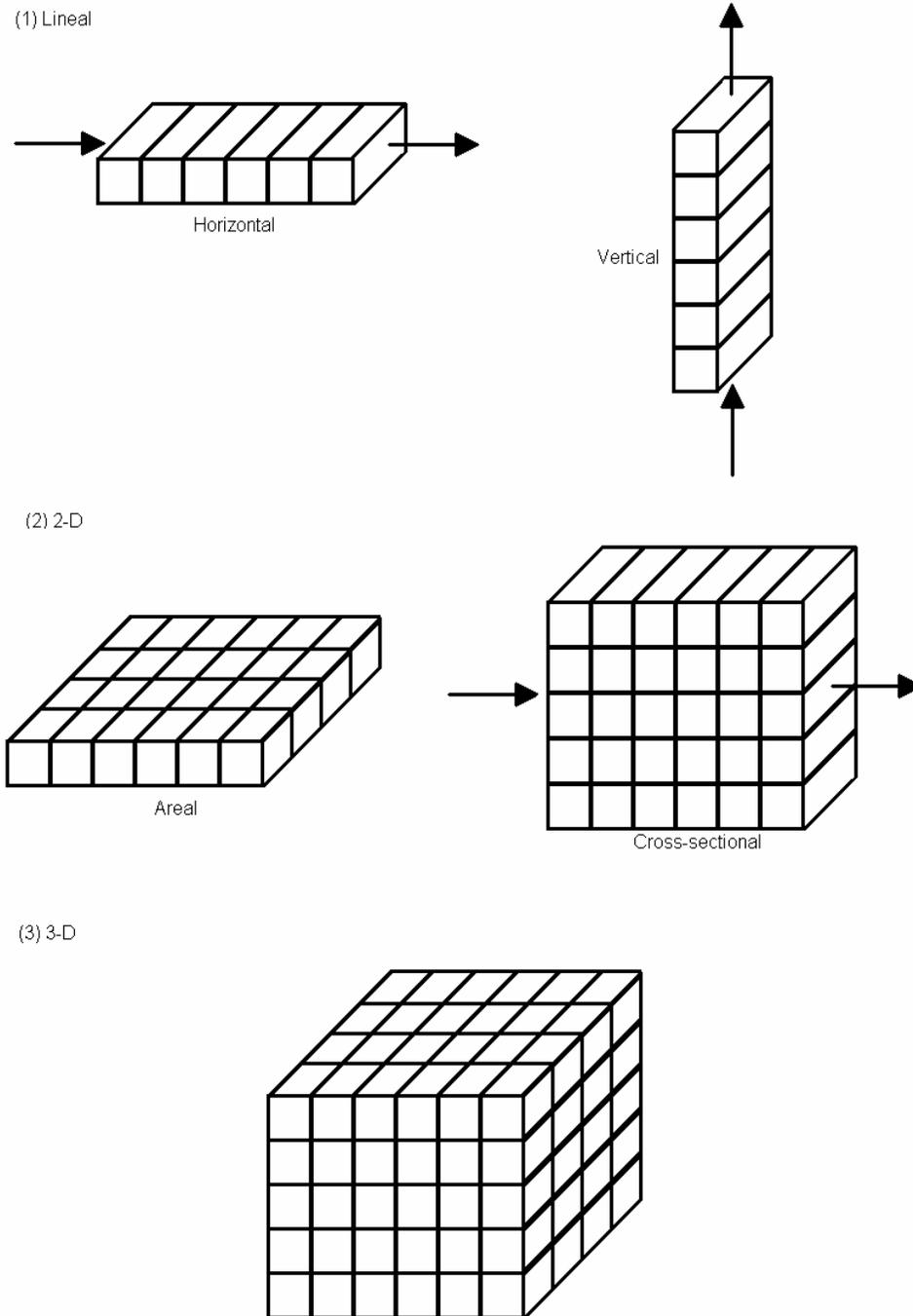
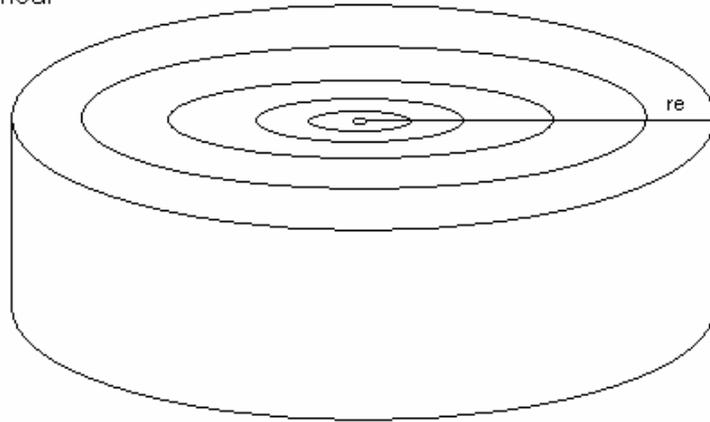
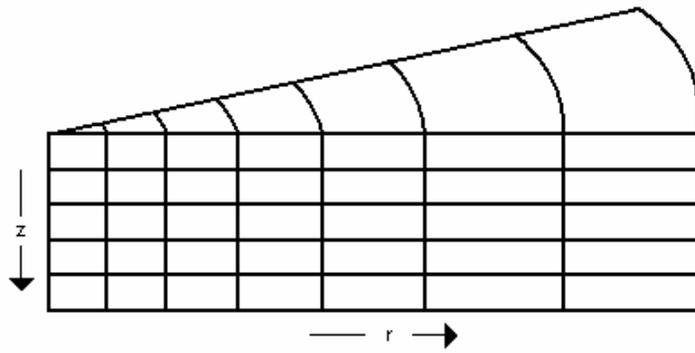


Figura 1.1. Sistemas de Coordenadas Cartesianas utilizados usualmente en la simulación de Yacimientos.

(1) Lineal



(2) 2-D



(3) 3-D

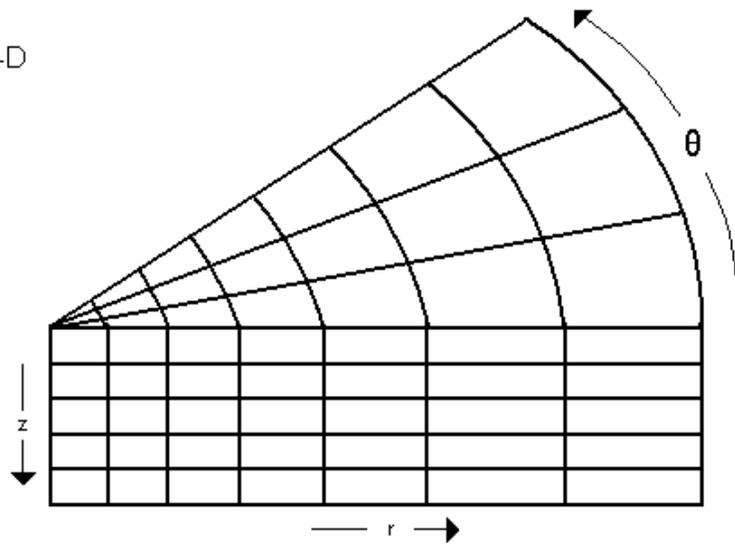


Figura 1.2. Sistemas de Coordenadas Radiales utilizados usualmente en la simulación de Yacimientos.

1.2. ¿ QUE ES LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ?

Webster² define “simular” como el asumir la apariencia de algo sin la realidad. La simulación del desempeño de un yacimiento petrolero se refiere a la construcción y operación de un modelo que asume la apariencia del comportamiento de un yacimiento real.

Coats³ define a la “simulación” como el uso de cálculos para predecir el desempeño del yacimiento y poder pronosticar la recuperación final o hacer la comparación con diferentes métodos de recuperación.

Odeh⁴ describe a la “simulación” como una extensión de teorías básicas y conceptos de la ingeniería de yacimientos bien conocidas, como puede ser Buckley y Leverett, o ecuaciones de balance de materia que fueron desarrolladas antes de los 60’s.

Matax y Dalton⁵ (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.

Los modelos son usados para describir procesos que suceden en todas las ramas de la ciencia y tecnología. Los modelos pueden ser físicos o matemáticos. Los primeros son aquellos que a una escala apropiada se construyen para analizar algún fenómeno y estudiarlo. En un modelo matemático el sistema o fenómeno a ser modelado es expresado en términos de ecuaciones. Estas ecuaciones deberán de reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones. Obviamente algunos sistemas o fenómenos no serán posibles de reproducir mediante modelos físicos, ya sea por que son muy

costosos o simplemente es imposible. En este caso se debe recurrir a modelos matemáticos.

Este es el caso del flujo de fluidos en los yacimientos petroleros cuando se desea analizarlos a gran escala. En general las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son ecuaciones diferenciales parciales no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos, para esto se utiliza un programa de cómputo que resuelva las ecuaciones de flujo y es llamado modelo numérico o simulador numérico de yacimientos.

1.2.1. PRINCIPIOS MATEMÁTICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

Es muy importante para el ingeniero petrolero el comprender adecuadamente lo que es la simulación de yacimientos, así como el familiarizarse con las ecuaciones usadas. Estas son básicamente balances de materia para las celdas en cada fase Ecuación de Estado⁴ es la que describe las interacciones entre las celdas. A manera de ejemplo se derivan las ecuaciones fundamentales para un sistema de aceite negro.

Para simplificar la explicación se considera una celda en un simulador de una dimensión, como se muestra en la Figura 1.3⁵, el mismo análisis es aplicable a la celda en dos y tres dimensiones.

$$\Delta x \Delta y \Delta z \left[\left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n \right] = [(Q_{entrada} \Delta t) - (Q_{salida} + qo) \Delta t] \dots\dots\dots 1.1$$

Donde:

$(Q_{entrada} \Delta t)$ = El volumen de aceite que entra en la celda durante un incremento en el tiempo Δt en STB.

$(Q_{salida} + q_o)\Delta t$ = El volumen de aceite que sale de la celda durante un incremento en el tiempo Δt en STB.

$\Delta x \Delta y \Delta z \left[\left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n \right]$ = Cambio de volumen de aceite en la celda durante un Δt .

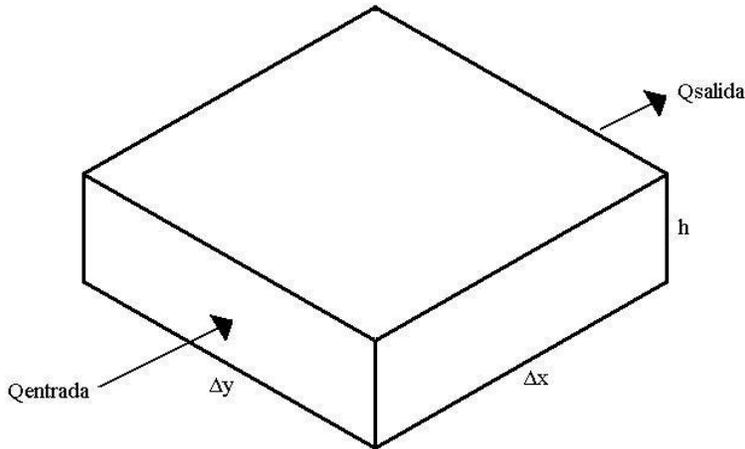


Figura 1.3. Celda en un Simulador Unidimensional.

En la figura 1.3 $Q_{entrada}$ es el ritmo promedio de flujo de entrada de aceite a la celda durante un Δt en STB/unidad de tiempo, Q_{salida} es el ritmo promedio de flujo de salida de aceite de la celda a las celdas vecinas durante un Δt en STB/unidad de tiempo y q_o es el ritmo de producción de aceite desde la celda, si esta contiene a un pozo y esta dado en STB/unidad de tiempo; $\frac{\Delta x \Delta y h \phi S_o}{B_o}$ representa le volumen de aceite en la celda para cualquier tiempo, en la ecuación 1.1⁶ el termino $n+1$ se refiere al final del tiempo y n al principio.

Sustituyendo en la ecuación 1.1 de balance de materia del aceite y después de dividir entre Δt se obtiene:

$$Q_{entrada} - Q_{salida} - q_o = \frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t} \left[\left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n \right] \dots\dots\dots 1.2$$

Sin embargo, por la ley de Darcy y asumiendo el flujo que es de izquierda a derecha como en la figura 1.1:

$$Q_{entrada} = \frac{\Delta y h k_o}{\mu_o B_o} \left[\frac{\Phi_{oi-1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right] \dots\dots\dots 1.3.1$$

y

$$Q_{salida} = \frac{\Delta y h k_o}{\mu_o B_o} \left[\frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi+1}^{n+1}}{\Delta x} \right] \dots\dots\dots 1.3.2$$

Donde $\Delta y h$ es el área por la cual el fluido entra a la celda, Δx es la longitud de la celda, Φ_o es el flujo potencial en la fase del aceite, i es referida a la celda de interés, $i-1$ indica la que se esta hablando de la celda que se encuentra a la izquierda de la celda de interés, $i+1$ nos indica la celda que se encuentra a mano derecha de la celda de interés.

Sustituyendo las ecuaciones 1.3.1⁵ y 1.3.2⁵ en la ecuación 1.2⁵ y dividiéndolo todo por $\Delta x \Delta y$ obtenemos:

$$\frac{1}{\Delta x} \left\{ \frac{h k_o}{\mu_o B_o} \left[\frac{\Phi_{oi-1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right] - \frac{h k_o}{\mu_o B_o} \left[\frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi+1}^{n+1}}{\Delta x} \right] \right\} - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{h \phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{h \phi S_o}{B_o} \right)^n \right] \dots 1.4$$

Reordenando la ecuación 1.4⁵ obtenemos:

$$\frac{1}{\Delta x} \left\{ \lambda_{oi+1/2} \left[\frac{\Phi_{oi-1}^{n+1} - \Phi_{oi}^{n+1}}{\Delta x} \right] - \lambda_{oi-1/2} \left[\frac{\Phi_{oi}^{n+1} - \Phi_{oi+1}^{n+1}}{\Delta x} \right] \right\} - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{h \phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{h \phi S_o}{B_o} \right)^n \right] \dots 1.5$$

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

La ecuación 1.5⁵ es la ecuación de balance de materia en una dirección, en forma diferencial, la cual es usada en los cálculos de la simulación. En dos o tres direcciones, los términos de “y, z” son añadidos para los diversos cálculos.

La ecuación 1.5⁵ puede ser escrita en su forma diferencial de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi h s_o}{B_o} \right) \dots\dots\dots 1.5a$$

Y en la notación de vector como:

$$\nabla \cdot (\lambda \nabla \Phi_o) - \frac{q_o}{\Delta x \Delta y} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi h s_o}{B_o} \right) \dots\dots\dots 1.5b$$

Debido a que es muy compacta, la ecuación 1.5b⁵ es la que se utiliza con mayor frecuencia.

1.2.2. HISTORIA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

El desarrollo de la simulación de yacimientos ha ocurrido de una manera muy rápida con la esperanza de que nos ayude con la estimación del ritmo de producción futuro. Sobre la base de esto hay factores que hacen de la simulación una herramienta aplicable a la resolución de los problemas. Dichos factores se enumeran a continuación:

- a) *Computo*¹; las computadoras de los 70’s y 80’s eran muchísimo más lentas y tenían menos memoria que la que se utilizan hoy en día, en el presente el alto desempeño de la computación se ha alcanzado por el uso de múltiples procesadores en paralelo. El desempeño resultante varía

- ampliamente dependiendo del tamaño del problema y el número de procesadores utilizados.
- b) *Tamaño del modelo*¹; conforme al tiempo, el tamaño del modelo ha crecido con la velocidad de las computadoras. En los 60's el tamaño de modelo máximo era probablemente de unas 200 celdas. En los 70's este numero creció a 2000, en 1983 ya había crecido a 33,000, hasta llegar a 1997 con una malla de bloques robusta de 500,000 para una simulación en un solo procesador. Si graficamos este comportamiento en papel semi-logarítmico lo que se obtendría sería una línea recta.
 - c) *Avances técnicos*¹; en los 60's se implementó el método computacional IMPES y se comprendió la dispersión numérica, en los 70's se crearon modelos de permeabilidad relativa de la roca y se tomó el concepto del equilibrio vertical y se utilizaron pseudo funciones, en los 80's se utilizó la formulación de balance de volumen, el refinamiento local de las mallas y la geoestadística, en los 90's se implementó la paralelización del código de cada uno de los simuladores.
 - d) *Las capacidades de los simuladores*¹; en los 50's eran de simuladores de dos dimensiones con una geometría simple, en los 60's ya se utilizaron de tres dimensiones y tres fases, se utilizaron múltiples pozos así como una geometría realista de los pozos, en los 70's se hicieron composicionales, miscibles, químicos y termales, en los 80's se utilizó una administración de pozos más compleja, yacimientos fracturados y una la representación especial de las fallas, en los 90's se facilitó el uso de estos, se utilizaron modelos geológicos y una geometría compleja.
 - e) *Evolución del software y su ayuda*¹; como los simuladores se fueron haciendo mas poderosos y flexibles, el tipo de usuario cambio. El desarrollo del software y sus prácticas de ayuda progresaron a través de varias etapas. La progresión se esta realizando todavía faltando una sola etapa para ser completada. 1) Uso del desarrollador, 2) Uso del equipo, 3) Uso local, 4) Uso extendido, 5) Uso general. Cada transición ha sido más difícil que la que le precedió.

- f) *Historia de los desarrolladores y su role¹*; los buscadores trabajando en la mayoría de los laboratorios de compañías petroleras desarrollaron los primeros simuladores de yacimientos, estos aparecieron a mediados de los 60's. El primero en poner en el mercado un simulador de yacimientos fue el Dr. McCord¹ y asociados en 1966. Las compañías encontraron que los desarrolladores proveen de herramientas que son por lo menos tan buenas con aquellas que ellos pudieron desarrollar por si mismos en sus empresas y que ellos pudieron bajar sus costos de desarrollo y soporte mediante la utilización de productos de los desarrolladores.

1.2.3. AVANCES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

Los simuladores de yacimientos son usados básicamente para resolver problemas que no pueden ser resueltos de ninguna otra manera. Sin embargo, la utilidad de los métodos numéricos se extiende más allá de la resolución de problemas difíciles, hasta para problemas simples, la simulación es a menudo el mejor método de solución porque este es; más rápido, barato y hasta más redituable que otros métodos.

Hasta hace poco, los simuladores resolvían el yacimiento en bloques de cientos de metros; significativamente más grandes que el equivalente a la resolución sísmica y de registros de pozos utilizada en el modelo geológico. En la actualidad los simuladores de yacimientos pueden manejar muchos más bloques y modelar una geología más compleja, permitiendo una mayor consistencia con los modelos geológicos. La incorporación de datos geológicos complejos permite tener un modelo de yacimiento más realista, que se puede utilizar para comparar sus soluciones con datos históricos de producción, a fin de confirmar o mejorar el modelo geológico.

La capacidad actual de solucionar modelos complejos se debe en gran parte a la increíble superación de la velocidad de procesamiento de las

computadoras. Un tiempo de ejecución máximo deseado para una simulación de un gran yacimiento es “de una noche”, de modo que la mayor velocidad de las computadoras normalmente se traduce en modelos más grandes o cada vez más complejos, o ambos, en la medida en que el resultado este listo a la mañana siguiente. Los avances en el procesamiento en paralelo han aumentado la velocidad de los simuladores; sin embargo, por lo general, el tiempo de ejecución no se reduce a la mitad duplicando la cantidad de procesadores¹.

Un ejemplo del avance del desarrollo a futuro de la aplicación de simulación en paralelo se presenta en la figura 1.4, en esta se muestra la comparación de un simulador de uso común¹⁰ de Aceite Negro, con un desarrollo de nueva tecnología llamado IX, en el cual se reduce enormemente el tiempo de cómputo de un modelo de simulación en paralelo. Como se mencionaba anteriormente, el hecho de duplicar el número de procesadores, no es garantía de minimizar el tiempo de cómputo a la mitad, lo cual es visible en la figura 1.4.

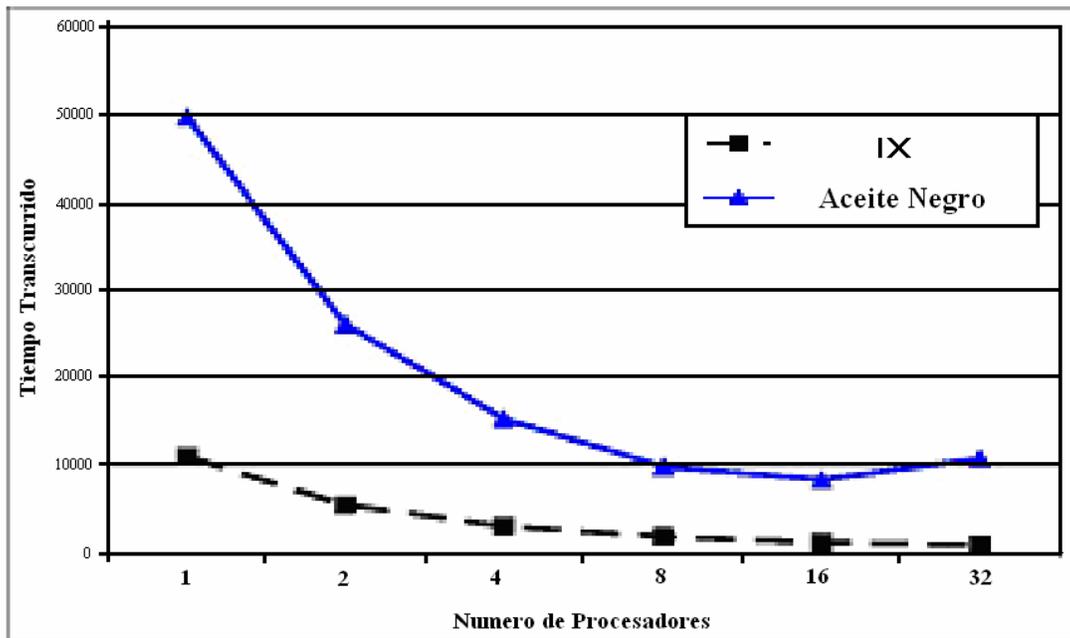


Figura 1.4. Comparación de tiempo de cómputo en paralelo de dos simuladores⁷.

1.3. BENEFICIOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Los beneficios que se obtienen al usar la simulación de yacimientos para planear la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son básicamente dos: económicos y técnicos.

Beneficios Económicos⁸: el principal beneficio del uso de la simulación de yacimientos es económico. Esto se obtiene con el uso de la administración de los yacimientos disminuyendo el flujo negativo de efectivo y por supuesto incrementando la recuperación final de hidrocarburos. La administración de yacimientos es el método que busca maximizar el valor de un activo petrolero. La simulación de yacimientos es una herramienta importante para alcanzar este objetivo. Con la simulación numérica es posible obtener pronósticos, es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un infinito número de esquemas de producción. Al hacer esto es posible seleccionar la mejor alternativa de producción considerando la mayor ganancia para el activo.

Beneficios Técnicos⁸: aunque cualquier beneficio es traducido automáticamente a beneficios económicos, es importante mencionar las ventajas técnicas que se obtienen al usar la simulación de yacimientos. La labor del ingeniero de diseño se aligera y se sustenta grandemente. El monitoreo se facilita porque se anticipa el comportamiento del yacimiento. A medida que se obtenga información nueva se podrá actualizar el modelo de simulación para modelar el yacimiento lo más real posible. La comunicación entre el personal que conforma el equipo de trabajo se mejorará notablemente.

Los simuladores de yacimientos son en su mayoría utilizados para predecir la producción futura de todo un yacimiento o de una gran parte de este.

La simulación es de gran utilidad cuando un cierto grado de incertidumbre exista en los factores más significativos que influyen el desempeño del yacimiento al estar produciendo.

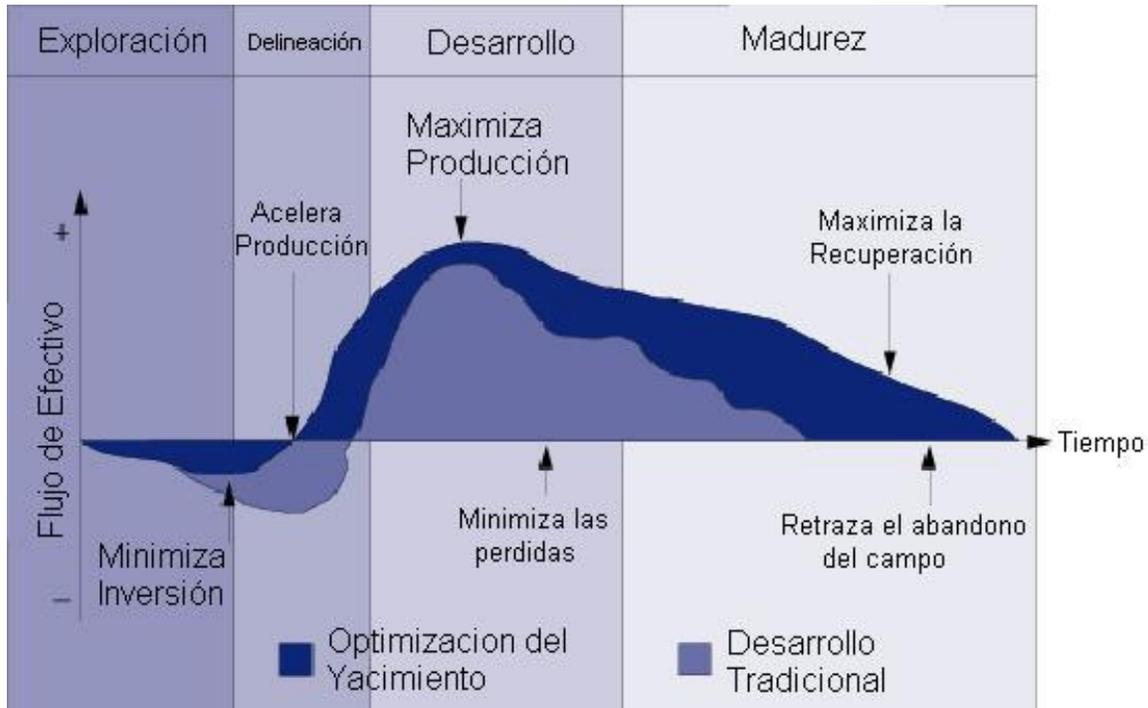


Figura 1.5. Beneficios de la Simulación de Yacimientos.

Se pueden usar modelos donde solamente utilicemos un pozo, en estos por lo general se emplearan mallas radiales, estos modelos son de gran utilidad para estudiar la cara del pozo y poder llegar a evaluar el daño a la formación, así como al momento de realizar una prueba de producción poder identificar el valor de almacenamiento y los tipos de flujos que se presenten en el yacimiento.

1.4. ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En la figura 1.6 se muestran los pasos a seguir para realizar un estudio de simulación de yacimientos.

Los pasos básicos para realizar una simulación de yacimientos son:

- a) Seleccionar el tipo de modelo de simulación que será utilizado; estos se pueden clasificar de diferentes maneras, una es de acuerdo al número de dimensiones con las que el modelo cuente, otra es de acuerdo a la cantidad de fases móviles en el yacimiento.
- b) Dividir el yacimiento en un número determinado de celdas, con esto se logra determinar un tipo de malla para el yacimiento. Cada celda es identificada por sus coordenadas en x,y,z. Después las condiciones de flujo alrededor del perímetro del yacimiento son establecidas.
- c) Normalmente las fronteras del yacimiento se consideran cerradas, pero el flujo entrante o saliente a una presión o gasto determinados debe de ser especificado.
- d) Hay que asignar a cada celda: propiedades de roca, geometría, distribución inicial del fluido y propiedades del fluido. Las propiedades de la roca son: permeabilidad específica, porosidad, permeabilidad relativa y algunas veces presión capilar. La geometría de la celda incluye la profundidad, espesor y localizaciones de los pozos. Usualmente se asume que los pozos están localizados en los centros de las celdas en los que estos caen. La distribución inicial del fluido consiste en las saturaciones de aceite, gas y agua al principio de la simulación. Las propiedades de los fluidos son especificadas por información usual de PVT.
- e) Para cada pozo es necesario el proveer de un esquema de producción y un índice de productividad o un valor de daño.
- f) El ingeniero encargado de la simulación debe revisar cuidadosamente esta información básica para tener consistencia y precisión en los

resultados de la simulación. “Los resultados son tan buenos como la calidad de información que se introduzca al simulador”¹.

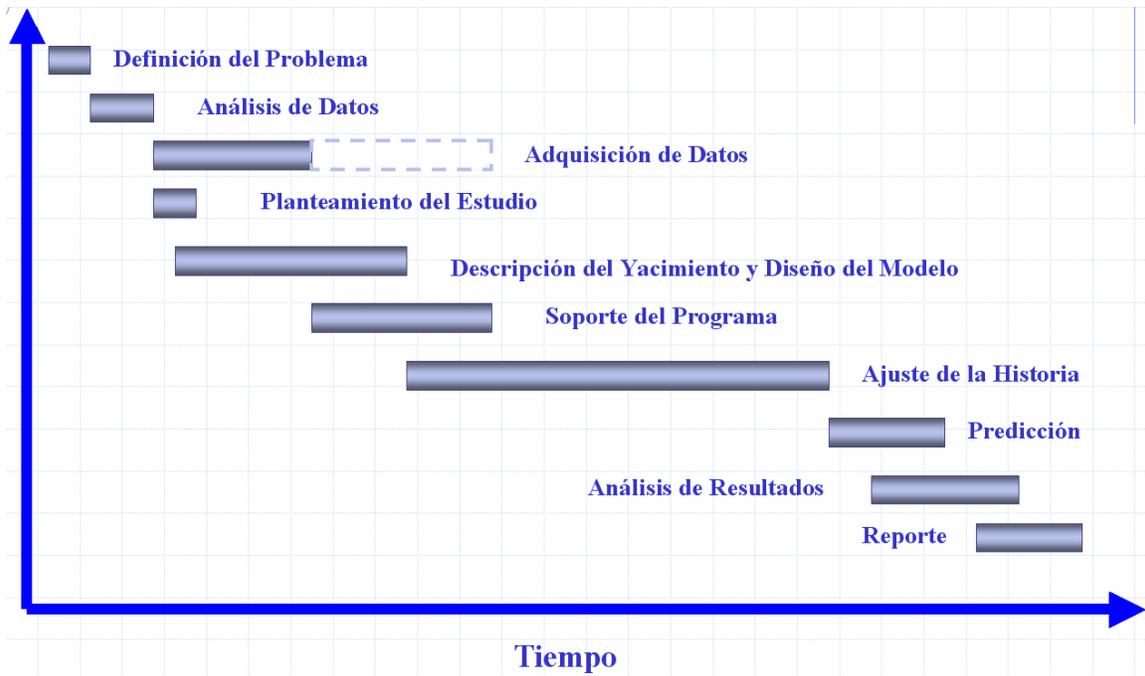


Figura 1.6. Actividades de un estudio típico de Simulación de Yacimientos.

1.5. DATOS PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Un modelo con una descripción geológica adecuada seguido de una validación con la historia de producción puede darnos la oportunidad de pronosticar la producción bajo varios escenarios. Por esto, es que la información que nosotros utilicemos en la simulación es de vital importancia para los resultados de esta.

El éxito de un buen estudio de simulación de yacimientos radica en tener la mayor información posible que represente las características y el comportamiento de estos. Muchas veces podemos pensar lo siguiente: “Si piensas que el conocimiento es caro, solo imagina que tan cara puede llegar a ser la ignorancia”.

Cierto tipo de información como la derivada de núcleos, propiedades iniciales de los fluidos, contactos de los fluidos y presiones iniciales pueden solo obtenerse en una etapa de desarrollo temprana. La información obtenida tiene un rol vital en la evaluación de las opciones de desarrollo en cualquier yacimiento.

La revisión de la información disponible siempre nos revelará los huecos e inconsistencias que deben de ser arregladas. Muchas veces esto será necesario para decidir si se cuenta con suficiente información y si la calidad de esta es adecuada para la construcción de modelo de yacimientos con suficiente exactitud para alcanzar los objetivos del estudio. Recordemos que si introducimos información “basura” a nuestro modelo de simulación, los resultados que este nos dará serán resultados “basura²”.

1.5.1. INFORMACIÓN QUE REQUIERE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Los tipos de información que se requieren para realizar el modelo de simulación son los siguientes:

- a) Información del yacimiento
- b) Propiedades de los fluidos
- c) Información del desempeño del campo
- d) Consideraciones especiales de recuperación mejorada

- a) Información del yacimiento

La cantidad de información disponible para describir el yacimiento depende en la etapa de desarrollo en la que se encuentre este. En una etapa temprana de desarrollo del yacimiento la información que se tiene disponible solo viene de unos cuantos pozos. Para obtener esta información se utilizan las siguientes fuentes:

- a) Sísmica
- b) Análisis de núcleos
- c) Registros geofísicos
- d) Pruebas de presión

La tarea se completa de una mejor manera por un equipo multidisciplinario, el cual cuenta con Ingenieros geólogos, geofísicos, producción, yacimientos y analistas de registros geofísicos. Este análisis de este conjunto se puede ver en la figura 1.7.

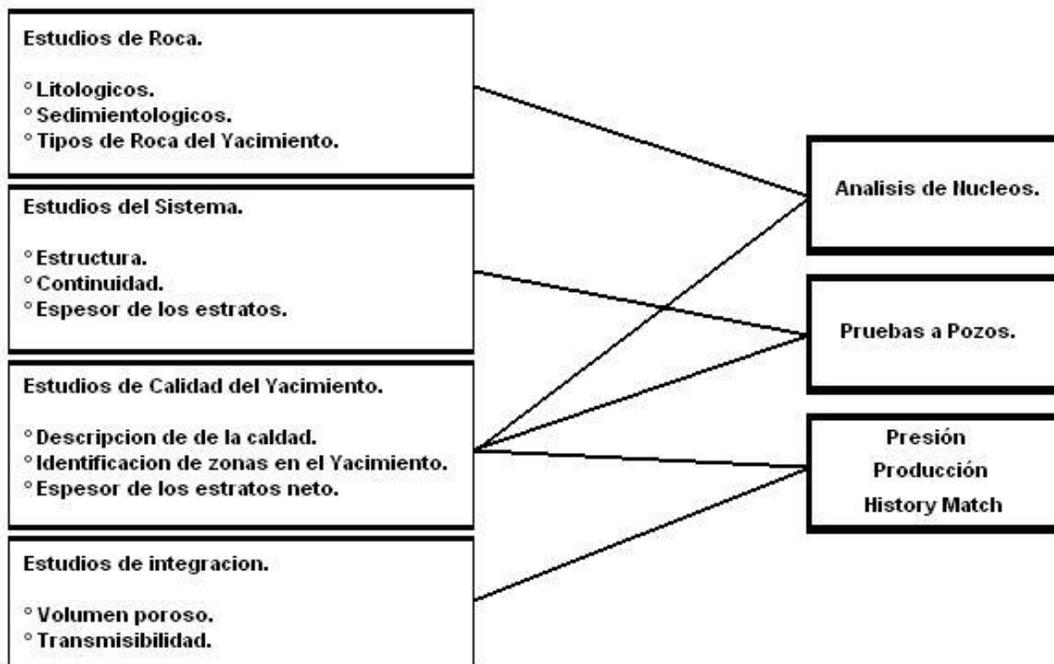


Figura 1.7. Integración de la información de ingeniería de yacimientos y geológica².

- b) Propiedades de los fluidos

La adquisición de la información de las propiedades de los fluidos y su análisis son también componentes vitales del programa de recolección de información.

Las muestras de los fluidos deben de ser obtenidas en una etapa temprana de la vida del yacimiento para tener muestras realmente representativas del yacimiento. Estas deben de ser tomadas solo después de un cuidadoso y planeado acondicionamiento del pozo y de un programa de pruebas. El buen entendimiento de que la conducta del sistema del fluido esta en función de la presión y de la temperatura es esencial.

Las muestras que se tengan para este estudio serán obtenidas del fondo del pozo o de una combinación del separador de superficie del los líquidos y de los gases.

c) Información del desempeño del campo

Este tipo de información es el que se va a analizar conforme el yacimiento sé este explotando, para esto solo se dividirá la vida del yacimiento en:

- c.1) Desarrollo temprano; esto es que se ha tenido abierto a producción por menos de un año.
- c.2) Intermedio; en este se está produciendo con una presión de yacimiento baja o con mantenimiento de presión constante por menos de cinco años.
- c.3) Desarrollado completamente; este es el que se ha mantenido produciendo por más de 10 años.
- c.4) Campo con un sistema de recuperación mejorada.

d) Consideraciones especiales de recuperación mejorada

Las predicciones realizadas con la simulación de yacimientos se vuelven más complejas para los métodos de recuperación mejorada. En muchos casos la información del desempeño histórico no es disponible. Se tiene que realizar trabajo adicional para determinar la saturación de aceite remanente y su distribución en el yacimiento.

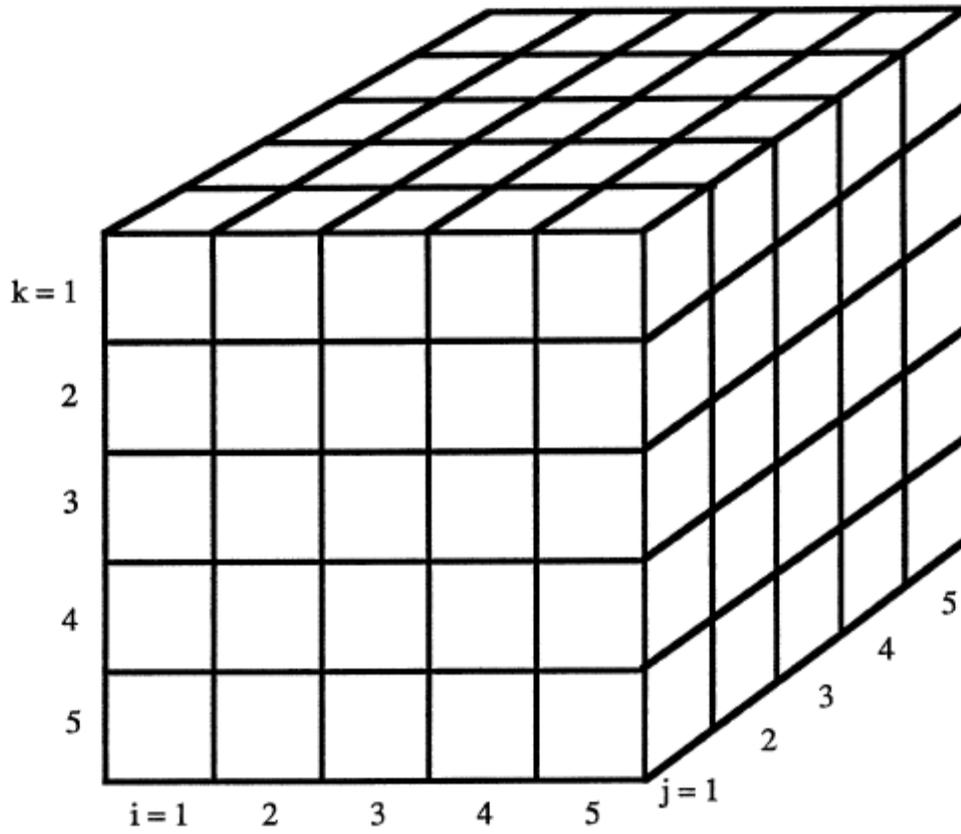


Figura 1.8. Malla de simulación en tres dimensiones⁹.

CAPÍTULO 1

REFERENCIAS

- 1 “Reservoir Simulation: Past, Present and Future”, J. W. Watts, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.
- 2 “Defining Data Requeriments for a Simulation Study”, A. K. Dandona, R. B. Alston y R. W. Brawn, Texaco Inc. SPE Paper # 22357.
- 3 “Reservoir Simulation: State of Art”, Keith H. Coats, SPE Paper # 10020.
- 4 “Reservoir Simulation”, Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
- 5 “Reservoir Simulation, What is it?”, A. S. Odeh, SPE paper 02790, SPE-AIME, Mobil Research & Development Corp.
- 6 “Mejoramiento de los yacimientos virtuales”, Bowen, Garfield, et al..
- 7 “An Extensible Architecture for Next Generation Scalable Parallel Reservoir Simulation”, De Baun D, Byer T, Childs P, Chen J, Saaf F, Wells M, Liu J, Cao H, Pianelo L, Tilakraj V, Crumpton P, Walsh D, Yardumian H, Zorzynski R, Lim K, Schrader M, Zapata V, Nolen J, Tchelepi H:, SPE paper 93274, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas, 31 de Enero de 2005.
- 8 “Apuntes de la clase de: Simulación Numérica de Yacimientos”, Dr. Víctor Hugo Ortiz Arana, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- 9 “Principles of Reservoir Simulation”, Scientific Software-Intercomp, Denver, Houston, Calgary, London.
- 10 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 11 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 2

MODELADO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

2.1. INTRODUCCIÓN

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de hidrocarburos está en gran medida influenciada por el desempeño de la producción del yacimiento en las condiciones actuales de operación y las futuras. Por eso, la evaluación del desempeño del yacimiento en el pasado y presente y su pronóstico para su comportamiento en el futuro es un aspecto vital del proceso de administración del yacimiento.

En este capítulo se presenta la forma de construir un modelo integral de yacimiento basándose en características geológicas, geofísicas, petrofísicas e información de ingeniería de yacimientos, así como el tipo de mallas de simulación y sus características y el escalamiento de propiedades en el yacimiento.

El modelo del yacimiento no es solo un modelo ingenieril o geológico, mejor dicho este es un modelo integral, preparado conjuntamente por los geocientíficos y por los ingenieros de yacimientos. El modelo de yacimientos integral requiere de un buen conocimiento de la geología, propiedades de las

rocas y de los fluidos, flujo de fluidos y mecanismos de recuperación, perforación y terminación de pozos y desempeño de producción pasado.

El modelo geológico se deriva de la extensión de las propiedades obtenidas con los núcleos y los registros geofísicos a todo el yacimiento mediante la utilización de diversas tecnologías como la geofísica, mineralogía, ambiente en el que se depositaron las rocas y la diagénesis.

La selección de la malla de simulación es una de las tareas más difíciles y de las que más consumen tiempo en la simulación de yacimientos geológicamente complejos.

2.2. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS

El modelo del yacimiento debe de ser desarrollado conjuntamente por ingenieros geólogos, geofísicos y petroleros por lo siguiente:

- a) Una interacción de esfuerzos de todas estas ramas de ingeniería resulta en una mejor descripción del yacimiento y minimiza las incertidumbres del modelo
- b) El equipo multidisciplinario puede corregir algunas contradicciones conforme estas aparezcan, previniendo errores costosos posteriores en la vida del campo
- c) El utilizar modelos de yacimientos desarrollados por equipos multidisciplinarios puede proveer técnicas prácticas para realizar una descripción precisa del campo con la finalidad de alcanzar una óptima producción

2.2.1. CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA

Las prospecciones sísmicas en 3-D nos ayudan a identificar reservas que pueden no estar siendo producidas adecuadamente. Este análisis puede ahorrarnos muchos gastos minimizando los pozos sin producción o con una producción deficiente. Una prospección sísmica 3-D durante la fase de evaluación es utilizada para ayudar en el diseño del plan de desarrollo. Contando con la información de desarrollo, de producción y evaluándola constantemente podemos tener las bases para localizar los pozos de producción, de inyección y controlando el mantenimiento de presión.

Con la perforación de pozos de desarrollo, la información añadida es usada para refinar la interpretación original. Conforme el tiempo pasa y se va recabando mas información, los elementos de la información sísmica 3-D que eran inicialmente ambiguos comienzan a tener sentido. La utilidad de la prospección sísmica 3-D dura por toda la vida del yacimiento.

La información sísmica 3-D puede ser usada para asistir en¹: (1) definir la geometría de la estructura, (2) definición cualitativa y cuantitativa de las propiedades de la roca y de los fluidos y (3) monitoreo del flujo.

2.2.2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

Los geólogos tienen un papel muy importante en el desarrollo de un modelo de yacimiento, el cual tiene variaciones en porosidad, permeabilidad y propiedades capilares. Las distribuciones de los tipos de roca del yacimiento, la que no es del yacimiento y de los fluidos de este, determinan la geometría del modelo e influye en el tipo de modelo que debe de ser ocupado.

La incorporación del modelo geológico en un modelo de simulación requiere del reconocimiento y la captura de las heterogeneidades detalladas del

yacimiento. Los ingenieros geólogos usualmente se concentran en los atributos de la roca en cuatro etapas¹:

- a) Los estudios de roca establecen la litología y determinan el ambiente de depósito y la roca del yacimiento es diferenciada de la roca que no pertenece a este
- b) Los estudios de la estructura establecen el estilo estructural y determinan el carácter de la continuidad tridimensional y las tendencias de los espesores de las capas de la roca del yacimiento
- c) Estudios de calidad del yacimiento determinan la variabilidad de la estructura de la roca del yacimiento en términos de porosidad, permeabilidad y propiedades capilares
- d) Los estudios integrales desarrollan el volumen de poro ocupado por los hidrocarburos y los patrones de transmisibilidad del fluido en las tres dimensiones

Los ingenieros geólogos y los petroleros necesitan retroalimentarse cada uno con su trabajo para alcanzar el éxito deseado. Los estudios de simulación pueden ser utilizados para validar el modelo geológico contra el desempeño de la presión y de la producción.

2.2.3. MODELADO GEOESTADÍSTICO

Las técnicas estocásticas son aplicadas para describir yacimientos determinísticos porque¹, (1) se tiene información incompleta en todas las escalas, (2) las propiedades de la roca varían en todas direcciones, (3) hay relaciones desconocidas entre las propiedades, (4) una relativa abundancia de información de los pozos y (5) conveniencia y velocidad.

El “Modelo Estocástico”¹ se refiere a la generación de propiedades geológicas sintéticas en una, dos y tres dimensiones. Un número considerable

de soluciones puede ser creado y simulado y esos resultados pueden ser comparados para ver su efecto y compararlo en la historia de producción.

El modelado geoestadístico de las heterogeneidades del yacimiento tiene un papel muy importante en la generación de modelos de yacimientos más exactos. Esto nos provee de una cantidad de herramientas de análisis de información como el lenguaje probabilístico para ser compartido por geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros y esta es una buena forma de integrar muchas fuentes de información desconocida.

La geoestadística es útil en el modelado de la variabilidad espacial de las propiedades del yacimiento y la correlación entre propiedades relacionadas como la porosidad y la velocidad sísmica.

En la ausencia de información suficiente en un yacimiento en particular, las características estadísticas de otros campos más maduros en ambientes geológicos similares y estudios realizados en la superficie son utilizadas.

En resumen podemos decir que: “la geoestadística es usada en la construcción de distribuciones probabilísticas que caractericen la incertidumbre presente en las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento.”

2.2.4. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

La optimización de la recuperación de aceite y gas requiere de los siguientes pasos¹:

- a) Identificar y definir todos los yacimientos individualmente en el campo, así como sus propiedades físicas
- b) Deducir el pasado y predecir el desempeño del yacimiento
- c) Minimizar la perforación de pozos que no son necesarios

- d) Definir y modificar el tipo de terminación del pozo y los equipos superficiales
- e) Iniciar los controles operativos a su debido tiempo
- f) Considerar todos los factores económicos y legales pertinentes

Después de identificar el modelo geológico, información adicional de producción es introducida al modelo. Esta incluye propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, ubicación de los pozos y como están terminados y pruebas de presión realizadas a los pozos. El uso del método de balance de materia permite calcular el volumen original de hidrocarburos, entrada de acuíferos y la extensión areal del yacimiento.

2.2.5. INTEGRACIÓN DE LAS DIFERENTES DISCIPLINAS

Tradicionalmente, la información de diferentes tipos ha sido procesada por separado, acarreando consigo muchos modelos diferentes, uno geológico, uno geofísico y el otro de los ingenieros de yacimientos. El indicador geoestadístico nos da una aproximación a la conjunción de toda la información relevante para luego producir modelos de yacimiento consistentes con dicha información.

Los programas de modelado geológico en tres dimensiones han sido desarrollados para automatizar la generación de mapas geológicos y secciones cruzadas de la información de la exploración. Porque estos modelos están directamente interrelacionados al simulador del yacimiento, el ingeniero de yacimientos puede fácilmente utilizar la descripción compleja del yacimiento otorgada por el Ingeniero Geólogo para la planeación del desarrollo del campo.

Una revolución en las técnicas de simulación ha llegado con los modelos de simulación numérica. Hoy en día, el ingeniero de yacimientos busca más información de los Ingenieros Geólogos y de los de Producción.

El grado de interacción entre los Ingenieros Geólogos, Geofísicos y Petroleros ha sido bien documentado en la literatura. Craig, Harris y Hewitt¹ explicaron en 1977 el valor del sinergismo entre las diversas ingenierías. Craig¹ enfatizó el valor de una descripción detallada del yacimiento utilizando las herramientas geológicas, geofísicas y de simulación de yacimientos para dar una descripción más exacta del yacimiento. Harris y Hewitt¹ presentaron una perspectiva geológica de sinergismo en la administración del yacimiento.

Muchas compañías consultoras, de software y de servicios están desarrollando ahora un software integral el cual se puede instalar en una plataforma común. Este software amigable e interactivo nos da como resultado modelos de yacimientos más realistas.

2.3. MALLAS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En general, las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos a través del yacimiento no pueden ser resueltas analíticamente, esto solamente se puede resolver numéricamente, mediante el reemplazo de ecuaciones diferenciales a ecuaciones de diferencias finitas. Estas ecuaciones son discretizadas, se subdividen en distancia y tiempo, mediante la especificación de incrementos, lo que es llamado discretización en espacio y tiempo. En otras palabras, el uso de estas ecuaciones de diferencias finitas, es necesario en el yacimiento mediante la discretización de pequeños volúmenes en el yacimiento y calcular los cambios a diferentes condiciones de cada uno de estos, en pequeños periodos de tiempo. El concepto de pequeños volúmenes y periodos de tiempo son referidos como celdas y paso de tiempo respectivamente.

En la figura 2.1, se hace una analogía de estos pequeños volúmenes, que representarían las celdas de una malla de simulación, en un modelo de tanque de una dimensión. Las propiedades de cada uno de estos volúmenes cambiarán

MODELADO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

con respecto a la heterogeneidad del yacimiento y tendrán diferentes condiciones de flujo según la representación que se halla modelado. Corresponde al área de simulación asignar cada una de las propiedades a estos bloques o celdas para que represente en manera conjunta el yacimiento a simular.

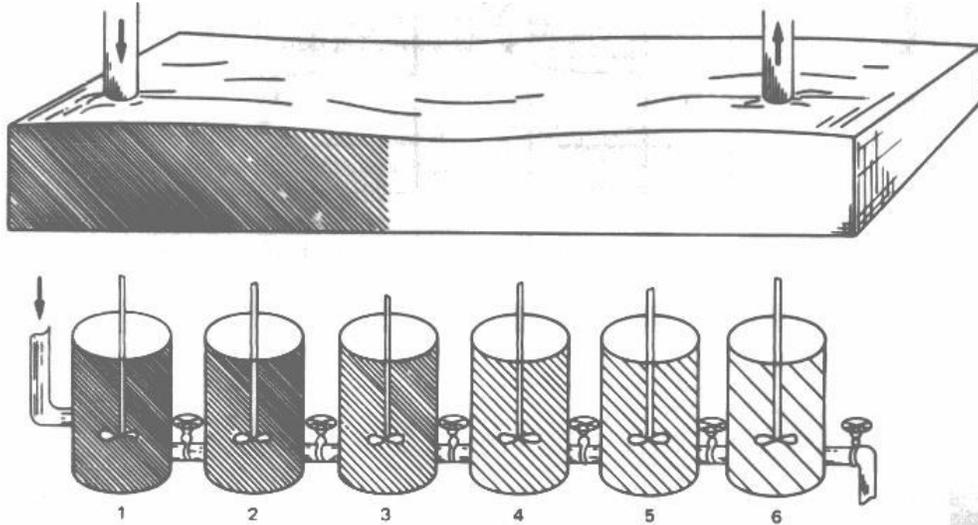


Figura 2.1. Analogía de una malla de simulación con diferentes bloques en una sección 1D.

En esta sección nos compete definir la forma de cada uno de estos bloques y en general conceptualizar la malla de simulación dependiendo del estudio de simulación en cuestión. La selección de la malla es una de las tareas más difíciles y que más consumen tiempo por la compleja geología del yacimiento.

La simulación de yacimientos predice el desempeño del yacimiento por medio de la resolución de ecuaciones de flujo en una malla discreta que es escogida por el ingeniero de simulación para representar el yacimiento. Las mallas normalmente son seleccionadas con una o más de las siguientes consideraciones²:

- a) Geología, tamaño del yacimiento y datos disponibles usados para la descripción del yacimiento
- b) Tipos de fluidos desplazados o proceso de explotación para ser modelado

- c) Desarrollo del campo anticipado y pasado
- d) Exactitud numérica deseada
- e) Opciones de software disponible
- f) Objetivos de los estudios de simulación
- g) Competitividad de los ingenieros de simulación o del equipo
- h) Medios computacionales disponibles, tiempo de construcción o presupuesto

2.3.1. TIPOS DE MALLAS

Los diferentes tipos de mallas de simulación, van a depender del estudio de simulación que se requiere hacer, por ejemplo lo pueden ser simulaciones de secciones del yacimiento, modelos de pozo o modelo global del yacimiento, en el cual se tendrán que elegir las mas adecuadas a estos. A continuación se hace la descripción de algunas de estas mallas.

2.3.1.1. MALLAS ORTOGONALES GLOBALES.

Este tipo de mallas son las que mas se usan y son construidas alineando los bloques de la malla en las direcciones de las coordenadas ortogonales. Ejemplos de este tipo de mallas son la malla de bloques centrados y la de malla de puntos distribuidos. En la figura 2.2 se hacen referencia a estas.

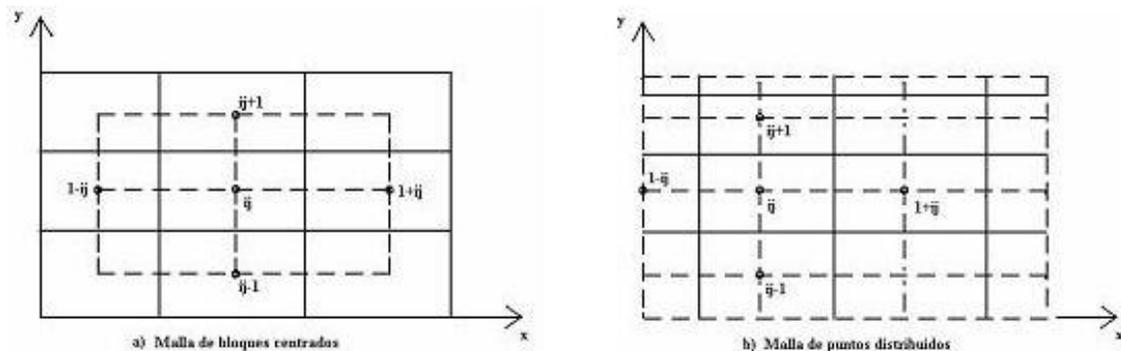


Figura 2.2. Acomodo de los nodos en la malla de simulación².

La ventaja de la malla de bloques centrados es en el cálculo de los términos de acumulación, mientras que para la de puntos distribuidos es el cálculo del flujo de fluidos entre los bloques es más preciso. Cuando la malla es casi uniforme las diferencias entre estos dos tipos de mallas es insignificante, pero para mallas altamente irregulares los resultados obtenidos son altamente influenciados por el tipo de malla utilizada.

2.3.1.1.1. REFINAMIENTOS LOCALES DE MALLA.

Este es un problema para cuando se requiere simular grandes yacimientos, por lo que, el refinamiento de la malla solo es necesario en las partes del yacimiento donde las saturaciones o la presión cambian muy rápidamente. Utilizando una malla irregular estándar dará como resultado muchos bloques pequeños no deseados en algunas partes del yacimiento.

Este problema se puede minimizar utilizando mallas híbridas (combinación de mallas cilíndricas y otras curvilíneas), para tener una precisión mayor alrededor de los pozos. Una de las desventajas de este tipo de mallas es que se tienen que hacer algunas suposiciones para el cálculo de las transmisibilidades del flujo entre los dos tipos de mallas. En la figura 2.3 se pueden visualizar los refinamientos a los que se hace referencia.

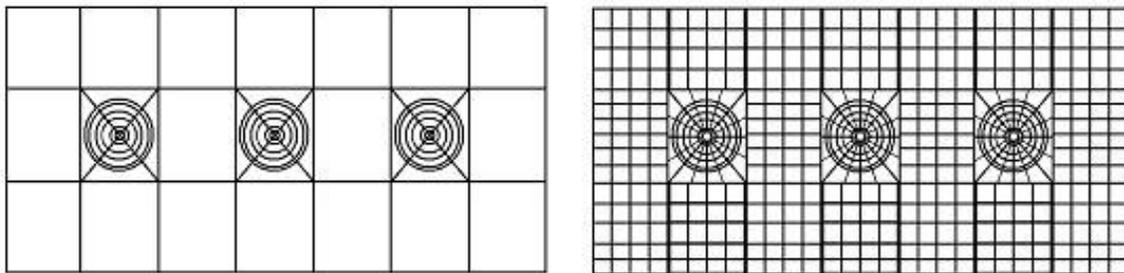


Figura 2.3. Mallas Híbridas².

2.3.1.2. MALLAS ORTOGONALES LOCALES.

La malla Varonoi que fue definida en 1908 es extremadamente flexible y ortogonal localmente. Un bloque Varonoi es definido como, “la región del espacio que esta más cerca a su nodo que a cualquier otro nodo”².

La malla Varonoi puede ser vista como una generalización de la malla de puntos distribuidos. Se muestran algunos ejemplos de la malla Varonoi en la figura 2.4:

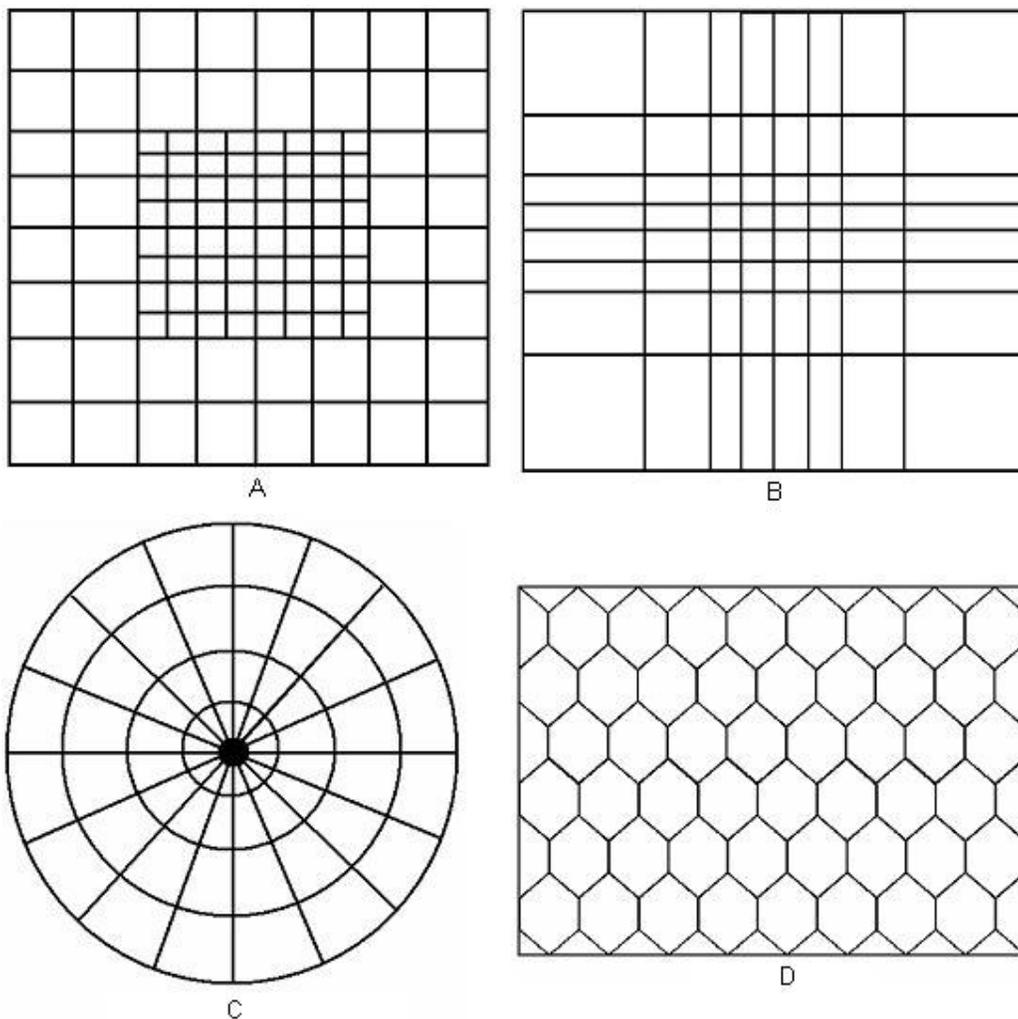


Figura 2.4. Mallas Varonoi. A) Cartesiana refinada localmente, B) Varonoi, C) Cilindrica, D) Hexagonal¹.

Las mallas Varonoi nos dan una manera natural de construcción de mallas híbridas, mallas alineadas con los pozos, una cantidad mayor de características geológicas y mallas refinadas localmente. Esto puede ser más fácil si se construye y se combinan diferentes módulos como los que se muestran a continuación en la figura 2.5.

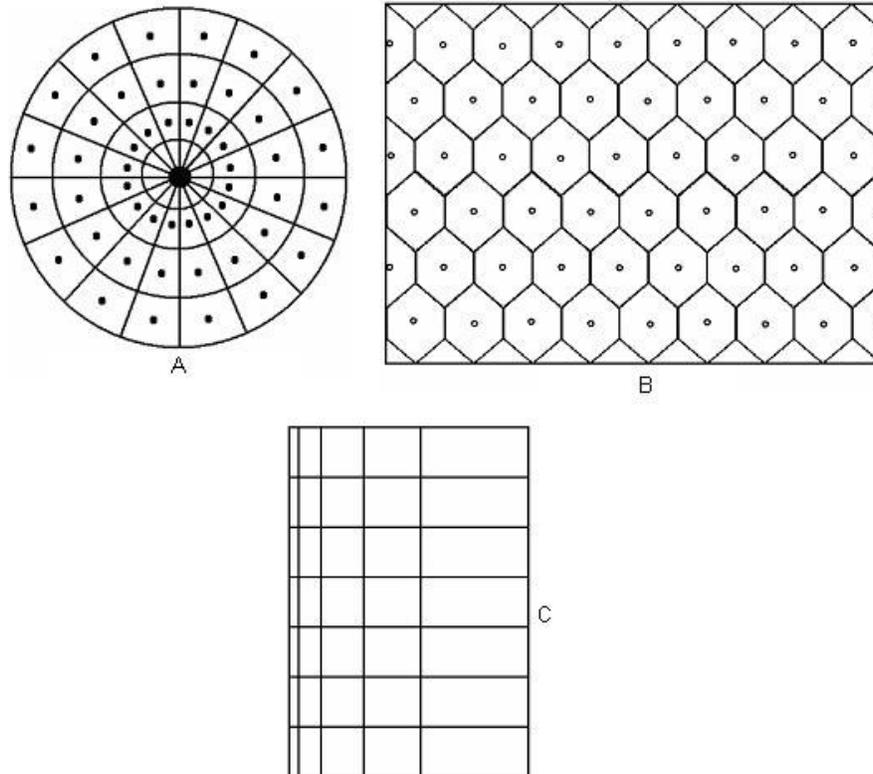


Figura 2.5. Modelos Varonoi. A) Cilíndrico, B) Hexagonal, C) Cartesiano².

Estos modelos pueden moverse, escalarse, rotarse y ponerse en el lugar que se desee que se encuentre el interés de estudio.

La flexibilidad que dan las mallas Varonoi es particularmente útil para el modelado del fenómeno de la conificación de agua en pozos horizontales y verticales. Otras de las ventajas es que este tipo de mallas nos dan la posibilidad de cálculos computacionales precisos para la simulación de las pruebas del pozo en yacimientos complejos y estas reducen el efecto de orientación de la malla.

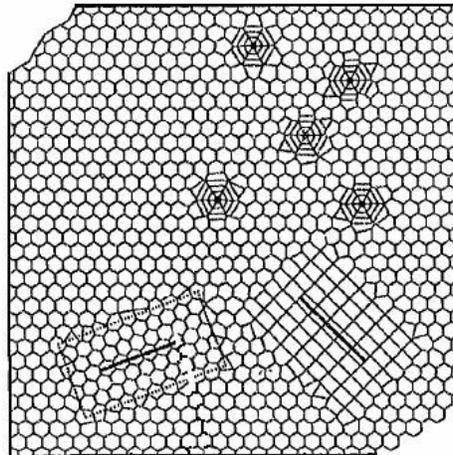


Figura 2.6. Flexibilidad de la malla Varonoi².

2.3.1.3. GEOMETRÍA DE PUNTOS EN LAS ESQUINAS.

Es posible el representar de una manera precisa las geometrías complejas del yacimiento especificando las esquinas de cada bloque de la malla, a esto se le conoce como geometría de punto de esquina.

El verdadero problema con este tipo de mallas es que ahora el flujo a través de la cara del bloque depende de más de dos presiones en cualquier lado de la cara.

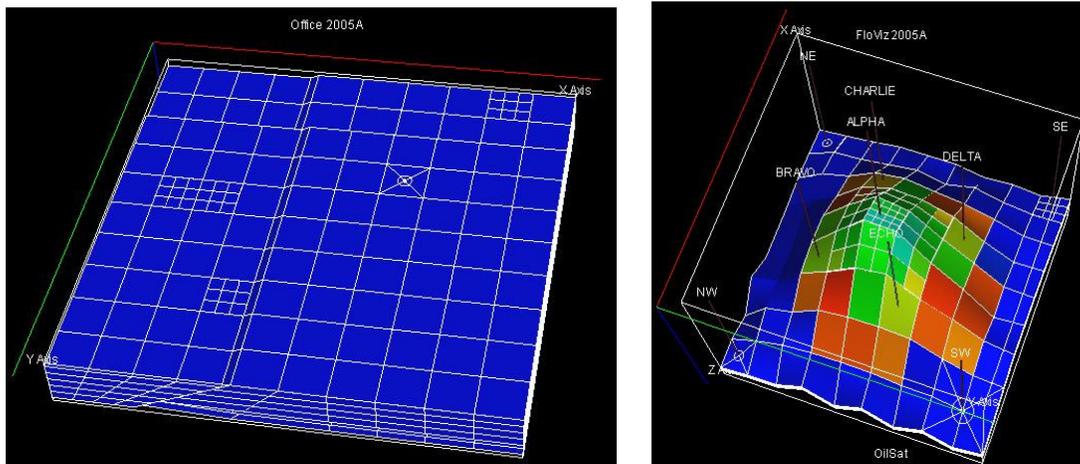


Figura 2.7. Malla de Simulación en un modelo Visualizada en el software⁷.

2.4. ESCALAMIENTO DE PROPIEDADES

Hoy en día, los modelos geológicos generados por las técnicas geoestadísticas son muy grandes, modelos con cientos de miles de celdas son comunes y en algunos casos pueden tener hasta millones de celdas. Estos modelos contienen rasgos muy característicos del yacimiento, pero generalmente estos no pueden ser usados en toda su extensión por la simulación del flujo de fluidos, porque los simuladores de flujo convencional no soportan modelos de este tamaño sin el requerimiento de supercomputadoras.

Aunque los simuladores de diferencias finitas son capaces de simular una gran cantidad de fenómenos físicos que ocurren en el flujo de fluidos en los medios porosos, grandes modelos de yacimientos geoestadísticos son muy demandantes en términos de avance computacional requerido. Además la malla cartesiana usual impone muchas limitantes en la descripción geométrica del yacimiento y nos puede guiar a efectos de orientación de la malla.

El nivel de detalle incorporado en el modelo de simulación de yacimientos no solo depende en el tiempo y en la habilidad de hacer más eficientes los recursos computacionales disponibles del modelo de simulación, sino también en el o los objetivos de nuestro estudio. El número de los bloques de la malla del modelo de simulaciones es un parámetro importante donde el nivel de detalle que usualmente excede por mucho el nivel de detalles justificados por las diversas fuentes y los objetivos del estudio³. Como un resultado de esto, el escalamiento de las propiedades de la roca, principalmente la permeabilidad, porosidad y permeabilidad relativa, para reducir el número de bloques de las mallas es un paso clave en el estudio de la simulación de yacimientos.

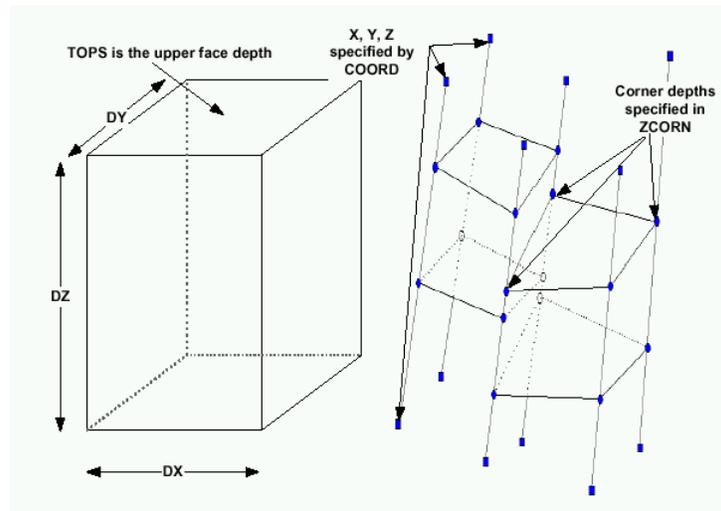


Figura 2.8. Malla de Simulación.

El número de los bloques de la malla en un modelo de yacimientos es generalmente mucho más pequeño que el número de bloques de la malla del modelo geológico⁴. El modelo geológico es regularmente escalado para construir modelos de simulación de un tamaño razonable. Cualquier escalamiento causa una pérdida de detalles e introduce errores. Entender la naturaleza de los errores que ocurren debido al escalamiento de propiedades es importante porque esto puede dar el óptimo nivel del desempeño del escalamiento.

2.4.1. TIPOS DE ESCALAMIENTO: VENTAJAS Y LIMITACIONES.

Los métodos de escalamiento intentan reducir el tamaño del modelo geológico sin la pérdida de la precisión⁵. Estos métodos intentan asignar valores a las propiedades de los bloques de la malla, los cuales reproducirán el comportamiento del fluido de los bloques de malla fina en los bloques que los sustituyen.

Los diferentes métodos utilizados para escalar la permeabilidad y la permeabilidad relativa pueden ser clasificados tomando en cuenta que esta siendo escalado y la técnica que ha sido utilizada.

Por ejemplo, la clasificación basada en los parámetros que han sido escalados es¹:

- a) Escalamiento de una sola fase; en este tipo de escalamiento solo la permeabilidad absoluta (o transmisibilidad) del modelo geocelular es escalado
- b) Escalamiento de múltiples fases; aparte de la permeabilidad absoluta en el flujo de múltiples fases también se escalan las propiedades de permeabilidad relativa y presión capilar

La clasificación basada en el método de cómputo empleado, se puede representar de la siguiente forma¹:

- a) Local; los parámetros locales de la escala son programados para considerar solo la región de escala fina correspondiente al bloque objetivo
- b) Global; el modelo de escala fina es resuelto y la solución es usada para extraer las cantidades de escala del otro modelo
- c) Local extendido; los parámetros de la escala a escalarse son calculados por la consideración de la región de la escala fina correspondiente al objetivo del bloque a escalarse mas la región de la frontera de la malla fina alrededor del objetivo
- d) Casi global; en lugar de resolver el modelo de escala fina como con el método global, la solución aproximada del flujo global es obtenida por el dar las condiciones de frontera apropiadas las cuales pueden ser usadas para calcular la permeabilidad efectiva usando un procedimiento similar a el utilizado en los métodos local o local extendido

El escalamiento de una sola fase toma solo en cuenta el problema del flujo, esto es, que solo escala la ecuación de la presión. El escalamiento en dos fases toma en cuenta los dos, el problema del flujo y el de transporte.

Los métodos que son puramente locales tienen la desventaja de no capturar las conexiones de la permeabilidad a gran escala, lo cual afecta el comportamiento del flujo. Sin embargo, estos métodos puramente locales son los más fáciles de usar.

Una vez que el modelo geológico es preparado, muchos cambios deben de ser incorporados en el modelo de simulación con el propósito de hacer concordar la historia de producción y predecir el desempeño futuro del yacimiento. Estos cambios pueden propiciar diversas modificaciones en el flujo del campo y por lo tanto pueden interferir en la eficacia de los métodos de escalamiento que se basan en los resultados de flujo del modelo base.

2.5. CONSTRUCCIÓN DE MALLAS DE SIMULACIÓN.

En esta sección se utiliza el Software⁸ de caracterización geológica de yacimientos de una compañía prestadora de servicios petroleros en el cual se ha realizado el modelo estático del yacimiento Gullfaks y el cual se utilizara para hacer el estudio práctico de la tesis, este software se utilizara solamente para poder crear una malla de simulación la cual pueda ser exportada a un simulador⁷ para realizar la caracterización dinámica de este yacimiento y poder ver diferentes alternativas de producción para al final poder decidir cual es la mejor.

Se empieza por hacer varias mallas de simulación iniciando con un espaciamiento de 100 metros en i y en j y el cual se aumentara 100 metros progresivamente hasta llegar a un espaciamiento de 500 metros en las celdas. Esto se puede ver representado en las figuras 2.9 a la 2.13 respectivamente.

Para hacer la simulación del yacimiento se escoge la malla que se encuentra espaciada 200 metros en i y j porque no es una malla en la cual se requiera de grandes recursos computacionales y no se pierden características geológicas.

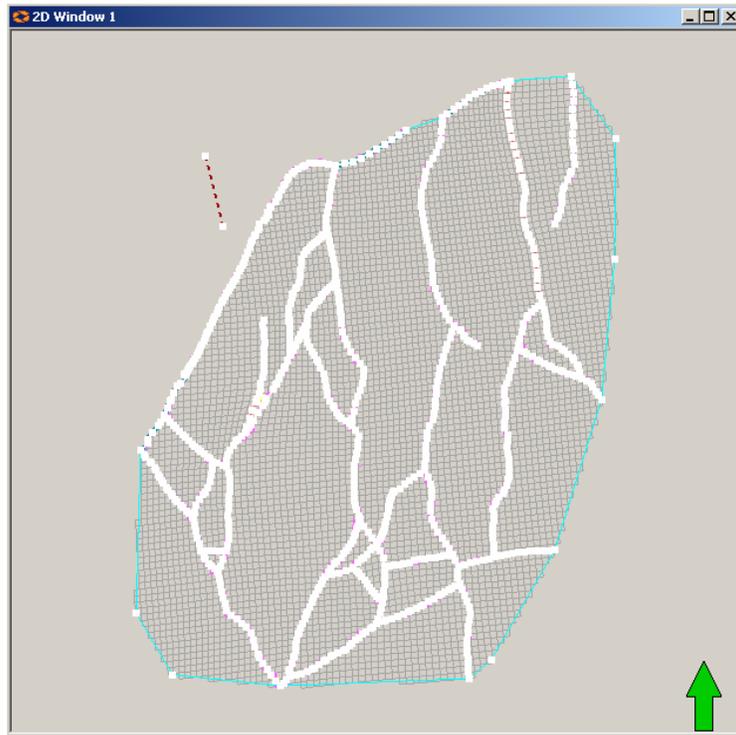


Figura 2.9. Malla de Simulación espaciada 100 metros.

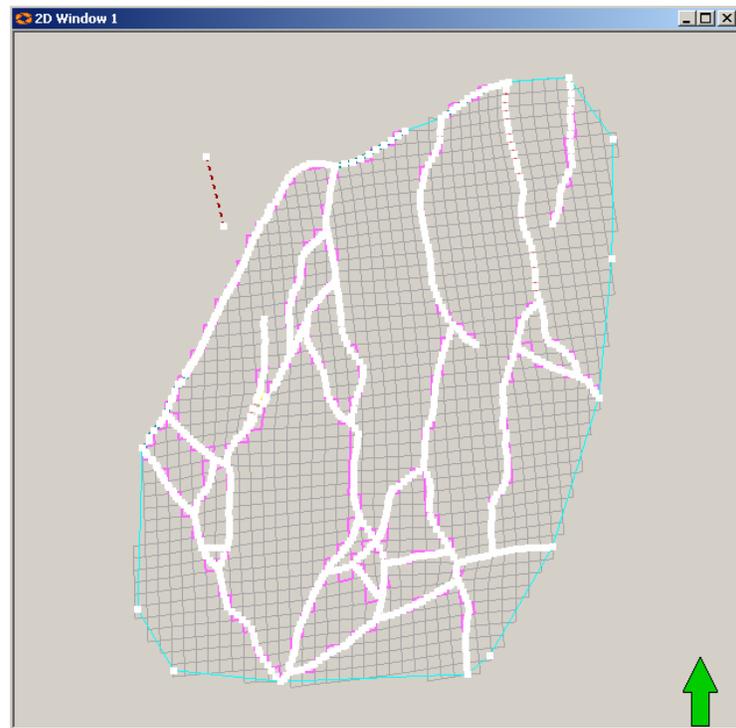


Figura 2.10. Malla de Simulación espaciada 200 metros.

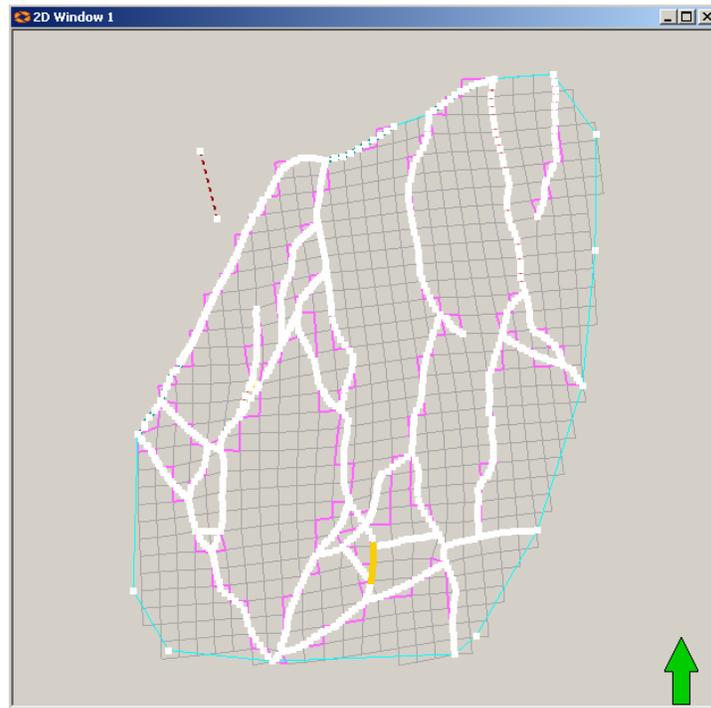


Figura 2.11. Malla de Simulación espaciada 300 metros.

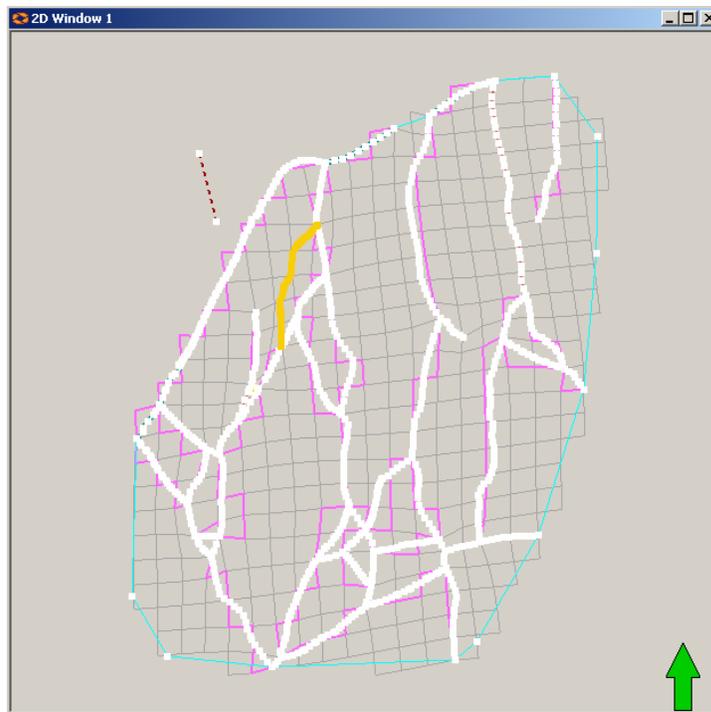


Figura 2.12. Malla de Simulación espaciada 400 metros.

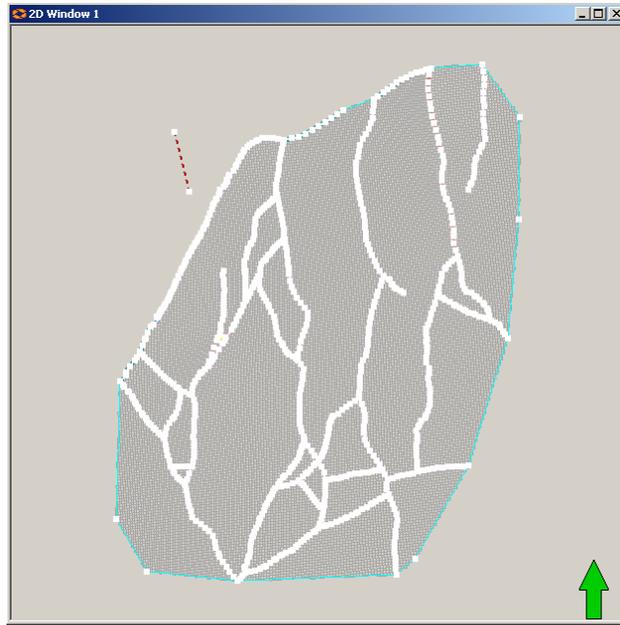


Figura 2.13. Malla de Simulación espaciada 50 metros.

En la siguiente figura se puede ver el esqueleto de la malla de simulación en una visualización 3D hecha desde el software⁸.

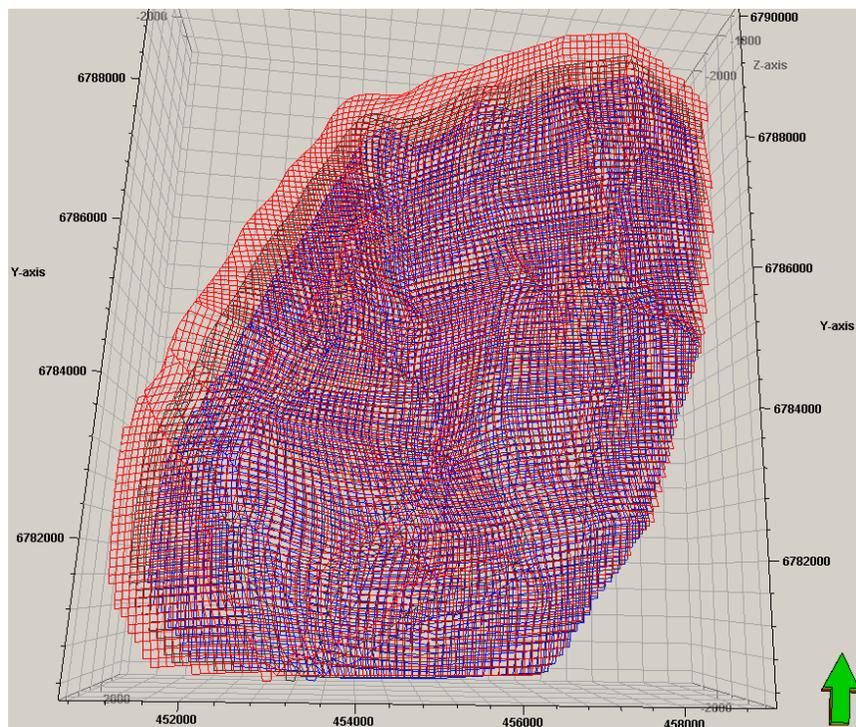


Figura 2.14. Esqueleto de la Malla de Simulación.

En esta figura se ve la parte superior del esqueleto de la malla de simulación con las diferentes fallas que corren a través del yacimiento.

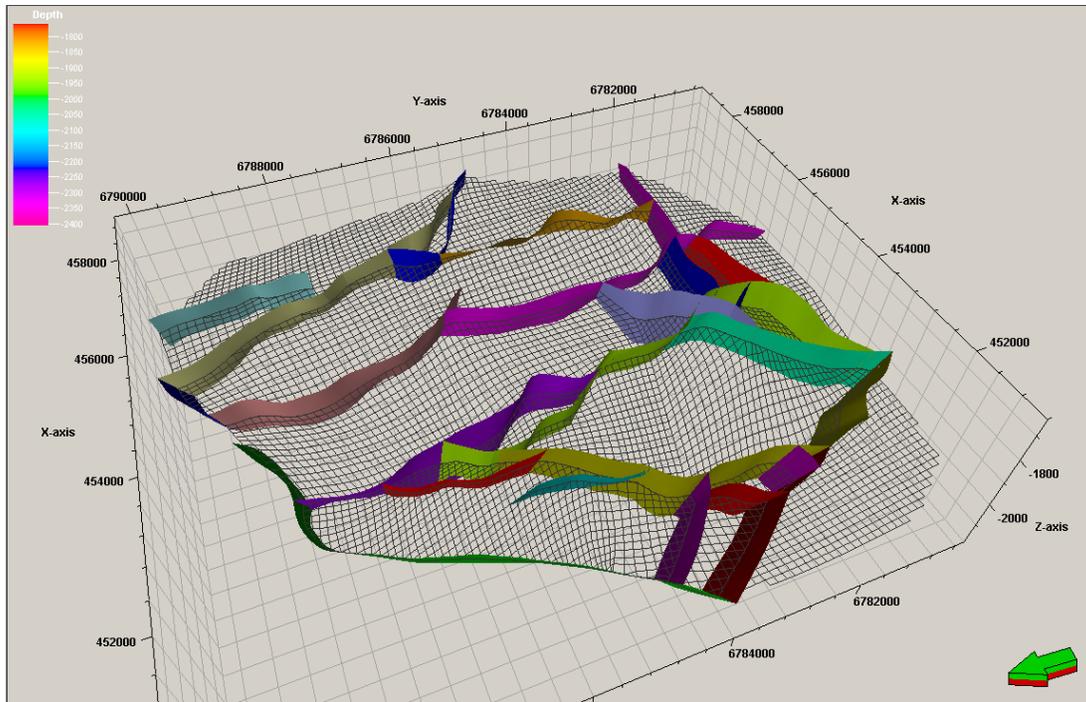


Figura 2.15. Malla de Simulación con fallas del yacimiento.

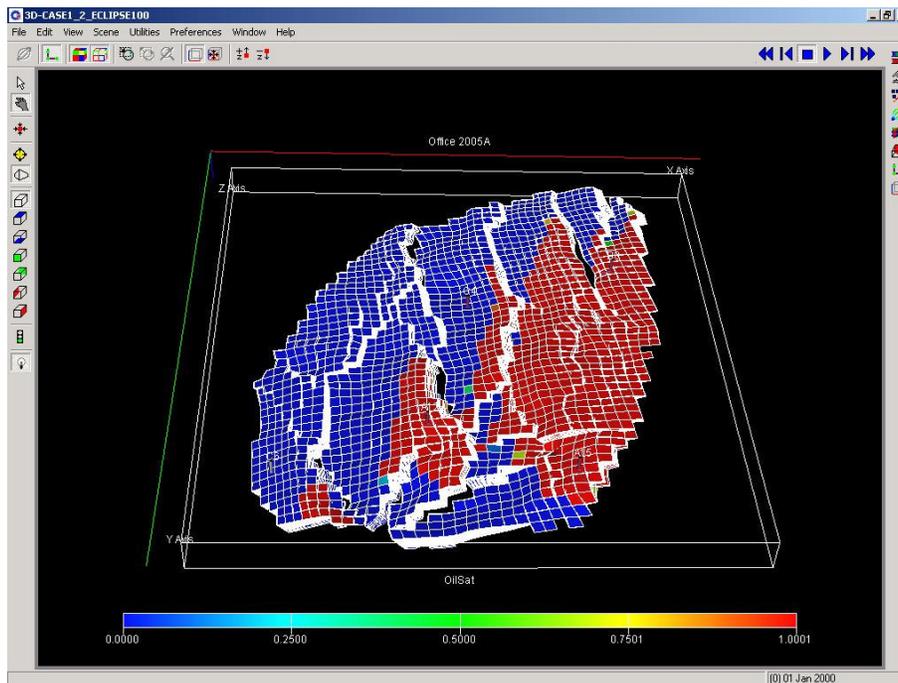


Figura 2.16. Malla de Simulación en Visualizada en el simulador⁷.

CAPÍTULO 2

REFERENCIAS

- 1 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 2 "Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems", Khalid Aziz, Stanford U. SPE Paper # 25233.
- 3 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
- 4 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 5 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 6 "Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo", Mirtha Susana Bidner. Primera Edición, ED. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- 7 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 8 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

3.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de hidrocarburos que normalmente se encuentran en los yacimientos petroleros son mezclas de composiciones orgánicas las cuales tienen un comportamiento de múltiples fases en amplios rangos de presión y de temperatura. Esas acumulaciones de hidrocarburos pueden presentarse en un estado gaseoso, líquido o sólido, o en varias combinaciones de gas, líquido y sólido.

Esas diferencias entre los diferentes comportamientos de fase, combinado con las propiedades físicas de la roca del yacimiento que determinan la fase relativa con la cual el gas y el aceite son transportados o retenidos, resultan en muchos tipos diversos de yacimientos de hidrocarburos con diferentes comportamientos. Frecuentemente los Ingenieros Petroleros tienen la tarea de estudiar el comportamiento y características de un yacimiento petrolero y determinar el curso del futuro desarrollo y de la producción que maximizara los beneficios que el yacimiento pueda dar.

Los diferentes experimentos estándar que son desarrollados de Presión-Volumen-Temperatura en el laboratorio con muestras del fluido del yacimiento son: Análisis Composicional, Separación Composicional de Múltiples etapas, prueba de Expansión a Composición Constante (CCE), Expansión de Liberación Diferencial (CL)¹. En este capítulo se presenta información actual de reportes de laboratorio y se revisaran métodos para verificar la consistencia de la información reportada para cada experimento.

Las ecuaciones cúbicas de estado son ecuaciones simples que relacionan la Presión, el Volumen y la Temperatura. Ellas describen con gran precisión el comportamiento volumétrico y de fase de los componentes puros. Con estas ecuaciones se pueden calcular las propiedades de los fluidos en todas las fases.

3.2. LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO.

Los yacimientos petroleros son clasificados de una forma general en yacimientos de aceite y gas. Esta clasificación se subdivide dependiendo de:

- a) La composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento
- b) Presión inicial del yacimiento y temperatura
- c) Presión y temperatura de la producción en la superficie

Uno de los diagramas de fase mas utilizado debido a su importancia es el diagrama de presión contra temperatura. La siguiente figura (3.1) muestra un diagrama típico de Presión contra Temperatura de un sistema multicomponente con una composición total específica. Aunque los diferentes sistemas petroleros pueden tener un diagrama de fase diferente, la configuración general es similar.

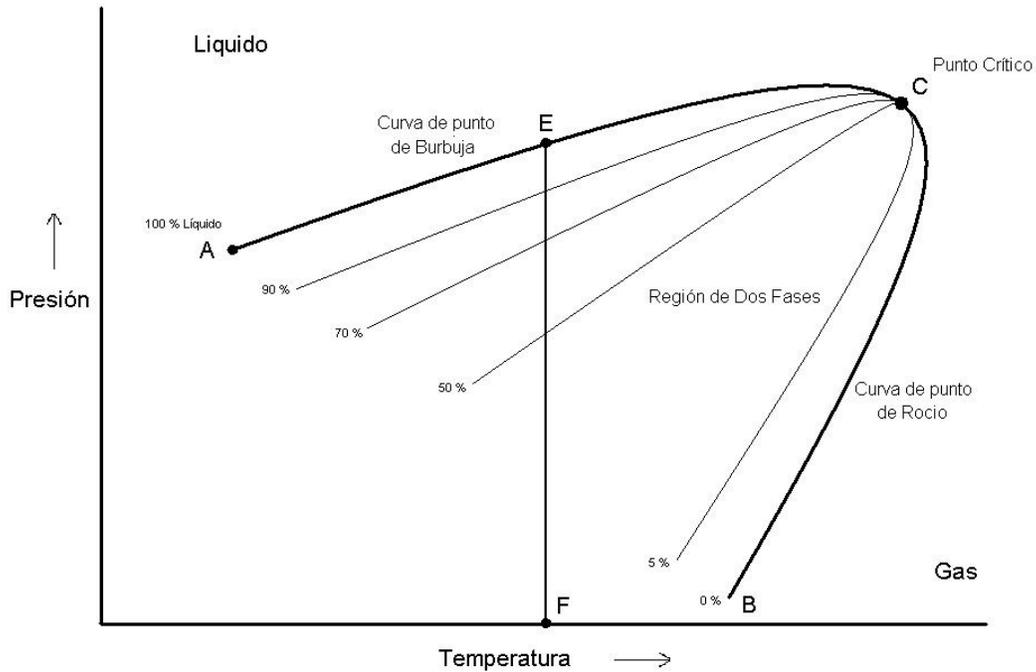


Figura 3.1. Diagrama de Presión-Temperatura².

Esos diagramas multicomponentes de Presión contra Temperatura son primordialmente utilizados para clasificar los fluidos que se encuentran en los yacimientos.

En general, los yacimientos son convenientemente clasificados con base en la localización del punto que representa la presión inicial del yacimiento y su temperatura en el diagrama de Presión contra Temperatura del fluido del yacimiento. De acuerdo a esto, los yacimientos pueden ser clasificados en básicamente dos tipos:

- a) Yacimientos de Aceite¹. Sí la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica del fluido, el yacimiento es clasificado como un yacimiento de aceite.
- b) Yacimientos de Gas¹. Sí la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica del fluido, se puede considerar como un yacimiento de gas.

3.2.1. YACIMIENTOS DE ACEITE.

Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, los yacimientos de aceite pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

- a) Yacimientos de aceite bajosaturados: Sí la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión del punto de burbuja del fluido, se puede considerar como un yacimiento bajosaturado
- b) Yacimientos de aceite saturados: Cuando la presión inicial del yacimiento es igual que la presión del punto de burbuja del fluido, se le puede llamar al yacimiento de aceite saturado
- c) Yacimiento con casquete de gas: Sí la presión inicial del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja del fluido, el yacimiento es llamado yacimiento de dos fases o con casquete de gas

Los aceites crudos cubren una amplia gama de propiedades físicas y composiciones químicas y es importante tener la capacidad para agruparlos a cada uno en su categoría. Por lo general, el aceite crudo es clasificado en los siguientes tipos.

- a) Aceite Negro
- b) Aceite Volátil
- c) Aceite Pesado

3.2.2. YACIMIENTOS DE GAS.

Por lo general, sí la temperatura del yacimiento esta por encima de la temperatura critica del sistema de hidrocarburos, el yacimiento es clasificado como un yacimiento de gas natural. Basándose en sus diagramas de fase y las condiciones del yacimiento que predominan, los yacimientos de gas natural pueden ser clasificados en:

- a) Gas y Condensado
- b) Gas Húmedo
- c) Gas Seco
- d) Gas Retrogrado

3.2.3. DIAGRAMAS DE FASE DE LOS DIFERENTES TIPOS DE HIDROCARBUROS.

El comportamiento de los fluidos del yacimiento durante la producción esta determinado por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto critico.

Basándose en los diagramas de fase podemos diferenciar cinco tipos de hidrocarburos que podemos encontrar en el yacimiento, los cuales son:

- a) Aceite negro
- b) Aceite volátil
- c) Gas retrogrado
- d) Gas húmedo
- e) Gas seco

El Ingeniero Petrolero debe de determinar el tipo de fluido lo antes posible en la vida del yacimiento, debido a que es un factor importante en la toma de decisiones durante la vida de este.

3.2.3.1. ACEITE NEGRO.

Este tipo de aceite tiene una amplia variedad de especies químicas, incluyendo a los que tienen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. Este tipo de diagramas cubre una amplia gama de temperaturas.

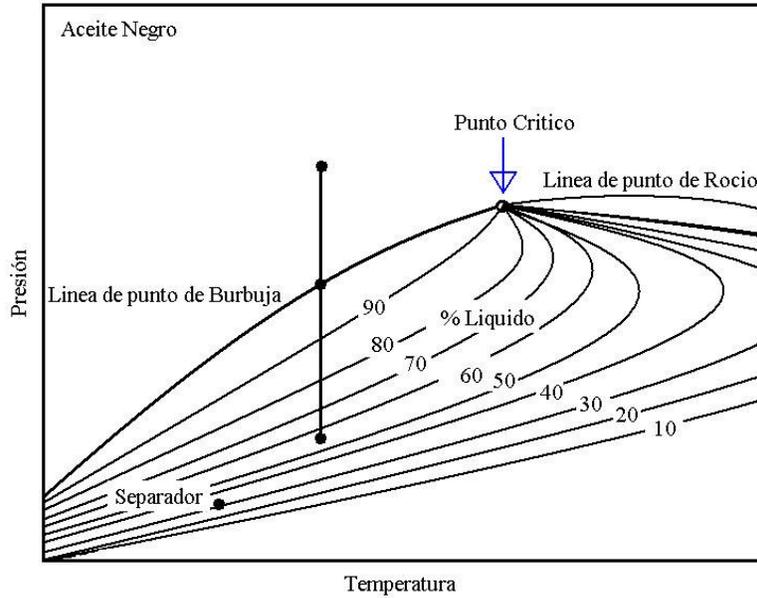


Figura 3.2. Diagrama de Presión-Temperatura del Aceite Negro³.

3.2.3.2. ACEITE VOLÁTIL.

El aceite volátil contiene relativamente menos moléculas pesadas y más intermedias (definidas del etano a los hexanos) que los aceites negros.

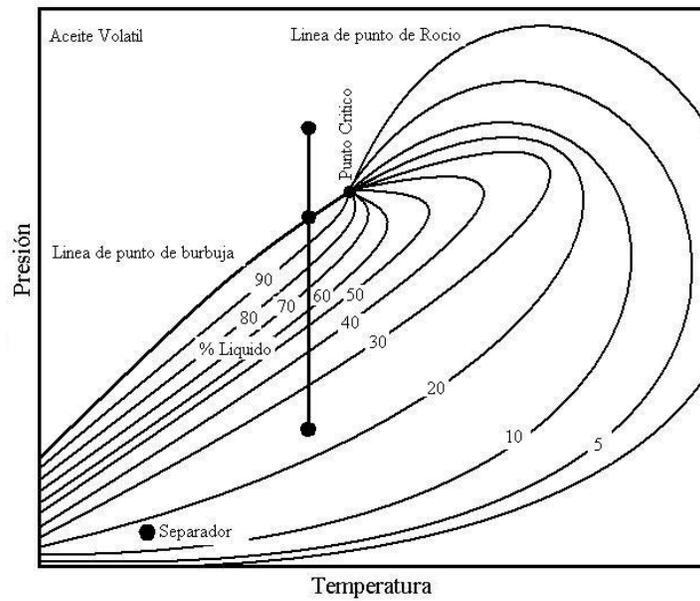


Figura 3.3. Diagrama de Presión-Temperatura del Aceite Volátil³.

3.2.3.3. GAS RETROGRADO.

El tercer tipo de fluido del yacimiento es el gas retrogrado y se presenta su diagrama.

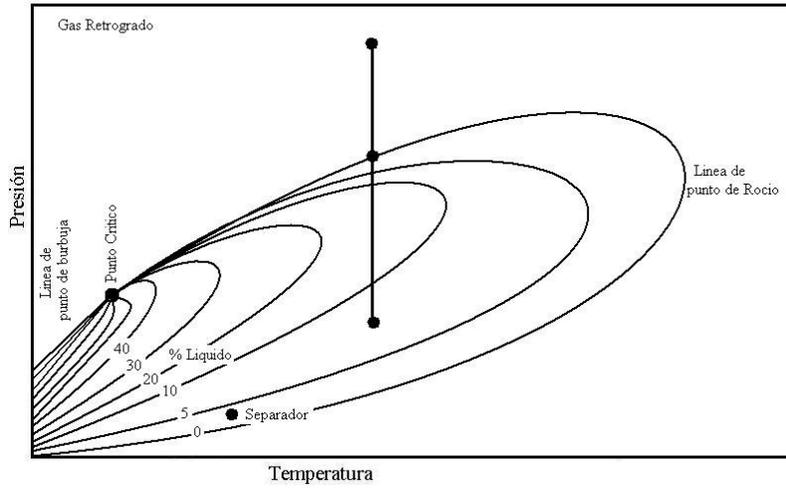


Figura 3.4. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Retrogrado³.

3.2.3.4. GAS HÚMEDO.

El cuarto tipo de fluido del yacimiento es el gas húmedo y se presenta su diagrama.

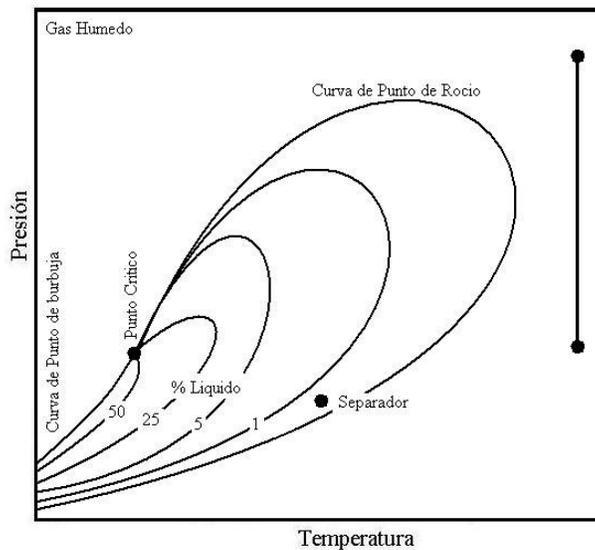


Figura 3.5. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Húmedo³.

3.2.3.5. GAS SECO.

El quinto tipo de fluido del yacimiento es el gas seco y se presenta su diagrama.

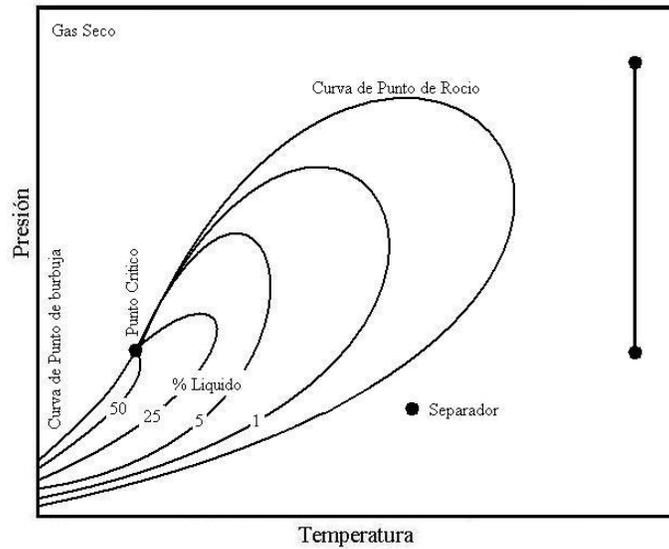


Figura 3.6. Diagrama de Presión-Temperatura del Gas Seco³.

3.3. ANÁLISIS DEL LABORATORIO PVT.

Estudios de laboratorio precisos de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) y el comportamiento del equilibrio de fase de los fluidos del yacimiento son necesarios para caracterizar dichos fluidos y evaluar su desempeño volumétrico en varios niveles de presión. Hay muchos análisis de laboratorio que pueden ser hechos con una muestra del fluido del yacimiento. La cantidad de información deseada determina el número de pruebas desarrolladas en el laboratorio. En general, hay tres tipos de pruebas de laboratorio utilizadas para medir las muestras de los fluidos del yacimiento.

1.- Pruebas Primarias. Estas son simples, dado que se desarrollan en el campo e involucran las mediciones de la gravedad específica y la relación gas aceite de los fluidos producidos.

2.- Pruebas rutinarias de Laboratorio. Estas son muchas pruebas de laboratorio que rutinariamente son conducidas para caracterizar el fluido del yacimiento, estas incluyen:

- a) Análisis composicional del sistema
- b) Composición de expansión constante
- c) Pruebas de separador
- d) Decremento de volumen constante

3.- Pruebas especiales de Laboratorio PVT. Estos tipos de pruebas son desarrolladas para aplicaciones muy específicas.

- a) Slim-tube test
- b) Swelling test

Siempre es deseable obtener una muestra del fluido tan pronto como sea posible en la vida del yacimiento para que esta muestra sea lo más representativa posible del fluido original del yacimiento.

3.3.1. PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE Ó FLASH).

Estos experimentos son desarrollados en condensados de gas o en aceite crudo para simular las relaciones de presión-volumen de dichos fluidos. La prueba es conducida con el propósito de determinar; presión del punto de burbuja, densidad del aceite bajosaturado, compresibilidad del aceite isotermal y el comportamiento volumétrico de dos fases en presiones por debajo de la de burbuja.

El procedimiento experimental, como se muestra esquemáticamente en la siguiente figura (3.7), involucra el poner una muestra del fluido (Gas o Aceite) en una celda PVT visual a la temperatura del yacimiento y a una presión que

exceda la inicial del yacimiento. La presión es reducida paso a paso a temperatura constante quitando el mercurio de la celda y el cambio en el volumen total del hidrocarburo es medido para cada decremento de presión.

La presión de saturación (presión de punto de burbuja o punto de rocío) y su correspondiente volumen es observado, registrado y usado como volumen de referencia. El volumen del sistema como una función de la presión de la celda es reportada como el promedio del volumen de referencia. A este volumen se le conoce como Volumen Relativo¹ y es expresado matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \dots\dots\dots 3.1$$

Donde:

Vrel = Volumen Relativo.

Vt = Volumen total de hidrocarburos.

Vsat = Volumen a la presión de saturación.

El Volumen Relativo es igual a uno cuando se alcanza la presión de saturación. A esta prueba también se le conoce como; "Relación de Presión y Volumen", "Liberación Flash", "Vaporización Flash" o "Expansión Flash"¹.

En este tipo de prueba cabe mencionar que no se retiran hidrocarburos de la celda PVT, por lo tanto, la composición total de la mezcla de hidrocarburos continúa mezclada.

La densidad¹ del aceite puede ser calculado utilizando la siguiente fórmula y el Volumen Relativo obtenido con anterioridad.

$$d = \frac{d_{sat}}{V_{rel}} \dots\dots\dots 3.2$$

Donde:

Vrel = Volumen Relativo.

d = Densidad a cualquier presión por encima de la presión de saturación.

dsat = Densidad a la presión de Saturación.

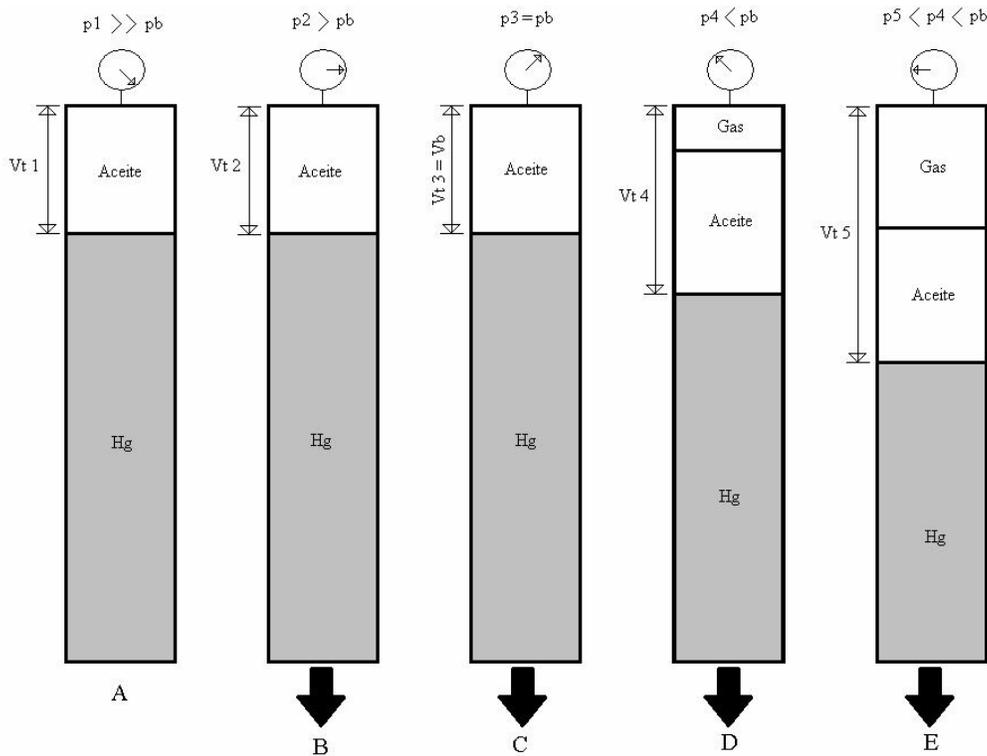


Figura 3.7. Diagrama de Prueba CCE¹.

3.3.2. PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL (DL).

En el proceso de liberación diferencial, el gas que se va liberando conforme la presión va declinando va siendo removido de la celda continuamente. Este tipo de liberación se caracteriza por una variación en la composición total de hidrocarburos en el sistema.

La información experimental obtenida de esta prueba incluye; la cantidad de gas en solución como función de la presión, el encogimiento en el volumen de aceite como función de la presión, composición del gas liberado, factor de compresibilidad del gas, la gravedad específica del gas, densidad del aceite remanente como función de la presión.

La prueba de liberación diferencial es considerada como la que mejor describe el proceso de separación en el yacimiento y es también considerada para simular el comportamiento del flujo de sistemas petroleros en condiciones por encima de las de saturación crítica del gas. Conforme la saturación del gas liberado alcanza la saturación crítica gas, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás el aceite que originalmente lo contenía. Esto se atribuye al hecho de que el gas tiene, en general, mayor movilidad que el aceite. Consecuentemente este comportamiento sigue la secuencia de liberación diferencial.

Esta prueba debe de ser realizada en una celda PVT visual con una muestra de líquido del yacimiento a la presión del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento. Como se muestra esquemáticamente en la siguiente figura (3.8) la presión es reducida en etapas, usualmente 10 a 15 niveles de presión y todo el gas liberado es removido y su volumen es medido en condiciones estándares. El volumen de aceite remanente esta sujeto a cambios composicionales continuos conforme este se vuelve más rico en componentes pesados.

El factor relativo¹ del volumen de aceite Bod es calculado en todas las etapas de la prueba con la siguiente formula:

$$B_{ob} = \frac{V_l}{V_{sc}} \dots\dots\dots 3.3$$

Donde:

Bod = Factor relativo del volumen de aceite.

VI = Volumen de aceite medido en la prueba.

Vsc = Volumen de aceite residual.

La relación diferencial gas-aceite puede ser calculada también dividiendo el volumen de gas en solución por el volumen de gas residual.

El factor de desviación z^1 de gas representa el gas en solución liberado en la presión específica, esos valores son calculados de las mediciones del volumen de gas como se muestra a continuación:

$$z = \left(\frac{V_p}{T} \right) \left(\frac{T_{sc}}{(V_{sc})(p_{sc})} \right) \dots\dots\dots 3.4$$

Donde:

V_p = Volumen del gas liberado en la celda PVT a una presión y temperatura.

V_{sc} = Volumen del gas removido a condiciones estándares.

El factor de volumen¹ de gas de formación se expresa con la siguiente ecuación:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(z \right) \left(\frac{T}{p} \right) \dots\dots\dots 3.5$$

Donde:

B_g = Factor de volumen de gas de formación, ft³/scf.

T = Temperatura, °R.

p = Presión de la celda, PSIA.

T_{sc} = Temperatura estándar, °R.

p_{sc} = Presión estándar, PSia.

Se tiene que tener en cuenta que la prueba de liberación diferencial representa el comportamiento del aceite en el yacimiento conforme la presión declina y que el hecho de que el hidrocarburo pasa del yacimiento al pozo, después pasa por la tubería de descarga hasta los separadores y los tanques de almacenamiento, los cuales son procesos de liberación flash, por lo cual debemos de entender bien su comportamiento.

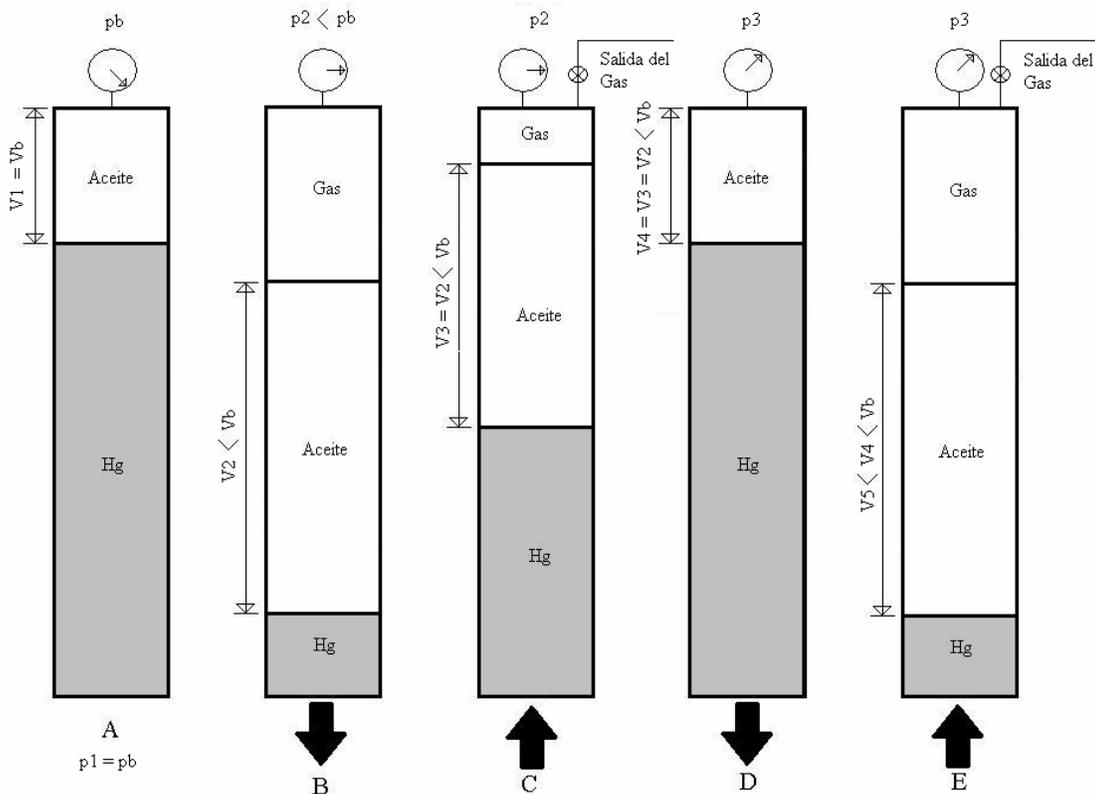


Figura 3.8. Diagrama de Prueba DL¹.

3.3.3. PRUEBAS DE SEPARADOR.

Las pruebas de separador se realizan para determinar los cambios en el comportamiento volumétrico de los fluidos del yacimiento conforme el fluido pasa a través del separador (o separadores) y luego al tanque de almacenamiento. El

comportamiento volumétrico resultante es influenciado por una gran cantidad de condiciones operacionales, por ejemplo, presiones y temperaturas de las instalaciones superficiales de separación. El principal objetivo de realizar las pruebas de separador es, el de proveer la información esencial de laboratorio para determinar las condiciones optimas de separación, las cuales maximizarán la producción de aceite en el tanque de almacenamiento.

Esta prueba involucra el colocar una muestra de hidrocarburos a su presión de saturación y temperatura de yacimiento en una celda PVT. El volumen de la muestra es medido como V_{sat} . La muestra de hidrocarburo es después desplazada a través de un sistema de separador de múltiple etapas, que comúnmente consta de tres etapas. La presión y temperatura de esas tres etapas son establecidas para representar la de las instalaciones de separación en superficie. El gas liberado para cada etapa es removido y la gravedad específica y el volumen en condiciones estándares son medidos. El volumen del aceite remanente en la pasada etapa (representando las condiciones en el tanque de almacenamiento) es medido y registrado como $(V_o)_{st}$. Esa información experimental medida puede ahora ser usada para determinar el factor de volumen de formación del aceite¹ y la solubilidad del gas¹ en el punto de presión de burbuja con las siguientes ecuaciones:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}} \dots\dots\dots 3.6$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \dots\dots\dots 3.7$$

Donde:

B_{ofb} = Factor de volumen de formación en el punto de burbuja, (bbl de aceite en el punto de burbuja)/STB.

R_{sfb} = Relación gas aceite en solución en el punto de burbuja, stf/STB.

$(V_g)_{sc}$ = Volumen total de gas removido de los separadores, scf.

Este procedimiento de laboratorio es repetido con una serie de diferentes presiones de separación y a una temperatura corregida. Se recomienda que se realicen 4 de estas pruebas para determinar la presión de separación óptima, la cual es usualmente la presión de separación que resulta con el menor factor de volumen de aceite de formación. A esta presión, la gravedad del aceite en el tanque de almacenamiento será la máxima.

3.3.4. PRUEBA DE DECREMENTO DE VOLUMEN CONSTANTE (CVD).

Los experimentos de decremento de volumen constante son desarrollados en condensados de gas y aceite volátil para simular el desempeño del decremento del yacimiento y la variación composicional. La prueba nos da una variedad de información importante y muy útil que es usada en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

El procedimiento de laboratorio de la prueba se muestra en la siguiente figura 3.9 esquemáticamente y es resumida en los siguientes pasos:

Paso 1: Una cantidad medida de una muestra representativa del fluido original del yacimiento con una composición total conocida de z_i es cargada a una celda PVT en el punto de burbuja ("a" en la figura de CVD). La temperatura de la celda PVT es mantenida a la temperatura del yacimiento a lo largo del experimento. El volumen inicial del fluido saturado es usado como volumen de referencia.

Paso 2: El factor de compresibilidad del gas inicial es calculado de la ecuación de gases reales¹:

$$z_d = \frac{(p_d * V_i)}{(n_i * R * T)} \dots\dots\dots 3.8$$

Donde:

pd = Presión de Roció, PSla.

Vi = Volumen inicial de gas, ft3.

ni = Número inicial de moles en el gas.

R = Constante del gas, 10.73

T = Temperatura, °K.

zd = Factor de compresibilidad en el punto de presión de Roció.

Paso 3: La presión de la celda es reducida del punto de saturación a un determinado nivel P. Esto puede ser alcanzado quitando mercurio de la celda como se ilustra en la columna "b" de la figura 3.9 de CVD. Durante el proceso, una segunda fase se forma (líquido retrogrado). El fluido en la celda es equilibrado y el volumen de gas y el volumen de líquido retrogrado son medidos visualmente. El volumen retrogrado es reportado como un porcentaje del volumen inicial, el cual básicamente representa la saturación de líquido retrogrado¹ Si:

$$S_L = \left(\frac{V_L}{V_i} \right) * 100 \dots\dots\dots 3.9$$

Paso 4: El mercurio es reinyectado a la celda PVT a presión constante mientras un volumen equivalente de gas es simultáneamente removido. Cuando el volumen inicial es alcanzado, la inyección de mercurio se detiene, como se puede ver en la columna "c" de la figura 3.9 de CVD. Este paso simula a un yacimiento produciendo solo gas, con líquido retrogrado inmóvil remanente en el yacimiento.

Paso 5: El gas que ha sido removido es cargado a un equipo analítico donde su composición yi es determinada y su volumen es medido a condiciones

estándares y se registra como (Vgp)_{sc}. Los moles correspondientes de gas producidos pueden ser calculados con la siguiente ecuación¹:

$$np = \frac{p_{sc}(V_{gp_{sc}})}{R * T_{sc}} \dots\dots\dots 3.10$$

Donde:

np = Moles de gas producidos.

(V_{gp})_{sc} = Volumen de gas producido medido a condiciones estándar, scf.

T_{sc} = Temperatura estándar, °R.

p_{sc} = Presión estándar, PSia.

R = Constante del gas, 10.73

Paso 6: El factor de compresibilidad del gas a la presión y temperatura de la celda es calculado de la ecuación de estado de los gases reales como se presenta a continuación¹:

$$z = \frac{p(V_g)}{(n_i - n_p)R * T} \dots\dots\dots 3.11$$

Donde:

(V_g) = Volumen de gas.

Paso 7: El volumen de gas producido¹ como un porcentaje del gas inicial es calculado dividiendo el volumen acumulado del gas producido y el gas inicial, ambos en condiciones estándar.

$$\%G_p = \left[\frac{\Sigma(V_{gp_{sc}})}{GIIP} \right] * 100 \dots\dots\dots 3.12$$

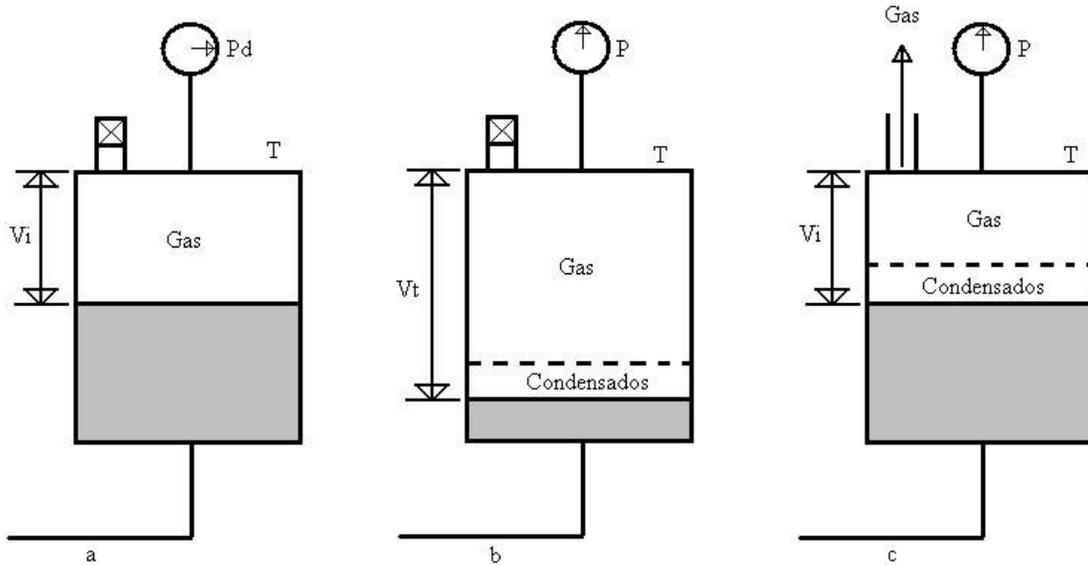


Figura 3.9. Diagrama de Prueba CVD¹.

El procedimiento experimental anterior es repetido muchas veces hasta que se alcanza una presión mínima en la prueba.

El procedimiento de la prueba puede ser utilizado también en una muestra de aceite volátil. En este caso, la celda PVT inicialmente contiene líquido en lugar de gas y se utiliza la presión de burbuja.

3.4. ECUACIONES DE ESTADO.

Una ecuación de estado (EOS) es una expresión analítica relacionada a la Presión, Volumen y Temperatura (PVT)². Una descripción apropiada de esta relación PVT para los hidrocarburos es esencial para determinar el comportamiento volumétrico y de fase de los fluidos del yacimiento y para predecir el desempeño de las instalaciones de separación en superficie.

El ejemplo más conocido y más simple de una ecuación de estado es la ecuación del gas ideal, expresada matemáticamente por la siguiente expresión¹:

$$p = \frac{(R * T)}{V} \dots\dots\dots 3.13$$

Donde:

V = Volumen de gas, ft³ por cada mol de gas.

Esta relación PVT solo se usa para describir el comportamiento volumétrico de gases reales a presiones cercanas a la presión atmosférica para la cual esta fue experimentalmente derivada.

Desde la introducción de la ecuación de estado de Van Der Waals¹ (1873) muchas ecuaciones de estado cúbicas han sido propuestas, por ejemplo, la ecuación de estado de Redlich and Kwong¹ (RK EOS) en 1949, la de Peng y Robinson¹ (PR EOS) en 1976, solo por nombrar algunas.

3.4.1. ECUACIÓN DE ESTADO DE VAN DER WAALS.

Van Der Waals¹ propuso la primera ecuación de estado en 1873. Esta ecuación de estado da una simple, cuantitativa y precisa relación entre la presión, temperatura y volumen molar. Para desarrollar esta ecuación de estado se hicieron dos suposiciones:

- a. El volumen de las moléculas de gas es insignificante comparado al volumen del contenedor y distancia entre las moléculas.
- b. No existen fuerzas de atracción o repulsión entre las moléculas o las paredes del contenedor.

Van Der Waals¹ intento eliminar estas dos suposiciones desarrollando la ecuación empírica de estado de los gases reales. En su intento para eliminar la primera suposición, Van Der Waals¹ señaló que las moléculas de gas ocupan una fracción significativa del volumen a presiones más altas y propuso que el

volumen de las moléculas, denotado por el parámetro "b", puede ser sacado del volumen molar actual V de la ecuación de los gases reales y resultar en:

$$p = \frac{(R * T)}{v - b} \dots\dots\dots 3.14$$

Donde el parámetro "b" es conocido como el co-volumen y es considerado para reflejar el volumen de moléculas.

Para eliminar la segunda suposición, Van Der Waals sustrajo un término correctivo de la ecuación anterior para contabilizar las fuerzas atractivas entre moléculas, en forma matemática Van Der Waals¹ propuso la siguiente expresión:

$$p = \left(\frac{(R * T)}{v - b} \right) - \left(\frac{a}{V^2} \right) \dots\dots\dots 3.15$$

Donde:

a = Parámetro de "atracción".

b = Parámetro de "repulsión".

R = Constante universal del gas.

Los parámetros "a" y "b" son constantes que caracterizan las propiedades moleculares de los componentes individuales. El parámetro "a" es considerado como una medición de las fuerzas atractivas intermoleculares.

La ecuación de Van Der Waals² tiene las siguientes características:

- a) A presiones bajas, el volumen de la fase de gas es mayor en comparación con el volumen de las moléculas. El parámetro "b" se convierte en insignificante en comparación con el volumen V y el término de la fuerza

de repulsión es despreciable, por lo tanto la ecuación de Van Der Waals se reduce a la ecuación del gas ideal.

- b) A presiones altas, la presión tiende a infinito, esto porque, el volumen V se hace muy pequeño y se aproxima al valor de "b", el cual es el volumen molecular actual.

La ecuación Van Der Waals² o cualquier otra ecuación de estado puede ser expresada en una forma más generalizada de la siguiente manera:

$$p = p_{repulsiva} - p_{atractiva} \dots\dots\dots 3.16$$

Donde el término de presión repulsiva es representado por $\frac{RT}{V-b}$ y el término atractivo es descrito por $\frac{a}{V^2}$

La ecuación de Van Der Waals¹ puede ser también escrita en términos del factor Z de compresibilidad $\left(Z = \frac{p^* v}{R^* T} \right)$

$$Z^3 - (B+1)Z^2 + AZ - AB \dots\dots\dots 3.17$$

Donde:

$$A = \frac{ap}{R^2 T^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

Z = Factor de compresibilidad.

p = Presión del sistema, PSla.

T = Temperatura del sistema, °R.

Una aplicación práctica de la ecuación de Van Der Waals en términos del factor de compresibilidad Z es, para calcular la densidad.

3.4.2. ECUACIÓN DE ESTADO DE REDLICH-KWONG.

Redlich y Kwong en 1949 demostraron que con un simple ajuste, el término de presión de atracción de Van Der Waals a/V^2 podía mejorar considerablemente la predicción de las propiedades físicas y volumétricas de la fase de vapor. Los autores reemplazaron el término de presión de atracción por un término dependiente de la temperatura generalizado. Su ecuación tiene la siguiente forma¹:

$$p = \left(\frac{RT}{v-b} \right) - \left(\frac{a}{V(V+b)\sqrt{T}} \right) \dots\dots\dots 3.18$$

Donde T es la temperatura del sistema en °R.

Redlich y Kwong, en su desarrollo de la ecuación notaron que conforme la presión del sistema se hace muy grande y tiende a infinito, el volumen molar V de la sustancia disminuye aproximadamente a un 26% de su volumen crítico sin importar la temperatura del sistema.

En términos del factor Z¹ de compresibilidad:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - ZB = 0 \dots\dots\dots 3.19$$

Donde:

$$A = \frac{ap}{R^2T^{2.5}}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

3.4.3. ECUACIÓN DE ESTADO DE SOAVE-REDLICH-KWONG.

Soave¹ en 1972 desarrolló una modificación de la ecuación de estado, en la evaluación del parámetro del término de presión de atracción de la ecuación de estado de Redlich-Kwong¹. Soave reacomodó el término $a/T^{1/2}$ con un término dependiente más generalizado de la temperatura:

$$p = \left(\frac{RT}{v-b} \right) - \left(\frac{a\alpha}{V(V+b)} \right) \dots\dots\dots 3.20$$

Donde alfa es un factor adimensional que se convierte en unitario cuando $T = T_c$. A diferentes temperaturas de la crítica, el parámetro alfa es definido por la siguiente expresión:

$$\alpha = \left(1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right)^2 \dots\dots\dots 3.21$$

El parámetro m esta correlacionado con el factor acéntrico para dar:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \dots\dots\dots 3.22$$

Donde:

Tr = Temperatura reducida $\frac{T}{T_c}$.

w = Factor acéntrico de la sustancia.

T = Temperatura del sistema, °R.

Para cualquier componente puro, las constantes "a" y "b" se pueden calcular con las formulas clásicas de Van Der Waals.

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \dots\dots\dots 3.23 \text{ y } 3.24$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$$

Donde Ω_a y Ω_b son los parámetros adimensionales de componentes puros de Soave-Redlich-Kwong y tienen los siguientes valores:

$$\Omega_a = 0.42747$$

$$\Omega_b = 0.08664$$

En términos del factor Z de compresibilidad:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \dots\dots\dots 3.25$$

Donde:

$$A = \frac{(a\alpha)p}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

3.4.4. ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON.

Peng y Robinson¹ condujeron en 1976 un estudio para evaluar el uso de la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong¹ para predecir el comportamiento de los sistemas de hidrocarburos. Ellos ilustraron la necesidad de un mejoramiento en la habilidad de la ecuación de estado para predecir densidades líquidas y otras propiedades de los fluidos, particularmente en la vecindad de la región crítica. Como una base para crear un modelo mejorado, Peng y Robinson propusieron la siguiente ecuación¹:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{(V+b)^2 - cb^2} \dots\dots\dots 3.26$$

Donde a, b y alfa son las mismas que en el método de Soave-Redlich-Kwong y el parámetro c es un número totalmente optimizado analizando los valores de los términos Zc y b/Vc como se obtuvieron de la ecuación.

Si este valor de "c" es igual a 2, entonces ellos propusieron la siguiente ecuación¹:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)^2 + b(V-b)} \dots\dots\dots 3.27$$

Eclipse™ 300 incorpora las cuatro ecuaciones de estado descritas anteriormente y dos variaciones adicionales a la ecuación de Peng-Robinson.

Cuando se elige una ecuación de estado, esta es usada para obtener el factor Z y los diagramas de fase y son usados para definir el equilibrio inter-facial y las densidades de los fluidos.

3.5. AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO A LOS EXPERIMENTOS DEL LABORATORIO.

El software Eclipse™ de Schlumberger en su sección PVTi™ es un programa el cual utiliza un paquete basado en diferentes ecuaciones de estado para generar información PVT para el análisis de laboratorio de las muestras de aceite y gas. En este software hay cuatro ecuaciones disponibles de estado, estas son; Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevitch-Joffe.

3.5.1. FRACCIÓN PESADA.

La fracción pesada del hidrocarburo comprende una porción significativa de los fluidos que originalmente se encuentran en el yacimiento y los cuales crean una mayor cantidad de problemas al momento de predecir las propiedades termodinámicas y el comportamiento volumétrico de esos fluidos con las ecuaciones de estado. Estos problemas surgen debido a la dificultad de caracterizar apropiadamente la fracción pesada en términos de sus propiedades críticas y de los factores acéntricos.

Whitson² en 1980, Maddox² en 1982 y Erbar² en 1984, entre otros, han demostrado los diferentes efectos del procedimiento de caracterización de la fracción pesada en la predicción de las relaciones PVT con las ecuaciones de estado. Usualmente esas fracciones indefinidas, comúnmente llamadas fracciones C7+, contienen un número indefinido de componentes con un número de carbón mayor a 7. El peso molecular y la gravedad específica de la fracción C7+ será la única medida disponible.

En la ausencia de información analítica detallada para la fracción pesada en una mezcla de hidrocarburos, predicciones y conclusiones erróneas pueden resultar si la fracción pesada es directamente usada como un componente aislado de la mezcla en los cálculos. Muchos autores han indicado que esos errores pueden ser sustancialmente reducidos por "Splitting" o "Breaking down" y la fracción pesada en un número manejable de fracciones (Pseudo-componentes) para los cálculos con la ecuación de estado.

Una vez que se determinó que la información es confiable, que se rechazó la información pobre ó que se ajustó esta para que sea consistente, usualmente se verá que las predicciones de las ecuaciones de estado difieren de la información medida.

La mayoría de estos errores pueden ser probablemente asociados a una descripción incompleta del fluido, haciendo que para corregir la falla se tenga que hacer una caracterización de la fracción pesada C7+, sin embargo algunos errores se tienen que asociar a las inadecuaciones de la ecuación cúbica de estado.

Claramente, la fracción pesada, contiene muchos cientos o posiblemente miles de componentes, los cuales no pueden ser representados por un solo componente con alguna modificación.

En algunos análisis CVD el peso molar y gravedad específica de la fracción de gas extra producida es medida y reportada. En este caso se puede notar que la fracción se aligera como uno lo espera. Entonces, no es adecuado el representar la fracción con un solo componente y se debe de considerar dividirlo en dos o tres pseudo-componentes.

El problema entonces es, el dividir adecuadamente la fracción C7+ en un número de pseudo-componentes caracterizados por:

- a) Fracciones molares
- b) Pesos moleculares
- c) Gravedades específicas

3.5.2. ESQUEMAS DE DIVISIÓN.

Estos esquemas se refieren a los procedimientos de división de la fracción de heptanos-plus en grupos de hidrocarburos con un número simple de carbón, (C7, C8, C9, etc.) y son descritos por las mismas propiedades físicas usadas para componentes puros.

Muchos autores han propuesto diferentes esquemas para extender el comportamiento de la distribución molar de C7, por ejemplo, el peso molecular y la gravedad específica. En general, los esquemas propuestos se basan en la observación, de que sistemas más ligeros como los condensados usualmente tienen una distribución molar exponencial, mientras que sistemas más pesados usualmente tienen distribuciones cargadas a la izquierda. Este comportamiento se muestra en la siguiente figura 3.10.

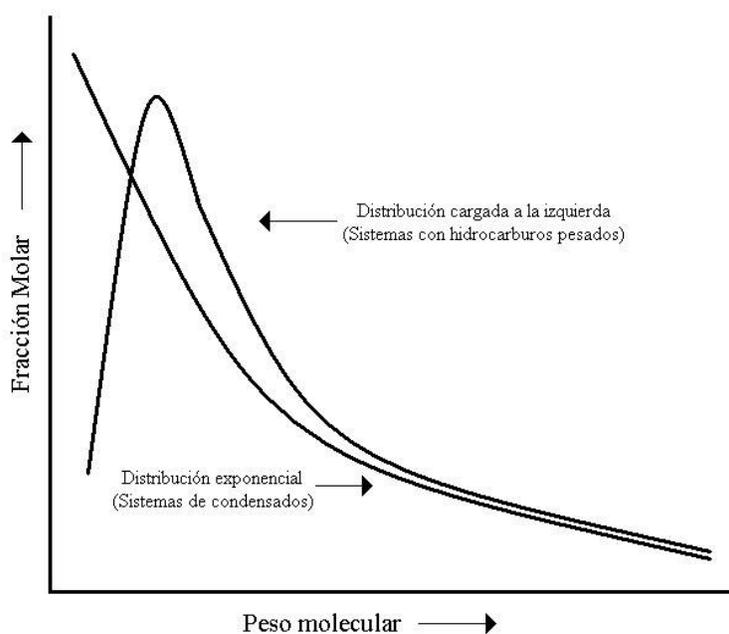


Figura 3.10. Diagrama de la Fracción Molar¹.

Tres requerimientos importantes deben de satisfacerse cuando se aplique cualquiera de los modelos de división propuestos:

- a) La suma de las fracciones mol de los pseudo-componentes individuales es igual a la fracción mol de C7+
- b) La suma de los productos de la fracción molar y el peso molecular de cada pseudo-componente es igual al producto de la fracción molar y peso molecular de la fracción C7+

- c) La suma del producto de la fracción molar y del peso molecular dividido entre la gravedad específica de cada componente es igual a la de la fracción C7+

Los requerimientos descritos anteriormente pueden ser expresados matemáticamente por la siguiente relación¹:

$$\sum_{n=7}^{N+} z_n = z_{7+} \dots \dots \dots 3.28$$

$$\sum_{n=7}^{N+} [z_n M_n] = z_{7+} M_{7+} \dots \dots \dots 3.29$$

$$\sum_{n=7}^{N+} \frac{[z_n M_n]}{\gamma_n} = \frac{z_{7+} M_{7+}}{\gamma_{7+}} \dots \dots \dots 3.30$$

Donde:

z_{7+} = Fracción molar de C7+.

n = Número de átomos de carbón.

$N+$ = Ultimo grupo del hidrocarburo en C7+ con “n” número de átomos.

z_n = Fracción molar de los pseudo-componentes con “n” átomos de carbón.

γ_{7+}, M_{7+} = Medida del peso molecular y de la gravedad específica de C7+.

γ_n, M_n = Peso molecular y gravedad específica del pseudo-componente con “n” número de átomos de carbón.

Muchos esquemas de división han sido propuestos recientemente. Estos esquemas son usados para predecir la distribución composicional de la fracción pesada C7+. Los siguientes son algunos de los métodos¹ que han sido desarrollados.

- a) Método de Katz
- b) Método de Lohrenz

- c) Método de Pedersen
- d) Método de Ahmed

3.5.3. ESQUEMAS LUMPING.

La mayor parte de componentes necesarios para describir la mezcla de hidrocarburos para un modelado preciso del comportamiento de fase, frecuentemente realiza los cálculos de las Ecuaciones de Estado. Frecuentemente, el problema es, agrupar todas las fracciones determinadas experimentadas, ó, el modelar el sistema de hidrocarburos cuando la única información disponible para la fracción pesada C7+ son el peso molecular y la gravedad específica.

Generalmente, con un número suficientemente largo de pseudo-componentes usado para la caracterización de la fracción pesada de una mezcla de hidrocarburos, una predicción satisfactoria del comportamiento PVT por las ecuaciones de estado puede ser obtenida. Sin embargo en los modelos composicionales, el costo y el tiempo de computo se puede incrementar considerablemente con el incremento en el número de componentes en el sistema, por lo tanto, limitaciones estrictas son puestas con respecto al máximo número de componentes que pueden ser usados en modelos composicionales y los componentes originales tienen que ser agrupados en un número menor de pseudo-componentes.

El término LUMPING o Pseudosización denota la reducción en el número de componentes utilizado para los cálculos en las ecuaciones de estado para los fluidos del yacimiento. Esta reducción esta acompañada empleando el concepto de pseudo-componente. El Pseudo-Componente denota a un grupo de componentes puros agrupados conjuntamente y representado por un solo componente.

Muchos problemas son asociados al “reagrupamiento” de los componentes originales en un número más pequeño sin perder el poder predictivo de la ecuación de estado. Estos problemas incluyen:

- a) El como seleccionar los grupos de componentes puros para que sean representativos por un pseudo-componentes cada uno
- b) Que el mezclar reglas de componentes pequeños debe de ser usado para determinar las constantes de las Ecuaciones de Estado (p_c , T_c , y ω) para los nuevos pseudo-componentes agrupados

Muchas técnicas han sido publicadas y pueden ser utilizadas para nombrar los problemas anteriores. Los métodos son¹:

- a) Lee et al. (1979).
- b) Whitson (1980).
- c) Mehra et al. (1983).
- d) Montel and gouet (1984).
- e) Schlijper (1984).
- f) Behrens y Sandler (1986).
- g) Gonzales, Colonos y Rusinek (1986).

3.6. EJEMPLO PRÁCTICO DEL USO DE SOFTWARE DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ECLIPSE™, PVTi™.

En este subtema se ilustrara un análisis típico del uso del software de simulación Eclipse™, y en especial la parte de PVTi™, el cual puede ser usado para un aceite o un gas condensado. En este ejemplo de aplicación se tienen dos muestras de aceite Z1 y W2. A continuación se describen las simulaciones realizadas con el software Eclipse™, PVTi™.

3.6.1. COMPARACIÓN DE LOS CÁLCULOS DE LAS ECUACIONES DE ESTADO CON LO OBSERVADO.

Para realizar estas comparaciones se necesita abrir el Eclipse™ Launcher de Schlumberger y abrir la sección de PVTi™ en la carpeta de tutoriales, una vez ahí se abre el archivo WORKFLOW.PVI y se corren los simuladores.

Una vez que se corrieron los simuladores se pueden ver las presiones de punto de burbuja en el Output Display para poderlas comparar con las observadas.

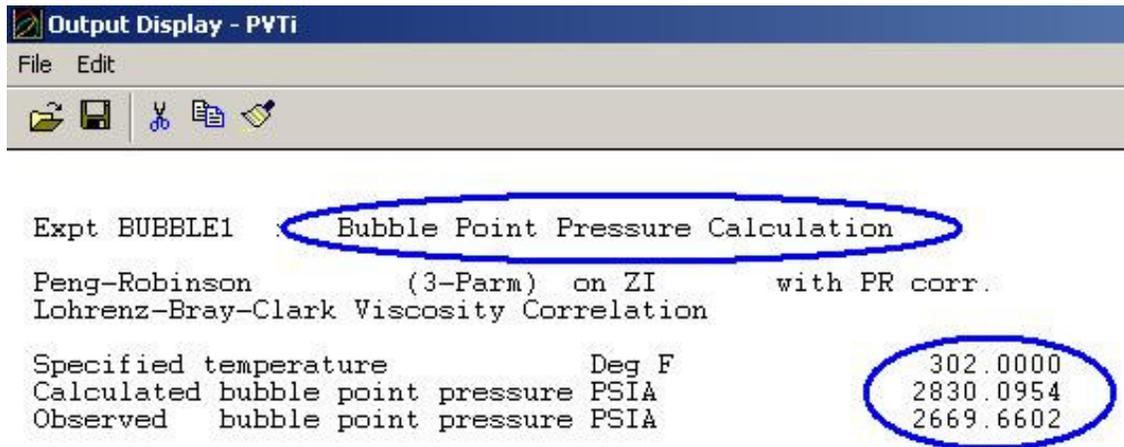


Figura 3.11. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la calculada para ZI⁵.

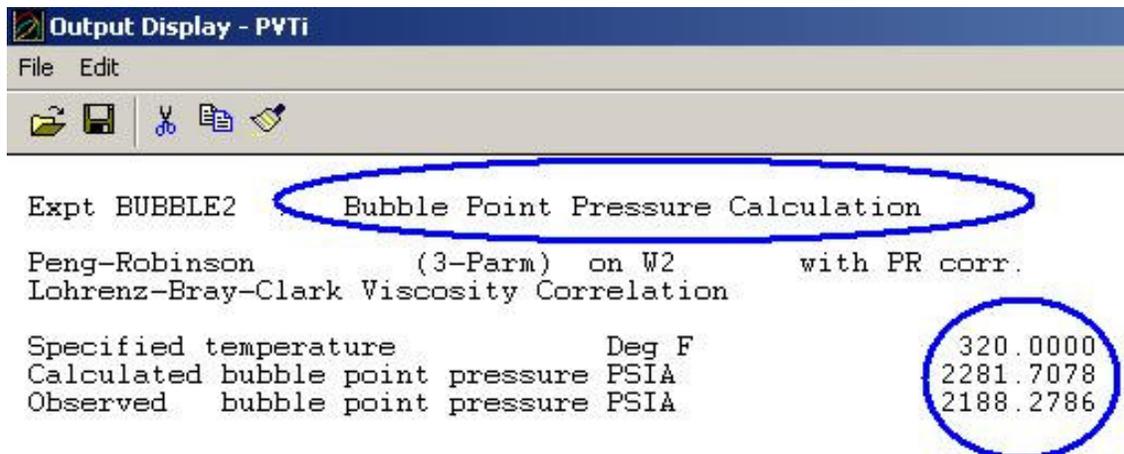


Figura 3.12. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la calculada para W2⁵.

Una vez que se ha corrido el simulador se pueden ver graficados los resultados de cada experimento, CCE, DL y el diagrama de fase del fluido.

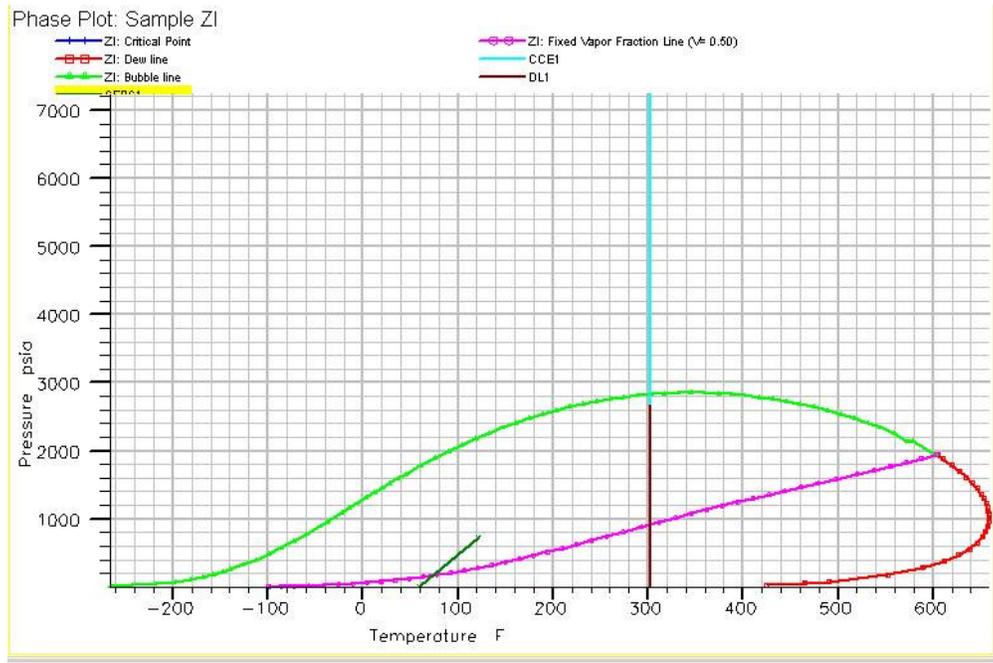


Figura 3.13. Diagrama de Fase de Z1⁵.

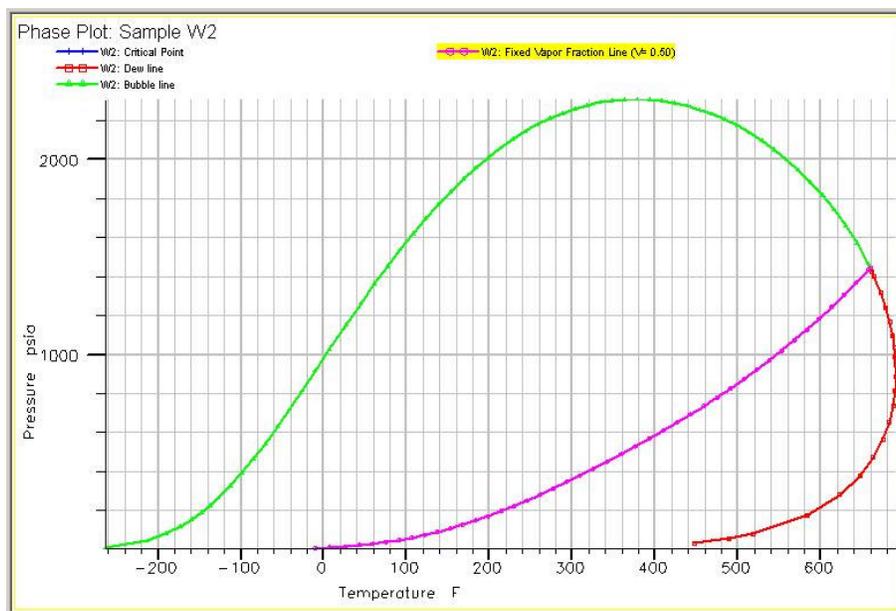


Figura 3.14. Diagrama de Fase de W2⁵.

3.6.2. DIVIDIENDO EL COMPONENTE C7+.

Para realizar la división de la fracción pesada, se tiene que dar clic en el icono de “Superimpose”, luego se ira al menú Edit para realizar dicha división que se hará en dos componentes. Se toma el peso molecular del componente más pesado que en este caso es de 199 y una gravedad específica de 0.8338.

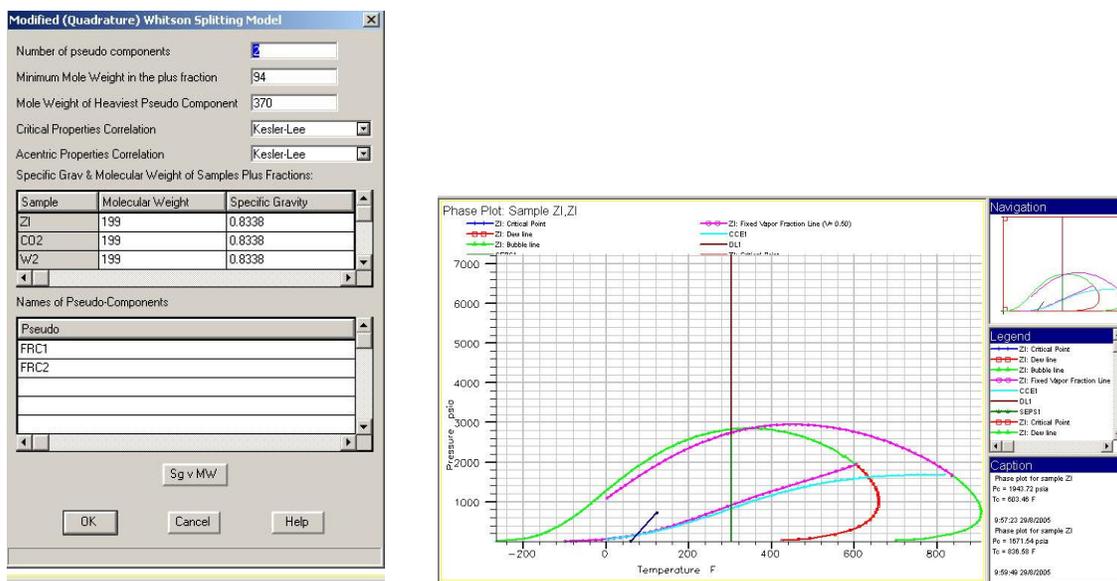


Figura 3.15. Corrección del peso molecular y la gravedad específica⁵.

3.6.3. REGRESIÓN ESPECIAL PARA AJUSTAR LA COLA DE LA CURVA EN LOS CÁLCULOS DE LA DIVISIÓN.

Realizar una regresión en los coeficientes de viscosidad después del que el diagrama de fase del fluido ha sido concordado siempre es altamente recomendable. Con el software se pueden realizar correcciones a los cálculos, lo resultados de la presión de burbuja corregidos son los siguientes:

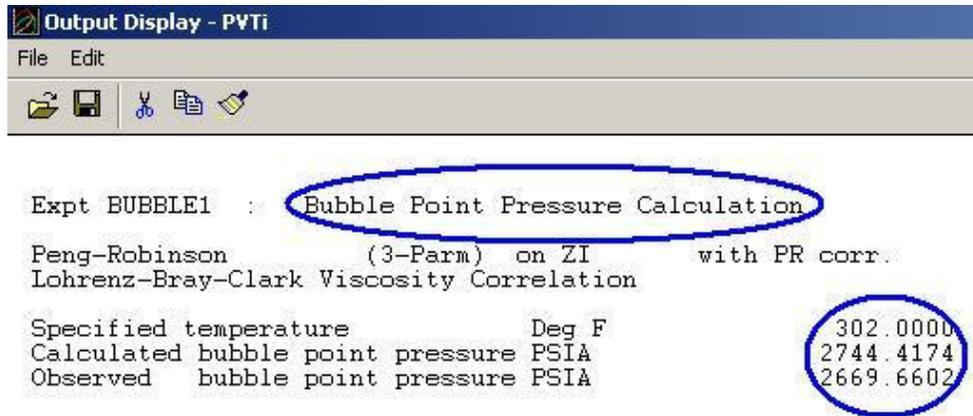


Figura 3.16. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la corregida para ZI⁵.

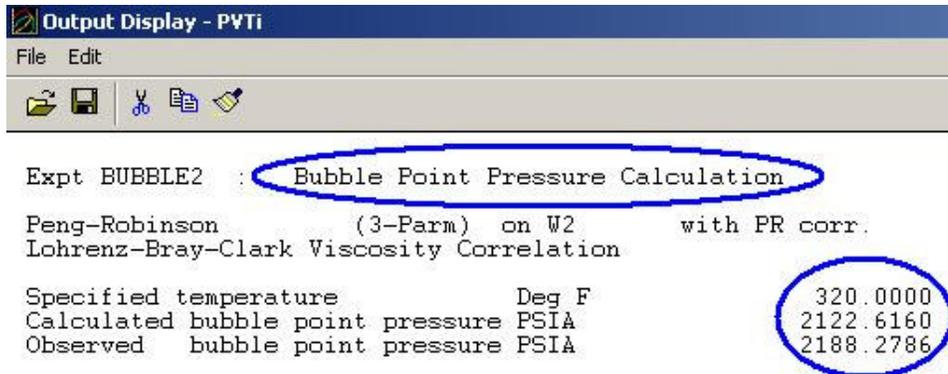


Figura 3.17. Comparación de la Presión de Burbuja medida y la corregida para W2⁵.

La regla general es que si la regresión especial mejora y hace que concuerde mejor el comportamiento de fase, uno debe de aceptar la regresión. Si esta regresión no mejora, uno tiene que rechazar la regresión. Para este caso en particular si la mejora, por lo tanto si la aceptaremos.

En PVTi™ también podemos agrupar los componentes para reducir el número de estos y estas son las reglas que utiliza:

- a) Mantener el Metano C1 como un componente puro
- b) Mantener el CO₂ como un componente puro, en este caso porque en el ejemplo se planea inyectar CO₂

- c) Mantener los dos pseudocomponentes pesados que nosotros creamos y en los cuales se realizo una regresión como componentes separados

3.6.4. REGRESIÓN NORMAL PARA CONCORDAR UN TONO FINO.

Los pasos de un proceso de regresión normal que se utilizaron en el ejemplo práctico del PVTi™ son:

- a) Escoger los pesos altos en experimentos u observaciones para mejorar la información clave
- b) Escoger varias combinaciones de parámetros para realizar regresiones y realizar varios experimentos para ver cual es el que mejor se ajusta
- c) Los parámetros de cambio de volúmenes serán dependientes de la P_c y la T_c

Una vez que se hizo concordar el comportamiento de fase, se hará en hacer concordar las observaciones de las viscosidades. Lo que se tiene que hacer primero es el remover los experimentos que no tienen información de la viscosidad del proceso de regresión.

CAPÍTULO 3

REFERENCIAS

- 1 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 2 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 3 "The properties of petroleum fluids", William D. McCain Jr., Segunda Edición, ED. Pennwellbooks, Tulsa Oklahoma, 1990.
- 4 "Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo", Mirtha Susana Bidner. Primera Edición, ED. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- 5 "Software de Simulación de Yacimientos Eclipse™, PVT™i", Schlumberger V2005A.
- 6 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 7 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ESPECIAL DE NÚCLEOS

4.1. INTRODUCCIÓN

Los materiales de los cuales está formada la roca del yacimiento pueden estar compuestos de un amplio margen, desde una arenisca no consolidada a una dura y muy densa, caliza o dolomía. El conocimiento de las propiedades físicas de la roca y la interacción existente entre el sistema de hidrocarburos y la formación rocosa es esencial en el entendimiento y la evaluación del desempeño de un yacimiento determinado.

Las propiedades de la roca se determinan desarrollando análisis de laboratorio en núcleos de la formación rocosa que será analizada. Los núcleos son removidos del yacimiento con cambios subsecuentes en el volumen total del núcleo, volumen de poro, saturaciones de fluido del yacimiento y algunas veces la mojabilidad de la formación. El efecto de esos cambios en las propiedades de la roca puede variar de imperceptible a sustancial, dependiendo de las características de la formación y la propiedad de interés.

Existen básicamente dos categorías principales de análisis de núcleos que se desarrollan en muestras de núcleos para obtener las propiedades físicas de las rocas del yacimiento. Estas son¹:

Pruebas de análisis de núcleos de rutina:

- a) Porosidad
- b) Permeabilidad
- c) Saturación

Pruebas especiales:

- a) Presión Overburden
- b) Presión Capilar
- c) Permeabilidad relativa
- d) Mojabilidad
- e) Tensión superficial e interfacial

4.2. PROPIEDADES DE LA ROCA

En este capítulo se definirán muchos conceptos como permeabilidad relativa, presión capilar, así como algunas pruebas de laboratorio para obtener dichos valores, pero a continuación se mencionará para que sirve cada una de estas específicamente.

Presión capilar⁶: Esta es usada comúnmente por los analistas de los registros geofísicos para confirmar la saturación de agua congénita en el yacimiento.

Permeabilidad relativa⁶: Esta es continuamente utilizada en los cálculos de flujo de agua, los cuales han sido sustituidos casi en su totalidad por la simulación de yacimientos.

Información PVT⁶: Esta información es usada en los estudios de balance de materia.

4.2.1. PERMEABILIDAD

Muchos estudios de laboratorio han concluido que en la permeabilidad efectiva de cualquier fluido del yacimiento esta en función de la saturación del fluido en el yacimiento y las características de mojabilidad de la formación.

Permeabilidad efectiva²: La permeabilidad de la roca a un fluido cuando la roca esta saturado solo parcialmente con ese fluido. Las permeabilidades efectivas son normalmente medidas directamente en el laboratorio en pequeñas muestras de núcleos.

Permeabilidad absoluta²: Permeabilidad de la roca completamente saturada por un fluido. La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio transmitir fluidos.

Permeabilidad relativa²: Relación de la permeabilidad efectiva con respecto a algún valor base.

Cuando dos o mas fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase en una saturación específica, es la proporción de la permeabilidad relativa de la fase a la permeabilidad absoluta, o³;

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \dots\dots\dots 4.1$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \dots\dots\dots 4.2$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \dots\dots\dots 4.3$$

Donde:

kro = Permeabilidad relativa al aceite

krw = Permeabilidad relativa al agua

k = Permeabilidad absoluta

ko = Permeabilidad efectiva al aceite

kg = Permeabilidad efectiva al gas

kwo = Permeabilidad efectiva al agua

kw = Permeabilidad efectiva al agua

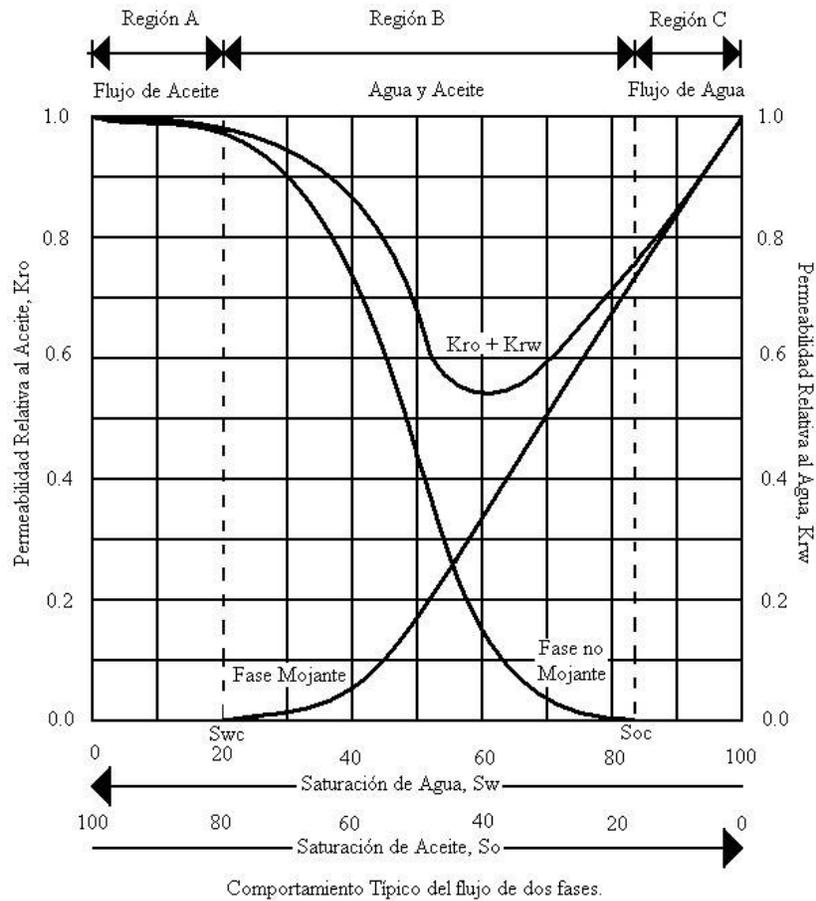


Figura 4.1. Flujo de dos fases.

Cuando se tiene presencia de dos fases en la roca del yacimiento, cada fase la mojante y la no mojante fluyen por separado y en distintos caminos. La fase mojante ocupa los poros más pequeños a menores saturaciones, estos poros no contribuyen a que el fluido fluya.

La figura³ 4.1 representa un acomodo típico de las curvas de permeabilidad relativa para un sistema de agua-aceite, considerando que el agua es la fase mojante.

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad del sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación⁴.

4.2.2. POROSIDAD

La porosidad de la roca es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca para contener fluidos. Cuantitativamente la porosidad es el promedio del volumen poroso con respecto al volumen total. Esta importante propiedad es determinada matemáticamente por la siguiente relación generalizada:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen total}} \dots\dots\dots 4.4$$

Donde ϕ es la porosidad.

Conforme los sedimentos se fueron depositando y las rocas se fueron formando durante los pasados tiempos geológicos, algunos espacios vacíos que

se formaron se aislaron de otros espacios vacíos por la excesiva cementación. Por lo tanto muchos de los espacios vacíos están interconectados mientras que muchos de los espacios porosos están aislados. Esto nos da, dos distintos tipos de porosidad llamados:

- a) Porosidad absoluta
- b) Porosidad efectiva

Porosidad absoluta: La porosidad absoluta es definida como el promedio del espacio poroso total en la roca en el volumen total de la muestra. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad del fluido por falta de poros interconectados. La porosidad absoluta es por lo general expresada matemáticamente por la siguiente relación.

$$\phi = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total}} \dots\dots\dots 4.5$$

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen total de poros} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total}} \dots\dots\dots 4.6$$

Donde:

ϕ_a = Porosidad absoluta

Porosidad Efectiva: La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso interconectado con respecto al volumen total, o expresado así:

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total}} \dots\dots\dots 4.7$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva es el valor que es usado para todos los cálculos de ingeniería petrolera porque representa el espacio de poros interconectados que contienen los hidrocarburos recuperables.

4.2.3. SATURACIÓN

La saturación es definida como una fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (aceite, gas o agua). Esta propiedad es expresada matemáticamente por la siguiente relación.

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \dots\dots\dots 4.8$$

Aplicando la ecuación anterior de la saturación a cada fluido del yacimiento se tiene³:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Aceite}}{\text{Volumen poroso}} \dots\dots\dots 4.8.1$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen poroso}} \dots\dots\dots 4.8.2$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen poroso}} \dots\dots\dots 4.8.3$$

Por lo tanto, todos los valores de la saturación están basados en el volumen poroso y no en el grosor del yacimiento. La saturación para cada fase tiene un rango de 0 a 100 %. Por definición la suma de las saturaciones debe de ser 100%, por lo tanto³:

$$S_g + S_o + S_w = 1.0 \dots\dots\dots 4.9$$

4.2.4. MOJABILIDAD

La mojabilidad es definida como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie en la presencia de otro fluido inmisible. El concepto de mojabilidad es ilustrado en la figura 4.2 donde pequeñas gotas de tres líquidos, agua, aceite y mercurio, son colocados en un vidrio. Las tres gotas se observan de un costado como se ilustra en la figura 4.2, se puede ver que el mercurio mantiene una figura esférica, la gota de aceite hace una figura semi-esférica pero el agua tiende a expandirse sobre la superficie del vidrio.

La tendencia de un líquido para expandirse sobre una superficie de un sólido nos indica de las características de mojabilidad del líquido sobre el sólido. Esta tendencia de esparcirse de los líquidos puede ser expresada convenientemente midiendo el ángulo de contacto en la superficie líquido-sólido. Este ángulo que siempre es medido del líquido al sólido, es llamado ángulo de contacto θ .

Como se muestra en la siguiente figura 4.2, conforme el ángulo del contacto disminuye, las características de mojabilidad del líquido se incrementan.

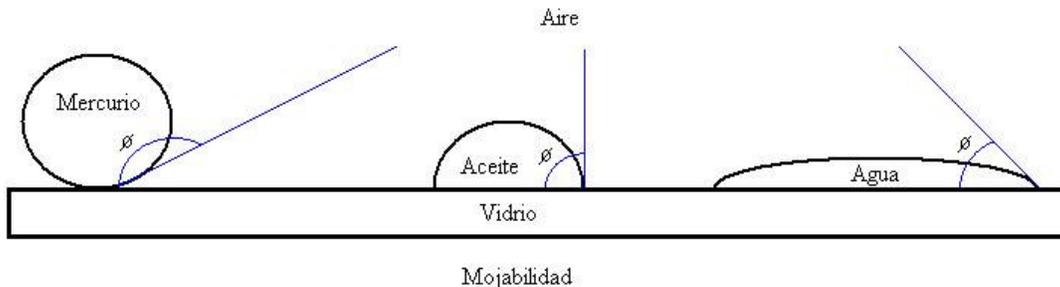


Figura 4.2. Mojabilidad⁵.

La mojabilidad de las rocas del yacimiento en los fluidos de este es importante, debido a que la distribución de los fluidos en el medio poroso es una función de la mojabilidad.

4.2.5. TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL

Si se tienen sistemas con múltiples fases, es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interfase de estas cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando esos dos líquidos son gas y líquido, el término tensión superficial es utilizado para describir las fuerzas que actúan en la interfase. Cuando la interfase es entre dos líquidos las fuerzas que ahí actúan se denominan tensión interfacial.

Se consideran dos fluidos inmiscibles, aire (o gas) y agua (o aceite) como se muestra esquemáticamente en la figura 4.3. Una molécula líquida que está cercana a la interfase, se rodea de otras moléculas de líquido, lo que hace que esta molécula tenga una fuerza atractiva resultante de cero. Una molécula en la interfase sin embargo, tiene una fuerza que actúa desde las moléculas de aire.

Si un tubo de vidrio capilar es colocado en una vasija grande y abierta que contenga agua, la combinación de tensión superficial y mojabilidad del tubo causará que el agua dentro de tubo capilar suba y supere el nivel de agua de la vasija como se muestra en la figura 4.3.

El agua subirá en el tubo hasta que la fuerza total que está actuando para subir el agua se balancee con el peso de la columna de líquido soportado en el tubo.

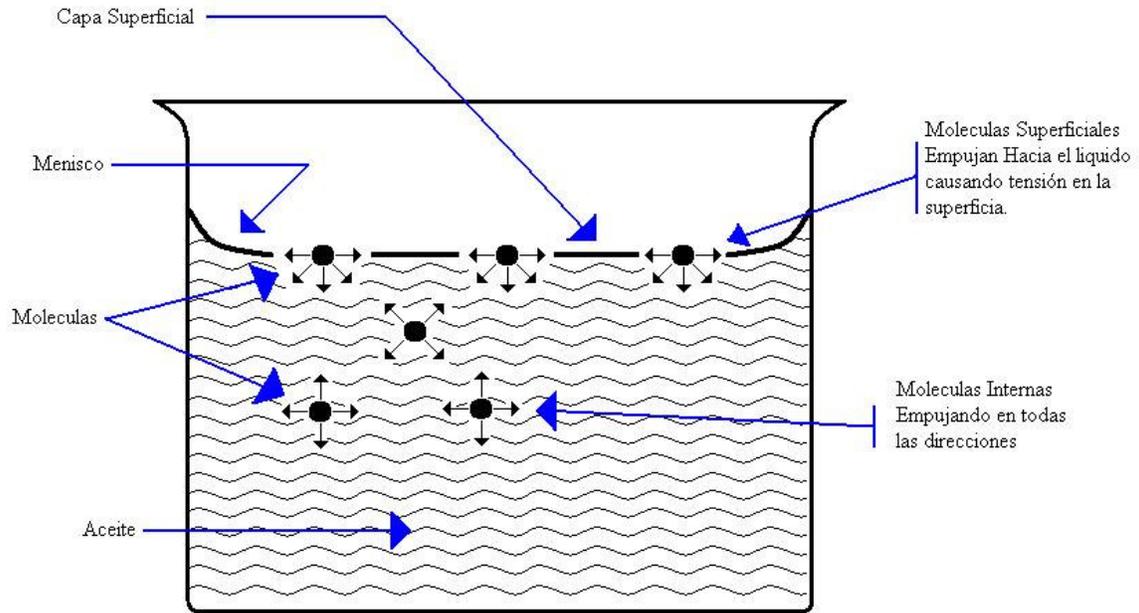
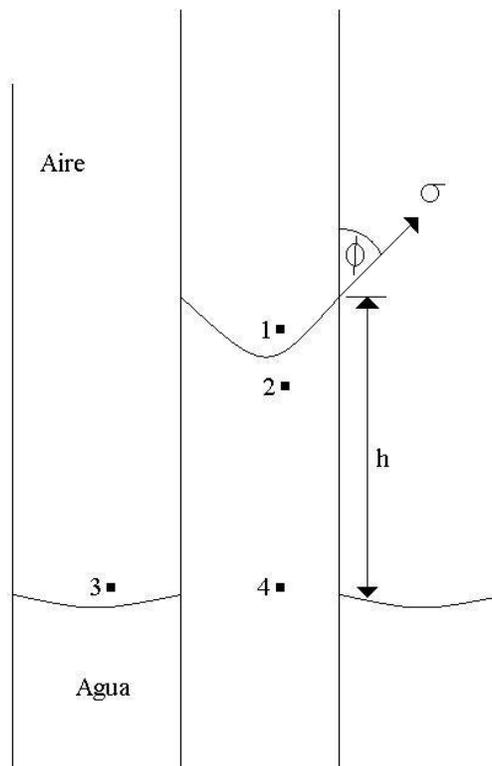


Figura 4.3. Tensión Superficial⁵.



Relaciones de Presión en tubos capilares.

Figura 4.4. Tubos Capilares.

4.2.6. PRESIÓN CAPILAR.

Típicamente, los fluidos en los yacimientos no son miscibles, por lo tanto el agua y el aceite que se encuentran físicamente en contacto tienen una interfase con presión diferencial. Esta diferencia de presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso agua y aceite) es causada por la presión capilar. A condiciones normales de yacimiento el gas libre y el aceite también son inmiscibles y por lo tanto también existe una diferencia de presiones en la interfase entre el gas y el aceite.

La presión capilar es un fenómeno clave para poder entender el comportamiento del yacimiento. Las fuerzas capilares en los yacimientos petroleros son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y los fluidos, el tamaño de poro y su geometría y las características de mojabilidad del sistema. Cualquier superficie curvada entre dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia a contraerse al área menor posible por unidad de volumen.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, una discontinuidad en la presión existe entre los dos fluidos, la cual depende en la curvatura de la interfase que separa a los fluidos. A esta diferencia de presión se le llama presión capilar y la identificamos como p_c , es decir, la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante en el mismo lugar.

La presión capilar agua-aceite se puede definir como la presión en la interfase del aceite menos la presión en la fase del aceite ó⁶:

$$p_c = p_o - p_w \dots\dots\dots 4.10$$

Por lo tanto la presión puede tener un valor tanto positivo como negativo, dependiendo de la preferencia de mojabilidad. La presión capilar gas-agua

puede ser definida como la presión en la interfase gaseosa menos la presión en la fase del agua:

$$P_c = P_g - P_w \dots\dots\dots 4.11$$

4.3. ANÁLISIS DEL LABORATORIO DE NÚCLEOS.

El término “Condiciones inalteradas”⁴ se utiliza para indicar que la muestra de roca conserva la mojabilidad preferente original y generalmente las saturaciones de los fluidos del yacimiento, desde la formación hasta el laboratorio. Cuando se habla de “Condiciones restauradas” se esta hablando de que la muestra del núcleo se limpia y se seca para después de esto restaurar su mojabilidad y su saturación de fluidos a las condiciones que según se crea estaban en el yacimiento. Para restaurar una muestra de núcleo a la mojabilidad y saturación del yacimiento, se requiere una medida independiente de estas dos propiedades. Por otra parte si es posible garantizar que los procedimientos de extracción del núcleo, manejo, transporte y almacenamiento de las muestras de los núcleos no han sido alteradas en todos los procesos anteriores no es necesaria la información independiente. Estos núcleos inalterados, debidamente manejados son los más deseados porque son los que realmente reflejan las condiciones originales del yacimiento y lo podemos trasladar hasta el laboratorio.

4.3.1 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA.

Como se menciona anteriormente el núcleo debe de ser preparado antes de que las pruebas comiencen. Esto refleja la manera en la cual el núcleo fue extraído. En la figura 4.5⁴ podemos ver como es que el núcleo está sujeto a diversos cambios físicos debido a su extracción, entre los cuales se encuentran:

- a) Invasión del filtrado del lodo de perforación
- b) Daño físico conforme gira el barril del núcleo

- c) Captura mecánica del núcleo conforme es perforada la formación
- d) El gas en solución evoluciona y se expande conforme el núcleo es sacado a superficie
- e) El núcleo es liberado de la presión conforme es llevado a superficie
- f) La superficie del núcleo es taponada y cubierta con lodo de perforación

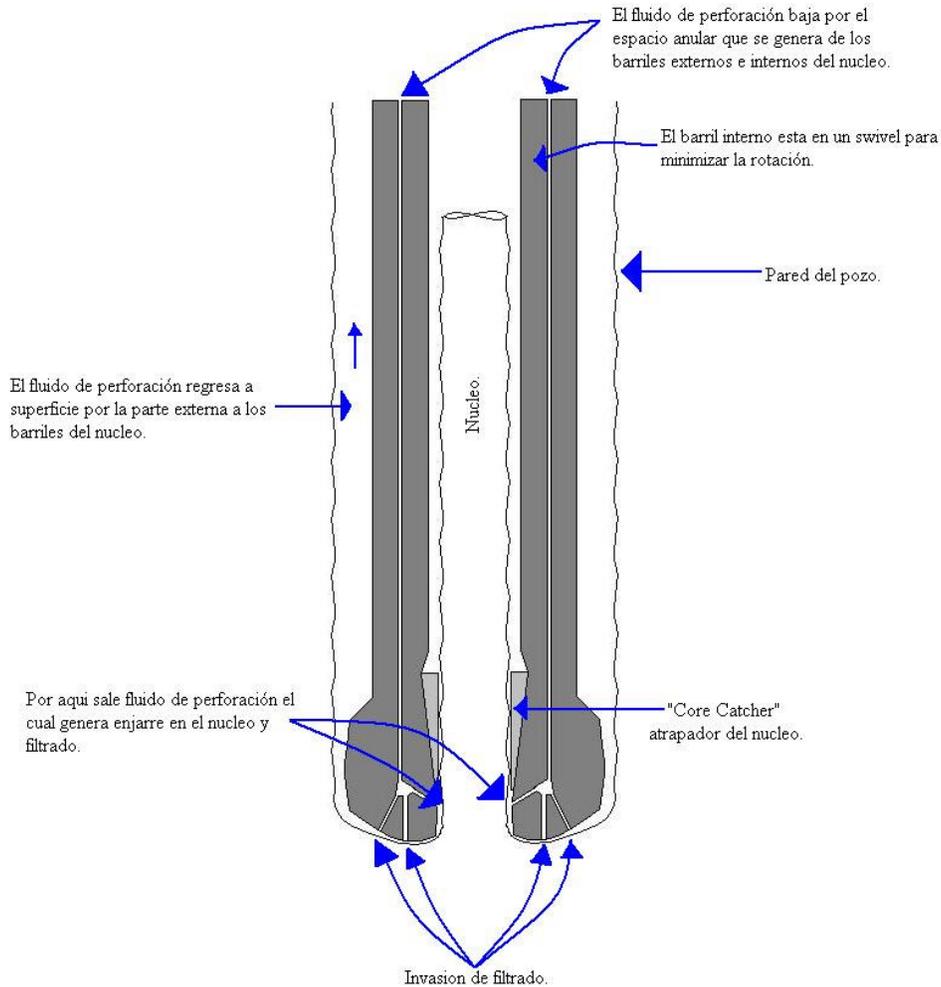


Figura 4.5. Diagrama de cómo se corta un núcleo.

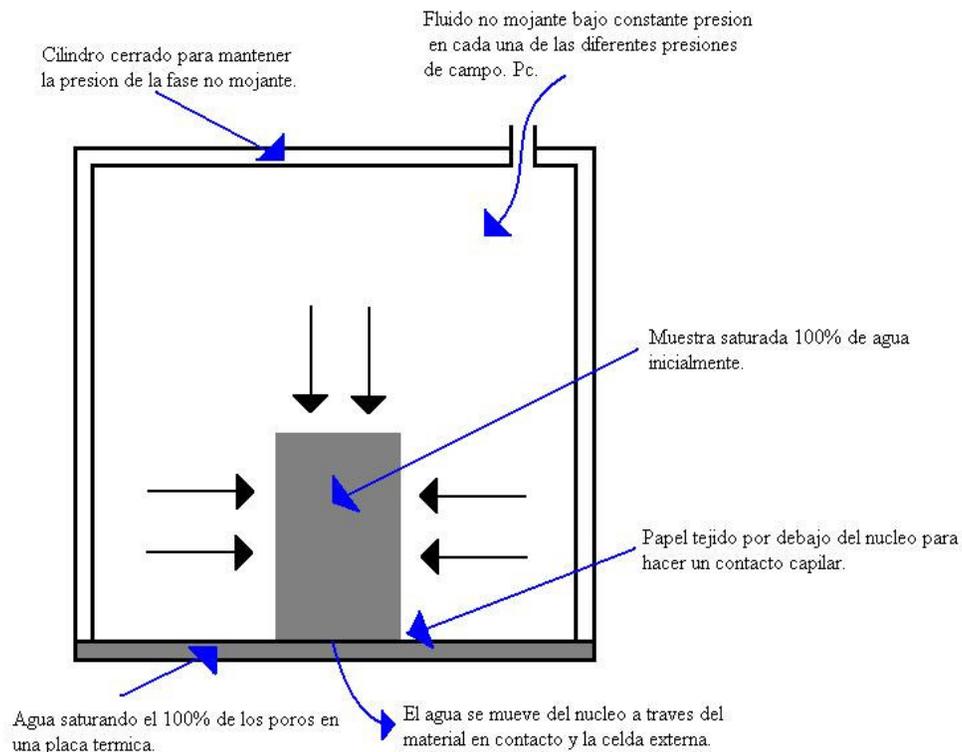
Por lo tanto, a menos que precauciones especiales extremas sean tomadas, el núcleo sufre cambios conforme es extraído. Las saturaciones en el núcleo recogido no son representativas de lo que había en el yacimiento debido a todos los cambios mencionados anteriormente.

4.3.2. MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR.

Existen 4 métodos⁶ diferentes de medir las curvas de presión capilar:

- a) Placa porosa
- b) Centrifuga
- c) Prueba de inyección de aire-mercurio
- d) Desorption de vapor de agua

La información más utilizada es la obtenida con las pruebas de placa porosa y de inyección de mercurio. Frecuentemente ambos tipos de información se encuentran disponibles. En las siguientes figuras 4.6 y 4.7 se muestran diagramas de las pruebas antes mencionadas.



Prueba de la placa porosa para medir la presión Capilar.

Figura 4.6. Prueba para medir Presión Capilar.

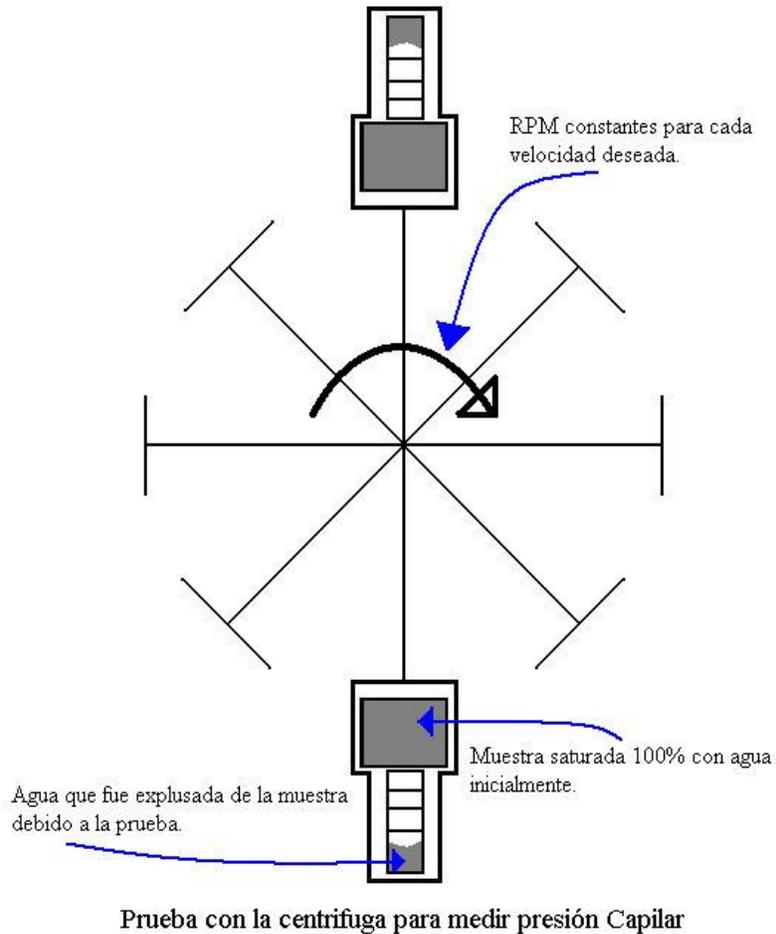


Figura 4.7. Prueba para medir Presión Capilar.

4.4. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS

En este subtema se ilustra un análisis típico del uso del software de simulación Eclipse™, y en especial la parte de SCAL™. El objetivo de este subtema es demostrar como se desempeñan muchas operaciones típicas en los resultados de los experimentos de laboratorio utilizando el SCAL™.

SCAL™ es una herramienta que ayuda a los Ingenieros a utilizar de una manera efectiva las mediciones de permeabilidad relativa derivadas del laboratorio y de presión capilar en la simulación de yacimientos.

En las siguientes tres gráficas se muestra como es que se pueden obtener las curvas de permeabilidad relativa, de presión capilar y de una correlación de saturación de agua mediante el uso de SCAL™.

Estas gráficas se obtuvieron cargando los datos en el SCAL™ de unas tablas de saturación que aparecen en el tutorial y dando características de estos como densidades de gas y de agua, profundidad y la porosidad de la formación entre otras.

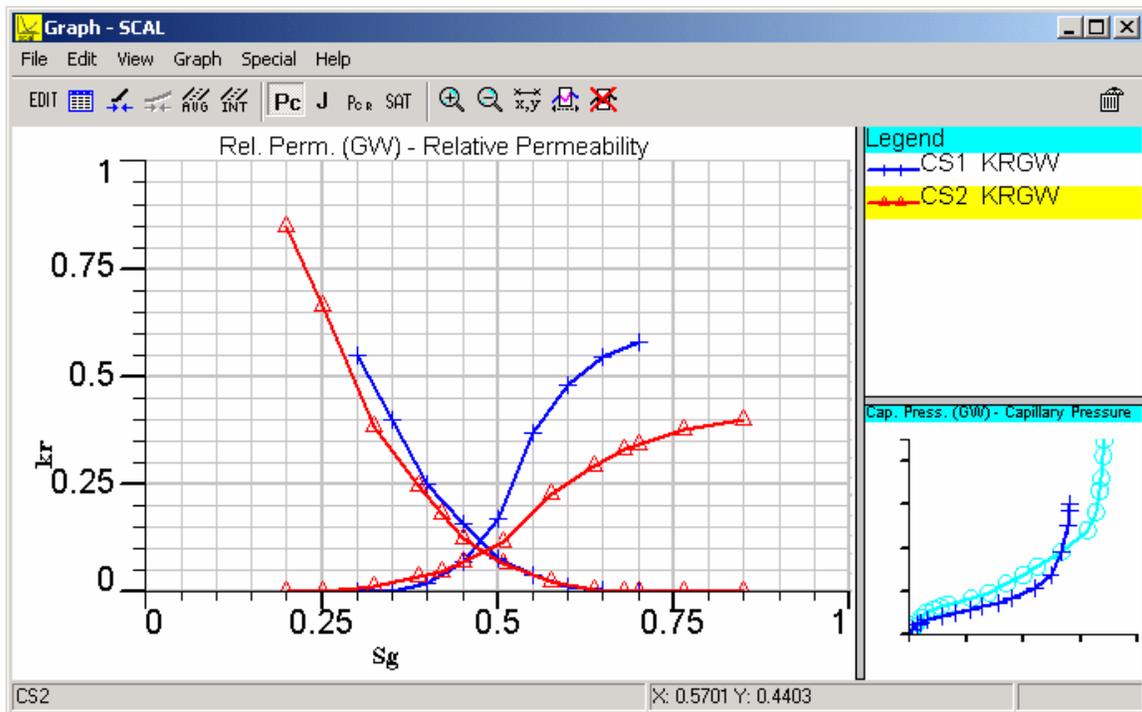


Figura 4.8. Curva de permeabilidad relativa.

La información que se introduce en el SCAL™ no necesariamente debe de ser introducida en un orden en particular, pero usualmente se inicia con el panel de Descripción porque el nombre del registro es guardado ahí.

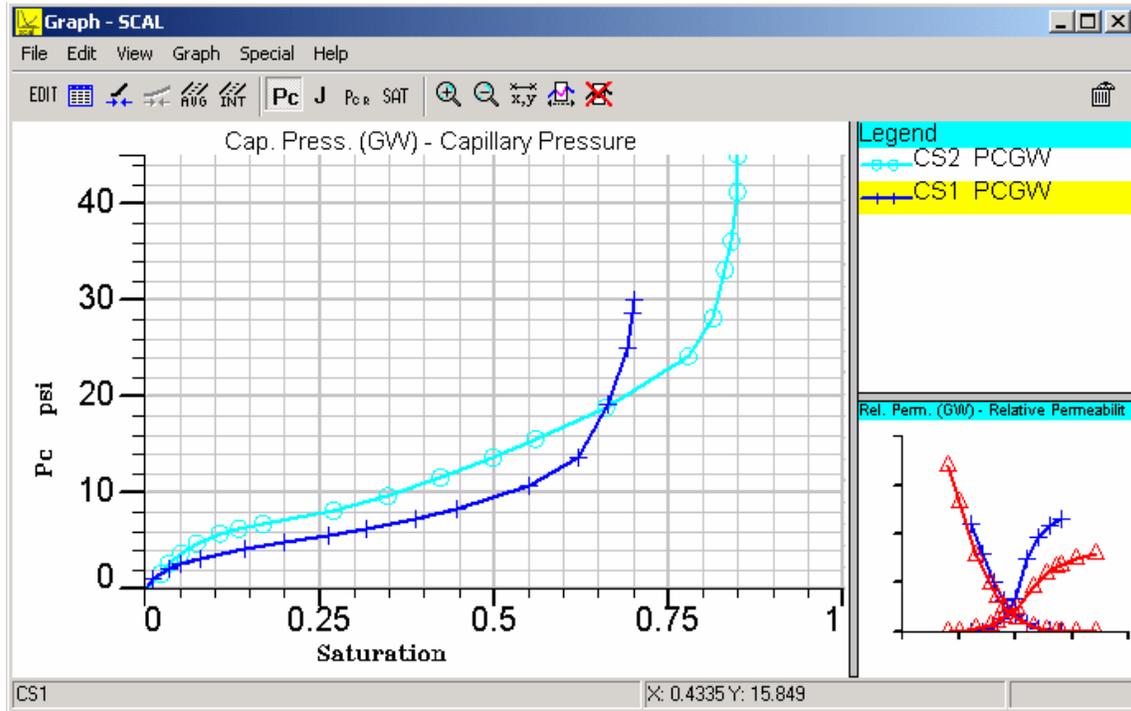


Figura 4.9. Curva de Presión Capilar.

Lo que se realizó en estos ejemplos para construir las tablas antes mostradas fue el crear una proyecto en SCAL™ solo con información de muestras de núcleos y de tablas de saturación que estaban disponibles. SCAL™ tiene la característica de que diferentes tipos de información como la permeabilidad relativa y la presión capilar del mismo núcleo puede ser guardada en el mismo registro o en diferentes registros pero con el mismo nombre. Si la información está guardada en diferentes archivos esta puede abrirse uniendo los archivos de presión capilar y de permeabilidad relativa.

En el segundo tutorial se muestra la manera de formar una relación entre dos atributos para correlacionarlos y así poder obtener cierta información que no se tenga disponible.

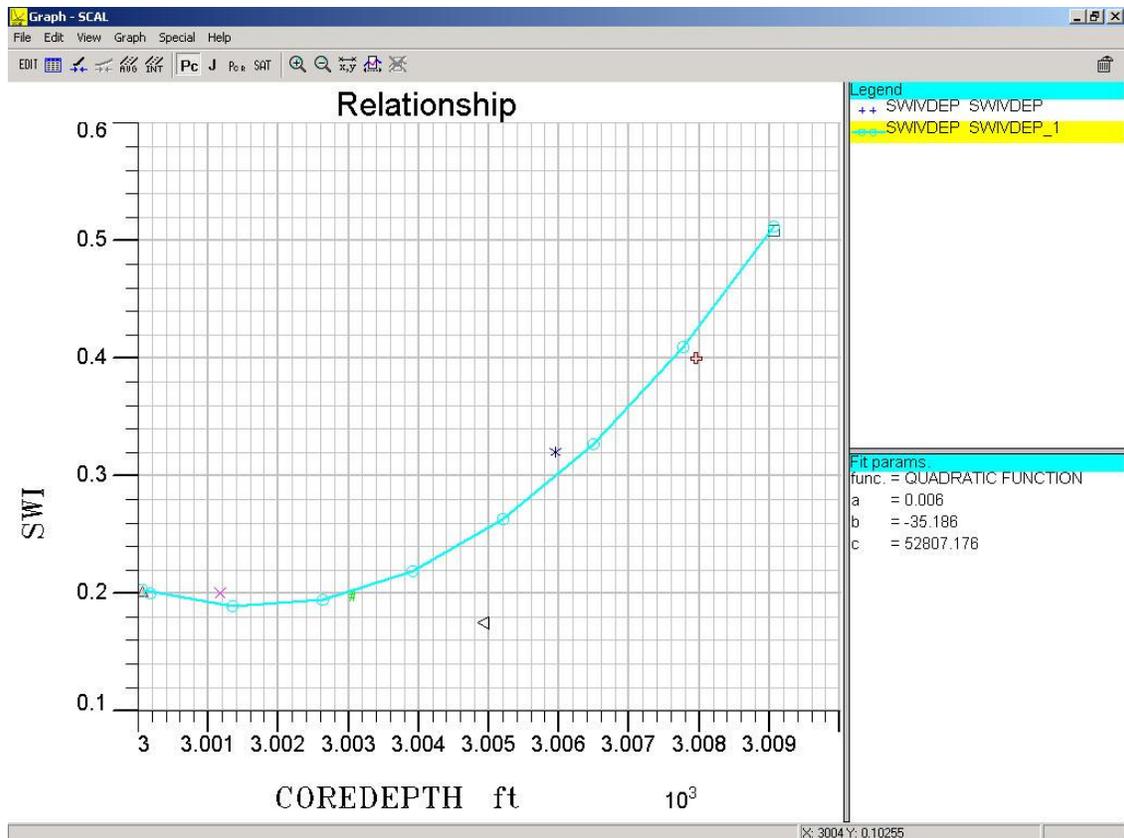


Figura 4.10. Ejemplo de una correlación de saturación de agua inicial.

En la figura 4.10 generada por el SCAL™ podemos ver como es que las correlaciones son utilizadas para generar la información que falta.

CAPÍTULO 4

REFERENCIAS

- 1 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 2 "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Forrest F. Craig Jr., Volumen 3, Serie; Henry L. Doherty, Primera Edición, Sociedad de Ingenieros Petroleros.
- 3 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 4 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 5 "Practical Reservoir Simulation". Cap. 7 Capillary pressure and relative permeability: Data screening. Pag. 153-203.
- 6 "Applied Reservoir Engineering", Smith Charles. Tracy G.W. Farrar R. Lance. Primera Edición, ED. OGCI Publications Tulsa. Vol 1.
- 7 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 8 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 5

MODELADO DE POZOS

5.1. INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores problemas en la ingeniería de yacimientos es el implementar la capacidad de los pozos puestos a producción. Este es un problema de un solo pozo y que es opuesto a los problemas que conciernen con la ingeniería de yacimientos que lo ven como un todo.

En este capítulo se presentan algunos de los factores que controlan el paso de los fluidos desde la formación hasta el pozo y se intenta indicar de que manera pueden afectar estos factores a la historia de producción del pozo.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado es necesario reconocer que hay tres fases, las cuales tienen que ser estudiadas en forma separada para unir las después. Estas tres fases son: comportamiento del flujo de entrada, comportamiento del flujo en una tubería vertical y comportamiento en el estrangulador.

5.2. MODELADO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

Cuando se modela el comportamiento de un yacimiento con métodos numéricos, inevitablemente las dimensiones horizontales de cualquier malla que contenga un pozo son mayores que el radio del pozo.

5.2.1. ECUACIONES DE FLUJO RADIAL.

Supóngase un pozo que esta produciendo líquido a razón de q en bl/día (aceite a condiciones de almacenamiento) extrayéndolo de un yacimiento horizontal y homogéneo, de un espesor productivo neto de h en pies y de extensión infinita; supóngase ahora que las condiciones de flujo tampoco cambian con el tiempo. Bajo tales circunstancias y suponiendo que el líquido producido tiene una compresibilidad constante y baja, es posible deducir una fórmula que relacione la presión de la formación en un punto en particular en cuanto a la distancia del punto al pozo y al gasto de producción de líquido.

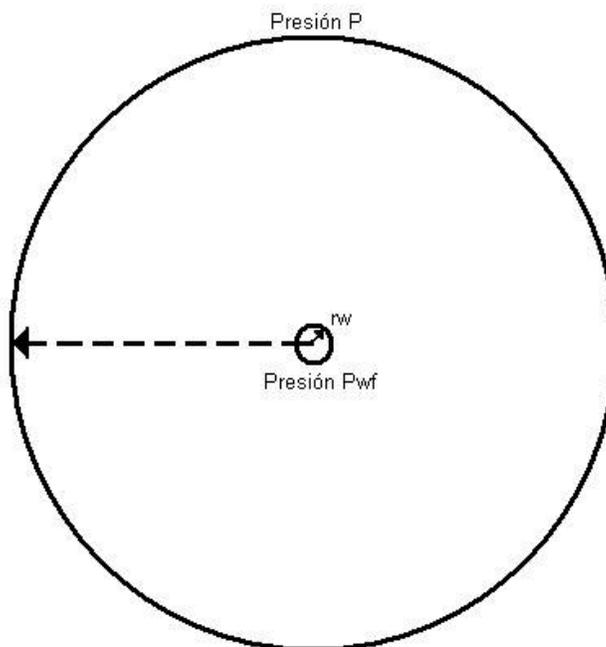


Figura 5.1. Pozo en un yacimiento homogéneo infinito¹.

Considere que el radio del pozo sea r_w en pies y la presión en la cara de la arena sea p_{wf} , en lb/pg^2 . Si el líquido tiene viscosidad μ en cp, la presión p en lb/pg^2 en la formación a una distancia igual al radio r en pies, medidos desde el eje del pozo es aproximadamente¹.

$$p = p_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \dots\dots\dots 5.1$$

Donde B_o es el factor de volumen del aceite y la permeabilidad de la formación es k medida en milidarcies.

La ecuación 5.1 es irreal para valores grandes de r , ya que implica que p aumenta en gran medida cuando se incrementa r , en tanto que, en la práctica p tiende a p_s que es la presión estática del yacimiento. Si r_e es el valor de r , que hace que el lado derecho de la ecuación 5.1 sea igual a p_s , entonces la ecuación da una aproximación razonablemente buena de la distribución de presión real para valores r menores que r_e .

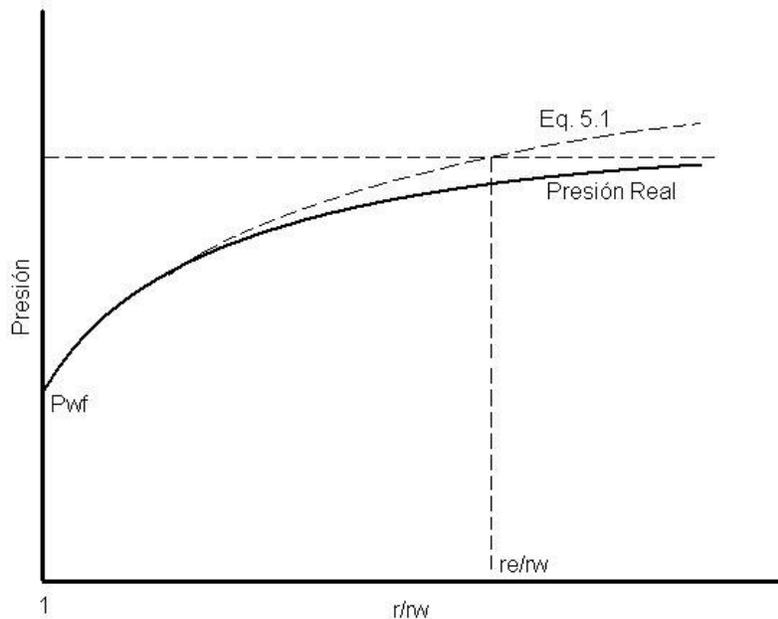


Figura 5.2. Forma en la que se distribuye la presión en la formación¹.

5.2.2. ECUACIONES DE FLUJO.

En este capítulo se limita el estudio al flujo de una sola fase en dos dimensiones. Consideraremos la malla de 5 bloques obtenida de un sistema regular de malla, figura 5.3, en la cual en el bloque central se tiene un pozo y 4 bloques vecinos.

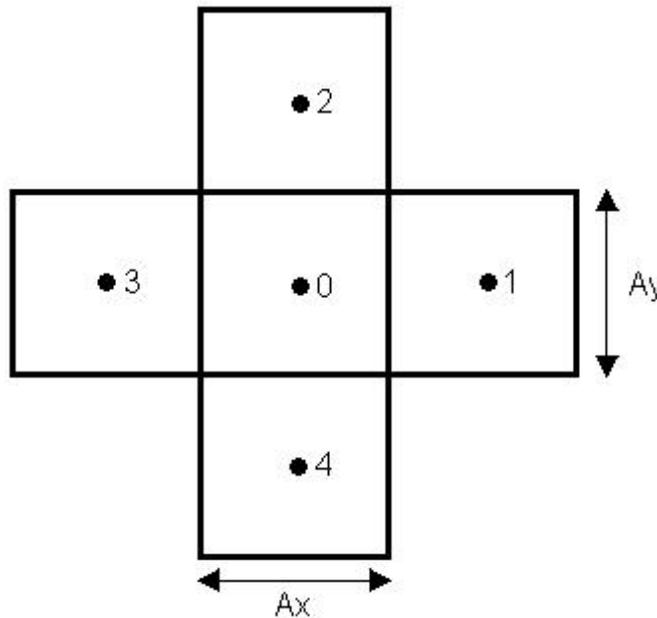


Figura 5.3. Arreglo de un pozo en el bloque central y 4 bloques vecinos².

Schwabe y Brand³ propusieron la siguiente relación:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_e - p_{wf}}{\ln(r_e / r_w) + s} \dots\dots\dots 5.2$$

Donde r_e es tomado igual que Δx y p_e es una presión efectiva en el radio de drene, r_e es obtenido de:

$$p_e = p_o + F_i \sum_{i=1}^4 (p_i - p_o) \dots\dots\dots 5.3$$

Si se considera que no existe daño a la formación la ecuación 5.2 queda de la siguiente manera:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln(\Delta x / r_w)} \dots\dots\dots 5.4$$

Lo que van Poolen⁴ propuso es que la presión calculada para el bloque del pozo debe de ser una presión promedio areal que representara al bloque.

Asumiendo que se cuenta con un flujo “Steady state” la distribución de presión cerca del pozo esta dada por:

$$p = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots 5.5$$

Integrando sobre un ciclo con un área igual a la del bloque obtenemos la siguiente presión promedio.

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_b}{r_w} - \frac{1}{2} \right] \dots\dots\dots 5.6$$

Donde:

$$\pi r_b^2 = \Delta x \bullet \Delta y$$

Haciendo $\Delta x = \Delta y$ entonces

$$r_b = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}} \dots\dots\dots 5.7$$

Haciendo \bar{p} igual con p_o , de acuerdo con la suposición de van Poolen⁴ de que la presión en los bloques es la misma que la presión promedio areal, se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln \frac{\Delta x}{r_w \sqrt{\pi}} - \frac{1}{2}} \dots\dots\dots 5.8$$

Soluciones numéricas para el problema de una sola fase y cinco bloques involucrando varios tamaños de de malla muestran que el radio efectivo del pozo (donde la presión actual de flujo es igual a la presión de flujo calculada WBP) esta dado por:

$$R_o = 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \dots\dots\dots 5.9$$

Esta relación se verifica con una derivación matemática para un solo pozo en una malla infinita. El valor exacto de la constante se puede obtener con, $e^{-\gamma/4}$, donde γ es la constante de Euler y es igual a 0.5772157.

5.2.3. EFECTO DE LA RAZÓN ESPERADA.

Muchas ecuaciones han sido dadas para relacionar la presión de los bloques WBP con la presión de fondo fluyendo del pozo, todas estas se pueden escribir de la siguiente manera:

$$p_{wf} - p_o = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_w}{A(\Delta x \Delta y)^{1/2}} + B \right] \dots\dots\dots 5.10$$

Esta ecuación ha sido derivada de la suposición de que la presión del bloque es un promedio areal en un círculo en el cual el área es igual a la del bloque de pozo.

Comparando la ecuación anterior 5.10 con la siguiente:

$$p_{wf} - p_o = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_w}{r_o} \right] \dots\dots\dots 5.11$$

Obtenemos que el valor de r_o debe de satisfacer la siguiente relación:

$$r_o = C(\Delta x \Delta y)^{1/2} \dots\dots\dots 5.12$$

Para una malla cuadrada se tiene la regla de:

$$r_o = 0.2\Delta x \dots\dots\dots 5.1$$

3

Donde el valor de la constante 0.2 viene de $\exp\left(\frac{-\pi}{2}\right) = 0.208$, tomando en cuenta esto, podemos escribir la ecuación 5.12 como:

$$\frac{r_o}{\Delta x} = 0.2\alpha^{1/2} \dots\dots\dots 5.14$$

Donde α es la razón esperada puede ser definida como:

$$\alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x} \dots\dots\dots 5.15$$

La suposición de que la presión de cada bloque es un promedio areal de presión sobre un círculo con la misma área que la del bloque da como

conclusión que el radio equivalente es proporcional al valor geométrico de Δx y Δy (Ec. 5.12). Para comprobar esta conclusión, la razón $r_o/(\Delta x \Delta y)^{1/2}$ se puede graficar y es ahí donde se puede ver que la ecuación 5.12 está muy alejada de ser válida.

Otra aproximación para determinar el efecto de la razón esperada α en r_o es hacer la suposición de que las presiones calculadas para los bloques adyacentes al bloque del pozo satisfacen la ecuación 5.5 por lo que:

$$p_1 - p_0 = p_3 - p_0 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln(\Delta x / r_o) \dots\dots\dots 5.16$$

y

$$p_2 - p_0 = p_4 - p_0 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln(\Delta x / r_o) \dots\dots\dots 5.1$$

7

La ecuación diferencial para la distribución de presiones en el flujo steady state escrita para el bloque 0 es:

$$\frac{kh\Delta y}{\mu\Delta x} (p_3 - 2p_0 + p_1) + \frac{kh\Delta x}{\mu\Delta y} (p_2 - 2p_0 + p_4) = q \dots\dots\dots 5.18$$

Combinando las ecuaciones 5.16 a la 5.18 podemos encontrar:

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \exp\left(\frac{\ln \alpha - \pi\alpha}{1 + \alpha^2}\right) \dots\dots\dots 5.19$$

Tabla 5.1. Valores extrapolados de $r_o/\Delta x$ Y $r_o/\Delta y$ y ciertas cantidades derivadas como función de la razón esperada.

α	$r_o/\Delta x$	$r_o/\Delta y$	$r_o/(\Delta x \Delta y)^{1/2}$	$r_o/(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2}$
1	0.198506	0.198506	0.198506	0.140365
2	0.313866	0.156933	0.221936	0.140365
4	0.578739	0.144685	0.289369	0.140365
8	1.13166	0.141457	0.400102	0.140365
16	2.250225	0.140639	0.562556	0.140365
32	4.493874	0.140434	0.794412	0.140365
64	8.894497	0.140383	1.123062	0.140365
128	17.9673	0.140369	1.588099	0.140365
256	35.93486	0.140371	2.245929	0.140365

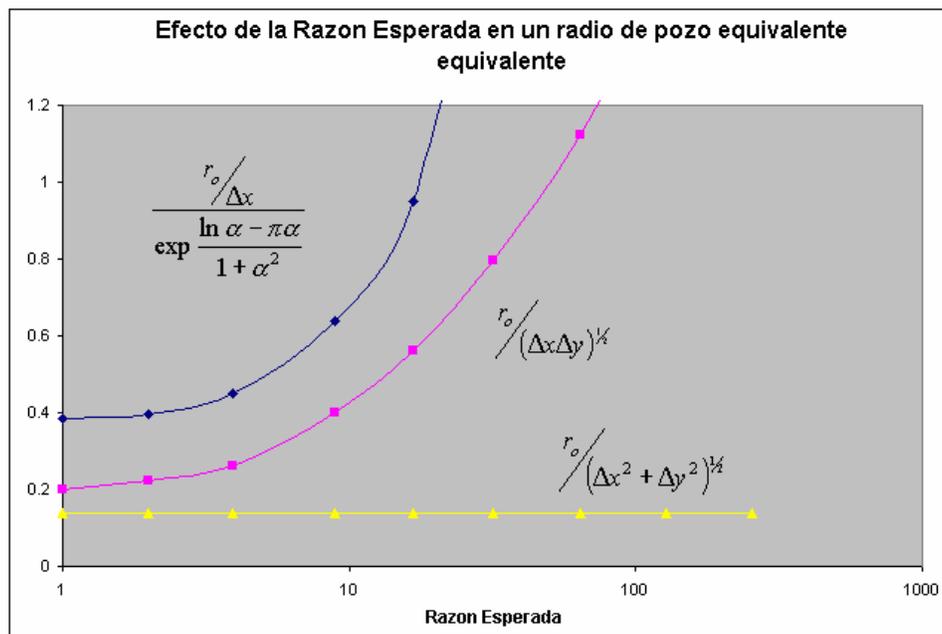


Figura 5.4. Pozo en un yacimiento homogéneo infinito¹.

También se han hecho pruebas de suposiciones donde las presiones calculadas para los bloques adyacentes al pozo satisfacen la ecuación de flujo radial. Esta suposición es comprobada dividiendo el valor de $r_o/\Delta x$ en la tabla 5.1 por el valor de $r_o/\Delta x$ calculado con la ecuación 5.19 y graficándolo en función de α para así llegar a la conclusión de que la ecuación 5.19 tampoco es válida.

La clave para encontrar el efecto de α en r_o está en el hecho de que $r_o/\Delta y$ se aproxima a una constante para α grandes.

La última columna de la tabla 1 muestra la razón de r_o para esta diagonal para cada valor de α . La consistencia de esta razón para un rango tan amplio de razones esperadas sobresale ampliamente. Esta razón también está graficada en la figura 5.4 en donde obviamente aparece como una línea horizontal.

Por lo tanto el radio de bloque de pozo satisface la ecuación 5.9.

5.2.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La presión de producción p_{wf} en el fondo del pozo se conoce como BHP fluyendo, a la diferencia existente entre esta y la presión estática p_s del pozo se le conoce como el abatimiento de presión y puede ser representado por la siguiente formula:

$$\text{Abatimiento} = p_s - p_{wf} \dots\dots\dots 5.20$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este caso en particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J. Si el gasto de producción q esta en bl/dia de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/pg², el IP se define como:

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} \left[\frac{bl}{(dia) \left(\frac{lb}{pg^2} \right)} \right] \dots\dots\dots 5.21$$

El gasto q, está basado en la producción neta de líquidos, esto es la producción de aceite mas la producción de agua, a menos que se especifique otra cosa. Otro concepto es el IP específico, identificado por J_s y es el número total de barriles de líquido a condiciones de almacenamiento producidos por día

por cada lb/pg² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, es decir:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(p_s - p_{wf})} [=] \frac{bl}{(dia) \left(\frac{lb}{pg^2} \right) (pies)} \dots\dots\dots 5.22$$

Donde h es la capa productora en pies.

De la ecuación 5.1 resulta claro que para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme se tiene la fórmula:

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o \mu \ln \left(\frac{re}{rw} \right)} [=] \frac{bl}{(dia) \left(\frac{lb}{pg^2} \right)} \dots\dots\dots 5.23$$

$$J = \frac{J}{h} = \frac{0.007082k}{B_o \mu \ln \left(\frac{re}{rw} \right)} [=] \frac{bl}{(dia) \left(\frac{lb}{pg^2} \right) (pie)} \dots\dots\dots 5.24$$

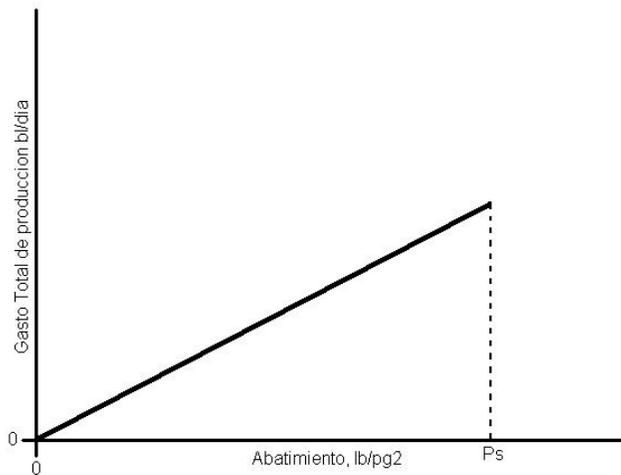


Figura 5.5. Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento¹.

MODELADO DE POZOS.

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir la ecuación 5.10 de la siguiente forma:

$$q = (J)(\Delta p) \dots\dots\dots 5.25$$

En la que Δp es el abatimiento. Así es evidente que la relación entre q y Δp es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J .

La ecuación 5.10 también puede ser escrita de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{J} \dots\dots\dots 5.26$$

En un momento particular, la vida del yacimiento p_s tiene un valor específico por lo que sí J es constante, de la grafica de la p_{wf} vs q se obtiene una línea recta, y el ángulo θ que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \Theta = \frac{OB}{BA} \dots\dots\dots 5.27$$

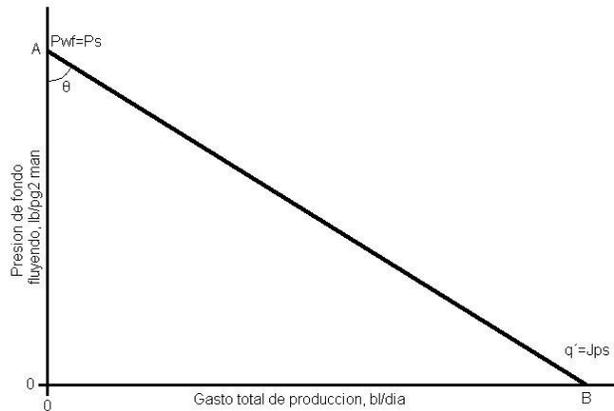


Figura 5.6. Representación gráfica del IP¹.

El valor de q en el punto B, es decir, J_{ps} , se llama potencial del pozo y se representa con el símbolo q' . Se debe de hacer énfasis en que la figura 5.5 se refiere al comportamiento de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, se está hablando en realidad del potencial de la formación: el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la BHP fluyendo es cero.

Para construir las figuras 5.4 y 5.5 se supuso que el IP era independiente de la producción, incrementando las posibilidades de que la producción de la formación cayeran sobre una línea recta.

5.3. REPRESENTACIÓN HISTÓRICA DE YACIMIENTOS.

Para comprender realmente que es lo que pasa en el pozo tenemos que tener en cuenta que existen tres categorías básicas de terminación de pozos las cuales son:

- a) Terminación con agujero descubierto
- b) Terminaciones con liner
- c) Terminación con casing perforado

5.3.1. TERMINACIÓN CON AGUJERO DESCUBIERTO.

En este tipo de terminación el casing de producción debe de ser colocado por encima de la zona de interés para después perforarlo y llegar al intervalo deseado. El pozo es terminado con el intervalo productor abierto directamente hacia el pozo.

Ventajas:

MODELADO DE POZOS.

- a) El peso y la química del lodo deben de ser controlados para minimizar el daño a la formación sin importar la zona de interés
- b) Eliminación de costos en la perforación
- c) Interpretación de registros no es crítica
- d) Máximo diámetro del pozo disponible
- e) Se puede convertir a una terminación con liner de manera sencilla

Desventajas:

- a) Difícil de controlar la producción excesiva de gas y de agua
- b) El casing de producción es colocado antes de que el horizonte objetivo sea perforado
- c) El intervalo productor no puede ser estimulado selectivamente
- d) La sección de agujero descubierto requiere limpieza constante

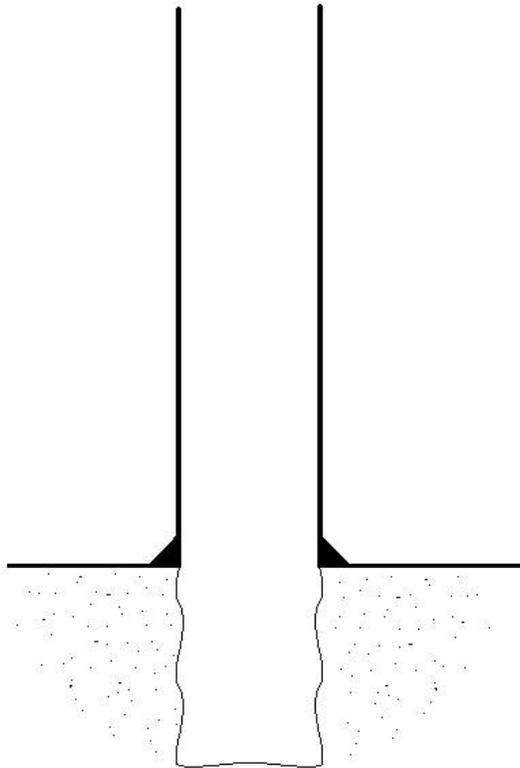


Figura 5.7. Terminación de pozo en agujero descubierto⁵.

5.3.2. TERMINACIÓN CON LINER.

Existen dos diferentes tipos de terminaciones con liner, una es cuando se utiliza el liner con una malla y la otra es cuando el liner es perforado para permitir el paso del fluido.

1) Liner que utiliza una malla:

El casing es colocado por encima de la zona productora y el ensamble del liner que no está cementado es colocada a través de la zona productora.

Ventajas:

- a) El daño a la formación es reducido en la perforación
- b) No hay gastos extras en la perforación
- c) La interpretación de registros no es crítica
- d) Es adaptable a técnicas especiales de control de arena
- e) Se evitan problemas de limpieza

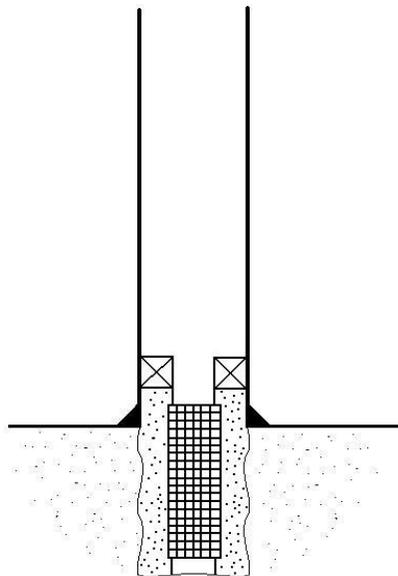


Figura 5.8. Terminación de pozo con liner que utiliza malla⁵.

Desventajas:

- a) Dificil de controlar la producción excesiva de gas y de agua.
- b) El casing de producción es colocado desde antes que se perfore la zona de producción.
- c) No es posible realizar una estimulación selectiva.
- d) Se requiere de tiempo adicional del equipo.
- e) El diámetro del pozo es reducido.

2) Liner que es perforado:

El casing es colocado por encima de la zona de producción y el intervalo productor es perforado, después el liner es colocado en su lugar para ser cementado y posteriormente ser disparado en una zona selectiva para la producción.

Ventajas:

- a) El daño a la formación es minimizado
- b) La producción excesiva de gas ó agua puede ser fácilmente controlada o prevenida
- c) La formación puede ser estimulada de una manera selectiva
- d) El liner impide que la arena entre al pozo, pero también se le pueden añadir técnicas de control de arena adicionales

Desventajas:

- a) El diámetro del pozo en la zona de producción es reducido
- b) La interpretación de registros es crítica

- c) Un buen trabajo de cementación en el liner es más difícil que uno en una tubería primaria

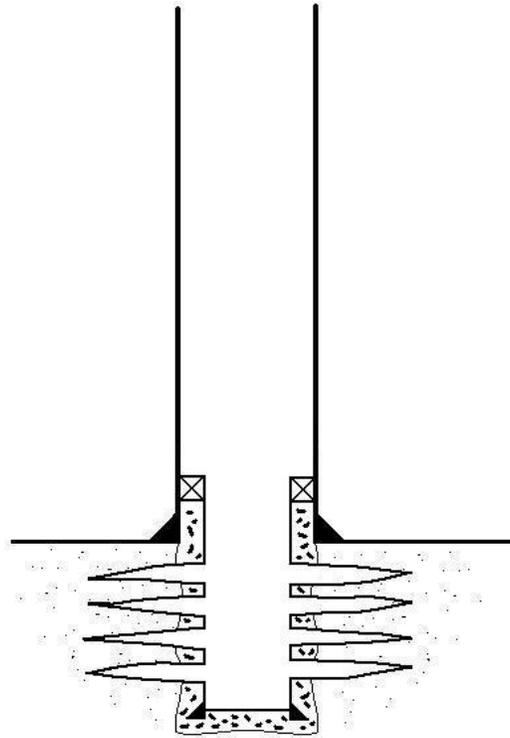


Figura 5.9. Terminación de pozo con liner perforado⁵.

5.3.3. TERMINACIÓN CON CASING PERFORADO.

El casing de producción es cementado a través de la zona productora y este es selectivamente perforado.

Ventajas:

- a) La producción excesiva de gas ó agua puede ser fácilmente controlada o prevenida
- b) La formación puede ser estimulada de una manera selectiva
- c) El casing impedirá el flujo de arena hacia el pozo y se pueden adaptar controles de arena especiales

MODELADO DE POZOS.

- d) Se tiene flujo por todo el diámetro del pozo en la zona de interés
- e) Se pueden correr registros que ayudan en la toma de decisiones para colocar el casing
- f) Adaptable a todas las configuraciones de terminación múltiples
- g) El proceso de cementación es más sencillo

Desventajas:

- a) El costo de perforación puede ser considerable
- b) Mayor peligro de daño a la formación en la zona de interés

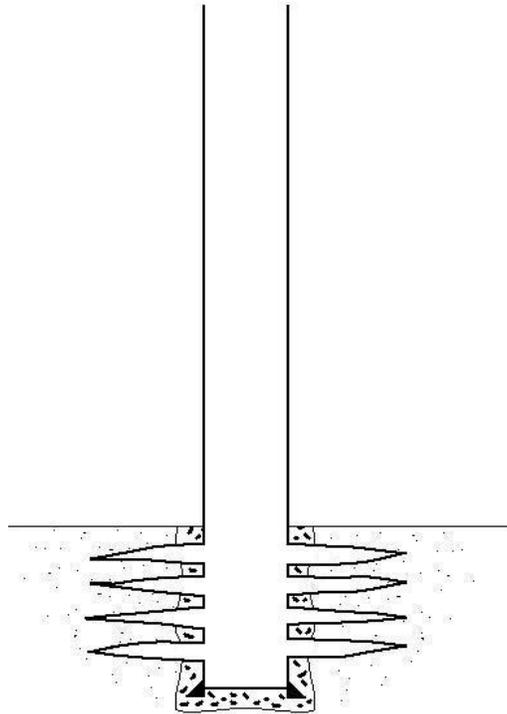


Figura 5.10. Terminación de pozo con casing perforado⁵.

5.3.4. EJERCICIO CON SCHEDULE™

Schedule™ es un programa interactivo para preparar, validar e integrar la información de terminación y de producción para ser usada en el simulador de yacimientos.

Schedule™ importa la información de producción de archivos ASCII o también puede ser fácilmente creado este formato desde cualquier base de datos, esto con la finalidad de generar los keywords de control de producción para el simulador.

Schedule™ maneja todas las categorías principales de información de producción necesaria para el programa de simulación. Esto puede incluir los patrones de desviación del pozo, producción histórica del pozo, volúmenes de inyección, información de la terminación e información de los trabajos de estimulación. Este software ayuda a trasladar la información real en un formato que puede ser leído utilizando Eclipse™ y otros simuladores.

Schedule™ reduce el tiempo requerido para generar un archivo de entrada creando un modelo de simulación. En este también se puede editar la información que es cargada y puede ser visualizada como se muestra en la figura 5.11 donde podemos observar un pozo del yacimiento con el atributo de permeabilidad.

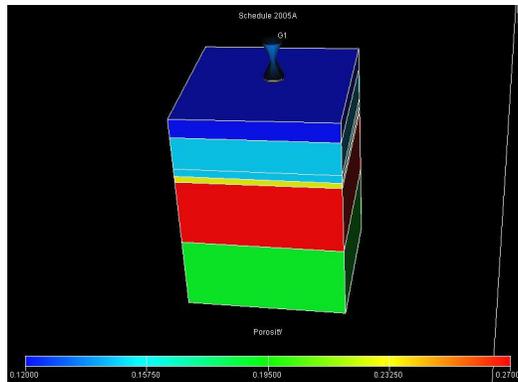


Figura 5.11. Visualización de un pozo en Schedule™.

También podemos ver las diversas actividades que se realizaron en el transcurso de la perforación y la terminación del pozo como se muestra en la figura 5.12.

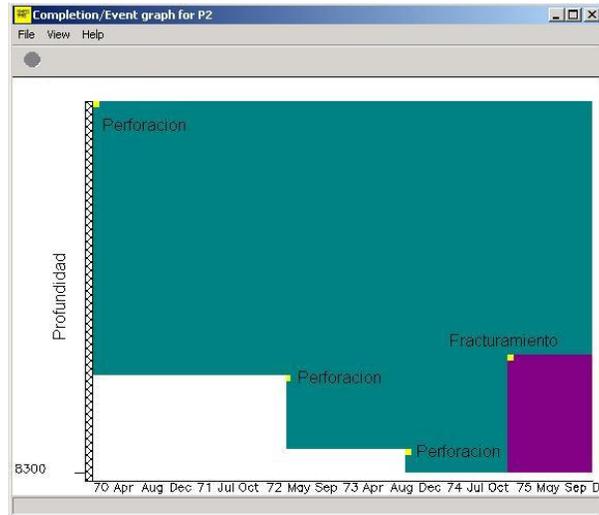


Figura 5.12. Diferentes etapas de perforación y terminación de un pozo.

Todos estos datos son cargados con la finalidad de crear un archivo .DATA el cual será usado para correrlo en Eclipse™ y realizar la simulación del yacimiento. A continuación se muestran un par de gráficas las cuales se pueden obtener con el simulador Eclipse™ una vez corrido el archivo .DATA.

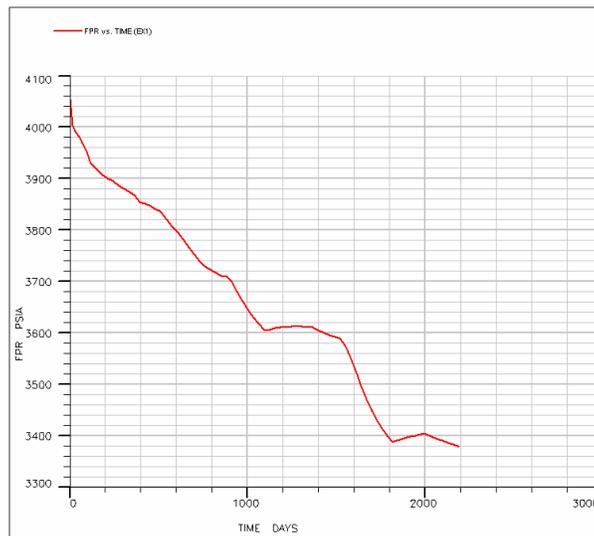


Figura 5.13. Presión del campo.

Esta gráfica no solo se puede obtener a nivel de yacimiento, sino también por cada pozo podemos obtener la grafica de la presión.

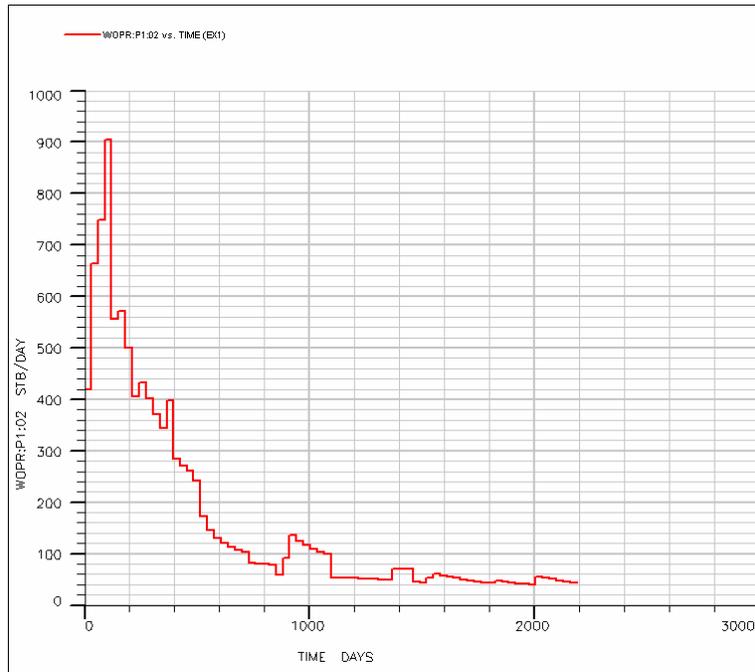


Figura 5.14. Producción de aceite de un pozo.

Al igual que la gráfica anterior, también se pueden obtener producciones tanto del yacimiento como de un solo pozo.

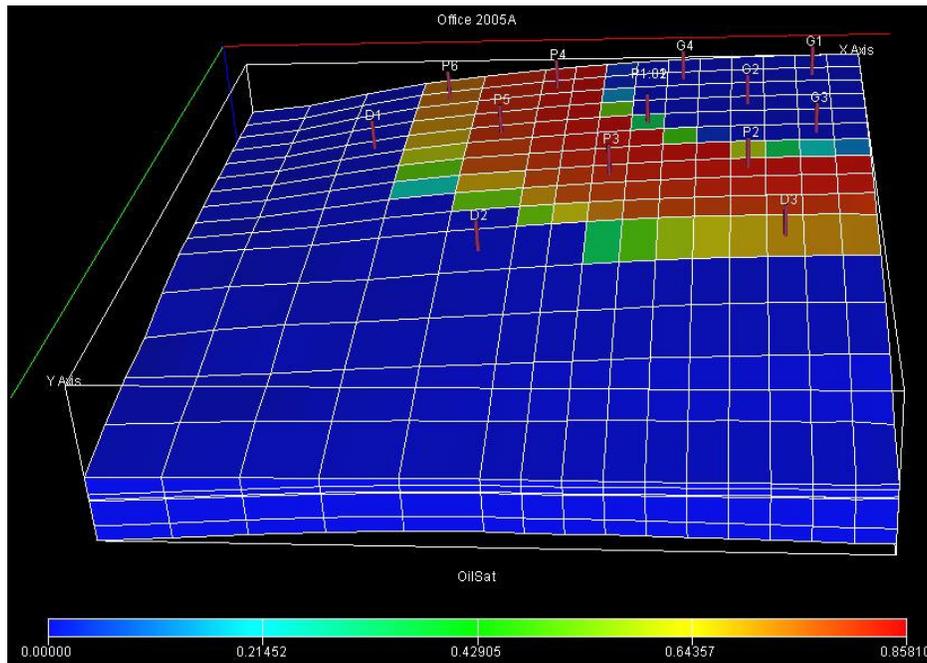


Figura 5.15. Malla de simulación del campo con el atributo de la saturación de aceite.

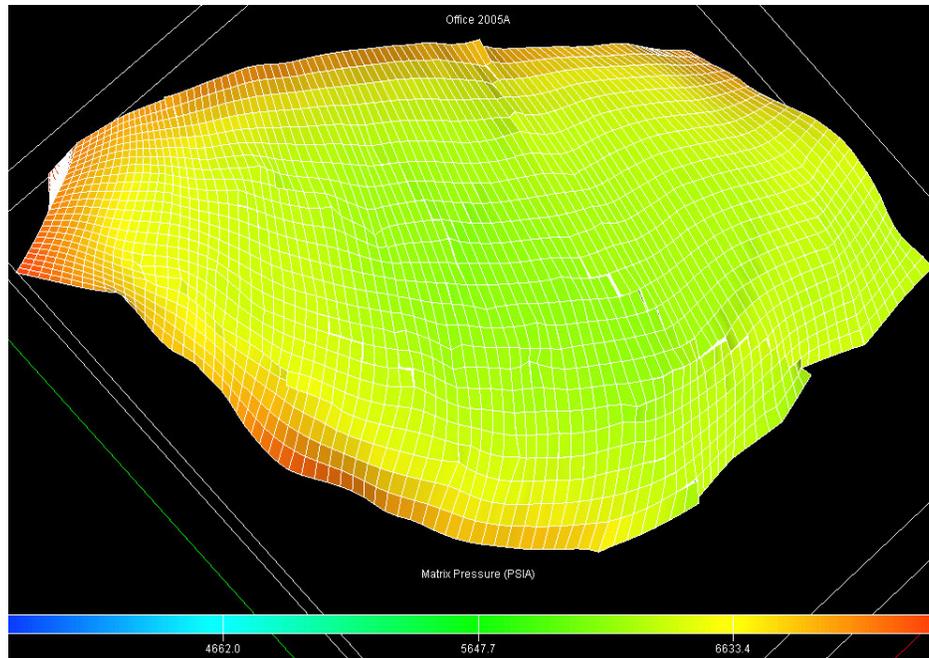


Figura 5.16. Malla de simulación del campo con el atributo de presión en la matriz.

Esta es la malla de simulación que se empleó para este yacimiento en específico donde se pueden observar todos los pozos y podemos ver el atributo de la saturación de aceite, de esta manera se pueden ver diversos atributos como la permeabilidad, porosidad, presión, etc.

5.4. COMPORTAMIENTO FUTURO DE PRODUCCIÓN DE POZOS.

Para hacer el análisis del comportamiento de un pozo fluyente se necesita reconocer que existen tres fases las cuales deben de ser estudiadas de manera separada para al final hacer un análisis completo.

Las tres fases son:

- a) Comportamiento del flujo de entrada
- b) Comportamiento del flujo en una tubería vertical
- c) Comportamiento del flujo en el estrangulador

El comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo del aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere por el índice de productividad IP del pozo o en términos generales por el IPR.

El comportamiento del flujo en la tubería vertical implica un estudio de pérdida por presión en tuberías verticales que conducen mezclas en dos fases. Existen varios métodos para analizar este problema, los más comunes son; Poettmann y Carpenter¹, ampliado por Baxendell¹ y por Barendell y Thomas¹, también existen el de Ros¹ y el de Gilbert¹.

Las pérdidas de presión que acompañan al flujo de aceite, agua y gas a través de una línea de flujo restringida (estrangulador o niple reductor) en la superficie se conocen como comportamiento del estrangulador.

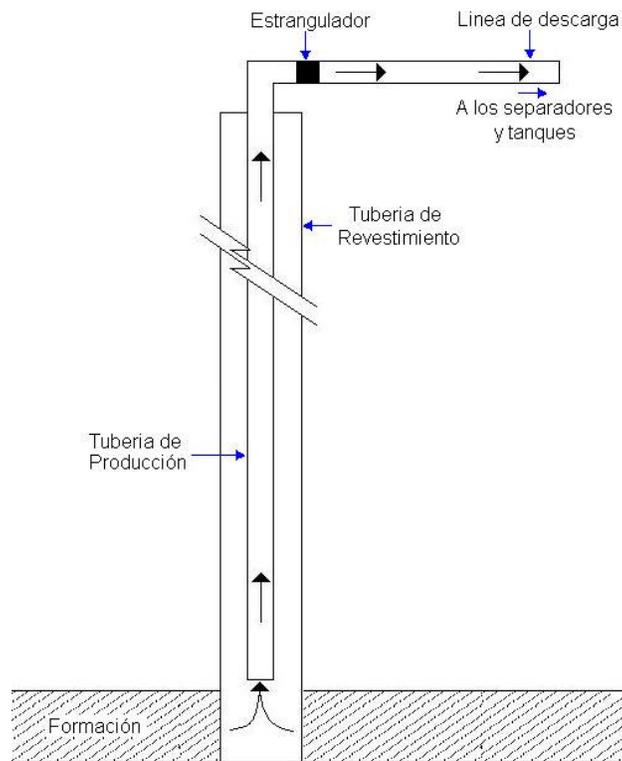


Figura 5.17. Las tres fases del comportamiento del pozo.

5.4.1. REGÍMENES DE FLUJO EN EL TUBO VERTICAL DE DOS FASES.

Conforme la presión disminuye constantemente en el pozo, el aceite crudo que contiene gas en disolución lo irá liberando como consecuencia de la disminución de presión y por lo tanto el volumen de líquido disminuye, este fenómeno afecta los volúmenes de gas libre y aceite presente en cada punto de la tubería de producción de un pozo fluyente.

Suponiendo que la BHP (presión de fondo fluyendo) está por arriba del punto de burbuja del crudo que se está produciendo, el líquido se encuentra presente solo en la parte baja de la TP y conforme el líquido sube por la tubería de producción disminuye la presión y se comienzan a formar burbujas de gas, a este régimen de flujo se le conoce como flujo de burbujas. Conforme el fluido sube por la tubería de producción las burbujas de gas aumentan en tamaño y se vuelven más numerosas, las que son más grandes se deslizan a la parte superior de la TP de una manera más rápida que las de menor tamaño, esto debido al volumen de la burbuja. Se puede llegar a una etapa en la cual las burbujas grandes son casi del diámetro de la tubería de producción de tal manera que el régimen de flujo ha llegado a ser tal que los baches de aceite que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre si por bolas de gas que ocupan toda la sección transversal de la tubería de producción excepto por una película de aceite que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Esta condición se conoce como flujo por baches.

No obstante que se mantengan las presiones bajas en la tubería de producción, las burbujas pueden aumentar el tamaño y expandirse a tal grado que logren atravesar los baches del aceite más viscoso, con el resultado de que el gas forma una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotitas de aceite con ellas, a lo largo de las paredes de la tubería existe una película de aceite que se mueve hacia arriba, a esto es a lo que se le conoce como flujo anular.

Al seguir bajando la presión se tiene como resultado el incremento del volumen de gas lo que da lugar a una película de aceite cada vez más delgada hasta que desaparece y el régimen de flujo llega a ser lo que se denomina flujo de niebla, esto es, una fase continua de gas en la cual las gotitas son transportadas conjuntamente con el gas.

No es probable que todos los regímenes de flujo existan simultáneamente en un pozo, la caída de presión que se requeriría en la tubería de producción sería mayor que la que se encuentra en la práctica, pero, se pueden presentar dos o posiblemente tres regímenes con sus zonas de traslape, este es un factor muy importante cuando se analizan las pérdidas de presión en una tubería vertical.

Además de los regímenes de flujo en sí mismos, las viscosidades del aceite y del gas, las variaciones de dichas viscosidades con la temperatura y la presión, las características PVT de los fluidos del yacimiento, BHP fluyendo y la presión en el cabezal de la tubería afectan directamente el gradiente de presión en un punto en particular de la TP.

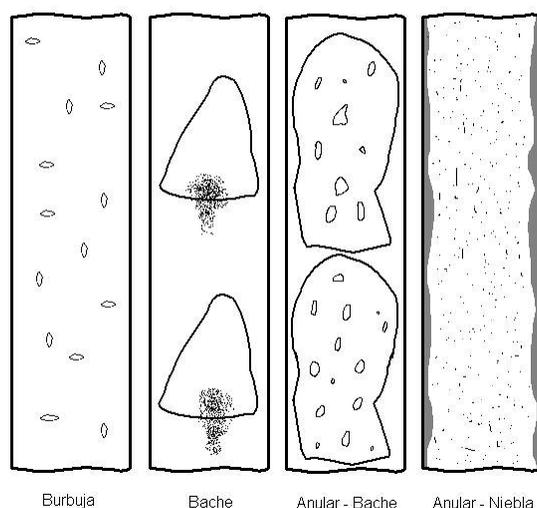


Figura 5.18. Configuraciones geométricas en flujo vertical⁵.

5.4.2. FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL.

Al pasar los fluidos a través de la tubería vertical (tubería de producción) del yacimiento hacia el pozo y de este a la superficie hacia las baterías de separación, se consume mucha de la energía en forma de caídas de presión, por esto es necesario hacer una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de todo este sistema, con esto es posible:

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga
- b) Proyectar aparejos de producción artificial (Neumático, mecánico, eléctrico)
- c) Obtener la presión de fondo fluyendo sin intervenir los pozos
- d) Calcular el efecto de los estranguladotes con respecto al gasto
- e) Determinar la vida fluyente de los pozos
- f) Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste

Si graficamos las caídas de presión en la tubería de producción contra el gasto del líquido, considerando el diámetro de la tubería y la relación gas aceite constantes obtenemos la siguiente curva.

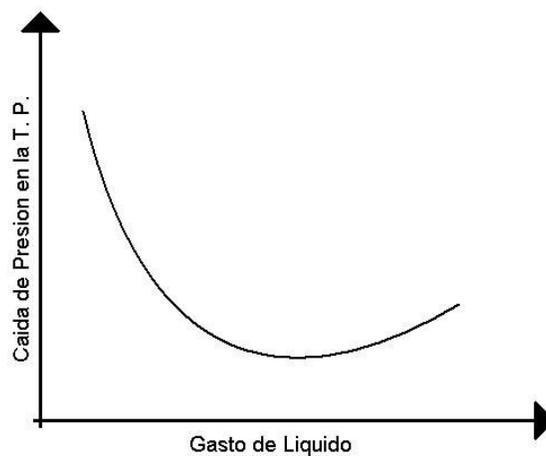


Figura 5.19. Caídas de presión en la T. P. Vs. Gasto de liquido⁵.

En la figura anterior podemos ver que las caídas de presión se reducen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan, esto debido que a altos gastos del líquido la fricción es la causante de la mayor caída de presión, mientras que a un gasto disminuye la velocidad también disminuye hasta un mínimo y llegar a un gasto mínimo haciendo que la mayor caída de presión sea debida al colgamiento del líquido.

En la siguiente figura se grafican las caídas de presión en la tubería de producción contra el diámetro de la tubería de producción, manteniendo el gasto constante y la relación gas líquido. Para diámetros grandes de la tubería de producción la velocidad del líquido con respecto a la velocidad del gas es menor, por lo que el resbalamiento entre fases y el colgamiento del líquido provocan las mayores caídas de presión.

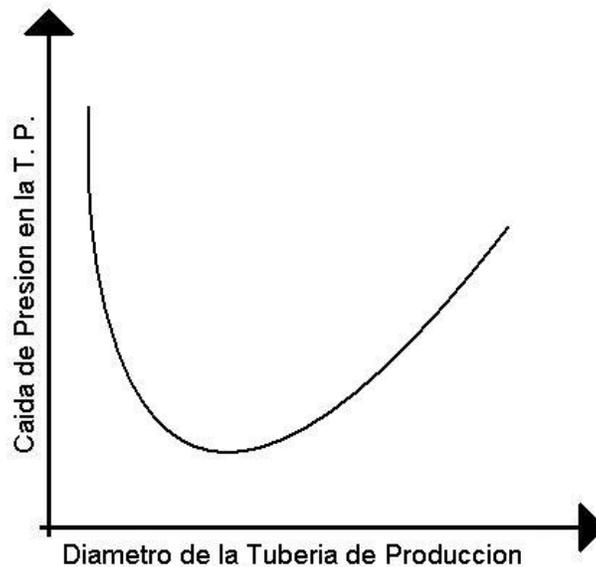


Figura 5.20. Caídas de presión en la T. P. Vs. Gasto de líquido⁵.

Para calcular la relación gas líquido a condiciones de flujo en la entrada de la tubería es necesario utilizar correlaciones desarrolladas experimentalmente basándose en la distribución de las fases en el flujo, todo esto es debido al fenómeno del resbalamiento.

5.4.3. TABLAS HIDRÁULICAS.

Lo que este tipo de tablas nos demuestran es el efecto del gasto de líquidos en las pérdidas de presión para diferentes diámetros de tubería de producción.

Observando este tipo de gráficas podemos llegar a la conclusión de que a gastos bajos de producción y a RGL (relación gas-líquido) bajas son más eficaces los diámetros menores de tubería. Esto es debido al factor de que el flujo por baches y el anular descritos anteriormente pueden presentarse en tuberías de producción de diámetro pequeño, mientras que a la misma RGL el flujo de burbuja puede ser el principal en las tuberías de producción de diámetro mayor. Entonces las pérdidas por deslizamiento son mayores en sartas de producción de diámetro mayor, conforme el gasto se incrementa a una relación gas-líquido constante, hay menos tiempo para que se deslice el gas, las pérdidas por deslizamiento decrecen y las pérdidas de presión en la TP disminuyen inicialmente.

5.4.4. CONSTRUCCIÓN DE TABLAS HIDRÁULICAS.

Para la construcción de tablas hidráulicas se utiliza el VFPi™ el cual es un programa interactivo para preparar, examinar y editar tablas VFP. Este calcula las caídas de presión en los pozos y tuberías y genera tablas de desempeño de flujo vertical para que puedan ser introducidas a Eclipse™. El programa contiene una gran cantidad de facilidades para examinar la información de la tubería de producción y las propiedades de los fluidos, así como para graficar los resultados de rutas de presión individuales y calcular el desempeño de las curvas del flujo vertical. La IPR de un pozo puede ser superpuesta en las curvas para dar un estimado del ritmo de producción de un pozo a determinadas condiciones.

VPFi puede también hacer el cálculo de la caída de presión para un fluido composicional y producir tablas de un desempeño de flujo vertical composicional para su uso en Eclipse™ 300.

VPFi ofrece la opción de escoger entre 7 diferentes correlaciones de flujo de múltiples fases para calcular el cruce de las presiones:

- a) Aziz, Govier y Fogarasi⁶
- b) Orkiszewski⁶
- c) Hagedorn y Brown⁶
- d) Beggs y Brill⁶
- e) Mukherjee y Brill⁶
- f) Gray⁶
- g) Petalas y Aziz⁶

Diferentes correlaciones pueden ser usadas para diferentes secciones de la tubería de producción haciendo posible que VFPI™ maneje tuberías horizontales y onduladas, así como las tuberías verticales de los pozos y los risers en las plataformas petroleras. Los cálculos pueden incluir los efectos de la inyección del gas, del bombeo en el fondo del pozo, de un compresor de gas y el bombeo del flujo en dos fases.

En las siguiente figura 5.21 podemos ver que en la aplicación directa del software podemos introducir el estado en el que se encuentra el pozo, esto es, se puede introducir la profundidad vertical verdadera (TVD), así como la desviación que este puede llegar a tener. Para este caso es un pozo de 10150 ft de profundidad y que no tiene ninguna desviación horizontal.

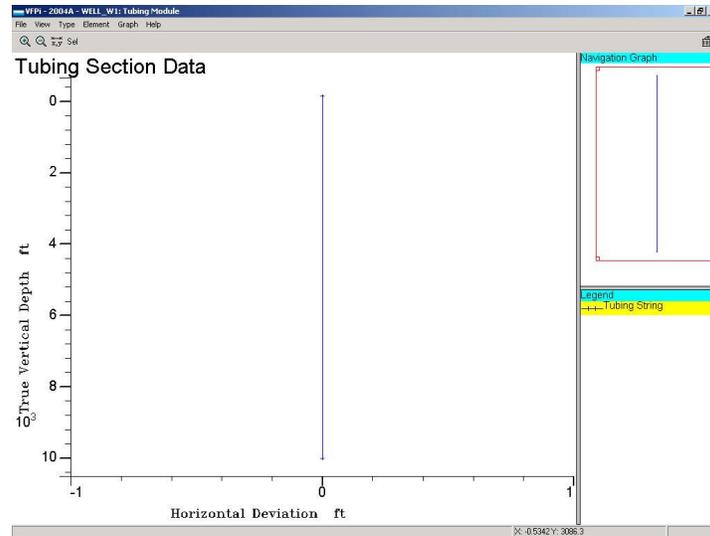


Figura 5.21. Desviación y profundidad del pozo.

A este modelo se le cargo información de temperatura e información PVT de aceite, gas y agua para poder construir la familia de curvas de presiones la cual se puede ver en la figura 5.22.

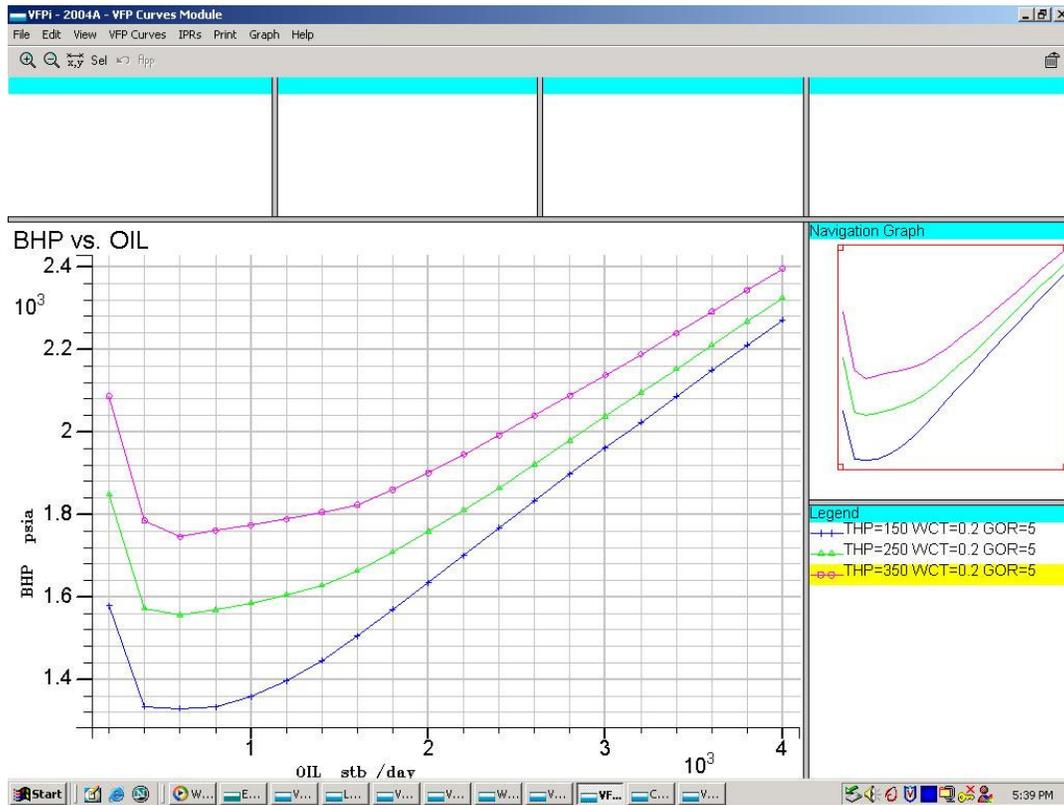


Figura 5.22. Familia de curvas con diferentes presiones en la cabeza del pozo.

En la figura anterior se puede observar el comportamiento de la familia de curvas de presiones para una relación gas - aceite de 5 Mscf/stb.

CAPÍTULO 5

REFERENCIAS

- 1 “Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros” T. E. W. Nind, Editorial LIMUSA.
- 2 “Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation”, D. W. Peaceman, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 06893.
- 3 “Prediction of Reservoir Behavior Using Numerical Simulators”, K. Schwabe and J. Brand, SPE Paper #1857, Presented at the SPE-AIME 42nd Annual Fall Meeting, Houston, Oct, 1-4 1967.
- 4 “Treatment of individual wells and grids in Reservoir Modeling”, H. K. van Poolen, E. A. Breitenbach and D. H. Thurnau, SPE Journal Dic 1968, AIME, Vol. 243.
- 5 “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Ing. Francisco Garaicochea Petirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar Lopez Ortiz, Colegio de Ingenieros Petroleros, 1991.
- 6 “VPM User Guide 2005A”, Simulation Software Manuals 2005A, Schlumberger, Schlumberger Information Solutions. 2005.
- 7 “Production operations course 1: Well Completions”, L. E. Buzarde Jr., R. L. Kastor., W. T. Bell., C. L. DePriester. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- 8 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 9 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 6

APLICACIÓN PRÁCTICA

6.1. INTRODUCCIÓN

Realizar el pronóstico del comportamiento de un yacimiento es una de las tareas más importantes aunque sea una de las más complicadas para los ingenieros en la industria petrolera. El conocimiento de las reservas remanentes en un yacimiento es de vital importancia para una óptima planeación de la explotación de un yacimiento. Desafortunadamente el ingeniero encargado de resolver la tarea de predecir las reservas continuamente enfrenta una decisión difícil para obtener la más precisa, esta es, usar un programa de cómputo que tome en cuenta todos los factores pertinentes pero usualmente es caro y se pierde mucho tiempo, además de que se requiere un conocimiento detallado del yacimiento. Por otro lado el ingeniero puede utilizar los cálculos del desplazamiento convencional en una dimensión que son de muy fácil aplicación pero que en algunos casos no describen adecuadamente el sistema de flujo del yacimiento.

Los modelos de simulación de yacimientos grandes y heterogéneos requieren que la información que se introduce a este sea detallada y consistente. Los principales tópicos que deben de incluirse en la construcción de modelos de

simulación de yacimientos son los de la construcción de sistemas de mallas areal y vertical, definir los contactos de los fluidos, análisis PVT y de núcleos y mediciones especiales con la finalidad de identificar el problema que se requiere simular.

El yacimiento Gullfaks es un yacimiento de aceite, gas y gas disuelto que esta ubicado en el sector noruego del Mar del Norte, este fue descubierto en 1979 y tiene un tirante de agua de 135 metros.

El proceso de modelado estático y dinámico del yacimiento Gullfaks que se realizó para hacer un estudio posterior dinámico es el siguiente y el cual puede verse gráficamente en la figura 6.1:

- a) Edición de la información de entrada
- b) Interpretación sísmica
- c) Correlación de pozos
- d) Modelado de fallas
- e) Construcción de la malla del modelo estático
- f) Conversión a profundidad de los datos
- g) Modelado de Facies
- h) Modelado petrofísico
- i) Graficar los atributos
- j) Cálculo de volúmenes
- k) Diseño de pozos
- l) Simulación

Después de tener el modelo geológico lo que se tiene que hacer es introducir esta información a un simulador para saber como será el comportamiento futuro del yacimiento. En este caso todo el proceso estático se realiza en un software⁶ de caracterización estática utilizando las herramientas de un simulador comercial⁵ para hacer la simulación.

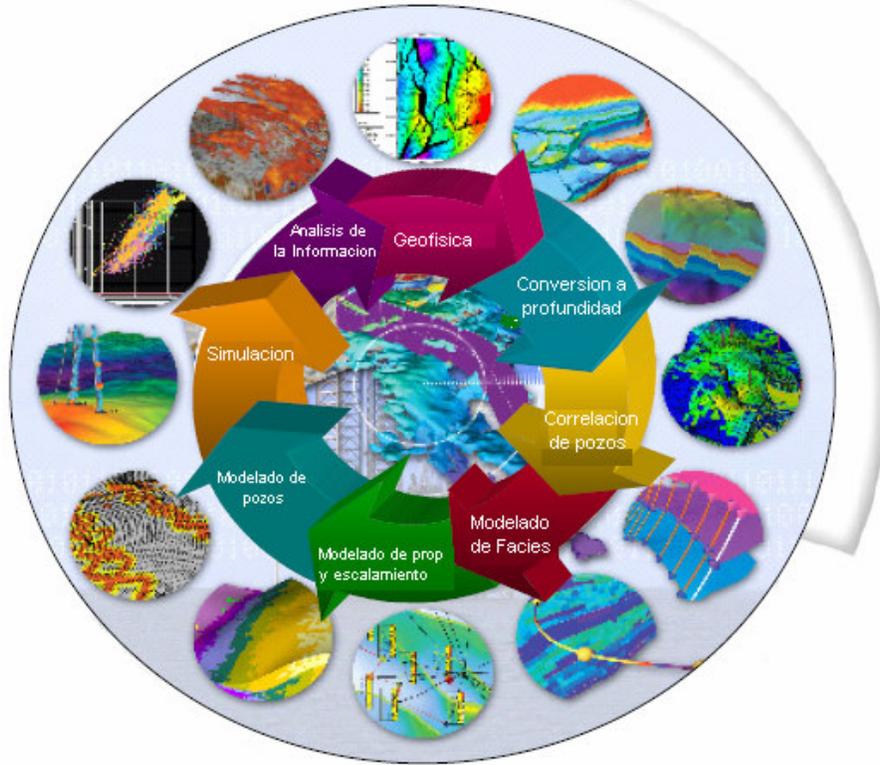


Figura 6.1. Esquema de trabajo que se realizo en el yacimiento Gullfaks.

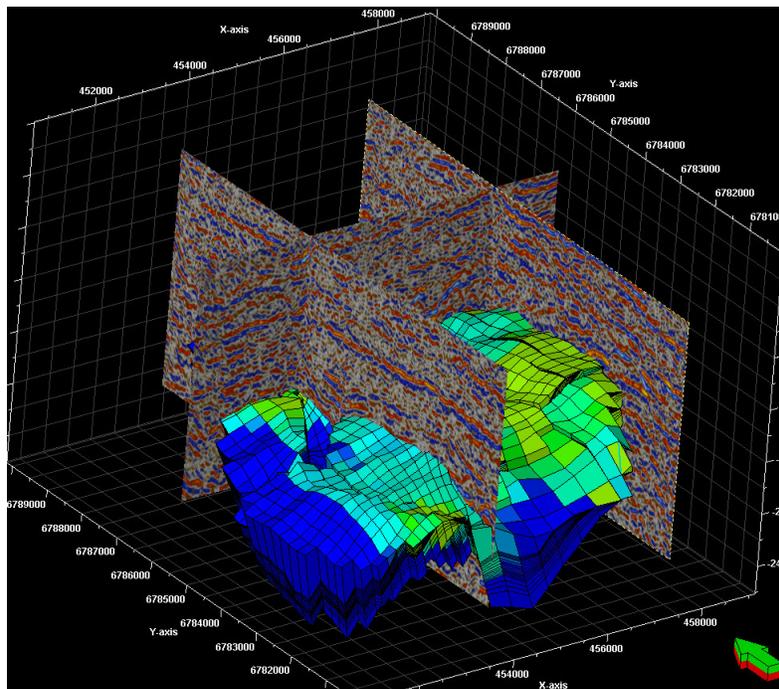


Figura 6.2. Líneas sísmicas con el atributo de porosidad después del análisis sísmico.

6.2. CONSTRUCCIÓN DE MALLAS DE SIMULACIÓN.

Para la construcción de mallas en el software de caracterización estática de yacimientos⁶ o con el simulador comercial⁵ se pueden utilizar diferentes tipos de estas, las cuales son:

- a) Malla de punto en la esquina
- b) Rectangular vertical
- c) Malla escalada

El primer tipo de malla permite crearlas con una inclinación de líneas coordenadas, el segundo tipo permite crear una malla areal rectangular con líneas coordenadas verticales y la última permite construir un modelo cuya estructura está basada directamente con la malla de 3D importada de un modelo geológico. Para este caso de estudio se utiliza la tercera basándose en el modelo geológico estático del campo Gullfaks obtenido del software⁶ y para después exportarla al simulador⁵ y realizar el modelo dinámico del campo Gullfaks.

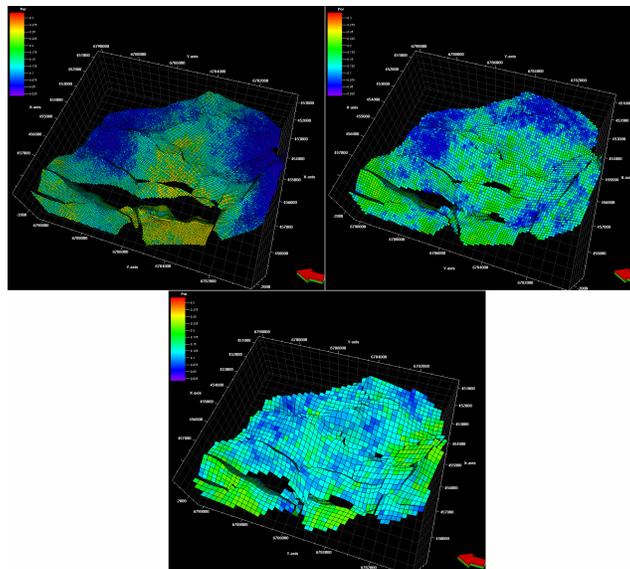


Figura 6.3. Diferentes espaciamientos en malla de simulación, 50, 100 y 200 respectivamente.

6.2.1. MALLA AREAL.

La selección de la malla areal y su orientación tiene que seguir una serie de principios establecidos. Por nombrar algunos, estos están dirigidos a representar el tipo de flujo, propiedades direccionales de la roca o discontinuidades y definir las locaciones en las cuales las saturaciones y presiones serán calculadas. El interés particular en aplicar estos principios a grandes yacimientos es debido a que se cuenta con una gran cantidad de pozos y por lo tanto la malla areal resultante debe de ser grande para mantener el detalle existente entre las vecindades de los pozos y las áreas de principal interés, por ejemplo alrededor de las zonas de contacto y en las zonas de transición. Acordemente se debe de realizar un esfuerzo extra para minimizar el tamaño de la malla areal de una forma que no comprometa los principales objetivos de estudio.

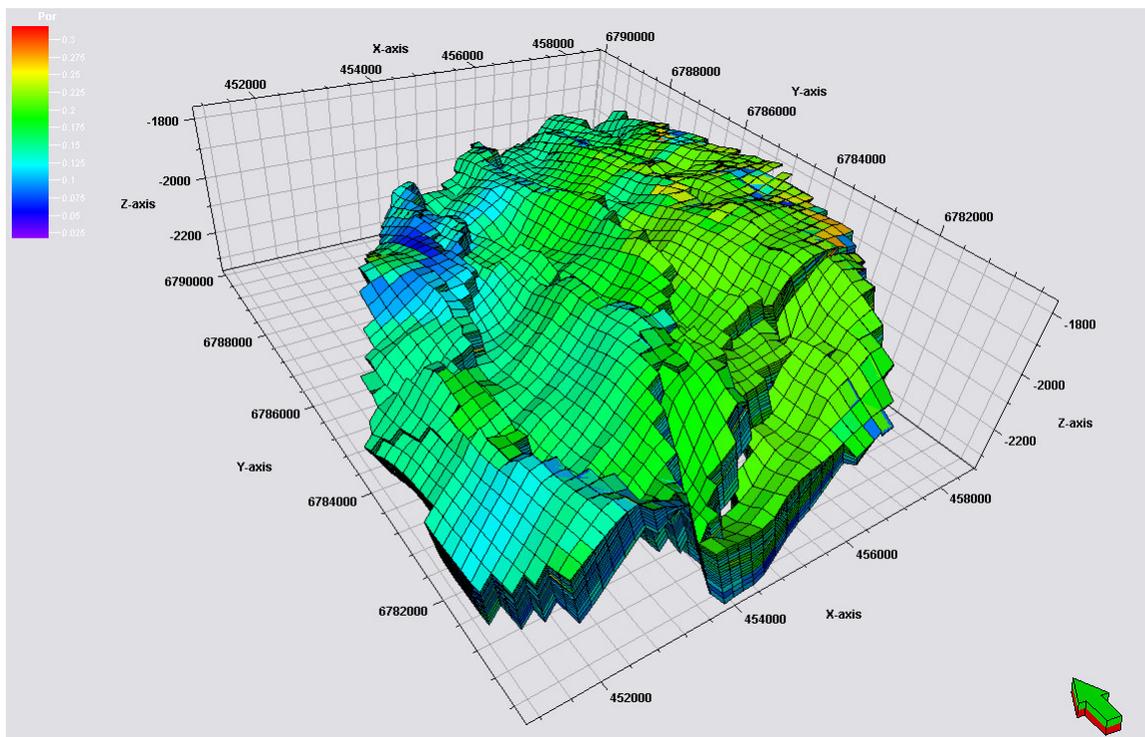


Figura 6.4. Malla de Simulación con el atributo de porosidad.

6.2.2. MALLA VERTICAL.

El alto contraste en las propiedades de las rocas como la permeabilidad horizontal no es siempre reflejado en la porosidad. De acuerdo con esto y basándose en los modelos geológicos establecidos, se construyen modelos de simulación con capas finas para representar ese contraste tomando en cuenta toda la información disponible del tipo de roca, permeabilidad horizontal y vertical y saturaciones de los fluidos en el yacimiento. Además, existen capas muy delgadas en los yacimientos que pueden actuar como barreras al flujo vertical.

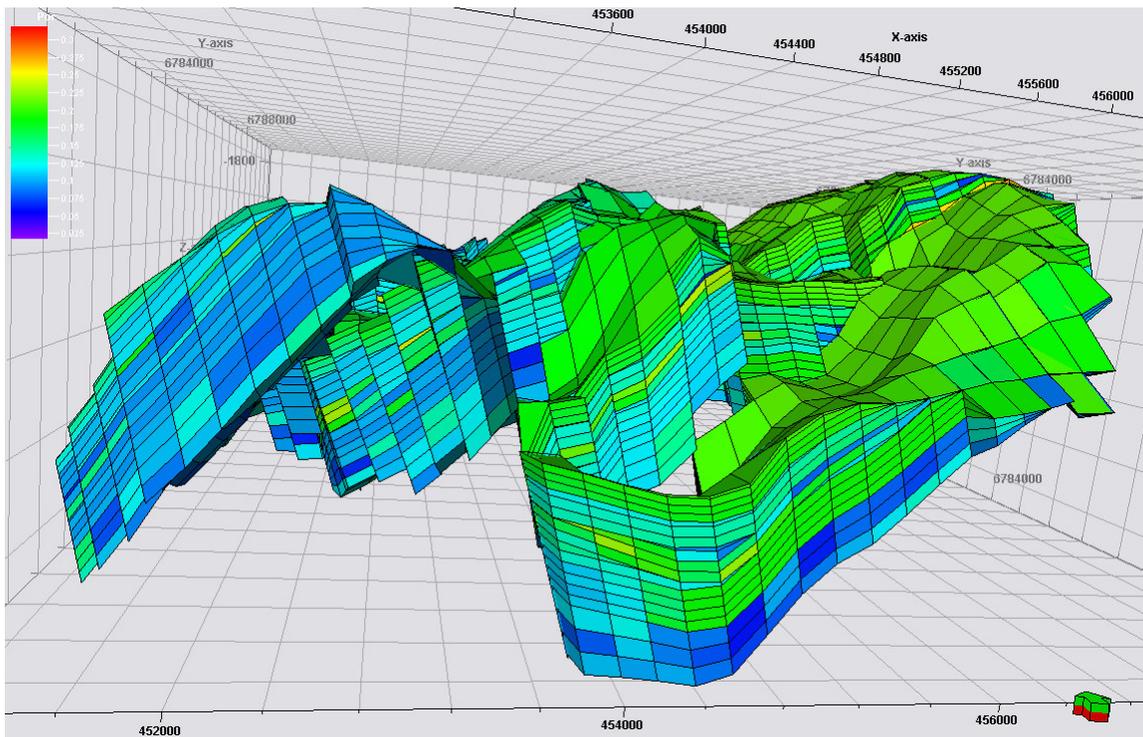


Figura 6.5. Malla de simulación vista lateralmente.

Estos intervalos son mayormente continuos pero tienen un amplio margen de permeabilidad vertical entre $1.0e^{-4}$ md y 10 md, medido en análisis de núcleos. Como resultado, estas capas son modeladas por separado para evitar suposiciones a priori en su habilidad para formar barreras totales o parciales al flujo vertical.

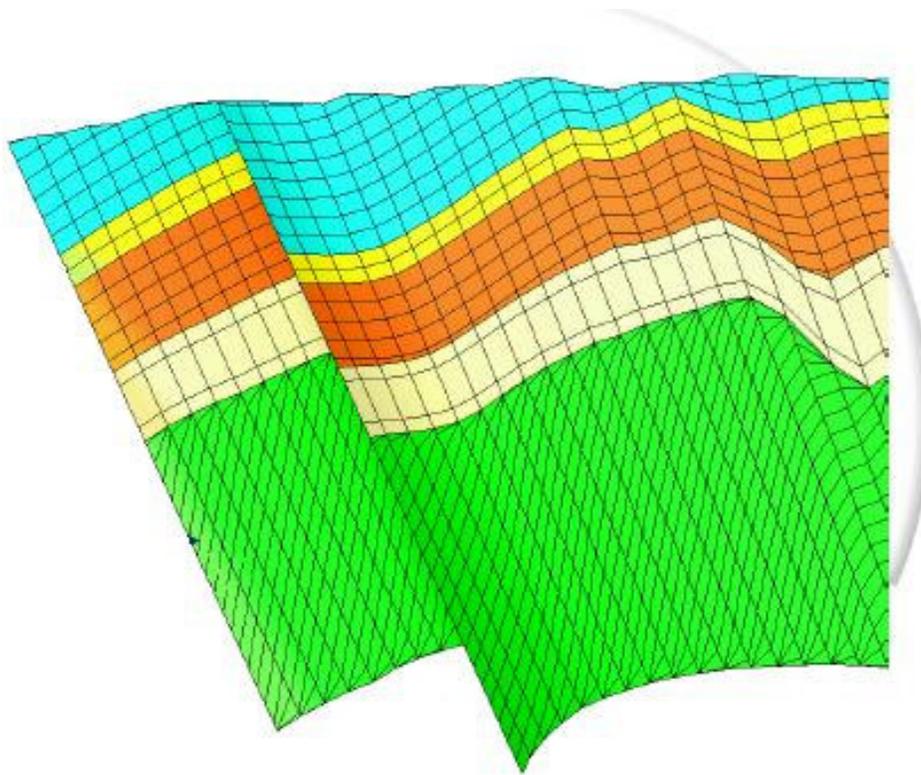


Figura 6.6. Malla de simulación idealizada vista lateralmente.

Además, la presencia de estas capas especialmente cuando demuestran tener variación en sus propiedades permite realizar una simulación mas realística del avance de flujo frontal, por lo tanto el flujo vertical entre las diferentes capas dependerá de las propiedades físicas de estas, como la movilidad, presión capilar y presión absoluta.

6.3. PROPIEDADES DE LA ROCA.

Todas las propiedades de las rocas como los topes estructurales, isopacas, porosidad, permeabilidad horizontal y vertical son mapeadas utilizando paquetes delimitadores. Las superficies generadas son entonces usadas para calcular el comportamiento de la construcción de propiedades de los bloques de la malla de simulación.

Los problemas típicos del mapeo incluyen el hecho de que estos no son representativos, aunque tengan mucha información de núcleos y de registros geofísicos. Esto es debido, a que por ejemplo las selecciones de las muestras de los núcleos son usualmente hechas en secciones limpias u homogéneas que pasa por alto más zonas permeables y ciertos horizontes delgados.

La permeabilidad vertical y la horizontal en los intervalos porosos y la permeabilidad horizontal en los intervalos delgados son obtenidas de información de núcleos cuando se tienen disponibles. En la mayoría de los casos la permeabilidad horizontal es muy parecida a la vertical en las zonas porosas.

En la figura 6.7 se muestra una correlación realizada para el campo de sus 5 pozos productores y los registros que se correlacionan son los de rayos gamma, porosidad y permeabilidad y en donde se pueden ver los 6 horizontes caracterizados por el modelo geológico.

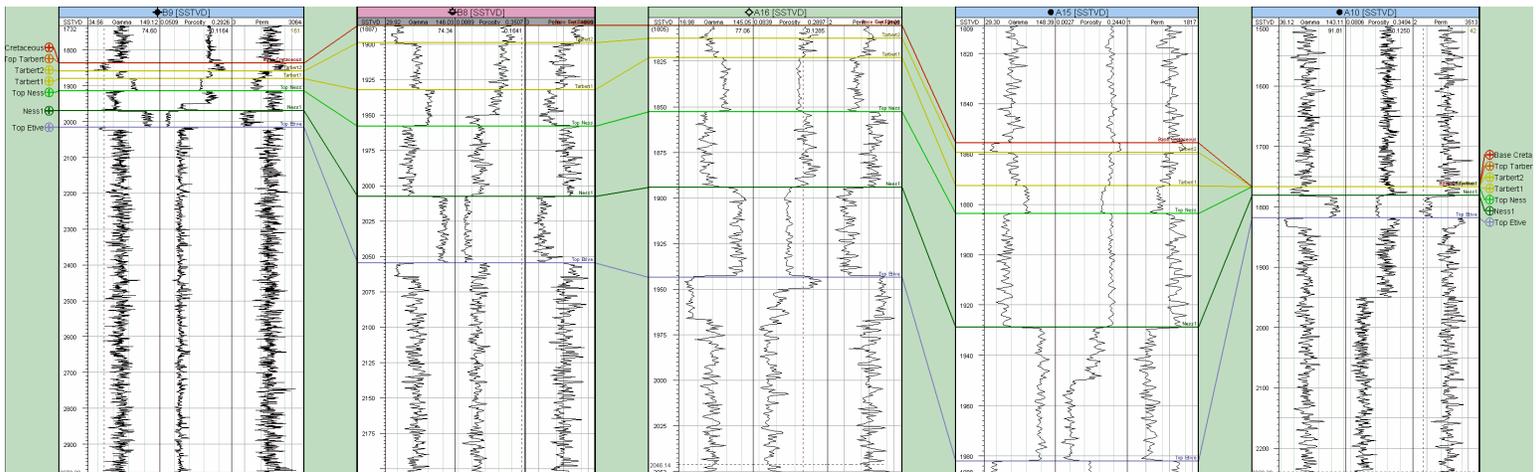


Figura 6.7. Correlación de registros geofísicos de GR, Porosidad y Permeabilidad de 5 pozos productores.

Debido a la presencia de vórgulos y de fracturas en el yacimiento, es importante notar que a menudo la prueba de permeabilidad horizontal realizada a pozos es mayor que la que se realiza a núcleos y que las correlaciones

simples entre los dos conjuntos de información no son posibles. Este problema es compensado con la presencia de terminaciones de pozos parciales o selectivas que se basan en la estratificación natural de los yacimientos.

Conforme a esto, los mapas de permeabilidad iniciales basados en núcleos son mejorados con los resultados de los modelos de pozos que utiliza la misma estratificación del yacimiento y a través de la cual las pruebas de transiente de presión son concordadas. Por otro lado, si se cuenta con suficiente información derivada de pruebas para todo el yacimiento, los mapas de pruebas de permeabilidad horizontal son primeramente convertidas en mapas absolutos utilizando la correlación k_o/k_a de la información de SCAL (Special core analysis). Los mapas de permeabilidad horizontal y vertical son otra vez verificados y corregidos con los modelos simples de pozos.

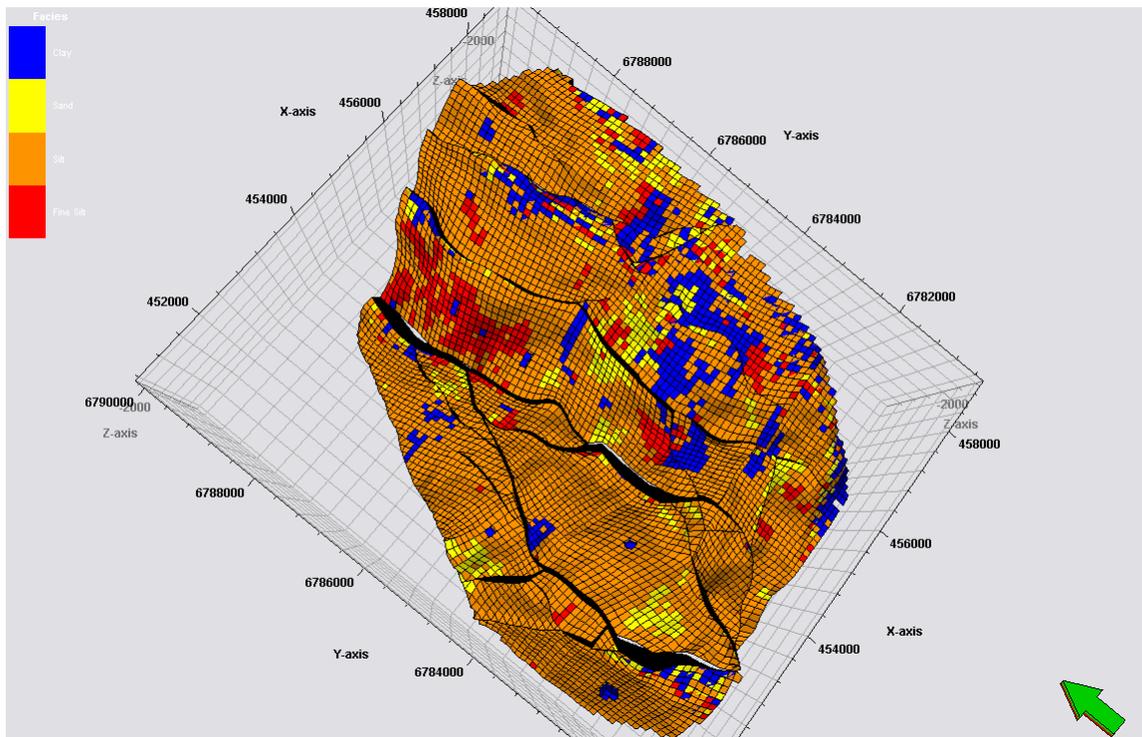


Figura 6.8. Visualización de las facies en el yacimiento.

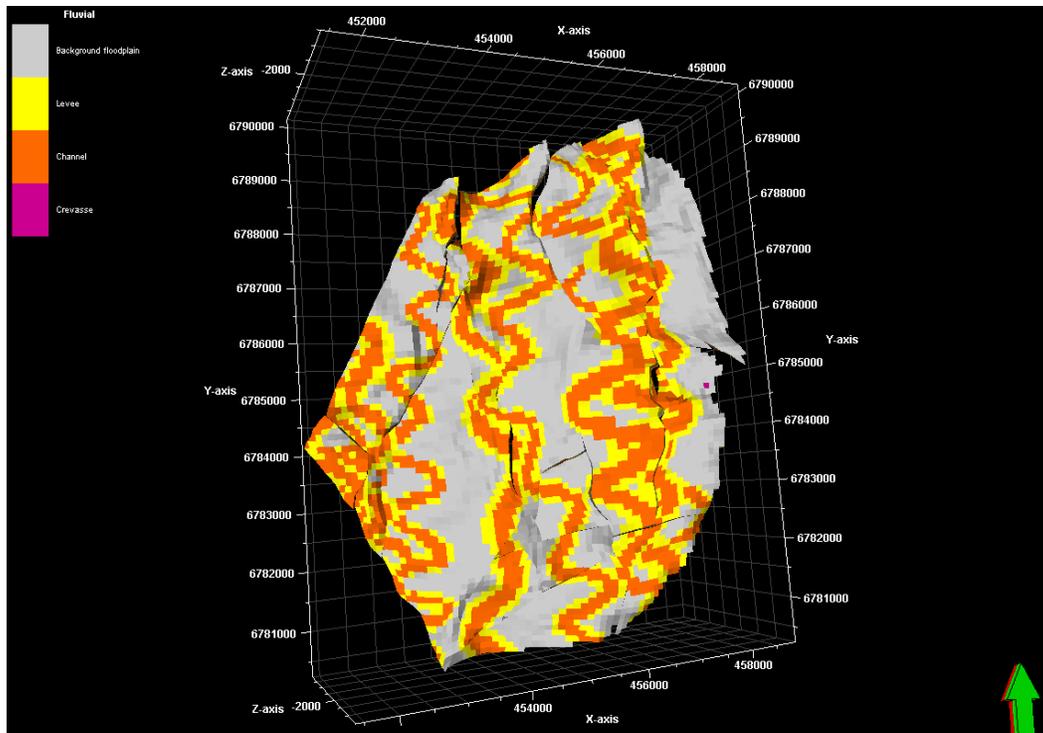


Figura 6.9. Visualización de las facies fluviales en el yacimiento.

6.4. CONTACTOS DE LOS FLUIDOS.

Debido a la heterogeneidad de las propiedades de la roca, los contactos observados de los fluidos (gas – aceite u aceite - agua) usualmente demuestran variaciones verticales que conforman las superficies de los contactos en lugar de contactos planos. Dicho fenómeno es causado por variaciones en las presiones capilares como resultado de las heterogeneidades de las propiedades de las rocas. De acuerdo con esto los contactos libres de fluidos (niveles libres de gas y de agua) son primeramente definidos por el yacimiento utilizando los perfiles de presión o información regional que es verificada con la información PVT, como se presenta en la figura 6.10.

Los contactos aparentes gas-aceite y aceite-agua son primeramente mapeados basándose en la información de registros geofísicos de pozos y en las pruebas de producción de pozos. Después la superficie generada de cada contacto es intersecada con la superficie estructural de cada capa, con la línea

de intersección resultante definiendo el aparente contacto perteneciente a cada capa. El contacto resultante en cada capa es después correlacionado con los registros geofísicos y con la información de pruebas de pozos para que una vez que se encuentre consistencia de los datos puedan ser mapeados.

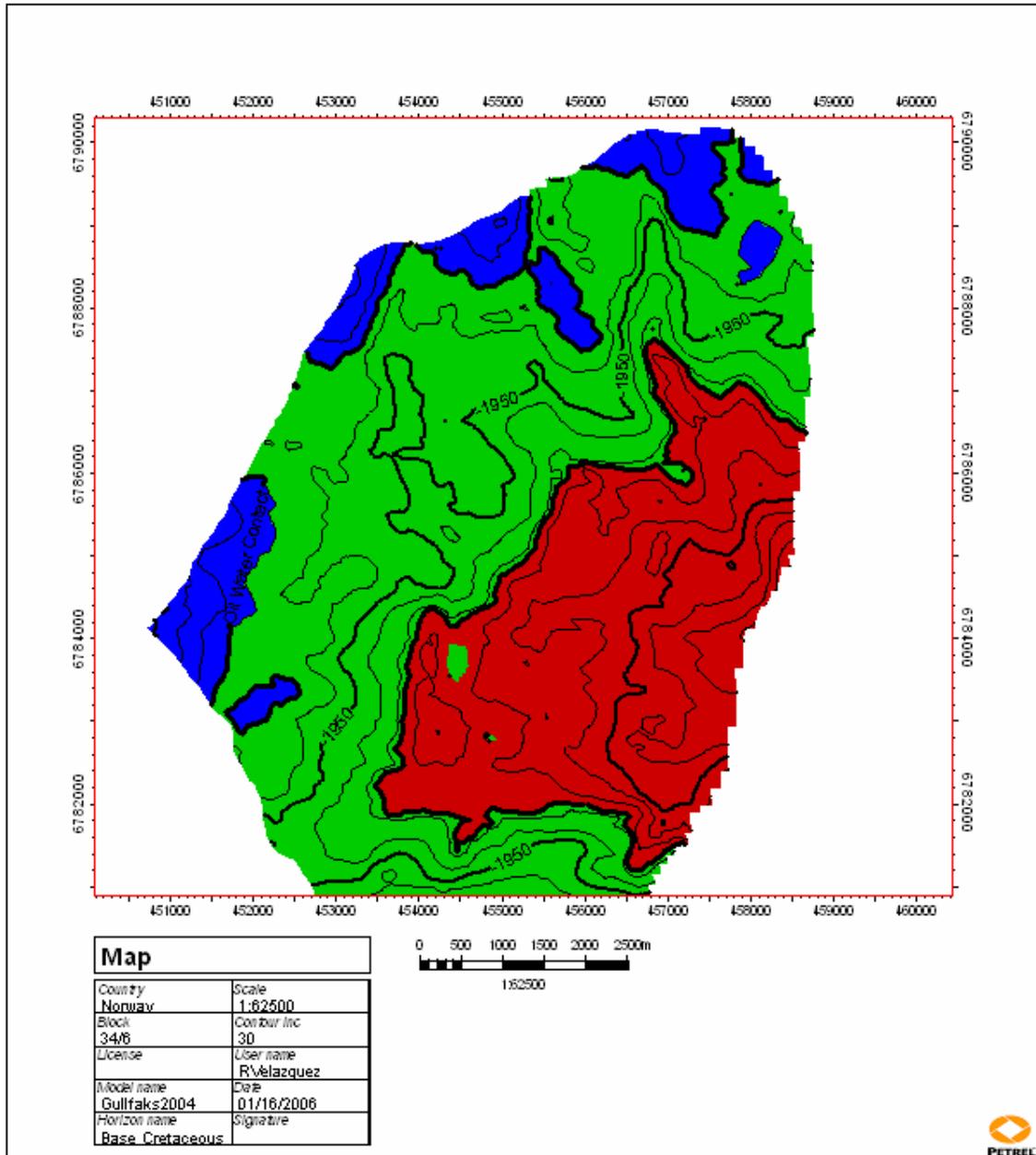


Figura 6.10. Contactos del Yacimiento.

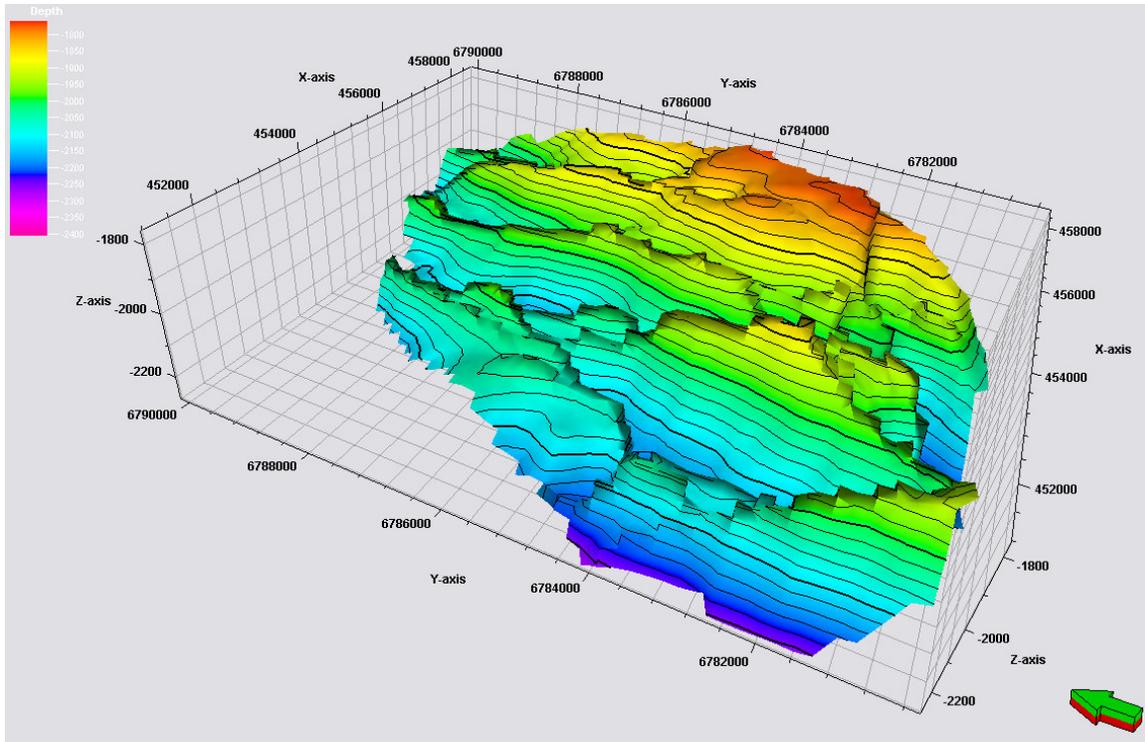


Figura 6.11. Profundidad del yacimiento.

6.4.1. ZONAS DE TRANSICIÓN.

Un proceso similar es utilizado para definir los límites de la zona de transición. Los registros geofísicos derivados de los perfiles de saturación inicial junto con información de pruebas de pozo disponibles son usados para definir las zonas de transición en los pozos. Esa información es entonces mapeada y una superficie de zona de transición es generada e intersecada con las superficies estructurales para todas las capas. La línea resultante de intersección en cada capa sustituye los límites de transición, la cual es subsecuentemente usada para generar las tablas de saturación. Los casos en los cuales las zonas de transición no han sido encontradas presentan un problema mayor.

6.4.2. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS.

Las saturaciones de los fluidos son mapeadas utilizando paquetes de contorno siguiendo la definición de los niveles de fluidos comunes libres para todo el yacimiento y una cantidad consistente de registros geofísicos para definir los contactos en cada capa. Un problema común es la saturación calculada con los intervalos delgados. Si dichos intervalos son ampliamente desarrollados la saturación de agua es usualmente calculada cercana al 100%, la cual es la línea con la mayor presión capilar esperada resultante del espesor de la roca.

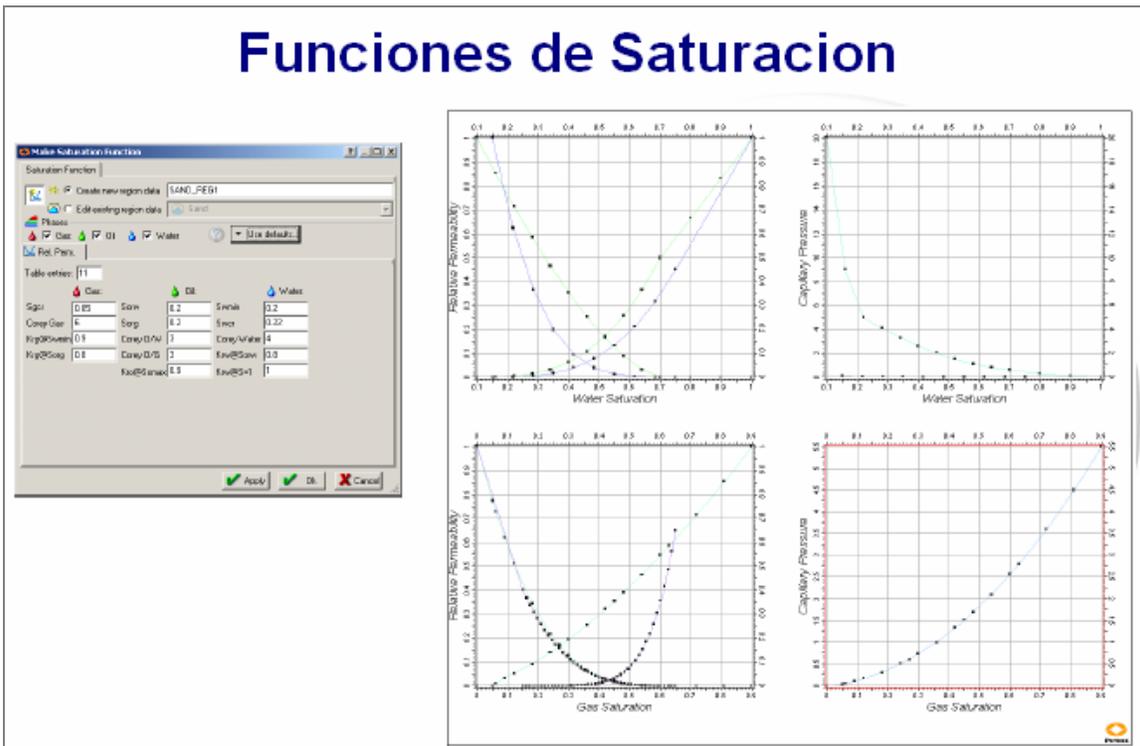


Figura 6.12. Funciones de saturación del campo Gullfaks.

En este caso y sí el fenómeno es consistente con los mapas de porosidad y permeabilidad, en el estrato o en las porciones puede decidirse inmediatamente que no se tiene una roca del yacimiento. En el caso más difícil cuando esto no puede ser justificado, la máxima saturación de agua, en lugar de la saturación promedio calculada es mapeada para cada estrato.

6.4.3. TABLAS DE SATURACIÓN.

La información obtenida de SCAL (special core analysis) de permeabilidad relativa y presión capilar usualmente demuestran tener una alta dispersión. Parte de esta dispersión es causada por el intérprete y puede ser trazada para que el laboratorio desarrolle las pruebas. La dispersión más genuina ha demostrado que es causada por la heterogeneidad de la roca. Un procedimiento ha sido establecido para construir una base de datos SCAL consistente para cada estudio y para subsecuentemente derivar las tablas de saturación en función de las propiedades de las rocas.

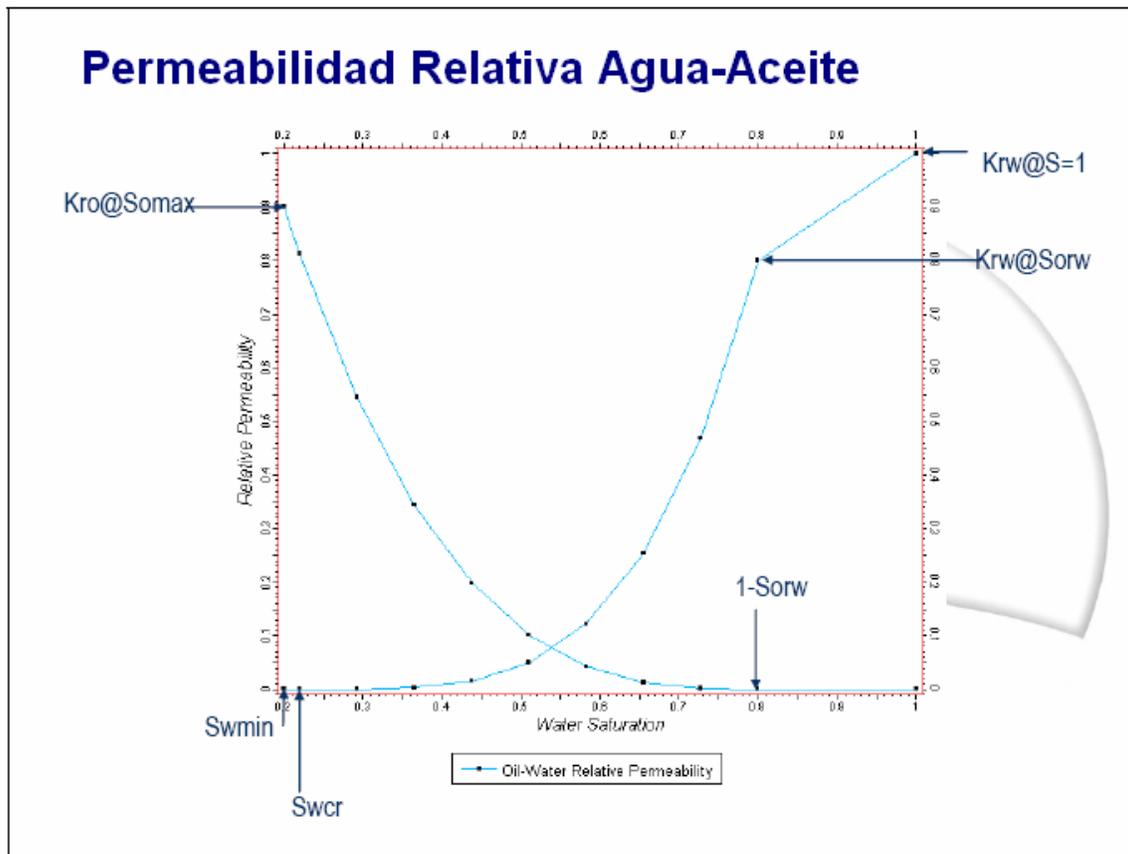


Figura 6.13. Permeabilidad Relativa agua-aceite.

El procedimiento esta basado en un estudio regional SCAL lo cual demuestra las siguientes tendencias de información de los núcleos en ambos sistemas (gas-aceite y aceite-agua):

- Los puntos finales de saturación (S_{wc} , S_{or} y S_{gc}) disminuyen conforme la permeabilidad relativa y la porosidad aumenta, terminando con un incremento de la saturación del fluido móvil
- La permeabilidad relativa se incrementa conjuntamente con la permeabilidad absoluta y la porosidad
- La presión capilar máxima (que denota el espesor de la zona de transición sobre los contactos libres) disminuye cuando la porosidad y la permeabilidad absoluta aumentan

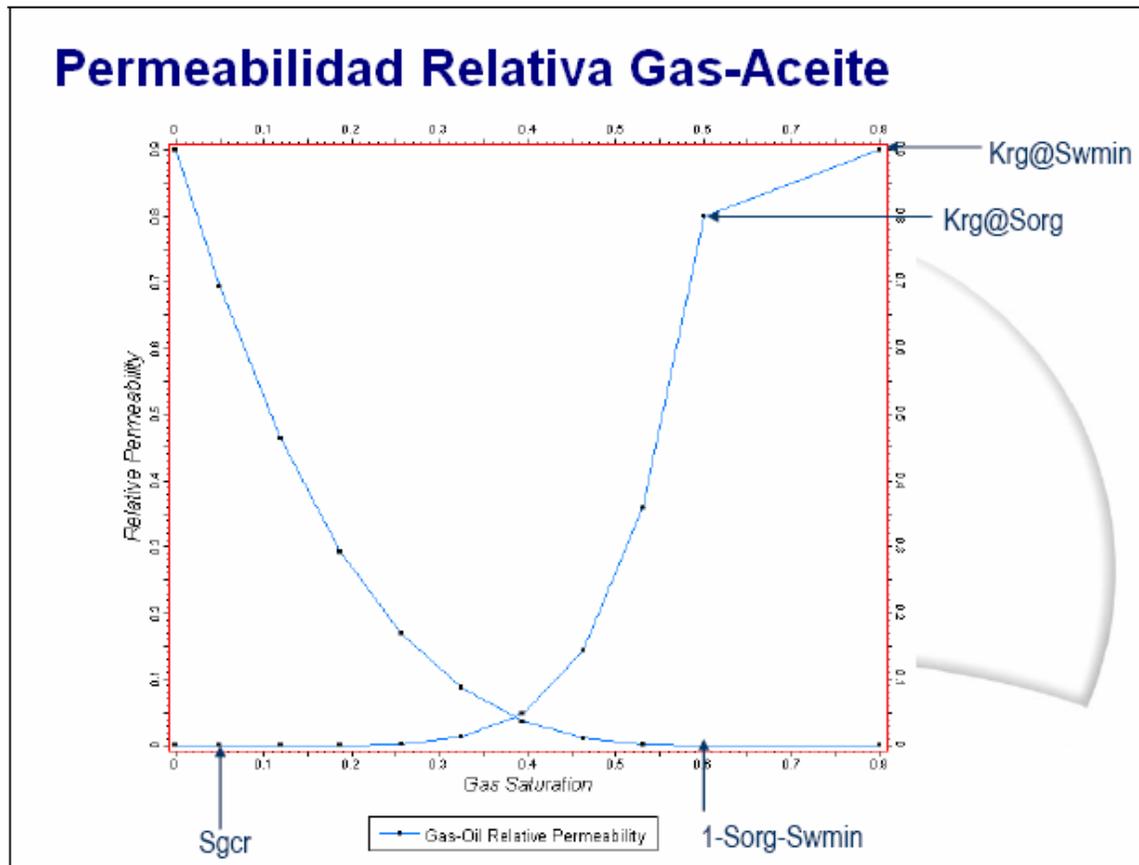


Figura 6.14. Permeabilidad Relativa gas-aceite.

6.5. CONSTRUCCIÓN DE CORRELACIONES DE PUNTO FINAL Y FAMILIAS DE CURVAS.

Tomando como base lo anterior y siguiendo un riguroso análisis de la información mediante controles de calidad y corroborando resultados con la información de laboratorio, una serie de correlaciones de SCAL de puntos finales y familias de curvas son construidas para cada tipo de roca como se demuestra a continuación:

- a) Los puntos finales medidos en laboratorio, Sw_c , Sgc , $Show$ y $Srog$ son correlacionados contra una función de porosidad y permeabilidad de las muestras de núcleos
- b) La marca incremental de la permeabilidad relativa con las propiedades de la roca calibradas es verificada graficando los resultados de la permeabilidad relativa para cada muestra del núcleo contra la función de porosidad y permeabilidad. El uso de la relación k^4/ϕ en gráficas es realizado para dispersar la información de las muestras de núcleos para que posteriormente sean interpoladas
- c) Una serie de familias de curvas de permeabilidad relativa pertenecientes a determinado tipo de roca es entonces construido, cada curva de esta familia representa la información de una muestra de núcleo en términos de k^4/ϕ
- d) Similarmente, la presión capilar es correlacionada con una función de porosidad y permeabilidad, v.g. $\phi\sqrt{k}$, como en la permeabilidad relativa donde la información es suavizada por regresión y se le colocan límites superiores e inferiores
- e) Las familias de curvas de presión capilar de drenaje e imbibición son construidas utilizando una técnica similar a la de la permeabilidad relativa

6.5.1. CONSTRUCCIÓN DE TABLAS DE SATURACIÓN.

Las tablas de saturación, comprenden las curvas de permeabilidad relativa y la presión capilar son generadas por un método que utiliza las familias de curvas y correlaciones de punto final, conjuntamente con las características de las rocas y los fluidos establecidos (profundidad de las celdas, porosidad, permeabilidad, topes de las transiciones, contactos aparentes de los fluidos, nivel libre de agua y las saturaciones de los fluidos derivadas de registros). En el proceso la información de las tablas derivadas es hecha para concordar con la información vista en registros geofísicos como la de topes de las transiciones y contactos aparentes de los fluidos. De hecho el método puede generar una tabla de saturación para cada bloque de la malla. Sin embargo, las tablas de saturación son generadas para grupos de bloques de malla que entren dentro de los rangos que el usuario defina de k^4/ϕ .

De esto se pueden tomar tres puntos sobresalientes:

- a) Las curvas generadas de permeabilidad relativa están basadas en la permeabilidad absoluta de la roca por lo que la permeabilidad relativa máxima de una fase dada equivale a la unidad solo cuando se tiene una saturación de la fase del 100%
- b) Desde antes de correlacionar la cima de la zona de transición obtenida de registros con el contacto agua-aceite aparente (equivalente a la máxima presión en la curva de drene de la presión capilar), el perfil del drene de la presión capilar en la zona de transición algunas veces necesita ser ajustada para concordar con la información derivada de registros geofísicos
- c) Y como las tablas generadas están en función de las propiedades de las rocas, nuevas tablas son generadas cambiando los mapas de las rocas como es frecuentemente hecho en el ajuste de la historia de producción

6.6. INFORMACIÓN PVT.

Como en las tablas de saturación, el método in-house utilizado para generar tablas PVT consiste en el concepto de generar bases de datos absolutas de la cual las tablas PVT entrantes son derivadas. Dicha base datos incluye todas las propiedades de las expansiones diferenciales PVT aparte de las relaciones diferenciales a flash.

Típicamente, la composición de los hidrocarburos en la mayoría de los yacimientos varía con la profundidad, esto se contradice con lo que es asumido en los simuladores de equilibrio de aceite negro. Este fenómeno, el cual es mas claramente visible en los yacimientos de un gran espesor, da como resultado una relación agua-aceite y una densidad de los fluidos producidos dependientes de la profundidad.

De acuerdo a esto y siguiendo una revisión y un control de calidad de la información, todas las propiedades PVT medidas son normalizadas como funciones de la presión del punto de burbuja.

Dependiendo en las variaciones de la información PVT y en la geometría del yacimiento, el yacimiento debe de ser dividido en un número de regiones verticales y areales y una entrada promedio de tablas PVT son generadas denormalizando las correlaciones PVT en la profundidad media del punto para cada región. El uso de múltiples tablas PVT asegura una apropiada representación del estado físico inicial de los fluidos en el yacimiento. Sin embargo como los simuladores de aceite negro no fueron construidos para manejar variaciones en los fluidos composicionales en el modo dinámico, errores de balance de materia pueden presentarse durante la simulación. De acuerdo a esto si dichos problemas se presentaran, una tabla de promedio PVT es derivada en el dato del yacimiento y la variación de las propiedades PVT con la

profundidad es aproximada al introducir un punto de presión de burbuja inicial dependiente de la presión.

CAPÍTULO 6

REFERENCIAS

- 1 <http://www.offshore-technology.com/projects/gulfaks>
- 2 “Procedures for Initializing Reservoir Simulation Models”, A. Y. Fawakhiri, I. M. Hassan, A. F. A. R. Abed, Abu Dhabi Natl. Oil Co. SPE Paper # 17939.
- 3 “Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior”, J. G. Richardson, R. J. Blackwell, SPE – AIME, Esso Production Research Co. SPE Paper # 02928.
- 4 “Reservoir Simulation Models – An Engineering Overview”, H. M. Staggs, E. F. Herbeck, SPE – AIME, Atlantic Richfield Co. SPE Paper # 03304.
- 5 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 6 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El procedimiento general para inicializar un modelo de simulación de yacimientos incluye² una serie de pasos dirigidos a asegurar un modelo representativo, consistente y estable del yacimiento. Se realiza un ajuste de la historia de producción para las propiedades de la roca y de los fluidos iniciales a los datos reales actuales comparándolos y verificándolos con los del simulador. La información que requiere mayor trabajo de verificación incluye lo siguiente:

- a) Las gráficas de todas las funciones de saturación y tablas PVT que son producidas por el simulador para verificar su consistencia y cualquier posible inestabilidad de la información, la cual pudiese ser causada por problemas de interpolación durante la generación de la información.
- b) Se tiene que mapear la información que es obtenida del simulador, tal como el espesor de la roca, porosidad, permeabilidad horizontal y vertical la cual es producida por el simulador y es verificada para ver su consistencia.
- c) La presión inicial calculada del yacimiento y los perfiles de punto de burbuja son graficados en profundidad. Esta gráfica es usada para localizar el contacto gas-aceite y el nivel de agua libre.
- d) Los mapas generados de saturación inicial de los fluidos por el simulador son comparados con los mapas generados de registros geofísicos para verificarlos. Esta es una buena manera de detectar problemas. Utilizando los arreglos de presión inicial calculados, el modelo es dinámicamente

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- reinicializado a los mapas de saturación obtenidos de registros geofísicos y los fluidos iniciales resultantes in-situ por cada capa del modelo y para todo el modelo son comparados con aquellos obtenidos mediante el equilibrio de la inicialización.
- e) Un ajuste de la historia de producción es necesario realizar en los primeros 5 años para que verificar la estabilidad del modelo con respecto a los fluidos iniciales, saturaciones y presiones en contra del tiempo.

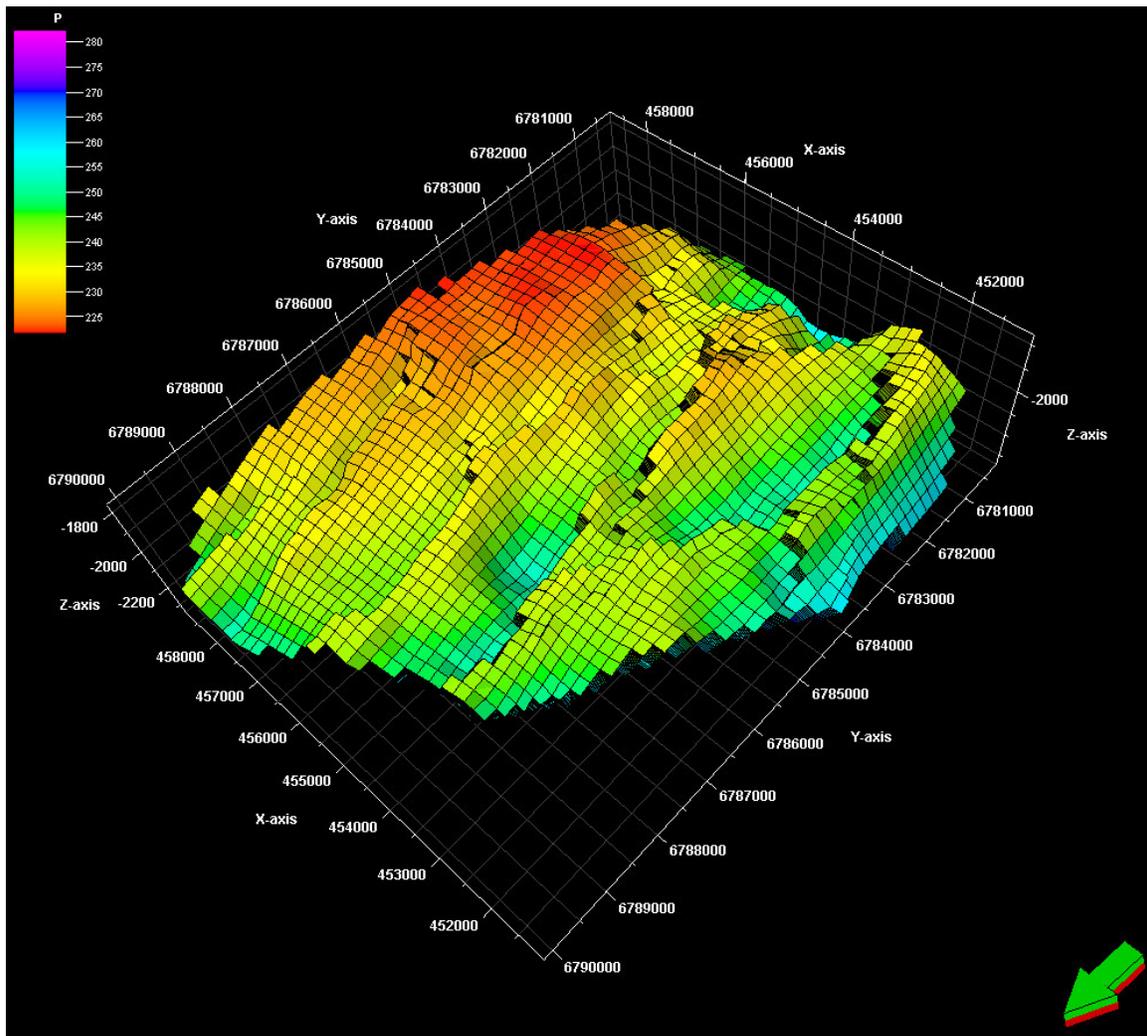


Figura A.1. Malla de Simulación con el atributo de Presión.

Una vez que se obtienen resultados satisfactorios se concluye la inicialización del modelo para comenzar con el ajuste de la historia de producción del yacimiento.

Las simulaciones de yacimientos validas y provechosas dependen de una preparación esmerada de los modelos de yacimientos y de un claro entendimiento del carácter incierto de los modelos. La integración creativa y la comparación de datos e interpretaciones aparentemente diferentes otorgan a los modelos de yacimientos una alta confiabilidad. Mediante este proceso, todos los datos incorporados en un modelo y finalmente utilizados en un simulador adquieren mayor valor y pueden llegar a generar un aproximado al 10% de incremento en el valor total de la resuperación final pronosticada.

La validación de un modelo de yacimiento utilizando todos los datos disponibles antes de comenzar la fase de ajuste de la historia de producción reduce en gran medida la incertidumbre que este puede llagar a generar en un futuro, el resultado de esto es un modelo de yacimiento que proporcionara mejores pronósticos.

La generación y el ajuste de los modelos exige una estrecha colaboración de los ingenieros de yacimientos, como en otras fases de las actividades de exploración y producción, tales como la interpretación de datos geológicos y geofísicos o la preparación de las tareas de perforación, por lo que es de vital importancia la comunicación de conocimientos de un miembro de trabajo al otro, lo que significa; "Trabajar en equipo".

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

- 1 <http://www.offshore-technology.com/projects/gulfaks>
- 2 "Procedures for Initializing Reservoir Simulation Models", A. Y. Fawakhiri, I. M. Hassan, A. F. A. R. Abed, Abu Dhabi Natl. Oil Co. SPE Paper # 17939.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 "Reservoir Simulation: Past, Present and Future", J. W. Watts, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.
- 2 "Defining Data Requeriments for a Simulation Study", A. K. Dandona, R. B. Alston y R. W. Brawn, Texaco Inc. SPE Paper # 22357.
- 3 "Reservoir Simulation: State of Art", Keith H. Coats, SPE Paper # 10020.
- 4 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
- 5 "Reservoir Simulation, What is it?", A. S. Odeh, SPE paper 02790, SPE-AIME, Mobil Research & Development Corp.
- 6 "Mejoramiento de los yacimientos virtuales", Bowen, Garfield, et al.
- 7 "An Extensible Architecture for Next Generation Scalable Parallel Reservoir Simulation", De Baun D, Byer T, Childs P, Chen J, Saaf F, Wells M, Liu J, Cao H, Pianelo L, Tilakraj V, Crumpton P, Walsh D, Yardumian H, Zorzynski R, Lim K, Schrader M, Zapata V, Nolen J, Tchelepi H:, SPE paper 93274, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas, 31 de Enero de 2005.
- 8 "Apuntes de la clase de: Simulación Numérica de Yacimientos", Dr. Víctor Hugo Ortiz Arana, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- 9 "Principles of Reservoir Simulation", Scientific Software-Intercomp, Denver, Houston, Calgary, London.

- 10 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 11 "Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems", Khalid Aziz, Stanford U. SPE Paper # 25233.
- 12 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 13 "Phase Behavior", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 14 "Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo", Mirtha Susana Bidner. Primera Edición, ED. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- 15 "The properties of petroleum fluids", William D. McCain Jr., Segunda Edición, ED. Pennwellbooks, Tulsa Oklahoma, 1990.
- 16 "Software de Simulación de Yacimientos Eclipse™, PVT™", Schlumberger V2005A.
- 17 "Software de Simulación de Yacimientos Eclipse™, VFP™", Schlumberger V2005A.
- 18 "Software de Caracterización y Simulación de Yacimientos Petrel™, Schlumberger V2004.
- 19 "Eclipse User Guide 2005A", Simulation Software Manuals 2005A, Schlumberger, Schlumberger Information Solutions. 2005.
- 20 "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Forrest F. Craig Jr., Volumen 3, Serie; Henry L. Doherty, Primera Edición, Sociedad de Ingenieros Petroleros.
- 21 "Practical Reservoir Simulation". Cap. 7 Capillary pressure and relative permeability: Data screening. Pag. 153-203.
- 22 "Applied Reservoir Engineering", Smith Charles. Tracy G.W. Farrar R. Lance. Primera Edición, ED. OGCI Publications Tulsa. Vol 1.
- 23 "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros" T. E. W. Nind, Editorial LIMUSA.
- 24 "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation", D. W. Peaceman, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 06893.

- 25 "Prediction of Reservoir Behavior Using Numerical Simulators", K. Schwabe and J. Brand, SPE Paper #1857, Presented at the SPE-AIME 42nd Annual Falt Meeting, Houston, Oct, 1-4 1967.
- 26 "Treatment of individual wells and grids in Reservoir Modeling", H. K. van Poolen, E. A. Breitenbach and D. H. Thurnau, SPE Journal Dic 1968, AIME, Vol. 243.
- 27 "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar Lopez Ortiz, Colegio de Ingenieros Petroleros, 1991.
- 28 "VPM User Guide 2005A", Simulation Software Manuals 2005A, Schlumberger, Schlumberger Information Solutions. 2005.
- 29 "Production operations course 1: Well Completions", L. E. Buzarde Jr., R. L. Kastor., W. T. Bell., C. L. DePriester. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- 30 <http://www.offshore-technology.com/projects/gulfaks>
- 31 "Procedures for Initializing Reservoir Simulation Models", A. Y. Fawakhiri, I. M. Hassan, A. F. A. R. Abed, Abu Dhabi Natl. Oil Co. SPE Paper # 17939.
- 32 "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior", J. G. Richardson, R. J. Blackwell, SPE – AIME, Esso Production Research Co. SPE Paper # 02928.
- 33 "Reservoir Simulation Models – An Engineering Overview", H. M. Staggs, E. F. Herbeck, SPE – AIME, Atlantic Richfield Co. SPE Paper # 03304.
- 34 "Petrel Reservoir Engineering User Guide 2004", Simulation and characterization Software Manuals 2004, Schlumberger, Schlumberger Information Solutions. 2004.

REFERENCIAS

CAPÍTULO 1

- 35 "Reservoir Simulation: Past, Present and Future", J. W. Watts, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441.
- 36 "Defining Data Requeriments for a Simulation Study", A. K. Dandona, R. B. Alston y R. W. Brawn, Texaco Inc. SPE Paper # 22357.
- 37 "Reservoir Simulation: State of Art", Keith H. Coats, SPE Paper # 10020.
- 38 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
- 39 "Reservoir Simulation, What is it?", A. S. Odeh, SPE paper 02790, SPE-AIME, Mobil Research & Development Corp.
- 40 "Mejoramiento de los yacimientos virtuales", Bowen, Garfield, et al.
- 41 "An Extensible Architecture for Next Generation Scalable Parallel Reservoir Simulation", De Baun D, Byer T, Childs P, Chen J, Saaf F, Wells M, Liu J, Cao H, Pianelo L, Tilakraj V, Crumpton P, Walsh D, Yardumian H, Zorzynski R, Lim K, Schrader M, Zapata V, Nolen J, Tchelepi H:, SPE paper 93274, presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium en Houston, Texas, 31 de Enero de 2005.

- 42 "Apuntes de la clase de: Simulación Numérica de Yacimientos", Dr. Víctor Hugo Ortiz Arana, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- 43 "Principles of Reservoir Simulation", Scientific Software-Intercomp, Denver, Houston, Calgary, London.
- 44 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 45 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 2

- 1 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 2 "Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems", Khalid Aziz, Stanford U. SPE Paper # 25233.
- 3 "Reservoir Simulation", Calvin C. Mattax, Robert L. Dalton, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 20399.
- 4 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 5 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 6 "Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo", Mirtha Susana Bidner. Primera Edición, ED. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- 7 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 8 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 3

- 1 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 2 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.

- 3 "The properties of petroleum fluids", William D. McCain Jr., Segunda Edición, ED. Pennwellbooks, Tulsa Oklahoma, 1990.
- 4 "Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo", Mirtha Susana Bidner. Primera Edición, ED. Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
- 5 "Software de Simulación de Yacimientos Eclipse™, PVT™i", Schlumberger V2005A.
- 6 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 7 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 4

- 1 "Phase Behaviour", Curtis H. Whitson, Michel R. Brulé. Primera Edición, ED. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. SPE Inc.
- 2 "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Forrest F. Craig Jr., Volumen 3, Serie; Henry L. Doherty, Primera Edición, Sociedad de Ingenieros Petroleros.
- 3 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 4 "Reservoir Engineering Handbook", Tarek Ahmed, Ph. D., P.E. Segunda Edición, ED. Gulf Professional Publishing.
- 5 "Practical Reservoir Simulation". Cap. 7 Capillary pressure and relative permeability: Data screening. Pag. 153-203.
- 6 "Applied Reservoir Engineering", Smith Charles. Tracy G.W. Farrar R. Lance. Primera Edición, ED. OGCI Publications Tulsa. Vol 1.
- 7 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 8 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 5

- 1 "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros" T. E. W. Nind, Editorial LIMUSA.

- 2 “Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation”, D. W. Peaceman, SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 06893.
- 3 “Prediction of Reservoir Behavior Using Numerical Simulators”, K. Schwabe and J. Brand, SPE Paper #1857, Presented at the SPE-AIME 42nd Annual Falt Meeting, Houston, Oct, 1-4 1967.
- 4 “Treatment of individual wells and grids in Reservoir Modeling”, H. K. van Poolen, E. A. Breitenbach and D. H. Thurnau, SPE Journal Dic 1968, AIME, Vol. 243.
- 5 “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar Lopez Ortiz, Colegio de Ingenieros Petroleros, 1991.
- 6 “VPFi User Guide 2005A”, Simulation Software Manuals 2005A, Schlumberger, Schlumberger Information Solutions. 2005.
- 7 “Production operations course 1: Well Completions”, L. E. Buzarde Jr., R. L. Kastor., W. T. Bell., C. L. DePriester. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- 8 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 9 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.

CAPÍTULO 6

- 1 <http://www.offshore-technology.com/projects/gulfaks>
- 2 “Procedures for Initializing Reservoir Simulation Models”, A. Y. Fawakhiri, I. M. Hassan, A. F. A. R. Abed, Abu Dhabi Natl. Oil Co. SPE Paper # 17939.
- 3 “Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior”, J. G. Richardson, R. J. Blackwell, SPE – AIME, Esso Production Research Co. SPE Paper # 02928.
- 4 “Reservoir Simulation Models – An Engineering Overview”, H. M. Staggs, E. F. Herbeck, SPE – AIME, Atlantic Richfield Co. SPE Paper # 03304.
- 5 Eclipse 2005A™, Schlumberger Information Solutions.
- 6 Petrel 2004™, Schlumberger Information Solutions.