

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO (UPSCALING) EN LA
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

**EDWIN JAVIER CARRERO SUESCUN
GUILLERMO ADRIÁN VALENCIA QUINTERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2004**

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO (UPSCALING) EN LA
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

**EDWIN JAVIER CARRERO SUESCUN
GUILLERMO ADRIÁN VALENCIA QUINTERO**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ing. de Petróleos
Trabajo de Grado para optar por el título de Geólogo

DIRECTORES

PhD. Zuly Hilmelda Calderon C.
Docente UIS

PhD. Marco Idelfonso Alvarez B.
Docente UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2004**

DEDICATORIA

Dios.

Todo poderoso, por darme la oportunidad de la vida, y por que siempre fue la luz que ha iluminado todo mi camino.

Madre.

Por que sola supiste enfrentar cualquier adversidad para bien de tu familia y siempre luchaste para darnos bienestar, por estar siempre a mi lado sin importar las circunstancias acompañando y aconsejando para ser cada día mejor.

Hermana.

Siempre fuiste una amiga, y cuidaste de mi, gracias por darme ese gran regalo "*Maria Paula*".

Tíos.

Siempre me apoyaron incondicionalmente y se preocuparon por el bienestar de mi familia especialmente Sofía y Ramón.

Amigos.

Los incondicionales, los verdaderos.

Guillermo

DEDICATORIA

A Dios; la fuerza infinita que me sostiene e ilumina.

A mi Madre, por su dedicación y sacrificio para alcanzar esta meta soñada.

A mi Padre, por su gran apoyo, especialmente en los momentos de mayor dificultad.

A mi hermano Gerson Alberto, por ser el gran amigo.

A Freddy y Marcela, por su orientación y aliento en los momentos de incertidumbre.

A mis compañeros y amigos de la universidad, por los momentos gratos que vivimos

Edwin Javier

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las siguientes personas:

M. Sc. Néstor Fernando Saavedra, gracias por creer en nuestras capacidades, formarnos como investigadores y brindarnos la oportunidad de presentarnos como personas útiles al país.

Ph. D. Zuly Calderón, por su apoyo total e incondicional durante el desarrollo de este proceso de investigación.

Ph. D. Marco Idelfonso Álvarez, por colaboración en la presentación de este libro y valorar nuestro trabajo.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz, por permitir la utilización de la sala de cómputo de la escuela de Ingeniería de Petroleos para el desarrollo de este proyecto.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo por haber sido los pioneros en este sueño, por tanto conocimiento compartido, no solo técnico sino personal, por haber afrontado unidos todos los inconvenientes y las dudas que aparecieron en el camino.

A la Universidad Industrial de Santander, por estos años de educación integral.

Ing. Jenny Mabel Carvajal por su gran colaboración, orientación en este trabajo.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, por el soporte técnico de sus funcionarios en el desarrollo de este libro y por habernos facilitado sus instalaciones.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 GENERALIDADES DEL ESCALAMIENTO (UPSCALING)	3
1.1 ESCALAMIENTO EN FASE SIMPLE.	4
1.1.1 Método de Solución de la Ecuación de Presión	4
1.1.2 Permeabilidades Efectivas Direccionales	5
1.1.3 Permeabilidades Efectivas como Tensores Totales	6
1.1.4 Técnicas de Renormalización	13
1.1.5 Otras Técnicas	13
1.2 ESCALAMIENTO EN FLUJO MULTIFÁSICO.	14
1.2.1 Métodos de permeabilidades pseudo relativas dinámicas.	16
• Kyte & Berry y Métodos Similares	16
• Método de Stone	17
• Otros Métodos de Movilidad Total	18
• Método del Estado Cuasi – Estable	18
• Método de la Permeabilidad Relativa Ponderada	19
• Otros Métodos	19
1.3 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA.	20
2 PSEUDO FUNCIONES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DINÁMICAS.	21
2.1 RESEÑA HISTÓRICA.	22
2.1.1 Concepto de Equilibrio Vertical (VE)	22
• Presión Pseudo Capilar	24
• Permeabilidad Pseudo Relativa	27
• Efectos de la Estructura del Yacimiento	29
• Efectos de la Estratificación del Yacimiento	30
• Criterio para la Utilización del VE	31
2.1.2 Modelo Estratificado de Hearn	32
• Cálculos de las Pseudo Curvas de Permeabilidad Relativa	33
2.1.3 Pseudo Funciones Dinámicas de Jacks et al	38
2.2 FORMULACIÓN DE LAS PSEUDO FUNCIONES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DINAMICAS.	41
2.2.1 Ecuaciones que Gobiernan el Flujo de Fluidos en la Malla Gruesa	41
2.2.2 Método de Kyte y Berry	42
2.2.3 Método de Stone	48

2.2.4	Método del Volumen Poroso Ponderado (Pore Volume Weighted)	50
2.2.5	Método de Movilidad Total	51
2.2.6	Método del Estado Cuasi-Estable	52
2.2.7	Método de la Permeabilidad Relativa Ponderada. (Weighted Relative Permeability)	54
2.2.8	Método de Renormalización	55
	• Pseudo Funciones Direccionales	56
	• Renormalización	56
	• Cálculo de las Pseudo Funciones	58
2.2.9	Permeabilidades Pseudo Relativas para el Modelamiento del Pozo	58
2.2.10	Limitaciones y Dificultades Practicas del Proceso de Escalamiento	61
3	<u>GEOLOGÍA DEL CAMPO HUTTON.</u>	64
3.1	LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	64
3.2	ANTECEDENTES.	64
3.3	MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	66
3.4	ESTRATIGRAFÍA	67
3.4.1	Formación Broom	69
3.4.2	Formación Rannoch	70
3.4.3	Formación Etive	71
3.4.4	Formación Ness	72
	• Ness Inferior	72
	• Shale del Ness Medio. (MSN)	73
	• Ness Superior	73
3.4.5	Formación Tarbert	75
3.5	MODELO GEOLÓGICO.	77
3.5.1	Modelo Estratigráfico de la Formación Tarbert	77
4	<u>PLATAFORMA DE SIMULACIÓN DE GEOQUEST</u>	81
4.1	ECLIPSE 100.	81
4.1.1	Iniciación para ECLIPSE 100	82
4.1.2	Archivo de entrada de datos (Input Data File	83
4.1.3	Sección RUNSPEC	85
4.1.4	Sección GRID	86
4.1.5	Sección EDIT	87
4.1.6	Sección PROPS	87
4.1.7	Sección REGIONS	88
4.1.8	Sección SOLUTION	89
4.1.9	Sección SUMMARY	90
4.1.10	Sección SCHEDULE	91
4.2	ECLIPSE PSEUDO	92
4.2.1	Uso del Programa	95
	• Corrida de la Malla Fina.	95
	• Inicio del Programa PSEUDO	95

<ul style="list-style-type: none"> Definición del Modelo de Malla Gruesa y Pseudo Pozos. Generación de las Pseudo Funciones. Salida de las Pseudo Funciones Obtenidas. 	<p>96 96 97</p>
5 APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO	98
5.1 MODELO GAS – ACEITE DE ODEH.	98
5.1.1 Descripción del Modelo	99
5.1.2 Simulación de Malla Fina y Validación	101
5.1.3 Generación de las Pseudo Funciones y Construcción de los Modelos de Malla Gruesa	103
5.1.4 Resultados Obtenidos y Análisis	108
5.2 MODELO DE SECCIÓN TRANSVERSAL X- Z . SISTEMA GAS – ACEITE.	116
5.2.1 Descripción del Modelo	116
5.2.2 Simulación de Malla Fina y Validación	119
5.2.3 Generación de Pseudo Funciones y Construcción de las Mallas Gruesas	120
5.2.4 Resultados Obtenidos y Análisis	132
5.3 APLICACIÓN DEL ESCALAMIENTO A UN CAMPO DE ESTUDIO 3D.	139
5.3.1 Descripción del Modelo.	139
5.3.2 Escenarios Petrofísicos del Campo.	141
5.3.3 Construcción de la Sección Transversal Representativa.	142
5.3.4 Proceso de Desplazamiento de Aceite.	143
5.3.5 Generación y Validación de las Pseudo Funciones.	144
5.3.6 Construcción del Modelo de Malla Gruesa para el Campo de Estudio	154
5.3.7 Resultados Obtenidos y Análisis	156
5.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	165
5.5 METODOLOGIA PLANTEADA PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO.	168
CONCLUSIONES.	172
RECOMENDACIONES.	174
BIBLIOGRAFIA	175
ANEXOS.	181

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.	Descripción detallada de un yacimiento.3
Figura 2.	Resultado de una técnica de escalamiento.4
Figura 3.	Escalamiento en fase simple.5
Figura 4.	Esquema del método de solución de la ecuación de presión.5
Figura 5.	Esquema del dominio de solución.9
Figura 6.	Malla de elementos finitos para el ejemplo planteado por Durlfolsky.11
Figura 7.	Esquema de la técnica de renormalización.14
Figura 8.	Escalamiento para el flujo multifásico.15
Figura 9.	Sección vertical de un yacimiento.24
Figura 10.	Curva de presión pseudo capilar.27
Figura 11.	Distribución por segregación gravitacional del fluido cerca al pozo inyector.28
Figura 12.	Curvas de permeabilidad relativa de la roca y permeabilidad pseudo relativa.29
Figura 13.	Configuración areal de las celdas en un yacimiento con variación estructural.30
Figura 14.	Yacimiento estratificado.31
Figura 15.	Modelo de yacimiento estratificado.33
Figura 16.	Resultados del ejemplo de cálculo. Modelo estratificado.37
Figura 17.	Esquema para el método de Kyte y Berry.43
Figura 18.	Sección transversal vertical planteado por <i>Kyte & Berry</i>45
Figura 19.	Esquema para el método de Stone.49
Figura 20.	Esquema para el método del volumen poroso ponderado.51
Figura 21.	Ejemplo de desplazamiento tipo pistón.54
Figura 22.	Escalamiento del producto kk_{rw}55

Figura 23.	Esquema para el método de la permeabilidad relativa ponderada.55
Figura 24.	Flujos en cada dirección coordinada para la celda gruesa.57
Figura 25.	Proceso de renormalización en una celda gruesa.57
Figura 26.	Localización general del área de estudio.65
Figura 27.	Mapa de localización del Campo Hutton y algunos campos de la cuenca de Shetland.66
Figura 28.	Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante el lowstand Broom hasta el highstand Rannoch.70
Figura 29.	Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante la incisión Etive.72
Figura 30.	Esquema de la paleografía del Grupo Brent al noroeste de Hutton durante el transgressive systems tract (TST) del Ness Inferior.73
Figura 31.	Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante el Ness Superior. Nótese el incremento en la conectividad de los canales de arena.74
Figura 32.	Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante la depositación final del Ness Superior y la inicial de Tarbert.76
Figura 33.	Malla 3D, para una porción de la Formación Tarbert de 30 x 60 x 15.78
Figura 34.	Sección transversal de la Formación Tarbert, indicando valores de porosidad constante en la dirección horizontal y variaciones en la dirección vertical.79
Figura 35.	Esquemas de los estratos 4, 7, 11, 14 los cuales están indicando zonas de mayor permeabilidad y como esta tiende a localizarse en una misma área.80
Figura 36.	Metodología utilizada por el simulador ECPLISE 100.82
Figura 37.	Archivo de entrada general para el simulador ECLIPSE 100.83
Figura 38.	Secciones principales de del input data file.84
Figura 39.	Bosquejo general de la sección RUNSPEC.85
Figura 40.	Bosquejo general de la sección GRID.86

Figura 41.	Bosquejo general de la sección PROPS.88
Figura 42.	Bosquejo general de la sección SOLUTION.89
Figura 43.	Bosquejo general de la sección SUMMARY.91
Figura 44.	Bosquejo general de la sección SCHEDULE.92
Figura 45.	Malla areal, sección transversal y propiedades del modelo de malla fina de Odeh.100
Figura 46.	Permeabilidades relativas del sistema gas – aceite para el modelo de Odeh.102
Figura 47.	Tasa de producción diaria del modelo de malla fina. Modelo de Odeh.102
Figura 48.	Tasa de producción del modelo de malla fina. Modelo de Odeh.103
Figura 49.	Malla gruesa areal para el modelo de Odeh.104
Figura 50.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,3 del modelo areal 5x5x1 en la dirección de flujo x. Modelo de Odeh.105
Figura 51.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,3 del modelo areal 5x5x1 en la dirección de flujo y. Modelo de Odeh.106
Figura 52.	Comparación entre las curvas de permeabilidad relativas de la roca y las pseudo funciones del pozo productor. Modelo de Odeh.107
Figura 53.	Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa, en cuanto a la producción diaria de aceite. Modelo de Odeh.109
Figura 54.	Comparación de la rata de producción de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa utilizando técnicas de escalamiento con pseudo curvas de los pozos. Modelo de Odeh.111
Figura 55.	Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa, en cuanto a la relación gas producido – aceite producido (GOR). Modelo de Odeh.112

Figura 56.	Comparación de la relación gas producido – aceite producido (GOR) entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa utilizando técnicas de escalamiento con pseudo curvas de los pozos. Modelo de Odeh.113
Figura 57.	Distribución Geoestadística de la Permeabilidad Absoluta para el modelo.117
Figura 58.	Curvas de permeabilidades relativas para el modelo de sección transversal.117
Figura 59.	Resultados de la solución de malla fina mostrados por el artículo para el modelo de sección transversal.119
Figura 60.	Validación del modelo de malla fina de la sección transversal construido para ECLIPSE 100. Modelo de sección transversal.120
Figura 61.	Malla gruesa 5x1x5 del modelo de sección transversal.122
Figura 62.	Malla gruesa 10x1x10 del modelo de sección transversal.122
Figura 63.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,1 del modelo areal 5x1x5 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo x.123
Figura 64.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 3,1 del modelo 5x1x5.124
Figura 65.	Pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por el método de KYTE y BERRY para las celdas 3,1 y 3,2 del modelo de malla gruesa 5x1x5.125
Figura 66.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,1 del modelo areal 5x1x5 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo z126
Figura 67.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 3,1 del modelo 5x1x5.126

Figura 68.	Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 3,1 y 3,2 del modelo de malla gruesa 5x1x5.127
Figura 69.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 6,3 del modelo areal 10x1x10 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo x.128
Figura 70.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 6,3 del modelo 10x1x10.128
Figura 71.	Pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 6,3 y 6,6 del modelo de malla gruesa 10x1x10.129
Figura 72.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 6,3 del modelo 10x1x10 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo z130
Figura 73.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 6,3 del modelo 10x1x10.130
Figura 74.	Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 6,3 y 1,6 del modelo de malla gruesa 10x1x10.131
Figura 75.	Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 5x1x5 para el modelo de sección transversal.133
Figura 76.	Comparación de la producción acumulativa de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa 5x1x5 para el modelo de sección transversal.134
Figura 77.	Resultados obtenidos entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 10x1x10 para el modelo de sección transversal.135
Figura 78.	Comparación de la producción acumulativa de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa 10x1x10 para el modelo de sección transversal.136

Figura 79.	Permeabilidades relativas para el sistema aceite – agua. Modelo campo de estudio.141
Figura 80.	Sección transversal vertical $y - z$ seleccionada para calcular las pseudo funciones a utilizar en el campo de estudio.143
Figura 81.	Malla gruesa obtenida a partir de la sección transversal seleccionada para el campo de estudio.144
Figura 82.	Pseudo funciones obtenidas en la dirección de flujo y para la celda 1,3 del modelo 1x20x5 de la sección transversal vertical seleccionada. Campo de estudio.145
Figura 83.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo y calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.147
Figura 84.	Pseudo funciones en la dirección de flujo y calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 1,3 y 18,2 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.147
Figura 85.	Pseudo funciones obtenidas para la celda 1,3 del modelo 1x20x5 de la sección transversal vertical seleccionada en la dirección de flujo z . Campo de estudio.148
Figura 86.	Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.149
Figura 87.	Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 1,3 y 18,2 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.150

Figura 88.	Comparación de resultados entre los modelos de malla gruesa 1x20x5 usando cada uno de los métodos de calculo de las pseudo funciones con la simulación de malla fina para la sección transversal del campo de estudio.151
Figura 89.	Corridas de sensibilidad a velocidades de flujo bajas (250 STB/Día) de las pseudo funciones escogidas para el modelo total de malla gruesa.153
Figura 90.	Corridas de sensibilidad a velocidades de flujo altas (1000 STB/Día) de las pseudo funciones escogidas para el modelo total de malla gruesa.154
Figura 91.	Distribución de la permeabilidad en la malla gruesa 10x20x5. Campo de estudio.155
Figura 92.	Comparación de la producción diaria de aceite del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.157
Figura 93.	Comparación de la presión promedia del yacimiento entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.157
Figura 94.	Comparación del corte de agua del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.158
Figura 95.	Comparación de la producción acumulativa de aceite del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa.158
Figura 96.	Comparación de la producción diaria de aceite para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.160
Figura 97.	Comparación de la producción acumulativa de aceite para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.160

Figura 98.	Comparación del corte de agua para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.161
Figura 99.	Comparación de la producción diaria de aceite para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.162
Figura 100.	Comparación de la producción acumulativa de aceite para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.163
Figura 101.	Comparación del corte de agua para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.163
Figura 102.	Metodología para seleccionar el tipo de técnica a aplicar.169
Figura 103.	Metodología planteada para el cálculo de las pseudo funciones.171
Columna 1.	Nomenclatura utilizada para las Formaciones Tarbert y Upper Ness, por Flint, Knight y Tilbrook (1998), de la secuencia Brent, definidas por Deegan y Scull (1977).68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Sensibilidad de la calidad del concepto de VE.32
Tabla 2.	Datos para el ejemplo de cálculo. Método Estratificado.35
Tabla 3.	Resultados del ejemplo de cálculo. Método estratificado.36
Tabla 4.	Porosidades Utilizadas para el Modelo.78
Tabla 5.	Diferencias entre los archivos de entrada de datos de los modelos de malla fina y gruesa con las pseudo funciones.97
Tabla 6.	Datos de inicialización y control de la simulación para el modelo de Odeh.99
Tabla 7.	Propiedades PVT del gas y el aceite para el modelo de Odeh.100
Tabla 8.	Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa. Modelo de Odeh.115
Tabla 9.	Tablas PVT para el gas y el aceite.118
Tabla 10.	Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 5x1x5. Modelo de sección transversal.137
Tabla 11.	Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 10x1x10. Modelo de sección transversal.138
Tabla 12.	Datos PVT para el aceite muerto. Modelo campo de estudio.140
Tabla 13.	Ubicación de pozos y control de producción. Modelo campo de estudio.142
Tabla14.	Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.164

NOMENCLATURA

$k(\vec{x})$:	Permeabilidad absoluta anisotrópica, L^2 (mD).
k_e^x :	Permeabilidad absoluta efectiva en la dirección x , L^2 (mD).
\bar{k} :	Tensor total de permeabilidad.
\bar{k}_e :	Tensor total de permeabilidad efectiva.
(k_e) :	Elemento del tensor total de permeabilidad efectiva.
\vec{g} :	Gradiente de presión global.
g_1, g_2 :	Componente del vector gradiente de presión global
\vec{i}_1, \vec{i}_2 :	Vectores unitarios.
\bar{I} :	Tensor unitario.
k_{grf} :	Permeabilidad del estrato de flujo granular.
\vec{n} :	Vector normal.
$\langle u_1 \rangle, \langle u_2 \rangle$:	Flujos totales.
\vec{v} :	Vector velocidad local de Darcy.
\vec{x} :	Vector posición.
\vec{y} :	Vector posición en la escala fina.
∂D :	Frontera de dominio.
θ :	Angulo de orientación de la estratigrafía.
$k_{ }$:	Componente de permeabilidad paralela al plano de laminación.
k_{\perp} :	Componente de permeabilidad perpendicular al plano de laminación.
x, y, z :	Coordenadas espaciales.
Φ :	Potencial de flujo.
$\bar{\Phi}$:	Potencial de flujo promedio.
\mathbf{g} :	Gradiente del fluido.

Δg :	Diferencia de gradientes.
a_d :	Angulo de inclinación.
Z :	Profundidad de referencia, L (ft).
Z_{ci} :	Profundidad inicial del contacto gas – agua, L (ft).
Z_c :	Profundidad del contacto gas – agua, L (ft).
$Z_{c_{ij}}$:	Profundidad del contacto en una celda ij , L (ft).
D :	Profundidad de la celda de malla fina, L (ft).
\bar{D} :	Profundidad de la celda de malla gruesa, L (ft).
h :	Espesor del yacimiento, L (ft).
h_{ij} :	Espesor del yacimiento en la celda ij , L (ft).
h_n :	Espesor de la capa n , L (ft).
d :	Espesor de celda, L (ft).
\hat{d} :	Espesor promedio de columnas de celdas, L (ft).
\bar{d} :	Espesor promedio de celda fina, L (ft).
df :	Espesor de celda fina en la cara derecha, L (ft).
$\hat{d}f$:	Espesor de columna de celdas en la cara derecha, L (ft).
S :	Saturación.
S_{wc} :	Saturación de agua connata.
S_{gr} :	Saturación de gas residual.
S_{ro} :	Saturación residual de aceite.
\bar{S} :	Saturación de agua a una profundidad promedio.
\bar{S}_i :	Saturación inicial de agua a una profundidad promedio.
\tilde{S}_w :	Pseudo saturación de agua.
P :	Presión, m/Lt ² (Psi).
P_D :	Presión adimensional.
P_c :	Presión capilar, m/Lt ² (Psi).
\bar{P}_c :	Presión capilar promedio, m/Lt ² (Psi).
P_{cp} :	Presión capilar con respecto al plano de referencia del yacimiento, m/Lt ² (Psi).
P_{wc} :	Presión capilar del agua, m/Lt ² (Psi).

P_{gc} :	Presión capilar del gas, m/Lt ² (Psi).
P_{oc} :	Presión capilar del aceite, m/Lt ² (Psi).
P_w :	Presión del agua, m/Lt ² (Psi).
P_g :	Presión del gas, m/Lt ² (Psi).
P_o :	Presión del aceite, m/Lt ² (Psi).
P_e :	Presión de la formación, m/Lt ² (Psi).
P_{well} :	Presión del <i>wellbore</i> , m/Lt ² (Psi).
\bar{P}_w :	Presión promedio del agua, m/Lt ² (Psi).
\bar{P}_o :	Presión promedio de aceite, m/Lt ² (Psi).
\bar{P}_g :	Presión promedio de gas, m/Lt ² (Psi).
\tilde{P}_C :	Presión Pseudo capilar, m/Lt ² (Psi).
k :	Permeabilidad absoluta, L ² (mD).
\bar{k} :	Permeabilidad absoluta promedio, L ² (mD).
\hat{k} :	Permeabilidad absoluta de una columna de celdas, L ² (mD).
k_r :	Permeabilidad relativa.
k_{rwr} :	Permeabilidad relativa al agua a la saturación de gas residual.
k_{rgc} :	Permeabilidad relativa al gas a la saturación de agua connata.
k_{roc} :	Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua connata.
k_{rwo} :	Permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual.
\tilde{k}_r :	Permeabilidad pseudo relativa.
u :	Velocidad volumétrica o velocidad de Darcy (volumen/area ² dia).
t :	Criterio adimensional para definición de aplicación de VE.
Ψ :	Parámetro adimensional para definición de VE.
N :	Numero total de capas o estratos.
T :	Transmisibilidad, m ³ /t/psi.
\bar{T} :	Transmisibilidad promedio, m ³ /t/psi.
q :	Rata de flujo entre celdas, L ³ /t (bbls/Dia/ft).
Q :	Flujo total, L ³ /t (para la ecuación 2).

\bar{q}	:	Rata de flujo promedio entre celdas gruesas, L ³ /t (bbbls/Dia/ft).
A	:	Área transversal a la dirección de flujo, L ² (ft ²).
g	:	Aceleración de la gravedad.
Δx	:	Dimensión de la celda fina en la dirección x , L (ft).
$\Delta \hat{x}$:	Dimensión promedio de columnas de celdas en la dirección x , L (ft).
$\Delta \bar{x}$:	Distancia entre los centros de dos columnas de celdas en la dirección x , L (ft).
Δy	:	Dimensión de la celda fina en la dirección y , L (ft).
$\Delta \hat{y}$:	Dimensión promedio de columnas de celdas en la dirección y , L (ft).
$\Delta \bar{y}$:	Distancia entre los centros de dos columnas de celdas en la dirección y , L (ft).
Δz	:	Dimensión de la celda en la dirección z , L (ft).
$\Delta \hat{z}$:	Dimensión promedio de columnas de celdas en la dirección z , L (ft).
$\Delta \bar{z}$:	Dimensión promedio de la columna de celdas en la dirección z , L (ft).
ΔX	:	Dimensión de la celda gruesa en la dirección x , L (ft).
$\Delta \bar{X}$:	Distancia entre los puntos medios de dos celdas gruesas (dirección x), L (ft).
ΔY	:	Dimensión de la celda gruesa en la dirección y , L (ft).
$\Delta \bar{Y}$:	Distancia entre los puntos medios de dos celdas gruesas (dirección y), L (ft).
ΔZ	:	Dimensión de la celda gruesa en la dirección z , L (ft).
$\Delta \bar{Z}$:	Distancia entre los puntos medios de dos celdas gruesas (dirección z), L (ft).
r	:	Densidad, m/L ³ , (lb/ft ³).
\bar{r}	:	Densidad promedio, m/L ³ , (lb/ft ³).
a	:	Angulo.
f	:	Flujo fraccional.
\bar{f}	:	Flujo fraccional promedio.
I	:	Movilidad, Lt/m (cp ⁻¹).
\bar{I}	:	Movilidad promedio, Lt/m (cp ⁻¹).

f	:	Porosidad.
\hat{f}	:	Porosidad de columnas de celdas.
\bar{f}	:	Porosidad promedio.
m	:	Viscosidad, m/Lt (cp).
\bar{m}	:	Viscosidad promedio, m/Lt (cp).
\overline{kI}_i	:	Valor escalado obtenido de la ecuación de Laplace.
\overline{kk}_r	:	Valor escalado obtenido de la ecuación de Laplace.
t	:	Tiempo.
V	:	Volumen total de la celda, L ³ (ft ³).
C	:	Coefficiente de flujo, análogo al índice de productividad.
nc	:	Número de completamientos en el pozo de la sección transversal.
nl	:	Número de estratos de la sección transversal.
B	:	Factor volumétrico de formación, L ³ /L ³ (bbls/bbls).

Subíndices.

nw	:	Fase no mojante.
fw	:	Fase mojante.
w	:	Agua.
o	:	Aceite.
g	:	Gas.
i	:	Índices para las celdas en la dirección x .
j	:	Índices para las celdas en la dirección z .
k	:	Contador de sumatoria.
n	:	Capa o estrato.
m	:	Contador de celdas de malla gruesa.
t	:	Valor total (suma de todas las fases).
I_1, I_2, J_1, J_2	:	Índices límites de malla fina para la celda de malla gruesa.
p	:	Fase (aceite, agua o gas).
A	:	Modelo areal (Pseudo funciones de pozo).

Operadores.

∇ : Operados gradiente.

$\nabla \cdot$: Operador divergencia.

$\nabla \times$: Operador rotacional.

∂ : Operador diferencial.

Δ : Operador diferencia entre dos cantidades.

RESUMEN

TITULO: Aplicación de Técnicas de Escalamiento (Upscaling) en la Simulación Numérica de Yacimientos*.

AUTORES: CARRERO, S. Edwin J.; VALENCIA, Q. Guillermo Adrián. **

PALABRAS CLAVES: Escalamiento, Pseudo funciones, Malla fina, Malla gruesa, Pseudo curvas.

DESCRIPCIÓN.

El desarrollo de los algoritmos de descripción geoestadística de yacimientos ha permitido construir modelos geológicos altamente detallados. Estos algoritmos rutinariamente resultan en descripciones a escala fina de la porosidad y la permeabilidad del yacimiento sobre mallas de cientos o millones de celdas. Estas mallas de descripción de yacimientos son demasiado finas para ser usadas como mallas de simulación en los simuladores de yacimientos. A pesar de los avances en los equipos de computación, la mayoría de los modelos totales de yacimientos aun usan mas o menos 100,000 celdas; un factor 100 veces por debajo de las mallas geológicas. El escalamiento se ha convertido en una herramienta altamente importante para convertir modelos geológicos muy detallados en mallas de simulación. Dada una descripción del yacimiento a escala fina y una malla de simulación, un algoritmo de escalamiento asigna valores adecuados de porosidad, permeabilidad y otras funciones de flujo a las celdas de la malla gruesa de simulación.

En este proyecto se presenta la aplicación de las técnicas de escalamiento en la simulación numérica de yacimientos. Como primera etapa se describe el marco teórico de las técnicas existentes para yacimientos de aceite negro; haciendo especial énfasis en las técnicas de escalamiento para flujo multifásico, donde las más utilizadas son las permeabilidades pseudo relativas (pseudo funciones); las cuales tienen la capacidad de reproducir las distribuciones de presión y fluido, así como las características de desplazamiento del sistema de malla fina sobre una malla gruesa. Se escogió este tipo de técnica debido a su amplia aplicabilidad en una variedad de regímenes de flujo y que es relativamente fácil incorporar estos métodos en los modelos de simulación de yacimientos convencionales. Los programas de computador utilizados para el desarrollo del proyecto son ECLIPSE 100, el cual es un simulador de yacimientos; y el ECLIPSE PSEUDO, el cual permite generar las pseudo funciones de permeabilidad relativa dinámicas.

Posteriormente los métodos fueron validados numéricamente simulando tres modelos presentados en la literatura; los dos modelos iniciales son sistemas gas – aceite; el último modelo hace parte de una pequeña sección de la secuencia BRENT. Los resultados muestran una buena concordancia entre los modelos de malla fina y malla gruesa, con ahorros substanciales en tiempo de cómputo y costos computacionales para los modelos escalados. Por último se plantea una metodología general para la aplicación de técnicas de escalamiento en modelos geológicos demasiado grandes para ser utilizados como modelos de simulación.

* Tesis de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos – Geología. Directores del Proyecto: Zuly Calderón – Marco Álvarez.

ABSTRACT.

TITLE: Application of Upscaling Techniques for Numerical Reservoir Simulation*.

AUTHORS: CARRERO, S. Edwin J.; VALENCIA, Q. Guillermo Adrián. **

KEY WORDS: Upscaling, Pseudo functions, Fine grid, Coarse grid, Pseudo curves.

DESCRIPTION.

The development of geostatistical reservoir description algorithms has allowed building highly detailed geological models. These algorithms now routinely result in fine – scale descriptions of reservoir porosity and permeability on grids of tens of millions of cells. These reservoir descriptions grids are far too fine to be used as grids in reservoir simulators. In spite of the advances in computer hardware, most full – field reservoir models still use more than about 100,000 cells, a factor of 100 down on the geological grid. Upscaling has become an increasingly important tool for converting highly detailed geological models to simulation grids. Given a fine – scale reservoir description and a simulation grid, an Upscaling algorithm assigns suitable values for porosity, permeability, and others flow functions to cells on the coarse simulation grid.

In this project is presented the application of Upscaling techniques in the numerical reservoir simulation. In the first stage, it was described the theoretical fundamentals of Upscaling techniques existing to black oil reservoirs; making special emphasis in the Upscaling techniques for multiphase flow, where the most used are the pseudo relative permeabilities (Pseudos), which have the ability to reproduce the fluid and pressure distribution and displacement characteristics of the fine grid system on a coarse grid. It was chosen this kind of technique due to their wide applicability in a variety of flow regimes and because it's relatively straightforward to incorporate these methods into the conventional reservoir simulation models. The softwares used to develop this work are ECLIPSE 100, which is a reservoir simulator and ECLIPSE PSEUDO, which permits to generate the dynamics permeability relative pseudo functions.

Then, the methods were validated numerically by simulating three models presented in the literature; the first two models are gas – oil systems; the last model consists in a part of BRENT sequence. The results showed a good agreement between the fine grid and the coarse grid, with a substantial savings in computing time and computing costs for the upscaled models. Finally, it was established a general methodology for the application of Upscaling techniques in geological models too large to be used directly in reservoir simulations.

* Final Project.

** Physical-Chemical Faculty, Petroleum Engineering School - Geology. Directors: Zuly Calderón – Marco Álvarez.

INTRODUCCIÓN.

La simulación del flujo de fluidos en un medio poroso sobre una escala de campo requiere simulaciones numéricas a gran escala. Si bien se han desarrollado continuamente computadoras más poderosas y técnicas de simulación más avanzadas, el tamaño de las celdas usadas en las simulaciones de flujo del campo es demasiado grande para tener en cuenta explícitamente el efecto de las heterogeneidades de escala pequeña. Por lo general el número de celdas de un modelo geológico es del orden de 10^6 o 10^7 celdas, mientras que los simuladores comerciales solamente manejan modelos de simulación del orden de 10^5 celdas. Por tanto es necesario la aplicación de una técnica de escalamiento (*Upscaling*) para reducir (reagrupar) el número de celdas del modelo geológico a una cantidad manejable por un simulador comercial.

El *Upscaling* es una técnica cuyo objetivo principal es reducir el número de celdas de la malla (grid) de simulación, con el fin de ahorrar costos computacionales, reducir el tiempo de simulación y el manejo de datos; el modelo geológico detallado (fine grid) es reagrupado (coarse grid) a un tamaño razonable para la simulación de flujo.

Inicialmente, se describe la clasificación de las técnicas de escalamiento planteada por Christie⁵, las cuales las divide en; escalamiento en fase simple, cuyo objetivo es simplemente preservar los rasgos o características generales de flujo sobre la malla de simulación. Escalamiento en fase múltiple o flujo multifásico, en este caso, se reconoce que el escalamiento solamente de la permeabilidad absoluta no caracteriza totalmente un desplazamiento en un medio heterogéneo como por ejemplo; una capa delgada de alta permeabilidad que cruza a través de una región dará tiempos tempranos de ruptura de agua, lo cual no será representado por el uso de una permeabilidad efectiva absoluta en conjunción con las permeabilidades relativas de la roca.

Consecutivamente, se detallan los conceptos básicos sobre las permeabilidades pseudo relativas dinámicas las cuales se utilizan muy a menudo en la simulación de yacimientos, en un intento por representar los efectos de las heterogeneidades sobre el flujo de fluidos

en fase multifásica que no son tenidos en cuenta en una malla de simulación gruesa; y para compensar los efectos de dispersión numérica; esto da como resultado ahorros substanciales en tiempo de cómputo y memoria de los ordenadores. Se entiende por “*Dinámicas*”, las pseudo funciones de permeabilidad relativa generadas a partir de los resultados de un modelo de simulación de malla fina.

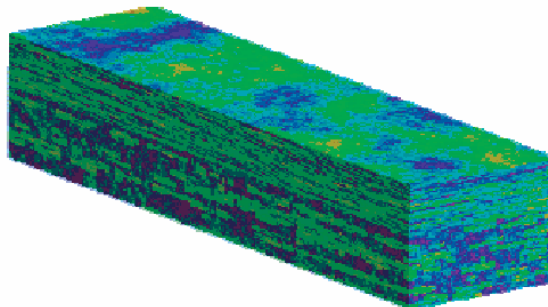
Posteriormente, en la búsqueda para la aplicación de las técnicas de escalamiento se encontró que un área apropiada para desarrollar la presente metodología es la sub-cuenca Este de Shetland; la cual es una de las cuencas productoras de hidrocarburos del Mar del Norte Británico. Siendo el principal objetivo de interés la secuencia Brent⁴⁶, la cual se interpreta como parte de una progradación y retrogradación de un complejo deltaico principal o grande con sedimentos marinos poco profundos, costeros y no marinos. Las areniscas clásticas reservorio de la secuencia Brent del Jurásico Medio han formado el principal objetivo de exploración en el Mar del Norte desde que la Shell/Esso descubrió el campo Brent en 1971, contienen al menos el 50% de las reservas recuperables del Reino Unido (22.5 billones de barriles).

Finalmente, se presenta la simulación de la malla gruesa con las técnicas escogidas. El estudio se llevó a cabo con la ayuda del software de simulación ECLIPSE 100 el cual es un simulador para propósitos generales, completamente implícito, trifásico, 3D con opción de gas condensado. El programa está escrito en FORTRAN77 y opera en cualquier computador con compilador ANSI-standard FORTRAN77 y suficiente memoria. ECLIPSE 100 puede ser usado para simular sistemas de 1, 2 o tres fases. Tiene opción bifásica (aceite / agua, aceite / gas, gas / agua), estos son resueltos como sistemas de componentes disminuyendo tanto capacidad de almacenamiento como tiempo de simulación en el computador. Además para gas disuelto en aceite, el simulador maneja la variable de presión de burbuja o GOR. Maneja tanto geometría de nodo distribuido como de nodo centrado. Además en ECLIPSE están disponibles la geometría de nodo centrado radial y cartesiano 1, 2, o 3 dimensiones. Una opción Radial 3D completa el grupo permitiendo que el flujo tenga lugar de 0/360 grados en la interfase.

1 GENERALIDADES DEL ESCALAMIENTO (UPSCALING)

La motivación principal para el desarrollo de las técnicas de escalamiento ha sido el auge en el uso de algoritmos de descripción geoestadística del yacimiento. Estos algoritmos dan como resultado descripciones de la porosidad y la permeabilidad del yacimiento en escalas muy finas sobre mallas (*grids*) de cientos; o quizás; millones de celdas. La figura 1 muestra un ejemplo de este tipo de descripciones del yacimiento; estos modelos se conocen como modelos geológicos. Estos modelos son demasiado detallados para ser utilizados como mallas de simulación. A pesar de los avances en los equipos de computación, la mayoría de los modelos totales del yacimiento usan un poco más de 100,000 celdas, un factor de 100 veces por debajo de estas descripciones detalladas del yacimiento.

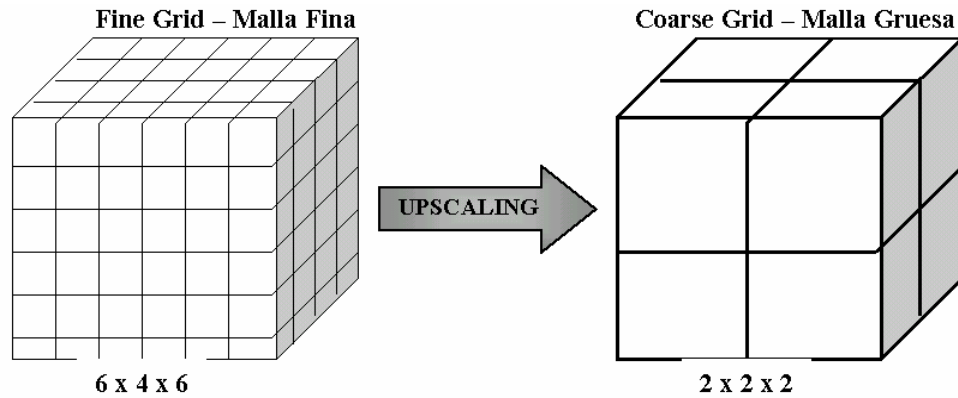
Figura 1. Descripción detallada de un yacimiento.



Tomado de Christie, M. A., Blunt, M. J. SPE 72469, 2001. Pag 309.

El escalamiento (*Upscaling*) es necesario para enlazar los modelos geológico y de simulación. Dada una descripción del yacimiento a escala muy fina y un modelo de simulación, un algoritmo de escalamiento asigna valores apropiados de porosidad, permeabilidad y algunas funciones de flujo a las celdas gruesas (*coarse gridblock*) de la malla de simulación. Por lo general esta malla de simulación resultante se denomina malla gruesa (*coarse grid*), como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Resultado de una técnica de escalamiento.



Christie⁵ clasifica las técnicas de escalamiento en:

- Escalamiento en fase simple
- Escalamiento en dos fases o multifásico.

1.1 ESCALAMIENTO EN FASE SIMPLE.

La forma más simple de escalamiento es el escalamiento en fase simple. Aquí; el objetivo es simplemente preservar los rasgos o características generales de flujo sobre la malla de simulación. El algoritmo calcula una "permeabilidad efectiva", la cual debe dar como resultado el mismo flujo total del fluido en fase simple a través de la celda gruesa al flujo obtenido de las celdas finas heterogéneas que conforman la celda gruesa. La figura 3 muestra un bosquejo general de la técnica de escalamiento. Entre los tipos de técnicas que se encuentran en esta clasificación están:

1.1.1 Método de Solución de la Ecuación de Presión. En este método, se establece un cálculo en fase simple con condiciones de frontera específicas y luego se pregunta que valor de permeabilidad efectiva produce la misma tasa de flujo observada de los cálculos de la malla fina. La figura 4 muestra un esquema. Los resultados que se obtengan dependen de las suposiciones que se hagan, particularmente con respecto a las condiciones de frontera. La suposición más común que se hace es que existen

condiciones de frontera de no – flujo en las paredes del cubo; esto da como resultado un tensor diagonal que puede ser introducido directamente en un simulador de yacimientos.

Figura 3. Escalamiento en fase simple.

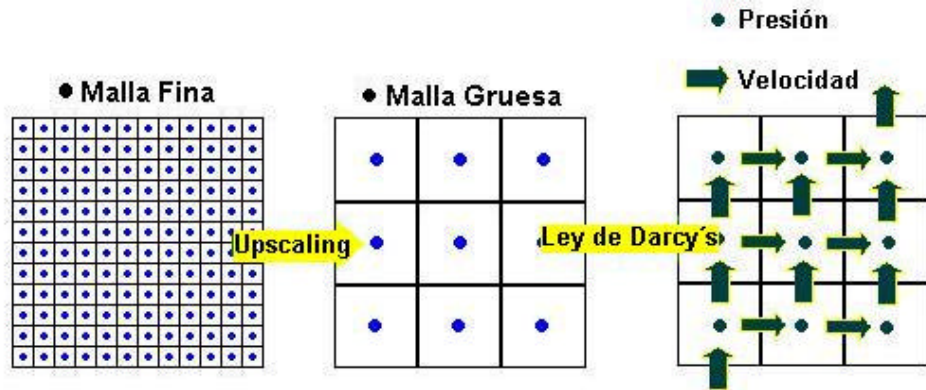
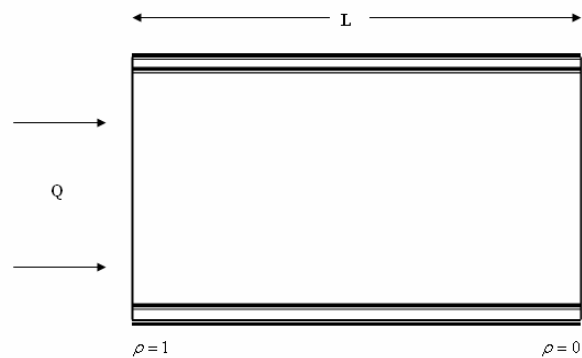


Figura 4. Esquema del método de solución de la ecuación de presión.



Tomado de Christie, M. A. SPE 37324. 1996. Pag 1006

1.1.2 Permeabilidades Efectivas Direccionales. Para calcular las permeabilidades efectivas direccionales, se debe establecer un cálculo en las direcciones x , y , z . Se propone una ecuación matricial para resolver el siguiente sistema (asumiendo flujo en la dirección x):

$$\nabla \cdot k(\vec{x}) \nabla p = 0 \tag{1}$$

Con condiciones de frontera de no – flujo a lo largo de los lados, $p = 1$ en la cara de entrada y $p = 0$ en la cara de salida. Se resuelve la ecuación y se suman los flujos en la dirección x . La permeabilidad efectiva esta dada entonces por:

$$k_e^x = -\frac{m\Delta x Q}{A} \quad (2)$$

Esta aproximación es simple y muy efectiva en la mayoría de circunstancias.

1.1.3 Permeabilidades Efectivas como Tensores Totales. Alternativamente, algunos autores asumen condiciones de frontera periódicas y calculan un tensor total de permeabilidad efectiva, este método se aplica más específicamente a yacimientos de estructura compleja y de alta heterogeneidad.

La permeabilidad de un sedimento depende principalmente de las condiciones bajo las cuales el sedimento fue depositado y también de las subsecuentes modificaciones de la estructura porosa ya sea por un proceso de diagénesis o por un fracturamiento. Básicamente, el tamaño de los granos depositados depende de la viscosidad, la velocidad y la profundidad del fluido transportante (aire o agua). Como una regla general, las láminas de baja permeabilidad se depositan bajo condiciones de baja energía (granos pequeños), y las láminas de alta permeabilidad se depositan bajo condiciones de alta energía (granos más grandes). Estas laminaciones por lo común se presentan en forma de estratificación cruzada (*crossbedding*); en consecuencia, la estratificación cruzada es una de las características estructurales más comunes de las arenas³⁶.

El tamaño de las láminas sedimentarias fluctúa en la escala de mm. a cm. en espesor y en escala de cm a dm. en longitud. Esto es demasiado pequeño para ser incluido en los modelos de simulación de yacimientos, así que sus permeabilidades por lo general son promediadas para obtener valores de permeabilidades efectivas que se usan en celdas de simulación más grandes. Una aproximación utilizada para calcular estos promedios es asumir flujo paralelo o perpendicular a las láminas. Si el flujo es lineal y paralelo a los estratos, se utiliza el promedio aritmético para obtener la permeabilidad efectiva. Si el flujo es lineal y perpendicular a los estratos, se utiliza el promedio armónico para obtener

la permeabilidad efectiva. Si el flujo se presenta a un ángulo de los estratos, se puede presentar flujo cruzado (es decir, el flujo puede ser inducido perpendicular al gradiente de presión aplicado). Usando una representación tensorial de la permeabilidad se puede permitir que el flujo cruzado sea incorporado en la permeabilidad efectiva de la unidad.

En la mayoría de las simulaciones convencionales, solo un valor simple de permeabilidad (escalar) se asigna a una celda, o a lo mucho, se usa un vector para permitir una permeabilidad diferente en las direcciones vertical y horizontal. Esta aproximación puede limitar la cantidad de flujo intercambiado entre una celda y sus celdas vecinas, y puede llevar a campos de presión y de flujo no representativos. Este es particularmente el caso cuando las celdas contienen estructuras las cuales pueden inducir flujo cruzado significativo, tales como laminaciones sedimentarias orientadas oblicuamente a la dirección principal de flujo.

Durlofsky¹³ en 1992, clarificó y cuantificó la importancia de modelar apropiadamente la permeabilidad como un tensor total en la simulación de flujo a través de estratos irregulares, especialmente la estratificación cruzada; ya que esta no es modelada explícitamente en la simulación. Por lo tanto, para incluir los efectos de los estratos cruzados en los modelos de flujo, planteó un procedimiento para escalar las heterogeneidades de la roca en escala fina a escalas más adecuadas para la simulación de yacimientos; es decir; a escalas de celdas de simulación.

Considere el flujo de un fluido incompresible en una sola fase a través de un medio poroso heterogéneo bidimensional (2D). La ecuación principal para este flujo es la ecuación de presión, obtenida a partir de la combinación de la ley de Darcy y la ecuación de continuidad. En forma adimensional:

$$\nabla \cdot \left[\overline{\overline{k}} \left(\frac{\partial}{\partial x} \right) \cdot \nabla P_D \right] = 0 \quad (3)$$

Donde P_D es la presión adimensional, $\overline{\overline{k}}$ es el tensor de permeabilidad adimensional, y todas las longitudes son interpretadas adimensionalmente por una escala de longitud

macroscópica (por ejemplo, distancia entre pozos). Aquí, \bar{k} se considera que esta en función de la posición \vec{x} , con una variación en una escala más fina que la que puede ser resuelta para un modelo de yacimiento a gran escala. El propósito es computar un tensor de permeabilidad efectiva, \bar{k}_e , que aparecerá en la ecuación 3 en la misma forma que \bar{k} , pero variará sobre una escala que es lo suficientemente grande que pueda ser modelada en un modelo de yacimiento a gran escala (\bar{k}_e también puede ser llamada la permeabilidad equivalente de la celda). Como \bar{k} , \bar{k}_e es una cantidad tensorial definida en forma positiva y simétrica.

El método de escalamiento requiere la solución de la ecuación 3 en una escala pequeña. La evaluación de las cantidades integradas sobre esta escala, a saber, los flujos a través de las fronteras de dominio, produce la permeabilidad efectiva de la región. Las condiciones de frontera impuestas en el problema de pequeña escala son extremadamente importantes, ya que la permeabilidad efectiva no es simplemente una propiedad intrínseca de la roca, también depende de las condiciones de frontera.

Las condiciones de frontera impuestas son que los flujos a través de las fronteras del dominio son periódicos y que las presiones de las fronteras son periódicas pero sufren un salto en una de las direcciones coordenadas. Este salto es causado por la variación de la presión sobre la escala mayor, la cual se requiere para dirigir el flujo pero no necesita ser especificada explícitamente. En realidad, la única especificación necesaria es que la presión del campo es localmente lineal en la escala mayor; es decir, $P_D = P_o + \vec{g} \cdot (\vec{x} - \vec{x}_o)$, donde $\vec{g} = g_1 \hat{i}_1 + g_2 \hat{i}_2$ representa el gradiente de presión local, \vec{x}_o representa el centro de la región bajo estudio y P_o representa la presión a \vec{x}_o . Esto es una suposición razonable derivada de una expansión de la serie de Taylor local para la presión del campo global. El valor numérico de \vec{g} es arbitrario.

En la figura 5 se presenta un esquema del dominio de solución (en este caso se asume un cuadrado de lado unitario); las especificaciones de las fronteras son:

$$\rho (\vec{v} \cdot \vec{n} = 0) = \rho (\vec{v} \cdot \vec{n} = 0) - \rho_2 \quad \text{en } \partial D_1 \text{ y } \partial D_2 \quad (4a)$$

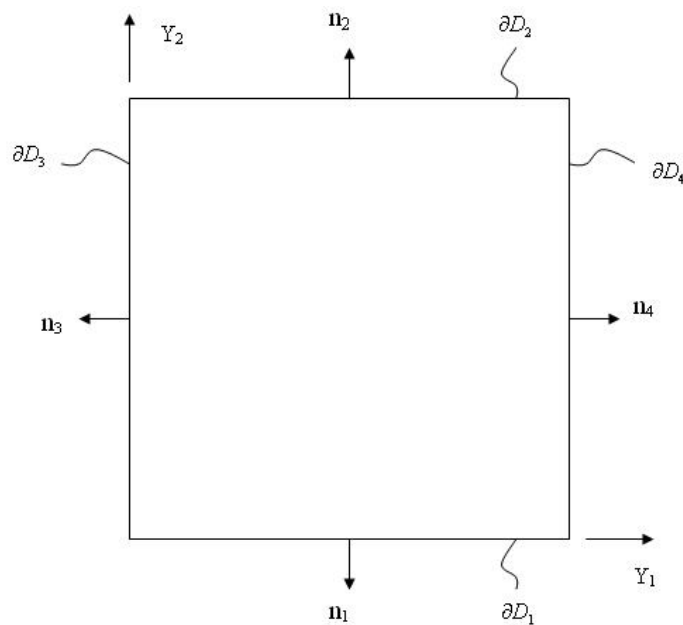
$$\int_{\partial D_1} (\vec{v} \cdot \vec{n} = 0) \mathbf{E}_1^{-1} = \int_{\partial D_2} (\vec{v} \cdot \vec{n} = 0) \mathbf{E}_2^{-1} \quad \text{en } \partial D_1 \text{ y } \partial D_2 \quad (4b)$$

$$\rho (\vec{v} = \vec{v}_2) = \rho (\vec{v} = \vec{v}_2) - \rho_2 \quad \text{en } \partial D_3 \text{ y } \partial D_4 \quad (4c)$$

$$\int_{\partial D_3} (\vec{v} = \vec{v}_2) \mathbf{E}_3^{-1} = \int_{\partial D_4} (\vec{v} = \vec{v}_2) \mathbf{E}_4^{-1} \quad \text{en } \partial D_3 \text{ y } \partial D_4 \quad (4d)$$

Donde \vec{v} es la velocidad local, relacionada a P_D por la ley de Darcy, \vec{n} es el vector normal definido en la figura 5 y \vec{y} denota el sistema de coordenadas sobre la escala pequeña. En el computo actual de \bar{k}_e , se deben resolver dos problemas: uno para el cual $g_1 = 0$; $g_2 \neq 0$ y otro para el cual $g_1 \neq 0$; $g_2 = 0$. Bajo la especificación de un valor de referencia para la presión en un punto simple del dominio, el problema de valor de frontera (ecuación 3) sujeto a las condiciones presentadas en la ecuación 4, puede ser resuelto.

Figura 5. Esquema del dominio de solución



Tomado de Durlofsky, L. J. SPE Formation Evaluation, Dic. 1992. Pag 316

La permeabilidad efectiva entonces se determina al igualar los flujos integrados de la solución a escala pequeña con aquellos que resultarían de la imposición del gradiente de

presión global \bar{g} sobre una región homogénea de permeabilidad \bar{k}_e . Específicamente se igualan:

$$\langle u_1 \rangle = -[(k_e)_{11}g_1 + (k_e)_{12}g_2] \quad (5a)$$

$$\langle u_2 \rangle = -[(k_e)_{21}g_1 + (k_e)_{22}g_2] \quad (5b)$$

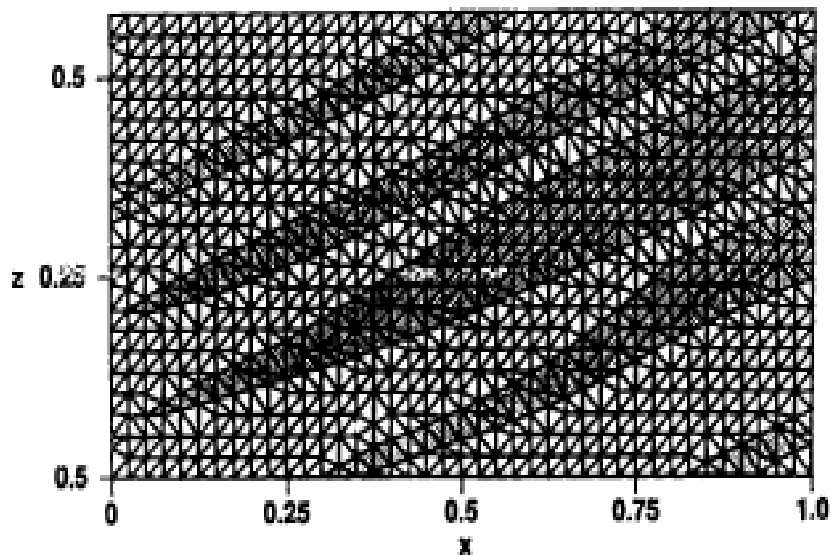
Donde $\langle u_1 \rangle$ y $\langle u_2 \rangle$ son los flujos totales a través de las caras de la región normal a las direcciones \hat{i}_1 e \hat{i}_2 ; respectivamente (Figura 5). Para el caso $g_1 \neq 0$ y $g_2 = 0$; $(k_e)_{11}$ y $(k_e)_{21}$ se determinan; para el caso $g_1 = 0$ y $g_2 \neq 0$; $(k_e)_{12}$ y $(k_e)_{22}$ se determinan. Los términos cruzados $(k_e)_{12}$ y $(k_e)_{21}$ son idénticos en todos los casos, y la matriz se define positiva en todos los casos, consistentes con los requerimientos fundamentales del tensor de permeabilidad.

Para resolver numéricamente este sistema, Durlofsky¹³ plantea el método de elementos finitos de base triangular. Este método produce flujos apropiados los cuales se requieren para el cálculo de \bar{k}_e . Estos elementos producen flujos precisos, los cuales se requieren para el cálculo de \bar{k}_e aun para sistemas altamente heterogéneos. Además, estos métodos manejan permeabilidades como tensores locales, los cuales aparecen en el modelamiento de estratos transversales complejos; el método de elementos finitos de base triangular puede describir geometrías complejas, los cuales son necesarios para modelar planos estratificados transversales.

Para probar esta técnica, Durlofsky¹³ hizo un cálculo de la permeabilidad efectiva a un sistema que presenta estratificación cruzada. La malla de elementos finitos para este sistema se muestra en la figura 6. Los elementos sombreados corresponden a regiones de permeabilidades altas e isotropicas; mientras que los elementos no sombreados muestran permeabilidades bajas y anisotropicas, con direcciones principales del tensor de permeabilidad local paralelo y perpendicular a la orientación de estas laminaciones.

Las permeabilidades se asignan a los elementos en la figura 6 de la siguiente forma: a las regiones de alta permeabilidad se asigna una permeabilidad isotropica unitaria, es decir; $\bar{k}_{grf} = \bar{I}$; donde \bar{I} es el tensor unitario. Para las regiones de baja permeabilidad, el componente de la permeabilidad en la dirección paralela a la orientación de estas laminaciones se toma como 0.3 y el componente en la dirección perpendicular se toma como 0.03. De estos valores y de la orientación de las laminaciones, el tensor de permeabilidad local en el sistema coordenado x-z para estas zonas de baja permeabilidad, se puede determinar de una rotación simple del tensor (ecuación 6).

Figura 6. Malla de elementos finitos para el ejemplo planteado por Durlofsky



Tomado de Durlofsky, L. J. SPE Formation Evaluation, Dic. 1992. Pag 317

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{11} \cos^2 \mathbf{q} + k_{\perp} \sin^2 \mathbf{q} & (k_{11} - k_{\perp}) \sin \mathbf{q} \cos \mathbf{q} \\ (k_{11} - k_{\perp}) \sin \mathbf{q} \cos \mathbf{q} & k_{11} \sin^2 \mathbf{q} + k_{\perp} \cos^2 \mathbf{q} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Dada esta especificación de la permeabilidad, la permeabilidad efectiva de toda la región se puede computar con el procedimiento descrito. El resultado es:

$$\bar{k}_e = \begin{bmatrix} 0.4359 & 0.1471 \\ 0.1471 & 0.1131 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Note que los términos transversales de \bar{k}_e son de una magnitud mayor que el término $(k_e)_{22}$, indicando su importancia relativa. La orientación, o dirección principal de \bar{k}_e es 21° ; lo cual es aproximadamente la orientación de las laminaciones de alta permeabilidad y la orientación de la dirección principal de permeabilidad de las zonas no sombreadas. Esto indica que el fluido fluye preferencialmente en las regiones de alta permeabilidad, como se esperaría.

Durlfsky¹³ compara este último resultado con el obtenido de un procedimiento globalmente simplificado para el cálculo de \bar{k}_e (método de la solución de la ecuación de presión), el cual se utiliza muy a menudo. Este procedimiento usa condiciones de frontera de presión fija y no-flujo para la ecuación 3; es decir; con referencia a la figura 5:

$$P_D = 0 \text{ en } \partial D_3 \quad (8a)$$

$$P_D = 1 \text{ en } \partial D_4 \quad (8b)$$

$$\vec{v} \cdot \vec{n} = 0 \text{ en } \partial D_1 \quad (8c)$$

$$\vec{v} \cdot \vec{n} = 0 \text{ en } \partial D_2 \quad (8d)$$

Solucionando la ecuación 3 sujeta a las condiciones de frontera 8, $(k_e)_{11}$ es igual a $-\langle u_1 \rangle$. La solución de la ecuación 3 con condiciones de frontera alternadas donde P_D se fija en ∂D_1 y ∂D_2 y el flujo igual a cero se especifica en ∂D_3 y ∂D_4 , da como resultado $(k_e)_{22}$. Los términos transversales indeterminados se asumen implícitamente como insignificantes en esta aproximación.

La aplicación de este procedimiento al sistema bajo estudio (figura 6) da el siguiente resultado para \bar{k}_e :

$$\bar{k}_e = \begin{bmatrix} 0.3563 & 0 \\ 0 & 0.0847 \end{bmatrix} \quad (9)$$

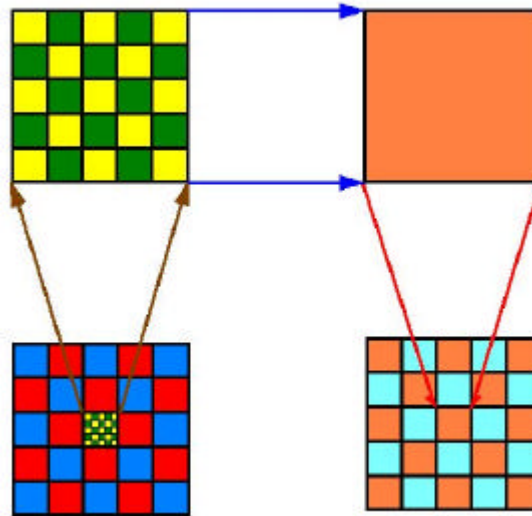
Este resultado difiere considerablemente del obtenido en la ecuación 7. Además de dejar el término transversal de \bar{k}_e indeterminado, este método es incapaz de calcular los términos de la diagonal principal correctamente, los errores en estos términos, comparados con la ecuación 7 son de aproximadamente del 20%.

Este método es significativamente más preciso, pero tiene la desventaja de que este tensor no puede ser introducido directamente en un simulador de yacimientos comercial. Los tensores totales de permeabilidad efectiva aun están sujetos a una investigación activa, particularmente en el área de la simetría.

1.1.4 Técnicas de Renormalización. Los métodos de renormalización ofrecen una forma más rápida, pero menos precisa de calcular una permeabilidad efectiva. Para la mayoría de los casos, la renormalización da como resultado permeabilidades efectivas próximas o cercanas a la solución directa de la ecuación de presión y permite un cálculo rápido de las permeabilidades efectivas de sistemas de mallas muy grandes. La aproximación por renormalización consiste en tomar una malla muy grande (con muchas celdas finas) y dividirla en sub-mallas más manejables; la figura 7 muestra el procedimiento. Se extrae un pequeño grupo de celdas, luego se calcula la permeabilidad efectiva y se reemplaza en el lugar donde se encontraban las celdas finas originales. Esto se puede repetir para muchos niveles y da como resultado una estimación rápida de la permeabilidad efectiva.

1.1.5 Otras Técnicas. Otras técnicas que deben ser mencionadas incluyen la teoría media efectiva, la promediación por ley de potencias, las técnicas de las medias armónicas y aritméticas y las teorías de homogenización. Estas técnicas por lo general son muy rápidas, pero presentan algunas limitaciones en aplicabilidad.

Figura 7. Esquema de la técnica de renormalización



Tomado de Christie, M. A. SPE 37324. 1996. Pag 1006

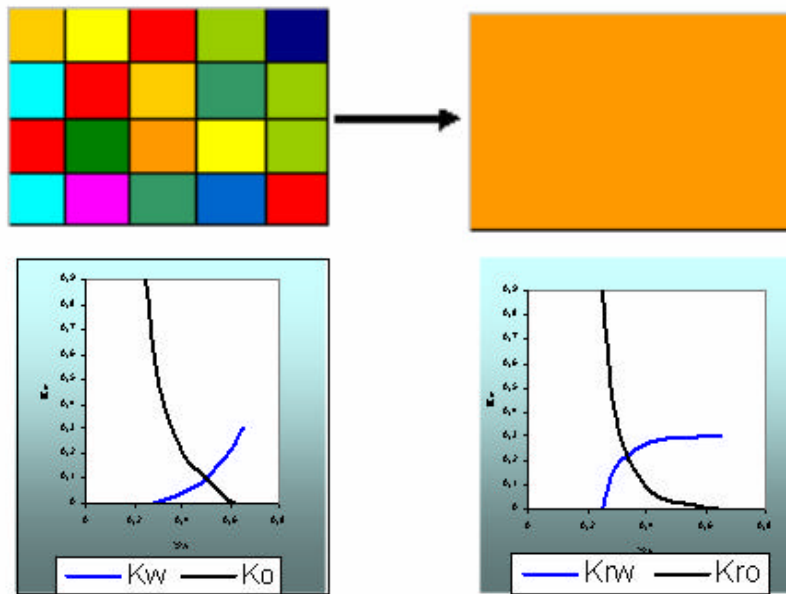
1.2 ESCALAMIENTO EN FLUJO MULTIFÁSICO.

En el escalamiento en fase múltiple o flujo multifásico, se reconoce que el escalamiento solamente de la permeabilidad absoluta no caracteriza totalmente un desplazamiento en un medio heterogéneo. Por ejemplo; una capa delgada de alta permeabilidad que cruza a través de una región dará tiempos tempranos de ruptura de agua, lo cual no será representado por el uso de una permeabilidad efectiva absoluta en conjunción con las permeabilidades relativas de la roca. En general, no es posible representar el proceso de desplazamiento solamente con el escalamiento de la permeabilidad absoluta si la longitud de correlación de la heterogeneidad no representada sobre la malla de simulación del flujo de fluidos es significativa comparada con el espaciamiento entre pozos². Esto ocurre a menudo cuando están presentes en el yacimiento canales largos y delgados de alta permeabilidad, estratos delgados de alta permeabilidad o barreras de shale extensas y delgadas.

Cabe anotar además, que el flujo multifásico ocurre en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos. Por lo general, para estos casos es necesario una técnica de escalamiento de flujo multifásico. La técnica más común que trata de representar el flujo multifásico de una malla fina heterogénea es el uso de las permeabilidades pseudos

relativas (o pseudos funciones), como se observa en la figura 8. Por tanto, no solo es necesario el escalamiento de la porosidad y de la permeabilidad absoluta, también es necesario construir una serie de pseudo curvas de permeabilidad relativa que representen el flujo de fluidos de la malla fina en la malla gruesa.

Figura 8. Escalamiento para el flujo multifasico



Tomado de Christie, M. A. SPE 37324. 1996. Pag 1007.

El papel que desempeñan las permeabilidades pseudo relativas es determinar la tasa de flujo de cada fase entre las celdas de simulación. Estas pseudo funciones relacionan la tasa de flujo con el gradiente de presión entre la celda y sus celdas vecinas, obteniéndose una saturación promedio en la celda. Tanto la tasa de flujo como el gradiente de presión, dependen de los detalles de la distribución de saturación dentro de la celda. Por tanto, para computar una curva de permeabilidades pseudo relativas, es necesario determinar la distribución de saturación dentro de la celda para cualquier saturación promedio.

Cuando el flujo es dominado por las fuerzas capilares, gravitacionales o por una combinación de las dos, la distribución de saturación puede ser determinado asumiendo equilibrio capilar / gravitacional. Para el caso donde las fases se segregan localmente por la gravedad, las pseudos funciones pueden ser calculadas por el concepto de "Equilibrio

Vertical⁷; el cual establece un equilibrio en todo el espesor del yacimiento. Para el caso donde la distribución de saturación es dominada por fuerzas capilares, las pseudofunciones pueden ser calculadas escalando la permeabilidad de cada fase (k_k) y dividiendo por el valor escalado de la permeabilidad absoluta k . Cada una de estas cantidades puede ser escalada a partir de la solución de la ecuación de Laplace con condiciones de frontera periódicas, sin embargo, se debe tener en cuenta que los resultados dependen de las condiciones de frontera y de la naturaleza tensorial de las cantidades escaladas.

En muchos yacimientos, sin embargo, las fuerzas viscosas no pueden ser despreciadas. Una forma para determinar los detalles de la distribución de saturación para un proceso en donde este involucrado este efecto, es a partir de una corrida de simulación con una malla fina de una sección representativa del yacimiento. Algunos métodos para calcular las permeabilidades pseudo relativas a partir de los resultados de estas corridas de simulación han sido propuestos y a estas permeabilidades pseudo relativas calculadas a partir de los resultados de una simulación se conocen genéricamente como *permeabilidades pseudo relativas dinámicas*.

1.2.1 Métodos de permeabilidades pseudo relativas dinámicas.

- **Kyte & Berry y Métodos Similares.** El método de Kyte y Berry es muy bien conocido y ampliamente usado, aunque se cree que sea poco preciso, hay poca evidencia publicada al respecto. Un método similar es el método del volumen poroso ponderado (*Pore Volume Weighted*), el cual difiere del método de Kyte y Berry solamente en el uso de una fórmula diferente para determinar las presiones promedio de las celdas gruesas.

En estos métodos, las presiones promedio para cada celda gruesa y las tasas totales de flujo de cada fase entre cada par de celdas gruesas adyacentes son calculadas de los resultados de la simulación de malla fina. Estos valores son substituidos en la ecuación de Darcy para las celdas gruesas y de allí se calcula los valores de permeabilidades relativas (pseudo valores) que son necesarios para reproducir los flujos de la malla fina en la celda gruesa. Estos métodos pueden calcular presiones pseudo capilares a partir de estas simulaciones de malla fina.

De la forma como las pseudo funciones son construidas, es claro que estos modelos deben, en principio, permitir que la solución de la malla fina sea reproducida exactamente sobre una malla gruesa. Luego entonces, estos métodos son “ideales”, ya que dan como resultado las pseudo funciones “correctas” para cualquier caso particular. Sin embargo, en la practica, muchas cosas pueden ser erróneas: es posible que el flujo neto de una fase sea en la dirección opuesta al gradiente de presión promedio, dando como resultado una permeabilidad pseudo relativa negativa; también puede existir un flujo neto diferente de cero cuando el gradiente de presión es cero, dando como resultado una permeabilidad pseudo relativa infinita; y la misma saturación promedio puede ocurrir más de una vez en una celda gruesa dada, dando como resultado una función de permeabilidad pseudo relativa con valores múltiples (si esto ocurre, es una dificultad para cualquier método). Por ende, si alguno de estos casos se presenta, las pseudo funciones generadas por estos métodos no podrían ser utilizadas.

Un problema adicional con el método de Kyte y Berry es la definición de la presión promedia, ya que esta difiere de acuerdo a si se considera flujo en la dirección x , y o z . Luego entonces, en problemas de más de una dimensión, pueden existir dos o tres presiones pseudo capilares diferentes (aun si no hay presión capilar en el problema de malla fina). El método del volumen poroso ponderado tiene solamente una presión pseudo capilar, y esta es cero cuando no hay presión capilar en la malla fina. Por lo tanto, este método es preferible al método original de Kyte y Berry.

- **Método de Stone**. Stone⁴⁰ fue el primero en usar la formulación de movilidad total como una forma de evitar los problemas asociados con estimar las presiones promedias en el método de Kyte y Berry. El sugiere computar una movilidad total promedio y un flujo fraccional neto. Las permeabilidades pseudo relativas pueden ser calculadas fácilmente de estas dos cantidades si la gravedad y la presión capilar se desprecian, como se plantea originalmente. Sin embargo, despreciar la gravedad impone una limitación severa en el uso del método. También la formulación de Stone para la movilidad total promedio es inadecuada cuando hay variaciones significativas en la movilidad total. Por lo tanto, en casos con efectos capilares o gravitacionales significativos, o con variaciones significativas en la movilidad total, el método puede arrojar resultados muy pobres.

- **Otros Métodos de Movilidad Total.** Varios autores³ han propuesto otras técnicas similares a la de *Stone*, pero que usan mejores metodologías para encontrar la movilidad total promedia. La mejor aproximación es probablemente por la solución de la ecuación de Laplace. Los efectos gravitacionales en la malla gruesa pueden ser tenidos en cuenta si la rata de flujo se obtiene también de los resultados de la malla fina (es necesaria la solución de una ecuación cuadrática para las permeabilidades pseudo relativas).

El método resultante, el cual se denomina el método de movilidad total, es más robusto que el método de Kyte y Berry o el método del volumen poroso ponderado en el sentido de que se pueden evitar valores infinitos de permeabilidades relativas y ocurren con menos frecuencia los valores negativos de permeabilidades relativas (pero aun pueden ocurrir si los flujos netos de las fases están en direcciones opuestas al gradiente de presión). Sin embargo, al resolver la ecuación de Laplace, el término de la gravedad se desprecia y las condiciones de frontera locales son necesariamente impuestas. Estas dos aproximaciones, mientras no sean por lo general severas, significa que la solución de la malla fina no será reproducida exactamente en la malla gruesa. No hay aun un punto en tratar de “mejorar” el método eliminando estas dos suposiciones ya que esto podría llevar al método del volumen poroso ponderado, el cual, mientras que en un principio garantice la reproducción de los resultados de la malla fina en la malla gruesa, estos, por lo general, en algunos casos no son muy útiles.

- **Método del Estado Cuasi – Estable.** Este método, en el cual la permeabilidad de cada fase (k_{kr}) es escalada (por ejemplo, por la solución de la ecuación de Laplace), ha aparecido en algunas publicaciones. Las permeabilidades pseudo relativas se obtienen dividiendo el valor escalado de k_{kr} por el valor escalado de la permeabilidad absoluta, k ; es decir; el método es muy similar al método del Equilibrio Vertical, excepto que la distribución de la saturación se toma de la simulación de malla fina en vez de estar calculando la saturación promedio asumiendo equilibrio capilar / gravitacional.

Se puede ver que el escalamiento (promediación) de la permeabilidad de la fase es valido solamente en el caso del estado cuasi – estable. Implícito en este método esta la suposición de que la derivada de la saturación con respecto al tiempo ($\partial S/\partial t$) es

despreciable. En ausencia de la presión capilar, esta derivada de la saturación con respecto al tiempo es infinita en el frente de saturación y no puede ser despreciada. Por tanto, el método puede fallar en los casos de dominación viscosa, los cuales, generalmente involucran desplazamientos de naturaleza frontal. Solamente cuando los frentes de saturación son suavizados por las fuerzas capilares, el método es confiable. Una ventaja de este método es que las pseudo funciones por lo general son curvas suaves con valores entre cero y uno, de manera que no hay problemas con su uso en las simulaciones de malla gruesa.

- **Método de la Permeabilidad Relativa Ponderada.** Este es un método ampliamente usado por dos razones: primero, es uno de los métodos disponibles en PSEUDO³⁷, el programa de escalamiento vendido junto con el software de simulación de yacimientos ECLIPSE de GeoQuest; segundo, por medio de este método se obtiene pseudo curvas suaves con valores entre cero y uno. La permeabilidad pseudo relativa de una fase se obtiene simplemente como un promedio de los valores de permeabilidad relativa para esa fase en ciertas celdas de la malla fina. A pesar de su popularidad, el método tiene pocas justificaciones ya que es consistente con las ecuaciones de Darcy para la malla gruesa solamente bajo condiciones restrictivas y desprecia el término gravitacional de la malla gruesa. Por lo tanto, no hay garantía de que este método pueda reproducir la solución de la malla fina en la malla gruesa.

- **Otros Métodos.** Se han propuesto otros métodos de permeabilidades pseudo relativas dinámicas; sin embargo, estos no ofrecen una ventaja mayor a los métodos propuestos anteriormente.

Obtener las pseudo funciones por ajuste histórico (es decir, ajustando las pseudo curvas hasta que los resultados de la malla gruesa se parezcan a los resultados de la malla fina) es difícil de hacer cuando se utilizan muchas pseudo funciones en la malla gruesa. Con estas pseudo funciones, la solución de malla fina se reproduce en las celdas de los pozos, pero no en cada una de las celdas de la malla gruesa (a menos que los flujos entre celdas y las presiones promedio de las celdas sean también ajustadas, lo cual hace que el ajuste histórico sea más complicado).

Algunos investigadores de la Heriot – Watt University², han sugerido relacionar la etapa de escalamiento con las estructuras geológicas presentes en el yacimiento y han sugerido también el uso de permeabilidades pseudo relativas tensoriales. Sin embargo, las técnicas que ellos usan para calcular las pseudo funciones son esencialmente las mismas que se mencionan anteriormente.

Finalmente, en los métodos de renormalización³, la idea principal es desarrollar el escalamiento en una serie de etapas en vez de hacerlo directamente (o una sola etapa). Por lo tanto, un modelo es escalado de una malla fina a una malla ligeramente más gruesa; de esta primera etapa se obtiene una serie de pseudo funciones para esta malla gruesa; luego se repite el proceso hasta alcanzar la malla gruesa deseada. En cada etapa de escalamiento, los métodos utilizados para calcular las pseudo funciones necesarias para las siguientes mallas gruesas son las mismas técnicas descritas anteriormente.

1.3 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA.

Los tipos de técnicas escogidas para el desarrollo de este proyecto son las técnicas de escalamiento de flujo multifásico. Esta escogencia se hace debido a su amplia aplicabilidad en una variedad de regímenes de flujo y a que es relativamente fácil para incorporar directamente en los modelos de simulación convencionales. Las técnicas que se fundamentan en una formulación del tensor total de permeabilidad efectiva (como el método planteado por Durlafsky) se encuentran aun en un proceso de desarrollo; además, el simulador comercial utilizado para este proyecto (ECLIPSE 100) no permite incorporar los términos fuera de la diagonal principal (o términos transversales).

2 PSEUDO FUNCIONES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DINÁMICAS.

Las simulaciones de flujo multifásico en los yacimientos de aceite son computacionalmente muy costosas. Con los computadores disponibles actualmente, la mayoría de las compañías operadoras no pueden proporcionar para las corridas de simulación convencionales mallas de simulación mayores a 10^5 celdas. Esto implica un tamaño promedio de celdas del orden de 100 metros en el sentido areal y quizás de 1 a 10 metros en el sentido vertical. Cada celda entonces representa una parte del yacimiento que es heterogéneo. Generalmente, hay poca información disponible de la estructura del yacimiento a esta escala; de modo que inicialmente había poca motivación para realizar cualquier cosa que representara la heterogeneidad de esta celda en el modelo.

Ahora, con los avances en el modelamiento geológico, se han suministrado descripciones de yacimientos más detalladas. Los modelos geológicos del yacimiento están siendo construidos con mallas de hasta 10^7 celdas (el tamaño de estos modelos está también limitado por las restricciones computacionales). Estos modelos pueden ser usados directamente para los cálculos del aceite original in-situ y la conectividad del yacimiento con dificultades computacionales limitadas. Los flujos en fase simple, tales como las pruebas de los pozos o la depleción de los yacimientos de gas seco sin presencia de acuíferos activos, pueden posiblemente ser simulados en mallas de este tamaño. Pero para flujo multifásico, el cual ocurre en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos, la información geológica detallada debe ser incorporada en un modelo de simulación de flujo de fluidos más grueso (*coarse*) por medio de alguna técnica de escalamiento (*Upscaling*). En estos casos, se requiere por lo general, una técnica de escalamiento de flujo multifásico. La más común de estas técnicas es el uso de las permeabilidades pseudo relativas (pseudo curvas).

Las permeabilidades pseudo relativas dinámicas se utilizan muy a menudo en la simulación de yacimientos en un intento por representar los efectos de las heterogeneidades sobre el flujo de fluidos en fase multifásica que no son tenidos en

cuenta en una malla de simulación gruesa; y para compensar los efectos de dispersión numérica; esto da como resultado ahorros substanciales en tiempo de computo y memoria de los ordenadores. Se entiende por “*Dinámicas*”, las pseudo funciones de permeabilidad relativa generadas a partir de los resultados de un modelo de simulación de malla fina.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA.

Coats *et al.*⁷, en 1971, presentaron una descripción matemática del concepto de equilibrio vertical (VE); cuya aplicación es útil para simular modelos tridimensionales (3D) en simuladores areales (2D) con buena precisión de resultados entre los dos modelos y con ahorros substanciales en tiempo de corrida y preparación de datos.

2.1.1 Concepto de Equilibrio Vertical (VE). Coats *et al.*⁷ se dieron cuenta que los yacimientos de gas y aceite, los cuales son de una gran extensión areal en comparación con el espesor del mismo, podrían ser simulados en una malla de simulación (2D) para ahorrar costos computacionales. El Equilibrio Vertical (VE) es una suposición en la cual, en casos donde los yacimientos son de espesor pequeño y área extensa, se obtiene una buena aproximación de los resultados de una simulación 3D a partir de una simulación areal 2D.

Básicamente el concepto se fundamenta en un equilibrio vertical a través del espesor del yacimiento, sin embargo el equilibrio en este caso no implica presión uniforme o saturación uniforme, mas bien se asumen potenciales uniformes de las fases del fluido ($P - \rho z$). Los potenciales uniformes implican equilibrio capilar gravitacional, el cual produce perfiles no uniformes de presión y saturación a través del espesor del yacimiento. En el caso donde se presentan fuerzas capilares insignificantes, se asume equilibrio a través del espesor del yacimiento a partir de la distribución de fluidos por la “segregación gravitacional”; siendo esta uniforme en la porción de la columna de fluido ocupada por esa fase.

El concepto de Equilibrio Vertical es equivalente a la suposición de permeabilidad infinita en la dirección vertical. La existencia del VE en un yacimiento se ve favorecido por:

- Permeabilidad vertical alta.
- Espesor pequeño.
- Altas fuerzas gravitacionales y/o capilares.
- Viscosidades del fluido bajas.
- Permeabilidades relativas altas.
- Bajas ratas de movimiento del fluido en la dirección areal.

Físicamente la presencia del equilibrio vertical implica que la rata de redistribución hacia la configuración del equilibrio gravitacional–capilar dentro de una columna de flujo normal es alta en relación a la rata con la cual los frentes de saturación avanzan en dirección areal⁶.

Además el VE implica que los componentes normales a los planos de estratificación de la fuerza gravitacional y capilar se balancean y para propósitos prácticos el componente normal de la fuerza viscosa es cero. Esto establece una variación de la presión capilar con respecto a cualquier parte de referencia dentro del estrato, a través de la línea normal a ese punto y, por ende, la saturación de la fase a lo largo de esta línea. Por lo tanto, para simular el comportamiento del flujo de cualquier medio poroso tridimensional, los cálculos multifásicos se deben llevar a cabo solamente sobre una superficie de referencia bidimensional dentro del medio.

Las siguientes ecuaciones expresan matemáticamente la condición del equilibrio vertical (VE)⁶:

$$\frac{\partial \Phi_{nw}}{\partial z} = \frac{\partial \Phi_{fw}}{\partial z} = 0 \quad (10)$$

$$Pc(x, y, z) = Pcp(x, y) - \text{Cos} a_d \int_0^z (\mathbf{g}_{fw} - \mathbf{g}_{nw}) dz \quad (11)$$

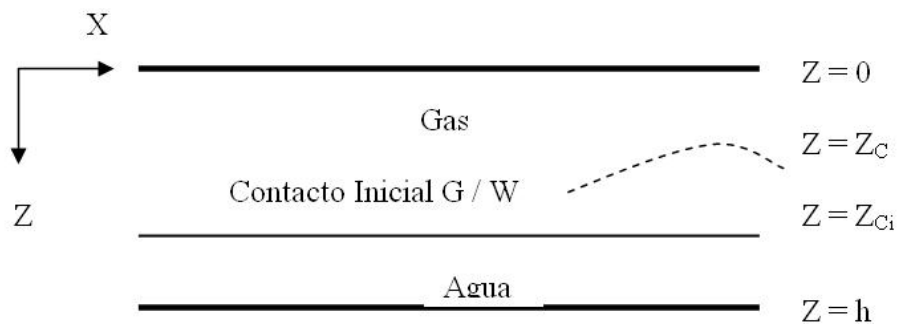
La coordenada z es orientada en la dirección normal al plano de estratificación. Si el ángulo de inclinación (a_d) es cero, la coordenada z es vertical. Esta coordenada mide

distancias debajo de la superficie de referencia. Por conveniencia, la superficie de referencia se toma como la que conecta puntos medios de todos los segmentos de línea normales que pasan a través de la arena. En la ecuación 11 (P_{cp}) es el valor de la presión capilar en cualquier punto areal (x, y) sobre la superficie de referencia. Las ecuaciones 10 y 11 se aplican a todos los puntos dentro del medio tridimensional.

El concepto de equilibrio vertical modifica las relaciones entre las permeabilidades relativas, presión capilar y saturación. La relación resultante permite que los cálculos bidimensionales tengan en cuenta la variación normal de la saturación y por tanto simular el comportamiento tanto areal como vertical del yacimiento (siempre y cuando prevalezca el VE).

- **Presión Pseudo Capilar**⁷. Para desarrollar el concepto de VE en el cálculo de la pseudo curva de presión capilar y de permeabilidad relativa, se toma como modelo un yacimiento de gas con empuje hidrostático, de espesor h y con una zona de transición capilar de al menos 10% del espesor. El contacto inicial gas – agua esta a $Z = Z_{ci}$. La simulación de esta sección transversal del fluido determina la saturación de agua a una profundidad promedio (\bar{S}) como una función de posición y tiempo.

Figura 9. Sección vertical de un yacimiento



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 64.

Inicialmente, esta saturación a profundidad promedio es uniforme e igual a:

$$\bar{S}_i = \frac{(S_{wc}Z_{ci} + h - Z_{ci})}{h} \quad (12)$$

Dado que el yacimiento es 100% agua saturada debajo de Z_{ci} y contiene solamente agua connata por encima; el concepto de VE asume que a cualquier etapa de desplazamiento dinámico, la distribución del flujo a través del espesor del yacimiento en cualquier punto areal x es solamente una distribución por segregación gravitacional; que consiste de agua connata en el tope de la arena por el movimiento del contacto gas – agua (Z_c) y gas residual debajo del contacto.

Considérese ahora un punto cerca de un pozo inyector de agua. Denótese $\bar{S}(> \bar{S}_i)$, la saturación de agua a la profundidad promedio en esta posición algún tiempo después del inicio de la inyección del agua. Por el concepto de Equilibrio Vertical se obtiene:

$$\bar{S} = \frac{(S_{wc}Z_c + (1 - S_{gr})(Z_{ci} - Z_c) + h - Z_{ci})}{h} \quad (13a)$$

si $Z_c < Z_{ci}$;

$$\bar{S} = \frac{(S_{wc}Z_c + h - Z_c)}{h} \quad (13b)$$

si $Z_c > Z_{ci}$.

Las ecuaciones 13a y 13b relacionan la saturación \bar{S} (promedia) a la posición Z_c del contacto gas – agua. Ahora se relaciona esta posición del contacto a las diferencias entre las presiones de agua y de gas. Se selecciona un plano de referencia para los cálculos areales como el tope del yacimiento. Las presiones de los fluidos se definen con respecto a este plano. Ahora, con la suposición de las fuerzas de presión capilar insignificantes, las presiones del gas y del agua son iguales en el contacto gas – agua. Entonces se escribe:

$$P_{wc} = P_{gc} \quad (14)$$

En cualquier posición diferente a $Z = Z_c$, se representa la presión del agua y del gas por:

$$P_w(z) = P_{wc} + \mathbf{g}_w (Z - Z_c) \quad (15)$$

$$P_g(z) = P_{gc} + \mathbf{g}_g (Z - Z_c) \quad (16)$$

Con respecto al plano de referencia (generalmente $Z = 0$); entonces:

$$P_g - P_w \equiv \tilde{P}_c = \Delta \mathbf{g} Z_c \quad (17)$$

Esta diferencia de presión se denomina presión pseudo capilar (\tilde{P}_c) y esta en función de las fuerzas gravitacionales en la dirección vertical y no tiene nada que ver físicamente con las fuerzas capilares de la roca.

La sustitución de Z_c de la ecuación 17 en las ecuaciones 13a y 13b da una relación entre la saturación de agua a la profundidad promedio y la presión pseudo capilar (\tilde{P}_c).

$$\bar{S} = \frac{-(1 - S_{wc} - S_{gr})\tilde{P}_c}{h\Delta \mathbf{g}} + 1 - \frac{S_{gr}Z_{ci}}{h} \quad (18a)$$

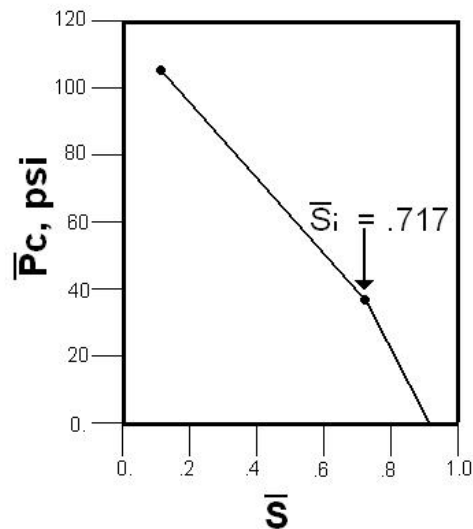
si $Z_c < Z_{ci}$;

$$\bar{S} = 1 - \frac{1 - S_{wc}}{h\Delta \mathbf{g}} \tilde{P}_c \quad (18b)$$

si $Z_c > Z_{ci}$.

La figura 10 muestra una grafica de las ecuaciones 18a y 18b representando la pseudo curva de presión capilar utilizada en la simulación areal para el caso $h = 300\text{ft}$, $S_{wc} = 0.15$, $S_{gr} = 0.25$, $Z_{ci} = 100\text{ft}$, $\Delta \mathbf{g} = \mathbf{g}_w - \mathbf{g}_g = 0.38 \text{ psi / ft}$.

Figura 10. Curva de presión pseudo capilar.



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 65.

- Permeabilidad Pseudo Relativa.** La figura 11 ilustra un punto areal tiempo después del comienzo de la inyección de agua donde el contacto de agua se ha movido hacia arriba. Las ecuaciones para construir la curva de permeabilidades pseudo relativas son (para el caso del agua):

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{(0 \cdot Z_c + k_{rwr}g(Z_{ci} - Z_c) + h - Z_{ci})}{h} \quad (19a)$$

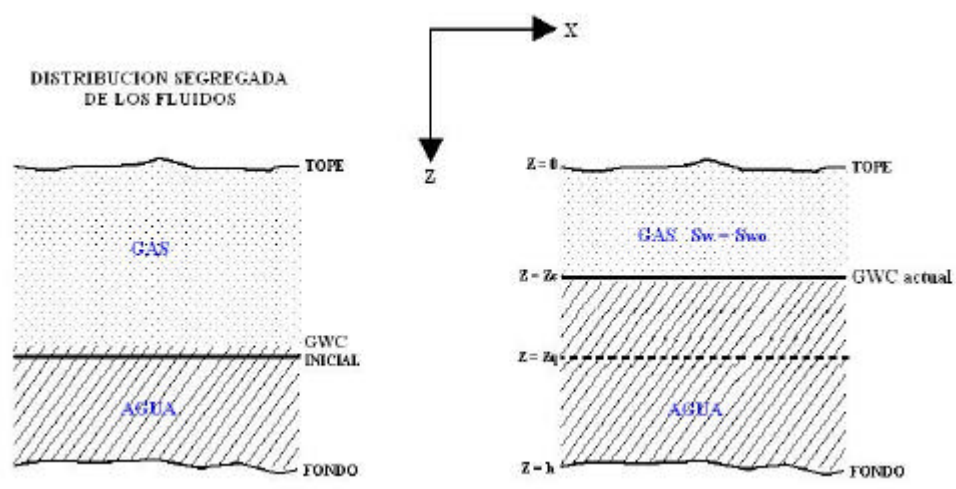
si $Z_c < Z_{ci}$

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{(0 \cdot Z_c + h - Z_c)}{h} \quad (19b)$$

si $Z_c > Z_{ci}$.

Eliminando Z_c entre las ecuaciones 13a, 13b y 19a, 19b se relacionan las permeabilidades pseudo relativas en función de la saturación de agua a la profundidad promedio.

Figura 11. Distribución por segregación gravitacional del fluido cerca al pozo inyector



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 65.

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{k_{rwr} \bar{S}}{(1 - Sgr - Swc)} + \frac{k_{rwr} (Zci(1 - Sgr - Swc) - h + SgrZci)}{h(1 - Sgr - Swc)} + \frac{(h - Zci)(1 - Sgr - Swc)}{h(1 - Sgr - Swc)} \quad (20a)$$

si $Zc < Zci$.

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{\bar{S} - Swc}{1 - Swc} \quad (20b)$$

si $Zc > Zci$.

Un procedimiento similar produce la permeabilidad pseudo relativa al gas:

$$\tilde{k}_{rg} = \frac{k_{rgw}}{1 - Sgr - Swc} \left[1 - Sgr \frac{Zci}{h} - \bar{S} \right] \quad (21a)$$

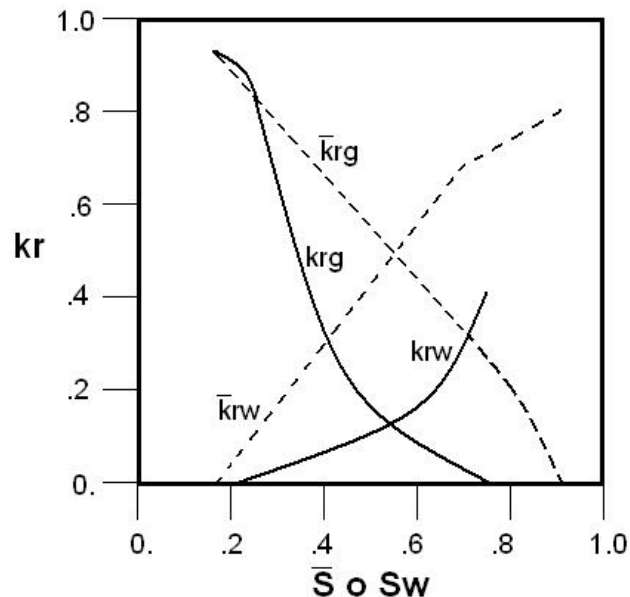
si $Zc < Zci$

$$\tilde{k}_{rg} = \frac{k_{rgcw}}{1 - S_{wc}} (1 - \bar{S}) \quad (21b)$$

si $Z_c > Z_{ci}$.

La figura 12 muestra estas permeabilidades pseudo relativas para el caso $h = 300\text{ft}$, $Z_{ci} = 100$, $S_{gr} = 0.25$, $S_{wc} = 0.15$, $k_{rwr} = 0.4$, $k_{rgcw} = 0.9$.

Figura 12. Curvas de permeabilidad relativa de la roca y permeabilidad pseudo relativa.



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 66.

- **Efectos de la Estructura del Yacimiento.** La figura 13 muestra un esquema de un yacimiento con variación estructural. Para este caso se selecciona el tope de la arena como el plano de referencia y se asigna un valor de Z_{ij} para cada uno de los puntos de la malla como la profundidad del punto de la malla debajo del plano de referencia horizontal (este puede ser arbitrario). Estos valores de Z_{ij} son usados para definir potenciales ($P_{ij} - \rho Z_{ij}$) los cuales son utilizados para calcular el flujo Darcy entre las celdas de la malla areal. Cada celda tiene un espesor único h_{ij} . También como se indica en la figura, la posición relativa del contacto inicial variará en general para cada celda. Las pseudo

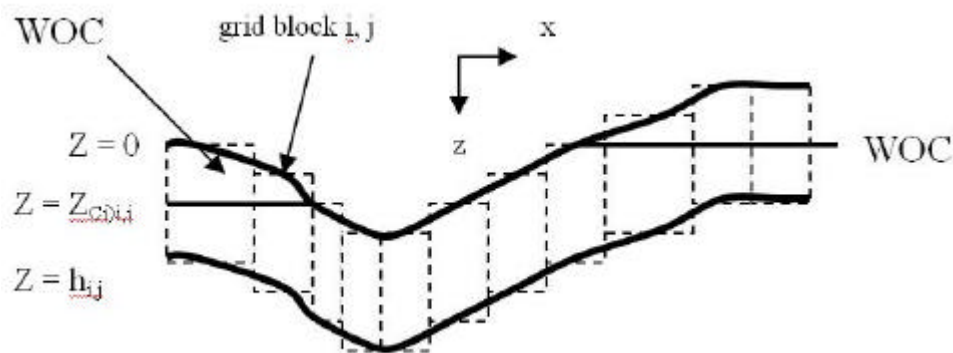
curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa, para cada celda ij se construyen a partir de las ecuaciones 18a, 18b, 20a, 20b, 21a, 21b, donde:

Z_{ci} = profundidad del contacto inicial para la celda ij .

h_{ij} = espesor del yacimiento en la celda ij .

Lo anterior da como resultado, una serie de pseudo curvas de presión capilar y permeabilidad relativa para cada celda.

Figura 13. Configuración areal de las celdas en un yacimiento con variación estructural.



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 66.

- **Efectos de la Estratificación del Yacimiento.** En la figura 14 se muestra un yacimiento estratificado. Suponiendo que tanto Z_{ci} y Z_c están en la capa 2 y $Z_c < Z_{ci}$, entonces:

$$\bar{S} = \frac{\{S_{wc}(f_1 Z_1 + f_2 (Z_2 - Z_1)) + (1 - S_{gr})f_2 (Z_{ci} - Z_c) + f_2 (Z_2 - Z_{ci}) + f_3 (h - Z_2)\}}{\sum f \Delta Z} \quad (22)$$

Donde:

$$\sum f \Delta Z = f_1 Z_1 + f_2 (Z_2 - Z_1) + f_3 (h - Z_2)$$

La permeabilidad pseudo relativa del gas para un flujo areal es:

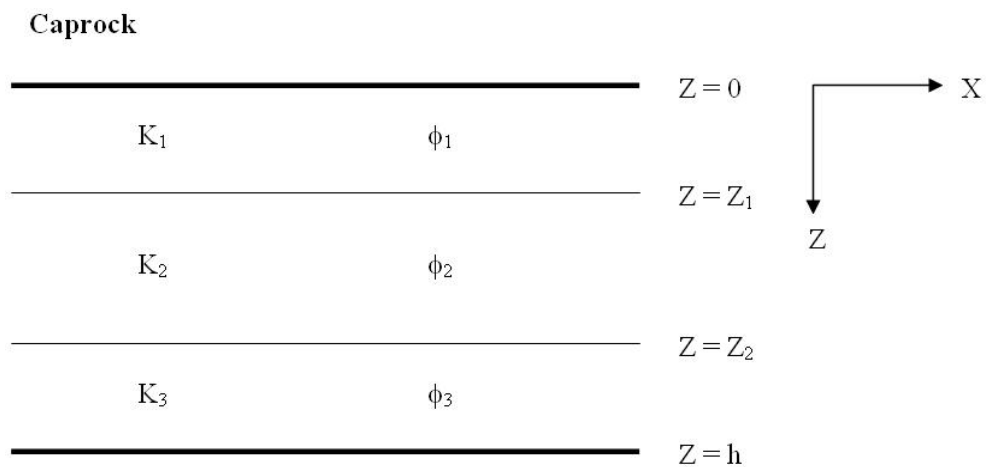
$$\tilde{k}_{rg} = \frac{\{k_{rgcw}k_1Z_1 + k_{rgcw}k_2(Z_c - Z_1)\}}{\sum k\Delta Z} \quad (23)$$

Donde:

$$\sum k\Delta Z = k_1Z_1 + k_2(Z_2 - Z_1) + k_3(h - Z_2)$$

La eliminación de Z_c entre las ecuaciones 22 y 17 relaciona \tilde{P}_c a \bar{S} y la eliminación de Z_c entre las ecuaciones 23 y 17 relaciona \tilde{k}_{rg} a \bar{S} . Un procedimiento similar permite la determinación de \tilde{k}_{rg} , \tilde{k}_{rw} , \tilde{P}_c y \bar{S} para cualquier posición dada de Z_c y Z_c .

Figura 14. Yacimiento estratificado



Tomado de Coats *et al*, SPEJ March 1971. Pag 67.

- **Criterio para la Utilización del VE.** Coats *et al.*⁶ en 1967, desarrollaron un criterio para predecir la calidad de los resultados aplicando VE en situaciones particulares. Este criterio se derivó analíticamente de las ecuaciones diferenciales parciales; las cuales describen el flujo de dos fases debido a la segregación gravitacional en una columna de arena cerrada y unidimensional.

$$t = \frac{hu}{0.00633k_z y} \quad (24)$$

$$y = -\frac{dPc}{dSw} \frac{k_{r_{nw}} k_{r_{fw}}}{k_{r_{nw}} m_{fw} + k_{r_{fw}} m_{nw}} \quad (25)$$

Donde t es un criterio adimensional y físicamente significa una relación de tiempo constante asociado con el decaimiento de los transientes verticales con relación al tiempo requerido por los fluidos para avanzar arealmente una distancia igual al espesor del yacimiento. La permeabilidad absoluta que influye en t es la que se aplica para el flujo en la dirección normal o dirección z .

El parámetro y varía con la saturación. El procedimiento recomendado para obtener un valor apropiado de y es promediar los valores que resultan sobre el rango medio de la saturación. Un número de cálculos tridimensionales con sus respectivos cálculos con VE pueden dar una correspondencia entre el valor de t y la cantidad de resultados VE.

Tabla 1. Sensibilidad de la calidad del concepto de VE.

Valor de t	Calidad de los Resultados con VE
Debajo de 50	Muy bueno
Entre 50 y 200	Bueno a regular
Sobre 200	Mala

Tomado de Coats *et al.* SPEJ. Dic. 1967. Pag 380

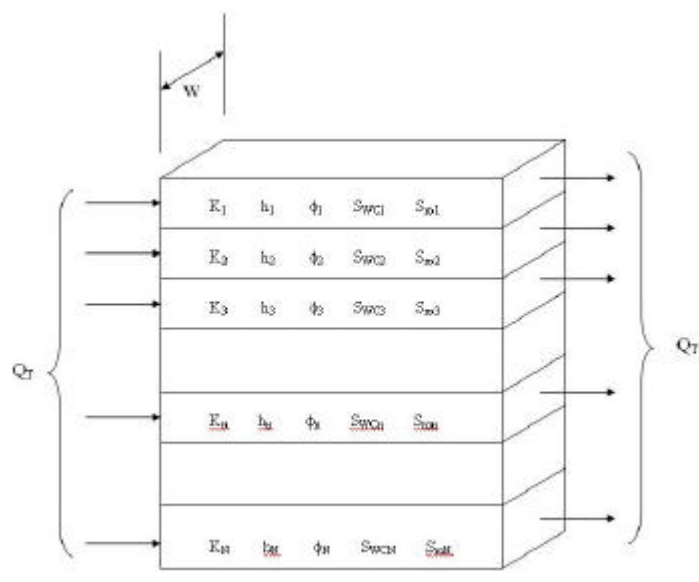
2.1.2 Modelo Estratificado de Hearn. Hearn²², en 1971, plantea un modelo estratificado con el fin de desarrollar en un simulador bidimensional 2D procesos de desplazamiento tales como la inyección de agua a partir de las pseudo funciones de permeabilidad relativa.

Las funciones de permeabilidad pseudo relativa se basan en un modelo matemático para calcular la eficiencia vertical usando el concepto de yacimiento estratificado. Las fuerzas que dominan la eficiencia vertical son las fuerzas viscosas en vez de las fuerzas

gravitacionales. El modelo es entonces más aplicable para proyectos de empuje de agua que para proyectos de inyección con gas donde las diferencias de densidad son más grandes.

- **Cálculos de las Pseudo Curvas de Permeabilidad Relativa.** El modelo estratificado se muestra en la figura 15. El yacimiento es dividido en capas a partir de los datos de permeabilidad absoluta (tomado de los corazones). Las capas son también caracterizadas por espesores, porosidad, saturación de agua connata y saturación de aceite residual. Estas últimas propiedades pueden ser las mismas para todas las capas o pueden variar para las capas individuales.

Figura 15. Modelo de yacimiento estratificado.



Tomado de Hearn C. L. JPT; Julio 1971. Pag 806.

El método de estratificación es arbitrario, aunque si se usan pocos estratos, la forma de la pseudo curva de permeabilidad relativa se afecta ligeramente. Un método conveniente es usar espesores de capas equivalentes a $1ft$ intervalos de muestras de los corazones, usualmente $1ft$ de espesor para cada estrato. Para la descripción de este método se asume que una capa particular se designa por la letra n y el número total de capas por la letra N .

Es necesario conocer la permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua connata k_{rocw} y la permeabilidad relativa al agua a la saturación residual del aceite k_{rwo} . Estos puntos se denominan puntos extremos o “*end points*” de las curvas de permeabilidad relativa de la roca obtenidas de pruebas de laboratorio.

Antes de que las pseudo curvas de permeabilidad relativa sean calculadas, las capas o estratos son ordenados en orden descendiente a la ruptura del frente de desplazamiento aceite/agua; de modo que la capa 1 es la que sufre primero la ruptura (o inundación) del frente de desplazamiento, luego la capa dos y así sucesivamente. El ordenamiento se obtiene por el arreglo de las capas en orden decreciente de los valores obtenidos a partir del factor $k_k / f_k \Delta S_k$; donde $\Delta S_k = (1 - Swc_k - Sro_k)$.

Después de este ordenamiento, se generan las curvas de permeabilidades pseudo relativas calculando primero la saturación de agua promedio en la parte final (salida de flujo) del sistema (figura 15); antes de la ruptura de la primera capa y después de la ruptura de cada capa. Esto da como resultado en $N + 1$ valores de saturación de agua. Para cada valor de saturación se calculan los valores de \tilde{k}_{rw} y \tilde{k}_{ro} , las permeabilidades pseudo relativas al agua y al aceite respectivamente. Las siguientes son las ecuaciones:

Para $n = 0$, antes de la ruptura

$$\begin{aligned} \tilde{S}w_0 &= \frac{\sum_{k=1}^N h_k f_k Swc_k}{\sum_{k=1}^N h_k f_k} \\ \tilde{k}_{rw0} &= 0 \\ \tilde{k}_{ro0} &= k_{rocw} \end{aligned} \tag{26}$$

Para $n = 1, 2, 3, \dots, N - 1$

$$\tilde{S}w_n = \frac{\sum_{k=1}^n h_k \mathbf{f}_k (1 - Sro_k) + \sum_{k=n+1}^N h_k \mathbf{f}_k Swc_k}{\sum_{k=1}^N h_k \mathbf{f}_k}$$

$$\tilde{k}_{rwn} = \frac{k_{rwro} \sum_{k=1}^n k_k h_k}{\sum_{k=1}^N k_k h_k} \quad (27)$$

$$\tilde{k}_{ron} = \frac{k_{rowc} \sum_{k=n+1}^N k_k h_k}{\sum_{k=1}^N k_k h_k}$$

Para $n = N$

$$\tilde{S}w_N = \frac{\sum_{k=1}^N h_k \mathbf{f}_k (1 - Sro_k)}{\sum_{i=1}^N h_k \mathbf{f}_k}; \tilde{k}_{rwN} = k_{rwro}; \tilde{k}_{roN} = 0 \quad (28)$$

El siguiente ejemplo simple ilustra el uso de las ecuaciones dadas anteriormente. La tabla 2 da las propiedades de un yacimiento dividido en 5 capas es decir $N = 5$. Todos los datos necesarios para calcular las pseudo curvas de permeabilidad relativa están en la tabla 2.

Tabla 2. Datos para el ejemplo de cálculo. Método Estratificado

Capa	$K(md)$	$h(ft)$	f	Swc	Sro	k_{rwro}	k_{rowc}	$k_k / \mathbf{f}_k \Delta S_k$
1	500	1	0.2	0.25	0.35	0.3	0.9	6250
2	200	1	0.2	0.25	0.35	0.3	0.9	2500
3	100	1	0.2	0.25	0.35	0.3	0.9	1250
4	50	2	0.2	0.25	0.35	0.3	0.9	625
5	10	5	0.2	0.25	0.35	0.3	0.9	125

Tomado de Hearn C. L. JPT; Julio 1971. Pag 806.

Las capas ya están arregladas en orden de decrecimiento $k_k / f_k \Delta S_k$. Luego los cálculos pueden hacerse usando las ecuaciones anteriores. Por ejemplo los cálculos para la capa 2 ($n = 2$) son:

$$\tilde{S}_{w_2} = \frac{\sum_{k=1}^2 h_k f_k (1 - S_{or_k}) + \sum_{k=3}^5 h_k f_k S_{wc_k}}{\sum_{k=1}^5 h_k f_k} = 0.33$$

$$\tilde{k}_{rw2} = \frac{k_{rwro} \sum_{k=1}^2 k_k h_k}{\sum_{i=1}^5 k_k h_k} = 0.221$$

$$\tilde{k}_{ro2} = \frac{k_{rocv} \sum_{k=3}^5 k_k h_k}{\sum_{k=1}^5 k_k h_k} = 0.237$$

Los resultados de los cálculos de saturación y valores de permeabilidades pseudo relativas para este ejemplo están dados en la tabla 3.

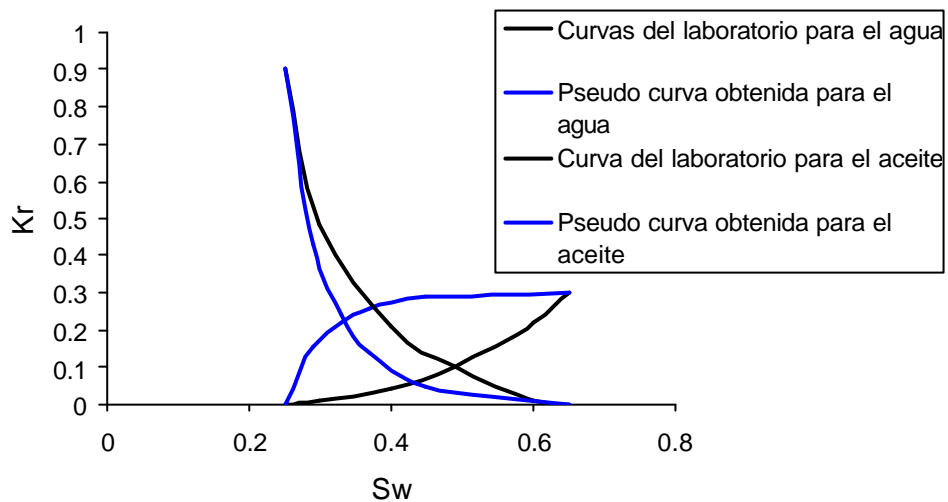
Tabla 3. Resultados del ejemplo de cálculo. Método estratificado.

n	\tilde{S}_w	\tilde{k}_{rw}	\tilde{k}_{ro}
0	0.25	0	0.9
1	0.29	0.158	0.426
2	0.33	0.221	0.237
3	0.37	0.253	0.142
4	0.45	0.284	0.047
5	0.65	0.3	0.0

Tomado de Hearn C. L. JPT; Julio 1971. Pag 807.

Los valores de la tabla 3 se grafican en la figura 16. En la figura se ve que las pseudo curvas guardan la misma forma que las curvas de permeabilidades relativas típicas de una roca, excepto en la curva de agua; donde la pseudo curva se dirige hacia abajo. Esto es característico de las curvas de permeabilidad pseudo relativa para los yacimientos estratificados.

Figura 16. Resultados del ejemplo de cálculo. Modelo estratificado.



Tomado de Hearn C. L. JPT; Julio 1971. Pag 806.

Coats *et al.* discutieron la preferencia de la simulación numérica en dos dimensiones a la simulación numérica en tres dimensiones por una sencilla razón: el tiempo de cómputo para una simulación en 3D es mayor que el tiempo de cómputo para una simulación 2D. En algunos casos un estudio 3D no se puede evitar; sin embargo, si los datos de entrada son ajustados usando las pseudo curvas de permeabilidad relativa, un estudio areal 2D puede dar resultados aproximados a los datos del yacimiento.

Se ha mostrado la validez de la simulación areal 2D cuando el “equilibrio vertical” existe. Cuando esto ocurre, el flujo vertical puede ser dominado por las fuerzas gravitacionales conduciendo a la segregación de los fluidos del yacimiento. El método estratificado se basa en un concepto diferente. Las fuerzas capilares y gravitacionales se desprecian y la distribución de saturación del fluido se asume que es controlada por fuerzas de flujo

viscoso resultantes de la variación de la permeabilidad vertical. La validez teórica de la técnica se mejora cuando el yacimiento es de espesor pequeño en relación con su extensión areal y cuando no hay barreras continuas al flujo de fluidos en la dirección vertical. La extensión de este modelo a la simulación numérica areal bidimensional (2D) por medio de la utilización de las pseudo curvas de permeabilidad relativa es posible debido a que es; en efecto; un modelo de equilibrio vertical. Aquí el termino equilibrio vertical no significa equilibrio capilaridad-gravedad; en lugar de ello; los gradientes de presión de flujo viscoso en la dirección vertical son despreciables comparado con los gradientes en la dirección horizontal. Esto quiere decir que el área para el flujo cruzado es grande y la conductividad del flujo vertical es alta. La suposición de conductividad vertical alta es inherente en el concepto de equilibrio vertical en la segregación gravitacional.

2.1.3 Pseudo Funciones Dinámicas de Jacks et al ²³. Los modelos sugeridos anteriormente para derivar las pseudo funciones de permeabilidad relativa; el modelo de Equilibrio Vertical (VE) de Coats *et al*⁷ y el modelo estratificado de Hearn²²; no tienen en cuenta los efectos de los cambios grandes que se presentan en la rata de flujo a medida que se desarrolla un campo.

Las pseudo funciones dinámicas fueron concebidas por Jacks *et al*²³, en 1973, en un intento de superar las limitaciones por rata de flujo que presentan las pseudo funciones de equilibrio vertical. Las pseudo funciones dinámicas son diseñadas para yacimientos con ratas de flujo demasiado altas como para que las pseudo funciones de equilibrio vertical funcionen bien.

Estas técnicas se desarrollan a través de la simulación detallada de un desplazamiento de fluido en un modelo de sección transversal vertical (x, z) del yacimiento para aproximar la distribución vertical de la saturación. La simulación se corre bajo condiciones que sean representativas a aquellas que se esperan durante el periodo de simulación del modelo areal. Los resultados de la simulación de la sección transversal son procesados para obtener las saturaciones de los fluidos a la profundidad promedio (\bar{S}) y los valores de la permeabilidad pseudo relativa dinámica \tilde{k}_r para cada columna de celdas en el modelo

transversal a cada paso de tiempo (o *time step*). Esto puede resultar en una serie de pseudo funciones dinámicas diferentes para cada columna de celdas debido a las diferencias en saturación inicial, caudal de desplazamiento, estratificación del yacimiento y la localización de los contactos iniciales.

Para generar las pseudo funciones del modelo de sección transversal vertical, las siguientes ecuaciones son aplicadas para cada columna vertical de celdas que contienen n estratos en un modelo de sección transversal (para cada etapa de tiempo).

$$\tilde{S}_w = \frac{\sum_{k=1}^n (fdSw)_k}{\sum_{k=1}^n (fd)_k} \quad (29)$$

$$\tilde{k}_{ro} = \frac{\sum_{k=1}^n (kdk_{ro})_k}{\sum_{k=1}^n (kd)_k} \quad (30)$$

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{\sum_{k=1}^n (kdk_{rw})_k}{\sum_{k=1}^n (kd)_k} \quad (31)$$

Antes de que las permeabilidades pseudo relativas dinámicas puedan ser usadas con absoluta seguridad se realiza un proceso de validación, en el cual, se desarrolla una simulación areal 1D con las pseudo curvas obtenidas y se compara los resultados con los obtenidos en el modelo de sección transversal que sirvió de base para calcular las pseudo funciones dinámicas. Si la concordancia entre resultados es buena, las pseudo funciones son validas para usar en los modelos areales x-y bidimensionales (2D).

Las pseudo funciones pueden también ser usadas en modelos 3D para reducir el número de celdas en la dirección vertical o en la dirección areal. Killough y Foster²⁷ discutieron el

uso de las funciones de permeabilidad pseudo relativa en un modelo 3D con tres estratos. Ellos compararon una simulación de un modelo tridimensional de 22 estratos con un modelo tridimensional de 3 estratos usando pseudo funciones de permeabilidad relativa y presión capilar obtenidas por el concepto de equilibrio vertical.

Los primeros intentos para ajustar el modelo tridimensional con el modelo de pseudo funciones fueron decepcionantes. Las relaciones de gas/aceite (GOR) de los pozos tendían a elevarse mucho más rápido y el recobro global del modelo de pseudo funciones fue bajo. Se noto que por encima de las celdas del pozo se había abandonado más aceite que el que se había dejado en el modelo de malla fina. Las investigaciones mostraron que las pseudo funciones de equilibrio vertical fueron las responsables por el bajo factor de recobro por drenaje. Es decir, las pseudo funciones en general son derivadas para el desplazamiento horizontal de fluidos, no para el efecto de drenaje vertical.

Para superar esta diferencia de las pseudo funciones en los casos de estratos múltiples, se introdujeron las permeabilidades pseudo relativas direccionalmente dependientes. En la dirección horizontal, las pseudo funciones convencionales fueron utilizadas; en la dirección vertical, se utilizaron las curvas de permeabilidad relativa de la roca. Si bien este tratamiento fue de alguna manera simplista, los resultados obtenidos entre el modelo tridimensional de malla fina con el modelo 3D de tres capas usando pseudo funciones muestran una concordancia excelente en todo el tiempo de simulación.

Posteriormente Thomas⁴¹ plantea la necesidad de que los procedimientos de escalamiento con pseudo funciones requieren necesariamente el concepto de las permeabilidades pseudo relativas direccionalmente dependientes. El sugiere que se aplique la Ley de Darcy, no solo en la dirección x , sino que también en la dirección z , asumiendo que existe más de una capa en dicha dirección. El asegura también que las permeabilidades pseudo relativas pueden ser diferentes dependiendo de la dirección de flujo. Esto es muy importante cuando las pseudo funciones dinámicas se utilizan para reducir un problema grande de simulación 3D a un problema 3D más pequeño. En esta aplicación, se generan pseudo funciones para reducir el número de capas en la dirección z , y la posibilidad de reducir el número de celdas en la dirección x . En la simulación de

mallas gruesas 3D, la curva de permeabilidad pseudo relativa en la dirección x , (\tilde{k}_{rx}) , se utiliza para los cálculos horizontales y la curva de permeabilidad pseudo relativa en la dirección z , (\tilde{k}_{rz}) , se utiliza para los cálculos verticales.

2.2 FORMULACIÓN DE LAS PSEUDO FUNCIONES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS DINAMICAS.

2.2.1 Ecuaciones que Gobiernan el Flujo de Fluidos en la Malla Gruesa. En el modelo de malla fina, las ecuaciones de Darcy se resuelven con el fin de obtener las tasas de flujo de fluidos como sigue (por simplicidad se considera solamente flujo 1D en la dirección x para un sistema gas - aceite):

$$q_o = \frac{T_x k_{ro}}{m_o} \Delta\Phi_o \quad (32)$$

$$q_g = \frac{T_x k_{rg}}{m_g} \Delta\Phi_g \quad (33)$$

Donde T_x es la transmisibilidad en fase simple lo cual es una función solamente de la permeabilidad k y la geometría de la celda, $T_x = kA/\Delta x$; $\Delta\Phi_o$ y $\Delta\Phi_g$ son las diferencias de potencial para el aceite y el gas entre una celda particular y la celda vecina.

De la definición de presión capilar y del potencial de flujo se puede derivar la siguiente ecuación que relaciona el potencial de flujo de las dos fases del fluido.

$$\Phi_g = \Phi_o + Pc - \Delta r g D \quad (34)$$

Donde Pc es la presión capilar dada por $Pc = P_g - P_o$; P_o y P_g son las presiones del aceite y del gas, $\Delta r = r_o - r_g$, y D es una profundidad tomada a partir de una referencia

o datum. Por consiguiente, de la ecuación 34, la diferencia de potencial del flujo entre las dos celdas adyacentes pueden ser calculadas como:

$$\Delta\Phi_g = \Delta\Phi_o + \Delta P_c - \Delta r_g \Delta D \quad (35)$$

Donde ΔP_c es la diferencia en presión capilar entre una celda y su celda vecina (asumiendo flujo en la dirección x) y ΔD es la diferencia en profundidad entre estas dos celdas (normalmente tomadas en sus centros).

A la escala gruesa, se asume que el flujo puede ser descrito usando una serie similar de ecuaciones pero con las propiedades promediadas de las celdas de malla gruesa. Por consiguiente, las ecuaciones 32 y 33 equivalentes para el escalamiento pueden ser escritas como:

$$\bar{q}_o = \frac{\bar{T}_x \tilde{k}_{ro}}{\bar{m}_o} \Delta\bar{\Phi}_o \quad (36)$$

$$\bar{q}_g = \frac{\bar{T}_x \tilde{k}_{rg}}{\bar{m}_g} [\Delta\bar{\Phi}_o + \Delta\bar{P}_c - \Delta r_g \Delta\bar{D}] \quad (37)$$

Donde las líneas superiores indican las propiedades promedios de las celdas de malla gruesa. Los términos \tilde{k}_{ro} y \tilde{k}_{rg} se denominan permeabilidades pseudo relativas.

2.2.2 Método de Kyte y Berry. En el muy conocido método de Kyte y Berry (1975), las presiones promedio para cada celda gruesa y las ratas de flujo totales de cada fase para cada par de celdas gruesas adyacentes, se calculan de los resultados de simulación de malla fina (figura 17). Estos valores son sustituidos en la ecuación de Darcy para la malla gruesa con el fin de inferir los valores de permeabilidad relativa de la malla gruesa (pseudo funciones) que se requerirán para reproducir los flujos de la malla fina. Para la fase agua y en la dirección de flujo x en un modelo de sección transversal $x - z$ de profundidad (dimensión y) unitaria:

$$\tilde{k}_{rw} = -\frac{\mathbf{m}_w \bar{q}_w \Delta X}{\Delta Z \bar{k}_x \Delta \bar{\Phi}_w} \quad (38)$$

Donde el \bar{q}_w es la suma de los flujos de malla fina y la diferencia de potencial de la malla gruesa se estima de:

$$\Delta \bar{\Phi}_w = \Delta \bar{P}_w - g \mathbf{r}_w \Delta \bar{D} \quad (39)$$

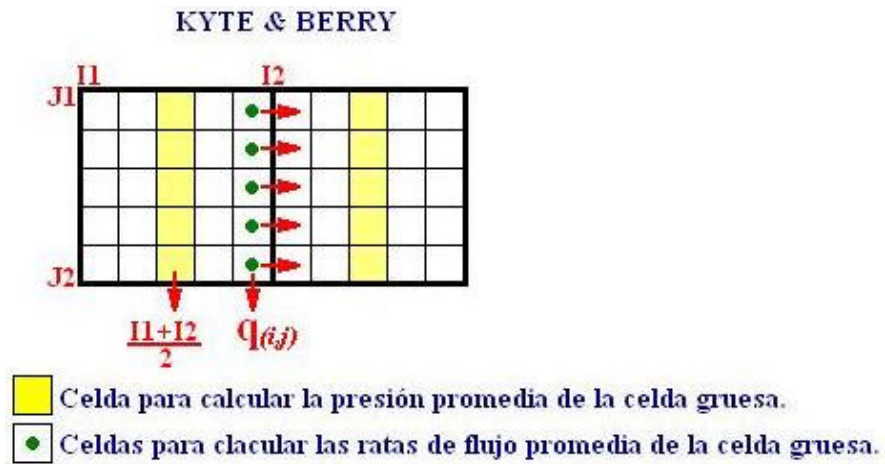
La presión promedio de la fase agua en cada celda gruesa es:

$$\bar{P}_w = \frac{\sum_{j=J1}^{J2} [k_j k_{rwj} \Delta z_j (P_{wj} - g \mathbf{r}_w (D_j - \bar{D}))]_{i=(I1+I2)/2}}{\sum_{j=J1}^{J2} [k_j k_{rwj} \Delta z_j]_{i=(I1+I2)/2}} \quad (40)$$

y la presión pseudo capilar correspondiente es:

$$\tilde{P}_c = \bar{P}_w - \bar{P}_o \quad (41)$$

Figura 17. Esquema para el método de Kyte y Berry.



De la forma como las pseudo funciones son construidas, es claro que ellas deben, en principio, permitir que la solución de la malla fina sea reproducida exactamente sobre una

malla gruesa. Sin embargo, si $\Delta\Phi_w$ tiene el mismo signo de \bar{q}_w , se obtiene un valor negativo de la permeabilidad pseudo relativa y si $\Delta\Phi_w$ es cero, la permeabilidad pseudo relativa es infinita: estas dos situaciones pueden ocurrir, y esta es la raíz de la mayoría de los problemas del método de Kyte y Berry. También el uso de un factor de ponderación diferente para cada fase en la ecuación 40 significa que se pueden obtener presiones pseudo capilares diferentes de cero, lo cual es una complicación innecesaria; además; promediar solamente sobre el plano central de las celdas de malla fina implica presiones pseudo capilares diferentes para direcciones de flujo diferentes, lo cual es una dificultad mucho más seria.

Kyte y Berry³¹ planteó un procedimiento general para calcular las pseudo funciones dinámicas. La figura 18 muestra un modelo de sección transversal con el modelo areal unidimensional correspondiente que permite definir los símbolos usados en la ecuación. Una suposición implícita en las ecuaciones para calcular las pseudo funciones es que se utilizan las permeabilidades relativas corriente arriba (*upstream*) en el modelo areal para calcular el flujo entre las celdas. Análogamente, pero diferente, las ecuaciones pueden ser derivadas para otros esquemas de ponderación de la permeabilidad relativa y producir los mismos resultados finales. Es importante reconocer que la suposición de corriente arriba (*upstream*) para el modelo areal no es una forma de restringir el esquema de ponderación usado para el modelo de sección transversal.

Antes de definir las ecuaciones para calcular las pseudo funciones es necesario definir la relación entre las porosidades y las permeabilidades absolutas para el modelo de sección transversal y areal. Tómese como ejemplo de calculo la celda *II* del modelo areal (figura 18).

$$\hat{d}_{10}\hat{f}_{10}\Delta\hat{x}_{10} = \sum_{j=1}^{j=9} \bar{d}_{10j}\bar{f}_{10j}\Delta x_{10j} \quad (42a)$$

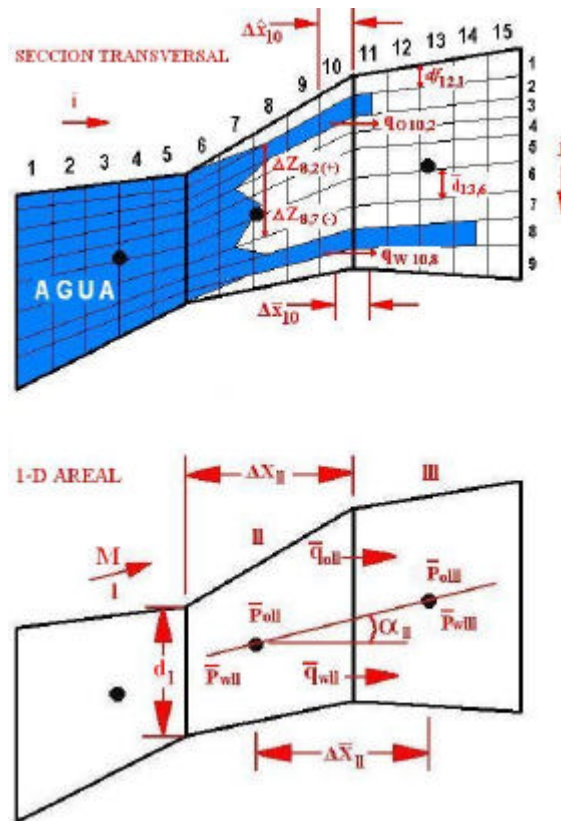
$$\bar{f}_{II} = \frac{\sum_{i=6}^{i=10} \hat{d}_i\hat{f}_i\Delta\hat{x}_i}{1/2(d_I + d_{II})\Delta X_{II}} \quad (42b)$$

La porosidad de la celda gruesa del modelo areal, ecuación 42b, es simplemente el volumen poroso total de todas las celdas de la sección transversal representadas por la celda areal en estudio, dividido por el volumen total de estas mismas celdas de la sección transversal.

$$\frac{d\hat{f}_{10}\hat{k}_{10}}{\Delta\bar{x}_{10}} = \sum_{j=1}^{j=9} \frac{df_{10j}k_{10j}}{1/2(\Delta x_{10j} + \Delta x_{11j})} \quad (42c)$$

$$\bar{k}_{II} = \frac{\Delta\bar{X}_{II}}{d_{II} \sum_{i=8}^{i=10} \frac{\Delta\bar{x}_i}{d\hat{f}_i\hat{k}_i}} \quad (42d)$$

Figura 18. Sección transversal vertical planteado por Kyte & Berry.



Tomado de Kyte, J. R., Berry, D. W. SPEJ Agosto 1975, Pag. 274.

La permeabilidad absoluta de la celda areal, ecuación 42d, es un tipo de promedio armónico de la permeabilidad horizontal para todas las columnas de celdas verticales en el modelo de sección transversal entre los puntos medidos de la celda areal, M , la celda areal $M + 1$.

Las pseudo funciones dinámicas se calculan para cada celda areal a diferentes tiempos durante la corrida de sección transversal. De esta forma las pseudo funciones son generadas para cada celda en el modelo areal unidimensional. A un tiempo dado y para una celda dada del modelo areal (como la celda areal II en la figura 18), el procedimiento para calcular las pseudo funciones dinámicas a partir de las corridas de la sección transversal es:

- 1) Calcular la pseudo saturación del agua, \tilde{S}_{wII} , usando la siguiente ecuación:

$$\tilde{S}_{wII} = \frac{\sum_{i=6}^{i=10} \hat{d}_i \hat{f}_i \Delta \hat{x}_i S_{wi}}{1/2(d_I + d_{II}) \Delta X_{II} \bar{F}_{II}} \quad (42e)$$

Esta saturación es simplemente el promedio del volumen poroso para todas las celdas de la sección transversal representadas por la celda areal II .

- 2) Calcular las ratas de flujo promedio para el agua y el aceite, a través de la frontera entre las celdas areales II y III , usando la siguiente ecuación:

$$\bar{q}_{wII} = \sum_{j=1}^{j=9} q_{w10,j} \quad (42f)$$

$$\bar{q}_{oII} = \sum_{j=1}^{j=9} q_{o10,j}$$

En el ejemplo estas ratas de flujo son las mismas a la rata de flujo total a través de la frontera entre las dos series de celdas verticales del modelo de sección transversal en $i = 10$ e $i = 11$.

3) Calcular las presiones promedio para el agua y el aceite, \bar{P}_{wII} y \bar{P}_{oII} , usando la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_{wII} = \frac{\sum_{j=1}^{j=9} \left(P_{w8j} + \frac{r_{w8j} \Delta Z_{8j}}{144} \right) k_{8j} k_{rw8j} df_{8j}}{\sum_{j=1}^{j=9} k_{8j} k_{rw8j} df_{8j}} \quad (42g)$$

$$\bar{P}_{oII} = \frac{\sum_{j=1}^{j=9} \left(P_{o8j} + \frac{r_{o8j} \Delta Z_{8j}}{144} \right) k_{8j} k_{ro8j} df_{8j}}{\sum_{j=1}^{j=9} k_{8j} k_{ro8j} df_{8j}}$$

Las presiones pueden ser consideradas como puntos de presión localizados en el punto medio de la celda areal II . Estas son calculadas de los resultados de la sección transversal como presiones promedias para la serie vertical de celdas que se encuentran en la misma localización horizontal al punto medio de la celda areal. Las presiones de la sección transversal se promedian sobre la base de kk,df , la cual es la promediación correcta que se debe usar con la ecuación de Darcy para flujo multifasico en un sistema estratificado. El término $r\Delta Z$ aplicado a las presiones de celda de la sección transversal antes de promediarlas, simplemente ajusta estas presiones a una profundidad común correspondiente al punto medio de la celda areal.

Con respecto a la ecuación 42g, nótese que cuando uno o todos los valores de k_{rw} y k_{ro} son iguales a cero en una columna vertical de celdas donde la ecuación sea aplicada, la presión promedio calculada correspondiente es indeterminada. Esta situación se maneja simplemente sustituyendo el valor de cero por un valor muy pequeño, pero finito de k_r .

- 4) Calcular las permeabilidades pseudo relativas dinámicas, \tilde{k}_{rwII} y \tilde{k}_{roII} usando la siguiente ecuación:

$$\tilde{k}_{rwII} = \frac{888\bar{q}_{wII} \bar{m}_{wII} \Delta\bar{X}_{II}}{\bar{k}_{II} d_{II} \left(\bar{P}_{wII} - \bar{P}_{wIII} - \frac{\bar{r}_{wII} \Delta\bar{X}_{II} \text{sen} a_{II}}{144} \right)} \quad (42h)$$

$$\tilde{k}_{roII} = \frac{888\bar{q}_{oII} \bar{m}_{oII} \Delta\bar{X}_{II}}{\bar{k}_{II} d_{II} \left(\bar{P}_{oII} - \bar{P}_{oIII} - \frac{\bar{r}_{oII} \Delta\bar{X}_{II} \text{sen} a_{II}}{144} \right)}$$

Estos cálculos son hechos usando la ecuación de Darcy para flujo multifásico y asumiendo ponderación de la permeabilidad corriente arriba (*upstream*) para el modelo areal las densidades y las viscosidades se evalúan al promedio aritmético de la presión \bar{P}_{II} y \bar{P}_{III} ; el valor 888 es simplemente un factor de conversión.

- 5) Calcular la presión pseudo capilar dinámica \tilde{P}_C usando la siguiente ecuación:

$$\tilde{P}_C = \bar{P}_{oII} - \bar{P}_{wII} \quad (42i)$$

Esta presión pseudo capilar tiene en cuenta cualquier fenómeno, diferente al componente gravitacional en la dirección de flujo, que puede causar que el gradiente de presión fluyendo sea diferente en una fase que en otra. Este componente gravitacional se incluye en los cálculos de flujo del modelo areal.

2.2.3 Método de Stone. Stone⁴⁰ fue el primero en usar el concepto de movilidad total como una forma de evitar los problemas asociados con la estimación y cálculo de las presiones promedias de las celdas gruesas. Su formulación es (suponiendo flujo solamente en la dirección x):

$$\tilde{k}_{rw} = m_w \bar{f}_w \bar{I}_t \quad (43)$$

$$\tilde{k}_{ro} = m_o (1 - \bar{f}_w) \bar{I}_t$$

Donde el flujo fraccional promediado para el agua es:

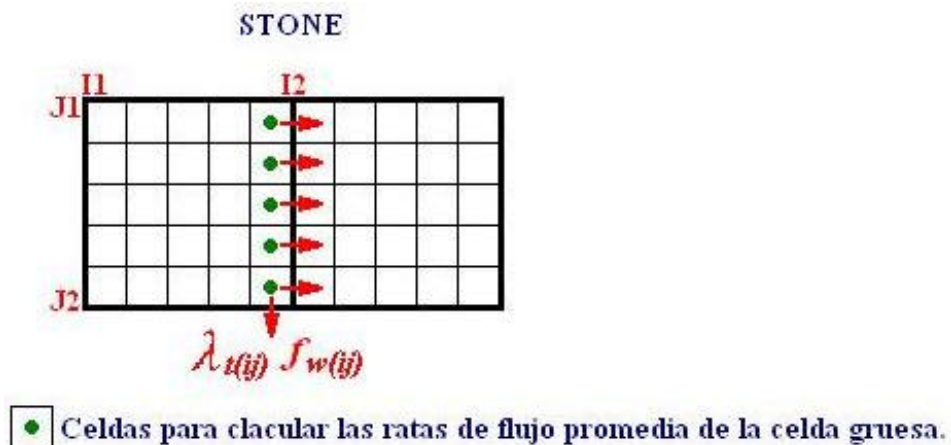
$$\bar{f}_w = \frac{\bar{q}_w}{\bar{q}_o + \bar{q}_w} \quad (44)$$

Donde \bar{q}_w y \bar{q}_o se obtienen por la sumatoria de los flujos de la malla fina en las fronteras de la celda gruesa, como se observa en la figura 19.

Para ajustar el nivel de presión en todo el yacimiento, el gradiente de potencial de malla gruesa se hace como una ponderación de la transmisibilidad total – movilidad total de las celdas de malla fina en la cara de salida o frontera de la malla gruesa:

$$\bar{I}_t = \frac{\sum_{j=J1}^{J2} [T_{xj} I_{tj}]_{i=I2}}{\sum_{i=J1}^{J2} [T_{xj}]_{i=I2}} \quad (45)$$

Figura 19. Esquema para el método de Stone.



Cuando existe el flujo en las tres fases (aceite – agua – gas), las permeabilidades pseudo relativas en tres fases en la dirección x , pueden ser calculadas cambiando cualquiera de las dos ecuaciones de flujo fraccional (solamente dos de las tres ecuaciones son independientes) con la ecuación de movilidad total (ecuación 45). El cálculo de las pseudo saturaciones correspondientes se hace de manera similar al propuesto por Kyte y Berry.

Stone⁴⁰ definió su método de la siguiente manera: “tanto los modelos idealizados de malla fina y malla gruesa son inicializados a la misma presión promedia, saturación promedia y contenido molar de fluido. Para cada paso de tiempo (*timestep*) subsiguiente, las ecuaciones como la ecuación 44 ajusta de manera precisa los fluidos volumétricos de cada fase a través de las fronteras de la malla gruesa, y la ecuación 45 asegura un ajuste en las propiedades de los fluidos ya que ellos son función solamente de la presión. Dado que las propiedades del fluido se ajustan, los flujos volumétricos iguales implican flujos molares iguales y por lo tanto acumulación durante cada paso de tiempo (*timestep*). Como resultado, al final de cada paso de tiempo, las mallas fina y gruesa tendrán el mismo contenido molar promedio y las propiedades del fluido y por ende la misma presión promedio y distribuciones de saturación”⁴⁰.

Las desventajas de este método es que no reproducirá los resultados de malla fina sobre la malla gruesa, si hay efectos gravitacionales (o efectos capilares) significativos sobre la malla gruesa, o sí hay variaciones significativas en la movilidad total.

2.2.4 Método del Volumen Poroso Ponderado (Pore Volume Weighted). El método del volumen poroso ponderado (*Intera Información Technologies, 1994*)³⁷ difiere del método de *Kyte y Berry* solamente en la definición de la presión promedia, para la cual se usa un promedio ponderado del volumen poroso sobre toda la celda gruesa, como se observa en la figura 20 (tomando una sección transversal x - z):

$$\bar{P}_w = \frac{\sum_{j=J1}^{J2} \sum_{i=I1}^{I2} \Delta x_{ij} \Delta z_{ij} \mathbf{f}_{ij} (P_{w_{ij}} - g \mathbf{r}_w (D_{ij} - \bar{D}))}{\sum_{j=J1}^{J2} \sum_{i=I1}^{I2} \Delta x_{ij} \Delta z_{ij} \mathbf{f}_{ij}} \quad (46)$$

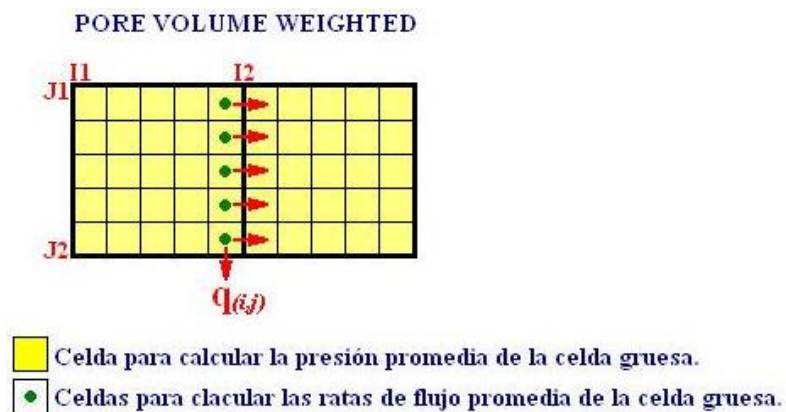
Con esta definición, la presión pseudo capilar es la misma para todas las direcciones de flujo y es cero si no hay presión capilar en el sistema. Por lo tanto, es un mejoramiento sobre el método original de Kyte y Berry.

Este método debe también permitir que la saturación de la malla fina sea reproducida exactamente sobre una malla gruesa, pero el problema de las permeabilidades pseudo relativas negativas o infinitas permanece.

2.2.5 Método de Movilidad Total. Es un método similar al método de Stone, pero este usa mejores definiciones de la movilidad total promedio; ha sido propuesto por varios autores (Barker & Fayers 1991; Hewett & Behrens 1991; Christie et al., 1995). En el método de Christie et al.; al cual se le denomina método de movilidad total; los efectos gravitacionales se tienen en cuenta. Más específicamente, la movilidad total promedio se encuentra de:

$$\bar{I}_i = \frac{\overline{kI}_i}{\bar{k}} \quad (47)$$

Figura 20. Esquema para el método del volumen poroso ponderado.



Donde \overline{kI}_i y \bar{k} representan valores escalados obtenidos por solución de la ecuación de Laplace (Ver Anexo A). Las permeabilidades pseudo relativas están dadas por:

$$\tilde{k}_{rw} = m_w \bar{I}_w \quad \tilde{k}_{ro} = m_o \bar{I}_o = m_o (\bar{I}_t - \bar{I}_w) \quad (48)$$

Donde \bar{I}_w se obtiene de la solución de la ecuación cuadrática:

$$G\bar{I}_w^2 - (\bar{u}_t + G\bar{I}_w)\bar{I}_w + \bar{f}_w \bar{u}_t \bar{I}_t = 0 \quad (49)$$

Donde $G = kg(\mathbf{r}_w - \mathbf{r}_o)$. Aquí \bar{f}_w se obtiene de la ecuación 44 y \bar{u}_t de los resultados de la simulación de malla fina. En el Anexo B se observa la derivación de esta ecuación.

La ecuación 49 representa una solución exacta de la ecuación de Darcy para la malla gruesa en ausencia de la presión capilar. Sin embargo, al resolver $\bar{k}\bar{I}_t$ en la ecuación 47, un término gravitacional se desprecia y las condiciones de frontera locales son necesariamente impuestas (ver Anexo A). Estas dos aproximaciones, mientras por lo general no sean severas, significan que la solución de malla fina no será reproducida exactamente sobre la malla gruesa.

2.2.6 Método del Estado Cuasi-Estable. Este método, en el cual la permeabilidad (kk_r) de cada fase es escalada (ya sea por la solución de la ecuación de Laplace) ha aparecido en la literatura (Alabert & Corre 1991; Smith 1991; Soad et al., 1995). Las permeabilidades pseudo relativas se obtienen de:

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{\overline{kk_{rw}}}{\bar{k}} \quad \tilde{k}_{ro} = \frac{\overline{kk_{ro}}}{\bar{k}} \quad (50)$$

El método generalmente produce pseudo funciones que son curvas suavizadas con valores entre cero y uno, de modo que no hay problemas en usarlas en las simulaciones de malla gruesa, sin embargo, esto no justifica su uso fuera de su rango de validez. La suposición de flujo en estado cuasi-estable implícita que este método se puede ver de la siguiente manera: en el escalamiento la permeabilidad de la fase (para este caso agua) por el método de Laplace, un campo de presión P_w se obtiene de la solución de la ecuación:

$$\nabla \cdot (kk_{rw} \cdot \nabla P_w) = 0 \quad (51)$$

Mientras (despreciando la compresibilidad, la presión capilar y la gravedad) la Ley de Darcy para la fase agua es:

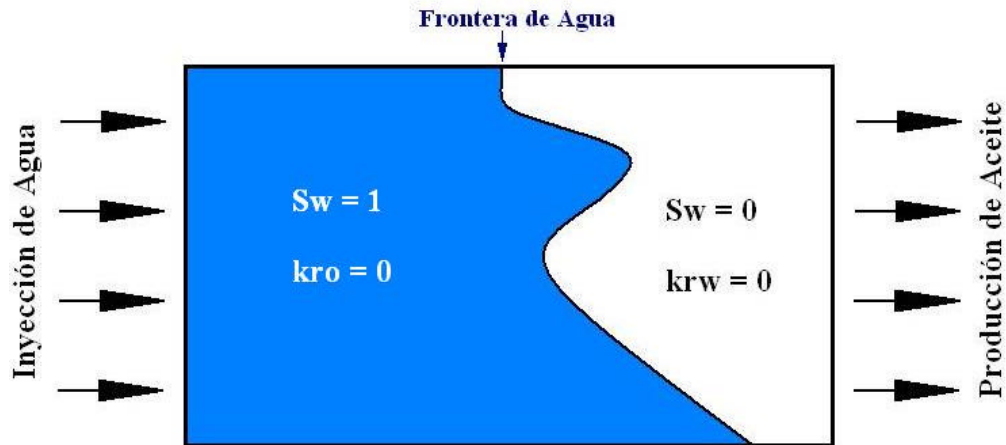
$$f \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{1}{m_w} \nabla \cdot (kk_{rw} \cdot \nabla P) = 0 \quad (52)$$

Por lo tanto, aun si las condiciones de frontera aplicadas a la ecuación 51 son adecuadas, el campo de presión P_w será similar al campo de presión verdadero encontrada durante la inyección de agua solamente cuando la derivada de la saturación con respecto al tiempo es despreciable, es decir, en los flujos en estado estable o cuasi-estable. En un frente de saturación, esta derivada es de hecho infinita (en ausencia de presión capilar). Por consiguiente el método no se puede aplicar en casos donde exista la dominación viscosa, los cuales por lo general involucran desplazamientos de naturaleza frontal. Solamente cuando las fronteras de saturación son favorablemente suaves por la presencia de fuerzas capilares, el método podría ser aplicable.

Esto puede ser ilustrado considerando un desplazamiento tipo pistón en un yacimiento homogéneo o medianamente heterogéneo. Cuando el frente de agua esta situado a medio camino a través de la celda gruesa, $kk_{rw} = 0$ adelante del frente de inundación y $kk_{ro} = 0$ detrás de este, como se observa en la figura 21. Si se utilizan las condiciones de frontera de no – flujo o condiciones de frontera periódicas en las fronteras laterales, $\overline{kk_{rw}}$ y $\overline{kk_{ro}}$ podrían ser iguales a cero y por ende ambas permeabilidades pseudo relativas pueden también ser iguales a cero, en todo tiempo antes de la ruptura de agua. Si la condición de frontera lateral “lineal de presión” es usada, las pseudo funciones no serán iguales a cero pero los patrones de flujo obtenidos durante el escalamiento de kk_{rw} y kk_{ro} no tendrán nada que ver con el flujo real que ocurre en la inyección de agua, como se puede ver en la figura 22. Por lo tanto, los valores obtenidos para las permeabilidades pseudo relativas antes de la ruptura del agua son valores incorrectos. De hecho, al

reducir la permeabilidad en la dirección normal al flujo principal, ambas permeabilidades pseudo relativas pueden otra vez aproximarse a cero.

Figura 21. Ejemplo de desplazamiento tipo pistón.



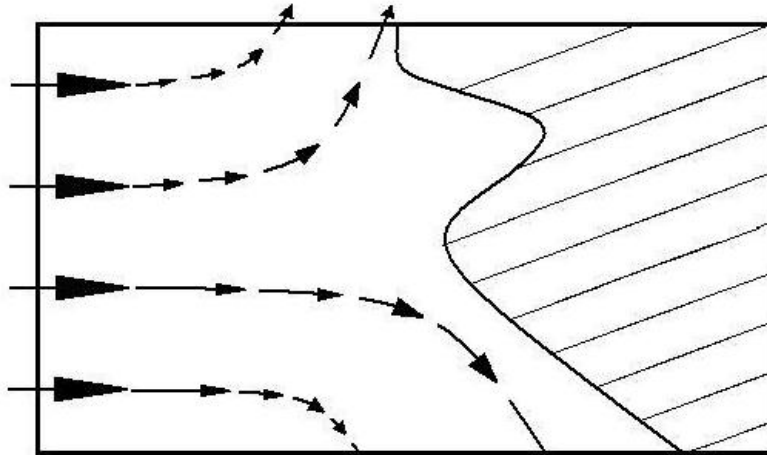
Tomado de Barker, J. W.; Dupouy, P. *Pet. Geos.* Vol 5. 1999 Pag. 387.

2.2.7 Método de la Permeabilidad Relativa Ponderada. (Weighted Relative Permeability). En este método (*Intera Information Technologies 1994*)³⁷ las permeabilidades pseudo relativas se obtienen como un promedio de las permeabilidades relativas de la malla fina en la cara de salida de la celda gruesa, como se observa en la figura 23. El factor de ponderación para este promedio son las transmisibilidades de malla fina:

$$\tilde{k}_{ro} = \frac{\sum_{j=J1}^{J2} [T_{xj} k_{roj}]_{i=I2}}{\sum_{j=J1}^{J2} [T_{xj}]_{i=I2}} \quad (53)$$

Este método da como resultado permeabilidades pseudo relativas que varían ligeramente entre cero y uno, pero no reproduce la solución de la malla fina sobre la malla gruesa excepto en circunstancias muy restrictivas.

Figura 22. Escalamiento del producto kk_{rw}

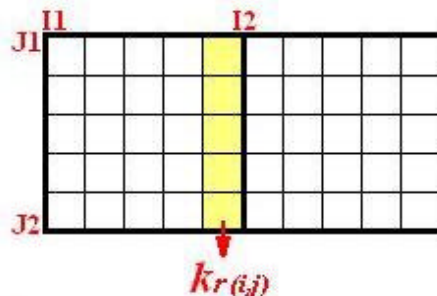


Tomado de Barker, J. W.; Dupouy, P. Pet. Geos. Vol 5. 1999 Pag. 387.

2.2.8 Método de Renormalización. Christie *et al*^β, en 1995, plantearon este método básicamente para procesos de flujo multifásico y miscibles. La idea principal del método de renormalización es reemplazar una etapa simple de escalamiento por una serie de etapas las cuales van desde la malla fina a la malla gruesa a través de una serie de mallas intermedias gruesas que se van incrementando en tamaño. Por este tipo de procedimiento, es claro que este proceso se puede extender a situaciones de flujo multifásico.

Figura 23. Esquema para el método de la permeabilidad relativa ponderada.

WEIGHTED RELATIVE PERMEABILITY

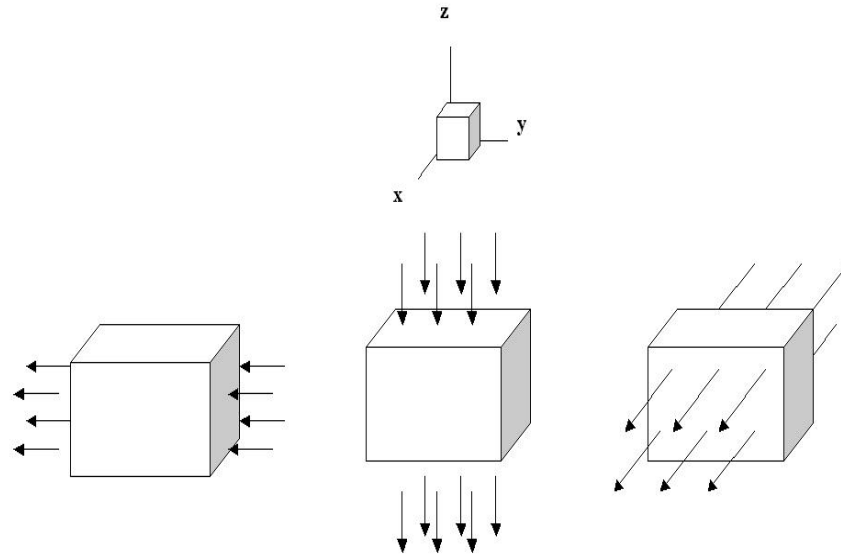


 Celdas para calcular las permeabilidades pseudo relativas

Los elementos principales de esta técnica de escalamiento son:

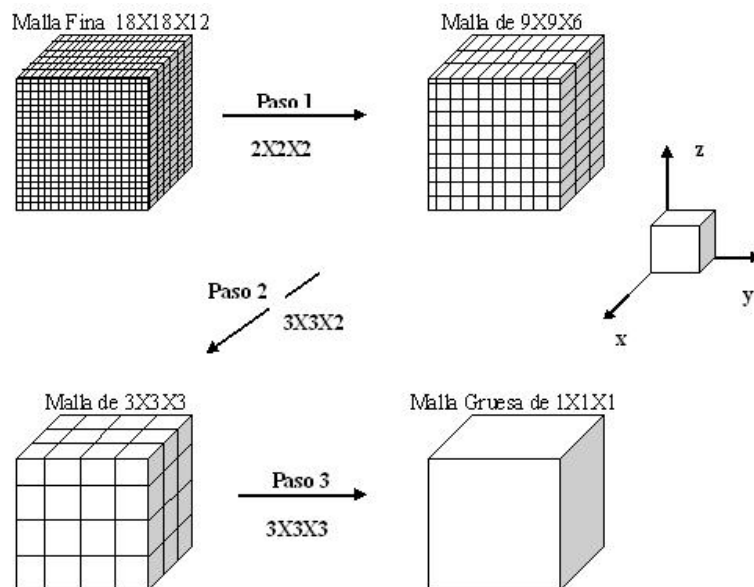
- Pseudo funciones direccionales para cada celda de la malla gruesa.
 - El método de renormalización, en el cual cada simulación es reemplazada por una serie de simulaciones sobre elementos pequeños en la malla fina, usando pseudo funciones para llevar la información de un nivel a otro.
 - Cálculo de las pseudo funciones.
-
- **Pseudo Funciones Direccionales.** Reconociendo que las pseudo funciones para el flujo en las direcciones x , y , z pueden ser muy diferentes, se definen una serie de pseudo curvas de permeabilidad relativa para cada una de estas direcciones en la celda gruesa. Esto significa que se deben hacer tres simulaciones en la malla fina para generar las pseudo funciones, una en cada dirección, como se ve en la figura 24.
-
- **Renormalización.** Para ilustrar la aplicación del proceso de renormalización, considere llevar a cabo una simulación de un proceso de desplazamiento cualquiera en la dirección x , sobre una porción de la malla fina correspondiente a una celda gruesa particular (figura 24). Esta simulación puede ser corrida de una forma convencional y se generan algunas pseudo funciones de estos resultados, esto corresponde al escalamiento directo de la malla fina a la malla gruesa en una sola etapa. En el método de renormalización, el escalamiento se hace en una serie de etapas o “renormalizaciones”, las cuales van desde la malla fina inicial a través de mallas sucesivas más gruesas hasta alcanzar una malla con solo una celda. Esto se ilustra en la figura 25, para un caso donde la malla inicial (correspondiente a una celda de malla gruesa) consiste de una dimensión de $18 \times 18 \times 12$ celdas finas y tres etapas de renormalización basadas en $2 \times 2 \times 2$, $3 \times 3 \times 2$ y $3 \times 3 \times 3$ submallas, respectivamente. Note se que no hay restricción en el tamaño de las submallas usadas en cada etapa de renormalización.

Figura 24. Flujos en cada dirección coordenada para la celda gruesa.



Tomado de Christie *et al.* SPE 29127. Pag. 358

Figura 25. Proceso de renormalización en una celda gruesa.



Tomado de Christie *et al.* SPE 29127. Pag. 358

Para llevar a cabo una etapa de renormalización, por ejemplo la primera etapa en la figura 25, una submalla de $2 \times 2 \times 2$ celdas se extrae de la malla fina de $18 \times 18 \times 12$ y se hacen tres corridas de simulación sobre esta pequeña submalla, una en cada dirección y con condiciones de no-flujo en las fronteras laterales. De los resultados de estas simulaciones, se generan las pseudo funciones. Esto se repite luego para las siguiente submalla de $2 \times 2 \times 2$ celdas y así sucesivamente hasta que todas las celdas de la malla fina hayan sido tratadas y la malla de $18 \times 18 \times 12$ pueda ser reemplazada por una malla $9 \times 9 \times 6$ en la cual cada celda tiene asociada a ella un set de pseudo funciones direccionales (además de la porosidad y permeabilidad absoluta escalada). El procedimiento entero se repite luego para escalar la siguiente malla (usando las pseudo funciones generadas en todas las simulaciones necesarias), y así sucesivamente hasta que la malla se reduce solo a una celda. Las pseudo funciones asociadas con esta celda serán utilizadas en la simulación final de la malla gruesa de todo el yacimiento.

- **Cálculo de las Pseudo Funciones.** La formulación que se usa para evaluar las pseudo funciones en general es análoga al método presentado por Kyte y Berry³¹ en el hecho de que varias cantidades se promedian sobre regiones de malla fina, aunque para los cálculos de las permeabilidades pseudo relativas, se utiliza la formulación planteada por Stone⁴⁰ donde se usa la movilidad total en lugar de las diferencias de presión.

Un punto importante es que todas las cantidades se promedian solamente sobre la cara de salida de la celda de renormalización. Esto es contrario a la práctica usual, donde los flujos se promedian en la cara de salida pero la saturación se promedia sobre toda la celda.

2.2.9 Permeabilidades Pseudo Relativas para el Modelamiento del Pozo. Emanuel y Cook¹⁷, en 1974, plantearon una formulación de pseudo funciones de permeabilidad relativa para el modelamiento del pozo en los simuladores areales.

Hasta ahora se ha descrito el uso de las curvas de permeabilidad pseudo relativa para modelar específicamente el comportamiento vertical del flujo de la formación en simuladores de yacimientos areales. Las pseudo curvas usualmente se determinan de los

modelos de sección transversal o modelos pequeños tridimensionales y luego se incorporan en los modelos areales grandes.

El concepto de permeabilidad pseudo relativa puede también ser extendido al comportamiento vertical de los pozos individuales por medio de una técnica análoga a la del flujo en la formación. En un modelo de sección transversal, la producción de cualquier fase de un pozo con nc completamientos puede ser expresado como:

$$(q_p)_{well} = \sum_{k=1}^{nc} [k_{rp} C_p (Pe - P_{well})] \quad (54)$$

Para un modelo areal en el cual el pozo tiene solamente un completamiento, la producción es:

$$(q_p)_A = (\tilde{k}_{rp})_A (C_p)_A (Pe - P_{well})_A \quad (55)$$

El modelo de sección transversal puede ser construido con el nivel de detalle vertical necesario para tener en cuenta la segregación de fases, penetración parcial, etc.,

Para obtener el mismo comportamiento del pozo en el modelo areal, se asume:

$$(q_p)_A = (q_p)_{well} \quad (56)$$

o combinando las ecuaciones 54 hasta la 56:

$$(\tilde{k}_{rp})_A (C_p)_A (Pe - P_{well})_A = \sum_{k=1}^{nc} [k_{rp} C_p (Pe - P_{well})_k] \quad (57)$$

Si el modelo de sección transversal ha sido dividido en n_l capas, entonces una celda del modelo areal representa un componente de las n_l capas y también un componente de los nc completamientos del pozo. Por lo tanto, la siguiente aproximación se puede hacer:

$$(C_p)_A = \sum_{k=1}^{nc} C_{pk} \quad (58)$$

y

$$(Pe)_A = \frac{\sum_{k=1}^{nl} [Pe fV]_k}{\sum_{k=1}^{nl} [fV]_k} \quad (59)$$

Combinando las ecuaciones 56 hasta 58 se obtiene la permeabilidad pseudo relativa para el modelo areal del pozo:

$$(\tilde{k}_{rp})_A = \frac{\sum_{k=1}^{nc} [k_{rp} C_p (Pe - P_{well})]_k}{\left[\frac{\sum_{k=1}^{nl} (Pe fV)_k}{\sum_{k=1}^{nl} (fV)_k} - P_{wellA} \right] \sum_{k=1}^{nc} C_{pk}} \quad (60)$$

La saturación correspondiente es:

$$(\tilde{S}_w)_A = \frac{\sum_{k=1}^{nl} (S_w fV)_k}{\sum_{k=1}^{nl} (fV)_k} \quad (61)$$

La presión del fondo de pozo (*wellbore*) en el modelo areal, P_{wellA} , puede ser asumida como un promedio apropiado de la P_{well} calculada en el modelo de sección transversal. Las ecuaciones 59 y 61 son apropiadas para una celda areal equivalente a una columna del modelo vertical. Si el modelo areal es más grande, entonces la presión y la saturación deben ser promediadas sobre el volumen comprendido por la celda areal.

Las curvas de permeabilidades pseudo relativas se pueden obtener para cada pozo haciendo una corrida de un modelo de sección transversal que abarque todo el rango de presión y producción esperado en la misma forma que se derivan las pseudo curvas de permeabilidad relativa que describen el flujo entre celdas. A cada paso de tiempo, las ecuaciones 60 y 61 producen un punto en la pseudo curva del pozo.

2.2.10 Limitaciones y Dificultades Prácticas del Proceso de Escalamiento. Se ha discutido la capacidad de las pseudo funciones dinámicas de reproducir los resultados de una simulación de malla fina sobre una malla gruesa cuando las pseudo curvas se generan de los resultados de malla fina y un grupo diferente de pseudo curvas se utilizan para cada celda gruesa en cada dirección de flujo.

Históricamente, las permeabilidades pseudo relativas para los modelos totales de simulación tridimensionales (3D) han sido generadas de modelos de secciones transversales verticales bidimensionales (2D) o posiblemente de modelos tridimensionales (3D) que describen un patrón específico. Dada la dependencia de las pseudo funciones de la geología y geometría del yacimiento, es probable que esta aproximación sea algunas veces inadecuada. En la práctica, su aplicabilidad nunca ha sido realmente probada debido a que no ha sido posible correr una malla total fina de simulación para chequear los resultados; además, no sería lógico correr la malla fina completa para generar las pseudo funciones (si se pudiera, no sería necesario utilizar las pseudo funciones); por tanto; se selecciona una o varias secciones representativas de la malla fina para correrla y así generar las pseudo funciones.

Por otra parte, de acuerdo a la forma como se calculan las pseudo curvas, cada celda gruesa requiere su propio grupo (o *set*) de pseudo funciones ya que estas dependen tanto de la heterogeneidad dentro de la celda como la posición de la celda dentro del yacimiento. En la práctica, no es posible asignar un grupo diferente de pseudo funciones para cada celda de malla gruesa debido al trabajo requerido para generar muchas pseudo curvas y a la cantidad de memoria requerida para almacenar las pseudo funciones durante la simulación de malla gruesa.

Por consiguiente, se deben agrupar las celdas gruesas en un número limitado de “tipos de rocas”, cada una de las cuales tienen solamente un grupo de pseudo funciones (o un grupo para cada dirección de flujo). Sin embargo, debido a que la forma de las pseudo funciones dependen de algunas variables, en este momento no hay procedimientos para hacer esta asignación *a priori* (es decir, como función de la heterogeneidad de la celda gruesa y su posición en el yacimiento). Aun después de que las pseudo funciones han sido generadas para todas las celdas gruesas, no hay reglas establecidas para determinar cuándo dos pseudo curvas son suficientemente similares para ser tratadas como una sola.

Los ingenieros han usado su propio juzgamiento para definir los tipos de rocas. Esta definición, por lo general, se hace sobre la base de un criterio geológico simple para modelos que involucren estructuras geológicas relativamente simples (usualmente se utiliza la estratificación como criterio).

Por último, una de las discusiones que sigue aun vigente es la posible dependencia de las pseudo funciones a las tasas de flujo en el modelo. Jacks *et al*²³; en su metodología para obtener las pseudo funciones, plantearon algunas correlaciones de datos con el fin de reducir la complejidad de las pseudo funciones. Las variables que utilizaron para las correlaciones fueron la saturación de agua inicial y las velocidades del fluido. Sin embargo, ellos descubrieron que las permeabilidades pseudo relativas dinámicas al agua fueron insensibles a la tasa de flujo, pero fueron sensibles a la saturación de agua inicial.

Posteriormente, Kossack *et al*^{29, 30} concluyeron, después de una validación del proceso de pseudo funciones obtenidas por renormalización, que las pseudo funciones eran muy robustas a los cambios o perturbaciones en la velocidad de flujo. Ellos mostraron los resultados de la malla fina con velocidades de flujo a un 50% más alta y a un 50% más baja que la velocidad de flujo “estándar” que sirvió de base de cálculo para las pseudo funciones. Estos resultados fueron comparados con los resultados de malla gruesa usando las pseudo funciones calculadas de esta velocidad de flujo de referencia y se vio que las desviaciones entre los resultados fueron muy pequeñas. Por lo tanto, las pseudo funciones calculadas a una velocidad “promedio” pueden ser usadas en flujos donde la velocidad de desplazamiento varíe.

Christie^{3,5} insiste en la dependencia de las pseudo funciones de la rata de flujo; y propone para obtener pseudo funciones más robustas, un precalculo del campo de velocidad local usando las localizaciones y las ratas de flujo conocidas de los pozos. Sin embargo no es recomendable, además de ser poco practico, regenerar las pseudo funciones para cada corrida de simulación diferente (con posiciones de pozos, ratas de flujo y otros parámetros diferentes). Por lo general se recomienda hacer varias corridas de sensibilidad usando las mismas pseudo funciones.

3 GEOLOGÍA DEL CAMPO HUTTON.

3.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

El área de estudio está localizada en la porción N del Mar del Norte Británico, 145 kilómetros al noreste de las Islas de Shetland en las coordenadas:

61° N

1 – 2° E

Cubre un área de aproximadamente 5.44 kilómetros cuadrados. Geológicamente el campo Hutton se encuentra ubicado en la parte central de la sub-cuenca Este de Shetland (Ver Fig. 26 y 27), la cual hace parte de la Cuenca Norte del Mar del Norte

3.2 ANTECEDENTES.

La sub-cuenca Este de Shetland es una de las cuencas productoras de hidrocarburos del Mar del Norte Británico. Siendo el principal objetivo de interés el Grupo Brent, el cual se interpreta como parte de una progradación y retrogradación de un complejo deltaico principal o grande con sedimentos marinos poco profundos, costeros y no marinos (en Underhill J. R., et al., 1997).

Las areniscas clásticas reservorio del Grupo Brent del Jurásico Medio han formado el principal objetivo de exploración en el Mar del Norte desde que la Shell/Esso descubrió el campo Brent en 1971, contienen al menos el 50% de las reservas recuperables del Reino Unido (22.5 billones de barriles) (Richards, 1992, en Stephen Flint, et al., 1998). Los estudios sedimentológicos y estratigráficos realizados en la sección de prospección han demostrado que el Grupo Brent esta conformado de cinco subdivisiones, litofacies: formaciones Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbert (Underhill J. R., et al., 1997; Stephen Flint, et al., 1998; Davies S. J., et al., 2000; Aileen E., et al., 2002). En un sentido más general estas formaciones reflejan una progradación hacia el norte de un sistema de delta dominado por olas altas (Budding y Inglin, 1981 en Stephen Flint, et al., 1998). El Grupo

Brent se depositó durante una fase post-rift de subsidencia termal de la evolución de la cuenca con una actividad extensional menor de las fallas (Stephen Flint, et al., 1998).

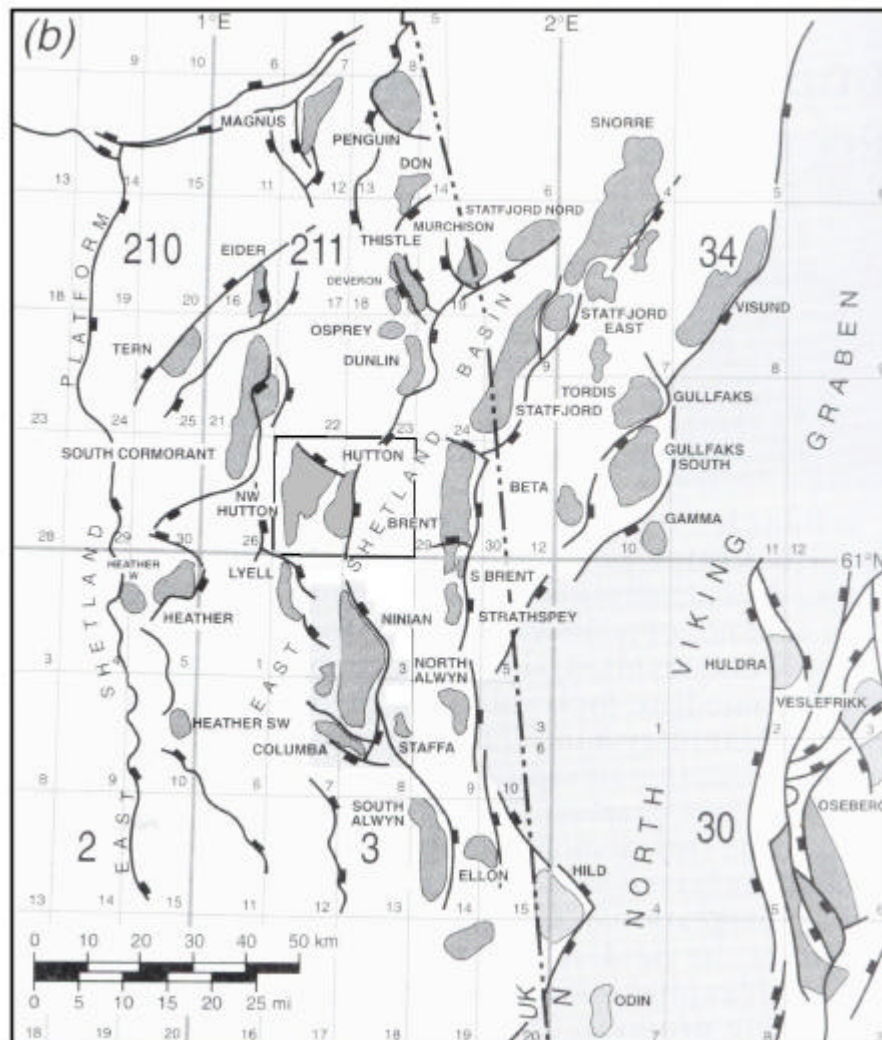
Figura 26. Localización general del área de estudio.



Modificado de Lundin, United Kingdom Operations Fact Sheet, febrero 2004.

La formación basal Broom es el equivalente en el Reino Unido de la Formación Oseberg en los pozos Noruegos y por analogía se interpreta como abanicos deltaicos del tipo Gilbert (Graue et al., 1987). La depositación subsecuente de las formaciones Rannoch y Etive registran la progradación de líneas de costas poco profundas y de islas de barrera (Richards y Brwn, 1986; Scott, 1992), mientras que la suprayacente Formación Ness se cree que representa la parte alta de la sedimentación del delta (Livera, 1989), anterior a la depositación de la línea de costa transgresiva asignada a la Formación Tarbert la cual presenta un espesor muy variable a través de toda su extensión (variaciones de 1 a 5 km) (Davies S. J. 2000).

Figura 27. Mapa de localización del Campo Hutton y algunos campos de la cuenca de Shetland.



Tomado de AAPG Bulletin V81 No 6 de 1997

3.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca norte del Mar del Norte es una cuenca extencional y es uno de los brazos del sistema de Rift del Jurásico tardío del Mar del Norte (Underhill, 1998). La extensión se inició en el norte durante el Bajociano tardío y continuó hasta el Cretáceo temprano acumulando un esfuerzo total de aproximadamente 15% (Yielding, 1990; Roberts et al., 1993). El esfuerzo se acomodó principalmente en fallas normales sub-paralelas de rumbo norte – sur espaciadas de 10 a 30 km a través de los 200 km de amplitud de la cuenca.

El sistema principal de fallas tiene más de 150 km de longitud con un desplazamiento máximo de 1.5 km. El sistema de fallas esta arreglado alrededor de una artesa central, el graben Vikingo Norte.

Durante el Jurásico Medio, anterior al inicio de la extensión, un complejo deltaico principal, el Delta Brent, progredió rápidamente al Norte a través de la región (Budding e Inglis, 1981; Enyon, 1981; Graue et al., 1987), en respuesta al desarrollo del domo del Mar del Norte en el Sur (Underhill y Partington 1993 – 1994). Para el Bajociano Medio la línea de costa con rumbo oeste – este, estaba localizada en el área Statfjord (Mitchener et al., 1992). Con la iniciación del tectonismo del Rift en el Bajociano Tardío la tasa de subsidencia en la cuenca incremento, el delta fue transgredido y la línea de costa se retiró a la margen de la cuenca (Underhill, 1998). La evidencia de esta transgresión diacrónica esta preservada en los depósitos complejos heterolíticos de la Formación Tarbert del Grupo Brent (Fält et al., 1989; Johannessen et al., 1995; Davies et al., 2000).

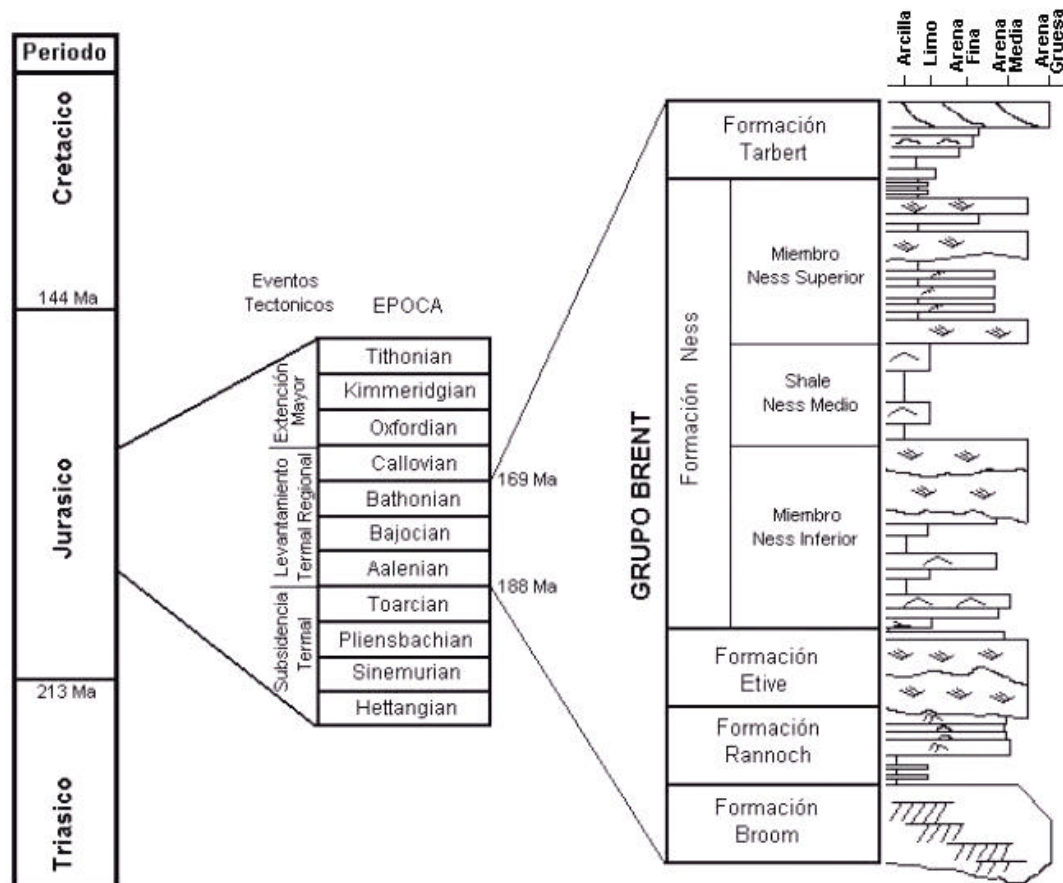
La estratigrafía sinrift de la cuenca del Mar del Norte documenta que el inundamiento temprano de la cuenca fue seguido por un incremento gradual en las profundidades del agua cuando el evento del Rift progresaba (Richards et al., 1993). Los sedimentos sinrift del Grupo Humber (formaciones de arcilla Heather y Kimmeridge) registran principalmente condiciones marinas profundas (Rattee y Hayward, 1993; Bondevik et al., 1997). Sin embargo localmente los muros yacentes (footwalls) de la falla, de algunos arreglos de fallas principales fueron levantados por o sobre el nivel del mar dando como resultado, islas del footwalls del sinrift tardío (Yielding et al., 1992; Dahl y Solli, 1993). Una combinación de subsidencia tectónica rápida, elevación del nivel eustático del mar (Hallam, 1988; Surlyk, 1991) y un bajo suministro de sedimentos dio como resultado que la parte norte de la cuenca del Mar del Norte fuera rellenada por la terminación del Rift en el Raizoniano.

3.4 ESTRATIGRAFÍA

Estudios sedimentológicos y estratigráficos realizados en el Grupo Brent del Jurásico Medio han demostrado que litoestratigráficamente esta conformado de cinco subdivisiones (ver columna 1), formaciones Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbert

(Underhill J. R., et al., 1997; Stephen Flint, et al., 1998; Davies S. J., et al., 2000; Aileen E., et al., 2002).

Columna 1. Nomenclatura utilizada para las Formaciones Tarbert y Upper Ness, por Flint, Knight y Tilbrook (1998), de la secuencia Brent, definidas por Deegan y Scull (1977)



Modificado de Flint, S., et al., 1998

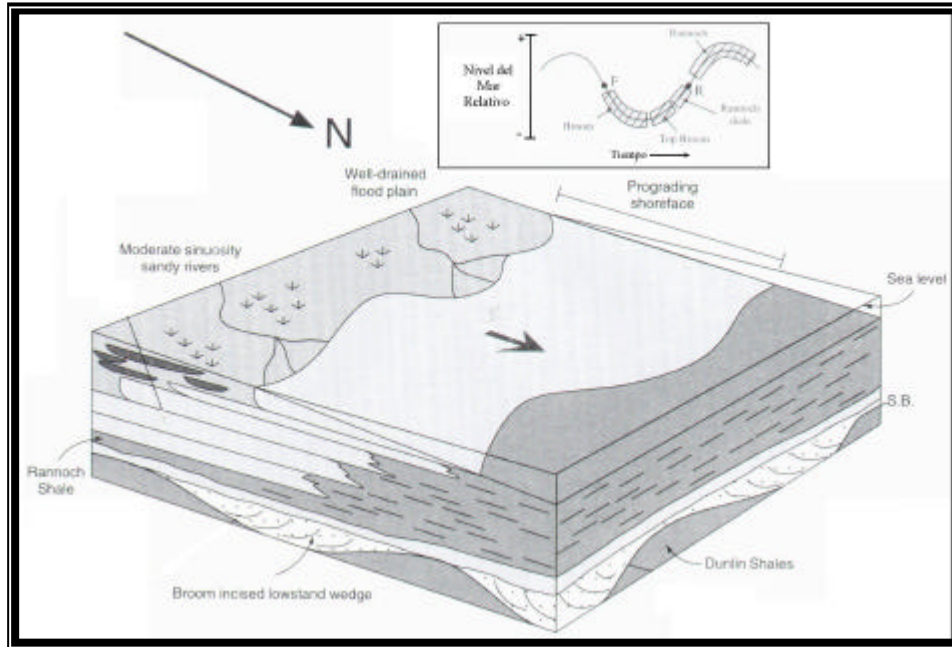
El Grupo Brent se depositó durante una fase post-rift de subsidencia termal de la evolución de la cuenca con una actividad extensional menor de las fallas (Yielding et al., 1992, en Flint S., et al., 1998), esta depositación del Grupo Brent se interpreta como parte de una progradación y retrogradación de un complejo deltaico principal o grande con sedimentos marinos poco profundos, costeros y no marinos (Budding e Inglin, 1981; Eynon, 1981; Graue et al., 1987; Livera y Gdula, 1990; Helland-Hansen et al., 1992; Mitchener et al., 1992, en Underhill J. R., et al., 1997).

3.4.1 Formación Broom. La Formación Broom fue interpretada regionalmente como una lamina de arena sublitoral con facies de abanicos deltaicos en algunos lugares (Cannon et al., 1992. en Flint S., et al.,1998). La Formación Broom yace sobre shale marinos y compromete areniscas de grano grueso con buena evidencia de mud–draped cross–beds indicando procesos de marea en el noroeste de Hutton (figura 28). Hay detritos carbonosos en algunos corazones, en los registros la Formación Broom es una unidad bloque fina hacia el techo con bioturbación marina en la base la cual incrementa en abundancia y diversidad hacia arriba. Los análisis de núcleos demuestran que todo el ambiente es marino marginal. (Flint S., Knight S., Tilbrook A., 1998).

El contexto estratigráfico, la extensión regional y el ambiente de depositación de la Formación Broom son consistentes con un cambio principal de las facies de la cuenca ubicando estratos marinos marginales en shale profundos. Por lo tanto la base de la Formación Broom cumple el criterio para un limite de secuencia y se interpreta la Formación Broom como una cuña lowstand. Estudios previos no publicados describen una geometría ridge y runnel para la formación Broom en el noroeste de Hutton, con una elongación en el sentido norte–sur. (Flint S., Knight S., Tilbrook A., 1998).

La Formación Broom tiene un techo consistentemente bioturbado el cual se interpreta como el inicio de una superficie de inundación (Van Wagoner et al., 1990. en Flint S., et al., 1998) suprayacido por una o dos parasecuencias de líneas de costa inferior las cuales las asignamos a un systems tract trasgresivo. Estas parasecuencias están cubiertas por una superficie de inundación máxima (el shale Rannoch), el cual comúnmente es menor de 1 metro de espesor en el noroeste de Hutton. Esta superficie de inundación tiene una muestra de fósiles traza marinos incluyendo alta diversidad y alta abundancia de asociaciones de *Planolites*, *Anconichnus*, *Chondrites*, rind burrows, *Teichichnus*, *Ophiomorpha*, *Diplocraterion*, *Paleophycus* y *skolithos*. (Flint S., Knight S., Tilbrook A., 1998)

Figura 28. Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante el lowstand Broom hasta el highstand Rannoch.



Modificado de AAPG Bulletin V82 No 7 de 1998

3.4.2 Formación Rannoch. La Formación Rannoch en el noroeste de Hutton esta conformada de areniscas micaceas finas de estratificación transversal hummocky (HCS), típicas de la formación (Brown y Richards, 1989, en Flint S., et al., 1998), con eterolitos, areniscas bioturbadas interbebidos. La Formación Rannoch en el noroeste de Hutton se interpreta como una secuencia de línea de costa dominada por olas y tormentas como lo propuso originalmente Budding e Inglan (1981); aunque no se cree que la Formación Rannoch representa una sola línea de costa progradacional (Flint S., Knight S., Tilbrook A., 1998). Los núcleos Rannoch contienen parasecuencias menores granocrecientes arregladas en un patrón agradacional. Las concentraciones de mica tienden a cubrir estas tendencias en los registros gamma-ray haciendo difícil la identificación de estas parasecuencias en los pozos no corazonados.

La arquitectura de la parasecuencia sugiere que la Formación Rannoch representa un highstand systems tract (HST), de la secuencia Broom. Pozos corazonados muestran que la Formación Rannoch raras veces contiene facies menos profundas de línea de

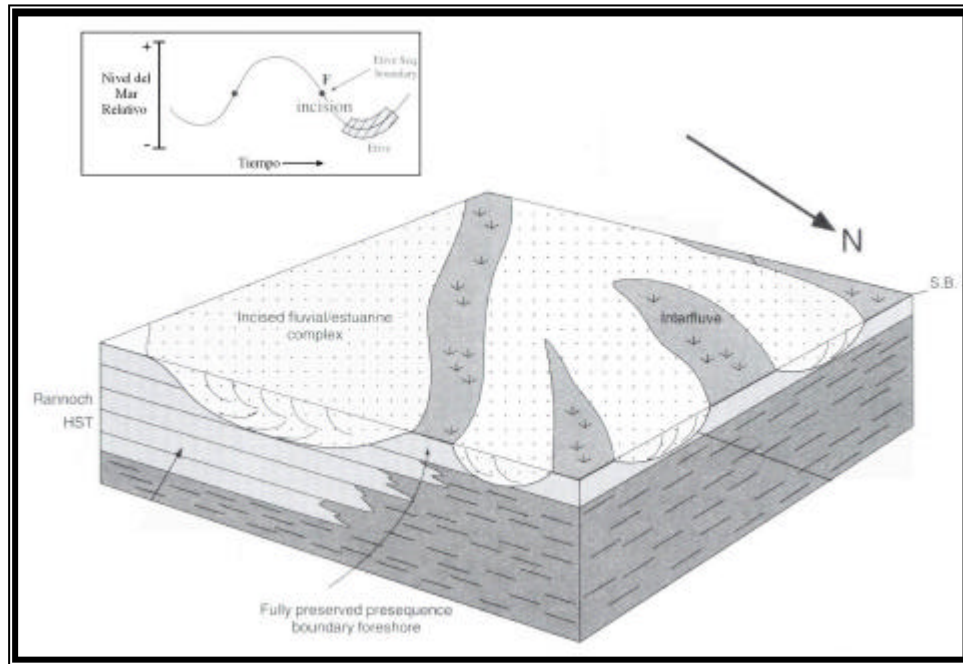
costa media a línea de costa superior, la carencia de facies de playa es importante para interpretar la suprayacente Formación Etive. (Flint S., et al., 1998).

3.4.3 Formación Etive. La Formación Etive se ha interpretado en estudios anteriores como facies de barrera con depósitos canalizados (fluvial) en algunos pozos (A15, A3, A25, A19, A11, A4, figura 1B). Estudios detallados (Flint S., Knight S., Tilbrook A., 1998) de los corazones de la Formación Etive indican las siguientes características:

- Incremento del tamaño de grano de fino a medio, a través del contacto Rannoch – Etive en 10 pozos corazonados y en la mayoría de pozos no corazonados.
- Baja diversidad, baja abundancia en las muestras de fósiles traza en el Etive Superior.
- No hay estratificación transversal hummocky.
- Estratificación transversal y estratificación transversal planar – tabular con mud drapes en algunos lugares.
- Las arenas contienen clastos de carbón y material orgánico terrestre.

Flint S., Knight S., Tilbrook A. (1998) interpretaron la formación Etive basados en la sedimentología como un complejo fluvial a estuarino en todo el noroeste de Hutton. Esta conclusión explica el contacto abrupto con la Formación Rannoch, dado estos factores más la extensión del campo y el cambio de tamaño en el grano interpretamos el límite Rannoch – Etive como un límite de secuencia representando un complejo de valles cortados (figura 29).

Figura 29. Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante la incisión Etive.

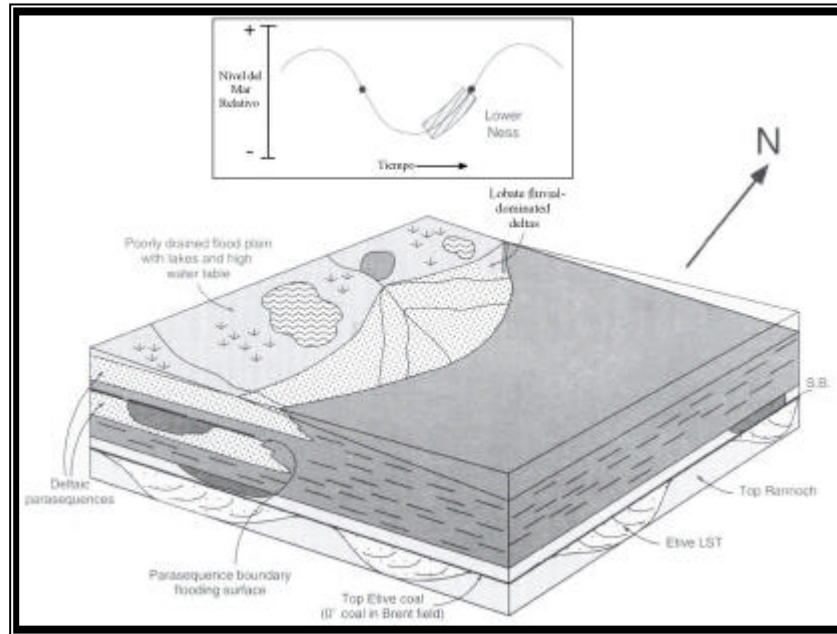


Modificado de AAPG Bulletin V82 No 7 de 1998

3.4.4 Formación Ness. Esta formación está dividida genéticamente en tres miembros:

- **Ness Inferior.** La Formación Ness inferior está conformada por una serie de asociaciones de facies bien organizadas, granocrecientes de 3 a 10 metros de espesor correlacionada en varios kilómetros. Ripples y laminación paralela en arenisacas de grano fino, que dominan la estructura sedimentaria y son consistentes con los ambientes mouth-bar deltaicos (figura 30). Los shale en el Ness Inferior muestran fósiles traza marinos que incluyen *Teichichnus*, *Planolites*, *Chondrites* y se interpretan como superficies de inundación marina. Las laminas de arena de la mouth – bar presentan pocos *ophiomorfos* y se interpreta como parasecuencias deltaicas cortadas por canales de arenas distributarios. Estas parasecuencias límite de superficie de inundación se predice tienen una gran extensión lateral lo cual puede sugerir un alto grado de estratificación de la permeabilidad vertical.

Figura 30. Esquema de la paleografía del Grupo Brent al noroeste de Hutton durante el transgressive systems tract (TST) del Ness Inferior.



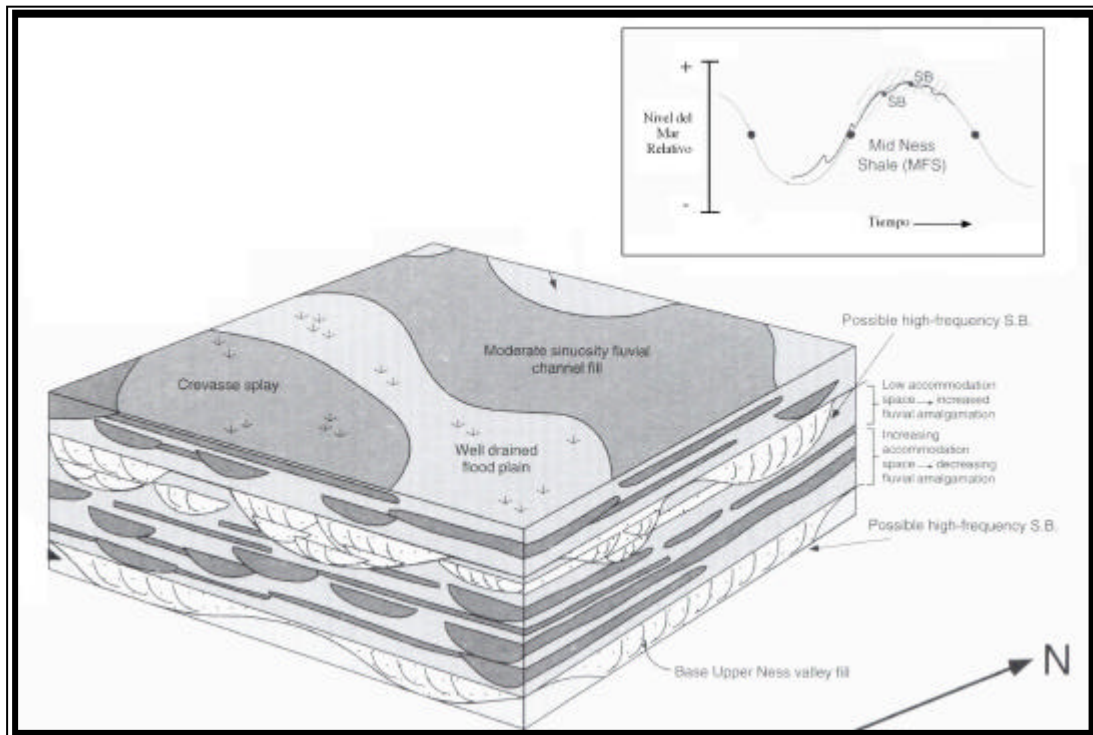
Modificado de AAPG Bulletin V82 No 7 de 1998

Se observa un descenso hacia el este en el contenido de arenas en algunos mouth – bar, Flint S. et al., (1998) interpretaron este intervalo como un transgressive systems tract (TST) del límite de secuencia Ness.

- **Shale del Ness Medio. (MSN).** El MNS es el mejor marcador de campo, en común con las otras provincias Brent (Richards et al., 1998; Jennette y Riley, 1996, en Flint S. et al., 1998). Aquí se preservan areniscas de estratificación transversal hummocky que contienen fósiles traza *Ophiomorpha*, *Diplocraterion* y *Skolithos*; estas rocas parecen ser idénticas a las arenas Rannoch y se interpretan como depósitos de línea de costa marinos distales. El MSN representa una secuencia condensada que contiene más de 10 biozonas (Michener et al., 1992 en Flint S. et al., 1998). Flint S., Knight S., Tilbrook A., (1998) interpretan la sección inferior del MSN como una superficie de inundación máxima.
- **Ness Superior.** El Ness Superior tiene una arquitectura compleja de canales de arena de historia sencilla, depósitos crevasse splay y finas planicies de inundación, el

intervalo noroeste de Hutton es el más difícil de correlacionar, ríos de bajo gradiente se interpretan como los depositantes de los canales de arena pobremente correlacionados. El Ness Superior contiene capas base (figura 31) y shale con fósiles traza de especies pequeñas no identificadas. La asociación de las capas base y la baja diversidad pero alta abundancia de fósiles traza se interpreta como un indicador lacustre; Flint S., Knight S., Tilbrook A., (1998) interpretaron esta sección como un depósito de planicie de inundación bien drenada alternado con tiempos de pobre drenaje. Los shale carbonaceos pobremente drenados se deben a superficies menores de inundación de la línea de costa, relacionados posiblemente a cambios de alta frecuencia en la tabla de agua, conducidos por fluctuaciones en el nivel base. Flint S. et al., (1998) basados en análisis de núcleos sugieren que las arenas *splay* son de grano muy fino con capas lodosas, las cuales no funcionan como unidades eficientes de flujo.

Figura 31. Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante el Ness Superior. Nótese el incremento en la conectividad de los canales de arena.



Modificado de AAPG Bulletin V82 No 7 de 1998

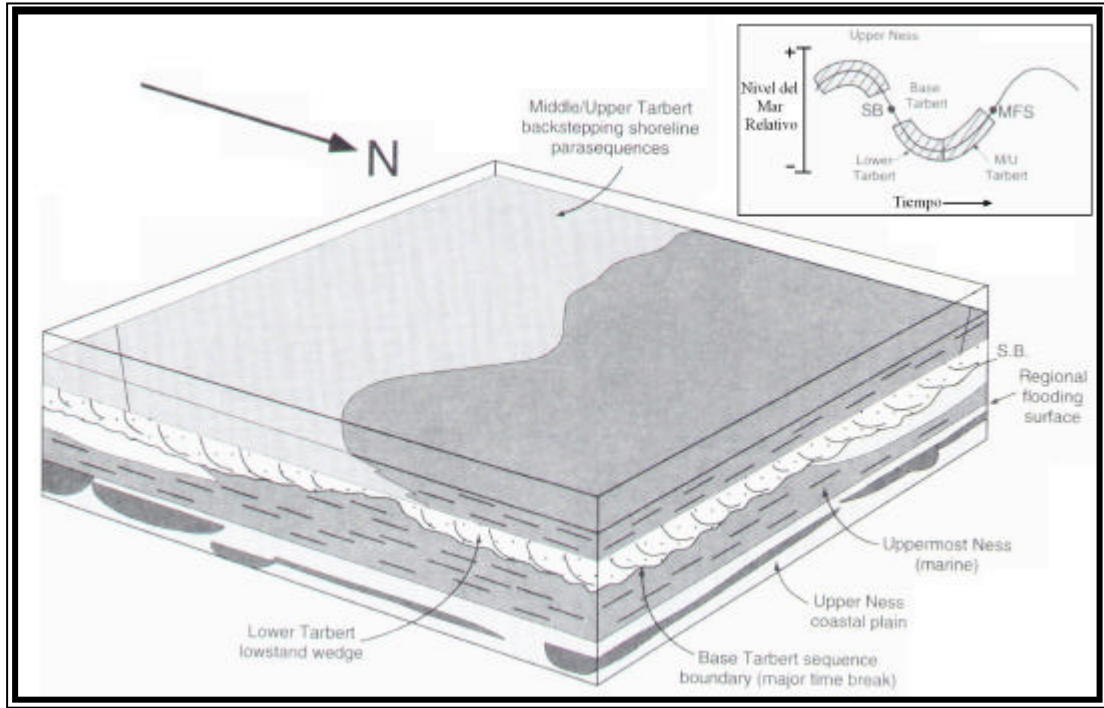
3.4.5 Formación Tarbert. La Formación Tarbert es una arenisca marina poco profunda de espesor variable y calidad que alberga reservas significativas de hidrocarburos en los reservorios del Grupo Brent del Jurásico Medio en el Mar del Norte. Los análisis regionales de los reservorios utilizando estudios bioestratigráficos, sísmicos y de registros de pozo revelan que el espesor de los reservorios en la formación están controlados por la arquitectura de facies transgresivas durante la iniciación del rift. (figura 32) (Hampson G. J., Sixsmith P. J., et al., 2001).

La Formación Tarbert esta conformada de dos secuencias regionales extensivas limitadas inconformemente y depositadas en un patrón retrogradacional, cada secuencia limitada inconformemente esta suprayacida por una diferencia discontinua de grano grueso externa de la cuenca. Las variaciones en el espesor y la arquitectura de las facies están controladas por el inicio y crecimiento temprano del sistema de fallas sinrift los cuales influenciaron fuertemente la generación local de acomodación y la posición de rutas de descarga de sedimentos, por ejemplo: areniscas altamente bioturbadas influenciadas por mareas, muestran patrones de acomodamiento progradacional local a lo largo de los ejes de graben envolventes que actuaron como conductos de sedimentos. Estas areniscas del frente de playa están retrabajadas débilmente por las olas, reflejando el aislamiento estructural de los grabens medios del mar abierto localizado en el eje principal del rift. Las areniscas del frente de playa dominadas por olas son raras y se presentan únicamente en depocentros sinrift tempranos adyacentes a los ejes del rift.

El espesor de la Formación Tarbert ha sido modificado localmente por erosión submarina post-deposicional a lo largo de la cresta del sistema de fallas del rift, cuando estos crecieron y se unieron durante el clímax del rift. (Hampson G. J., et al., 2001).

La Formación Tarbert esta conformada de sistemas deltaicos dominados por olas que muestran elementos progradacionales y retrogradacionales, se depositó durante un retiro progresivo del sistema deltaico Brent. (MacEachern J., et al., 2003).

Figura 32. Esquema de la paleografía del Grupo Brent durante la depositación final del Ness Superior y la inicial de Tarbert.



Modificado de AAPG Bulletin V82 No 7 de 1998

Los nódulos iniciales deltaicos de Tarbert reflejan progradación hacia cuencas restringidas, mientras que los ciclos mayores son totalmente marinos conformados por transgresiones progresivas. Los nódulos en las cuencas restringidas muestran una bioturbación moderada con distribución esporádica de *Diplocraterion*, *Teichichnus*, *Thalassinoides*, *Planolites*, *Cylindrichnus*, *Skolithos*, *Palaeophycus*. Los nódulos en las cuencas marinas son más gruesos, débiles y esporádicamente con madrigueras y dominados fuertemente por tormentas. Sin embargo la diversidad de ignógenos es mayor comprometiendo *Palaeophycus*, *Ophiomorpha*, *Macaronichnus*, *Planolites*, *Helminthopsis*, *Teichichnus*, *Chondrites*, *Siphonichnus*, *Diplocraterion*, *Skolithos*, *Asterosoma*, *Taenidium*, *Thalassinoides*, *Anconichnus* y criptobioturbación. (MacEachern J., et al., 2003).

3.5 MODELO GEOLÓGICO.

El modelo geológico del Campo Hutton consiste de una parte de la secuencia Brent y fue generado originalmente para su uso en el proyecto PUNQ⁴⁶. El tope del modelo es la formación Tarbert y es una representación de un ambiente near-shore, la parte inferior es la Formación Upper Ness la cual es de un ambiente fluvial. El modelo planteado para este estudio tiene dimensiones de 1200 x 2200 x 170 ft. Los primeros 70 ft (35 capas) pertenecen a la formación Tarbet; los restantes 100 ft. (50 capas) pertenecen a la formación Upper Ness. El tamaño de las celdas finas es 20 x 10 x 2 ft. El modelo de malla fina tiene dimensiones de 60 x 220 x 85 celdas (1.122×10^6 celdas).

Para propósitos de este proyecto, solamente fue posible trabajar con un modelo de 27000 celdas, ya que el modelo original presentó problemas de convergencia y de capacidad del computador en la corrida de simulación. Por tanto se tomará como sección representativa una parte de la formación Tarbert. Adicionalmente, fue necesario cambiar los valores de porosidad y las dimensiones de las celdas finas del modelo original, ya que estos estaban generando muchos problemas de convergencia al momento de ejecutar la corrida. Por consiguiente el modelo de malla fina construido para este proyecto posee las siguientes dimensiones: 1200 x 2400 x 300 ft; los 300 ft representados en 15 estratos o capas. El tamaño de las celdas a escala fina es de 40 x 40 x 20 ft. El modelo a escala fina posee un tamaño de 30 x 60 x 15 celdas ($2,7 * 10^4$ celdas), (ver fig. 33). Las porosidades utilizadas fueron los valores usados en el modelo de simulación del Noveno Estudio Comparativo de la SPE²⁶, como se muestra en la tabla 4. Las permeabilidades fueron las utilizadas del proyecto PUNQ⁴⁶ definidas en el web site, sin embargo, algunos valores de permeabilidad fueron reducidos con el fin de observar mejor el nivel de heterogeneidad de la sección escogida (específicamente los valores mayores a 1000 mD).

3.5.1 Modelo Estratigráfico de la Formación Tarbert. Para definir el modelo estratigráfico de la Formación Tarbert fueron revisados y analizados los informes presentados por Flint S., *et al.*, 1997; Davies S. J., *et al.*, 2000; Hampson G. J., *et al.*, 2001; McLeod A. E., *et al.*, 2002; MacEachern J., *et al.*, 2003, los cuales proponen las características sedimentológicas y ambientales que influyeron en la depositación de Tarbert y a su vez son factores fundamentales en la determinación de sus propiedades de porosidad y permeabilidad. Al ser analizados estos informes para propósitos de realizar

un escalamiento acertado se propone: llevar el *fine grid* de 30 x 60 x 15 a un *coarse grid* de 10 x 20 x 5 (escalamiento de 3 x 3 x 3).

Figura 33. Malla 3D, para una porción de la Formación Tarbert de 30 x 60 x 15.

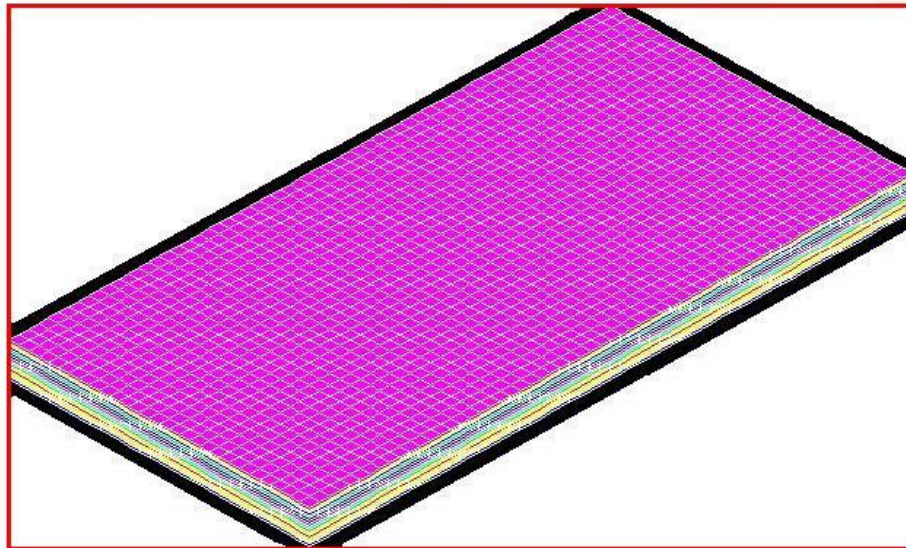


Tabla 4. Porosidades utilizadas para el modelo.

Estrato	Porosidad
1	0.087
2	0.097
3	0.111
4	0.16
5	0.13
6	0.17
7	0.17
8	0.08
9	0.14
10	0.13
11	0.12
12	0.105
13	0.12
14	0.116
15	0.157

Tomado de Killough, J. E. Paper SPE 29110.

Los análisis presentados por Flint S., *et al.*, 1997; Davies S. J., *et al.*, 2000; Hampson G. J., *et al.*, 2001; McLeod A. E., *et al.*, 2002; MacEachern J., *et al.*, 2003, proponen para Tarbert valores de porosidad constante, con variaciones en la dirección vertical. Estas variaciones son debidas a que la Formación Tarbert esta conformada de dos secuencias regionales extensivas limitadas inconformemente y depositadas en un patrón retrogradacional (ver fig. 34).

Los valores de permeabilidad presentes en la Formación Tarbert presentan variaciones a través de cada estrato, debido a los patrones que influyeron en su depositación tales como rutas de descarga de sedimentos, retrabajamiento de las areniscas debido al oleaje, entre otros. Se puede observar claramente como los valores más altos de permeabilidad no esta distribuida uniformemente a través de cada estrato, sino tienden a localizarse en un extremo preferencial, lo cual nos podría estar indicando una zona de mayor concentración de la bioturbación o como fue indicado anteriormente debido al dominio del olas, fuese localizado en un sector preferencial, la figura 35, muestra los valores de permeabilidad absoluta para algunos estratos.

Figura 34. Sección transversal del modelo del campo de estudio, indicando valores de porosidad constante en la dirección horizontal y variaciones en la dirección vertical.

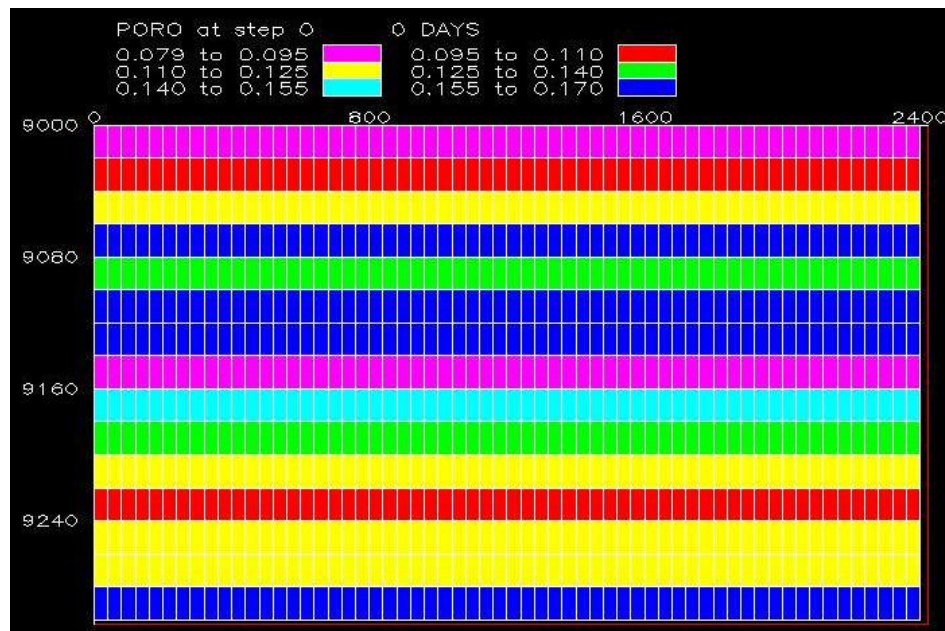
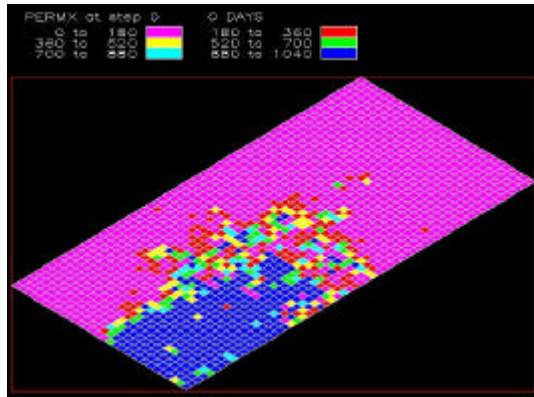
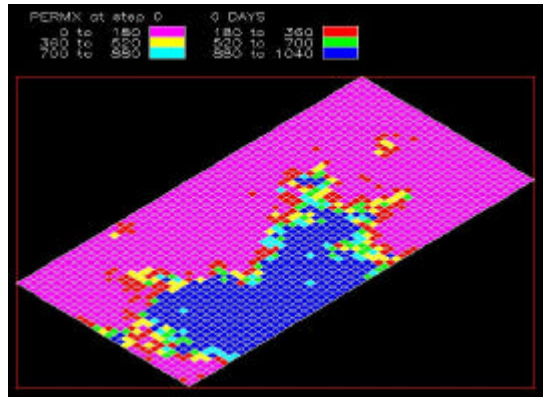


Figura 35. Esquemas de los estratos 4, 7, 11, 14 los cuales están indicando zonas de mayor permeabilidad y como esta tiende a localizarse en una misma área.

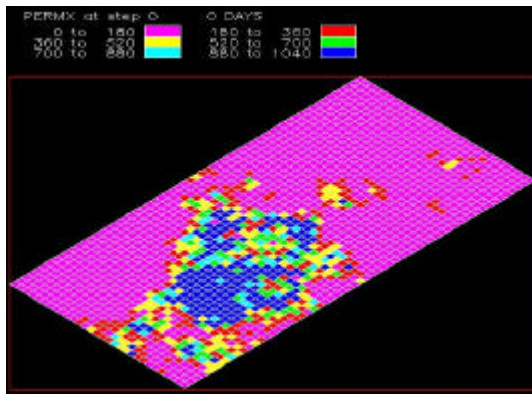
Estrato 4



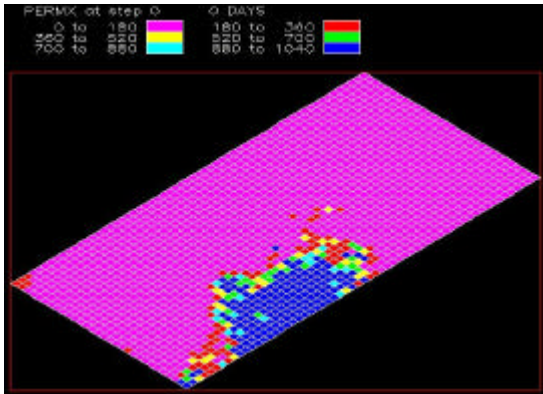
Estrato 7



Estrato 11



Estrato 14



Teniendo en cuenta características tales como fluctuaciones en los valores de porosidad vertical y variaciones en permeabilidad horizontal, se plantea para el desarrollo la técnica de Upscaling escogida, una reagrupación de 3 x 3 x 3 lo cual conlleva a un *coarse grid* de 10 x 20 x 5.

4 PLATAFORMA DE SIMULACIÓN DE GEOQUEST

ECLIPSE se origino a partir de ECL a finales de los años 70's. en este tiempo ECL se especializo en la adquisición de datos sísmicos y control de calidad; con el tiempo comenzó a tomar auge la integración de estos datos en los modelos de flujo dinámico. Si bien un número de simuladores de yacimientos estaban disponibles en ese tiempo, los simuladores comerciales más populares no eran totalmente implícitos y no usaban modelos de pozos implícitos. Es por esto que ECL comenzó a crear un nuevo producto que tuviera estas características. El primer modelo comercial del nuevo simulador, fue anunciado en 1983. ECLIPSE rápidamente se convirtió en el simulador más utilizado en Europa; desde ese momento ha tenido varias versiones con el fin de mejorar el simulador y actualmente es el simulador más utilizado por la industria.

4.1 ECLIPSE 100.

ECLIPSE 100 es un simulador para propósitos generales, completamente implícito, trifásico, 3D con opción de gas condensado. El programa esta escrito en FORTRAN77 y opera en cualquier computador con compilador ANSI-standard FORTRAN77 y suficiente memoria. ECLIPSE 100 puede ser usado para simular sistemas de 1, 2 o tres fases. Tiene opción bifásica (aceite / agua, aceite / gas, gas / agua), estos son resueltos como sistemas de componentes disminuyendo tanto capacidad de almacenamiento como tiempo de simulación en el computador. Además para gas disuelto en aceite, el simulador maneja la variable de presión de burbuja o GOR. Maneja tanto geometría de nodo distribuido como de nodo centrado. Además en ECLIPSE están disponibles la geometría de nodo centrado radial y cartesiano 1, 2, o 3 dimensiones. Una opción Radial 3D completa el grupo permitiendo que el flujo tenga lugar de 0/360 grados en la interfase.

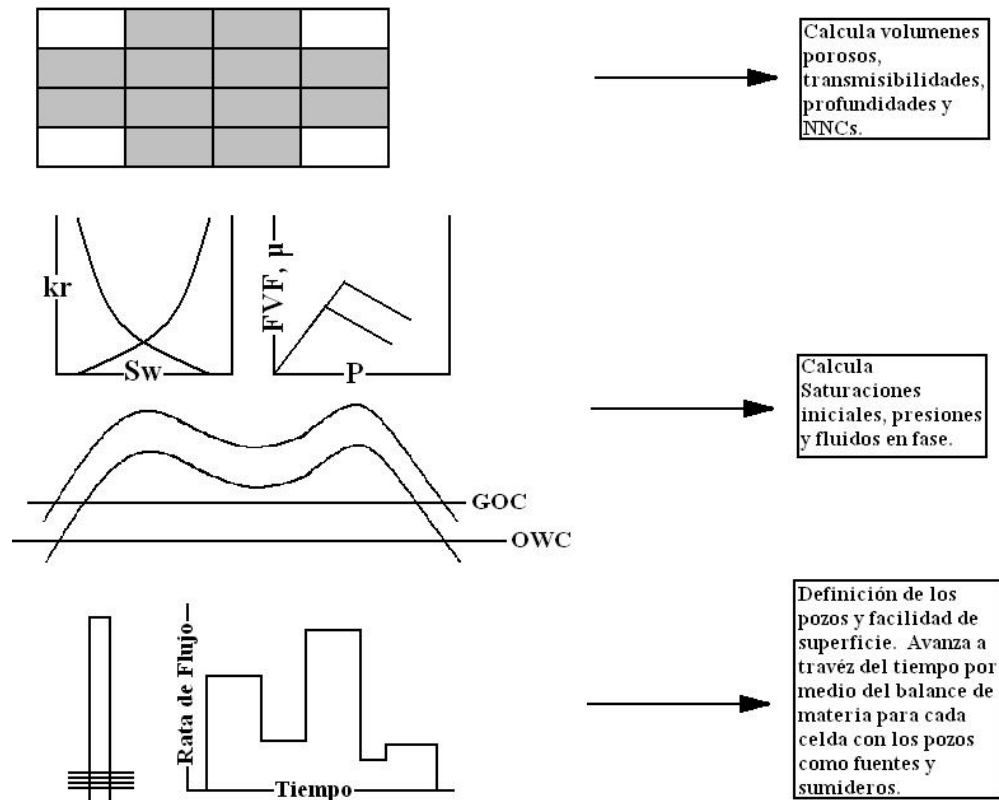
La metodología de trabajo de ECLIPSE 100 consiste en describir el modelo estático del yacimiento; esta sección incluye la contracción del modelo geométrico del yacimiento en celdas discretizadas. A cada celda se le asignan propiedades de porosidad, permeabilidad, dimensiones de celda y elevación.

Luego se asignan las propiedades PVT de los fluidos y las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

Con esta información el simulador inicializa el modelo, a partir de las profundidades de los contactos y las presiones iniciales de los fluidos.

Por ultimo el simulador asigna a este modelo inicializado los pozos y los programas de producción, así como datos adicionales como factores de daño, controles de producción, etc. La figura 36, describe la forma como trabaja el simulador ECLIPSE 100.

Figura 36. Metodología utilizada por el simulador ECLIPSE 100.



Tomado de Manual de Usuario ECLIPSE 100.

4.1.1 Iniciación para ECLIPSE 100. Para correr una simulación de necesita un archivo de entrada de datos (input file) con toda la información concerniente al yacimiento y al esquema de explotación.

El Input data para ECLIPSE es preparado en un formato libre usando un sistema de palabras claves (keywords). Cualquier editor estándar como por ejemplo el block de Notas de Microsoft puede ser usado para hacer el input file. Alternativamente el Office de ECLIPSE puede ser usado para preparar los datos interactivamente a través de paneles. El nombre del input file debe estar en el siguiente formato:
Nombre del archivo. DATA.

4.1.2 Archivo de entrada de datos (Input Data File). Un input data de ECLIPSE esta dividido en secciones, cada una de las cuales es introducida por un keyword principal. La figura 37 muestra un archivo de entrada general para el simulador.

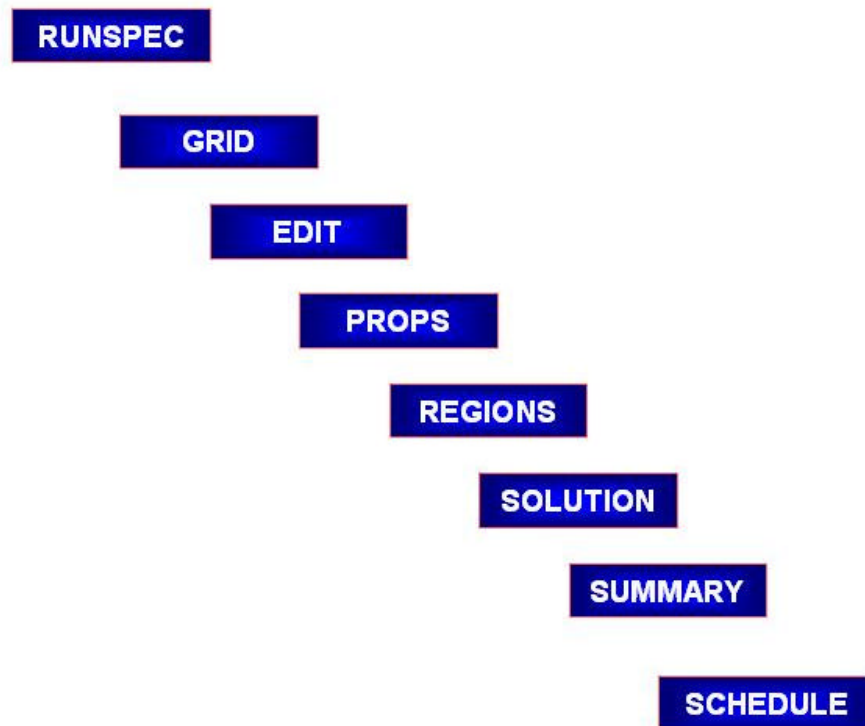
Figura 37. Archivo de entrada general para el simulador ECLIPSE 100.

```
RUNSPEC -----
=
.
.
.
.
GRID -----
RPTGRID 6*8 11*1 /
-- GRID data is not often changed - so put it in an INCLUDE file
INCLUDE
'GRID.SECT' /
PROPS -----
=
RPTPROPS
20*1 /
INCLUDE
'PROPS.SECT' /
REGIONS -----
=
RPTREGS
20*0 /
INCLUDE
'REGIONS.SECT' /
SOLUTION -----
=
RPTSOL
20*1 /
INCLUDE
'SOLUTION.SECT' /
SUMMARY -----
=
INCLUDE
'SUMMARY.SECT' /
SCHEDULE -----
=
RPTSCHED
0 1 0 1 1 0 5*2 /
INCLUDE
'SCHEDULE.SECT' /
END -----
```

Los keywords en el input data (Incluyendo los keywords principales de cada sección) son cada uno hasta de 8 caracteres en longitud y debe comenzar en la columna 1. Todos los caracteres hasta 8 son significativos. Cualquier carácter en la misma línea de un keyword de la columna 9 hacia delante será tomado como comentario.

En la figura 38 se muestran los keywords principales que definen cada sección. Observe que todos los keywords en el input file están en un orden apropiado y deben ser colocadas en el orden que se muestra.

Figura 38. Secciones principales de del input data file.



Por lo general se recomienda que la estructura de las secciones no sean frecuentemente cambiadas. Si algunas secciones son grandes (especialmente la sección GRID y SCHEDULE) se recomienda que estas secciones sean mantenidas en archivos separados y luego sean incluidas en el Input data usando el keyword INCLUDE.

4.1.3 Sección RUNSPEC. Esta sección siempre se requiere y en ella se definen características generales de la corrida como título, dimensiones del problema, fases presentes, componentes etc.; además, internamente asigna y distribuye memoria para los diferentes componentes de la simulación. En la figura 39 se muestra un bosquejo de esta sección. Las keywords principales para esta sección son:

Figura 39. Bosquejo general de la sección RUNSPEC.

```
RUNSPEC
TITLE
    ODEH PROBLEM - IMPLICIT OPTION - 1200 DAYS

DIMENS
    10  10  3 /

OIL

WATER

GAS

DISGAS

FIELD

WELLDIMS
    2  1  1  2 /

START
    19 'OCT' 1982 /

UNIFOUT

UNIFIN

NOSIM

...
```

TITLE: Define el título del modelo.

DIMENS: Define el número de celdas en la dirección x, y, z.

OIL, WATER, GAS, VAPOIL, DISGAS: Definen las fases activas presentes.

FIELD/METRIC/LAB: Define las unidades en que se va a trabajar la simulación.

TABDIMS: Define las dimensiones de las tablas de saturación y PVT de los fluidos activos en el modelo.

EQLDIMS: Permite definir la forma de inicialización del modelo.

WELLDIMS: Define los pozos que están presentes en el modelo. Esta keyword permite además agrupar dichos pozos.

START: Permite definir la fecha de inicio de la simulación.

NOSIM: Permite un chequeo de los datos de entrada, sin correr la simulación.

UNIFIN, UNIFOUT, FMOUT: Modifican los archivos de salida de la simulación.

NSTACK: Modifica el nivel de resolución del método numérico.

4.1.4 Sección GRID. Esta sección también es obligatoria. Esta sección determina la geometría básica de la malla (grid) de simulación y varias propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, espesores) en cada celda de la malla; es decir, esta sección define el modelo estático del yacimiento. De esta información el programa calcula los volúmenes porosos de las celdas de la malla, las profundidades de los puntos medios de las celdas y las transmisibilidades entre las mismas. La figura 40 muestra un bosquejo de la sección.

Figura 40. Bosquejo general de la sección GRID.

```
...
GRID
--      ARRAY  VALUE      ----- BOX -----
EQUALS
'DX'    1000      /
'DY'    1000      /
'PORO'  0.3       /

'DZ'    20        1  10  1  10  1  1 /
'PERMX' 500       /
'MULTZ' 0.64      /
'TOPS'  8325      /

'DZ'    30        1  10  1  10  2  2 /
'PERMX' 50        /
'MULTZ' 0.265625 /

'DZ'    50        1  10  1  10  3  3 /
'PERMX' 200       /

/      EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

-- THE Y AND Z DIRECTION PERMEABILITIES ARE COPIED FROM PERMX
-- SOURCE  DESTINATION ----- BOX -----
COPY
'PERMX'  'PERMY'  1  10  1  10  1  3 /
'PERMX'  'PERMZ'  /

/
...
```

Las keywords principales de esta sección son:

TOPS: define las profundidades de las caras superiores de las celdas de la malla; los datos son tomados del mapa estructural y del modelo geológico.

DX, DY, DZ: Define la dirección y tamaño X, Y, Z de las celdas de la malla; los datos son tomados de mapas isópacos y del modelo geológico.

PERMX, PERMY, PERMZ: Define las permeabilidades absolutas para las direcciones x, y, z. Los datos son tomados de mapas isópacos y del modelo geológico.

PORO: Define las porosidades de las celdas de la malla; los datos son tomados de mapas isópacos y del modelo geológico.

NTG: Define el espesor neto de cada celda de simulación.

4.1.5 Sección EDIT. Esta sección es opcional. Permite modificar los volúmenes porosos calculados, las profundidades de los puntos medios de las celdas y las transmisibilidades.

4.1.6 Sección PROPS. Esta sección es obligatoria. Permite definir tablas de propiedades de la roca y el fluido del yacimiento como funciones de la presión del fluido, las saturaciones y composiciones (densidad, viscosidad, permeabilidades relativas, presiones capilares etc.). La figura 41 muestra un bosquejo de la sección.

Las keywords principales de esta sección son:

DENSITY: Permite definir las densidades de los fluidos en condiciones de tanque (por lo general a condiciones estandar).

ROCK: Define la compresibilidad de la roca.

SWFN: Permite definir las tablas de permeabilidad relativa del agua y presión capilar como funciones de S_w .

SOF3, SOF2: Permiten definir la permeabilidad relativa del aceite como función de S_o en sistema de tres fases.

SGFN: Define la permeabilidad relativa del gas y presión capilar como función de S_g .

PVTO, PVDO: Permite definir las propiedades PVT de la fase aceite.

PVTG, PVDG: Permite definir las propiedades PVT del gas.

PVTW: Permite definir las propiedades PVT del agua.

Figura 41 . Bosquejo general de la sección PROPS.

```

...
PROPS
-- SWAT KRW PCOW
SWFN
  0.12 0 0
  1.0 0.00001 0 /
-- SIMILARLY FOR GAS
--
-- SGAS KRG PCOG
SGFN
  0 0 0
  0.02 0 0
  0.05 0.005 0
  0.12 0.025 0
  0.2 0.075 0
  0.25 0.125 0
  0.3 0.19 0
  0.4 0.41 0
  0.45 0.6 0
  0.5 0.72 0
  0.6 0.87 0
  0.7 0.94 0
  0.85 0.98 0
  1.0 1.0 0
/
-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION
-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES
--
-- SOIL KROW KROG
SOF3
  0 0 0
  0.18 0 0
  0.28 0.0001 0.0001
  0.38 0.001 0.001
  0.43 0.01 0.01
  0.48 0.021 0.021
  0.58 0.09 0.09
  0.63 0.2 0.2
  0.68 0.35 0.35
  0.76 0.7 0.7
  0.83 0.98 0.98
  0.86 0.997 0.997
  0.879 1 1
  0.88 1 1 /
-- PVT PROPERTIES OF WATER
--
-- REF. PRES. REF. FVF COMPRESSIBILITY REF VISCOSITY VISCOSIBILITY
PVTW
  4014.7 1.029 3.13D-6 0.31 0 /
-- ROCK COMPRESSIBILITY
--
-- REF. PRES COMPRESSIBILITY
ROCK
  14.7 3.0D-6 /
-- SURFACE DENSITIES OF RESERVOIR FLUIDS
--
-- OIL WATER GAS
DENSITY
  49.1 64.79 0.06054 /
-- PVT PROPERTIES OF DRY GAS (NO VAPOURISED OIL)
-- WE WOULD USE PVTG TO SPECIFY THE PROPERTIES OF WET GAS
--
-- PGAS BGAS VIGAS
PVDG
  14.7 166.666 0.008
  264.7 12.093 0.0096
  514.7 6.274 0.0112
  1014.7 3.197 0.014
  2014.7 1.614 0.0189
  2514.7 1.294 0.0208
  3014.7 1.080 0.0228
  4014.7 0.811 0.0268
  5014.7 0.649 0.0309
  9014.7 0.386 0.047 /
-- PVT PROPERTIES OF LIVE OIL (WITH DISSOLVED GAS)
-- WE WOULD USE PVDO TO SPECIFY THE PROPERTIES OF DEAD OIL
--
-- FOR EACH VALUE OF RS THE SATURATION PRESSURE, FVF AND VISCOSITY
-- ARE SPECIFIED. FOR RS=1.27 AND 1.618, THE FVF AND VISCOSITY OF
-- UNDERSATURATED OIL ARE DEFINED AS A FUNCTION OF PRESSURE. DATA
-- FOR UNDERSATURATED OIL MAY BE SUPPLIED FOR ANY RS, BUT MUST BE
-- SUPPLIED FOR THE HIGHEST RS (1.618).
--
-- RS POIL FVFO VISO
PVTO
  0.001 14.7 1.062 1.04 /
  0.0905 264.7 1.15 0.975 /
  0.18 514.7 1.207 0.91 /
  0.371 1014.7 1.295 0.83 /
  0.636 2014.7 1.435 0.695 /
  0.775 2514.7 1.5 0.641 /
  0.93 3014.7 1.565 0.594 /
  1.270 4014.7 1.695 0.51
  5014.7 1.671 0.549
  9014.7 1.579 0.74 /
  1.618 5014.7 1.827 0.449
  9014.7 1.726 0.805 /
/
...

```

4.1.7 Sección REGIONS. Esta sección es opcional. Permite dividir la malla del modelo en regiones para el cálculo de:

- Propiedades PVT (densidades y viscosidades del fluido).
- Propiedades de saturación (permeabilidades relativas y presiones capilares).
- Condiciones iniciales, (presiones de equilibrio y saturaciones).
- Fluidos en el lugar (fluido en el lugar y flujo entre regiones).

Si esta sección es omitida, todas las celdas de la malla son colocadas en la región 1; las keywords principales de esta sección son:

FIPNUM: Permite definir regiones para el calculo del aceite en sitio (fluid-in-place).

SATNUM: Permite definir tablas de saturación para diferentes regiones (cuando existe variación en las propiedades de saturación).

EQLNUM: Permite definir regiones de equilibrio (zonas de diferentes contactos iniciales, etc.).

PVTNUM: Permite definir regiones de datos PVT (zonas de diferentes tipos de fluidos, o cambios en la composición de los mismos).

4.1.8 Sección SOLUTION. Esta sección es obligatoria. Permite especificar las condiciones iniciales en el yacimiento al comienzo de la simulación. Esta definición puede ser:

- Calculada usando las profundidades de los contactos especificados de los fluidos para conseguir un equilibrio potencial.
- Leídos de un archivo de partida (o “restart file”) establecido por una corrida anterior.
- Especificación directa por el usuario para cada celda de la malla (por lo general no se recomienda).

Figura 42. Bosquejo general de la sección SOLUTION.

```
...
SOLUTION
-- DATA FOR INITIALISING FLUIDS TO POTENTIAL EQUILIBRIUM
--
--   DATUM   DATUM   OWC   OWC   GOC   GOC   RSVD   RVVD   SOLN
--   DEPTH  PRESS  DEPTH PCOW DEPTH PCOG  TABLE TABLE METH
EQUIL
      8400   4800   8500    0   8200    0     1     0     0 /
-- VARIATION OF INITIAL RS WITH DEPTH
--
--   DEPTH   RS
RSVD
      8200  1.270
      8500  1.270 /
-- OUTPUT CONTROLS (SWITCH ON OUTPUT OF INITIAL GRID BLOCK PRESSURES)
RPTSOL
      1  11*0 /
...
```

Esta sección contiene los datos suficientes para definir el estado inicial (presión, saturaciones, composiciones) de cada celda de simulación en el yacimiento. Las keywords más importantes son:

EQUIL: Permite definir las profundidades de los contactos de fluido y otros parámetros de equilibrio (definición de equilibrio potencial).

RESTART: Define el nombre del archivo de partida (restart file) para la inicialización por este método.

PRESSURE, SOIL, SGAS: Permite definir las presiones y saturaciones iniciales para cada celda de la malla (especificación directa por parte del usuario).

4.1.9 Sección SUMMARY. Esta sección es opcional. Permite especificar los datos a ser escritos en el archivo de salida o de resultados. Si esta sección es omitida no es creado ningún archivo de salida de resultados. La figura 43 muestra un bosquejo general de la sección.

Las keywords más importantes son:

FOPT: Define la producción de aceite total del campo.

FOPR: Define la tasa de producción de aceite del campo.

FGOR: Define la relación gas producido – aceite producido (GOR) del campo.

FWIR: Define la tasa de inyección de agua del campo.

FOE: Define la eficiencia del aceite del campo.

FPR: Define la presión promedia del campo.

WBHP: Define la presión de fondo del pozo (Bottom Hole Pressure).

FWCT: Define el corte de agua del campo.

WOPR: Define la tasa de producción de aceite de los pozos.

RUNSUM: Permite presentar los resultados de la simulación en formato de tabla.

EXCEL: Permite presentar los resultados de la simulación en formato de Excel.

ELAPSED, TCPU: Permite definir el tiempo de duración de la simulación.

Figura 43. Bosquejo general de la sección SUMMARY.

```
...
SUMMARY
--REQUEST PRINTED OUTPUT OF SUMMARY FILE DATA

RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION
FOPR

-- WELL GAS-OIL RATIO FOR PRODUCER
WGOR
'PRODUCER'
/
-- WELL BOTTOM-HOLE PRESSURE
WBHP
'PRODUCER'
'INJECTOR'
/

-- GAS AND OIL SATURATIONS IN INJECTION AND PRODUCTION CELL
BGSAT
10 10 3
1 1 1
/
BOSAT
10 10 3
1 1 1
/

-- PRESSURE IN INJECTION AND PRODUCTION CELL
BPR
10 10 3
1 1 1
/
...
```

4.1.10 Sección SCHEDULE. Esta sección es obligatoria. Especifica las operaciones a ser simuladas (constantes y controles de producción e inyección) y los tiempos a los cuales los reportes de salida son requeridos. También las curvas de comportamiento de flujo vertical y los parámetros de ajuste del simulador pueden ser especificados en esta sección. La figura 44 presenta un bosquejo general de la sección. Las keywords principales de esta sección son:

RPTSCHED: Permite seleccionar cuales resultados de la simulación deben ser imprimidos en los diferentes tiempos de simulación.

TUNING: Define los controles para los pasos de tiempo (o time step) y la convergencia de las soluciones.

WELSPECS: Permite definir las características de los pozos, introducir nuevos pozos, definir sus nombres, las posiciones de la cabeza de pozo, su profundidad de referencia y otros datos.

COMPDAT: Especifica la posición y propiedades de uno o mas completamientos de pozo; este debe ser entrado después del WELSPECS.

WCONPROD: Define los controles de los datos para pozos productores.

WCONINJE: Define los controles de los datos para pozos inyectores.

TSTEP or DATE: Permite definir los avances del simulador a nuevos reportes de tiempo (s) o reportes específicos de fecha (s).

Figura 44. Bosquejo general de la sección SCHEDULE.

```

-- PRODUCTION WELL CONTROLS
--
-- WELL   OPEN/ CNTL  OIL  WATER  GAS  LIQU  RES  BHP
-- NAME  SHUT  MODE RATE  RATE  RATE  RATE  RATE
WCONPROD
'PRODUCER' 'OPEN' 'ORAT' 20000 4*                1000 /
/

-- INJECTION WELL CONTROLS
--
-- WELL   INJ  OPEN/ CNTL  FLOW
-- NAME  TYPE SHUT  MODE  RATE
WCONINJ
'INJECTOR' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 100000 /
/

-- YEAR 1

TSTEP
1.0 14.0 13*25.0
/

RPTSCHED
1 1 1 1 0 2 1 2 0
2 2 0 0 2 /

TSTEP
25.0
/

TSTEP
...
/

END

...

SCHEDULE

-- CONTROLS ON OUTPUT AT EACH REPORT TIME
RPTSCHED
0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 2 0 0 2 /

-- SET 'NO RESOLUTION' OPTION
DRSDT
0 /

-- SET INITIAL TIME STEP TO 1 DAY AND MAXIMUM TO 6 MONTHS
TUNING
1 182.5 /
1.0 0.5 1.0E-6 /
/

-- WELL SPECIFICATION DATA
--
-- WELL   GROUP LOCATION  BHP  PI
-- NAME  NAME  I  J  DEPTH DEFN
WELSPECS
'PRODUCER' 'G' 10 10 8400 'OIL' /
'INJECTOR' 'G' 1 1 8335 'GAS' /
/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA
--
-- WELL   -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL
-- NAME  I  J  K1 K2 SHUT  TAB FACT DIAM
COMPDAT
'PRODUCER' 10 10 3 3 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'INJECTOR' 1 1 1 1 'OPEN' 1 -1 0.5 /
/

```

4.2 ECLIPSE PSEUDO

El programa de generación ECLIPSE PSEUDO le permite al usuario generar las tablas de permeabilidades pseudo relativas (o pseudo funciones) al igual que las tablas de presión pseudo capilar que intentan representar los flujos de malla fina en una simulación que usan cantidades definidas en una malla gruesa.

El paquete usa archivos producidos por el simulador de yacimientos de ECLIPSE. Las pseudo tablas generadas pueden ser incluidas en los input files de los modelos de malla gruesa para las corridas de ECLIPSE. Esto suele usarse para reducir un estudio tridimensional a uno areal o 3D mas pequeño; o para incluir los resultados de un estudio de pozo detallado en una simulación de campo completa.

El paquete ECLIPSE PSEUDO genera las pseudo funciones utilizando los siguientes métodos de cálculo: método de Kyte y Berry, método del volumen poroso ponderado, método de Stone y el método de la permeabilidad relativa ponderada.

Alternativamente, el paquete puede producir pseudos de equilibrio vertical. Este tipo de pseudo funciones son producidos examinando las profundidades del contacto dentro de un rango de valores posibles para cada pseudo celda.

El paquete puede correrse en uno de estos tres modos. El primero es un modo de partición, similar a las corridas de ECLIPSE 100 que toma todos los archivos del input data. Los otros dos modos son interactivos, con o sin una interfaz gráfica. En estos modos interactivos, en el paquete le aparece al usuario como una serie de menús. Estos menús son dinámicos, ellos reflejan la necesidad para algunos funcionamientos a ser realizados en un orden fijo.

En todos los casos, los datos para la simulación de malla fina con ECLIPSE vienen en un archivo .INIT, producido para el paquete PSEUDO cuando el Keyword PSEUDO es usado en los archivos input data en ECLIPSE, y archivos de restart de ECLIPSE.

Los funcionamientos principales realizados por el paquete son los siguientes:

1. Lee los archivos INIT, que describen el estado inicial de la malla fina en estudio y qué incluye datos de la malla, números de la región y propiedades.
2. Obtiene detalles de la estructura de la malla gruesa, y de los pozos para que los pseudos sean generados. Esto puede hacerse leyendo un archivo de definición para el paquete PSEUDO, qué tiene una estructura de keyword análogo a los datos de

archivos de ECLIPSE, o interactivamente a través de los menús. Una vez esto se ha hecho es posible construir los volúmenes de poro de la malla gruesa, las profundidades del centro de celda, las transmisibilidades etc.

3. Genera la permeabilidad pseudo relativa y valores de presión capilar. En los casos de Stone, Kyte y Berry, Volumen Poroso Ponderado o Permeabilidad Pseudo Relativa Ponderada, se involucra la lectura de los archivos de restart del estudio de la malla fina para obtener la solución de datos (las presiones, saturaciones y flujos). A cada paso, genera las saturaciones de la malla gruesa, las presiones de cada una de las fases presentes, así como los flujos entre las celdas. Para el caso de Kyte y Berry y Volumen Poroso Ponderado, se aplica la Ley de Darcy en la malla gruesa, derivando los valores de la permeabilidad relativa igualando las variables de flujo en la malla gruesa con los obtenidos por la simulación de la malla fina. En el caso de la Permeabilidad Relativa Ponderada se promedia los valores de la permeabilidad relativa en la malla fina que estén por encima de los flujos de los bloques de la malla gruesa. En ambos casos las presiones pseudo capilares se obtienen de la diferencia entre las fases presión de la malla gruesa.
4. Finalmente, se obtiene las tablas de permeabilidades pseudo relativas en forma tabular, lo cual es conveniente para la modificación y la inclusión en los archivos de datos en ECLIPSE, junto con los números de las tablas requeridas asignadas a las celdas.

El software de generación de pseudos puede usarse en corridas de aceite-agua, aceite-gas y las tres fases, con o sin gas disuelto u opciones de gas condensado. No es posible generar pseudos para las corridas de agua-gas, o corridas que usan histéresis.

Las pseudo funciones se han usado durante muchos años para sintetizar el comportamiento detallado en un modelo de malla gruesa. Los usos tempranos estaban frecuentemente interesados en representar aspectos de un modelo tridimensional de un yacimiento en uno bidimensional. La llegada de computadoras más poderosas ha extendido el uso de estas pseudo funciones a modelos tridimensionales. Los pseudos de hoy en día son a menudo representados en capas finas para modelos de capa. Otro uso

de pseudos está en el modelamiento de los efectos del pozo como la conificación. Los pseudos también pueden usarse para tener en cuenta el tamaño finito de bloques para controlar la dispersión. Las pseudo funciones pueden ser generadas de varias maneras:

1. Analíticamente basado en los detalles de las propiedades del yacimiento, el tamaño y forma de la malla.
2. Usando un programa para procesar los flujos, presiones, saturaciones etc. de un modelo de malla fina para generar las funciones dinámicas.
3. Con corrida de simulación de equilibrio vertical se generan las permeabilidades pseudo relativas internamente.

4.2.1 Uso del Programa. En esta sección se describe el uso del programa PSEUDO junto con el simulador ECLIPSE para generar las pseudo funciones.

- **Corrida de la Malla Fina.** La corrida de la malla fina debe contener la palabra clave PSEUDO en la sección GRID. Esto permite obtener los archivos INIT y los archivos restart a cada paso de tiempo, necesarios para generar las pseudo funciones. Debe notarse que cada archivo restart producirá un solo punto de saturación en cada celda de la malla gruesa. Para producir los pseudos de VE se debe hacer una corrida de VE en la malla fina, los archivos INIT y RESTART se necesitan a cada paso de tiempo.
- **Inicio del Programa PSEUDO.** El programa PSEUDO es activado por la macro apropiado para la computadora central. Esto dará el acceso al menú inicial del paquete seleccionando el modo operacional. Hay tres opciones:
 - No - interactivo (particiones).
 - Interactivo con gráficos.
 - Interactivo sin gráficos.

Si el modo No - interactivo es escogido el usuario sugerirá un nombre de raíz y leerá los archivos PDF, INIT y RESTART con esa raíz. Estos archivos activarán las mismas

opciones del programa como está disponible bajo el mando del menú del modo interactivo.

Normalmente la sesión empezará cargando los datos de la malla fina. Esto lee los archivos INIT, los cuales describen el estado inicial de la solución de la malla fina y qué incluye los datos de la malla, los número de regiones y propiedades.

- **Definición del Modelo de Malla Gruesa y Pseudo Pozos.** El próximo requisito es detallar la superposición de la malla gruesa sobre la malla fina, y nombrar los pozos para que las pseudo funciones para los pozos sean generados. En el modo interactivo esto puede hacerse a través de los menús. Cuando estos datos han sido leídos, el programa construye la malla gruesa, los volúmenes porosos, las profundidades del centro de celda, las transmisibilidades etc.
- **Generación de las Pseudo Funciones.** Esta sección del programa genera las permeabilidades pseudo relativas y de presión pseudo capilar.

La generación de pseudo funciones dinámicas involucra la lectura de los archivos restart provenientes del estudio de la malla fina obteniendo los datos de la solución de malla fina (presiones, saturaciones y flujos). Entonces las saturaciones de la malla gruesa, presión de la fase y flujos son generadas en este paso.

Para Kyte y Berry y el caso de Volumen Poroso Ponderado, la ley de Darcy es aplicada en la malla gruesa, derivando los valores de permeabilidad relativa los cuales enfrentan los fluidos de la malla gruesa y las soluciones de malla fina obtenidas. En el caso de Permeabilidad Relativa Ponderada en la malla fina se promedian los valores de permeabilidad relativa que están en la cara de salida de las celdas de la malla gruesa. En ambos casos se obtienen las presiones pseudo capilares entre la diferencia de las fase de presiones de la malla gruesa.

En el caso de Stone los pseudos se generan igualando los flujos fraccionales de la malla gruesa con la malla fina.

En ambos casos la generación de permeabilidades pseudo relativas y presiones capilares están como función de las saturaciones de la malla gruesa.

- **Salida de las Pseudo Funciones Obtenidas.** Los resultados finales del programa PSEUDO están escritos en forma tabular en el archivo .PTO. Esto contiene las tablas generadas en un formulario apropiado para la modificación y la inclusión de datos del archivo ECLIPSE, junto con los números de la tablas requeridas para asignar las pseudo funciones a las celdas gruesas del modelo areal.

En la tabla 5 se muestran las diferencias entre los archivos de entrada de datos de los modelos de malla fina y los modelos de malla gruesa en el simulador ECLIPSE 100.

Tabla 5. Diferencias entre los archivos de entrada de datos del modelo de malla fina y del modelo de malla gruesa con las pseudo funciones.

MALLA FINA	MALLA GRUESA
Sección RUNSPEC.	Sección RUNSPEC: Keyword adicional SATOPTS.
Sección GRID.	Sección GRID.
Sección PROPS.	Sección PROPS.
Sección SOLUTION.	Sección REGIONS: Keyword adicional: SATNUM, KRNUMX, KRNUMY KRNUMZ.
Sección SUMMARY.	Sección SOLUTION.
Sección SCHEDULE.	Sección SUMMARY. Sección SCHEDULE.

Las keywords SATOPTS, SATNUM, KRNUMX, KRNUMY, KRNUMZ permiten definir las pseudo funciones de permeabilidades relativas en el archivo de entrada de datos construido para el modelo de malla gruesa.

5 APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO

La aplicación de las técnicas de escalamiento se llevó a cabo sobre tres modelos de simulación. El primer modelo fue presentado por Odeh³⁵, en 1981, y es un sistema gas-aceite con permeabilidades absolutas constantes en cada estrato. El estudio de este modelo tiene como objetivo definir la importancia de las pseudo funciones del pozo en una corrida de malla gruesa. El segundo modelo es una sección transversal $x-z$ presentada por Christie y Blunt⁴ en el año 2000; también es un sistema gas-aceite. En este modelo se busca observar el comportamiento de las pseudo funciones en yacimientos heterogéneos. Además; como ambos modelos son sistemas gas-aceite, se analizan los comportamientos de las pseudo funciones en este tipo de sistemas y la reducción en el tiempo de simulación y en el uso de memoria del computador.

Por último, se aplican las técnicas de escalamiento a un modelo de simulación relativamente grande (27.000 celdas en total). Este modelo fue construido con los datos publicados por Christie^{4,46} y con algunos datos del noveno estudio comparativo de la SPE²⁶. Básicamente, es un sistema aceite-agua y tiene como objetivos tratar de definir una metodología para la aplicación de las técnicas de escalamiento a modelos de simulación muy grandes, y observar los ahorros en tiempo de cómputo y en memoria del computador.

Como terminología para la comparación de resultados, los modelos presentados originalmente se denominan modelos de malla fina, y los modelos creados con las técnicas de escalamiento se denominan modelos de malla gruesa.

5.1 MODELO GAS – ACEITE DE ODEH.

Para el estudio de este modelo se llevó a cabo la siguiente metodología:

- Descripción del modelo de malla fina.
- Construcción, simulación y validación del modelo de malla fina.

- Generación de las pseudo funciones, construcción y simulación de las malla gruesas areales.
- Comparación y análisis de resultados.

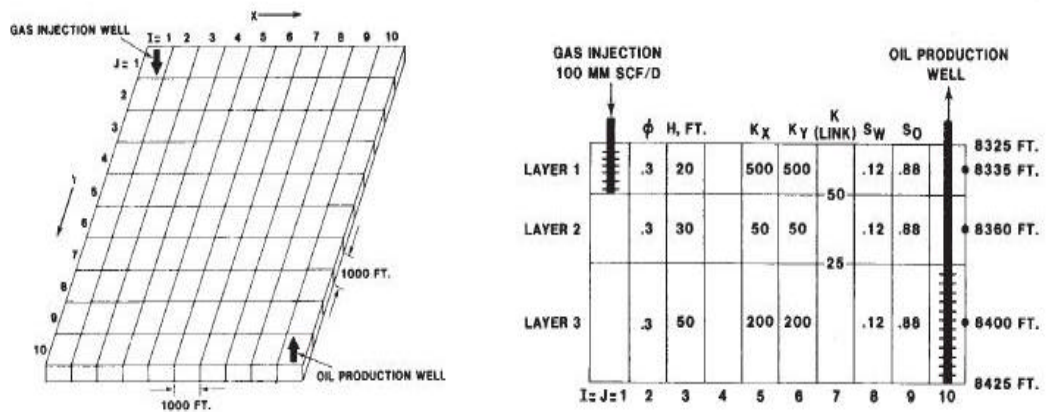
5.1.1 Descripción del Modelo. Las vistas areal y de sección transversal del yacimiento se puede observar en la figura 45. Las dimensiones de cada celda tanto en la dirección x como en la dirección y son 1000 ft. El yacimiento esta inicialmente bajo-saturado. Un pozo inyector de gas se localiza en la celda (1,1) y se completa solamente en el estrato 1; y un pozo productor de aceite se localiza en la celda (10,10), completándose solo en el estrato 3. Los datos relacionados a la inicialización del yacimiento y a las condiciones de simulación se muestran en la tabla 6. Las propiedades PVT de los fluidos se muestran en la tabla 7 y las permeabilidades relativas se muestran en la gráfica 46. La corrida de simulación se debe hacer asumiendo la presión de saturación (o presión de burbuja; P_b) constante (caso 1 del artículo de Odeh³⁵).

Tabla 6. Datos de inicialización y control de la simulación para el modelo de Odeh.

Presión inicial del yacimiento, psia a 8,400 ft.	4,800
Rata de inyección de gas, MMscf/Dia	100
Rata de producción máxima, STB/Dia	20,000
Rata de producción mínima, STB/Dia	1,000
Presión de fondo fluyendo mínima, psi	1,000
Compresibilidad de la roca, 1/psi	3×10^{-6}
Radio de los pozos, ft	0.25
Skin	0
Presión capilar	0
Temperatura del yacimiento, °F	200
Gravedad específica del gas	0.792
Densidad en superficie del aceite, lb/ft ³	49.1
Densidad en superficie del agua, lb/ft ³	64.79
Densidad en superficie del gas, lb/ft ³	0.06054
Las corridas se terminan si cumplen una de las siguientes condiciones: Al terminar los 10 años de producción o cuando la rata de producción del pozo productor alcance los 1,000 STB/Dia	

Tomado de Odeh, Azíz. *JPT* Enero de 1981. Pág. 14.

Figura 45. Malla areal, sección transversal y propiedades del modelo de malla fina de Odeh.



Tomado de Odeh, Azíz. *JPT* Enero de 1981. Pág. 14.

Tabla 7. Propiedades PVT del gas y del aceite para el modelo de Odeh.

Propiedades PVT del aceite			
Presión (psia)	B_o (RB/STB)	Viscosidad (cp)	R_s (SCF/STB)
14.7	1.0620	1.0400	1.0
264.7	1.1500	0.9750	90.5
514.7	1.2070	0.9100	180
1014.7	1.2950	0.8300	371
2014.7	1.4350	0.6950	636
2514.7	1.5000	0.6410	775
3014.7	1.5650	0.5940	930
$P_b = 4014.7$	1.6950	0.5100	1270
9014.7	1.5790	0.7400	1270

Propiedades PVT del gas		
Presión (Psia)	Bg (RB/bbl)	Viscosidad (cp)
14.7	0.166666	0.008000
264.7	0.012093	0.009600
514.7	0.006274	0.011200
1014.7	0.003197	0.014000
2014.7	0.001614	0.018900
2514.7	0.001294	0.020800
3014.7	0.001080	0.022800
4014.7	0.000811	0.026800
5014.7	0.000649	0.030900
9014.7	0.000386	0.047000

Tomado de Odeh, Azíz. JPT Enero de 1981. Pág. 14.

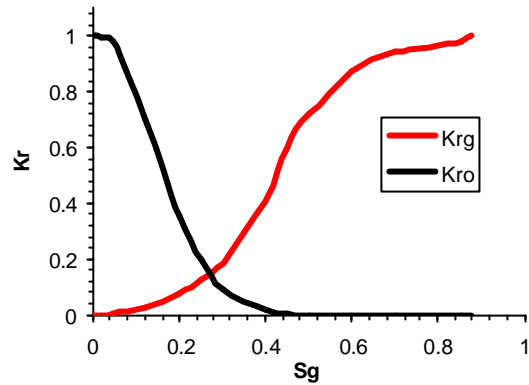
5.1.2 Simulación de Malla Fina y Validación. Las figuras 47 y 48 muestran los resultados obtenidos entre el modelo de malla fina corrido en el simulador ECLIPSE100 y los resultados publicados por el artículo; esto se hizo con el fin de validar el modelo de malla fina construido para este simulador. Las curvas que sirvieron como base de comparación fueron las curvas de producción diaria de aceite vs. Tiempo y la relación gas producido - aceite producido (GOR) vs. Tiempo.

La figura 47 muestra la comparación entre el comportamiento de la tasa de producción obtenida de la simulación del modelo de malla fina utilizando el simulador ECLIPSE 100 con los publicados por el artículo³⁵. Como se puede observar, existe una concordancia muy buena entre los dos resultados. Las pequeñas diferencias se deben a errores en las lecturas de los datos del artículo.

La figura 48 muestra el comportamiento de la relación gas producido – aceite producido (GOR) entre el modelo de malla fina construido para el simulador ECLIPSE 100 y el mostrado por el artículo³⁵. También, como se vio en la gráfica anterior, hay una buena

concordancia entre los resultados. Las diferencias se presentan debido a errores en las lecturas de datos del artículo, especialmente entre los 2 y 8 años, donde los resultados del artículo son levemente dispersos.

Figura 46. Permeabilidades relativas del sistema gas – aceite para el modelo de Odeh.



Tomado de Odeh, Azíz. JPT Enero de 1981. Pág. 15.

Figura 47. Tasa de producción diaria del modelo de malla fina. Modelo de Odeh.

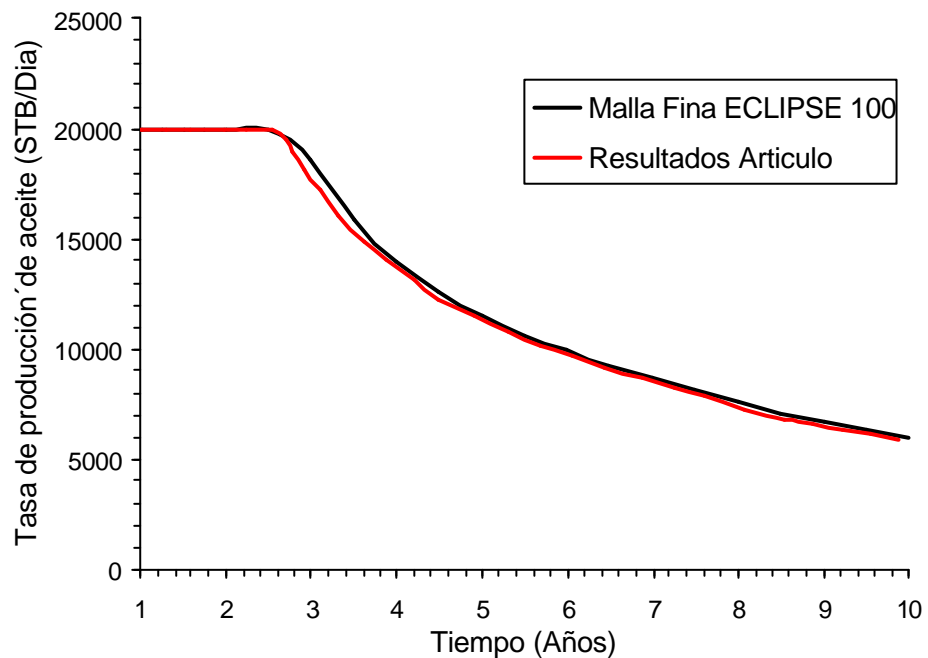
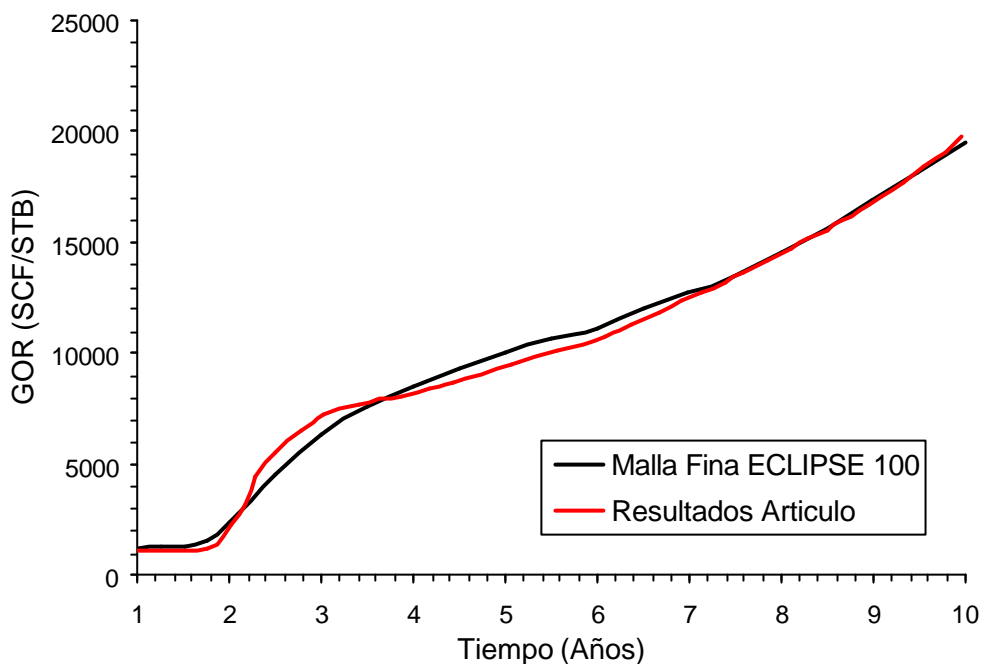


Figura 48. Tasa de producción del modelo de malla fina. Modelo de Odeh.

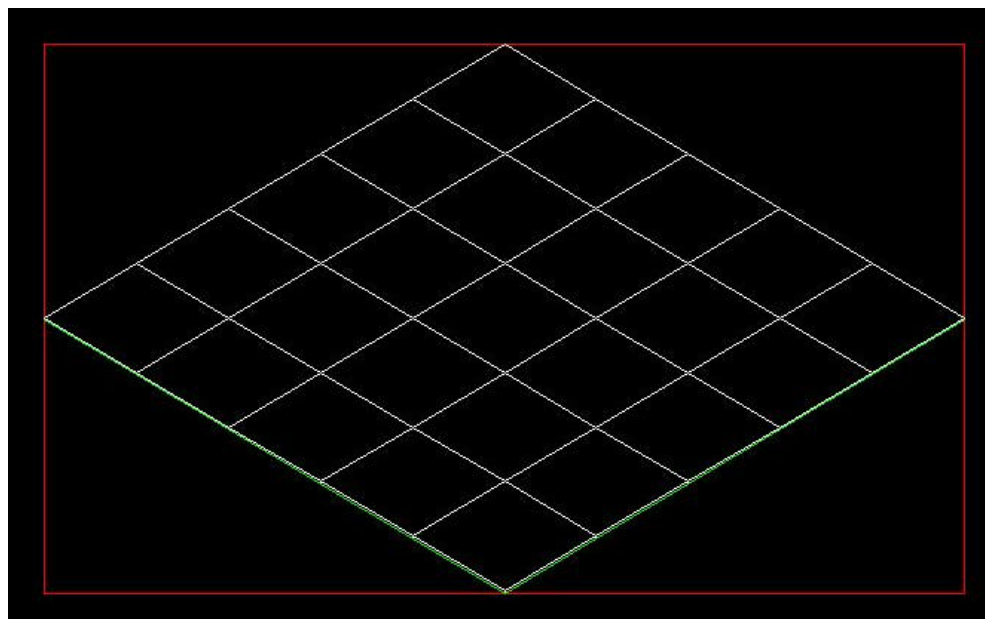


5.1.3 Generación de las Pseudo Funciones y Construcción de los Modelos de Malla Gruesa. Una vez validado el modelo de malla fina que se construyó y se simuló en ECLIPSE 100, se procedió a hacer una corrida adicional de la malla fina para obtener los archivos que se necesitan en el programa ECLIPSE PSEUDO³⁷, con el fin de generar la malla gruesa y las pseudo funciones de dicha malla. Los métodos para el cálculo de las pseudo funciones utilizados fueron el método de Kyte y Berry; el método del volumen poroso ponderado, el método de Stone y el método de la permeabilidad relativa ponderada.

La malla gruesa construida para este modelo fue un modelo areal de 5x5x1, cada celda gruesa agrupa una porción de malla fina de 2x2x3 celdas. La figura 49 muestra la malla areal obtenida.

En cuanto a las pseudo funciones para cada celda de los modelos areales, se calcularon un total de 42 pseudo curvas por cada modelo areal (20 para la dirección x , 20 para la dirección y y 2 para los cálculos areales de los pozos). Por la forma en que se calculan las pseudo funciones, hay una celda de cada fila a la cual no se le calcula las pseudo curvas (la celda de uno de los extremos), por lo general se le asigna a esa celda gruesa las pseudo curvas obtenidas de la celda vecina.

Figura 49. Malla gruesa areal para el modelo de Odeh.

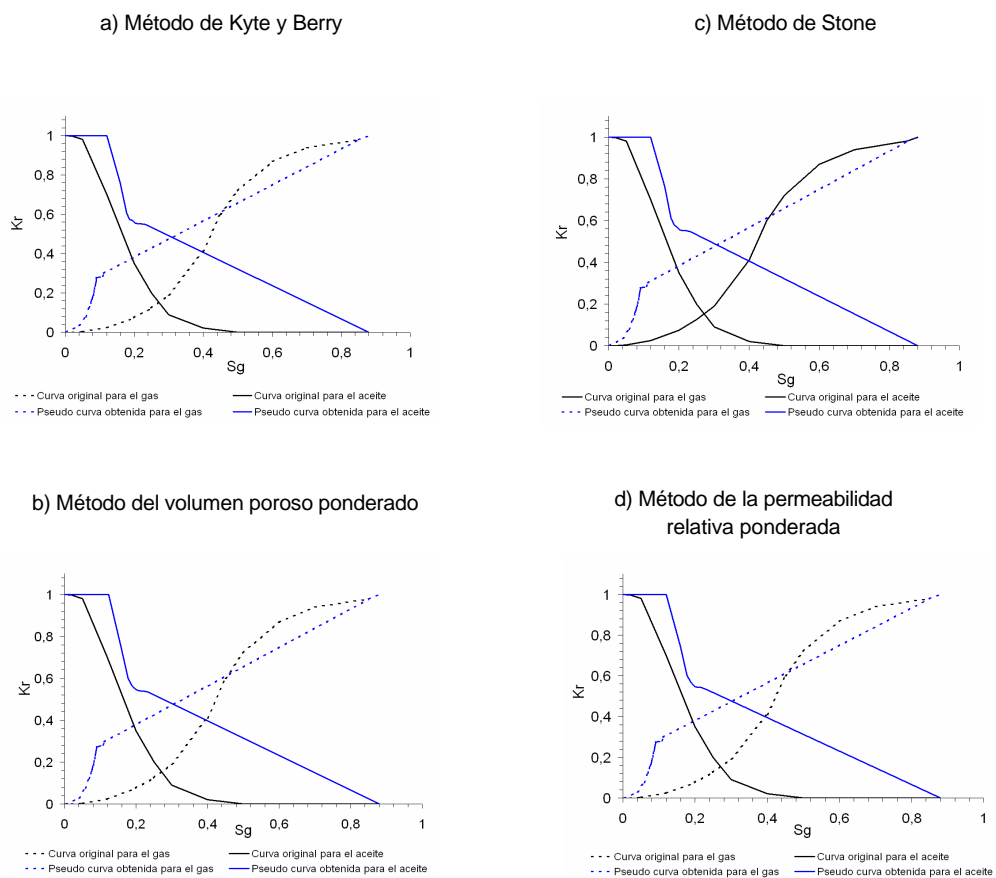


La figura 50 muestra la forma de las pseudo curvas obtenidas para la celda gruesa 3,3 en la dirección de flujo x . Por la forma de las pseudo curvas, se ve que estas son totalmente distintas a las curvas originales del laboratorio y que, en principio, las técnicas utilizadas para calcularlas no presentan diferencias grandes en cuanto a la forma de las mismas; esto ocurre debido al grado de homogeneidad del modelo en cuanto a sus propiedades petrofísicas. Las pseudo curvas del resto de celdas gruesas presentaron una forma similar.

La diferencia relativamente grande entre las curvas originales y las pseudo funciones calculadas, permiten que estas últimas sean capaces de tener en cuenta algunas características del flujo de fluidos entre las celdas gruesas, algo que no se puede lograr

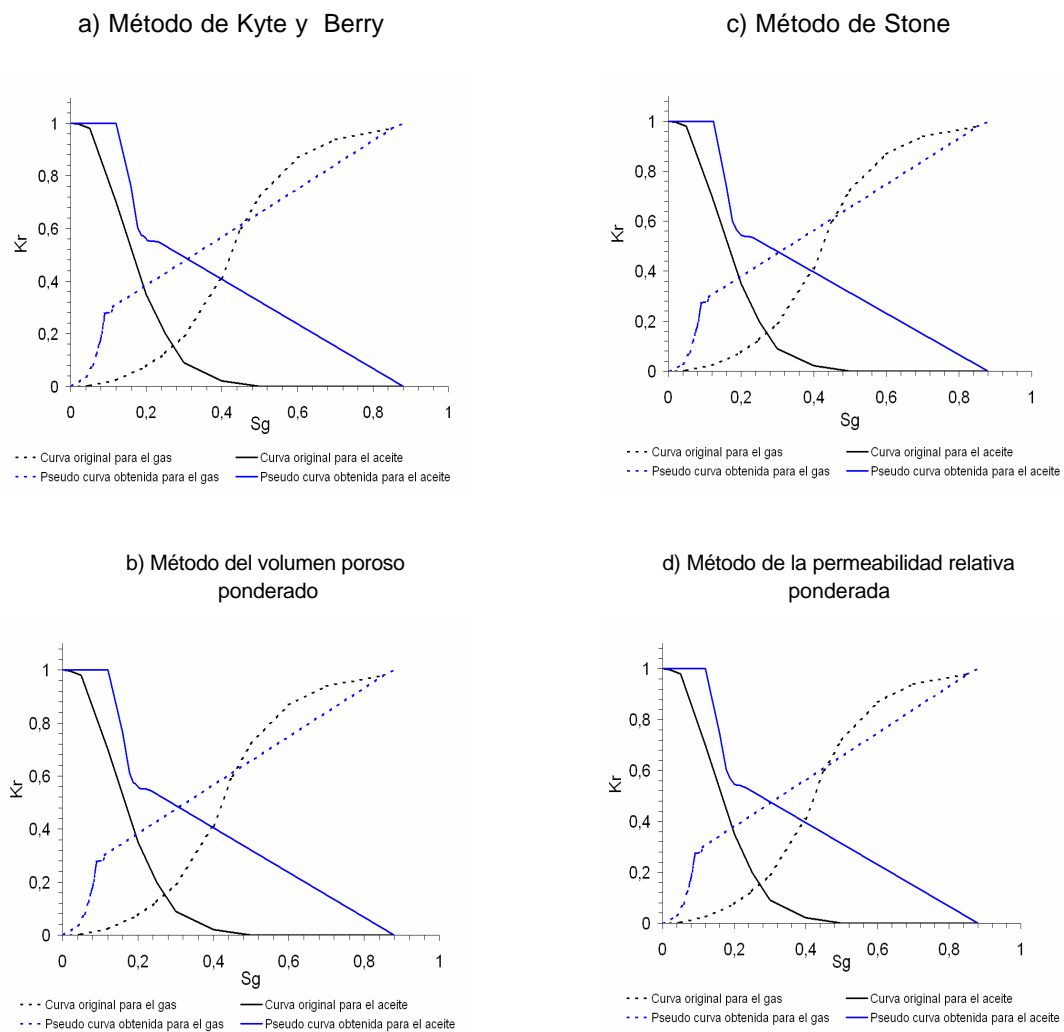
con el uso de las curvas originales en el modelo escalado. Si se observa la ecuación 32 y 33, el flujo de fluidos entre celdas de malla fina depende directamente de la transmisibilidad, y esta a su vez depende directamente de la permeabilidad absoluta de la celda; si se mira esta ecuación aplicada al flujo entre las celdas gruesas areales, es posible que el valor de transmisibilidad de la celda gruesa areal sea menor (debido a que el valor de la permeabilidad absoluta para la celda gruesa es menor). Si se utilizan las curvas originales, el flujo entre celdas será menor al calculado por las celdas finas, mientras que si se utilizan las pseudo funciones calculadas, estas pueden permitir que el flujo entre celdas pueda ser mayor, representando mejor los flujos de las celdas finas que comprende la celda gruesa. Esto puede ocurrir entre los valores altos de saturación de gas, donde las pseudo curvas se diferencian bastante de las curvas originales (especialmente para la curva de permeabilidad al aceite).

Figura 50. Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,3 del modelo areal 5x5x1 en la dirección de flujo x. Modelo de Odeh.



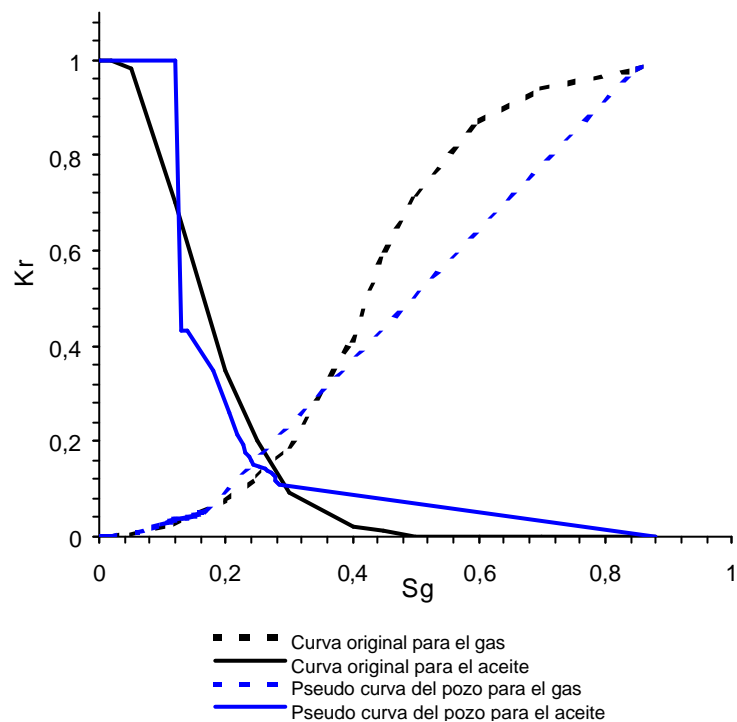
La figura 51 muestra las pseudo curvas calculadas para la celda areal 3,3 en la dirección de flujo y . La forma obtenida para cada una de estas pseudo funciones, así como el parecido con las pseudo funciones en la dirección de flujo x , hace concluir que las pseudo curvas para la dirección de flujo x pueden ser utilizadas para describir el flujo de la celda gruesa areal en la dirección y , conclusión que se utilizó posteriormente, en la simulación del modelo tridimensional.

Figura 51. Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,3 del modelo areal 5x5x1 en la dirección de flujo y . Modelo de Odeh.



Con relación a las pseudo funciones obtenidas para los pozos (propuestas por Emanuel y Cook¹⁷), la figura 52 muestra las pseudo curvas obtenida para el pozo productor junto con las curvas de laboratorio (o curvas de la roca). Si bien hay diferencias, estas no son tan notorias como se ven con las pseudo funciones para el flujo entre las celdas gruesas.

Figura 52. Comparación entre las curvas de permeabilidad relativas de la roca y las pseudo funciones del pozo productor. Modelo de Odeh.



Una vez obtenidas las pseudo funciones de permeabilidades relativas, se procedió a construir el modelo de malla gruesa areal. A cada celda gruesa areal se le asignó un grupo de pseudo funciones (2 pseudo curvas por cada celda areal, una para la dirección de flujo x y otra para la dirección de flujo y ; en este caso se decidió utilizar la totalidad de las pseudo funciones generadas; tanto en la dirección x como en la dirección y). Se construyeron un total de 4 modelos de malla gruesa; un modelo para cada método de calculo de las pseudo funciones utilizado (método de Kyte y Berry, método del volumen poroso ponderado, método de Stone y método de la permeabilidad relativa ponderada).

Para la construcción de la malla gruesa areal, se utilizó también el programa ECLIPSE PSEUDO; el cual define la porosidad de cada celda gruesa como un promedio aritmético de las celdas finas que comprenden dicha celda gruesa y la permeabilidad absoluta en cada una de las direcciones de flujo como un promedio armónico de los valores de permeabilidad absoluta de las celdas finas.

En el desarrollo de cada modelo de malla gruesa se tomaron las siguientes consideraciones, con el fin de evaluar las pseudo funciones de la celda del pozo en las corridas de los modelo de malla gruesa areales:

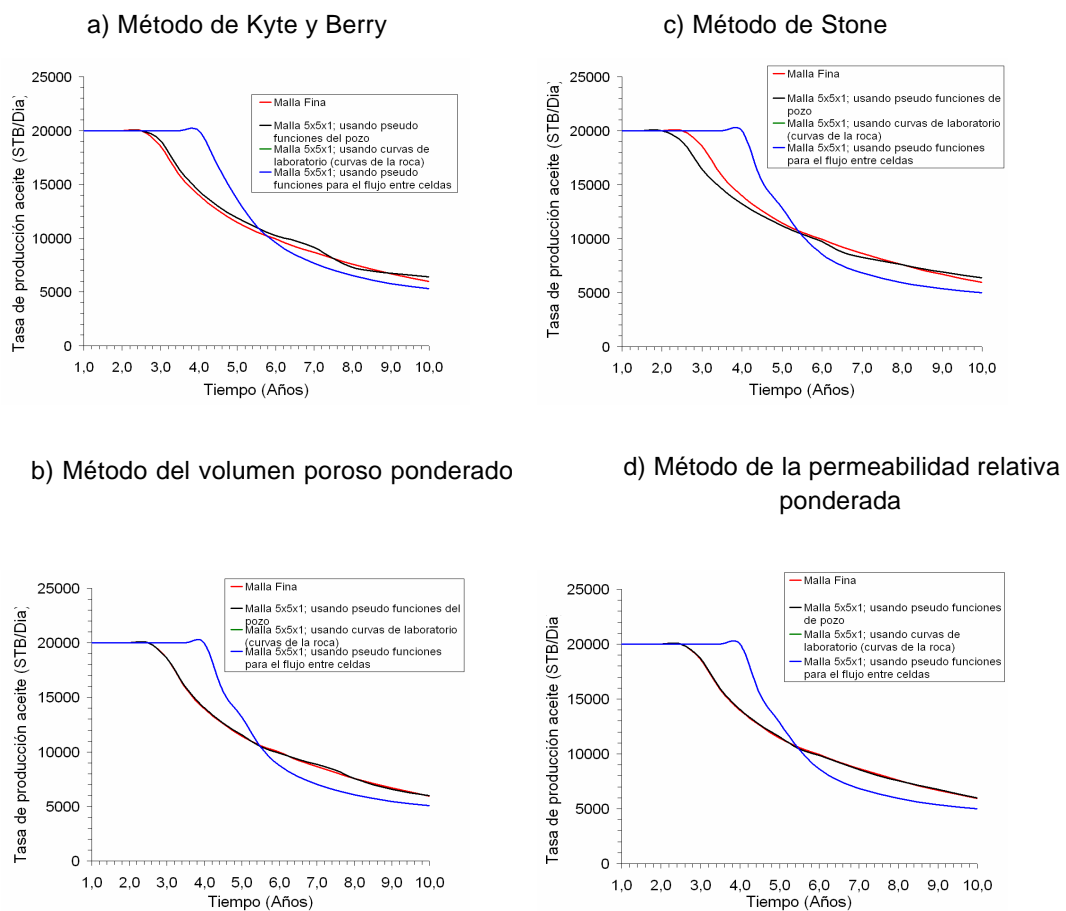
- Calculo del flujo en la formación (o calculo entre celdas) utilizando las pseudo funciones y los cálculos de la producción del pozo usando las curvas de permeabilidades relativas originales
- Calculo del flujo en la formación utilizando las pseudo funciones y cálculos de la producción del pozo usando las pseudo curvas de permeabilidades relativas asignadas a la celda areal donde se encuentra el pozo.
- Calculo del flujo en la formación utilizando las pseudo funciones y el cálculo de la producción del pozo a partir de la pseudo curva obtenida para los cálculos del pozo (pseudo curvas propuestas por Emanuel y Cook¹⁷).

Cada modelo de malla gruesa fue corrido en el simulador ECLIPSE 100 y se le solicitó al simulador las curvas de producción diaria de aceite y relación gas producido – aceite producido (GOR) vs. Tiempo, además del tiempo de duración de la simulación y de la memoria utilizada en cada corrida de la malla gruesa. Esto con el fin de hacer una comparación de resultados entre los modelos de malla fina y de malla gruesa para el caso presentado por Odeh³⁵.

5.1.4 Resultados Obtenidos y Análisis. La figura 53 muestra el comportamiento de la producción diaria de aceite en cada uno de los modelos de malla gruesa teniendo en cuenta las consideraciones previamente enunciadas. Como se observa en la figura, los

resultados de los modelos de malla gruesa son muy aproximados a los resultados de la malla fina (línea roja) cuando se utilizan las pseudo curvas del pozo. Si no se utilizan estas pseudo curvas del pozo en el proceso de simulación de las mallas gruesas, se incurren en errores bastantes severos, como se observan en estas gráficas. En todos los modelos de malla gruesa donde se utilizan ya sean las curvas originales o las pseudo funciones asignadas a la celda donde se ubica el pozo, la producción del campo cae mucho tiempo después al tiempo calculado por el modelo de malla fina o el modelo de malla gruesa con las pseudo funciones para la celda del pozo. Además, cabe notar que se obtiene un resultado prácticamente similar si se utilizan las curvas originales del laboratorio o las pseudo funciones asignadas para la celda del pozo.

Figura 53. Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa, en cuanto a la producción diaria de aceite. Modelo de Odeh.



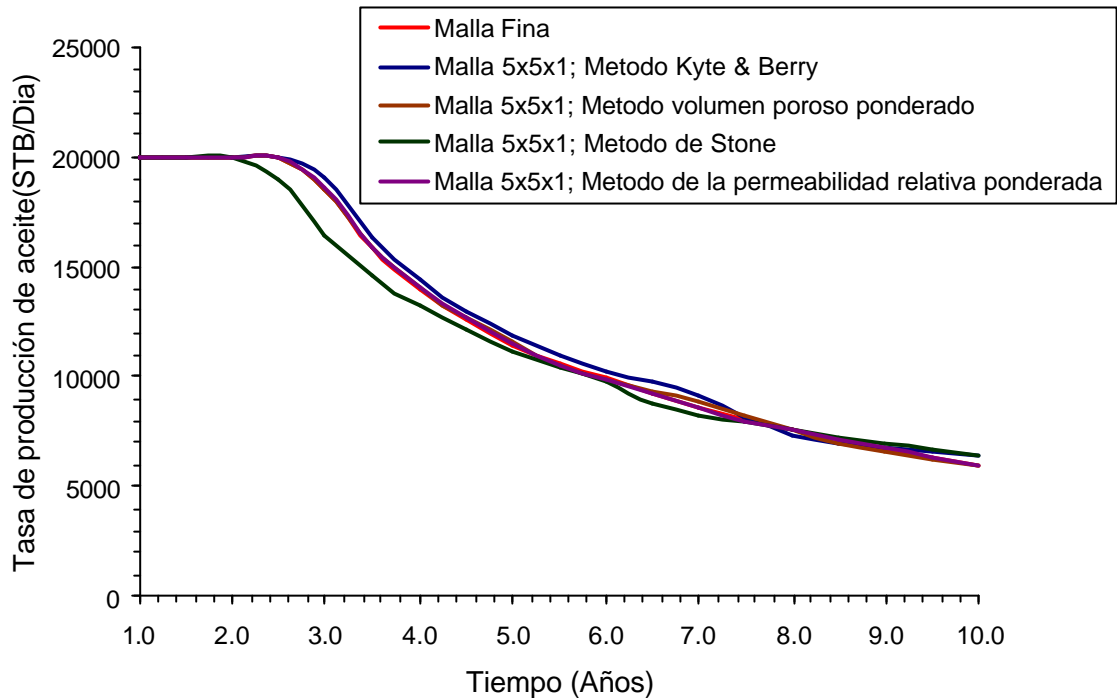
En cuanto al comportamiento de los métodos de cálculo de las pseudo funciones, la figura 54 presenta la producción diaria de aceite donde se comparan los resultados del modelo de malla fina con las cuatro técnicas usadas para generar las pseudo funciones utilizadas en los modelos de malla gruesa. De esta gráfica, se puede decir que los métodos del volumen poroso ponderado y el método de la permeabilidad relativa ponderada son los que mejor ajustan con los resultados de la malla fina. La simulación del modelo de malla gruesa utilizando las pseudo curvas generadas con el método de Stone muestra que la rata de aceite comienza a caer antes de tiempo (aproximadamente a los 2 años de producción, eso da 0.5 años de diferencia con la simulación de malla fina); en tiempos intermedios y tardíos, la curva tiende a aproximarse a la simulación de malla fina.

Este comportamiento puede suceder debido a que la formulación del método de Stone no tiene en cuenta el efecto gravitacional y las variaciones significativas en la movilidad total; características que son relevantes en los sistemas gas – aceite, donde se presenta segregación gravitacional e inestabilidad en los valores de movilidad total.

El modelo de malla gruesa utilizando el método de Kyte y Berry muestra una ligera diferencia con los resultados del modelo de malla fina, aunque en tiempos tardíos tiende a ser igual al comportamiento mostrado por el modelo de referencia.

La figura 55 muestra el comportamiento de la relación gas producido – aceite producido (GOR) del pozo en la simulación del modelo de malla fina y en las simulaciones de cada uno de los modelos de malla gruesa utilizando las pseudo curvas generadas por los 4 métodos de escalamiento y teniendo en cuenta las consideraciones previamente establecidas. Como en el caso anterior, las simulaciones de los modelos de malla gruesa usando las pseudo curvas del pozo son las que mejor se ajustan a la simulación del modelo de referencia, aunque se ven algunas diferencias en los modelos de malla gruesa que utilizan las pseudo funciones obtenidas por el método de Stone y por el método de Kyte y Berry.

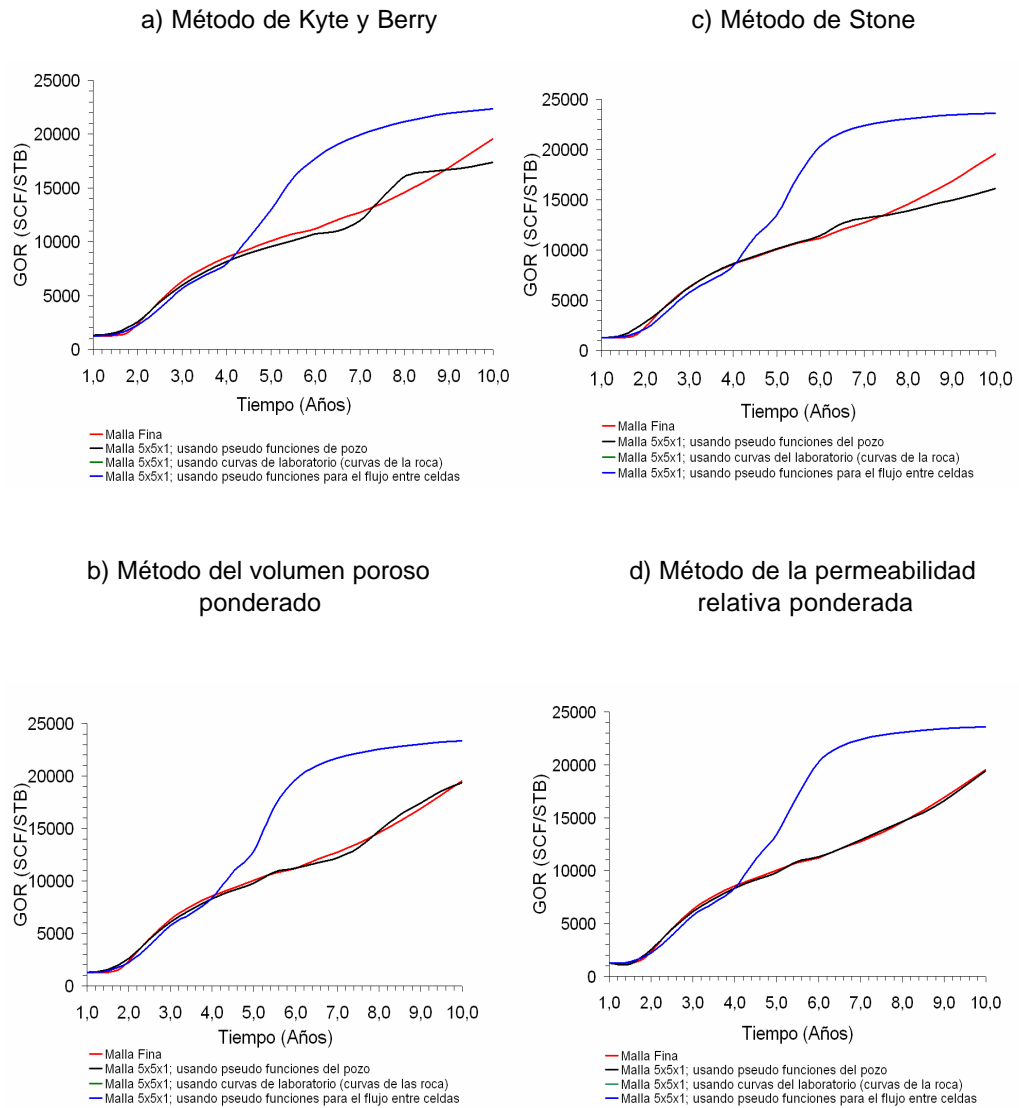
Figura 54. Comparación de la tasa de producción de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa utilizando técnicas de escalamiento con pseudo curvas de los pozos. Modelo de Odeh.



Las diferencias de estos dos modelos con respecto a los restantes se pueden observar mejor en la figura 56, la cual compara los resultados obtenidos por los modelos de malla gruesa usando las pseudo funciones del pozo con respecto a la solución del modelo de malla fina. De esta gráfica se corrobora que el método del volumen poroso ponderado y el método de la permeabilidad relativa ponderada son los que mejor comportamiento presentan.

El método de Stone presenta algunas diferencias, sobre todo en los últimos años de simulación, en donde el GOR calculado es menor; posiblemente sea debido a que este método no tiene en cuenta la segregación gravitacional y las variaciones en el término de la movilidad total.

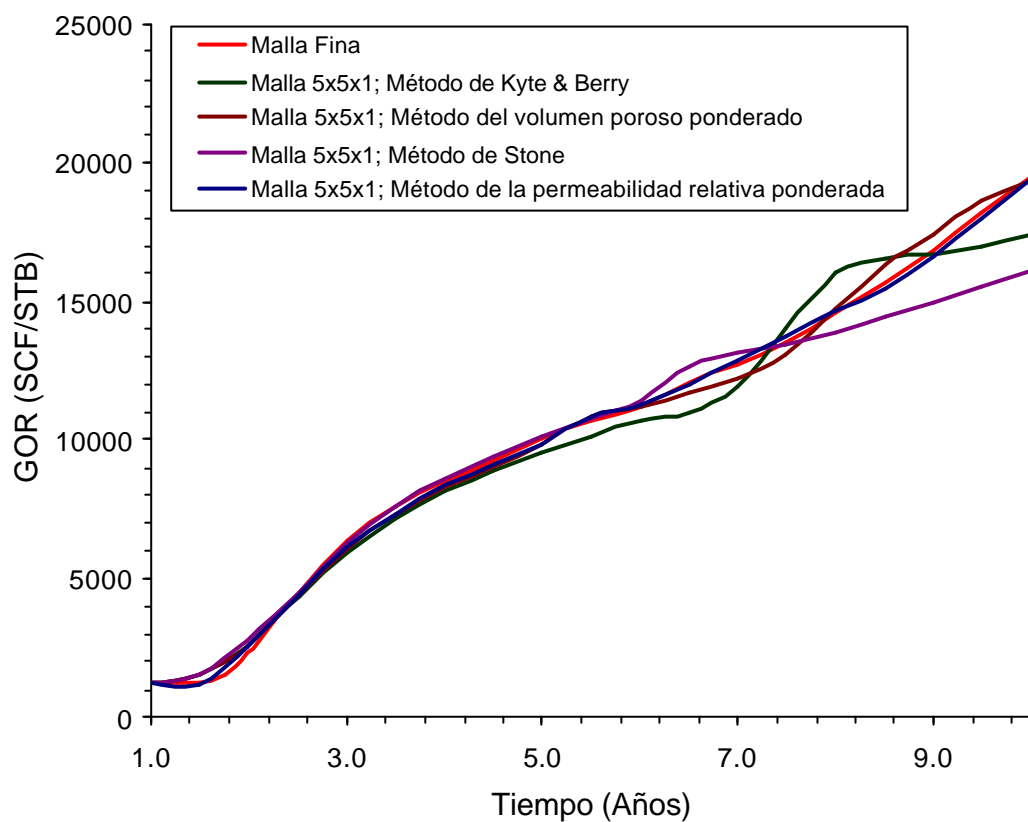
Figura 55. Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa, en cuanto a la relación gas producido – aceite producido (GOR). Modelo de Odeh.



El método de Kyte y Berry presenta diferencias relativamente altas en casi toda la corrida, esto es algo desalentador ya que en la gráfica de la producción diaria de aceite este método tuvo un comportamiento bueno. Si bien este método tiene en cuenta el término

gravitacional (como se puede ver en las ecuaciones 39 y 40), el método se hace menos preciso a medida que se incrementa el número gravitacional.

Figura 56. Comparación de la relación gas producido – aceite producido (GOR) entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa utilizando técnicas de escalamiento con pseudo curvas de los pozos. Modelo de Odeh.



Darman *et. Al*⁸. Observaron en un proceso de desplazamiento inmisible, que la razón de este comportamiento es el uso del producto de la permeabilidad relativa de la fase (ya sea gas o aceite) x la permeabilidad absoluta x el espesor de la celda o estrato como un factor de ponderación (ecuación 40). El uso de la permeabilidad relativa de la fase (que es función de la saturación) como factor de ponderación para calcular las presiones promedias de los fluidos, y subsecuentemente de las diferencias de potencial de los

fluidos, causará que $\overline{\Delta\Phi_g}$ sea diferente de $\overline{\Delta\Phi_o}$ (a escala de malla gruesa, $\overline{\Delta\Phi_g}$ y $\overline{\Delta\Phi_o}$ por lo general se asumen iguales cuando el proceso es en un yacimiento horizontal y se desprecian las presiones capilares, de acuerdo a las ecuaciones 33, 35 y 37). Por tanto, como el número gravitacional se incrementa, la segregación de los dos fluidos se hace más aparente y el método se hace menos preciso debido a las diferencias en la saturación del fluido en la dirección vertical (lo cual afectará los valores de k_{rp} usados en el factor de ponderación); este efecto puede ser mayor si se presentan procesos de flujo miscible. Otra posible fuente de error de este método es que la presión capilar a la escala de malla gruesa puede ser diferente de cero, es decir, $\overline{P_o} \neq \overline{P_g}$, aun cuando no hay presión capilar en la simulación de malla fina.

En cuanto al tiempo de corrida y a la utilización de memoria de cada uno de los modelos de simulación, se observó un ahorro de tiempo y de memoria bastante substancial entre la corrida del modelo de malla fina y las corridas de los modelos de malla gruesa. Como se observa en la tabla 8, el tiempo total de simulación del modelo de malla fina fue de 4.69 seg., mientras que los modelos de malla gruesa tuvieron un tiempo total de simulación entre 2.15 y 2.30 seg.; es decir; se logró una reducción en el tiempo de corrida de 50% aproximadamente. Con respecto al ahorro en la utilización de memoria, también este fue grande; el modelo de malla fina utilizó un total de 0.699 megabytes, mientras que cada uno de los modelos de malla gruesa utilizó un total de 0.443 megabytes, es decir, los modelos de malla gruesa usaron un 37% menos de memoria en las simulaciones. Tal vez estos valores son muy pequeños (ya que sé esta hablando de valores de tiempo en segundos y de memoria en megabytes), pero si llevamos estos modelos a escalas de tamaño mayores (del orden de 10^6 o 10^7 celdas), los beneficios se ven aun mayores.

Tabla 8. Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa. Modelo de Odeh.

Tipo de modelo	Tiempo de Corrida (segundos)	Reducción de tiempo (%)	Memoria utilizada (Megabytes)	Reducción de memoria (%)
Malla Fina (10x10x3)	4.69	-----	0.699	-----
Malla 5x5x1; Método de Kyte y Berry	2.30	50.96	0.443	37
Malla 5x5x1; Método del volumen poroso ponderado	2.15	54.16	0.443	37
Malla 5x5x1; Método de Stone	2.23	52.46	0.443	37
Malla 5x5x1; Método de la permeabilidad relativa ponderada.	2.18	53.52	0.443	37

5.2 MODELO DE SECCIÓN TRANSVERSAL X-Z . SISTEMA GAS – ACEITE.

Christie y Blunt⁴, en el año 2000, publicaron en el décimo proyecto de solución comparativa de la SPE., un modelo de sección transversal vertical en el cual se lleva a cabo un proceso de desplazamiento gas – aceite. El objetivo era aplicar técnicas de escalamiento a este modelo.

Este caso fue seleccionado en el proyecto porque se disponía de la mayoría de datos necesarios para construir el modelo y correrlo en el simulador ECLIPSE 100. Para el estudio de este modelo se planteó una metodología similar a la propuesta para el modelo de Odeh:

- Descripción del modelo de malla fina.
- Construcción, simulación y validación del modelo de malla fina.
- Generación de las pseudo funciones, construcción y simulación de las malla gruesas areales.
- Comparación y análisis de resultados.

5.2.1 Descripción del Modelo. El modelo es un sistema de dos fases (gas -aceite) que tiene una geometría de sección transversal vertical 2D simple, sin la presencia de fallas o buzamientos. Las dimensiones del modelo son 2,500 ft de largo x 25 ft de ancho x 50 ft de espesor. La malla fina del modelo es 100x1x20 (con un total de 2,000 celdas), con tamaño uniforme para cada una de las celdas. El tope del modelo esta a 0.0 ft con presión inicial en este punto de 100 psia. Inicialmente, el modelo esta totalmente saturado con aceite (no hay agua connata).

Las propiedades iniciales del modelo de malla fina son:

- Porosidad (f) = 0.2
- Tamaño de las celdas: $D_x=25$ ft, $D_y=25$ ft, $D_z=2.5$ ft.
- $m_o = 1$ cp y $m_g = 0.01$ cp (Constantes durante toda la corrida).
- $r_o = 43.68$ lb/ft³ y $r_g = 0.0624$ lb/ft³.

- Compresibilidad de la roca: $4.138 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

La distribución de la permeabilidad absoluta es una correlación geoestadística, como se muestra en la figura 57; como se observa, la mayoría de la sección transversal tiene una permeabilidad absoluta relativamente baja (entre 0 y 170 md). Los fluidos se asumen que son incompresibles e inmiscibles. Las permeabilidades relativas de la malla fina se muestran en la figura 58. Las presiones capilares se asumen despreciables en este caso. El gas se inyecta desde un pozo localizado en la parte izquierda del modelo y el aceite se produce desde un pozo situado en la parte derecha del modelo.

Figura 57. Distribución Geoestadística de la Permeabilidad Absoluta para el modelo.

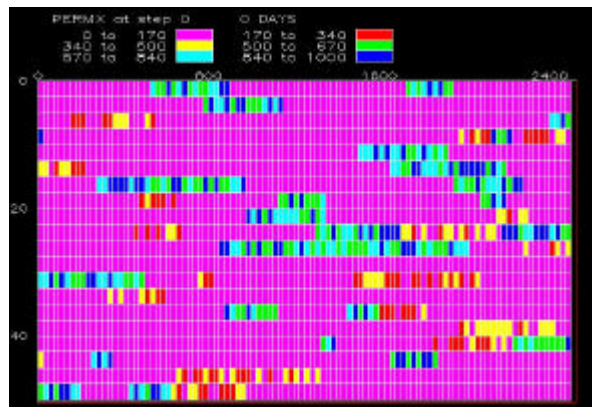
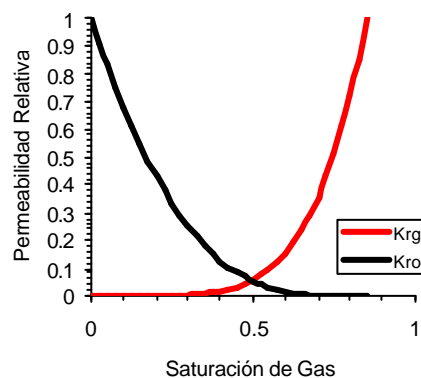


Figura 58. Curvas de permeabilidades relativas para el modelo de sección transversal.



Tomado de Christie y Blunt, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001. Pag. 309.

Ambos pozos tienen un diámetro interno de 1 ft y son completados verticalmente en todo el modelo. La rata de inyección de gas se calcula para obtener una velocidad frontal de 1 ft/D (aproximadamente 0.3 m/d o 6.97 m³/d). El pozo productor se colocó para que produjera a un límite superior de presión de fondo fluyendo (BHP) de 95 psia. La profundidad de referencia para la presión de fondo fluyendo del pozo es a 0.0 ft (tope del modelo).

Una dificultad que se presentó para este modelo fue la no publicación por parte de los autores de las tablas PVT del gas y del aceite. Para superar este inconveniente se construyeron las siguientes tablas PVT para los fluidos, a partir de las condiciones presentadas por el problema (flujo incompresible e inmiscible) y de algunas correlaciones presentadas por McCain³³, especialmente para la construcción de la tabla PVT del gas:

Tabla 9. Tablas PVT para el gas y el aceite. Modelo de sección transversal.

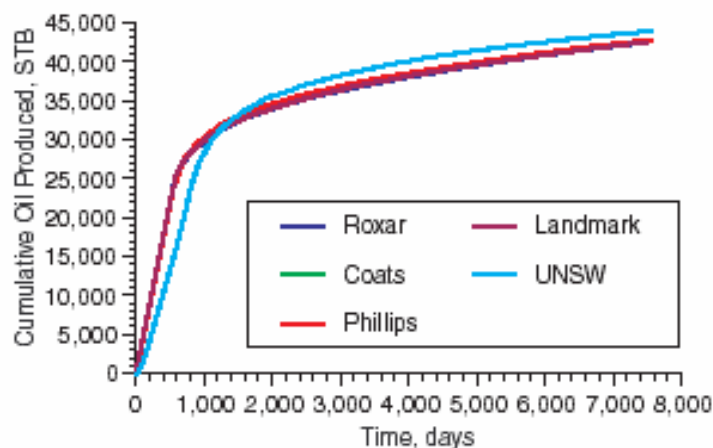
Presión (Psi)	Bg (rb/MSCF)	Viscosidad (cp)
14.7	177.9197	0.01
50	52.3084	0.01
100	25.6311	0.01
200	12.4232	0.01
500	4.5508	0.01
1000	1.9615	0.01
2000	0.9807	0.01

Presión (Psi)	Bo (rb/STB)	Viscosidad (cp)
14.7	1.0	1.0
200	0.9999	1.0
8000	0.9995	1.0

5.2.2 Simulación de Malla Fina y Validación. La figura 59 muestra la solución de la malla fina obtenida por los diferentes participantes⁴. Como se observa en la figura, la solución presentada por la Universidad de Nueva Gales del Sur (UNSW) se separa ligeramente de las otras soluciones; no fue posible localizar la fuente de esta discrepancia debido al poco tiempo transcurrido entre la recepción de esta solución y la publicación del artículo.

En la figura 60 se observa la solución obtenida con el modelo de malla fina de la sección transversal construido para el simulador ECLIPSE 100 y se compara con los resultados publicados por el artículo; La curva que sirve como base de comparación es la curva de producción acumulativa de aceite vs. Tiempo. La curva obtenida tiende a ser semejante con la publicada por la Universidad de Nueva Gales del Sur (UNSW); la posible explicación a este comportamiento es la entrada de las tablas PVT de los fluidos, ya que al parecer los otros participantes asumieron el comportamiento del gas como incompresible. Esto se probó en el modelo de malla fina construido para correr en el ECLIPSE 100 y el resultado fue un cierre del pozo productor más o menos a los 3000 días de producción debido a problemas de convergencia que presentó la corrida. Ante esto se decidió tomar como solución de comparación la presentada por UNSW; y se ve que la concordancia de resultados entre ambos modelos es buena.

Figura 59. Resultados de la solución de malla fina mostrados por el artículo para el modelo de sección transversal.



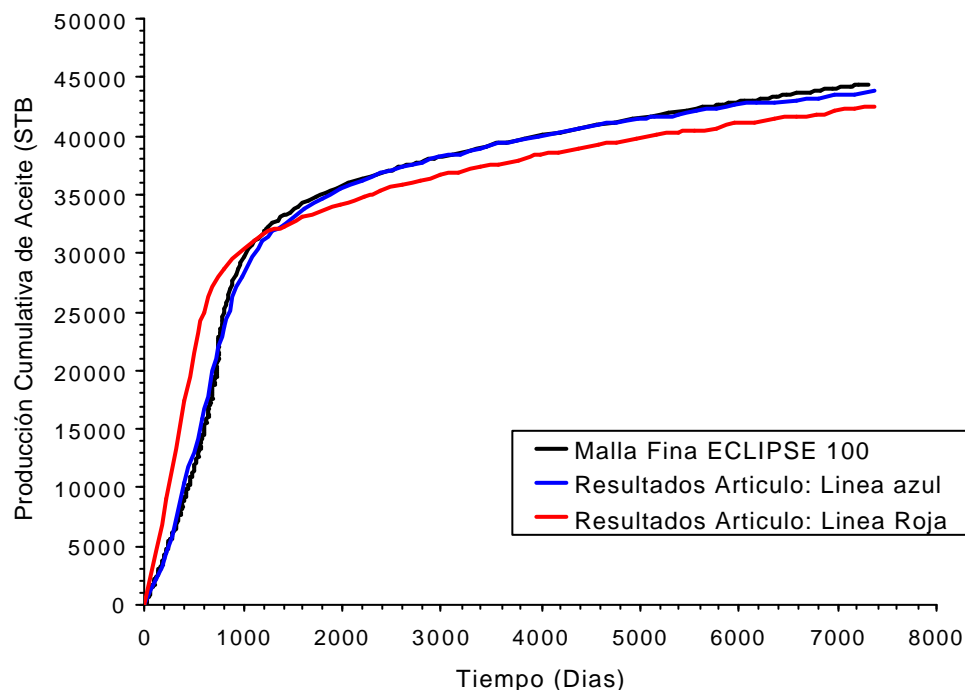
Tomado de Christie y Blunt, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001. Pag. 309.

5.2.3 Generación de Pseudo Funciones y Construcción de las Mallas Gruesas. El objetivo principal fue aplicar técnicas de escalamiento a este modelo y obtener los siguientes modelos de malla gruesa:

- Modelo 2D de dimensiones 5x1x5
 - Modelo 2D de máximo 100 celdas (para este caso se planteó una malla 10x1x10)

Ya validado el modelo de malla fina, se hizo la corrida de malla fina para obtener los archivos requeridos, construir las mallas gruesas y calcular las pseudo funciones de cada celda gruesa utilizando el programa ECLIPSE PSEUDO. Como en el modelo anterior, los métodos para el cálculo de las pseudo funciones utilizados fueron el método de Kyte y Berry; el método del volumen poroso ponderado, el método de Stone y el método de la permeabilidad relativa ponderada.

Figura 60. Validación del modelo de malla fina de la sección transversal construido para ECLIPSE 100. Modelo de sección transversal



Inicialmente, se construyeron los modelos de malla gruesa 5x1x5, cada una de las celdas gruesas agrupó un total de 20x1x4 celdas del modelo de malla fina. Luego se construyeron los modelos de malla gruesa 10x1x10, en los cuales, cada celda gruesa agrupó un total de 10x1x2 celdas del modelo de malla fina. Las figuras 61 y 62 muestran las mallas gruesas de estos modelos. Como se puede ver, si bien se pierde mucho nivel de detalle, la mayoría de las celdas gruesas presentan permeabilidades bajas, característica principal del modelo de malla fina de la sección transversal; lo cual indica que los rasgos presentados por el modelo original tratan de mantenerse en los modelos de malla gruesa.

Por otra parte, las pseudo funciones obtenidas por cada uno de los métodos de escalamiento de los modelos de malla gruesa 5x1x5 para la celda 2,3 se muestran en la figura 63. En esta gráfica, se puede ver que las pseudo funciones obtenidas por los métodos de Kyte y Berry y volumen poroso ponderado son muy parecidas entre si, lo mismo ocurre con las pseudo curvas calculadas por los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada. Se presentan diferencias notorias entre las pseudo funciones calculadas por Kyte y Berry y el volumen poroso ponderado con las calculadas por los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada. Además, como se puede ver, las pseudo funciones son muy diferentes a las curvas originales, eso se debe a que las pseudo curvas tiene la capacidad de representar algunas características del flujo de fluidos entre las celdas gruesas, algo que las curvas originales no pueden lograr si se usan estas en los modelos de malla gruesa, tal como se había explicado en el modelo anterior. Las diferencias presentadas entre cada uno de los métodos se observan mejor en la figura 64.

La razón por la cual las pseudo curvas obtenidas por los métodos de Kyte y Berry y el volumen poroso ponderado son muy parecidas es por la formulación semejante que presentan los dos métodos; la única diferencia entre estos dos métodos es la forma como se calcula la presión promedio de la celda gruesa (como se puede ver en las ecuaciones 40 y 46); en el método de Kyte y Berry, la presión se calcula con las celdas que se encuentren en la columna por donde pasa el punto medio de la celda de malla gruesa, mientras que en el método del volumen poroso ponderado la presión se calcula con todas las malla finas que conforman la celda gruesa. Aparentemente esta diferencia en el

calculo de la presión promedio de la celda gruesa no incide mucho en los cálculos, al menos para el flujo en la dirección x. En cuanto a las pseudo funciones calculadas por los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada también presentan similitudes bastante grandes entre ellas; esto se debe a que el factor de ponderación de estos dos métodos es la transmisibilidad de cada celda fina y a que la cantidad promediada es muy parecida, como lo es la movilidad total en el método de Stone y la permeabilidad relativa de cada fase en el método de la permeabilidad relativa ponderada. La movilidad total depende de la permeabilidad relativa de cada fase en las celdas finas que están en la cara de salida de la celda gruesa (como se observa en las ecuaciones 45 y 53).

Figura 61. Malla gruesa 5x1x5 del modelo de sección transversal.

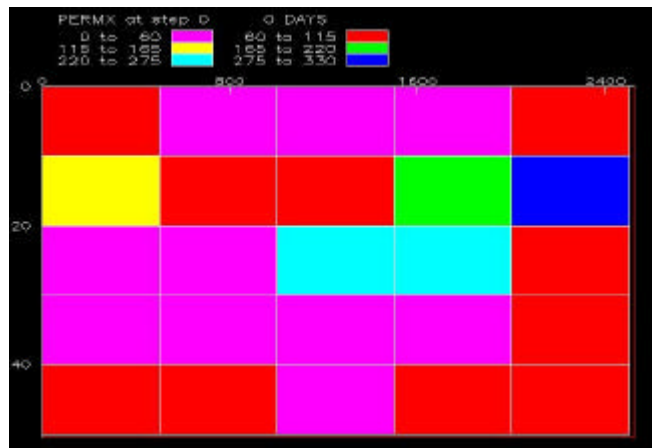
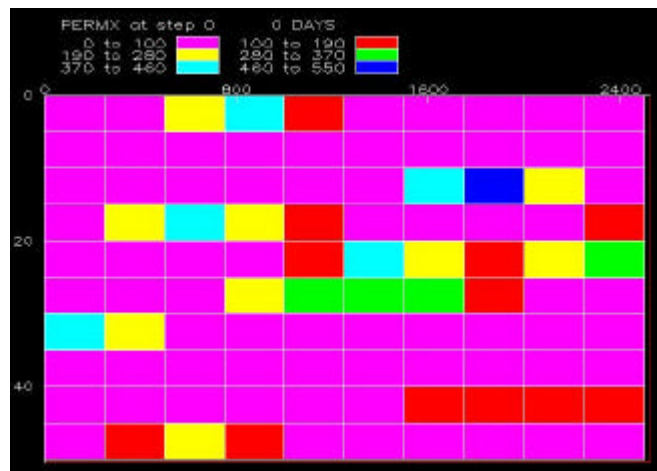


Figura 62. Malla gruesa 10x1x10 del modelo de sección transversal.



Adicionalmente, las pseudo curvas obtenidas por los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada tienden a acercarse más a las curvas originales del modelo (curvas de la roca), mientras que las pseudo curvas calculadas por los métodos de Kyte y Berry y el volumen poroso ponderado se alejan más de las curvas originales para el gas y el aceite.

Figura 63. Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,1 del modelo areal 5x1x5 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo x.

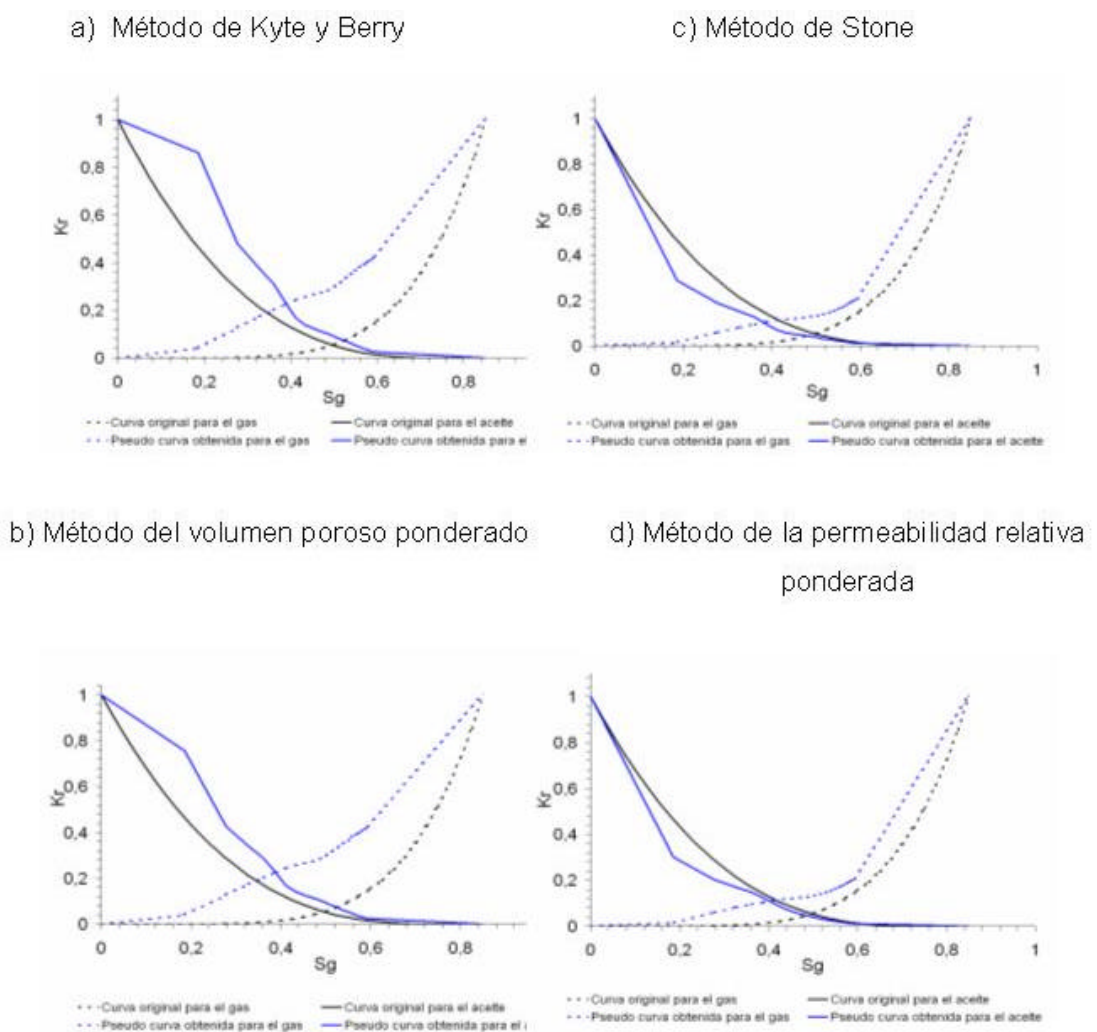
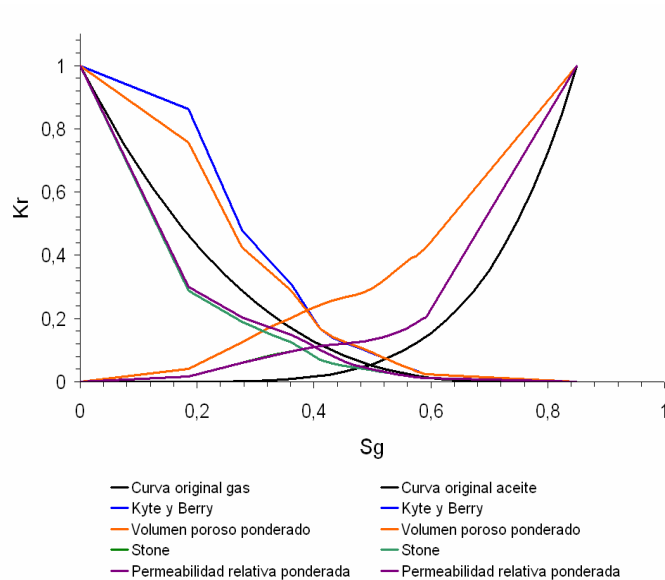


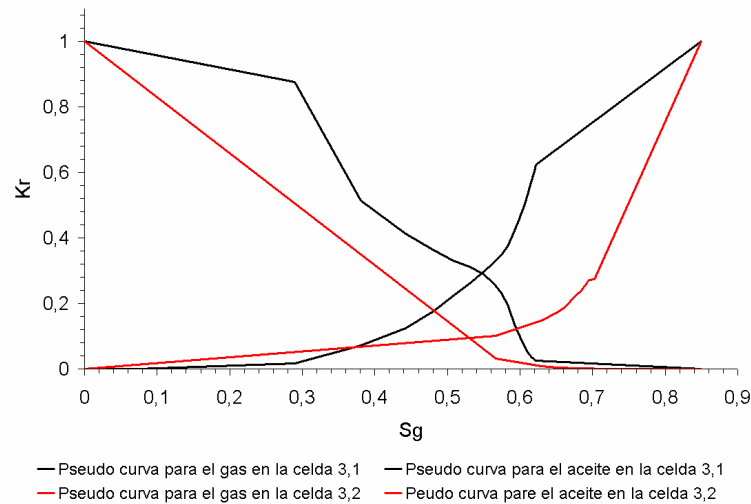
Figura 64. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 3,1 del modelo 5x1x5.



Por último, es claro que las pseudo funciones presentan diferencias en su forma también por el nivel de heterogeneidad que se presenta a escala fina. Tal como lo expone Darman *et. al.*⁶, las pseudo funciones tienen en cuenta la interacción del flujo de fluidos y las heterogeneidades a pequeña escala del yacimiento en los modelos de malla gruesa. A diferencia de lo presentado en el modelo de Odeh; en donde casi todas las pseudo funciones tenían una forma semejante (sin importar el tipo de fórmula utilizada para calcularlas), las pseudo funciones para este modelo de sección transversal son diferentes para cada celda gruesa. Esto se ve en la figura 65, en la cual se muestran las pseudo funciones para las celdas 3,1 y 3,2 del modelo de malla gruesa 5x1x5.

Las pseudo funciones en la dirección de flujo z para el modelo de malla gruesa 5x1x5 se muestra en la figura 66. A diferencia de lo que se obtuvo en el modelo de Odeh, en donde las pseudo funciones eran muy semejantes en la dirección x e y , en este caso las pseudo curvas son muy diferentes en la dirección x y z . Por tanto no es aconsejable asumir una pseudo curva para ambas direcciones, como se pudo haber asumido en el modelo de Odeh.

Figura 65. Pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 3,1 y 3,2 del modelo de malla gruesa $5 \times 1 \times 5$.



Cabe resaltar que en este caso las pseudo curvas obtenidas por cada uno de los cuatro métodos vistos son bastante diferentes, especialmente en la pseudo curva de permeabilidad al aceite, por tanto, es posible pensar que los métodos utilizados para calcular las pseudo funciones en la dirección z son sensibles a esta dirección de flujo. Una posible razón a este comportamiento es la heterogeneidad del modelo de malla fina (especialmente en la dirección vertical) y a la variación en la saturación vertical que hace que los valores requeridos para hacer los cálculos en cada uno de los métodos (especialmente en cuanto a la presión de cada una de las celdas finas y las permeabilidades relativas de cada una de las fases) sean muy variables. En lo que respecta a las pseudo curvas de permeabilidad al gas, mantuvieron una misma concordancia a la observada en las pseudo funciones de la dirección de flujo x (es decir, las pseudo curvas al gas obtenidas por los métodos de Kyte y Berry y volumen poroso ponderado son similares, lo mismo ocurre con las pseudo curvas al gas obtenidas con los métodos de Stone y permeabilidad relativa ponderada). Estas diferencias se pueden observar mejor en la figura 67. En la figura 68 se puede ver otra vez la incidencia de la heterogeneidad del modelo en las pseudo funciones de permeabilidad relativa para la

dirección de flujo z. Como en las pseudo curvas en la dirección de flujo x, estas son muy diferentes para cada celda gruesa.

Figura 66. Pseudo funciones obtenidas para la celda 3,1 del modelo areal 5x1x5 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo z.

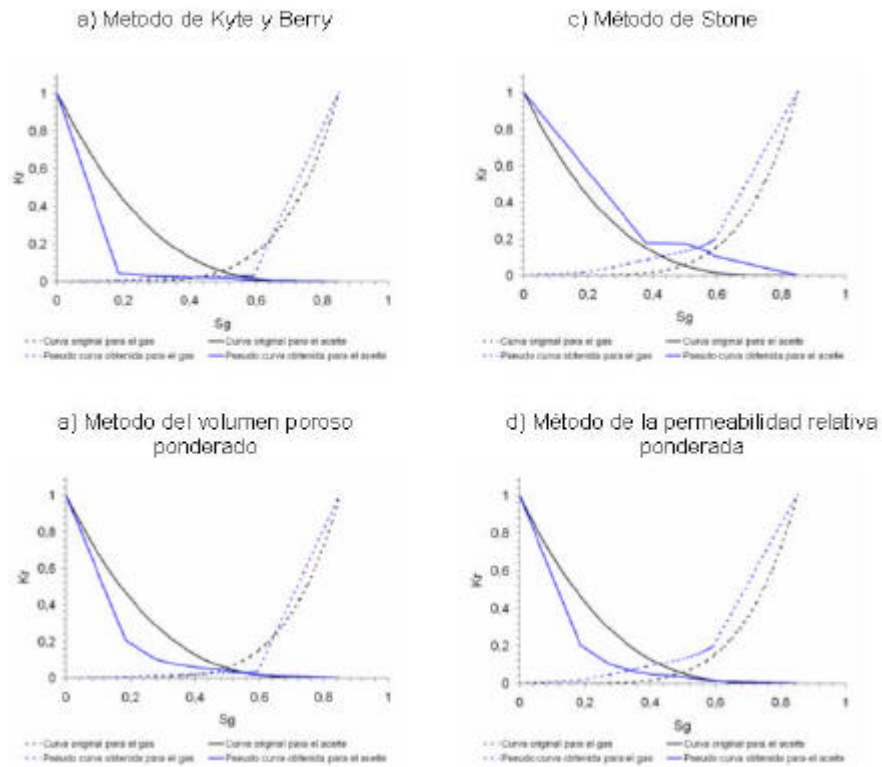


Figura 67. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 3,1 del modelo 5x1x5.

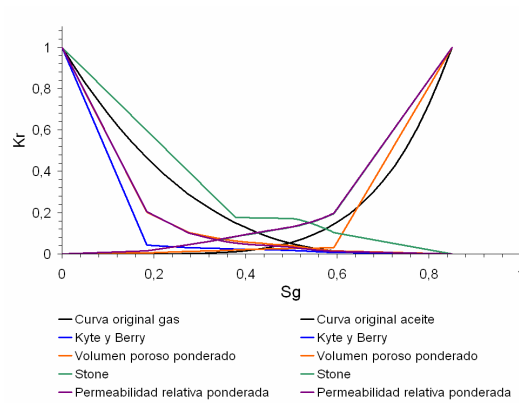
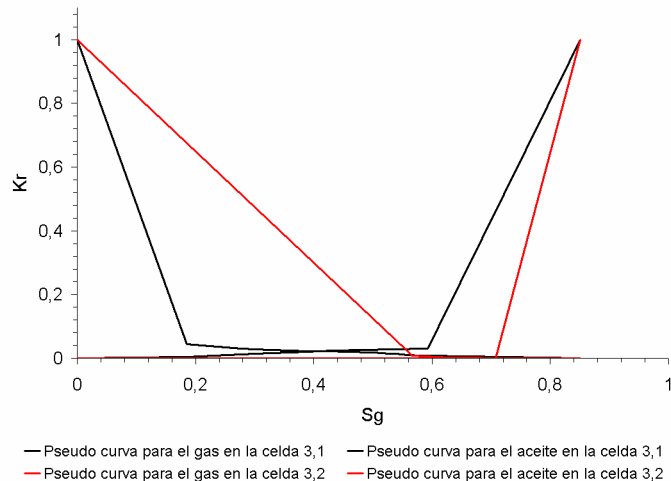


Figura 68. Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 3,1 y 3,2 del modelo de malla gruesa 5x1x5.



En cuanto a las pseudo funciones obtenidas para el modelo de malla gruesa 10x1x10, la figura 69 muestra las pseudo curvas obtenidas con los cuatro métodos para la celda 6,3 en la dirección de flujo x del modelo de malla gruesa 10x1x10. A diferencia del modelo de 5x1x5, en este caso las pseudo curvas son muy semejantes para cada uno de los métodos de cálculo utilizados, existen diferencias muy pequeñas en las pseudo funciones calculadas con los métodos de Kyte y Berry y el volumen poroso ponderado con las pseudo curvas obtenidas con los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada (especialmente en la pseudo curva para el gas); algo parecido con lo ocurrido en el modelo de 5x1x5. Esta semejanza en las pseudo curvas de permeabilidad relativa al aceite se debe posiblemente a la reducción en el número de celdas finas que agrupan la celda gruesa. Además, todas las pseudo funciones se acercan más a las curvas originales. Estas semejanzas y diferencias se observan mejor en la figura 70.

Lo que si se demuestra una vez mas es que las pseudo funciones son diferentes para cada celda gruesa, como se muestra en la figura 71, en donde se compara las pseudo curvas de la celda 6,3 con las pseudo curvas de la celda 6,6, algo similar a lo ocurrido en el modelo de malla gruesa 5x1x5.

Figura 69. Pseudo funciones obtenidas para la celda 6,3 del modelo areal 10x1x10 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo x.

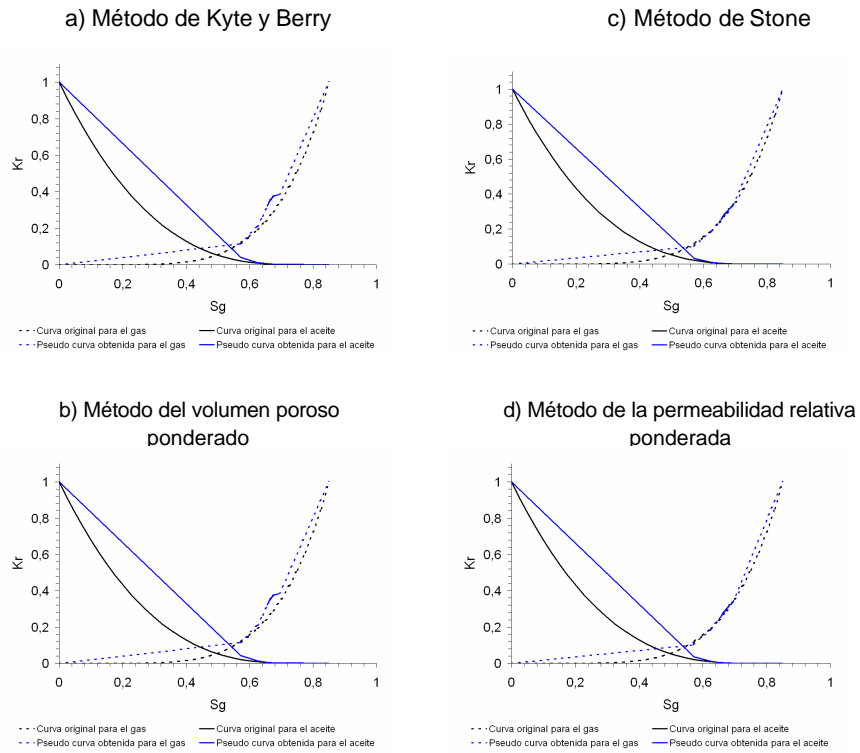


Figura 70. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 6,3 del modelo 10x1x10.

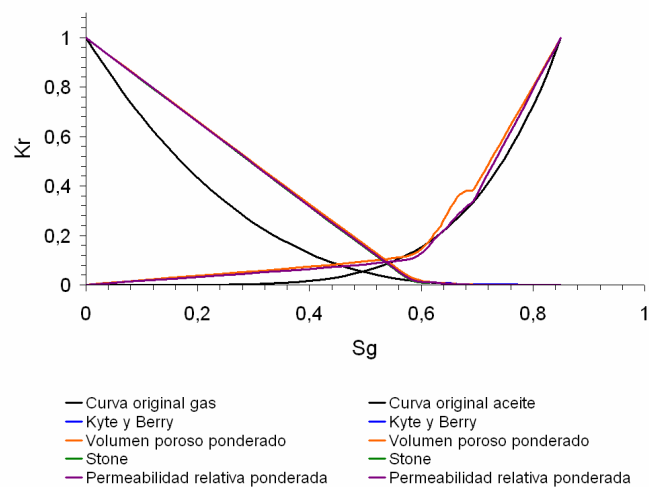
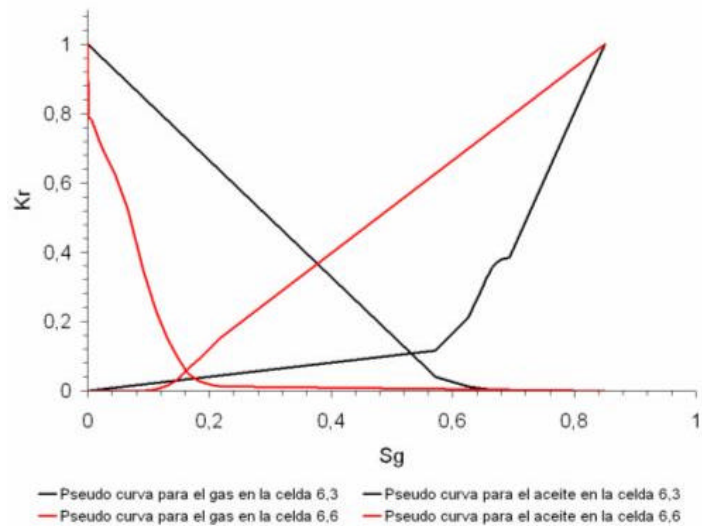


Figura 71. Pseudo funciones en la dirección de flujo x calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 6,3 y 6,6 del modelo de malla gruesa 10x1x10.



En cuanto a las pseudo funciones en la dirección de flujo z , la figura 72 muestra las pseudo curvas obtenidas por cada uno de los métodos de cálculo utilizados para la celda 6,3. De esta figura se puede observar que las pseudo curvas obtenidas para el aceite en todos los métodos son muy similares, como se presenta en las pseudo funciones para la dirección de flujo x . Sin embargo, esto no ocurrió en el modelo de malla gruesa 5x1x5, posiblemente esto sea debido a la reducción en el número de celdas finas que conforman una celda gruesa. Por otra parte, las pseudo curvas para el gas presentan diferencias, especialmente las pseudo curvas obtenidas por los métodos de Stone y la permeabilidad relativa ponderada; esta diferencia puede ser debido a que estos métodos no tienen en cuenta el efecto gravitacional, y como se dijo antes, este efecto es muy característico de los procesos de desplazamiento gas– aceite; estas diferencias se pueden ver mejor en la figura 73.

Por otra parte, la heterogeneidad del modelo hace ver una vez más que las pseudo funciones en la dirección de flujo z son muy diferentes para cada celda gruesa del modelo 10x1x10, tal como se observa en la figura 74. Por tanto, una vez más se concluye que se debe utilizar una pseudo curva diferente para cada dirección de flujo en la celda de malla gruesa.

Figura 72. Pseudo funciones obtenidas para la celda 6,3 del modelo 10x1x10 de la sección transversal vertical en la dirección de flujo z.

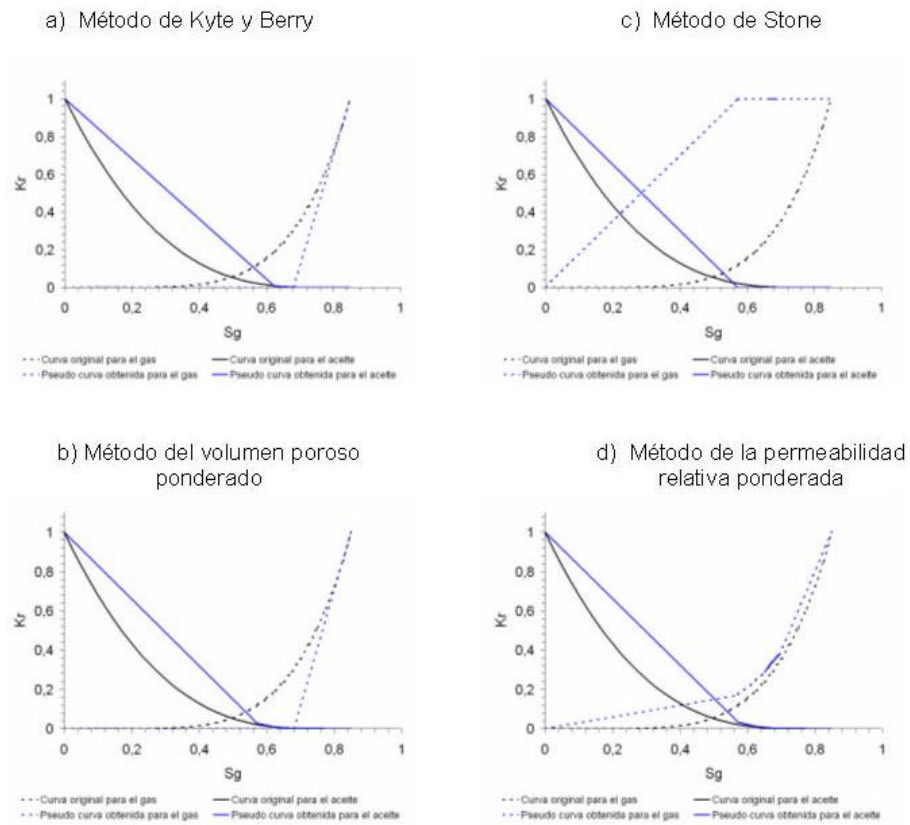


Figura 73. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 6,3 del modelo 10x1x10.

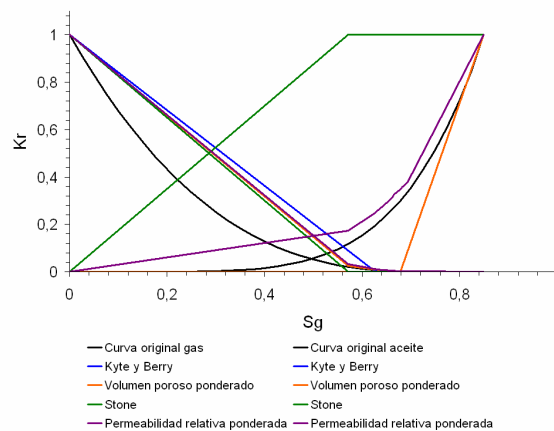
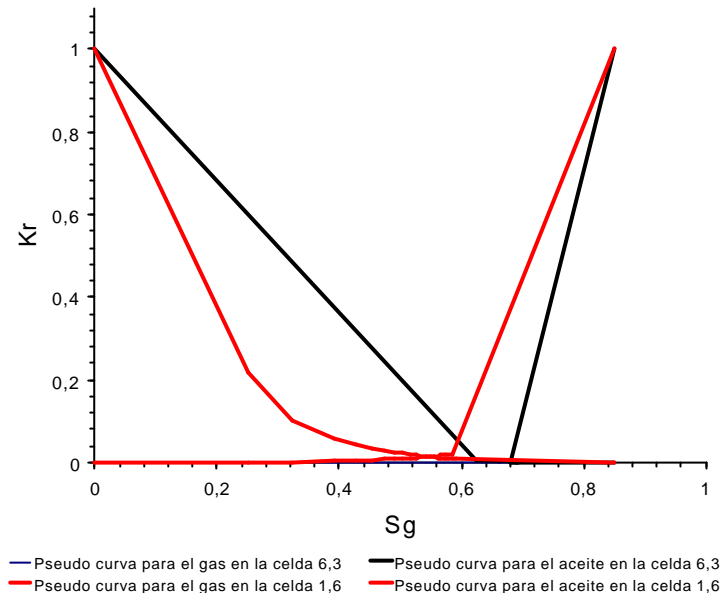


Figura 74. Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 6,3 y 1,6 del modelo de malla gruesa 10x1x10



Una vez obtenidas las pseudo funciones para los modelos de malla gruesa 5x1x5 y 10x1x10, se construyeron los archivos de entrada de estos con las pseudo funciones. Un total de ocho modelos se hicieron correr en el simulador; cuatro con mallas de dimensiones 5x1x5, cada uno de ellos con una serie de pseudo funciones obtenidas de cada método de cálculo; mientras que los otros cuatro fueron de dimensiones de malla 10x1x10, también corridos cada uno de ellos con una serie de pseudo funciones de acuerdo a los métodos de cálculo utilizados en la obtención de las pseudo curvas.

Para cada modelo de malla gruesa 5x1x5 se utilizaron un total de 40 pseudo curvas, 20 en la dirección de flujo x y las otras 20 usadas en la dirección de flujo z; es decir; se le asignó a cada celda gruesa un par de pseudo funciones. Adicionales a estas pseudo funciones, se usaron 10 pseudo curvas más, las correspondientes a las celdas de los pozos; ya que, como se demostró en el modelo de Odeh, estas pseudo funciones son muy necesarias en la simulación de los modelos de malla gruesa; a cada completamiento de pozo le pertenece una pseudo función. En cuanto a los modelos de malla gruesa 10x1x10, se calcularon un total de 180 pseudo funciones para cada modelo (90 en la dirección de flujo x y 90 en la dirección de flujo z) y se usaron además 20 pseudo

funciones de pozo. La distribución de estas pseudo curvas fueron similares a la distribución hecha para los modelos de malla gruesa 5x1x5.

5.2.4 Resultados Obtenidos y Análisis. La figura 75 presenta los resultados obtenidos de las simulaciones de los modelos de malla gruesa 5x1x5 con las pseudo funciones obtenidas por cada método. En esta gráfica se observa que en tiempos tempranos los modelos tienen una concordancia relativamente buena con la solución de malla fina, especialmente los métodos de Kyte y Berry y volumen poroso ponderado; los métodos de Stone y permeabilidad relativa ponderada presentan una desviación ligera entre los 200 y 800 días. Sin embargo, después de los mil días de producción, se presenta una separación bastante notoria entre los modelos de malla gruesa con el modelo de malla fina para todos los casos.

Con relación a las diferencias de comportamiento de los métodos de cálculo de las pseudo funciones, la figura 76 compara los resultados del modelo de malla fina con las cuatro técnicas utilizadas para generar las pseudo funciones usadas en los modelos de malla gruesa 5x1x5. En ella se observa que los métodos de Kyte & Berry y el método del volumen poroso ponderado sobreestiman la producción acumulativa de aceite, mientras que los métodos de Stone y de la permeabilidad relativa ponderada muestran producciones acumulativas de aceite por debajo de las calculadas por el modelo de malla fina; las razones a estos comportamientos son las mismas expuestas en el modelo de Odeh. Los métodos de Kyte y Berry y de la permeabilidad relativa ponderada se acercan un poco más a la solución de malla fina.

Los modelos de malla gruesa para este caso no tuvieron un buen comportamiento. A pesar de que se obtienen las mismas tendencias presentada por la solución de malla fina, estas no son tan precisas como se esperaba; esto se debe al efecto de dispersión numérica, ya que la reducción del número de celdas es muy grande (de un modelo de 2000 celdas se pasa a un modelo de 25 celdas); no es lo mismo poseer datos de 2000 celdas, de los cuales se pueden obtener tendencias más claras, a poseer solamente 25 datos, con los cuales es más difícil obtener una tendencia más óptima, por lo tanto no es recomendable reducir tanto un modelo de simulación, ya que se presentan efectos de este tipo, lo que hace que el modelo de malla gruesa no represente adecuadamente el

modelo original. A diferencia de lo presentado en el modelo de Odeh, en este modelo el método de Kyte y Berry se comporta mejor que el método del volumen poroso ponderado, lo cual puede indicar que en modelos demasiado gruesos el método del volumen poroso ponderado presenta inconsistencias bastantes grandes.

Figura 75. Comparación de resultados entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 5x1x5 para el modelo de sección transversal.

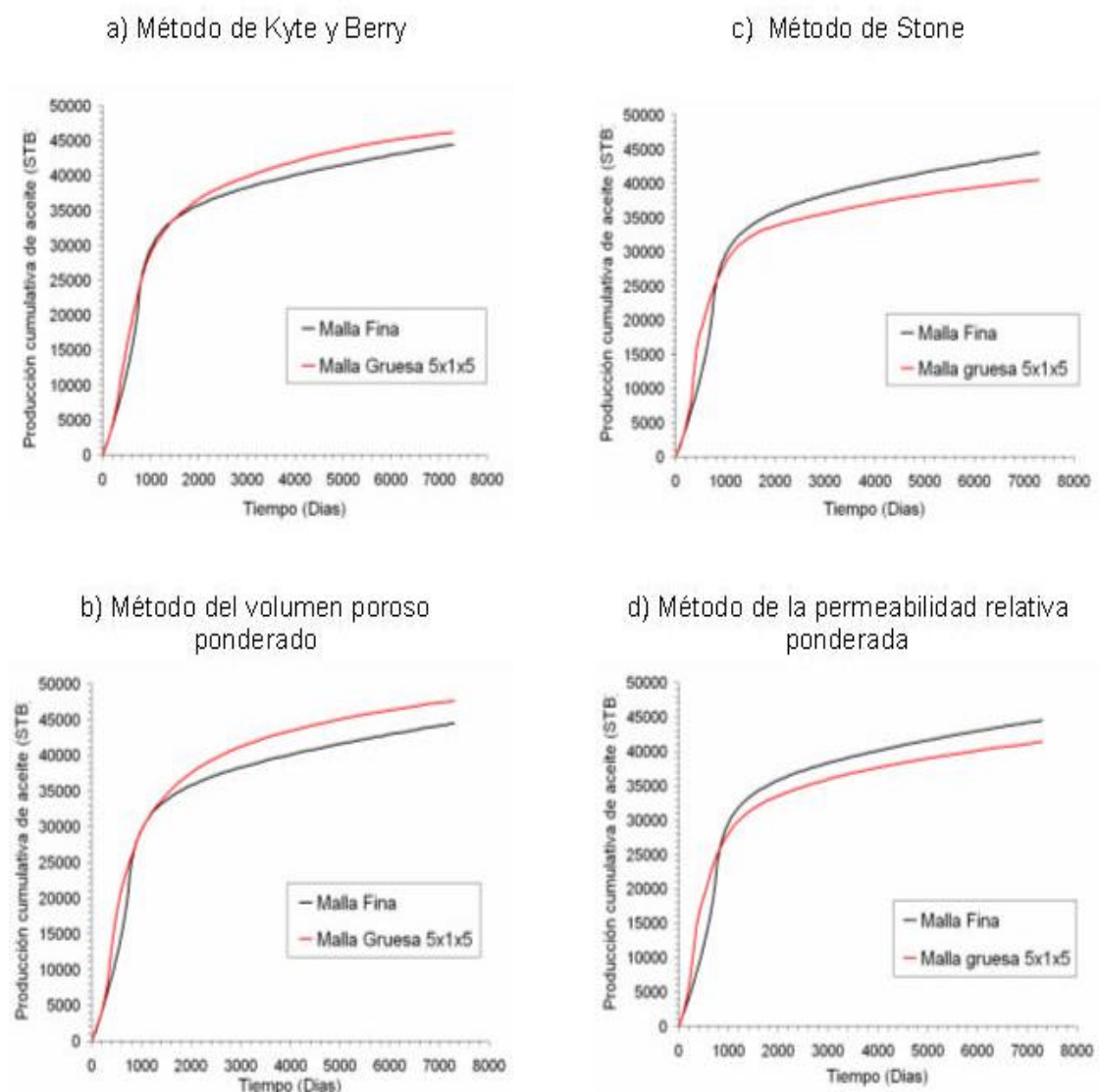
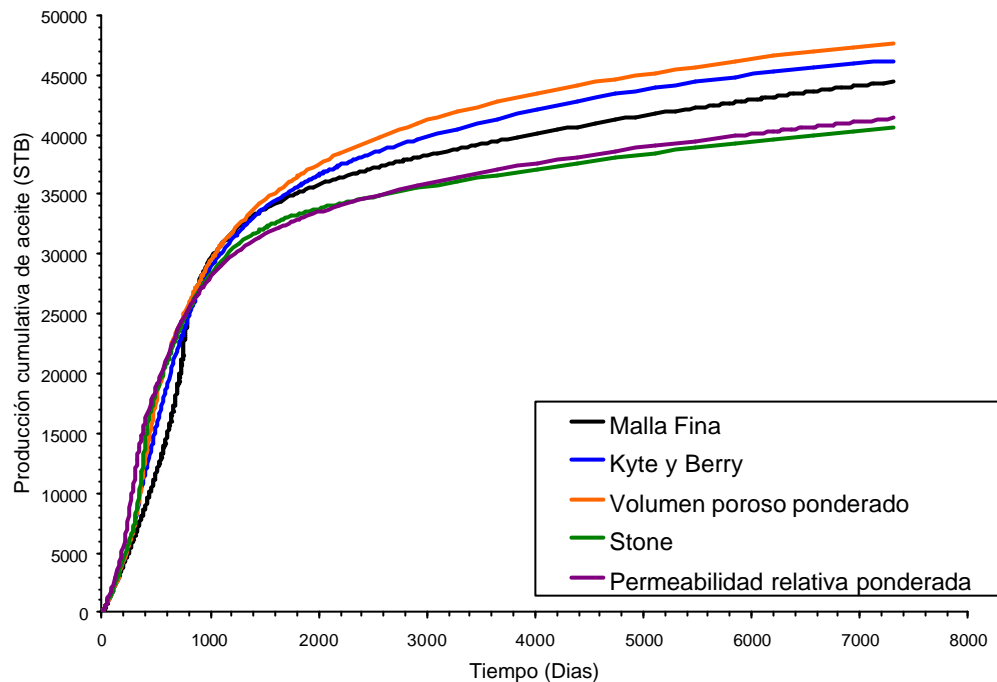


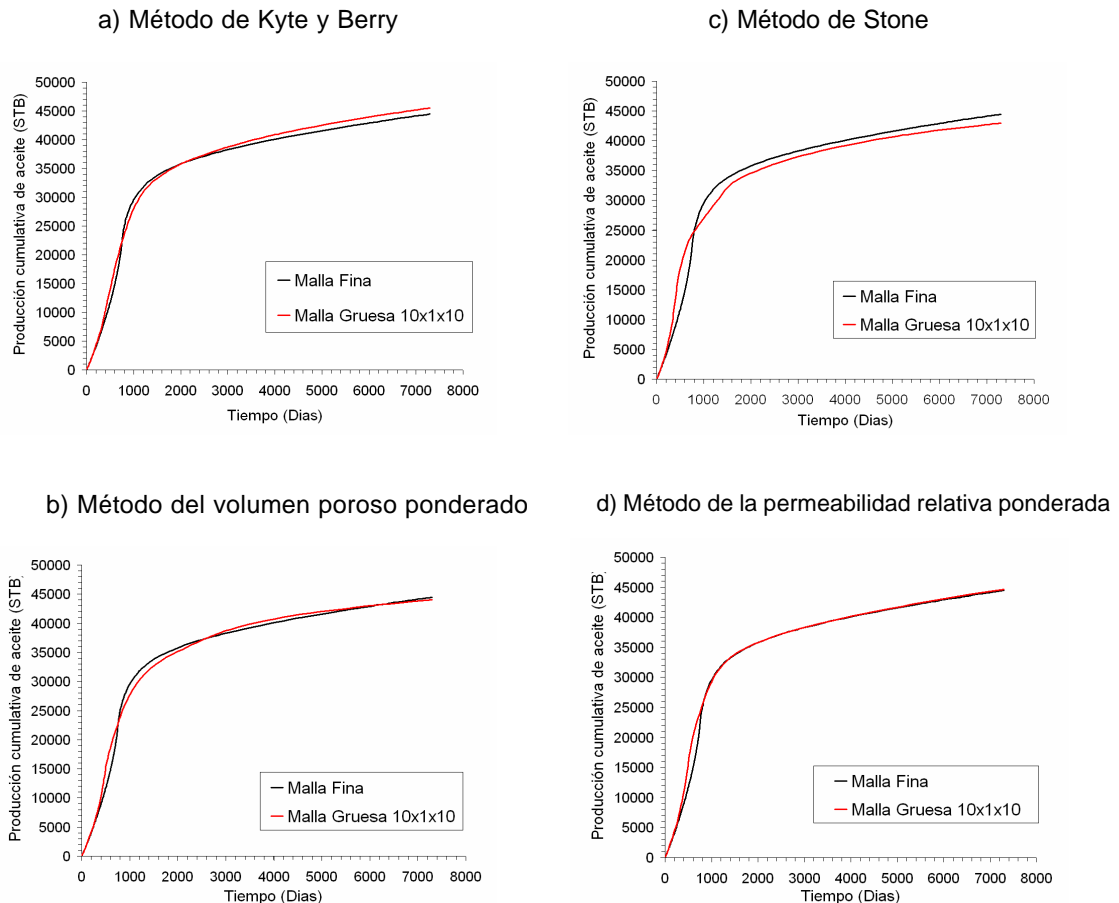
Figura 76. Comparación de la producción acumulativa de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa 5x1x5 para el modelo de sección transversal.



En cuanto al modelo de malla gruesa 10x1x10, en la figura 77 se muestran los resultados obtenidos de los cuatro modelos, comparados cada uno de ellos con la solución del modelo de malla fina. En estos resultados, a diferencia de los obtenidos de las mallas gruesas de 5x1x5, presentan una buena concordancia durante todo el tiempo de simulación; aunque los modelos de malla gruesa que usan las pseudo funciones obtenidas por los métodos de Stone y de Kyte y Berry se separan ligeramente de la solución de malla fina. Esto se presentó también en el estudio del modelo de Odeh, en el cual los modelos de malla gruesa que usaron las pseudo funciones calculadas por estos métodos también presentaron diferencias con la solución de referencia.

Esta mejora se debe a que se utilizó una malla gruesa con un número de celdas mayor (de 2000 celdas se pasaron a 100), reduciendo así el efecto de dispersión numérica, permitiendo de esta manera que los modelos sean más precisos.

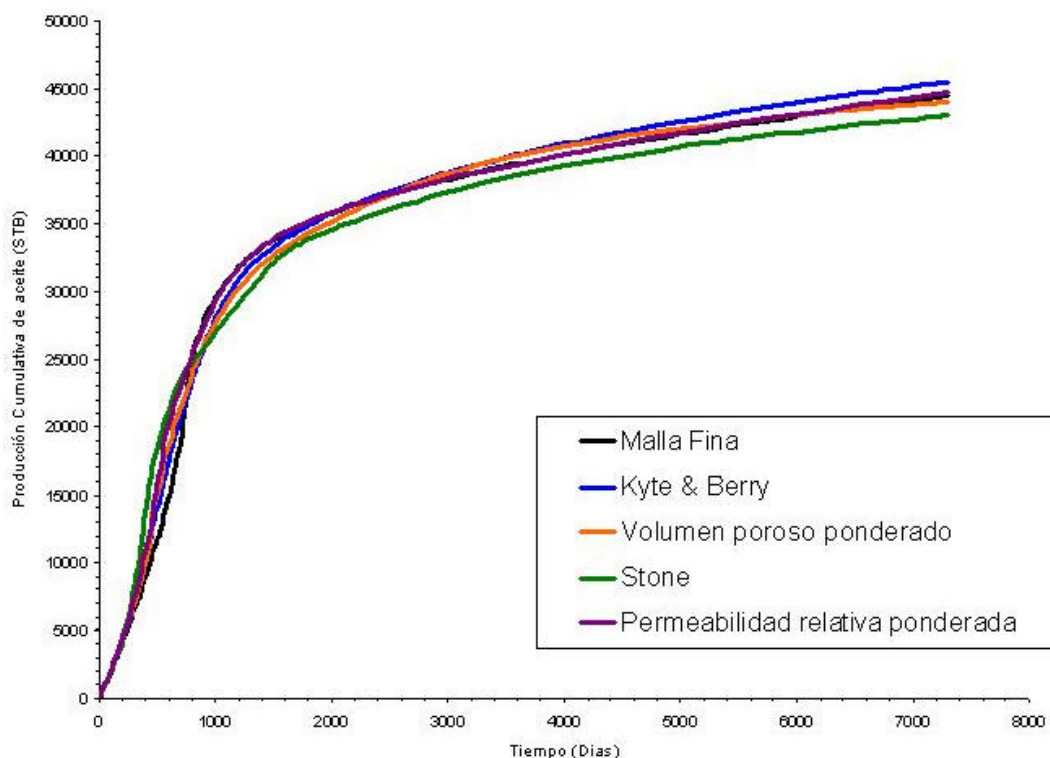
Figura 77. Resultados obtenidos entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 10x10 para el modelo de sección transversal.



La figura 78 compara los resultados de todos los modelos de malla gruesa 10x10 con la simulación de malla fina. En esta gráfica se puede observar que los métodos del volumen poroso ponderado y la permeabilidad relativa ponderada son los que mejor ajustan con el modelo original (tal como se presentó para el modelo de Odeh). El modelo de malla gruesa usando las pseudo funciones calculadas por el método de Kyte y Berry se aleja levemente, esta diferencia se puede presentar debido al incremento del efecto gravitacional, proceso que incide en el factor de ponderación usado en la formulación de este método (especialmente en el valor de la permeabilidad relativa de la fase) y a la suposición de la no existencia de fuerzas capilares en la escala de malla gruesa, tal como

lo expuso Darman *et al*⁸ y como se pudo demostrar en el modelo de Odeh. En la gráfica también se puede observar que el método de Stone no se ajusta muy bien a la solución de malla fina durante casi todo el proceso, este comportamiento se debe a que la metodología usada por el método de Stone no tiene en cuenta los efectos gravitacionales.

Figura 78. Comparación de la producción acumulativa de aceite entre la simulación de malla fina con los modelos de malla gruesa 10x10 para el modelo de sección transversal.



Con respecto al tiempo de cómputo entre los modelos de malla gruesa y el modelo de malla fina, el ahorro es bastante substancial. Las tablas 10 y 11 muestran los tiempos de corrida y la memoria requerida en los modelos de malla gruesa 5x5 y 10x10, comparados con el modelo de malla fina. Es claro que mientras un modelo con 2000 celdas tiene un tiempo de simulación de aproximadamente 65 segundos, un modelo con 25 celdas tiene un tiempo de simulación mucho mas corto (aproximadamente 2.5 segundos) y un modelo de 100 celdas tiene una duración de corrida de aproximadamente

4 segundos, lo que indica que la reducción en el tiempo de simulación entre el modelo de malla gruesa 5x1x5 y el modelo de malla fina fue de aproximadamente 96%, mientras que la reducción en el tiempo de simulación entre el modelo de malla gruesa 10x1x10 y el modelo de malla fina fue de aproximadamente 94%.

Tabla 10. Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 5x1x5. Modelo de sección transversal.

Tipo de Modelo	Tiempo de corrida (segundos)	Reducción de tiempo (%)	Memoria utilizada (Megabytes)	Reducción de memoria (%)
Malla Fina (100x1x20)	65.76	-----	7.387	-----
Malla 5x1x5; Método de Kyte y Berry	2.45	96.27	0.341	95
Malla 5x1x5; Método del volumen poroso ponderado	2.39	96.36	0.341	95
Malla 5x1x5; Método de Stone	2.17	96.7	0.341	95
Malla 5x1x5; Método de la permeabilidad relativa ponderada.	2.11	96.79	0.341	95

Con respecto a la memoria utilizada, se observa también un ahorro significativo entre los modelos de malla gruesa y el modelo de malla fina, mientras el modelo original necesita 7.387 megabytes, el modelo de malla gruesa 5x1x5 necesita solamente 0.341 megabytes

y el modelo de malla gruesa 10x1x10 1.157 megabytes, por lo tanto, hay una reducción de memoria en el modelo de malla gruesa 5x1x5 de aproximadamente 95%, mientras que en el modelo de malla gruesa 10x1x10 hay una reducción de aproximadamente 85% de memoria.

Esta es quizás, junto con una buena concordancia de resultados entre los modelos, la ventaja más importante de las técnicas de escalamiento. Esto permite realizar mas corridas sobre un modelo en menor tiempo y con un costo computacional y de manejo de datos bastante bajos.

Tabla 11. Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y los modelos de malla gruesa 10x1x10. Modelo de sección transversal.

Tipo de Modelo	Tiempo de corrida (segundos)	Reducción de tiempo (%)	Memoria utilizada (Megabytes)	Reducción de memoria (%)
Malla Fina (100x1x20)	65.76	-----	7.387	-----
Malla 5x1x5; Método de Kyte y Berry	4.06	93.82	1.157	85
Malla 5x1x5; Método del volumen poroso ponderado	3.3	94.98	1.157	85
Malla 5x1x5; Método de Stone	3.2	95.13	1.157	85
Malla 5x1x5; Método de la permeabilidad relativa ponderada.	3.0	95.43	1.157	85

5.3 APLICACIÓN DEL ESCALAMIENTO A UN CAMPO DE ESTUDIO 3D.

El modelo utilizado para este estudio consiste de una parte de la secuencia Brent. El modelo fue originalmente generado para usarse en el proyecto PUNQ⁴⁶; La sección que se utilizó para aplicar el escalamiento tiene dimensiones de 1200 x 2400 x 300 pies; los 300 pies representados en 15 estratos o capas.

La metodología planteada para la aplicación de las técnicas de escalamiento en este modelo se basó en el proceso aplicado por Giliberti *et al*⁹, en 1995. A partir de esa información la metodología planteada fue la siguiente:

1. Descripción del modelo.
2. Identificación de los diferentes escenarios petrofísicos del campo.
3. Escogencia y construcción de la sección transversal representativa.
4. Estudio de un proceso de desplazamiento de aceite usando el modelo de sección transversal de malla fina.
5. Generación de las pseudo funciones de permeabilidades relativas y validación de estas pseudo curvas.
6. Generación de la malla gruesa y construcción del modelo grueso de simulación.
7. Simulación y comparación de resultados con el modelo original de malla fina.

5.3.1 Descripción del Modelo. Este modelo tiene una geometría simple, sin estructuras complejas ni buzamientos. El modelo geológico se describe sobre una malla cartesiana regular. Las dimensiones del modelo son 1200 x 2400 x 300 pies; esta sección es una parte de la formación Tarbet. El modelo a escala fina posee un tamaño de 30 x 60 x 15 celdas ($2,7 * 10^4$ celdas), como se puede observar en la figura 33. Las celdas finas tienen dimensiones de 40x40x20 ft; la celda (1,1,1) está a una profundidad de 9000 ft por debajo del nivel del mar. Las propiedades de porosidad se muestran en la figura 34 y las propiedades de permeabilidad absoluta se muestran en la figura 33; el modelo tiene una relación k_v/k_H de 0.10, mientras que la permeabilidad tanto en la dirección x como en la dirección y son iguales. El proceso que se va a desarrollar en este modelo es un proceso de desplazamiento aceite – agua.

Las propiedades del agua son $B_w = 1.01$, $c_w = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, y $\mu_w = 0.3 \text{ cp}$. Las propiedades PVT del aceite muerto (*dead oil*) se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Datos PVT para el aceite muerto. Modelo campo de estudio.

Presión (Psi)	B_o (rb/STB)	m_o (cp)
300	1.05	2.85
800	1.02	2.99
8000	1.01	3.0

Tomado de Christie, M. A. and Blunt, M. Paper SPE 72469

Las permeabilidades relativas son:

$$k_{rw} = \left(\frac{S - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right)^2 \quad (62)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right)^2 \quad (63)$$

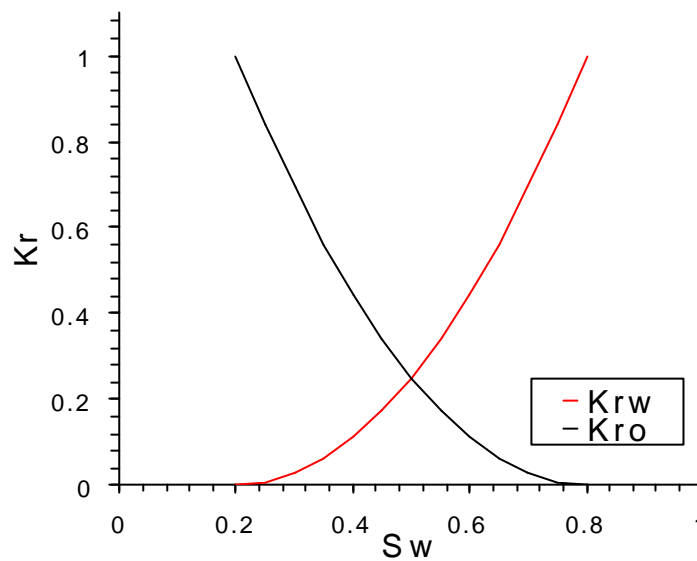
y $S_{wc} = S_{wi} = S_{ro} = 0.2$. En la figura 79 se muestran las curvas para el modelo.

La presión inicial de la fase aceite es 4000 psi a una profundidad de 9035 ft por debajo del nivel del mar. La densidad del aceite a condiciones estándar es 53 lb/ft^3 , mientras que la densidad del agua es 64 lb/ft^3 . El contacto inicial agua – aceite esta a 9950 ft por debajo del nivel del mar. Para este sistema se despreciaron las presiones capilares.

Un total de cuatro pozos, tres pozos productores y un inyector de agua se incluyeron en el modelo de malla fina. La tabla 13 da la ubicación de cada pozo en el modelo, así como las condiciones de operación. Todos los pozos fueron verticales y completados en toda la formación. La presión de fondo fluyendo mínima para los pozos productores fue colocada a 1000 psi con una profundidad de referencia de 9110 ft. El pozo inyector de agua se

colocó a una tasa máxima de inyección de 3000 STB/Día con una presión de fondo de 8000 psi a una profundidad de referencia de 9110 ft.

Figura 79. Permeabilidades relativas para el sistema aceite – agua. Modelo campo de estudio.



5.3.2 Escenarios Petrofísicos del Campo. Como se vio en el modelo geológico, la porosidad es constante en cada estrato del modelo, algo diferente ocurre con la permeabilidad absoluta, la cual es heterogénea en todo el campo (los valores de permeabilidad absoluta van de 0.0 a 1000 md). En la figura 35 se puede ver que los valores más altos de permeabilidad se presentan en el costado inferior derecho, cercano al pozo P3. Los valores bajos de permeabilidad se presentan en el resto del yacimiento. Los pozos productores P1 y P2 se ubican en zonas de permeabilidad absoluta baja, lo mismo que el pozo inyector de agua (ubicado en la celda areal 1,1). Por tanto se espera que el frente de inyección tienda hacia el pozo P3, así mismo este pozo presentará la mayor producción del campo debido a su ubicación en el yacimiento.

Tabla 13. Ubicación de pozos y control de producción. Modelo campo de estudio.

Nombre Pozo	Coordenada i	Coordenada j	Limite de producción
P1	30	1	1000
P2	1	60	1500
P3	30	60	1500
I	1	1	-----

Por esta razón, la zona seleccionada para definir la sección transversal que se utilizó en la obtención de las pseudo funciones se encuentra en la sección derecha del campo, el cual presenta zonas de baja permeabilidad (cercanos al pozo P1) y zonas de alta permeabilidad (cercanos al pozo P3).

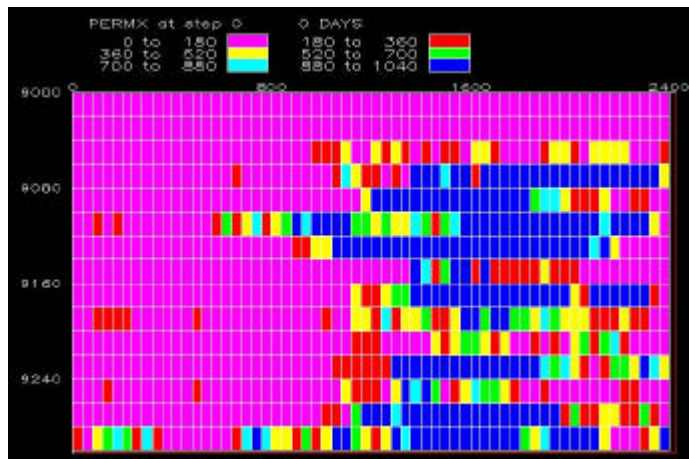
5.3.3 Construcción de la Sección Transversal Representativa. Giliberti *et al*⁹ analizaron los procesos de desplazamiento de aceite para obtener las pseudo funciones a partir de modelos de sección transversal vertical. Esta metodología permite una descripción rigurosa de la eficiencia de barrido vertical a través de la malla gruesa resultante.

La figura 80 muestra el modelo de sección transversal seleccionado para obtener de allí las pseudo funciones de permeabilidades relativas que se utilizaran en el modelo de malla gruesa. Esta sección transversal tiene dimensiones de celda de 1x60x15, las celdas finas son del mismo tamaño al mostrado por el modelo de malla fina del campo de estudio, lo que permite utilizar las curvas obtenidas del laboratorio en este modelo. Se tomó una sección transversal $y - z$ ya que permite abarcar mas el patrón de heterogeneidad que existe en el yacimiento y que afecta el proceso; además de permitir una consistencia en cuanto a las distancias entre el pozo productor e inyector con el espaciamiento actual en el modelo de malla fina. Para simular el proceso de desplazamiento de aceite, se colocó un pozo inyector de agua en la parte izquierda (zona de baja permeabilidad), mientras que se colocó un pozo productor en la zona derecha; este arreglo concuerda con las características de producción del modelo de malla fina, el cual muestra que la mayor

producción de aceite proviene del pozo productor que se encuentra en la zona de alta permeabilidad (pozo P3), mientras que el pozo inyector de agua se encuentra en la zona de baja permeabilidad.

5.3.4 Proceso de Desplazamiento de Aceite. En un modelo de simulación con un gran número de celdas, los mecanismos de desplazamiento de Buckley – Leverett se pueden ilustrar mejor y un avance frontal se puede modelar correctamente. Cuando las celdas gruesas se utilizan, el desarrollo del avance frontal no será modelado si solamente se utilizan las funciones de permeabilidades relativas obtenidas en el laboratorio, presentándose como consecuencia problemas de dispersión numérica. Por tanto no se recomienda usar las curvas obtenidas en el laboratorio directamente en los modelos de malla gruesa, ya que no podrán representar el avance frontal del agua en estos modelos debido a la dispersión numérica.

Figura 80. Sección transversal vertical $y - z$ seleccionada para calcular las pseudo funciones a utilizar en el campo de estudio.



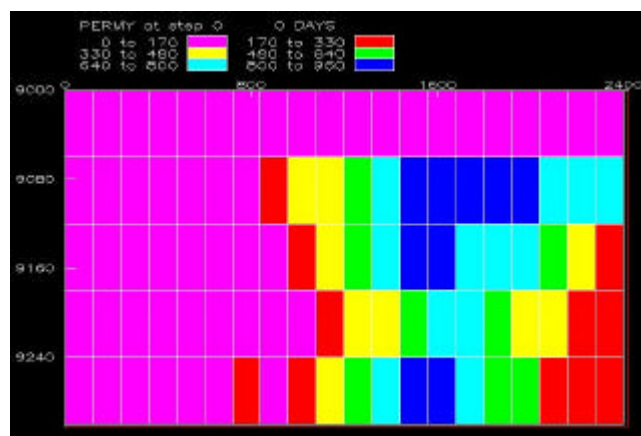
Para este estudio, el modelo de sección transversal de malla fina considera que el pozo productor y el pozo inyector produce e inyecta a una razón de reemplazo de espacio poroso igual a uno, es decir, que la tasa de producción del pozo productor es igual a la tasa de inyección del pozo inyector (tal como lo hacen Giliberti *et al*¹⁹). Para este modelo se tomó una tasa de producción de 500 STB/Día para el pozo productor y una tasa de

inyección de 500 STB/Día para el pozo inyector; se escogieron estas tasas ya que pueden representar más o menos los posibles flujos entre celdas que puedan existir en el modelo de malla fina del campo de estudio. El resto de consideraciones (por ejemplo; presión inicial, saturaciones, tiempo de simulación, etc.) son los mismos que se utilizan en el modelo de malla fina.

5.3.5 Generación y Validación de las Pseudo Funciones. Una vez definida la sección transversal y las condiciones a las cuales se van a obtener las pseudo funciones, se hizo la corrida de este modelo transversal y se obtuvieron los archivos necesarios para usarlos en el programa ECLIPSE PSEUDO y generar así las pseudo curvas.

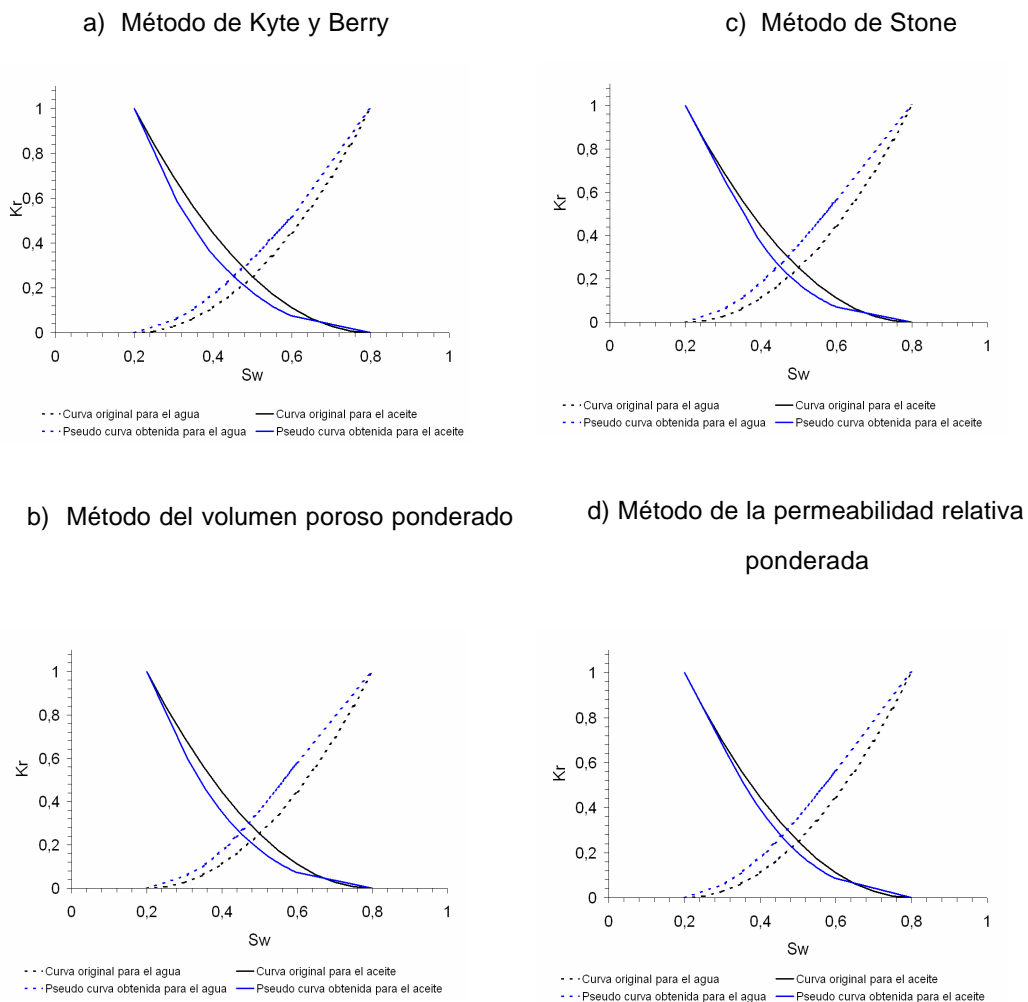
Una malla gruesa fue construida a partir de esta sección transversal; esta malla fue consistente con las dimensiones de las celdas gruesas (cuyas dimensiones son 120x120x60 ft) usadas en el modelo total de malla gruesa del campo de estudio; por tanto se obtuvo una malla gruesa de dimensiones de celda 1x20x5 para la sección transversal seleccionada (cada celda gruesa agrupa una sección de malla fina de dimensiones 3x3x3). La figura 81 muestra la malla gruesa construida a partir de la sección transversal. Como se ve, el modelo de malla gruesa mantiene aun las características relevantes del modelo original de malla fina, aunque se pierde un poco el nivel de detalle.

Figura 81. Malla gruesa obtenida a partir de la sección transversal seleccionada para el campo de estudio.



Con esta malla gruesa se obtuvieron las pseudo funciones de permeabilidades relativas; los métodos utilizados para calcularlas fueron las cuatro técnicas aplicadas anteriormente en los modelos de los sistemas gas – aceite. En la figura 82 se muestran las pseudo funciones obtenidas por cada uno de los métodos para la celda gruesa 1,3 en la dirección de flujo y (ya que para este caso se trabajó un modelo de sección transversal $y - z$).

Figura 82. Pseudo funciones obtenidas en la dirección de flujo y y para la celda 1,3 del modelo $1 \times 20 \times 5$ de la sección transversal vertical seleccionada. Campo de estudio.



Como se puede ver en la figura, la similitud en cuanto a la forma de la gráfica entre cada pseudo curva con la curva original para cada fluido es notoria; en comparación con los modelos gas – aceite presentados anteriormente; aunque se presentan ligeras diferencias entre las curvas, especialmente en los valores medios de saturación de agua. En la figura 83 se muestran las pseudo curvas obtenidas comparadas entre si para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa. Las diferencias entre las pseudo curvas obtenidas por cada uno de los métodos son muy leves, posiblemente este comportamiento se debe a que estas pseudo funciones fueron propuestas particularmente para sistemas aceite – agua, en donde la segregación gravitacional no es muy relevante, y la variación de la movilidad total no es tan alta. Aun así, las pseudo funciones son diferentes a las curvas originales. Por lo general, tanto la permeabilidad relativa como la presión capilar deben ser funciones solamente de la saturación del fluido y ellas dependen únicamente de las propiedades de las rocas del yacimiento. Esta unicidad, sin embargo, no se aplica a las permeabilidades pseudo relativas para una celda gruesa en el modelo escalado. Ellas son diferentes para celdas gruesas diferentes y son función del promedio de todas las saturaciones de las celdas finas localizadas dentro de la celda gruesa, como se puede observar en la figura 84. También la influencia de la heterogeneidad de la celda gruesa hace que cada una tenga su propia pseudo curva en la dirección de flujo y .

En cuanto a las pseudo funciones obtenidas en la dirección z , la figura 85 muestra las pseudo curvas obtenidas por cada método para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa $1 \times 20 \times 5$. A diferencia de las pseudo funciones obtenidas en la dirección y , estas son bastante diferentes a las curvas originales, especialmente la curva que representa el flujo de la fase aceite; adicionalmente, las pseudo funciones en esta dirección de flujo son muy diferentes a las obtenidas en la dirección y , lo que permite concluir que es necesario asignar a cada celda gruesa una curva diferente para cada dirección de flujo.

Figura 83. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo y calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.

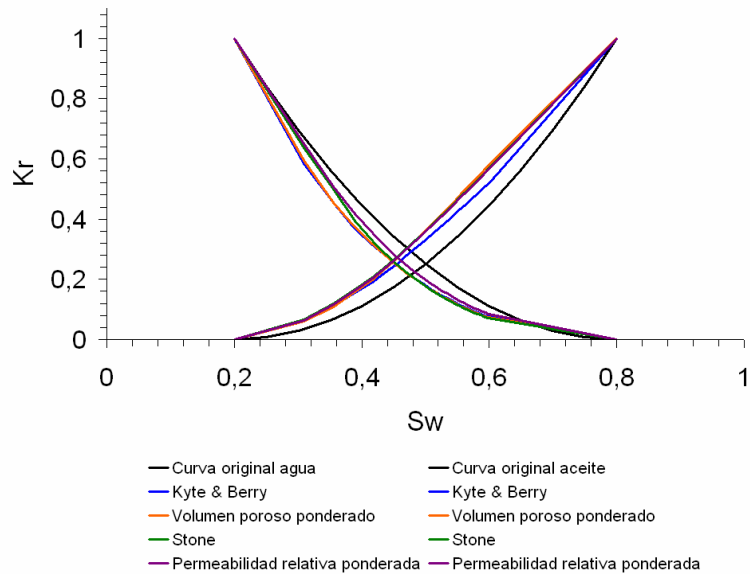


Figura 84. Pseudo funciones en la dirección de flujo y calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 1,3 y 18,2 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.

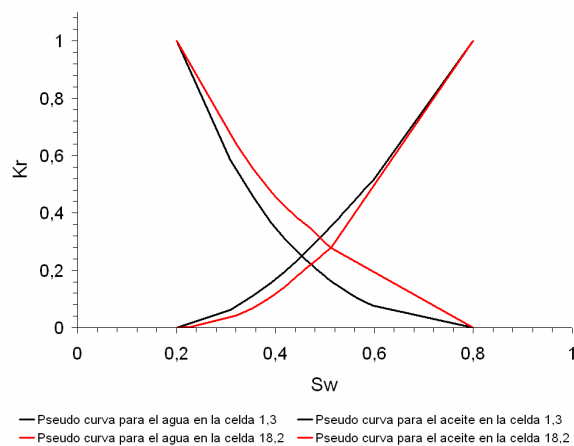
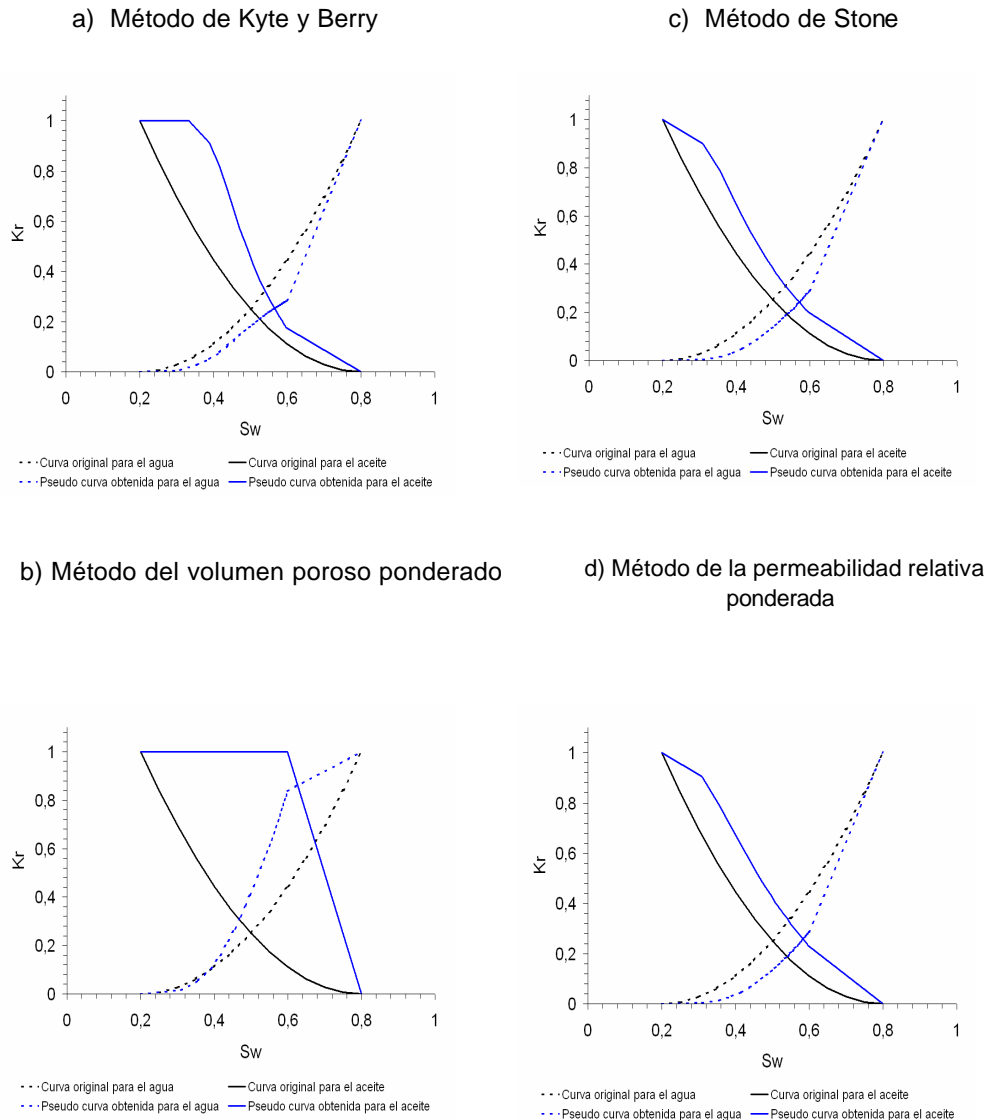
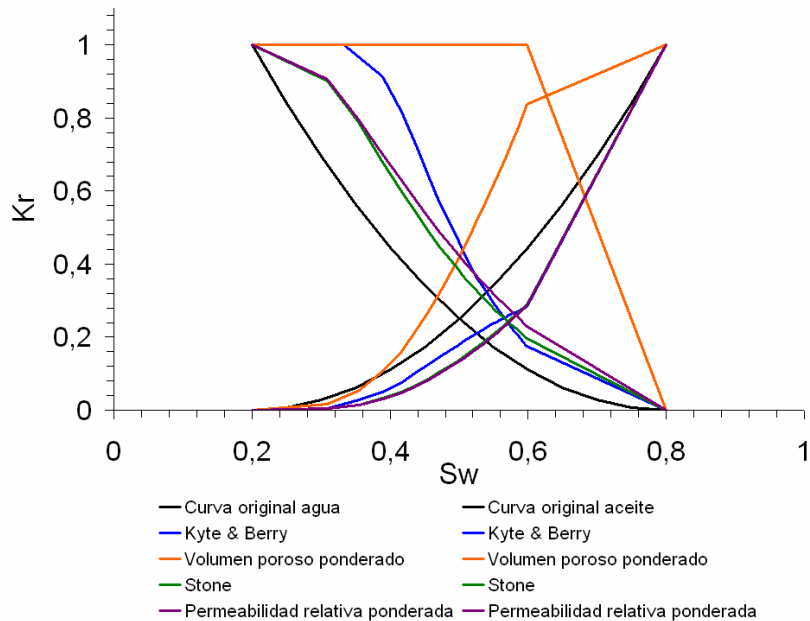


Figura 85. Pseudo funciones obtenidas para la celda 1,3 del modelo 1x20x5 de la sección transversal vertical seleccionada en la dirección de flujo z. Campo de estudio.



En la figura 86 se observan las pseudo funciones comparadas entre si para la celda 1,3 en la dirección de flujo z del modelo de malla gruesa 1x20x5. Las diferencias entre cada una de ellas son bastante grandes, especialmente las pseudo curvas obtenidas por el método del volumen poroso ponderado; lo que puede significar que estos métodos son muy sensibles a la dirección de flujo, particularmente a la dirección de flujo vertical.

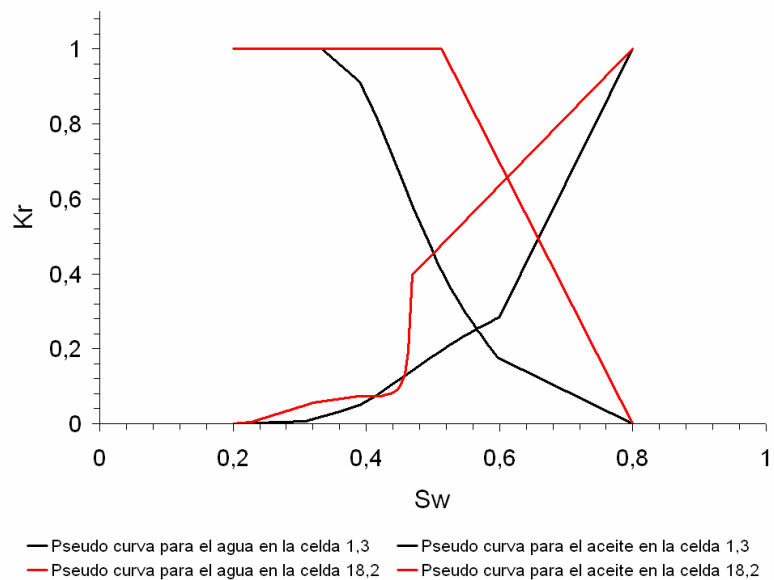
Figura 86. Comparación entre las pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por los diferentes métodos con las curvas originales para la celda 1,3 del modelo de malla gruesa $1 \times 20 \times 5$ construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.



La heterogeneidad también influye mucho en la forma de las pseudo funciones en esta dirección de flujo, tal como se puede ver en la figura 87. Por tanto es necesario usar una curva diferente para cada dirección de flujo en la celda gruesa, tal como se expuso anteriormente.

Una vez obtenidas las pseudo funciones por cada uno de los métodos, se procedió a hacer unas corridas de sensibilidad entre la malla fina de la sección transversal y las mallas gruesas construidas a partir de esta sección con las pseudo funciones, con el fin de seleccionar las pseudo curvas que se van a utilizar en el modelo total de malla gruesa del campo de estudio. Un total de 190 pseudo curvas fueron calculadas por cada uno de los métodos (95 en la dirección de flujo y ; 95 en la dirección de flujo z), por tanto se asignaron dos pseudo curvas por cada celda gruesa (una en la dirección z y otra en la dirección y). Adicionales a estas pseudo funciones, se calcularon 10 pseudo curvas de pozo; a cada completamiento de los pozos se le asignó una pseudo curva de este tipo.

Figura 87. Pseudo funciones en la dirección de flujo z calculadas por el método de Kyte y Berry para las celdas 1,3 y 18,2 del modelo de malla gruesa 1x20x5 construido para la sección transversal seleccionada. Campo de estudio.

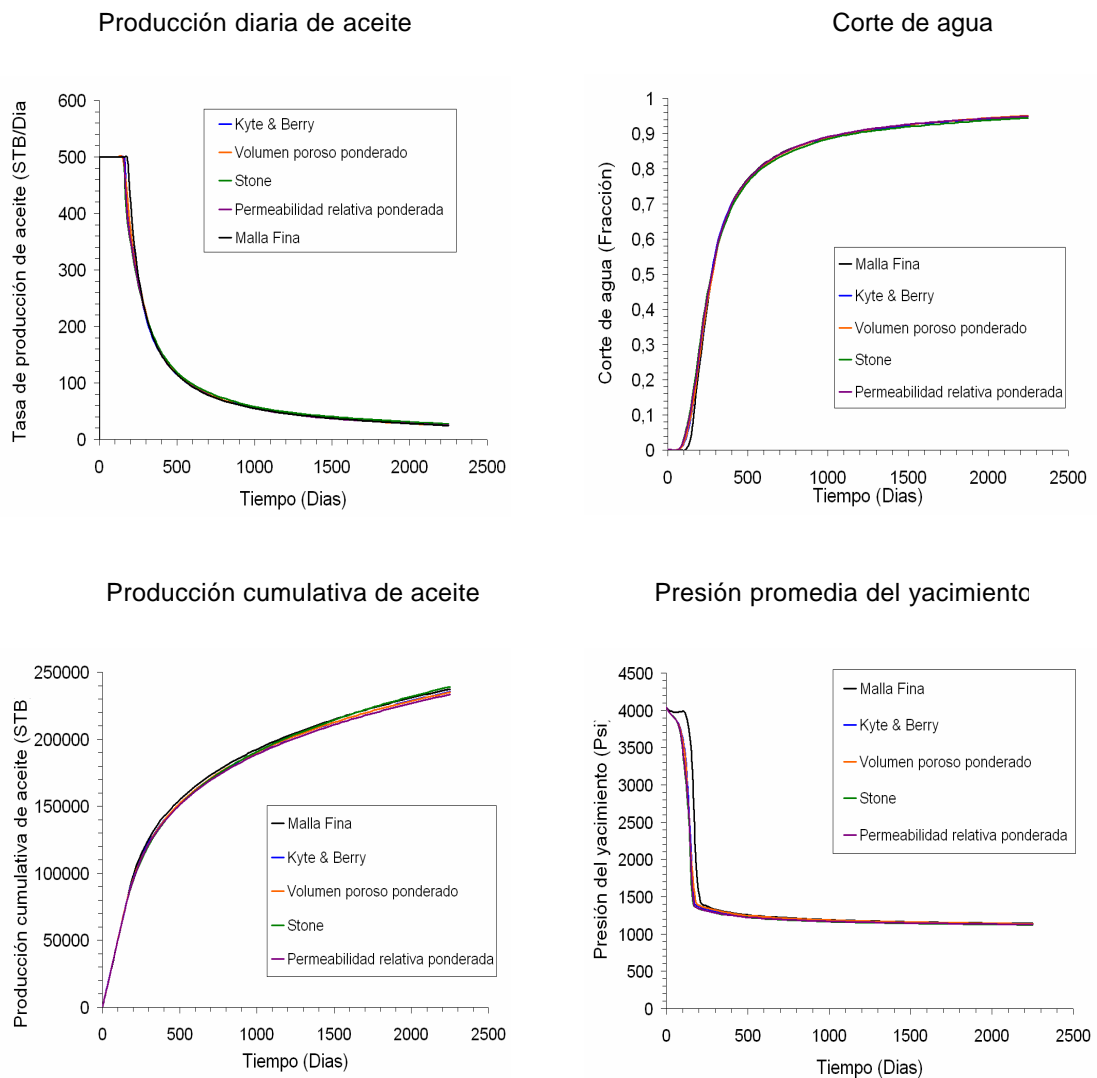


Las curvas que sirven de patrón de comparación entre el modelo de malla fina de la sección transversal con el correspondiente modelo de malla gruesa son la producción diaria de aceite, la producción acumulativa de aceite, el corte de agua del modelo y la presión promedio.

La figura 88 muestra los resultados obtenidos por los cuatro modelos de malla gruesa 1x20x5 (cada uno usó una serie de pseudo funciones diferentes, de acuerdo a las técnicas utilizadas para calcular las pseudo curvas) con la simulación de malla fina de la sección transversal representativa del campo de estudio. Como se observa, las diferencias son mínimas entre los modelos de malla gruesa con el modelo de malla fina de la sección transversal, esto se debe a que estos métodos trabajan muy bien en sistemas aceite – agua, donde la segregación gravitacional en algunos casos no es determinante y la movilidad total de las fases es menos inestable. En la única curva en donde hay una ligera diferencia entre los modelos es en la gráfica de la presión promedio, especialmente en los primeros días de producción. Con respecto a la comparación de los

modelos de malla gruesa entre si, prácticamente no existieron diferencias entre ellos; ante este hecho se decidió usar las pseudo funciones calculadas por el método de Kyte y Berry en la simulación del modelo total de malla gruesa del campo de estudio, debido a que son las más utilizadas y conocidas en la industria.

Figura 88. Comparación de resultados entre los modelos de malla gruesa 1x20x5 usando cada uno de los métodos de calculo de las pseudo funciones con la simulación de malla fina para la sección transversal del campo de estudio.



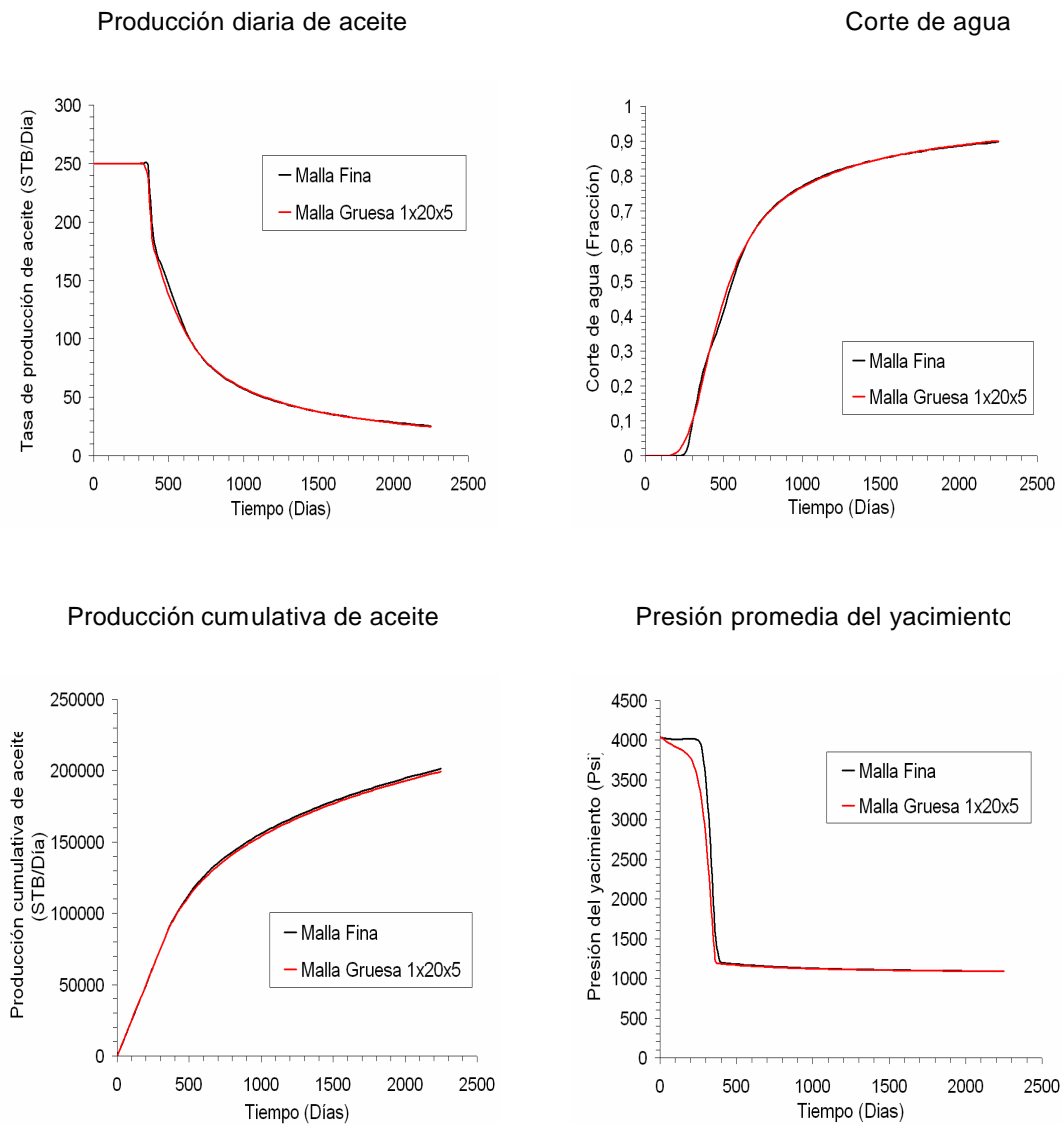
Una vez escogidas las pseudo funciones que se utilizarán en el modelo tridimensional de malla gruesa, se hicieron unas corridas de sensibilidad a la variación de la tasa de flujo sobre las mismas secciones transversales, como lo plantearon Kossack *et al*^{29, 30}, con el fin de evaluar el nivel de fortaleza de las pseudo funciones a los cambios en la tasa de flujo.

Para estas corridas se plantearon dos tasas de producción e inyección; una un 50% menor a la tasa de flujo utilizada para el calculo de las pseudo funciones (que fue de 500 STB/Día, tanto en el pozo productor de aceite como en el pozo inyector de agua); mientras que la otra tasa es el doble de la utilizada en los cálculos de las pseudo funciones.

La figura 89 muestra la comparación entre los resultados obtenidos en el modelo de malla fina utilizando una tasa de flujo de 250 STB/Día (50% mas baja que la tasa de flujo estándar para el calculo de las pseudo funciones) con los resultados arrojados por el modelo de malla gruesa usando las pseudo funciones y a una tasa de flujo de 250 STB/Día. Como se puede ver, las pseudo funciones dan una buena aproximación con la solución de referencia a bajas tasas de flujo, aunque se presentan algunas diferencias en la gráfica de la presión del yacimiento, especialmente en los primeros días.

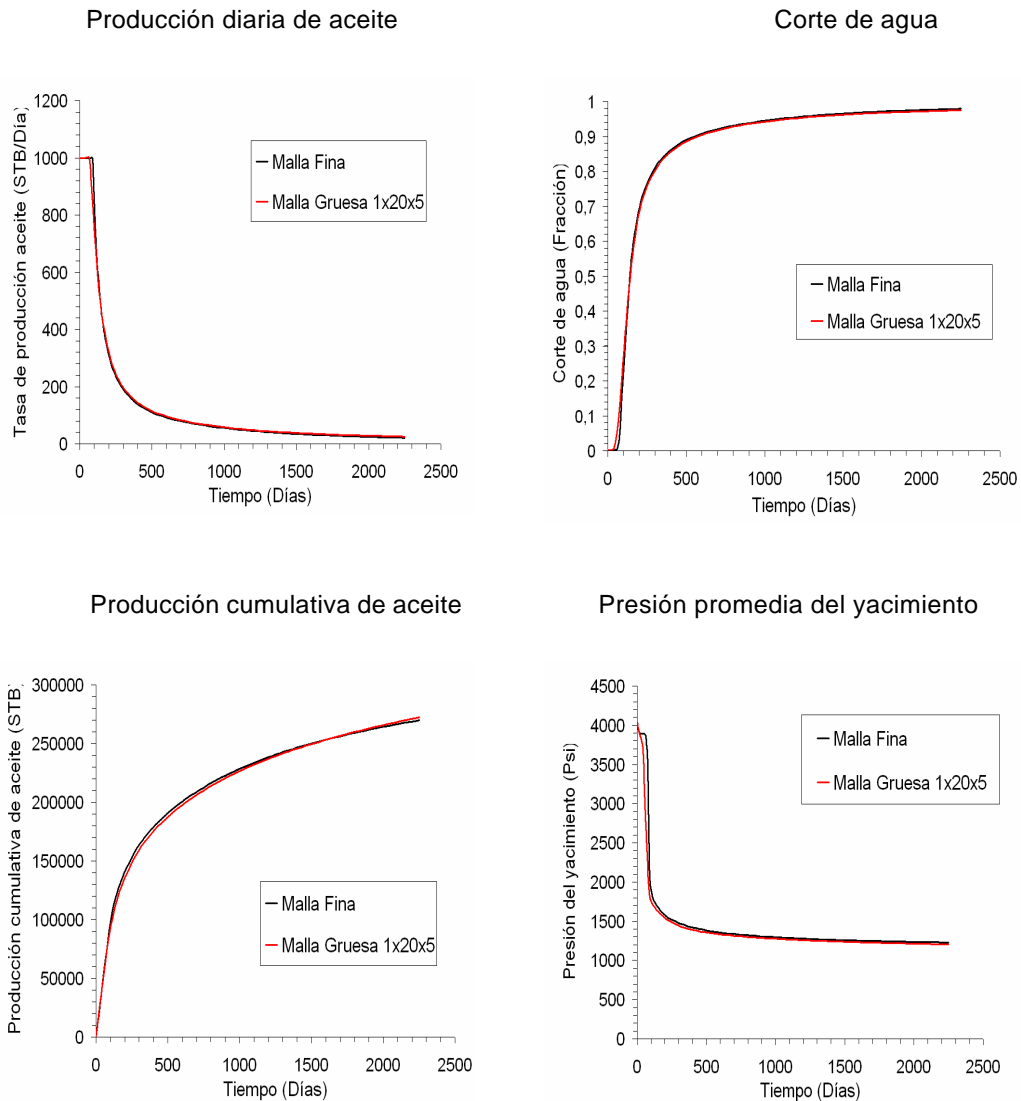
La figura 90 muestra la comparación entre los resultados obtenidos en el modelo de malla fina utilizando una tasa de flujo de 1000 STB/Día (el doble de la tasa de flujo estándar para el calculo de las pseudo funciones) con los resultados obtenidos por el modelo de malla gruesa usando las pseudo funciones y a una tasa de flujo de 1000 STB/Día. Al igual que la sensibilidad anterior, las pseudo funciones dan una buena aproximación con la solución de referencia a altas tasas de flujo, aunque, se presentan algunas diferencias en la gráfica de la presión del yacimiento, especialmente en los primeros días.

Figura 89. Corridos de sensibilidad a velocidades de flujo bajas (250 STB/Día) de las pseudo funciones escogidas para el modelo total de malla gruesa.



Con lo anterior se puede decir que las pseudo funciones obtenidas para esta malla gruesa total dan una muy buena aproximación en sistemas de alta y baja velocidad de flujo, por lo tanto estas pseudo funciones son confiables cuando se presenten variaciones en la velocidad de flujo.

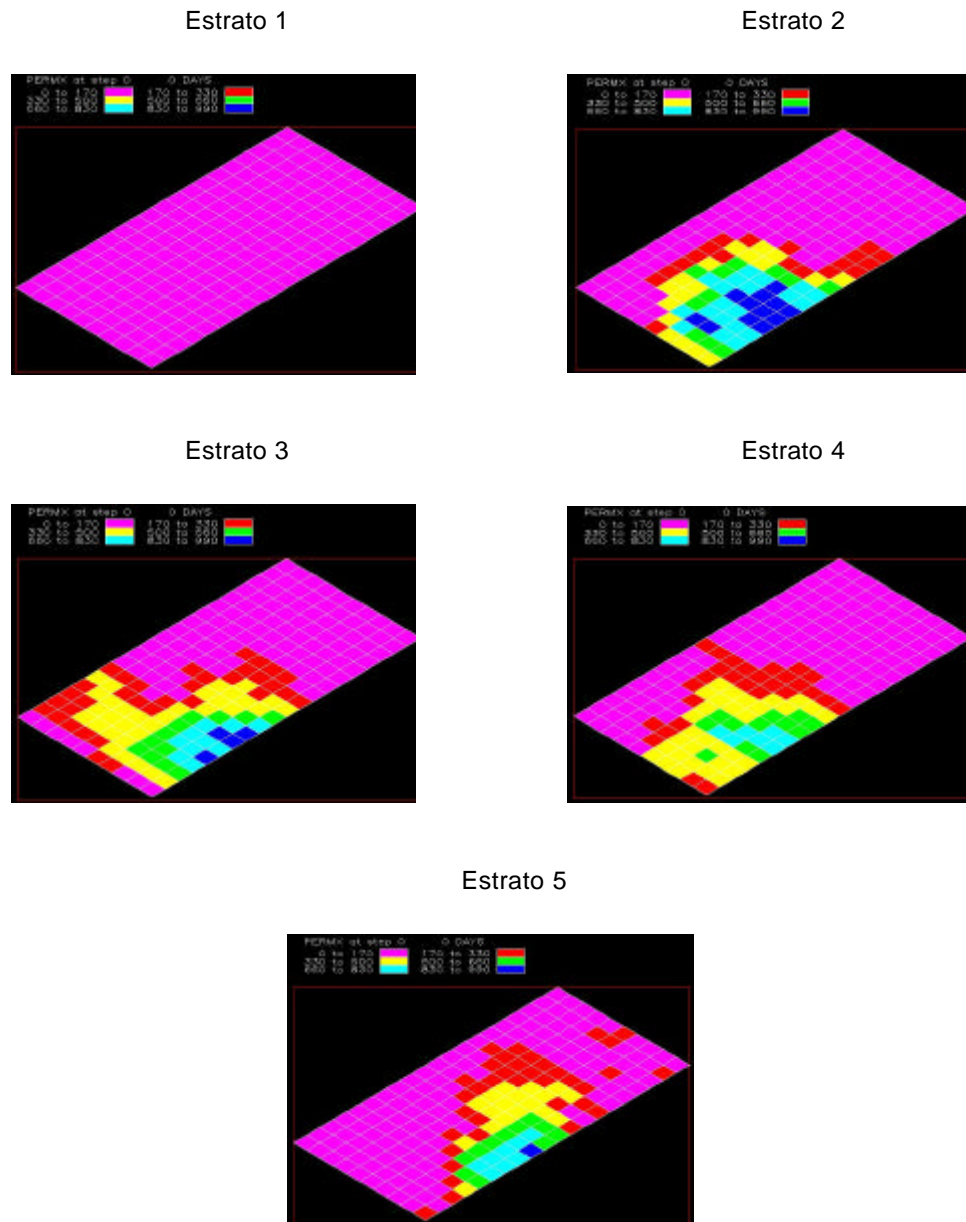
Figura 90. Corridos de sensibilidad a velocidades de flujo altas (1000 STB/Día) de las pseudo funciones escogidas para el modelo total de malla gruesa.



5.3.6 Construcción del Modelo de Malla Gruesa para el Campo de Estudio. Debido a las características del campo de estudio (como se plantea en el capítulo 3), se sugiere un patrón de agrupamiento de 3 x 3 x 3 (es decir que cada celda gruesa agrupa una sección de la malla fina de 3x3x3), lo cual conlleva a construir una malla gruesa de simulación de

dimensiones de celda 10 x 20 x 5. La figura 91 muestra la malla construida; el programa utilizado para construir esta malla fue ECLIPSE PSEUDO.

Figura 91. Distribución de la permeabilidad en la malla gruesa 10x20x5. Campo de estudio.



Las permeabilidades pseudo relativas escogidas para este modelo se asignaron de acuerdo al estrato, posición de la celda y al nivel de heterogeneidad de la misma (esto se define por el valor de permeabilidad absoluta que tenga cada celda gruesa). Las pseudo funciones que se asignaron al pozo P2 fueron las mismas que se le asignaron al pozo P1, ya que presentan un patrón de heterogeneidad semejante. Si se observa la sección transversal escogida para este campo, se ve que la parte izquierda de la sección presenta características semejantes a las zonas cercanas al pozo P1 y P2, de ahí la decisión de asignar estas pseudo curvas a dichas zonas.

A cada celda gruesa se le adjudicó un *set* de pseudo funciones; la pseudo curva utilizada para la dirección de flujo x es la misma para la dirección de flujo y ; ya que las permeabilidades absolutas tanto en la malla fina como en la malla gruesa son las mismas en estas dos direcciones. Por tanto cada celda gruesa tiene dos pseudo funciones, una que describe los flujos entre celdas en la dirección x y en la dirección y ; la otra describe los flujos en la dirección z . Las pseudo curvas para los completamientos de los pozos se obtuvieron de las secciones transversales donde se ubicaban los pozos.

5.3.7 Resultados Obtenidos y Análisis. Las figuras 92, 93 y 94 muestran los perfiles de producción y de presión del campo obtenidos con los modelo de malla fina 30x60x15 y de malla gruesa 10x20x5 del campo de estudio. En cada caso, se logra una muy buena aproximación del modelo de malla gruesa con la solución de malla fina, aunque en la gráfica de la presión promedio del yacimiento hay una leve diferencia entre los 150 días y 1000 días aproximadamente, intervalo en el cual la presión calculada por el modelo de malla gruesa es menor a la solución de referencia (malla fina). Esto ocurre posiblemente debido a problemas de convergencia de la solución y a la dispersión numérica. Debido a esta discrepancia mínima en este intervalo de tiempo, las curvas de producción diaria de aceite y el corte de agua del campo presentan igualmente diferencias muy leves en dicho intervalo de tiempo entre los modelos de malla fina y de malla gruesa.

La figura 95 muestra la producción acumulativa de aceite de los modelos de malla fina y de malla gruesa; al igual que las gráficas anteriores, la concordancia entre los dos modelos es muy buena en todo el tiempo de simulación, aunque en los últimos días el modelo de

malla gruesa se desvía muy ligeramente del modelo original. Por tanto el comportamiento del modelo de malla gruesa en los perfiles del campo fue muy bueno.

Figura 92. Comparación de la producción diaria de aceite del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

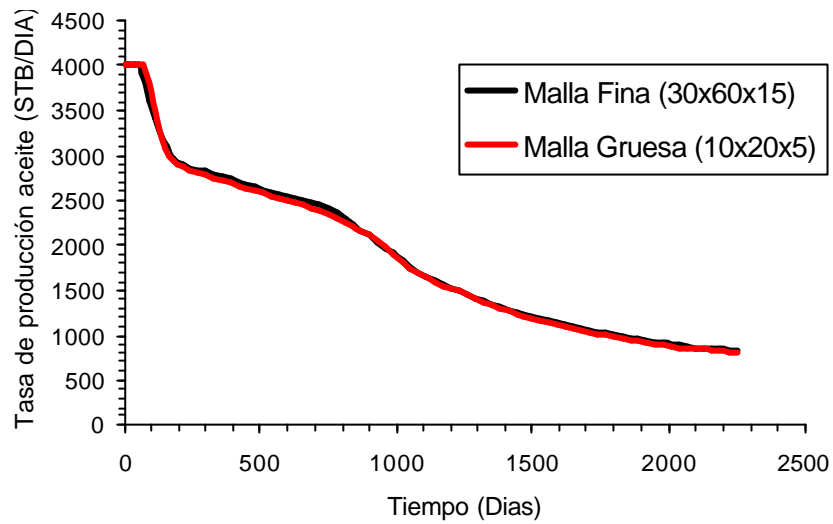


Figura 93. Comparación de la presión promedio del yacimiento entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

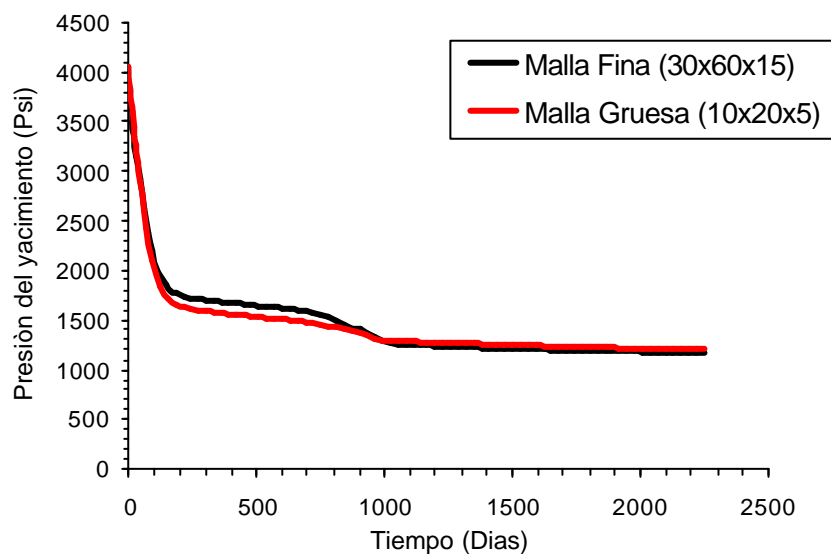


Figura 94. Comparación del corte de agua del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

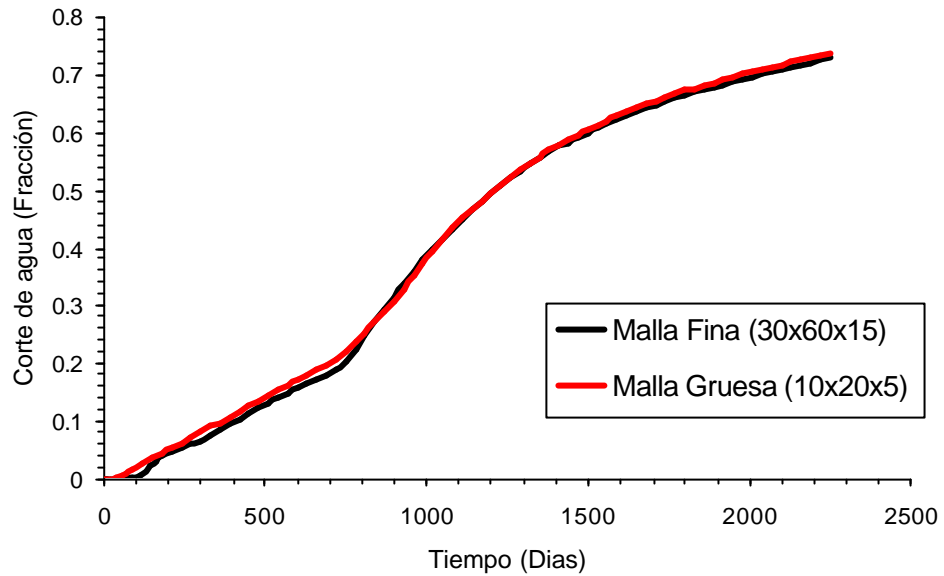
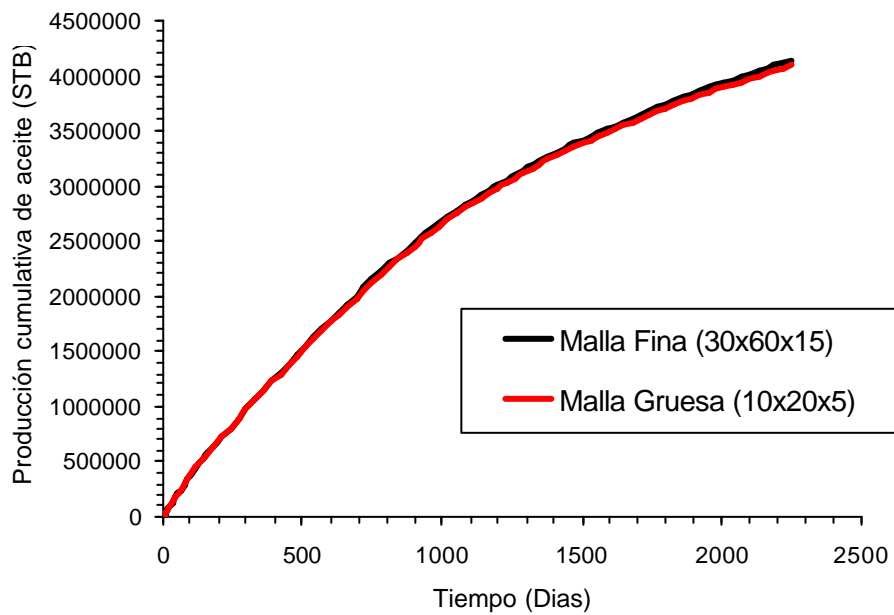


Figura 95. Comparación de la producción acumulativa de aceite del campo entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa.



Para el análisis del modelo en cuanto al comportamiento de los pozos, se tomaron como referencia los perfiles de producción de los pozos P1 y P3, ya que se encuentran en zonas de permeabilidad diferentes (el pozo P1 se ubica en una zona de baja permeabilidad y el pozo P3 se ubica en una zona de alta permeabilidad).

La figura 96 muestra el comportamiento de la producción diaria del pozo P1 en el modelo de malla fina y en el modelo de malla gruesa. La tendencia entre ambas curvas es la misma y presentan una buena concordancia, aunque en el intervalo de tiempo de 150 días a 1000 días, hay una diferencia relativamente grande entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. El modelo de malla gruesa calcula una producción menor a la obtenida por el modelo de malla fina, posiblemente este comportamiento ocurra debido a que la presión calculada por el modelo de malla gruesa es menor a la solución original en este intervalo de tiempo, lo que hace que la diferencia de presión utilizada en dicho modelo para calcular el flujo entre la formación y el pozo sea menor, dando como consecuencia una tasa de producción menor.

Adicional a esto, el flujo entre la formación y el pozo se ve reducido también por la baja permeabilidad de la zona donde se encuentra ubicado el pozo P1, algo que las pseudo curvas de pozo posiblemente no tratan de representar muy bien.

La figura 97 muestra la producción acumulativa de aceite para el pozo P1 calculada tanto por el modelo de malla fina como por el modelo de malla gruesa. La producción acumulativa calculada por el modelo de malla gruesa es menor que la calculada por el modelo original, esto se esperaba ya que la producción calculada por el modelo escalado fue menor en el intervalo de tiempo de 150 a 1000 días, lo que afecta el comportamiento de esta gráfica.

Figura 96. Comparación de la producción diaria de aceite para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

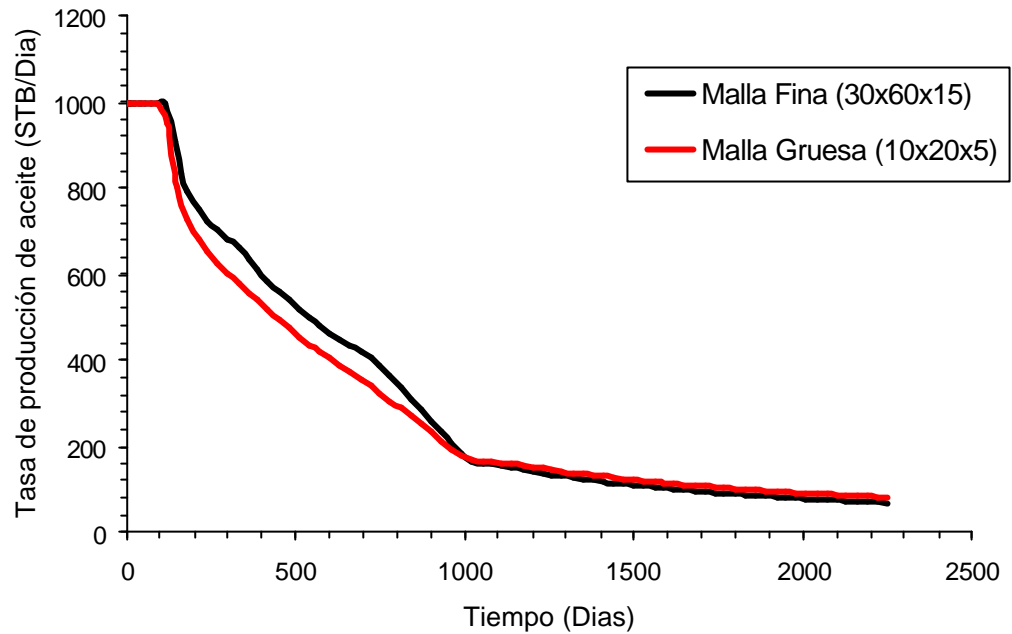
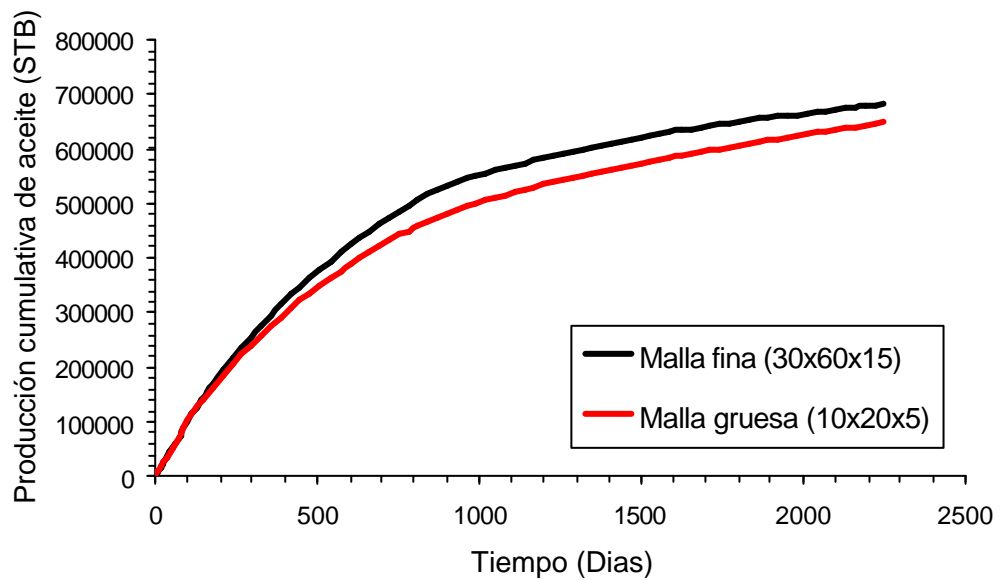
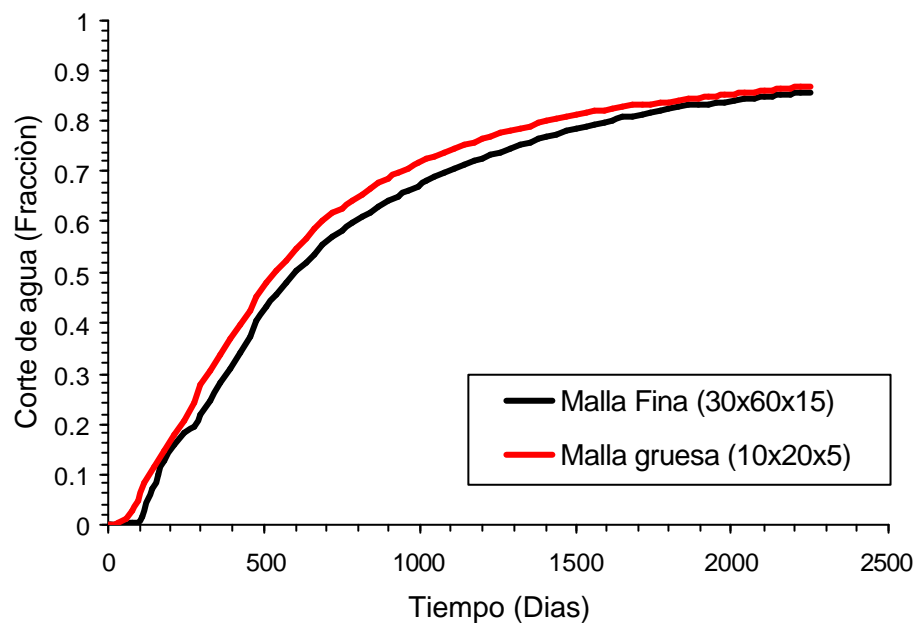


Figura 97. Comparación de la producción acumulada de aceite para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.



La figura 98 muestra el comportamiento del corte de agua entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa para el pozo P1. La concordancia entre los resultados de los dos modelos es buena; si bien el modelo de malla gruesa predice un comportamiento levemente mayor al mostrado por el modelo de malla fina. Este comportamiento posiblemente ocurra debido a la forma de las pseudo curvas de permeabilidad relativa al agua, las cuales presentan valores de permeabilidades relativas mas altas que las mostradas por la curva de la roca original (tal como se muestra en la figura 83), lo que hace que exista un flujo ligeramente mayor de agua en el pozo.

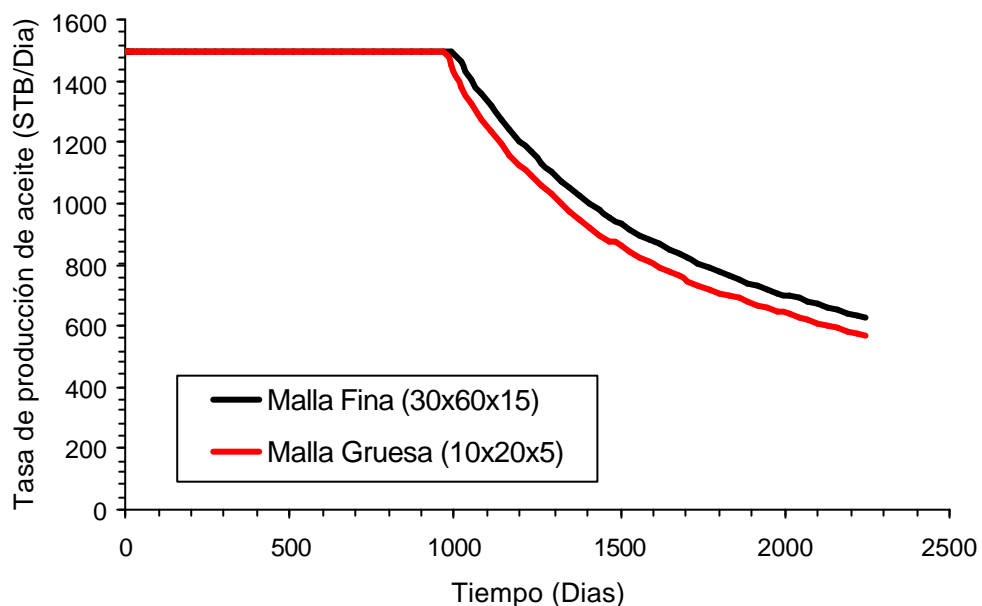
Figura 98. Comparación del corte de agua para el pozo P1 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.



Por otra parte, la figura 99 muestra la producción diaria de aceite del pozo P3 obtenido tanto en la malla fina como en la malla gruesa del campo de estudio. La concordancia entre los dos modelos es muy buena en los primeros 1000 días de producción, sin embargo, después de los 1000 días de simulación, la producción diaria de aceite calculada por la malla gruesa es menor a la obtenida por el modelo original y se mantiene

esa tendencia hasta el final de la simulación, es posible que este comportamiento ocurra debido a las pseudo curvas del pozo, las cuales al parecer no representan muy bien el comportamiento de flujo en la cara del pozo (algo similar a lo ocurrido en el pozo P1); aun así, la concordancia de los resultados entre los dos modelos es buena.

Figura 99. Comparación de la producción diaria de aceite para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.



La figura 100 presenta la producción acumulativa de aceite del pozo P3 obtenida por los dos modelos de simulación. Es claro que el modelo de malla gruesa calcule una producción acumulativa levemente menor al obtenido por el modelo de malla fina debido a que el modelo grueso calcula una producción menor a la solución original después de los 1000 días de producción, afectando esta curva acumulativa.

La figura 101 muestra el corte de agua del pozo P3 obtenido por los modelo de malla fina y de malla gruesa. La concordancia entre ambos modelos es muy buena, las leves diferencias entre ambos modelos puede ser básicamente por la dispersión numérica.

Figura 100. Comparación de la producción acumulada de aceite para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

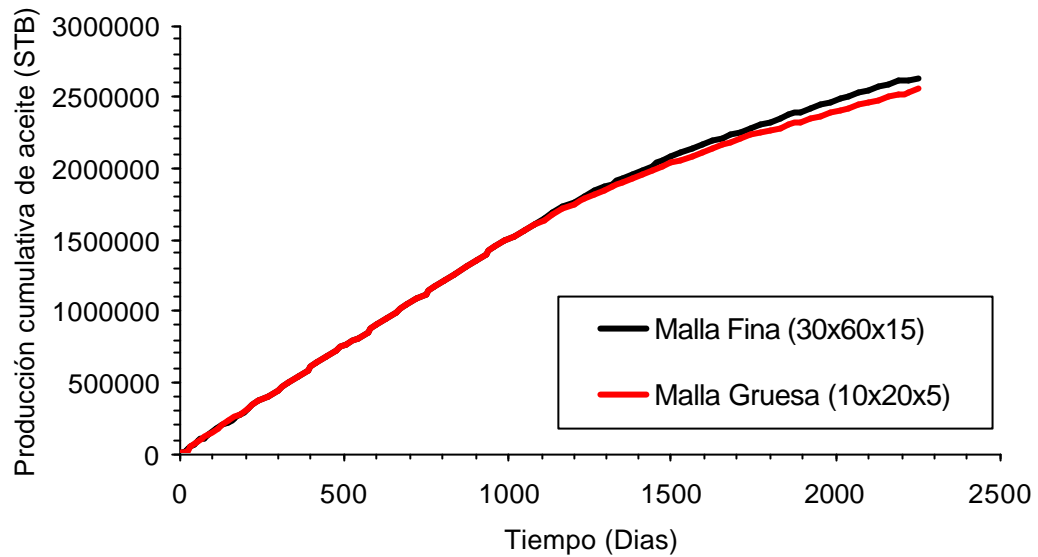
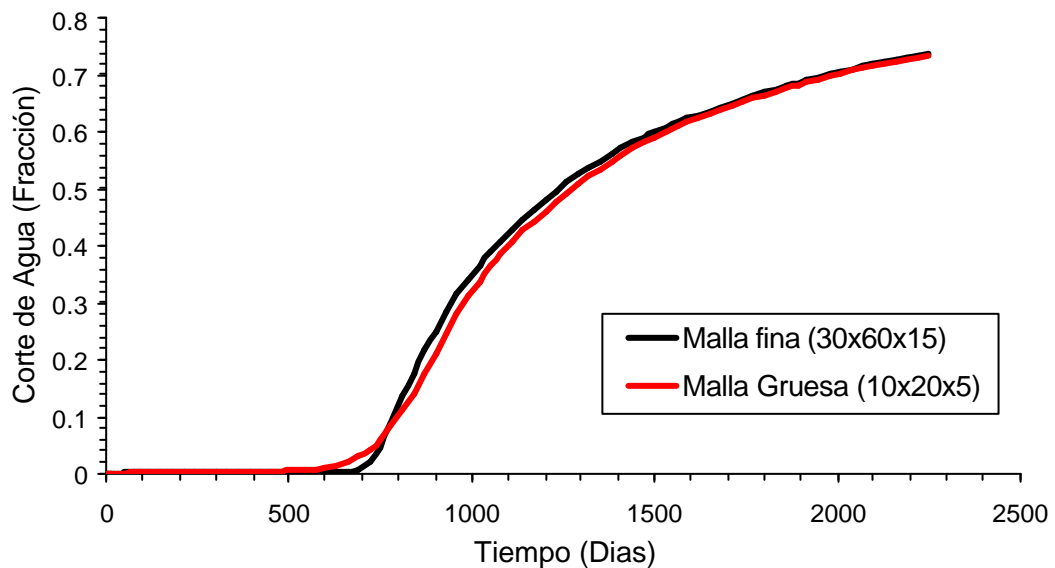


Figura 101 Comparación del corte de agua para el pozo P3 entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.



En cuanto al tiempo de corrida y a la utilización de memoria de cada uno de los modelos de simulación, se aprecia un ahorro de tiempo y de memoria bastante substancial entre la corrida del modelo de malla fina y la corrida del modelo de malla gruesa. Como se observa en la tabla 14, el tiempo total de simulación del modelo de malla fina fue de aproximadamente 363 seg., mientras que el modelo de malla gruesa tuvo un tiempo total de simulación de aproximadamente 40 seg.; es decir; se logró una reducción en el tiempo de corrida del 89% aproximadamente. Con respecto al ahorro en la utilización de memoria, también este fue grande; el modelo de malla fina utilizó un total de 99.181 megabytes, mientras que el modelo de malla gruesa utilizó un total de 3.70 megabytes, es decir, el modelo de malla gruesa usó un 96% menos de memoria en las simulaciones, estas diferencias son muy altas debido a que la simulación de malla fina presentaba problemas de convergencia, por lo que fue necesario manipular algunas condiciones de solución del método numérico del simulador, aumentando de esa forma el tiempo de computo y la memoria requerida.

Por tanto queda demostrado que la aplicación de las pseudo funciones para reducir el numero de celdas de una malla de simulación representa un ahorro importante tanto en tiempo de simulación como en los costos computacionales.

Tabla 14. Comparación de los tiempos de corrida y la utilización de memoria entre el modelo de malla fina y el modelo de malla gruesa. Campo de estudio.

Tipo de modelo	Tiempo de corrida (segundos)	Reducción de tiempo (%)	Memoria utilizada (Megabytes)	Reducción de memoria (%)
Malla fina (30x60x15)	363	-----	99.181	-----
Malla Gruesa (10x20x5)	40	89	3.70	96

5.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

El tipo de escalamiento aplicado en el desarrollo de este proyecto fue el escalamiento para flujo multifásico. Los métodos utilizados para el cálculo de las pseudo funciones fueron los métodos de Kyte y Berry, Volumen Poroso Ponderado, Stone y Permeabilidad Relativa Ponderada; los cuales están incluidos en el programa ECLIPSE PSEUDO, que fue utilizado en el proyecto junto con el simulador ECLIPSE 100. Se utilizaron tres modelos de simulación para aplicar las técnicas de escalamiento; los dos primeros son sistemas gas – aceite; el último es un modelo relativamente grande (27.000 celdas) el cual es un sistema agua – aceite.

Las pseudo funciones de pozo planteadas por Emanuel y Cook¹⁷ son necesarias en las simulaciones de malla gruesa, ya que representan mejor el comportamiento de los pozos en estos modelos. Si no se utilizan estas pseudo funciones de pozo se pueden presentar errores bastantes severos en los modelo de malla gruesa.

En el primer modelo presentado (modelo de Odeh) las pseudo funciones calculadas por cada método para la malla gruesa areal en cada dirección de flujo mostraron ser parecidas en su forma, la razón de esto es la homogeneidad del yacimiento. Para modelos heterogéneos (como el modelo de sección transversal) las pseudo funciones calculadas por cada método mostraron ser diferentes para cada dirección de flujo y para cada celda gruesa. Por tanto, en yacimientos homogéneos es posible usar un número muy reducido de pseudo funciones para todas las celdas, mientras que en modelos heterogéneos es necesario usar un grupo de pseudo funciones para cada celda gruesa en cada dirección de flujo.

Los resultados obtenidos entre los modelos de malla fina y los modelos de malla gruesa para los sistemas gas aceite, tanto en el modelo de Odeh como en el modelo de sección transversal (modelo 10x1x10), mostraron que las pseudo funciones calculadas por los métodos del Volumen Poroso Ponderado y la Permeabilidad Relativa Ponderada representan mejor la solución de la malla fina sobre la malla gruesa. El método de Stone se desvía ligeramente en ambos casos; posiblemente debido a que esta formulación no tiene en cuenta los efectos gravitacionales y la variación de la movilidad total, fenómenos bastante influyentes en los sistemas gas – aceite. El método de Kyte y Berry da

respuestas diferentes debido al uso de la permeabilidad relativa de la fase (la cual es función de la saturación de la fase) como factor de ponderación.

Los modelos de malla gruesa 5x1x5 planteados para la sección transversal heterogénea no dieron buenos resultados con ninguna de las pseudo funciones calculadas por cada método; la razón de este mal comportamiento fueron los efectos de dispersión numérica que se presentan en estos modelos y que son bastante notorios cuando los modelos son más gruesos, como lo fue en este caso.

En cuanto al modelo tridimensional, se aplicó una metodología para desarrollar las técnicas de escalamiento con las pseudo funciones. El primer paso fue seleccionar una sección transversal vertical que tuviera la capacidad de representar los rasgos petrofísicos y de flujo más influyentes del modelo de malla fina. Con dicho modelo transversal se simuló procesos de desplazamiento de aceite y de estos resultados se obtuvieron las pseudo funciones de permeabilidad relativa; dichas pseudo funciones fueron validadas y posteriormente aplicadas al modelo total 3D de malla gruesa del campo de estudio.

Los métodos utilizados para calcular las pseudo funciones en la sección transversal seleccionada para el campo de estudio fueron los mismos a los utilizados en los sistemas gas – aceite. Las pseudo curvas obtenidas por cada uno de los métodos tuvieron una forma parecida entre ellas; esta similitud se dio posiblemente a que este es un sistema agua – aceite en el cual los efectos gravitacionales y de variación de la movilidad total no son tan severos; sin embargo, las pseudo funciones fueron diferentes para cada dirección de flujo. Adicional a esto, las pseudo funciones mostraron ser diferentes para cada celda gruesa, debido a la heterogeneidad interna de cada celda.

Para la selección de las pseudo funciones a utilizar en el modelo total de malla gruesa del campo de estudio, se hicieron corridas de simulación de la malla gruesa de la sección transversal con las pseudo funciones obtenidas por cada uno de los métodos utilizados y sus resultados fueron comparados con los resultados de la sección transversal de la malla fina original. Los resultados muestran una buena concordancia entre los modelos de sección transversal de malla gruesa y de malla fina, además no existió ninguna diferencia entre los métodos utilizados para calcular las pseudo funciones. Por tanto, se escogieron

las pseudo funciones calculadas por el método de Kyte y Berry para ser usadas en el modelo de malla gruesa 3D del campo de estudio debido a que estas son las más utilizadas y conocidas en la industria.

Las pseudo funciones seleccionadas parecieron ser muy robustas, es decir, insensibles a las perturbaciones en la tasa de flujo. Los procesos de desplazamiento en la malla gruesa de la sección transversal con las pseudo funciones a tasas de producción / inyección dos veces más altas y 50% más baja que la tasa usada para calcular las pseudo funciones, fueron comparadas con la solución mostrada por la malla fina de la sección transversal para cada tasa de flujo. La desviación entre los resultados es muy pequeña, por lo tanto las pseudo funciones seleccionadas pueden ser usadas en condiciones de flujo variable.

Los resultados mostrados entre la simulación de malla fina y la simulación de malla gruesa del modelo de campo de estudio presentan una concordancia muy buena en cuanto a los perfiles de producción del campo. Cuando se evalúan los perfiles de producción para los pozos, se observan buenos resultados aunque se presentan ligeras diferencias especialmente en las producciones diarias de aceite. Las razones a estas diferencias son la pérdida de precisión de los modelos escalados y la posible limitación de las pseudo funciones de pozo para representar el comportamiento de los pozos en la malla gruesa.

La aplicación de las técnicas de escalamiento para incrementar los tamaños de las celdas gruesas representa un ahorro importante tanto en tiempo de simulación como en costos computacionales (memoria requerida). Sin embargo, alguna pérdida de precisión con respecto a la simulación de malla fina se hace inevitable en los modelos escalados. Por lo tanto se debe hacer un ejercicio de juzgamiento para determinar como deben ser los tamaños de celda usados en los modelos de malla gruesa tratando de evitar que estos modelos no introduzcan errores inaceptables.

5.5 METODOLOGIA PLANTEADA PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO.

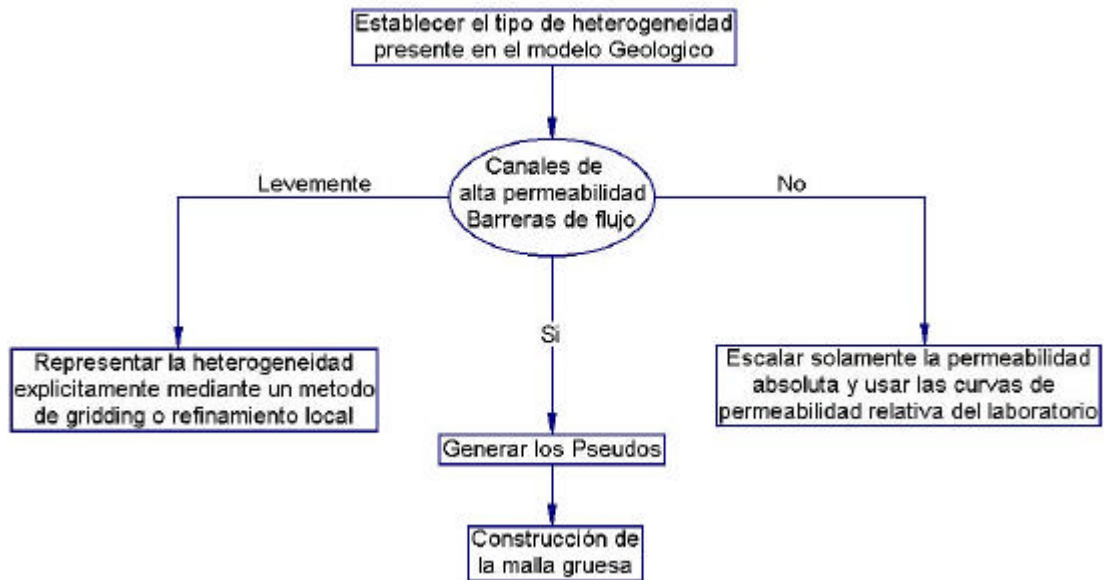
De acuerdo a los diferentes tipos de técnicas y a las metodologías y resultados de los modelos previamente mostrados; se puede plantear una metodología general para aplicar las técnicas de escalamiento cuando se presentan modelos geológicos que son demasiado grandes para ser usados directamente en las simulaciones de flujo multifásico.

El primer paso es establecer el tipo de heterogeneidad presente en el modelo geológico. Los rasgos o características claves para tener en cuenta son probablemente canales largos de alta permeabilidad, canales delgados de alta permeabilidad, estratos largos y pequeños de alta permeabilidad y barreras extensas de flujo, como los shales.

Si estos rasgos no se presentan en el modelo geológico (es decir; si la longitud de correlación de la heterogeneidad es mucho más corta que el espaciamiento entre pozos), entonces la heterogeneidad puede tener efectos pequeños sobre el flujo y puede ser suficiente escalar solamente la permeabilidad absoluta. Las pseudo funciones pueden aun ser requeridas para compensar los efectos de dispersión numérica o si hay fenómenos de flujo a pequeña escala, como la digitación viscosa o efectos puntuales gravitacionales, fenómenos que la malla gruesa no alcanza a tener en cuenta.

Por el contrario, si alguna de estas características geológicas están presentes, lo primero que se trata de hacer es representar explícitamente esta característica ya sea a través de una técnica de enmallado (*gridding*) o el uso de un refinamiento local de la malla gruesa. Si hay demasiados rasgos geológicos, tales que no sean posibles representarlos explícitamente con un numero aceptable de celdas, las permeabilidades pseudo relativas serán absolutamente necesarias. Inicialmente se podría hacer un chequeo para mirar si el flujo es dominado ya sea por la gravedad, las fuerzas capilares o las fuerzas viscosas, sin embargo, estos chequeos generalmente no se hacen directamente debido a la dificultad de evaluar estas características de flujo, especialmente en yacimientos heterogéneos. La figura 102 esquematiza esta metodología.

Figura 102. Metodología para seleccionar el tipo de técnica a aplicar.



El procedimiento de generación de las pseudo funciones se puede dividir en las siguientes etapas:

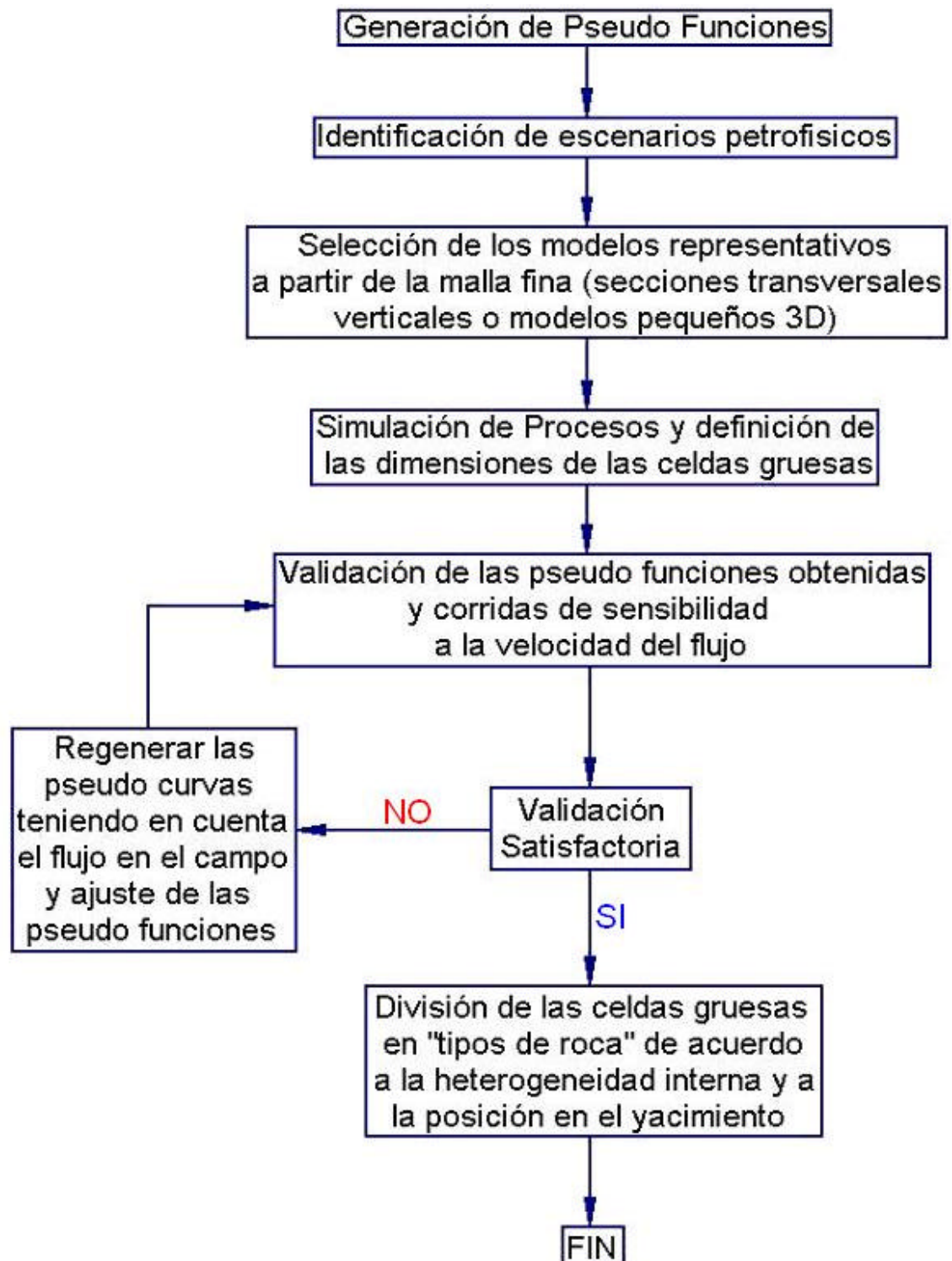
- 1) Identificar las características o escenarios petrofísicos más importantes y que pueden influir en el flujo de fluidos.
- 2) Seleccionar los modelos de malla fina que sean suficientemente representativos de las diferentes estructuras geológicas y de los patrones de flujo de fluidos encontrados en el yacimiento, así como de zonas donde se encuentran ubicados los pozos (estos modelos pueden ser secciones transversales verticales o modelos pequeños 3D).
- 3) Simular los procesos de desplazamiento de aceite en estos modelos seleccionados y definir las dimensiones de las celdas gruesas a las cuales se le calcularán las pseudo funciones. Se recomienda tomar una tasa de producción promedia y definir un patrón de producción / inyección unitario (es decir, que la tasa de producción sea igual a la tasa de inyección, tal como lo realiza Giliberti *et al*¹⁹).
- 4) Validar las pseudo funciones obtenidas mediante simulaciones entre los modelos de malla fina y de malla gruesa para las secciones seleccionadas. También se

deben hacer corridas de sensibilidad entre dichos modelos con velocidades de flujo variables para chequear la robustez de las pseudo funciones a la variación de la velocidad de flujo. Si este chequeo no es satisfactorio, se deben regenerar las pseudo funciones teniendo en cuenta el flujo que se pueda presentar en el campo. Para esto, Christie^{3,5} plantea hacer un precalculo sobre la malla gruesa usando posiciones y tasas de producción conocidas, con el fin de obtener un flujo representativo sobre la sección escogida. Otra opción es ajustar las pseudo curvas hasta que la solución de malla fina de la sección seleccionada sea representada en su respectivo modelo de malla gruesa.

- 5) Dividir las celdas gruesas con sus pseudo funciones en un número suficiente de "tipo de roca", de acuerdo a su heterogeneidad interna y a su posición en el yacimiento, esto con el fin de hacer el proceso de asignación de las pseudo funciones en el modelo total de malla gruesa.

La figura 103 muestra un esquema general de la metodología para la generación de las pseudo funciones. Una vez obtenidas y validadas las pseudo funciones, se procede a construir el modelo de malla gruesa de simulación.

Figura 103. Metodología planteada para el cálculo de las pseudo funciones.



CONCLUSIONES.

- Las técnicas de escalamiento utilizadas en la simulación de yacimientos de aceite negro se dividen de acuerdo al tipo de flujo de fases presente en el proceso. El escalamiento de fase simple (flujo monofásico) preserva las características petrofísicas más relevantes del modelo de malla fina sobre el modelo de malla gruesa. El escalamiento en flujo multifásico; no solo se debe escalar la permeabilidad absoluta, también es necesario caracterizar los procesos de desplazamiento de los fluidos.
- Es necesario aplicar alguna técnica de escalamiento para el modelamiento del pozo en la simulación de malla gruesa; con el fin de representar mejor el comportamiento de los pozos en estos modelos. De lo contrario se pueden presentar errores bastante grandes en los modelos de malla gruesa.
- Los modelos escalados que utilizan las pseudo funciones calculadas por los métodos del Volumen Poroso Ponderado y la Permeabilidad Relativa Ponderada representan mejor la solución de la malla fina sobre la malla gruesa para sistemas gas – aceite. Los métodos de Kyte y Berry y Stone presentan algunas diferencias.
- Los modelos con celdas muy gruesas no dan buenos resultados debido a los efectos de dispersión numérica que se presentan en estos modelos.
- Los resultados obtenidos entre los modelos de malla fina y de malla gruesa para un campo total 3D muestran una concordancia muy buena en lo que respecta a los perfiles de producción del campo. Sin embargo, cuando se evalúan los desempeños de producción de los pozos se presentan ligeras diferencias; aun así; las concordancias entre los modelos en cuanto al comportamiento de los pozos generalmente son buenas.

- Con los procedimientos aplicados y los resultados obtenidos se planteó una metodología general para la aplicación de las técnicas de escalamiento a modelos geológicos que son demasiado grandes para ser usados directamente como modelos de simulación del flujo de fluidos en el yacimiento.
- La aplicación de las técnicas de escalamiento para incrementar las dimensiones de las celdas de la malla de simulación representa un ahorro importante en tiempo de cómputo y costos computacionales. Alguna pérdida de precisión de la simulación de malla fina es inevitable en los modelos escalados; por consiguiente la selección de los tamaños de las celdas de malla gruesa requerirá algún grado de juzgamiento.

RECOMENDACIONES.

- Se recomienda probar la metodología planteada tomando como sección representativa de la malla fina para calcular las pseudo funciones un modelo 3D pequeño y comparar con los resultados obtenidos a partir de la selección de una sección transversal vertical.
- Investigar sobre alguna aproximación física para agrupar las pseudo funciones de permeabilidad relativa, con el fin de reducir el número de pseudo curvas a utilizar en el modelo total de malla gruesa.
- Se recomienda mejorar los métodos de escalamiento para el modelamiento de los pozos, ya que la formulación utilizada en este proyecto muestra un cierto grado de limitación.
- se recomienda hacer una aplicación combinada de las técnicas de escalamiento; es decir, generar la malla gruesa a partir de un método de escalamiento en fase simple (por ejemplo, método de la solución de la ecuación de presión) y utilizar una sección representativa de la malla fina para obtener una serie de pseudo funciones y asignarlas a la malla construida.
- Se recomienda desarrollar métodos de escalamiento para sistemas de yacimientos composicionales.
- Desarrollar la aplicación de las técnicas de escalamiento basados en la formulación del tensor total de permeabilidad; ya que estos métodos están dirigidos a yacimientos altamente complejos (como lo son los Yacimientos Naturalmente Fracturados). Para ello será necesario construir o adaptar simuladores que tengan la capacidad de manejar los términos transversales adicionales que aparecen en los tensores totales de permeabilidad, los cuales suelen presentarse en estos métodos.

BIBLIOGRAFIA

1. BARKER, John W. and DUPOUY, Philippe. An analysis of dynamic pseudo – relative permeability methods for oil – water flows. En: Petroleum Geoscience. Vol. 5, No. 4 (1999); p. 385 – 394.
2. BARKER, John W. and THIBEAU, Sylvain. A Critical Review of the Use of Pseudo relative Permeabilities for Upscaling. En: SPE Reservoir Engineering. (May. 1997); p. 138 – 143.
3. CHRISTIE, M. A. *et al.* A Renormalisation – Based Upscaling Technique for WAG Floods in Heterogeneous Reservoirs. Paper SPE No. 29127. (Feb. 1995).
4. CHRISTIE, M. A. and BLUNT, M. J.. Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques. En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. (Ago. 2001); p. 308 – 317.
5. CHRISTIE, M. A.. Upscaling for Reservoir Simulation. En: Journal of Petroleum Technology. (Nov. 1996); p. 1004 – 1010.
6. COATS, K. H. *et al.* Simulation of Three – Dimensional, Two – Phase Flow in Oil and Gas Reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Dic. 1967); p. 377 – 388.
7. COATS, K. H.; DEMPSEY, J. R. and HENDERSON, J. H.. The Use of Vertical Equilibrium in Two – Dimensional Simulation of Three – Dimensional Reservoir Performance. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Mar. 1971); p. 63 – 71.
8. DARMAN, N. H.; PICKUP, G. E. and SORBIE, K. S.. A comparison of two – phase dynamic upscaling methods based on fluids potentials. En: Computational Geosciences. Vol. 6 (2002); p. 5 – 27.

9. DAVIES, B. J. and HALDORSEN, H. H.. Pseudofunctions in Formations Containing Discontinuous Shales: A Numerical Study. Paper SPE No. 16012. (Feb. 1987).
10. DAVIES, P. and HUW, W.. Impact of Outcrop Analog – Guided Modeling in the Brent Group, Brent Field, United Kingdom North Sea: A “Reoriented” Delta System. En: AAPPG Annual Meeting 2003.
11. DAVIES, S. J. *et al.* The Structural and Sedimentological Evolution of Early Syn rift Successions: The Middle Jurassic Tarbert Formation, North Sea. En: Basin Research 12. (2000); p. 343 – 365.
12. DING, Y. Permeability Upscaling on Corner – Point Geometry in the Near – Well Region. Paper SPE No. 81431. (Abr. 2003).
13. DURLOFSKY, Louis J.. Modeling Fluid Flow Through Complex Reservoir Beds. En: SPE Formation Evaluation. (Dic. 1992); p. 315 – 322.
14. _____. Numerical Calculation of Equivalent Grid Block Permeability Tensors for Heterogeneous Porous Media. En: Water Resource Research. Vol. 27 (1991); p. 699 – 708.
15. ECLIPSE 100. Reference Manual. Schlumberger GeoQuest.
16. ECLIPSE 100. User Course. Schlumberger GeoQuest.
17. EMANUEL, A. S. and COOK, G. W.. Pseudo – Relative Permeability for Well Modeling. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Feb. 1974); p. 7 -9.
18. FLINT, S.; KNIGHT, S.; TILBROOK, A.. Application of High – Resolution Sequence Stratigraphy to Northwest Hutton Field, Northern North Sea: Implications for Management of Mature Brent Group Field. AAPG Bulletin, Vol 82, No 7. (Jul. 1998); p. 1416 – 1436.

19. GILIBERTI, Stefano *et al.* Optimization of the Numerical Simulation in a Giant Oil Field by Upscaling of Relative Permeability Curves. Paper SPE No 29930. (Nov. 1995).
20. GOMEZ – HERNANDEZ, J. J. and JOURNEL, A. G.. Stochastic Characterization of Grid Block Permeabilities: from Point Values to Block Tensors. En 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. (1990); p. 83 – 90.
21. HAMPSON, G. J. *et al.* Reservoir Development in a Transgressive, Syn–Rift Sandstone Complex: the Tarbert Formation, UK North Sea. AAPG Annual Meeting (2001).
22. HEARN, C. L.. Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves. En: Journal of Petroleum Technology. (Jul. 1971); p. 805 – 813.
23. JACKS, Hugh H.; SMITH, Owen J. E. and MATTAX, C. C.. The Modeling of a Three–Dimensional Reservoir with a Two–Dimensional Reservoir Simulator: The Use of Dynamic Pseudo Functions. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Jun. 1973); p. 175 – 185.
24. LEE, Jaedang; KASAP, Ekrem and KELKAR, M. G.. Analytical Upscaling of Permeability for Three – Dimensional Grid Block. Paper SPE Nb 27875. (Mar. 1994).
25. KASAP, Ekrem and LAKE, Larry W.. Calculating the effective Permeability Tensor of a Grid block. En: SPE Formation Evaluation. (Jun. 1990); p. 192 – 200.
26. KILLOUGH, J. E.. Ninth SPE Comparative Solution Project: A Reexamination of Black–oil Simulation. Paper SPE No 29110. (Feb. 1995).

27. KILLOUGH, J. E. and FOSTER, H. P.. Reservoir Simulation of the Empire Abo Field: The Use of Pseudos in a Multilayered system. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Oct. 1979); p. 279 – 288.
28. KING, M. J. and MANSFIELD, Mark. Flow Simulation of Geologic Models. En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol. 2, No 4. (Ago. 1999); p. 351 367.
29. KOSSACK, Charles A.; AASEN, Jan O. and OPDAL, Svein T.. The Multiple Step Scale-up Process Using Pseudo Functions in Heterogeneous Reservoirs: A Numerical Validation of the Process. Paper SPE No 21625.
30. _____. Scaling Up Heterogeneities with Pseudo Functions. En: SPE Formation Evaluation. (Sep. 1990); p. 226 – 232.
31. KYTE, J. R. and Berry, D. W.. New Pseudo Functions to Control Numerical Dispersión. En: Society of Petroleum Engineers Journal. (Ago. 1975); p. 269 – 276.
32. MacEACHER, J. Sedimentology and Ichnology of a Transgressively Back – Stepped Wave-Dominated Deltaic Reservoir: Middle Jurassic Tarbert and Heather Formation, North Sea, Norway. AAPG Annual Meeting 2003.
33. McCAIN, Junior, William D. The Properties of Petroleum Fluids. 2ed. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1990. p. 90 – 128.
34. McLEOD, A. E.; *et al.* The Influence of Fault array Evolution on Synrift Sedimentation Patterns : Controls on Deposition in the Strathspey – Brent – Staffjord Half Graben, Northern North Sea. AAPG Bulletin, Vol 86, No 6 (Jun. 2002); p. 1061 – 1093.
35. ODEH, Aziz S.. Comparison of Solution to a Three-Dimensional Black – Oil Reservoir Simulation Problem. En: Journal of Petroleum Technology. (Ene. 1981); p. 13 – 25.

36. PICKUP, G. E. et al. Permeability Tensors for Sedimentary Structures. En: Mathematical Geology. Vol 26, No 2. (1994); p. 227 – 251.
37. PSEUDO Reference Manual. Schlumberger GeoQuest.
38. RENARD, PhD. and DE MARSILY, G.. Calculating Equivalent Permeability: A Review. En: Advances in Water Resources. Vol 20, No 5/6. (1997); p. 253 – 278.
39. STARLEY, G. P.. A Material Balance Method for Deriving Interblock Water / Oil Pseudo Functions for Coarse Grid Reservoir Simulation. Paper SPE No 15621 (Oct. 1986).
40. STONE, H. L. Rigorous Black Oil Pseudo Functions. Paper SPE No 21207 (Feb. 1991)
41. THOMAS, G. W.. An Extension of Pseudo Functions Concepts. Paper SPE No 12274 (Nov. 1983).
42. THOMAS, G. W.. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. Boston: International Human Resources Development Corporation. 1982. p. 207.
43. UNDERHILL, J. R. *et al.* Implications of Fault Scarp Degradation for Brent Group Prospectivity, Ninian Field, Northern North Sea. AAPG Bulletin, Vol 81, No 6 (Jun. 1997); p. 999 – 1022.
44. WEN, Xian – Huan and GOMEZ – HERNANDEZ, Jaime J.. Upscaling Hydraulic Conductivities in Heterogeneous Media: An Overview. En: Journal of Hydrology. Vol 183 (1996); p. ix – xxxii
45. WHITE, C. D. and HORNE, R. N.. Computing Absolute Transmissibility in the Presence of Fine – Scale Heterogeneity. Paper SPE No 16011. (Feb. 1987).
46. www.nitg.tno.nl/pung/.

47. ZHANG, H. R. and SORBIE, K. S.. The Upscaling of Miscible and Immiscible Displacement Processes in Porous Media. Paper SPE No 29931. (Nov. 1995).

ANEXOS.

ANEXO A: ESCALAMIENTO APLICANDO LA ECUACIÓN DE LAPLACE

Suponga que se tiene una cantidad F definida para una malla fina, por conveniencia, se asume que cubre la unidad cuadrada $0 \leq x \leq 1$, $0 \leq y \leq 1$. Cuando se escala la permeabilidad absoluta, $F = k$, cuando se escala la permeabilidad de la fase, $F = kk_r$, cuando se escala la movilidad total, $F = kI_t$. Para obtener los valores escalados o valores promedios de F , denotado por \bar{F} , el primer paso es resolver la ecuación de presión:

$$\nabla \cdot (F \nabla P) = 0 \quad (\text{A-1})$$

sujeta a las condiciones:

$$P = 0 \text{ en } x=0 \text{ y } P = 1 \text{ en } x=1 \quad (\text{A-2})$$

y las condiciones de límite lateral en las cuales no habrá flujo:

$$\frac{\partial P}{\partial y} = 0 \text{ en } y=0, y=1 \quad (\text{A-3})$$

o tomándose periódicamente:

$$P|_{y=0} = P|_{y=1} \text{ y } \left[F \frac{\partial P}{\partial y} \right]_{y=0} = \left[F \frac{\partial P}{\partial y} \right]_{y=1} \text{ para todo } x \quad (\text{A-4})$$

o 'lineal en presión':

$$P = x \text{ en } y=0, y=1 \quad (\text{A-5})$$

En general, probablemente es mejor usar condiciones de límite periódico, pero para las mallas gruesas de una dimensión, las condiciones de límite de no-flujo son más apropiadas.

ANEXO B: PSEUDO FUNCIONES DE MOVILIDAD TOTAL: TRATAMIENTO DE LA GRAVEDAD.

Sin tener en cuenta la presión capilar, la Ley de Darcy para las fases aceite y agua pueden ser escritas como:

$$u_o = -kI_o(\Delta P - g\mathbf{r}_o) \quad u_w = -kI_w(\Delta P - g\mathbf{r}_w) \quad (\text{B-1})$$

Eliminando ΔP y usando $I_o = I_t - I_w$ y $u_w + u_o = u_t$, estas dos ecuaciones pueden ser reacomodadas para obtener:

$$GI_w^2 - (u_t + GI_t)I_w + f_w u_t I_t = 0 \quad (\text{B-2})$$

donde $G = kg(\mathbf{r}_w - \mathbf{r}_o)$ y $f_w = u_w / (u_o + u_w)$, la cual es la ecuación 49. Esta es esencialmente la misma ecuación cuadrática dada por Christie *et al*³. (1995).

Un problema que puede surgir con esta aproximación es el de seleccionar cual de las dos raíces de la ecuación cuadrática es la correcta. Para entender esto, es útil mirar la ecuación cuadrática como el resultado de un intento por encontrar las pseudo movilidades de fase I_w y I_o tal que, para una velocidad total dada u_t la movilidad total y la velocidad de agua en la malla gruesa será igual a los valores (promedio) obtenidos de la solución de la malla fina, es decir:

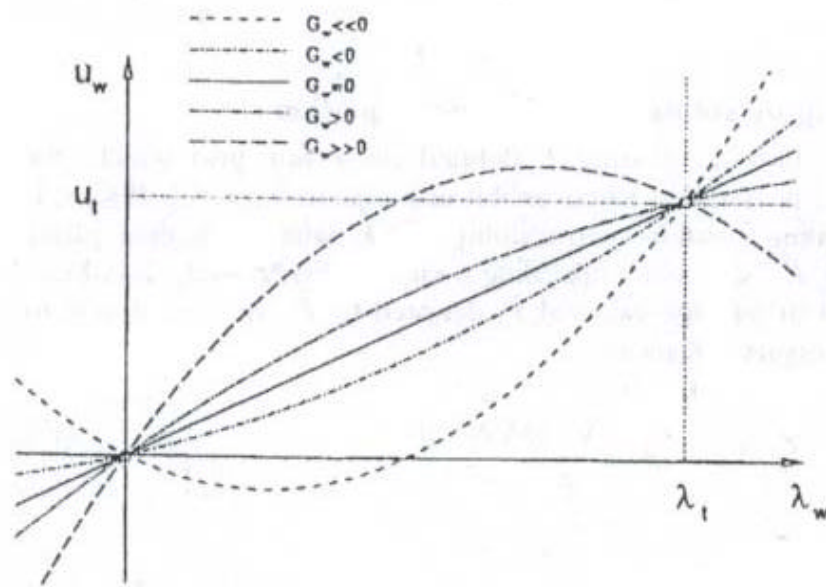
$$I_w + I_o = I_t \quad u_w = u_w(I_w, I_o) = \bar{u}_w \quad (\text{B-3})$$

Estas dos ecuaciones llevan, por supuesto, a la misma ecuación cuadrática que puede reestructurarse en la forma:

$$u_w = \frac{I_w}{I_t} u_t \left\{ 1 + \frac{G}{u_t} (I_t - I_w) \right\} \quad (\text{B-4})$$

Si se considera I_t y u_t como están dados, ésta es una expresión para u_w como una función de I_w . Esta función se grafica esquemáticamente en la figura B1.

Figura B1. Expresión cuadrática para u_w .



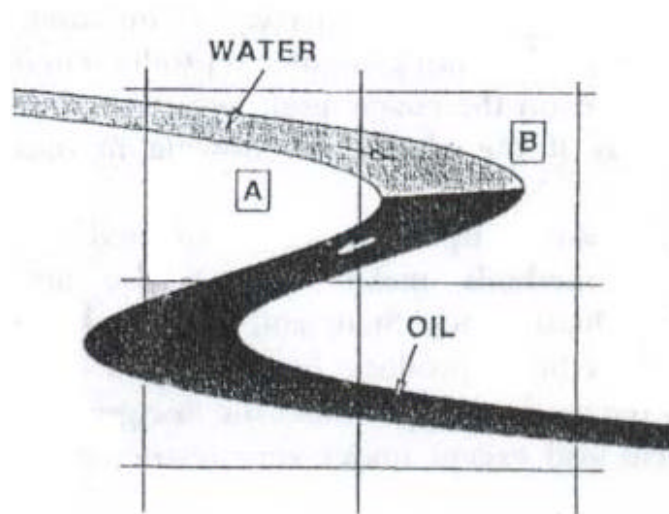
Tomado de Barker, J. W.; Dupouy, P. Pet. Geos. Vol 5. 1999 Pag. 394.

Claramente, si u_w está situado en el rango $[0, u_t]$, habrá un valor correspondiente de I_w en el rango $[0, I_t]$, es decir, una raíz para la ecuación cuadrática en este rango es claramente la raíz para escoger. Para u_w fuera del rango $[0, u_t]$, ambas raíces pueden quedar fuera del rango $[0, I_t]$; o ambas raíces pueden quedar dentro de este rango, o pueden ser raíces no reales (si u_w es mayor/menor que el valor máximo/mínimo en la parábola). Desde un punto de vista práctico, si $u_w > u_t$; en el primer caso se puede tomar uno u otro la raíz más pequeña con $I_w > I_t$ (implicando un valor negativo para I_o y por consiguiente una permeabilidad pseudo-relativa de aceite negativa), o tomar $I_w = I_t$; en el segundo caso se puede tomar cualquier raíz, teniendo cuidado de escoger la misma raíz cada vez para asegurar la continuidad; en el tercer caso se puede tomar cualquier

valor que corresponde al máximo de la parábola, o si este es mayor que I_o se puede tomar $I_w = I_o$. Posibilidades similares se presentan para $m_w < 0$.

Nótese que u_w fuera del rango $[0, u_t]$ significa que los flujos netos de aceite y agua en la malla fina están en direcciones opuestas. Se puede esperar que esto no ocurra demasiado a menudo en la práctica, aunque es fácil de pensar en ejemplos donde esto sería posible. Uno es donde las fases están sometidas a segregación gravitacional; el aceite fluye hacia arriba y el agua hacia abajo. Otro ejemplo, en donde no se involucra la gravedad, es una configuración que involucra canales meandricos rodeados por rocas impermeables, tal como se muestra en la figura B2, donde el flujo de agua es de A a B, mientras que el flujo de aceite es de B a A.

Figura B2. Ejemplo de canales meandricos.



Tomado de Barker, J. W.; Dupouy, P. Pet. Geos. Vol 5. 1999 Pag. 394.