

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS
MATRIZ-FRACTURA EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL UBICADO
EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS-VENEZUELA**

Realizado por:

Jesús Millán

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto la Cruz, Octubre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS
MATRIZ-FRACTURA EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL UBICADO
EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS-VENEZUELA**

ASESOR:

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

MsC. Fernancelys Rodríguez
Asesor Industrial

Puerto la Cruz, Octubre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



EVALUACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS
MATRIZ-FRACTURA EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL UBICADO
EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS-VENEZUELA

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

PhD. José Rodríguez
Jurado Principal

Ing. Carmen Velásquez
Jurado Principal

Puerto la Cruz, Octubre de 2011

CONTENIDO

CONTENIDO	1
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN.....	xv
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	16
1.1. Planteamiento del Problema.....	16
1.2. Objetivos	18
1.2.1. Objetivo General	18
1.2.2. Objetivos Específicos.....	18
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	19
2.1 Antecedentes	19
2.2. Descripción del Área en Estudio.....	20
2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	21
2.2.1.1. Marco Geológico.....	21
2.2.1.2. Geología Histórica	22
2.2.1.3. Modelo Tectónico Actual.....	23
2.2.1.4. Proceso Evolutivo Sedimentario	24
2.2.2. Subcuenca de Maturín.....	28
2.2.3. Descripción del Campo en Estudio.....	33
2.2.3.1. Ubicación Geográfica.....	33
2.2.3.2. Marco Geológico.....	34
2.2.3.3. Marco Estructural.....	34
2.2.3.4. Marco Estratigráfico.....	36
2.2.3.5. Características Físicas de los Yacimientos	40
2.2.3.6. Caracterización de los Yacimientos.....	40
2.3. Fundamentos Teóricos	41

2.3.1. Fractura	41
2.3.2. Clasificación de las Fracturas según su Origen.	42
2.3.2.1. Fracturas Diagenéticas	42
2.3.2.2. Fracturas Tectónicas.....	42
2.3.3. Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF)	43
2.3.4. Geología de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.....	44
2.3.5. Propiedades Petrofísicas de un YNF	46
2.3.5.1. Distribución de las fracturas en los YNFs.....	46
2.3.5.2. Porosidad en los YNFs.....	47
2.3.5.3. Efecto de la Porosidad en un YNF	49
2.3.5.4. Permeabilidad de la Roca.....	50
2.3.5.5. Efecto de la permeabilidad en YNF	52
2.3.6. Conceptos Petrofísicos Resaltantes.....	54
2.3.6.1. Presión Capilar y Mojabilidad	54
2.3.6.2. Mojabilidad	55
2.3.6.3. Permeabilidad Relativa	55
2.3.6.4. Permeabilidad Relativa (K_r) y Mojabilidad.....	55
2.3.6.5. Permeabilidad Relativa para dos fases y Mojabilidad	55
2.3.6.6. Modelos de Permeabilidad relativa al Petróleo para Tres fases:.....	56
2.3.7 Principales Mecanismos de Producción en YNFs	56
2.3.7.1. Expansión.....	57
2.3.7.2. Imbibición Capilar	57
2.3.7.3. Drenaje Gravitacional por gas.....	58
2.3.7.4. Difusión.....	58
2.3.7.5. Desplazamiento Viscoso:.....	59
2.3.8. Mecanismos envueltos en la transferencia agua-petróleo.....	59
2.3.9. Capilaridad en la Transferencia Agua-Petróleo:.....	60
2.3.10. Factor de Recobro Final a partir de un bloque inmerso en Agua.....	60
2.3.11. Mecanismos envueltos en el Drenaje por Gravedad:	62

2.3.12. Capilaridad en Sistemas Gas-Petróleo	62
2.3.13. Factor de Recobro Final por Drenaje Gravitacional	62
2.3.14. Impacto de la Presión Capilar (PC) sobre los Mecanismos de Flujo	63
2.3.15. PC y Equilibrio.....	64
2.3.16. Pseudo-Pc y Kr en la Transferencia Matriz-Fractura.....	65
2.3.17. Simulación Numérica de Yacimientos.....	65
2.3.17.1. Breve Historia de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	66
2.3.17.2. Filosofía y Metodología del Simulador Numérico.....	70
2.3.17.3. Tipos de Simuladores de Yacimiento	71
2.3.17.4. Tipos de Mallados	72
2.3.17.5. Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos.....	75
2.3.17.6. Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos	76
2.3.18. Modelado de un Yacimiento Naturalmente Fracturado	77
2.3.18.1. Representación de Simple Porosidad.....	78
2.3.18.2. Representación de un Medio Doble.	81
2.3.19. Modelo de Doble-Porosidad: Características Básicas	84
2.3.19.1. Flujo monofásico en un medio poroso.....	85
2.3.19.2. Ecuaciones de Flujo Multifásico.....	86
2.3.19.3. Expresión de Darcy para cada velocidad de fase.....	87
2.3.19.4. Ecuaciones de equilibrio para cada componente que pueda existir simultáneamente en la fase petróleo y en la fase gas: Modelo Black-oil.....	87
2.3.19.5. Ecuaciones de frontera	88
2.3.19.6. Incógnitas.....	88
2.3.20. Funciones de Transferencia.....	88
2.3.20.1 Concepto de Doble Porosidad: Diferentes Formulaciones	88
2.3.21. Factor de Forma	98
2.3.21.1. Potencial de Intercambio de Flujo asociado al Factor de Forma (σ) ^[11]	98
CAPÍTULO III METODOLOGÍA APLICADA	100

3.1. Revisión y Recopilación de la Información	101
3.2. Revisión del modelo Termodinámico y Roca-Fluido del yacimiento en estudio	102
3.3. Construcción de modelos de simulación numérica en Simple Porosidad	103
3.3.1. Descripción del Mallado	104
3.3.2. Distribución de Saturaciones	105
3.3.3. Propiedades Petrofísicas.....	106
3.3.4. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar.....	107
3.3.5. Propiedades Termodinámicas	111
3.3.6. Archivos de Entrada requeridos por cada uno de los simuladores empleados.....	112
3.4. Simulación de los fenómenos de imbibición y drenaje presentes en el Campo en Estudio	115
3.5. Evaluación del impacto de la Forma de Bloque y Mojabilidad sobre el Recobro en Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	115
3.5.1. Sensibilidad N°1: Forma del Bloque.....	116
3.5.2. Sensibilidad N°2: Mojabilidad	117
3.6. Evaluación de Funciones de Transferencia de fluidos matriz-fractura	117
3.6.1. Descripción de cada uno de los simuladores empleados	121
3.6.1.1. ECLIPSE	121
3.6.1.2. OPENFLOW	124
3.6.1.3. VIP	128
3.7. Comparación del Recobro obtenido en Simple Medio con los de Doble Medio	131
CAPÍTULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS	133
4.1. Revisión del Comportamiento Termodinámico y Roca-Fluido del Campo en Estudio.....	133
4.1.1. Modelo Termodinámico.....	133
4.1.1.1. Disponibilidad y Validación de los Análisis PVT	133

4.1.1.2. Caracterización de la Fracción Pesada (C_7^+).....	135
4.1.1.3. Ajuste de la Ecuación de Estado	136
4.1.1.4. Selección del Esquema de Agrupamiento.....	137
4.1.1.5. Generación del Modelo de Variación de Composición con Profundidad.....	138
4.1.2. Modelo Roca-Fluido	139
4.1.2.1. Información Disponible	140
4.1.2.2. Caracterización de la Mojabilidad	140
4.1.2.3. Modelos de Tipos de Roca.....	142
4.1.2.4. Curvas de Presión Capilar.....	143
4.1.2.5. Curvas de Permeabilidades Relativas	143
4.2. Construcción de Modelos de Simulación de Simple Porosidad.....	144
4.2.1. Refinamiento progresivo hacia los bordes del bloque matriz	145
4.2.2. Profundidades de Contactos.....	148
4.2.3. Distribución de Saturaciones Matriz-Fractura	148
4.2.4. Permeabilidad de Fractura.....	150
4.2.5. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar.....	151
4.3. Simulación del fenómeno de Imbibición y Drenaje presentes en el Campo..	152
4.3.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar):	153
4.3.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional).....	158
4.4. Evaluación del impacto de la Mojabilidad y Forma de Bloque sobre el Comportamiento del Recobro	161
4.4.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar)	162
4.4.1.1. Variación de Forma de Bloque	162
4.4.1.2. Variación de Mojabilidad.....	163
4.4.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional):.....	165
4.4.2.1. Variación de Forma de Bloque	165
4.5. Evaluación de las Funciones de Transferencia de Fluidos disponibles en los simuladores Eclipse, PumaFlow y VIP	169

4.5.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar)	170
4.5.1.1. PumaFlow	170
4.5.1.2. Eclipse	171
4.5.1.3. VIP	173
4.5.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional):.....	174
4.5.2.1. PumaFlow	174
4.5.2.2. Eclipse	176
4.5.2.3. VIP	177
4.6. Comparación de los valores de recobro obtenidos a partir de los modelos de simple porosidad y de doble medio	178
4.6.1. Transferencia Agua-Petróleo (<i>Imbibición Capilar</i>)	178
4.6.2 Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional).....	180
4.6.3. Comparación de Tiempos de Cómputo	181
4.6.3.1. Transferencia Agua-Petróleo (<i>Imbibición Capilar</i>)	181
4.6.3.2. Transferencia Gas-Petróleo (<i>Drenaje Gravitacional</i>).....	182
CONCLUSIONES	185
RECOMENDACIONES	186
BIBLIOGRAFÍA	187

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela. ^[4]	22
Figura 2.2. Columna Estratigráfica, Cuenca Oriental de Venezuela. ^[5]	25
Figura 2. 3. Corte Geológico noreste-sureste del flanco norte de la Subcuenca de Maturín (Mendoza V., 2001). ^[5]	29
Figura 2. 4. Sección estratigráfica sur-norte de la Subcuenca de Maturín (Mendoza V., 2001). ^[5]	31
Figura 2.5. Ubicación Geográfica del Campo en Estudio. ^[4]	34
Figura 2.6. Columna Estratigráfica del Área de Estudio. ^[4]	37
Figura 2.7. Clasificación de los YNFs, Nelson (1999). ^[Fuente Propia]	43
Figura 2.8. Idealización de un Yacimiento Fracturado. ^[Fuente Propia]	46
Figura 2.9. Configuraciones de empacamiento cúbico y romboédrico. ^[7]	48
Figura 2.10. Principales Mecanismos de Producción en YNF's. ^[10]	58
Figura 2.11. Factor de Recobro Final a partir de un bloque inmerso en Agua. ^[10]	61
Figura 2.12. Factor de Recobro Final por Drenaje Gravitacional. ^[11]	63
Figura 2.13. Modelo cero dimensiones (OD). ^[13]	72
Figura 2.14. Modelos de una dimensión (1D). ^[13]	73
Figura 2.15. Modelo de dos dimensiones (2D). ^[13]	74
Figura 2.16. Modelo de Tres Dimensiones (3D). ^[13]	75
Figura 2.17. Representación de un Yacimiento Naturalmente Fracturado. ^[12]	78
Figura 2.18. Representación de Doble Medio para YNF. ^[12]	82
Figura 3.1 Esquema metodológico aplicado.	101
Figura 3.2. Modelo Conceptual de Simulación Simple Porosidad.	104
Figura 3.3. Diferencia de contactos de fluidos en el sistema agua-petróleo.	105
Figura 3.4. Diferencia de contactos de fluidos en el sistema agua-petróleo.	106
Figura 3.5. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema agua-petróleo. ^[14]	108

Figura 3.6. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema gas-petróleo. [14]	109
Figura 3.6. Curvas de permeabilidad relativa para la fractura, sistema agua-petróleo.....	110
Figura 3.7. Curvas de permeabilidad relativa para la fractura, sistema gas-petróleo.....	110
Figura 3.8. Representación en doble medio de un YNF.	118
Figura 3.9. Ventana principal del Launcher de ECLIPSE.	121
Figura 3.10. Visualizador de resultados de Malla-FloViz.	122
Figura 3.11. Visualizador de Gráfico de resultados-Office.	123
Figura 3.12. Vista 3D del Mallado en la Plataforma OpenFlow.....	125
Figura 3.13. Gráfico de Línea en la Plataforma OpenFlow.	125
Figura 3.14. Comparación del Recobro obtenido en Simple Medio con los de Doble Medio	131
Figura 4.1. Distribución Areal de Información PVT. [15]	134
Figura 4.2. Subdivisión de la Fracción Pesada-Función Gamma (Whitson). [15]	136
Figura 4.3. Modelo de Simulación 1D. [15]	138
Figura 4.4. Variación de Presión de Saturación con Profundidad. [15]	139
Figura 4.5. Interpretación pruebas experimentales Amott-Harvey. [14]	141
Figura 4.6. Total de pruebas experimentales Amott-Harvey. [14]	142
Figura 4.8. Curvas Kr Refinadas. [14]	1
Figura 4.7. Curvas Kr no Refinadas. [14]	1
Figura 4.9. Diferentes refinamientos hacia los bordes del bloque de Matriz.....	145
Figura 4.10. Selección de Refinamiento de bordes del Bloque de Matriz.....	146
Figura 4.11. Distribución de saturaciones matriz-fractura en el sistema agua-petróleo.....	149
Figura 4.12. Distribución de saturaciones matriz-fractura en el sistema gas-petróleo.....	149
Figura 4.13. Selección de Permeabilidad de Fractura.....	151

Figura 4.14. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema agua-petróleo.....	152
Figura 4.15. Perfil de presión de Matriz en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua.....	154
Figura 4.16. Perfil de presión de Fractura en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua.....	154
Figura 4.17. Comportamiento del Recobro en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua.....	155
Figura 4.18. Desaturación progresiva del bloque matriz, Sistema Agua-Petróleo. ..	156
Figura 4.19. Transferencia de Petróleo entre Matriz y Fractura, Sistema Agua-Petróleo	157
Figura 4.20. Equilibrio Capilar en la región matriz, Sistema Agua-Petróleo	158
Figura 4.21. Desaturación progresiva del bloque matriz, Sistema Gas-Petróleo.....	160
Figura 4.22. Comportamiento de Saturaciones de Petróleo y Gas en bloque matriz, Sistema Gas-Petróleo.	161
Figura 4.23. Recobro de Petróleo de la Matriz, Diferentes formas de bloque Sistema Agua-Petróleo.....	162
Figura 4.24. Área de contacto entre Matriz y Fractura, Diferentes formas de bloque Sistema Agua-Petróleo.....	163
Figura 4.25. Curvas de Presiones Capilares Agua-Petróleo, Variación de Mojabilidad de Matriz.....	164
Figura 4.26. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Mojabilidad de Matriz, Sistema Agua-Petróleo.....	164
Figura 4.27. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Forma de Bloque, sin considerar P_{cgo} , Sistema Gas-Petróleo.....	166
Figura 4.28. Área expuesta a Efectos Gravitacionales, Diferentes formas de bloque Sistema Gas-Petróleo.	167
Figura 4.29. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Forma de Bloque, considerando P_{cgo} , Sistema Gas-Petróleo.....	168

Figura 4.30. Efecto del equilibrio entre fuerzas capilares y gravitacionales sobre el recobro, Sistema Gas-Petróleo.....	169
Figura 4.31. Opciones para Doble Medio en PumaFlow, Sistema agua-petróleo.	171
Figura 4.32. Opciones para Doble Medio en Eclipse, Sistema agua-petróleo.....	172
Figura 4.33. Opciones para Doble Medio en VIP, Sistema agua-petróleo.	173
Figura 4.34. Opciones para Doble Medio en PumaFlow, Sistema gas-petróleo.....	175
Figura 4.35. Opciones para Doble Medio en Eclipse, Sistema gas-petróleo	176
Figura 4.36. Opciones para Doble Medio en VIP, Sistema gas-petróleo.	178
Figura 4.37. Opciones para Doble Medio en Elipse, PumaFlow y VIP, Sistema gas-petróleo.	179
Figura 4.38. Opciones para Doble Medio en Eclipse, PumaFlow y VIP, Sistema gas-petróleo.....	180

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Regla de Craig.....	56
Tabla 3.1. Propiedades de Fluidos a condiciones iniciales petróleo, Análisis PVT, Pozo UDO-5.....	111
Tabla 3.2. Propiedades de Fluidos a condiciones iniciales gas, Análisis PVT, Pozo UDO-5.....	111
Tabla 3.3. Propiedades del agua.....	112
Tabla 3.4. Formas de Bloque evaluadas.....	117
Tabla 3.5. Funciones de Transferencia disponibles en los simuladores a evaluar	120
Tabla 4.1. Validación de los Análisis PVT de Gas Condensado.	134
Tabla 4.2. Validación de los Análisis PVT de Petróleo Negro.....	135
Tabla 4.3. Información disponible para construcción del modelo Roca-Fluido del campo en estudio.....	140
Tabla 4.4. Modelo de Tipos de Rocas. ^[14]	143
Tabla 4.5. Dimensiones de celdas para el modelo referencia.	147
Tabla 4.6. Profundidades de contactos de fluidos para las trampas en cada sistema.....	148
Tabla 4.7. Saturaciones iniciales en matriz y fractura, para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo.....	150
Tabla 4.8. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, Eclipse.....	181
Tabla 4.9. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, PumaFlow.	182
Tabla 4.10. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, VIP.....	182
Tabla 4.11. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, Eclipse.....	182
Tabla 4.12. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, PumaFlow.....	183
Tabla 4.13. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, VIP.....	183

RESUMEN

El campo en estudio cuenta con una amplia columna de fluidos con marcado gradiente composicional y desde el punto de vista estructural es considerado como un yacimiento naturalmente fracturado. Actualmente este campo posee un modelo de simulación convencional, con propiedades de matriz y fractura homogeneizadas; sin embargo, no fue posible lograr un buen cotejo del histórico de producción. Por tal razón surge la necesidad de generar un modelo de simulación de doble medio, que permita representar los complejos intercambios de fluidos entre matriz y fractura.

El presente trabajo contempló la evaluación de diferentes Funciones de Transferencia disponibles en 3 simuladores de yacimientos (Eclipse, PumaFlow y VIP), a través de modelos conceptuales de simulación y empleando información termodinámica y roca-fluido del campo. Para esto se construyeron modelos de referencia Simple Porosidad, con representación explícita de matriz y fractura. Posteriormente estos modelos fueron convertidos a modelos de Doble Porosidad y por último se establecieron comparaciones entre ellos en función del factor de recobro arrojado por el modelo de referencia. Esto con el propósito de establecer cuál de estas funciones permite la mejor representación de los fenómenos de imbibición y drenaje gravitacional presentes en el campo.

Los resultados de la evaluación permitieron determinar que la Función de Transferencia que mejor representó el fenómeno de imbibición espontánea fue Quandalle & Sabathier disponible en el simulador Eclipse, la cual discretiza el flujo de fluidos en el plano horizontal y vertical, mientras que la formulación que mejor representó el fenómeno de drenaje gravitacional fue Quandalle & Sabathier disponible en el simulador PumaFlow, la cual permite una buena representación del punto de equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

El estudio de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) representa un gran reto, motivado principalmente al alto grado de complejidad que implican los intercambios de fluidos entre la matriz y la fractura durante los mecanismos de producción del yacimiento, tales como drenaje gravitacional, imbibición, difusión, entre otros. Este reto se hace más complejo en yacimientos con marcado gradiente composicional, donde el comportamiento termodinámico de los fluidos juega un papel importante.

Los YNFs presentan una dualidad en el comportamiento de flujo que no puede ser representado mediante clásicas simulaciones numéricas de yacimiento debido a lo siguiente: 1) Muchas celdas serían necesarias si todas las matrices y fracturas fuesen explícitamente representadas, y 2) Asumir propiedades homogéneas no permite reproducir los complejos intercambios entre matrices y fracturas y, por consiguiente, la representación de las velocidades de flujo y factor de recobro final, generando grandes dificultades durante el cotejo y predicciones.

Por las razones antes expuestas, los modelos de doble medio han sido desarrollados, en los cuales se establece la existencia de dos medios continuos, uno representando la matriz (alta ϕ y baja K) y el otro la fractura (baja ϕ y alta K), ambos medios superpuestos entre sí, y acoplados a través de Funciones de Transferencia.

De acuerdo a experiencias previas, se ha comprobado que las mejores aproximaciones en la simulación numérica de YNFs han sido logradas considerando

modelos de doble medio; sin embargo, y de acuerdo a estas mismas experiencias, se ha observado una diferencia notable en los resultados de recobro arrojados por las diferentes funciones de transferencia empleadas por los diferentes simuladores de yacimientos.

Actualmente el campo seleccionado como referencia en este estudio cuenta con un modelo de simulación de simple medio, para el cual se realizó una homogeneización de las propiedades de matriz y fractura; no obstante, con esta definición del sistema matriz-fractura no fue posible lograr un buen cotejo del histórico de producción. Por tal razón surge la necesidad de generar un nuevo modelo de simulación de doble medio, donde se considere el efecto de las fracturas en el flujo de fluidos.

El presente trabajo está dirigido a evaluar las funciones de transferencia disponibles en diferentes simuladores de yacimientos comerciales, y observar cuál de estas permite la mejor representación del intercambio de fluidos matriz-fractura en un yacimiento naturalmente fracturado con marcado gradiente composicional del área norte de Monagas, con el propósito de reproducir los principales mecanismos de producción del yacimiento. Para la representación de lo expuesto, se construirán modelos de simulación a diferentes escalas con representación explícita de matriz y fractura (Simple Medio), los cuales servirán como referencia; luego estos modelos de simple medio serán convertidos a modelos doble porosidad, con el propósito de establecer comparaciones entre los valores de recobro obtenidos a partir de los modelos de referencia y los obtenidos a partir los modelos de Doble Medio.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar Funciones de Transferencia de fluidos matriz-fractura en un Yacimiento Naturalmente Fracturado con segregación gravitacional, ubicado en el área Norte de Monagas-Venezuela

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Revisar el comportamiento termodinámico y roca-fluido del yacimiento en estudio.
2. Construir modelos de referencia Simple Porosidad con representación explícita de matriz y fractura.
3. Simular los fenómenos de imbibición y drenaje presentes en el campo.
4. Evaluar el impacto de las principales variables que afectan el recobro en yacimientos naturalmente fracturados: mojabilidad y forma del bloque.
5. Evaluar las funciones de transferencia disponibles en simuladores comerciales, tomando como parámetro de referencia el recobro generado a partir del modelo simple.
6. Comparar los valores de recobro obtenidos a partir de los modelos de simple porosidad y de doble medio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

- **Firoozabadi, A. y Thomas, L.** Realizaron un proyecto de solución comparativa entre simuladores de doble porosidad, en la cual participaron 10 organizaciones; para ello, fueron seleccionados dos problemas para comparar modelos de yacimientos fracturados: (1) un ejemplo simple de bloque sencillo, y (2) un caso más complejo de sección transversal desarrollado para simular casos de agotamiento, inyección de gas e inyección de agua. La comparación de los resultados obtenidos a partir de los diferentes participantes indicó una notable diferencia en los resultados, siendo la principal razón de dicha diferencia las diferentes formulaciones para los cálculos de intercambios matriz-fractura.^[1]

- **Guaiquirian, L., González, P. y cols.** Realizaron un estudio piloto de fracturas naturales para el yacimiento San Juan 06 del Campo Orocual, el cual consistió en entender y representar la contribución de la red de fracturas naturales al flujo al realizar una caracterización hidráulica de las fracturas naturales, utilizando una metodología que integra los datos dinámicos y geológicos de manera cuantitativa. Este estudio generó una representación espacial de las fracturas en los cuerpos de arena limpia, sin embargo, no fue posible asegurar que tal representación tuviese un efecto positivo sobre el cotejo del comportamiento de producción del yacimiento.^[2]

- **Abushaikha, A. y Gosselin, O.** Presentaron una comparación de los dos principales tipos de funciones de transferencia basadas en Warrent y Root: Kazemi y Gilman (KZ y G&K) y Quandalle y Sabathier (Q&S), así como

también en un nuevo tipo de función de transferencia llamada Función de Transferencia Generalizada (GTF) propuesta por Lu y cols. (2006, 2007), estableciendo tal comparación respecto a la curva de recobro en función del tiempo obtenida partir de cada una de ellas.

En el trabajo presentado por Abushaikha y Gosselin, se construyeron modelos explícitos de simple porosidad en un bloque de malla fina, el cual sirvió como referencia, así como también se construyeron modelos doble porosidad. En ambos modelos se realizaron sensibilidades de mojabilidad del sistema, valor máximo de presión capilar, altura del bloque, factor de forma (σ) y diferencia de densidad de fluidos; con el propósito de reproducir los principales mecanismos de producción en sistemas naturalmente fracturados y evaluar los efectos capilares y las fuerzas gravitacionales sobre el recobro.

Los resultados indicaron que la función de transferencia Q&S mostró ligeramente mejores resultados; sin embargo, la representación de la gravedad continua siendo un punto de investigación para futuros estudios.^[3]

- **Pirela Y.** Realizó la evaluación del efecto de la red de fractura del Yacimiento SJN-ORC-15 (San Juan 06) del Campo Orocual sobre el comportamiento de producción. Este estudio consistió en la construcción de dos modelos de simulación numérica de doble porosidad, en el primero no se incluyó un modelo de fractura mientras que en el segundo modelo se utilizaron los datos generados a partir de un Estudio Piloto de Fracturas Naturales, previamente construido. Posteriormente, se procedió a comparar el comportamiento de producción obtenido por ambos modelos de simulación numérica, arrojando un mejor cotejo el modelo que contó con el modelado de fractura, con respecto al comportamiento real del yacimiento.^[4]
- ## 2.2. Descripción del Área en Estudio

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

2.2.1.1. Marco Geológico

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de aproximadamente 800 Km. de extensión en dirección oeste-este y 200 Km. de ancho de norte a sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. La Cuenca Oriental de Venezuela está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.[5]

Topográficamente la Cuenca Oriental de Venezuela se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km² y 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como límite sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. En función a sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, la Cuenca

Oriental de Venezuela se subdivide en las siguientes subcuencas: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.^[5]

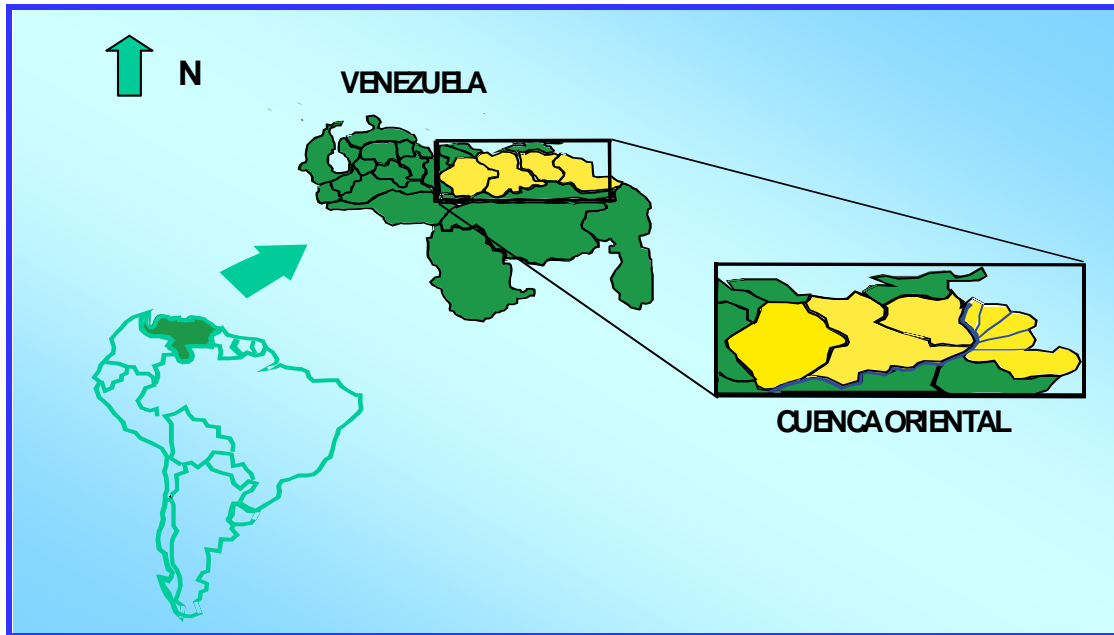


Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela. [4]

2.2.1.2. Geología Histórica

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. En este sentido, suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno Tardío, ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno Temprano (aproximadamente 20 M.a.), el cuadro tectónico en la región del Estado Monagas se postula con levantamientos espasmódicos y empujes recurrentes en el tiempo y espacio, todos con fuertes componentes norte-sur.^[5]

2.2.1.3. Modelo Tectónico Actual

En la actualidad el estudio de la Cuenca Oriental de Venezuela evidencia alto grado de complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Urica y Anaco, la Falla El Furrial-El Carito, el Domo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión. Esta se divide en tres bloques estructurales: ^[5]

1) Bloque Alóctono: que aflora en la Serranía del Interior y cuyo límite sur es el Corrimiento de Pirital, observándose pliegues concéntricos de gran escala además de marcar el acuñamiento del cinturón plegado, alcanzando la superficie. Este corrimiento posee un desplazamiento horizontal estimado de 20 a 30 Km. y un desplazamiento de 4 a 5 Km. (Di Croce, 1995).

2) Bloque Parautóctono: está constituido por el alineamiento Tejero-Furrial, corresponde a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociados las grandes acumulaciones de petróleo en el Norte de Monagas y donde las estructuras principales son fallas de corrimiento que no llegan a la superficie y cuya terminación está asociada con volcanes de lodo que deforman los sedimentos en el Mioceno Tardío.

3) Bloque Autóctono: se encuentra en el flanco sur de la cuenca o provincia extensiva, donde predominan las fallas normales de rumbo oeste-este. Dentro de este modelo, el Campo Santa Bárbara-Pirital pertenece junto a los campos El Furrial y El Carito a un tren o lineamiento de anticlinales, a lo largo de la cuña de la cuenca alóctona que posee el cabalgamiento más profundo, llamado la Falla Jusepín-Quiriquire (Lilliu, 1990).

2.2.1.4. Proceso Evolutivo Sedimentario

El proceso evolutivo sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono- Carbonífero (González de Juana et al., 1980), hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario Tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas. A continuación se describe brevemente, la historia geológica del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental según González de Juana et al. (1980):

Durante el Cámbrico-Ordovícico, aproximadamente 500 M.a., ocurre la sedimentación de las formaciones Carrizal y Hato Viejo asociadas a una sedimentación clástica más interna, de un margen pasivo.^[5]

flanco norte de las formaciones Borracha y Chimana compuestas de calizas espesas y lutitas, y en el flanco sur por la Formación El Cantil compuestas de areniscas, lutitas e intercalaciones de calizas. Hacia el sur ocurre también una extensión de las aguas donde la sedimentación es predominantemente continental, depositándose la Formación La Canoa. Las calizas y arenas de estos períodos constituyen prospectos para petróleo.

En el Cenomaniense-Coniacense (100-85 M.a.), ocurre la máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el norte, representado por la Formación Querecual, la cual representa la Roca Madre en el Norte de Monagas. Hacia el sur se extienden ambientes marinos-costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur, en las proximidades del noroeste se encuentra la Formación Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). La Formación Tigre ha producido cantidades menores de petróleo en el Área de Las Mercedes. En el extremo sureste comienza una regresión marcada por las areniscas de la Formación San Juan, básicamente Maestrichtiense, probablemente extendida al Paleoceno.

Durante el Paleoceno-Eoceno medio (65-45 M.a.), el levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo Terciario temprano. Durante este período comienza el levantamiento de las masas metamórficas hacia el sur, con el consiguiente empuje sobre la secuencia sedimentaria en el borde cratónico, integrada por la columna cretácica (Grupo Sucre y Guayuta) y la sedimentación del Terciario Temprano. Gran parte de la sedimentación alóctona del surco de Guárico fue ocasionada por este movimiento. En el Eoceno tardío-Oligoceno (45-25 M.a.), se sedimenta en Guárico La Pascua de carácter transgresivo y que corresponde a aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de la Formación Roblecito, que se compone de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas. La transgresión progresa hacia el este y en la región de Barcelona, el hiatus y la transgresión mencionada se

encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio. Hacia el sur se extiende al oeste la sedimentación arenosa-parállica de La Pascua y al este de las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en el Grupo Merecure, por debajo de la cual desaparece por acuñamiento del lente de Roblecito. Hacia el este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de la Formación Carapita.

Al final de este período (22 M.a. aproximadamente), continua el levantamiento de la Serranía del Interior y se desarrolla el “Foredeep” al sur, donde se depositan los sedimentos de aguas profundas de la Formación Carapita. Durante el Mioceno (20 M.a.), en la parte norte de Guárico la sedimentación se hace predominantemente continental. Desde el flanco norte de la cuenca hacia el sur se observa gradación entre las formaciones Capiricual-Quiamare al norte y la Formación Oficina hacia el sur. Hacia el este la profundización de ambientes continúa determinando la sedimentación de Carapita. En el flanco sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero, en el borde norte los mares transgreden ligeramente sobre la superficie erosionada de Carapita, depositándose la sedimentación marina marginal de Formación La Pica.

Durante el Mioceno Tardío-Plioceno, se sedimentó la Formación Las Piedras sobre extensos ambientes fluvio-deltaicos. Hacia el oeste del Estado Anzoátegui y en el sur, en el subsuelo de los campos de las áreas de Oficina y Temblador, esta sedimentación cubre los sedimentos marinos someros de la Formación Freites. Hacia noreste se encuentra por encima de la Formación La Pica, sobrepasando la línea de playa de ésta formación y avanzando hacia el piedemonte de las montañas actuales, en forma discordante sobre la sedimentación del ciclo Terciario tardío y temprano y localmente sobre el Cretácico erosionado. Equivalente lateral de la Formación Las Piedras es la sedimentación marginal conglomerática de la Formación Quiquire,

productora de petróleo en el campo homónimo. El episodio final de esta evolución está representado por la Formación Mesa de ambiente continental.

2.2.2. Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal área petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esta subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco sur apoyado en el Basamento Ígneo-Metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. En la subcuenca, desde el Eoceno hasta el Pleistoceno se produjo una traslación paralela del eje de máxima depositación de la subcuenca hacia el sur. Los elementos tectónicos se presentan en efectos deformantes de intensidad decreciente a partir de la zona orogénica principal.

La configuración final de la subcuenca se alcanzó al final del Plioceno Superior, cuando ocurrió un episodio de suaves levantamientos y de inclinación regional. Como la subcuenca estuvo en comunicaciones con el mar abierto, la mayor parte del tiempo, sólo a través del extremo este, característicamente los sedimentos son menos marinos hacia el oeste y el noreste. Los hiatus y discordancias, de igual manera, son más pronunciados a la misma dirección. El área ubicada frente al Corrimiento de Pirital constituye una zona estructuralmente compleja, presentando fallas inversas, corrimientos, formando bloques y/o anticlinales que afectan principalmente al Cretácico y al Terciario Inferior.

Podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur, como se puede observar en la Figura 2.3. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la

sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico temprano hasta el Pleistoceno.

El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior como representación del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluvios deltáicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

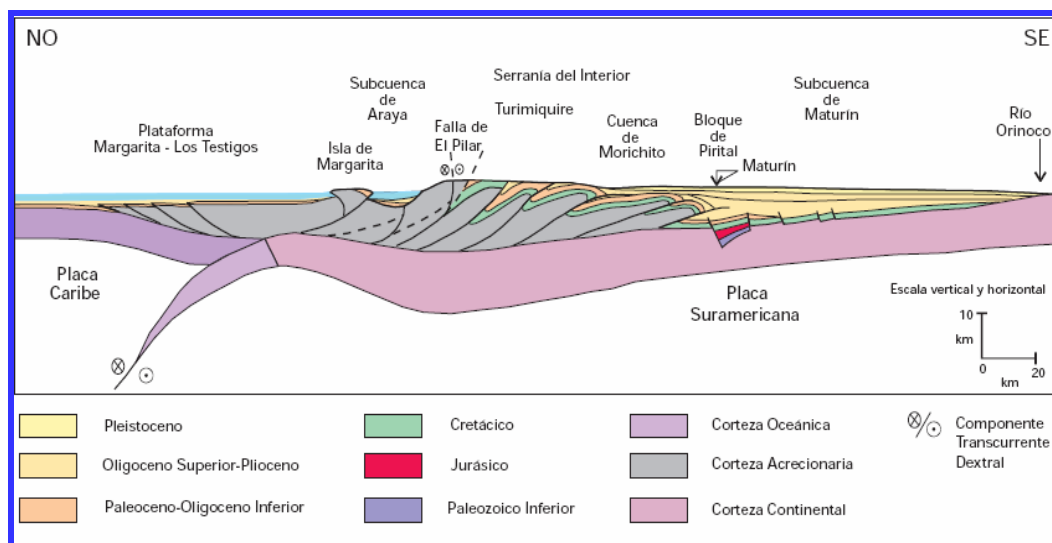


Figura 2. 3. Corte Geológico noreste-sureste del flanco norte de la Subcuenca de Maturín (Mendoza V., 2001). [5]

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente en Venezuela occidental (Formación La Luna), con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco norte de la subcuenca, no se puede establecer con

claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades cretácicas hacia el Grupo Temblador del sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales de Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cercana. Para los campos del norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo).

Los yacimientos más importantes son de edad Terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos de las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico tardío), y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire (molasa miopliocena) revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para los entrapamientos de hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los lóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapapotal). Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freitas constituye un sello regional de gran importancia. Ver sección estratigráfica en la Figura 2.4.

Los principales campos petrolíferos, de este a oeste y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja Petrolífera del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre Cretácica, con

migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno y basamento-Neógeno. La gravedad de los crudos es bastante diversa: en los yacimientos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare-La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41° API; en los yacimientos de la Formación Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja Petrolífera del Orinoco los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros: La Faja Petrolífera del Orinoco en el flanco sur, y los campos Quiriquire, Manresa y Guanoco en el flanco norte (estos dos últimos contienen crudos extrapesados).^[5]

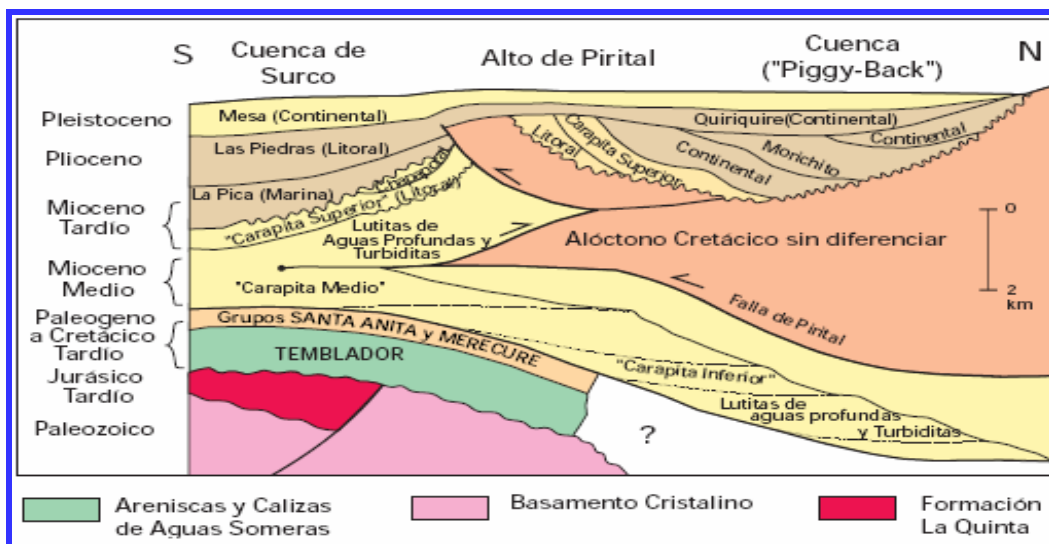


Figura 2. 4. Sección estratigráfica sur-norte de la Subcuenca de Maturín (Mendoza V., 2001). [5]

El cuadro estructural de la Subcuenca de Maturín evidencia una complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Urica y Anaco, la falla El Furrial-El Carito, el domo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión. El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamientos

encima del Escudo Guayanés, produciendo el arqueamiento hacia el norte de la superficie de la placa sudamericana. La estructura constituye la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela, su forma es asimétrica, alargada y presenta una dirección N50° E, además constituir la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. El flanco sur de la subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo; su flanco norte, donde se encuentra el norte de Monagas, está asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur y caracterizado por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Sudamericana el Oligoceno, transformando la cuenca de margen pasivo a cuenca de Antepaís, lo que generó elementos tectónicos, donde el modelo actual divide a la cuenca en tres bloques estructurales. En la Subcuenca de Maturín es posible identificar de sur a norte tres zonas diferentes según el grado de complejidad estructural progresiva:^[5]

a) Al norte una zona compresiva representada por la Serranía del Interior y el Bloque Alóctono de Pirital, cuyo límite sur es el Corrimiento de Pirital, que representa el rasgo estructural más importante del área. También se encuentran pliegues concéntricos de gran escala.

b) Al sur, se encuentra una zona extensiva relacionada con la plataforma estable de la cuenca.

c) En la parte central se encuentra el Bloque Parautóctono, constituido por alineamiento Tejero-Furrial, el cual corresponde a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociadas las grandes acumulaciones de petróleo en el norte de Monagas.

Por otro lado, las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín se presentan como complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias que constituyen los equivalentes verticales y laterales de la Formación Carapita en el subsuelo; mientras se depositaban los sedimentos en ambientes profundos de surco al sur; al norte del Alto de Pirital se desarrolló una cuenca del tipo “Piggy-Back” (intra cuenca) con ambientes someros y continentales.^[5]

2.2.3. Descripción del Campo en Estudio

2.2.3.1. Ubicación Geográfica

El Campo en estudio está localizado en el extremo oriental del prolífico tren petrolífero del Norte de Monagas, en la estribación sur de la faja plegada y fallada que forma la Serranía del Interior, dentro de la Subcuenca de Maturín perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela. La Figura 2.5 muestra la Ubicación Geográfica del campo en estudio.

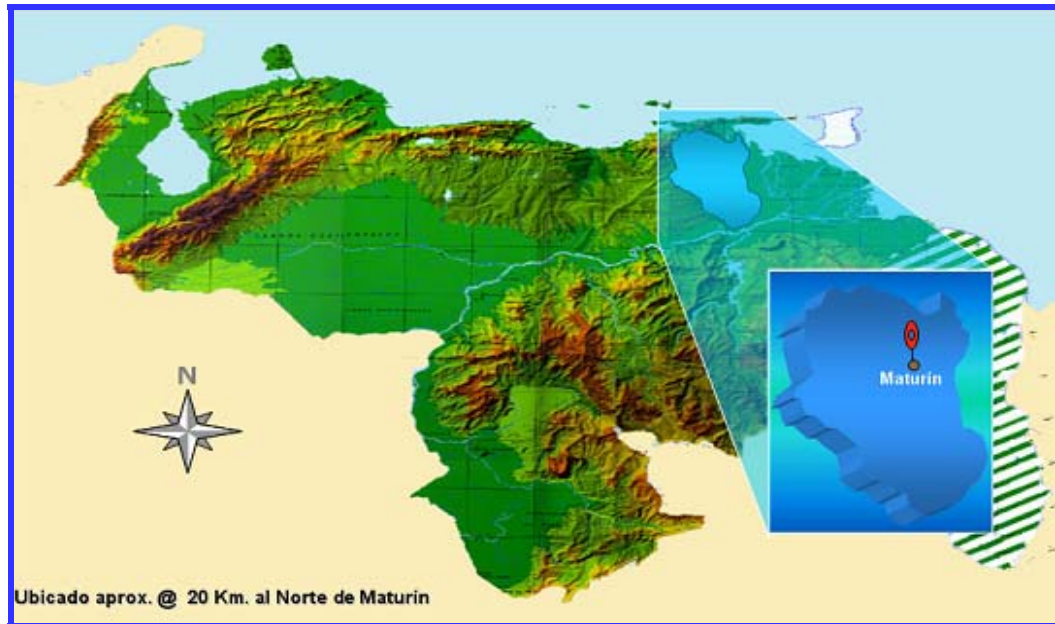


Figura 2.5. Ubicación Geográfica del Campo en Estudio. [4]

2.2.3.2. Marco Geológico

La estructura del campo en estudio está limitada al Suroeste por una silla estructural hacia el Campo Orocuai, al contrario del Noreste que se encuentra limitada por una falla inversa de rumbo NO-Sureste la cual presenta un desplazamiento de 800 pies hacia al Sureste. Adicionalmente la estructura está seccionada por varias fallas normales perpendiculares al eje de la misma con un rumbo predominante noroeste; que divide la estructura internamente en 8 bloques, de los cuales, actualmente, 3 son productores de hidrocarburos.

2.2.3.3. Marco Estructural

El Campo en estudio forma parte de la mega estructura del Norte de Monagas, la cual es producto de los esfuerzos generados durante la colisión entre las placas Caribe y Sur América. Esta colisión empieza en el Mioceno Temprano y culmina en

el Mioceno Medio. Algunas fallas principales son reactivadas fuera de secuencia en el Plioceno y mantienen cierta actividad hasta la actualidad.

La Estructura del Campo en estudio, es un anticlinal de rampa condicionado por una falla de bajo ángulo, el cual tiene un flanco anterior corto hacia el Sur y un flanco posterior largo hacia el Norte. El anticlinal tiene un rumbo Noreste-Suroeste (N60), de 18 km longitud y un ancho de 4 km. El flanco Norte está cortado por un retrocorrimiento asociado al corrimiento principal que se interpreta como el límite del yacimiento. El retrocorrimiento tiene un salto importante (700 pies) en el área del pozo UDO-2X pero hacia el Noreste el mismo se convierte en un pliegue de arrastre (UDO-3X). El flanco Norte tiene un buzamiento en general de 30-35 grados según buzamiento de los pozos UDO-2X y UDO-3X.

La estructura del campo en estudio está naturalmente fracturada y debido a que la porosidad y la permeabilidad primaria de los yacimientos son bajas, dichas fracturas naturales tienen una importancia muy alta en la producción de hidrocarburos del Campo.

De acuerdo con la sección sísmica longitudinal de la estructura, la ubicación estructural de los contactos y los espesores, se interceptaría el tope de la Formación San Juan a -14009' TVDSS y la base a -14854'TVDSS.

- **Trampa**

La geometría de entrampamiento, definida con sísmica 3D, es la de un anticlinal en rampa con cierre por buzamiento en tres direcciones y la yuxtaposición de los yacimientos contra las lutitas de la Formación Carapita en el bloque deprimido.

- **Sello**

El sello suprayacente está constituido por las lutitas de la Formación Aréo y la Formación Carapita las que totalizan más de 7500' de espesor. La definición e integridad de la estructura han sido comprobadas por los pozos denominados en el presente estudio UDO-1X, UDO-2X, UDO-3X, UDO-4 y UDO-5. La probabilidad de integridad estructural es 100%.

- **Carga**

Los pozos perforados en la estructura han probado hidrocarburos que presentan variación composicional con profundidad (desde gas condensado a petróleo negro). En la estructura están reconocidos dos contactos de fluidos. El primero de gas condensado-petróleo a -13800' y el segundo petróleo móvil-pesado a -14600'.

2.2.3.4. Marco Estratigráfico

La estratigrafía del área está compuesta por una sucesión de formaciones mayoritariamente clásticas, que penetradas desde superficie comprenden desde el Plio - Pleistoceno al Cretácico Superior. Las mismas se resumen en la Figura 2.6 y se describen a continuación:

- **Formación Las Piedras (Formaciones Mesa y Quiriquire, Plioceno)**

Esta unidad consiste principalmente de sedimentos finos, poco consolidados, que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonáceas, lutitas arcillosas, arcilitas abigarradas y lignitos. El predominio relativo de uno u otro tipo es muy variable, tanto lateral como verticalmente.

- **Formación Carapita (Mioceno Inferior a Oligoceno)**

Consiste principalmente de lutitas de origen marino de colores gris oscuro a verdoso, macizas, hidratables, ocasionalmente calcárea. Localmente pueden ser piríticas y glauconíticas. En el ámbito del Campo en estudio se presentan intercalaciones de areniscas de grano fino a conglomerados, lenticulares, poco consolidadas y arcillosas que gradan a limonita.

ERA	SISTEMA	ETAPA	FORMACIONES	YAC.	SELLO
CENOZOICO	TERCIARIO	PLIOCENO	QUIRIQUIRE MESA – LAS PIEDRAS	●	⊗
			CARAPITA	●	⊗
		MIOCENO			
	PALEOGENIO	OLIGOCENO	LOS JABILLOS	☀	⊗
		EOCENO	CARATAS	☀	⊗
		PALEOCENO	VIDOÑO	☀	⊗
			SAN JUAN	☀	⊗
		CRETÁCEO	SUPERIOR	SAN ANTONIO	☀
QUEREQUAL					

Figura 2.6. Columna Estratigráfica del Área de Estudio. [4]

El ambiente de deposición de la Formación Carapita abarca desde Nerítico Somero hasta Batial Profundo (talud medio a superior). Esta Formación constituye la roca sello del Campo en estudio.

- **Formación Areo (Oligoceno Inferior)**

Está representada por una sección de aproximadamente 150 pies de espesor, infrayacente a la formación Carapita. La Formación Areo se caracteriza por la presencia de limolitas glauconíticas calcáreas, lutitas glauconíticas duras a muy duras con abundantes pellets de glauconita, trazas de areniscas y calizas. No contiene arenas con hidrocarburos.

- **Formación Los Jabillos (Oligoceno Inferior)**

Se caracteriza por una secuencia de areniscas cuarzosas, grises a marrón claro, cemento calcáreo, compactas, de grano medio a fino, intercaladas con calizas, lutitas y limolitas compactas, grises a castaño claro, con inclusiones glauconíticas.

La edad de la Formación Los Jabillos se atribuye al Oligoceno Inferior y su ambiente de deposición es marino litoral.

- **Formación Caratas (Eoceno)**

Esta constituida principalmente por lutitas castaño oscuro, calcáreas, con inclusiones glauconíticas. En todos los pozos se reconoce una zona superior y otra inferior, dada por una gradación a limolitas y arenisca muy fina, siendo esta tendencia más marcada hacia la base. Estas areniscas representarían depósitos distales de tormenta incluso turbiditas (Pindell 2004).

Las pérdidas de lodo constatadas en algunos pozos en una formación con baja proporción de arena y porosidad primaria baja, indican que las fracturas naturales observadas en imágenes y en núcleos conforman un sistema activo en la circulación de fluidos. Aunque no ha sido probada petrolífera, si ha sido evaluada petrofísicamente como contentiva de hidrocarburos en varios pozos del campo.

- **Formación Vidoño (Paleoceno-Cretácico Superior)**

La composición litológica es predominantemente lutítica, con ocasionales y delgados niveles de areniscas y limonitas, hacia la base incluye abundante glauconita. El espesor promedio es de 260 pies.

La mitad inferior de la Formación Vidoño representa una trasgresión marina (TST), en la cual según análisis bioestratigráficos se encuentra un límite de secuencia que representa el límite Maastrichtiano (K) - Terciario en el área.

- **Formación San Juan (Cretácico Superior)**

Representa el estado final de un margen pasivo y comprende una secuencia de areniscas progradantes hacia el noreste, provenientes del flanco sur del Escudo de Guyana, en el cual la distancia de transporte hacia la Serranía del Interior abarcó decenas a centenares de kilómetros. Esta formación constituye el reservorio principal del Campo en estudio y campos vecinos (Viboral, Orocuál y Quiriquire Profundo).

- **Formación San Antonio (Cretácico Superior)**

Es una secuencia clástica constituida por una alternancia de areniscas y lutitas marinas con esporádicas intercalaciones calcáreas. El espesor total perforado en el campo es de 1100' y la edad corresponde al Cretácico Superior.

2.2.3.5. Características Físicas de los Yacimientos

El principal yacimiento del Campo en estudio lo constituyen las areniscas de la Formación San Juan y Formación San Antonio.

La Formación San Juan se subdivide en los horizontes San Juan Inferior y San Juan Superior. En la zona objetivo totalizan un espesor promedio de 430 pies de una secuencia de areniscas y lutitas de plataforma.

En general las areniscas de la Formación San Juan y Formación San Antonio son reservorios de baja porosidad primaria y baja permeabilidad. La porosidad oscila entre 6.5% y 10% y la permeabilidad entre 0.1 y 100 mD (aunque la mayoría no supera los 10 mD). Los valores altos de permeabilidad se atribuyen a fracturas naturales.

2.2.3.6. Caracterización de los Yacimientos

El Campo en estudio se caracteriza por ser un yacimiento de gas condensado de alto rendimiento (RGCP inicial de 220 BN/MMPCN), con una pierna de petróleo que presenta variación composicional con profundidad. Esta segregación provoca la existencia de un contacto gas condensado – petróleo (CGCP. Estimado a +/- -13800' TVDSS y otro contacto petróleo – petróleo extrapesado (CPXP. Estimado a +/- -14600' TVDSS, habiéndose probado gravedades API que van desde alrededor de 45° cerca del CGCP, hasta unos 8° por debajo del CPXP. De la misma manera la relación gas – petróleo y la presión de saturación disminuyen a medida que aumenta la profundidad.

2.3. Fundamentos Teóricos

2.3.1. Fractura

En forma general, una fractura puede ser definida como una superficie que ha experimentado una pérdida de cohesión. En otros términos, una fractura representa una separación o ruptura en la matriz de la roca.

Algunos tipos de fracturas son las siguientes:

- Falla: es una fractura junto a la cual las rocas han sido compensada por movimiento paralelo respecto al plano (vertical, lateral o alguna combinación).
- Diaclasas o fisura: una fractura discreta frágil sin movimiento paralelo considerable con respecto al plano.
- Vena: Una fractura llena por minerales.
- Grietas: Microfracturas (tamaño μm).

Generalmente, las fracturas provienen de: actividades tectónicas, erosión, efectos de disolución, procesos térmicos, etc.

Las fracturas pueden producir los siguientes fenómenos:

- Generación de trampas estructurales.
- Yacimientos compartamentalizados.
- Las fracturas pueden ser canales eficientes para el flujo de fluidos dentro de sedimentos no permeables.
- Las fracturas pueden ser sellos (cuando ellas son impermeables dentro de rocas con más alta porosidad), *Drains* (cuando son más permeables que las rocas circundantes) o ambas (dependiendo de la historia diagenética y tectónica).^[6]

2.3.2. Clasificación de las Fracturas según su Origen.

Tomando en cuenta su origen, las fracturas se pueden dividir en dos grupos principales: fracturas diagenéticas y fracturas tectónicas.

2.3.2.1. Fracturas Diagenéticas

Se forman durante las fases tardías de la diagénesis de la roca, cuando el sedimento todavía no está litificado. El esfuerzo que genera estos rasgos siempre es vertical y está representado por la carga litoestática. Las capas y las estilolitas paralelas a las capas son dos ejemplos de rasgos diagenéticos. De hecho, los rasgos diagenéticos generalmente no tienen ningún impacto sobre el comportamiento dinámico del yacimiento, por lo cual, no se toman en cuenta cuando se hace un trabajo de análisis de los yacimientos naturalmente fracturados. ^[6]

2.3.2.2. Fracturas Tectónicas

Se desarrollan por efecto de un esfuerzo tectónico que actúa sobre una región definida. Dependiendo de su apertura, conectividad, ancho y largo, este grupo de fracturas puede impactar en la producción de un yacimiento naturalmente fracturado (Aydin, 2000). Por consiguiente, su caracterización es muy importante cuando se estudia un yacimiento naturalmente fracturado. Las fracturas tectónicas se pueden agrupar en dos categorías: fracturas difusas (generalmente a pequeña escala) y fracturas a gran escala. ^[6]

2.3.3. Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF)

Es un yacimiento con discontinuidades estructurales (fracturas) como resultado de su historia geomecánica en el que las fracturas afectan considerablemente el flujo de fluidos.

De acuerdo a la clasificación de Nelson (1999), desde el punto de vista estático existen 4 tipos de yacimientos fracturados. [6]

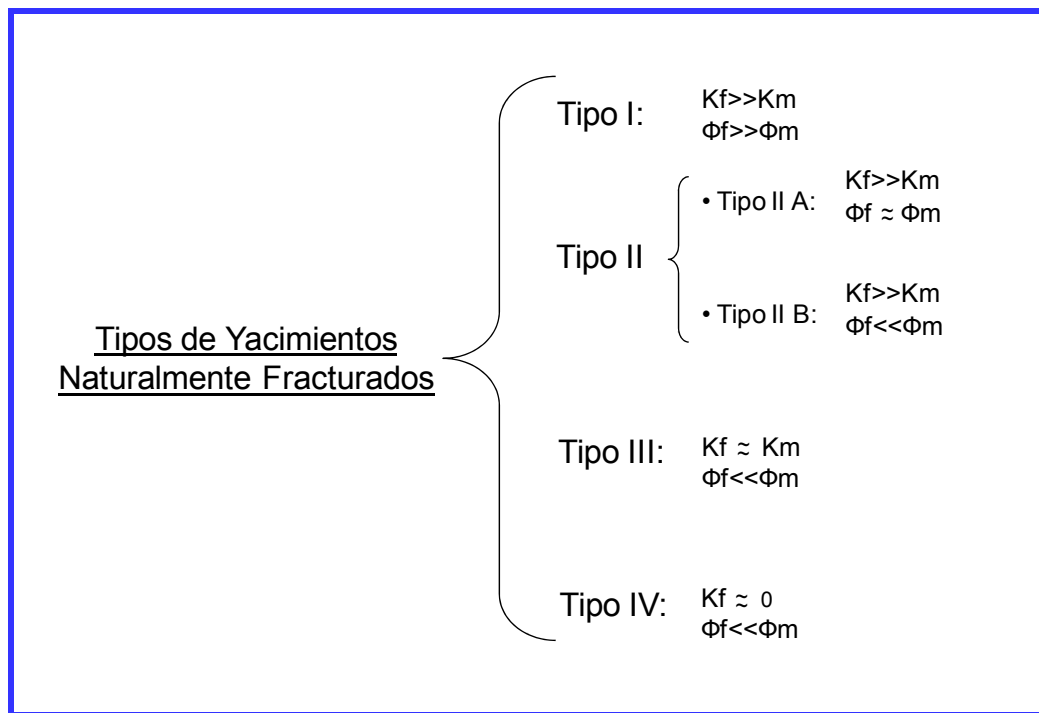


Figura 2.7. Clasificación de los YNFs, Nelson (1999) [10]

Donde:

K_m : permeabilidad de la matriz

K_f : permeabilidad de la fractura

ϕ_m : porosidad de la matriz

ϕ_f : porosidad de la fractura

En la mayoría de las YNFs, las fracturas mejoran la permeabilidad del campo, de tal modo que afectan significativamente la productividad de pozos y la eficiencia de recobro. A continuación se definen los diferentes tipos de YNFs de acuerdo a la clasificación de Nelson:

- Tipo I: En este tipo de yacimientos las fracturas son consideradas para la porosidad total y permeabilidad. Estos yacimientos se caracterizan por presentar altas densidades de fracturas y pueden exhibir declinación de producción pronunciada, además de desarrollar conificación/irrupción temprana de agua y/o gas.
- Tipo II: En este tipo de sistemas, las fracturas proveen permeabilidad al yacimiento siendo la matriz el medio almacén de hidrocarburos.
- Tipo III: En este tipo de yacimientos las fracturas incrementan la permeabilidad del yacimiento y la matriz es porosa y permeable.
- Tipo IV: En este tipo de yacimientos las fracturas generan anisotropía al sistema sin proveer ninguna contribución apreciable a la porosidad y a la permeabilidad.

2.3.4. Geología de un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Una fractura es una discontinuidad de una superficie plana en la cual una pérdida de cohesión ha tenido lugar, es decir, una fractura en una roca es el resultado de una ruptura, y durante los procesos de deformación y alteración de la misma, la fractura puede ser ocupada por los fluidos que contiene la roca. (Kazemi, H. et. al. 1976)

Un YNF es aquel yacimiento que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos del yacimiento. En el caso de fracturas abiertas sin cementación o mineralización parcial, el efecto puede favorecer el flujo de petróleo, pero a su vez favorecer el flujo de agua o gas debido a los efectos de conificación. Las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras impermeables por la cual los fluidos no podrán fluir, este es el caso de las estilolitas, lo cual puede crear compartimientos incomunicados que no representarían un prospecto desde el punto de vista de producción.^[7]

Un YNF contempla dos sistemas superpuestos: un sistema de bloques de matriz y otro sistema de fracturas superpuestos entre sí e interactuando simultáneamente. Cada sistema tiene propiedades petrofísicas diferentes: generalmente, las fracturas poseen alta permeabilidad y un bajo almacenamiento de fluidos, los bloques de matriz poseen baja permeabilidad y alto almacenamiento de fluidos. La interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirán en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el YNF (Figura 2.8).

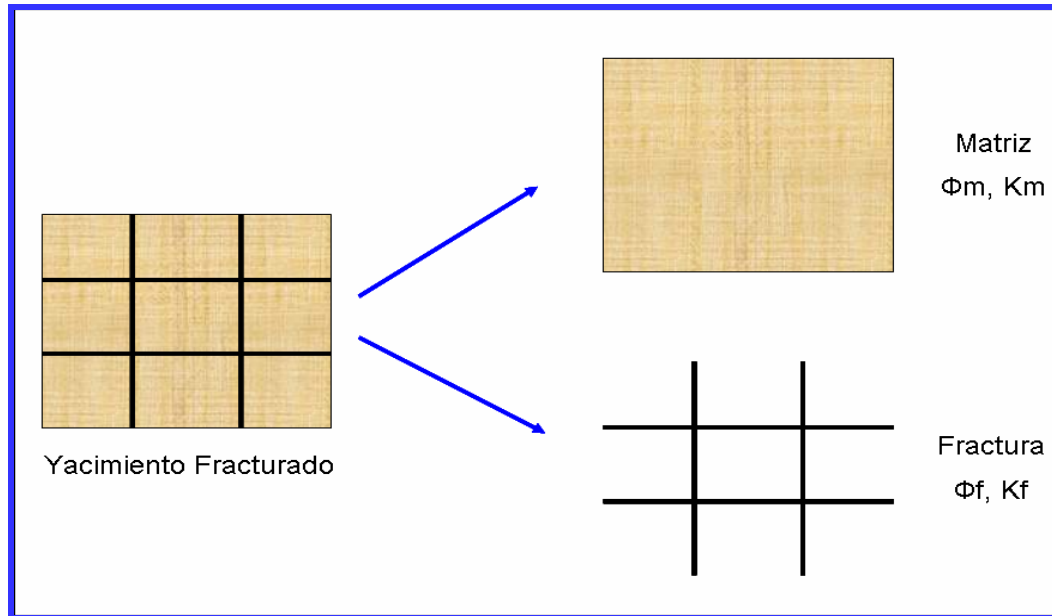


Figura 2.8. Idealización de un Yacimiento Fracturado

Donde:

K_m : permeabilidad de la matriz

K_f : permeabilidad de la fractura

ϕ_m : porosidad de la matriz

ϕ_f : porosidad de la fractura

2.3.5. Propiedades Petrofísicas de un YNF

2.3.5.1. Distribución de las fracturas en los YNFs

Se ha demostrado que la orientación de las fracturas, medida en un afloramiento, es similar a la determinada en núcleos orientados tomados a una mayor profundidad. De igual manera, se ha demostrado que los esfuerzos existentes en el subsuelo condicionan la orientación de las fracturas inducidas artificialmente.

Como muchos yacimientos sólo pueden producir en forma económica, mediante el fracturamiento hidráulico de sus pozos, las características de las fracturas así inducidas deben evaluarse, para incluirlas en los modelos matemáticos.^[7]

2.3.5.2. Porosidad en los YNFs

El conocimiento de la porosidad de un yacimiento es fundamental para estimar la cantidad de fluidos que este puede almacenar. En el caso de un YNF existen dos tipos de porosidad: una asociada a la matriz de la roca (primaria) y otra asociada al sistema de fracturas (secundaria).

La porosidad secundaria comprende macro y micro fracturas, además de vórgulos. A continuación se explica con más detalle cada tipo de porosidad.^[7]

- Porosidad Primaria

La porosidad primaria se establece al momento en que el sedimento inicialmente se deposita. Por lo tanto, es una característica inherente a la roca. El valor de la porosidad primaria depende de varios factores, entre ellos el arreglo y distribución que guardan los granos del sedimento, la cementación y el grado de interconexión entre los espacios porosos.

Graton y Fraser (1935) evaluaron la porosidad de dos configuraciones de empacamiento de granos: cúbica y romboédrica (Figura 2.9).

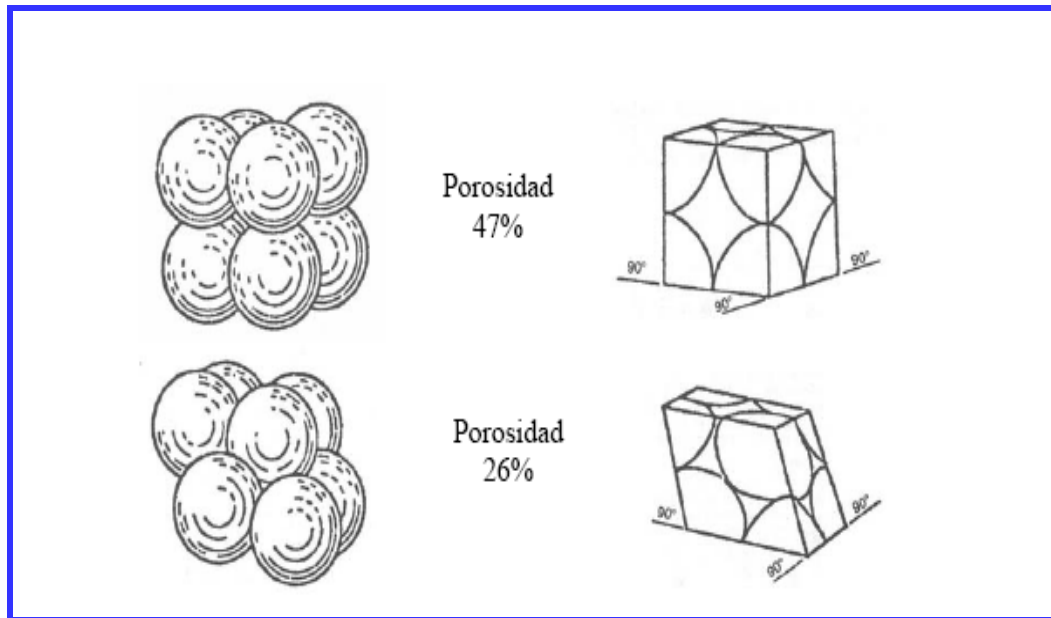


Figura 2.9. Configuraciones de empacamiento cúbico y romboédrico.^[7]

La porosidad para ambos arreglos únicamente depende del empacamiento de los granos y no de su radio.

- Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos posteriores a la depositación de la roca sedimentaria y no tiene relación con la forma de las partículas.

La porosidad secundaria puede relacionarse a un punto en específico de la roca, o al volumen total de la roca. Para el primer caso, la porosidad de la fractura resulta un número muy grande, casi cercano a 100%.

Para el segundo caso, la porosidad resulta un número muy pequeño. Por esto la porosidad de la fractura es dependiente de la escala.

2.3.5.3. Efecto de la Porosidad en un YNF

La porosidad secundaria puede afectar positiva o negativamente el flujo de los fluidos a través del medio poroso.

La determinación de la proporción de la porosidad que corresponde a la matriz, y la que está constituida por el sistema de cavernas, fracturas, entre otros, es muy importante. Los efectos gravitacionales imperarán en el sistema secundario, donde las fases se separan con facilidad. En un sistema poroso matricial, con baja capacidad de flujo, el desplazamiento de los fluidos estará generalmente controlado por las fuerzas capilares. En algunos casos más del 50% de la porosidad total corresponde a la secundaria.

Generalmente los YNFs deben tratarse como un sistema de dos porosidades, uno en la matriz y otro en las fracturas. La interacción (flujo cruzado) entre estas dos porosidades puede afectar considerablemente el comportamiento de un yacimiento. Cuando la comunicación es buena, ambos sistemas de porosidad pueden responder al gradiente de presión total.

La capacidad de almacenamiento y la recuperación de hidrocarburos en los YNFs pueden variar considerablemente. La porosidad primaria y la secundaria se pueden presentar en diversas combinaciones. Cuando la capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es grande, comparada con la de las fracturas, se tienen las mejores condiciones de explotación, aunque se pueden presentar problemas durante la perforación, como pérdidas de circulación, entre otros. En estos yacimientos la matriz posee una permeabilidad vertical que, aunque relativamente baja (de 10 a 100 mD), permite la acción efectiva de la segregación gravitacional del gas liberado en dicha matriz.

La interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, facilitan el desplazamiento del petróleo, permitiendo obtener recuperaciones substanciales.

Otro caso es cuando existe la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas. En este caso la matriz es compacta y de baja permeabilidad, mientras que las fracturas poseen una permeabilidad altísima.

El último caso se da en una formación con porosidad muy baja o nula en la matriz, en la que prácticamente toda la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas. La saturación de agua puede ser muy alta en una matriz de baja porosidad; pero la saturación es generalmente inmóvil. Los yacimientos de este tipo generalmente producen con altos gastos iniciales; adicionalmente, éstos declinan drásticamente en muy corto tiempo.^[7]

2.3.5.4. Permeabilidad de la Roca

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medición de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como permeabilidad de la matriz, y la permeabilidad secundaria se conoce como permeabilidad de la fractura.^[7]

- Permeabilidad de la matriz

Es la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta las fracturas. Tomando en cuenta la ley de Darcy para fluidos incompresibles, la permeabilidad puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Reacomodando términos y expresada en unidades prácticas la ecuación de Darcy queda de la siguiente manera:

$$q = \frac{0.001127 k A \Delta p}{\mu L} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Dónde:

- q = tasa (BPD)
- k = permeabilidad (md)
- A = área (pie²)
- ΔP = diferencial de presión (lb/pg²)
- μ = viscosidad (cp)
- L = distancia (pies)

- Permeabilidad de la fractura

La presencia de fracturas abiertas y no cementadas incrementa de manera considerable la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de una fractura con un método similar al utilizado para la permeabilidad vugular.

La permeabilidad de la fractura con base en el ancho de la fractura es:

$$k_f = 54 \times 10^6 w_o^2 (\text{darcys}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

En dónde w_o es el ancho de la fractura en pulgadas.

2.3.5.5. Efecto de la permeabilidad en YNF

La permeabilidad tiene un efecto considerable en el flujo de fluidos y por consecuencia en la recuperación de petróleo. En YNFs la permeabilidad actúa de manera diferente que en yacimientos no fracturados. Los conductos que forman las fracturas pueden favorecer de manera significativa la permeabilidad de la formación.

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega también un papel importante en la facilidad de flujo de los fluidos. En este sentido, puede existir muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy reducido. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera favorable, el flujo de los fluidos a través del medio poroso puede verse mejorado y como consecuencia la recuperación de hidrocarburos será mejor.

Para efectos de la simulación numérica de yacimientos, las permeabilidades relativas seleccionadas para aplicarse en los modelos matemáticos determinan los resultados de la predicción del comportamiento del yacimiento. Los valores de permeabilidades relativas obtenidas en laboratorio pueden distar mucho de los valores reales de la formación, esto debido a las heterogeneidades de la formación y a que los valores son obtenidos a partir de núcleos que representan únicamente una porción muy pequeña de la formación. Es por esta razón que frecuentemente es necesario ajustar los datos de permeabilidad relativa en la simulación numérica de yacimientos para obtener un ajuste histórico que concuerde con el comportamiento pasado del yacimiento.

Los YNFs conceptualmente se consideran constituidos por dos medios, fracturas y bloques de matriz, que interactúan en el dominio del espacio del

yacimiento y del tiempo. Warren y Root (Warren, J.E. & Root, P.J 1964), presentan un modelo que idealiza a un medio fracturado como un sistema formado por bloques de forma de paralelepípedo rectangular, separados por una red de fracturas ortogonales. Ambos medios poseen características distintas, siendo los bloques de matriz los que generalmente presentan una capacidad alta de almacenamiento de hidrocarburos y una permeabilidad baja, además de tener una porosidad primaria formada durante la depositación y litificación de los sedimentos. Las fracturas, al contrario de los bloques de matriz, generalmente presentan una capacidad de almacenamiento baja y una permeabilidad alta y constituyen un medio de porosidad secundaria formada posteriormente a la depositación.

En la literatura se han publicado dos modelos para conceptualizar un yacimiento naturalmente fracturado: modelo de doble porosidad (Warren, J.E. & Root, P.J 1964) y modelo de doble porosidad-doble permeabilidad (Hill, A.C. y Thomas, G.W. 1985). En el presente trabajo se considera el modelo de doble porosidad, que a continuación se explica.

Los simuladores numéricos de yacimientos se han utilizado para simular yacimientos de flujo multifásico de “simple-porosidad”. Tales simuladores no se pueden utilizar para estudiar el comportamiento de flujo en YNFs como sistemas de doble-porosidad. Es decir, una porosidad se asocia a los bloques de la matriz y la otra representa el de las fracturas. Las fracturas proporcionan la trayectoria principal de flujo de fluidos del yacimiento llevando el hidrocarburo al pozo. Los bloques de matriz actúan como el medio almacén.

La teoría de doble porosidad se basa en lo siguiente: las fracturas forman un sistema continuo y los bloques de matriz un sistema no continuo. Es decir, las fracturas son los límites de los bloques de matriz (Kazemi,H. et. al. 1976). Las fracturas son el medio por el cual los fluidos fluyen del yacimiento hacia los pozos,

mientras que los bloques de matriz se consideran discontinuos, su interacción ocurre a través de las fracturas (Gilman, J.R. y Kazemi, H. 1983). Los bloques de matriz presentan una alta capacidad de almacenamiento, conteniendo la mayor parte de los fluidos del yacimiento y sirven de fuente a las fracturas. Los fluidos contenidos en los bloques de matriz se transfieren a las fracturas bajo diversos mecanismos, tales como la imbibición agua-petróleo, la imbibición de petróleo, el drenaje de petróleo y la expansión de la roca y fluidos, y posteriormente fluyen a los pozos.^[7]

2.3.6. Conceptos Petrofísicos Resaltantes

2.3.6.1. Presión Capilar y Mojabilidad

Por definición:

$$P_c = P_{\text{fluido no mojante}} - P_{\text{fluido mojante}}$$

Por convención, en simulación numérica de yacimientos:

En sistemas gas-petróleo: $P_{c_{go}} = P_g - P_o$

En sistemas gas-agua: $P_{c_{gw}} = P_g - P_w$

En sistemas petróleo-agua: $P_{c_{ow}} = P_o - P_w$

$P_{c_{ow}} > 0$ para roca mojada por agua

$P_{c_{ow}} < 0$ para roca mojada por petróleo

El gas en siempre fase no mojante.

De acuerdo a la literatura, 2/3 de todos los yacimientos son de mojabilidad mixta: $P_{c_{ow}} > 0$ para S_w baja y < 0 para S_w alta.^[8]

2.3.6.2. Mojabilidad

Se define como la capacidad de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Estos fluidos son el petróleo y el agua y la superficie sólida es la roca reservorio. Los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo a su estado de mojabilidad como: Mojado al agua, mojado al petróleo, de mojabilidad intermedia y de mojabilidad mixta.^[8]

2.3.6.3. Permeabilidad Relativa

Se define como una medida de la capacidad del sistema poroso para conducir un fluido en presencia de otros fluidos. Se trata de un efecto compuesto de: geometría de los poros, mojabilidad, historia de saturación (histéresis), distribución de fluidos (dependiente de los factores anteriores).^[8]

2.3.6.4. Permeabilidad Relativa (K_r) y Mojabilidad

- Drenaje: Disminución de la saturación de la fase mojante.
- Imbibición: Incremento de la fase mojante.
- Imbibición espontánea: Acción de la capilaridad y las fuerzas de gravedad solo: para el caso gas-agua y petróleo-agua si $P_c < 0$.
- Imbibición forzada: Debe ser aplicado un ΔP para superar las fuerzas capilares ($> P_c$ de poros más grandes); para el caso petróleo-agua si $P_c > 0$.^[8]

2.3.6.5. Permeabilidad Relativa para dos fases y Mojabilidad

La regla de oro de Craig describe lo siguiente:^[6]

Tabla 2.1. Regla de Craig

Parámetro	Mojado por Agua	Mojado por Petróleo
Saturación de agua connata	Usualmente >20-25 VP	Generalmente < 15% VP Frecuentemente < 10% VP
Punto de cruce de las curvas de Kr	>50% saturación de agua	< 50% saturación de agua
K _{rw} @ máx saturación de agua	Generalmente < 0.3%	0.5 Puede incrementar a 1

Dónde: VP=Volumen Poroso.

2.3.6.6. Modelos de Permeabilidad relativa al Petróleo para Tres fases:

La permeabilidad relativa trifásica para la fase de mojabilidad intermedia (por lo general se asume que es la fase de petróleo) se calcula normalmente a partir de datos de permeabilidad relativa de dos fases (K_{row} y K_{rog}). Para este proyecto es utilizado el método de Stone 2 para predecir la permeabilidad relativa en presencia de tres fases. ^[6]

$$k_{ro} = K_{rocw} \left[\left(\frac{K_{row}}{K_{rocw}} + K_{rw} \right) \left(\frac{K_{rog}}{K_{rocw}} + K_{rg} \right) - K_{rg} - K_{rw} \right] \quad \text{Ec. 2.4}$$

2.3.7 Principales Mecanismos de Producción en YNFs

La transferencia de fluidos de la matriz a la fractura puede generarse mediante los siguientes mecanismos de producción: expansión (agotamiento), drenaje por gravedad (expansión de gas o capa de gas), imbibición capilar (matriz mojada por agua), difusión (interacción gas-gas o inyección de gas en petróleo subsaturado),

entre otros. Durante estos procesos el petróleo en la roca matriz pasa a la red de fracturas y es transportado a los pozos productores.

La transferencia de fluidos está relacionada con el movimiento del contacto gas-petróleo y agua-petróleo.^[9]

2.3.7.1. Expansión

Cuando, debido a la producción, la presión en el sistema de fracturas disminuye, el petróleo fluye desde la matriz a la fractura para equilibrar la presión de ésta con la presión de los alrededores en la fractura.

Este mecanismo de producción puede ser producto de la expansión de los fluidos en los poros de la roca y la compresión del volumen poroso (sobre el punto de saturación), o por expansión del gas liberado de solución por debajo del punto de burbujeo.

2.3.7.2. Imbibición Capilar

La imbibición capilar espontánea se produce cuando la fractura contiene una fase mojante y el petróleo en el interior de la matriz es la fase no mojante. Durante este fenómeno, el agua imbibición en la matriz, y el petróleo es expulsado de la matriz a la fractura. La tasa de líquido transferido depende de: la mojabilidad de la roca matriz, la permeabilidad de la matriz, y la intensidad de la fractura.

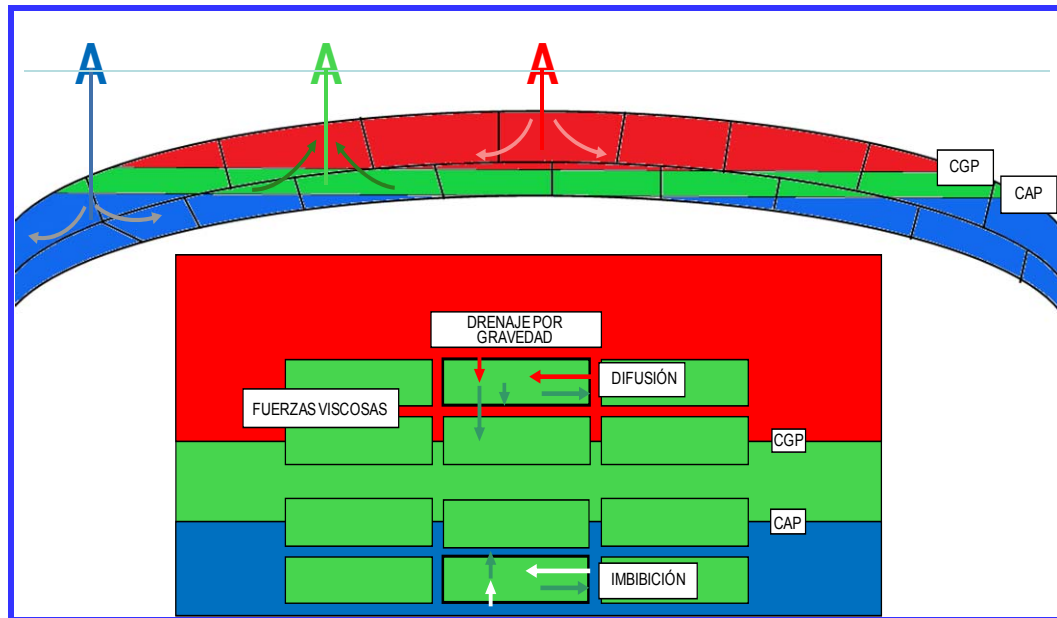


Figura 2.10. Principales Mecanismos de Producción en YNF's. ^[10]

2.3.7.3. Drenaje Gravitacional por gas

Este proceso se produce cuando la fractura contiene una fase no mojante (gas, por ejemplo) y el fluido dentro de la matriz es la fase mojante. Este proceso está relacionado con diferentes fluidos en la matriz y la fractura con distintas densidades.

El drenaje por gravedad depende de la altura del bloque matriz, del contraste de densidad entre la fase mojante y la no mojante y de la tensión interfacial entre la fase mojante y no mojante.

2.3.7.4. Difusión

La difusión es producto del intercambio de moléculas debido a diferencias en concentración. Puede ser un proceso eficiente cuando las composiciones de los

fluidos son significativamente diferentes en las fracturas y en la matriz, de lo contrario, puede ser despreciado.

2.3.7.5. Desplazamiento Viscoso

El desplazamiento viscoso de un fluido no es más que el movimiento de éste cuando se le aplica un diferencial de presión. En un sistema de doble porosidad existirá un gradiente de presión en la fractura que provocará el movimiento del fluido a través de ella hacia los pozos productores. En muchos casos este gradiente de presión es pequeño debido a la alta permeabilidad efectiva del sistema de fracturas. Por ello, es razonable ignorar el desplazamiento viscoso de fluidos desde la matriz debido al gradiente de presión de la fractura. Sin embargo, si el sistema de fracturas tiene una permeabilidad efectiva más moderada, el flujo desde y hacia la matriz (debido al gradiente de presión del sistema de fracturas), actuará como un mecanismo importante de producción.

2.3.8. Mecanismos envueltos en la transferencia agua-petróleo

Las fuerzas involucradas pueden ser la capilaridad (si la matriz está mojada por agua) y la gravedad. ^[10]

- **Expansión:** ΔP_{mf} despreciable.
- **Capilaridad:** $\Delta P_{c_{mf}}$ efectos positivos/negativos. Esto depende de la mojabilidad de la roca.
- **Gravedad:** $\Delta \rho \cdot g \cdot c$ efectos positivos.
- **Efectos viscosos:** ΔP_f algunas veces significativos. Gradiente de presión en las fracturas > efectos viscosos en la matriz.

Donde:

ΔP_{mf} : Variación de presión entre la matriz y la fractura

$\Delta P_{c_{mf}}$: Variación de presión capilar.

$\Delta \rho$: Variación de densidad entre la fase mojante y la no-mojante.

g : Aceleración de la gravedad.

C : Altura del bloque matriz.

2.3.9. Capilaridad en la Transferencia Agua-Petróleo:

- **Matriz Mojada por Agua: $P_o - P_w > 0$**

- El agua es imbibida de forma espontánea por la matriz.
- Las fuerzas de gravedad no tienen mucho efecto sobre el proceso de recuperación de petróleo de la matriz.

- **Matriz Mojada por Petróleo: $P_o - P_w < 0$**

- Petróleo atrapado dentro de los poros (sin imbibición por agua).
- Sólo las fuerzas de gravedad permitirá la recuperación de petróleo de la matriz.

- **Mojabilidad Intermedia (mixta) $P_o - P_w > y < 0$**

- Imbibición por agua parcialmente.
- Las fuerzas de gravedad mejoran el recobro de petróleo. ^[10]

2.3.10. Factor de Recobro Final a partir de un bloque inmerso en Agua

El promedio de saturación de agua del bloque matriz en el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares al final de la imbibición (y drenaje) por agua, Figura 2.11 ^[10]:

$$S_{weq} = \frac{1}{(\rho_w - \rho_o)_{(\rho_o - \rho_w)gc}} \int_0^0 S_w(P_{cw}) dP_{cw} \quad \text{Ec.2.5}$$

$$\text{Recobro de Petróleo del bloque matriz} = \frac{(S_{weq} - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

S_{weq} : Saturación de agua equivalente

S_{wi} : Saturación de agua inicial

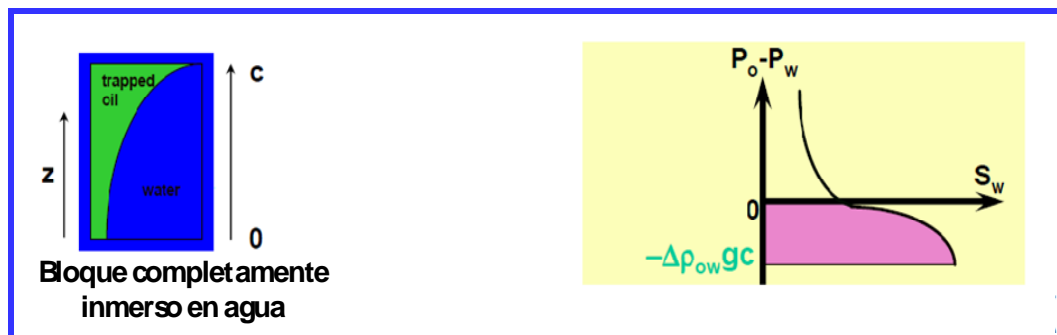


Figura 2.11. Factor de Recobro Final a partir de un bloque inmerso en Agua. ^[10]

Factor de recobro final = $f(\text{curva de } P_c, \text{ gravedad por } \Delta\rho_{gc})$.

Producción cinética = $f(\text{dimensiones del bloque, } K_m, P_c, \text{ movilidad } \frac{Kr}{\mu})$

2.3.11. Mecanismos envueltos en el Drenaje por Gravedad:

- La gravedad (efecto contrario a las fuerzas capilares).
- Parámetros principales: altura del bloque, permeabilidad de la matriz (k_m) y curva de capilaridad (P_c).
- Factor de recobro final: f(curva de P_c , gravedad por $\Delta\rho_{og} \cdot g \cdot c$).
- Velocidad: f(dimensiones del bloque, k_m , P_c , movilidad del petróleo K_{ro} / μ_o).^[10]

2.3.12. Capilaridad en Sistemas Gas-Petróleo

- El líquido ($S_o + S_w$) es siempre la fase mojante ($P_g - P_o$).
- La gravedad es el único mecanismo de recobro de petróleo.
- Las fuerzas capilares siempre contrarrestan las fuerzas gravitacionales.
- Existe una presión mínima (presión de desplazamiento P_d) por debajo de la cual el gas no puede entrar a la matriz.

- Los bloques de matriz que tienen una altura más baja que $c_{\min} = \frac{P_d}{\Delta\rho g}$, Ec. 2.7, no puede ser drenado.^[10]

2.3.13. Factor de Recobro Final por Drenaje Gravitacional

La saturación de gas promedio del bloque matriz en el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares al final del drenaje de petróleo por gas se expresa a continuación:^[10]

$$S_{geq} = \frac{1}{(\rho_o - \rho_g)gc} \int_0^{(\rho_o - \rho_g)gc} S_g(P_{cg}) dP_{cg} \quad \text{Ec.2.8}$$

Donde:

S_{geq} : Saturación de gas equivalente

$$\text{Recobro de Petróleo del bloque matriz} = S_{geq} / (1 - S_{wi}) \quad \text{Ec.2.9}$$

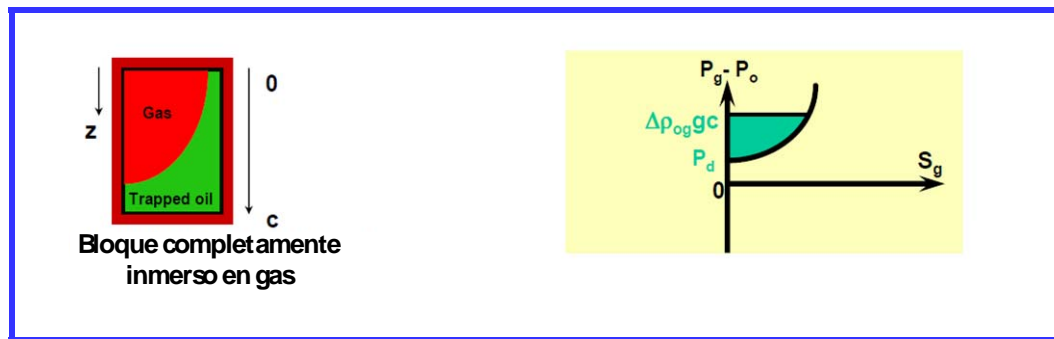


Figura 2.12. Factor de Recobro Final por Drenaje Gravitacional. ^[11]

La Figura 2.11 y Figura 2.12 muestran el importante papel de la presión capilar en el factor de recobro durante los procesos de imbibición y drenaje por gravedad.

Para drenaje por gravedad es necesario alcanzar un valor mínimo de P_c , la presión de desplazamiento (P_d , Figura 2.12), para tener un efecto positivo de la gravedad sobre el factor de recobro.

2.3.14. Impacto de la Presión Capilar (PC) sobre los Mecanismos de Flujo

Las presiones capilares son utilizadas en el cálculo de las presiones de fases ^[11]:

$$\Phi_o = P_o + \rho_o g Z \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$\Phi_g = P_g + \rho_g gZ = P_g + P_{cog} + \rho_g gZ \quad \text{Ec. 2.11}$$

$$P_g = P_o + P_{cog} \quad \text{Ec. 2.12}$$

$$\Phi_w = P_w + \rho_w gZ = P_o - P_{cow} + \rho_w gZ \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$P_w = P_o - P_{cow} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde:

o: fase petróleo

g: fase gas

w: fase agua

2.3.15. PC y Equilibrio

El cálculo de las saturaciones inicial y final está basado en el balance de capilaridad y fuerzas gravitacionales.

$$\vec{V} = -\frac{K}{\mu} (\vec{\nabla}P - \rho \vec{g}) = \vec{0} \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$f(sw) = Pc_{ow} = \Delta\rho g(Z - Z_{Pc=0}) = g(Z) \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

$$S_w = f^{-1}g(Z) \quad \text{Ec. 2.17}$$

Para el cálculo del fluido inicial en sitio: La migración de hidrocarburo dentro del yacimiento es un proceso de drenaje, el simulador debe usar curvas de P_c de drenaje.

Para el cálculo de los fluidos iniciales en sitio: 1) Cuando el movimiento de petróleo dentro de la fractura (agua) es un proceso de imbibición, el simulador debe usar curvas de P_c de imbibición, 2) Como el movimiento de petróleo dentro de la fractura (gas) es un proceso de drenaje, el simulador debe usar curvas de P_c de drenaje. ^[11]

2.3.16. Pseudo- P_c y K_r en la Transferencia Matriz-Fractura

El uso de pseudo-curvas es recomendado para: 1) tomar en cuenta los efectos de la gravedad y, 2) reproducir el equilibrio de saturación (recobro) y el comportamiento transiente (tasa de producción) del bloque matriz. Las desventajas de utilizar pseudo-curvas pueden ser ^[12]:

- La generación de pseudos requiere simulaciones de malla-fina.
- Los pseudos están definidos específicamente por: 1) un sistema matriz-fluido dado, 2) un determinado escenario físico de transferencia.
- El uso de pseudos no es válido para la simulación de historias de campos complejos.

2.3.17. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación numérica de yacimientos se refiere a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento asume la apariencia real del yacimiento, está basada en técnicas y ecuaciones de ingeniería muy conocidas y usadas durante años. Los ingenieros, desde siempre, han utilizado modelos matemáticos para ejecutar

cálculos de Ingeniería de Yacimientos, pero éstos sólo servían para simular al yacimiento como un modelo simple, en el cual se usaban valores promedios que se alejaban de la realidad del mismo.

Gracias a los continuos avances tecnológicos, las computadoras modernas han facilitado el tratamiento más detallado del yacimiento, y por ende, la simulación resulta más práctica y precisa.

El principal propósito de la simulación numérica es predecir el recobro de hidrocarburos bajo diferentes métodos operacionales. En la medida en que se disponga de datos adecuados, la predicción del comportamiento del yacimiento será más confiable. Propiedades tales como Permeabilidad, Porosidad, Espesor, Distribución de los Fluidos, entre otros, que influyen en el comportamiento del yacimiento, no pueden ser determinadas en todos los puntos que conforman el área de estudio. Lo que se logra con la simulación es la combinación de estas variables de forma que permita representar con mayor exactitud las condiciones del yacimiento. Se debe tener presente que debido a la heterogeneidad del yacimiento, los procesos físicos en el mismo podrían no estar bien modelados, por lo que se debe realizar un seguimiento periódico del comportamiento real y compararlo con el teórico o esperado, de manera que se pueda calibrar la representación del evento físico en el yacimiento.^[13]

2.3.17.1. Breve Historia de la Simulación Numérica de Yacimientos

La historia de la Simulación Numérica de Yacimientos es casi tan antigua como la historia de las computadoras. Por los años 40's se reconoció el potencial de la simulación numérica de yacimientos y muchas compañías se involucraron en el desarrollo de modelos numéricos que mejoraran las soluciones ya existentes, que consistían en gran parte, de soluciones analíticas, como eran el método de balance de

materia o simulador de cero dimensiones y el método de Buckley-Leverett o modelo de una dimensión.

Por los años 50's, los esfuerzos encaminados al desarrollo de soluciones numéricas de las ecuaciones de flujo comenzaron a dar frutos. El término "Simulación" se volvió común, refiriéndose con él a métodos de predicción desarrollados en programas de cómputo relativamente sofisticados. Dichos programas representaban un mayor adelanto debido a que daban solución a un conjunto de ecuaciones expresadas en diferencias finitas, que describían el flujo multifásico a través de un medio poroso heterogéneo, en dos o tres dimensiones.

Este adelanto fue posible gracias a la evolución tan rápida que tuvieron los computadores y el desarrollo de métodos numéricos capaces de resolver grandes sistemas de ecuaciones.

Durante los años 60's, los esfuerzos de la simulación fueron encaminados en gran medida a problemas en dos fases (gas y agua) y, en tres fases, así como modelos de petróleo negro. La simulación de métodos de recuperación se limitaba esencialmente a problemas de producción primaria y de recuperación secundaria.

Con esto fue posible el desarrollo de un modelo de simulación único, capaz de aplicarse a la mayoría de los problemas que se tenían de yacimientos.

Este concepto de un modelo general siempre ha sido atractivo, debido a que significa una reducción en el costo de su preparación, de uso, y potencialmente, en el costo del desarrollo del modelo y de su mantenimiento. En los 60's el tamaño máximo de la malla que se podía simular no superaba las 200 celdas; sin embargo, durante los años 70's el panorama cambió de forma radical.

El aspecto económico motivó a que se buscara la manera de obtener la mayor recuperación, llevándose a cabo proyectos de pruebas de campo encaminadas al estudio de procesos de recuperación mejorada. Esto condujo a la simulación de nuevos procesos que iban más allá de la producción primaria y de la recuperación secundaria, tales como la inyección de fluidos miscibles, la inyección de productos químicos, la inyección de vapor y la combustión in-situ.

Con esto, al relativamente cómodo manejo de dos componentes de hidrocarburos (gas y petróleo) en flujo no miscible, había que agregarle entonces la influencia de la temperatura, la absorción y degradación química, la cinemática de las reacciones, los efectos de la reducción de la tensión interfacial y los efectos del complejo comportamiento del equilibrio entre fases.

La proliferación que tuvieron estos métodos de recuperación en los años 70's motivó la orientación del concepto de modelo único o general hacia modelos particulares desarrollados exclusivamente para representar cada uno de estos procesos de recuperación. Las investigaciones realizadas dieron como resultado un avance significativo en la formulación de modelos de simulación y de métodos numéricos para la solución de sistemas de ecuaciones.

Estos avances permitieron simular procesos de recuperación mucho más complejos y/o reducir el costo de tiempo de cómputo gracias al incremento en la estabilidad de las formulaciones y la eficiencia de los métodos numéricos. En los 70's se alcanzaron las 2000 celdas en una malla de simulación.

Durante los años 80's, los desarrollos permitieron modelar yacimientos naturalmente fracturados y pozos horizontales. Se comenzó a hacer uso de geoestadística para describir las heterogeneidades en el yacimiento logrando con esto una descripción mucho más real. También se comenzó a hacer uso de interfaces

gráficas y la integración de los simuladores con otros programas. Para 1983, el número de celdas que se podían utilizar en una malla llegó a 33,000.

Durante los años 90's los esfuerzos fueron encaminados a facilitar el uso de los simuladores, en mejorar las interfaces gráficas y desarrollar paquetes que generaran la malla automáticamente. Se hizo común el uso de modelos geológicos generados por medio de geoestadística, el uso extendido del escalamiento y la integración de los simuladores con otros programas, tales como programas de diseño de instalaciones y programas de administración y evaluación de proyectos. La flexibilidad de las mallas se incrementó gracias al refinamiento local y el uso de mallas de geometrías más complejas. Para 1997, el número de celdas que se podían utilizar en una malla de simulación había crecido a 500,000.

En la actualidad, las computadoras se han vuelto más rápidas, más económicas y cada vez con más memoria; debido a esto, ahora es posible hacer simulaciones con mallas de millones de celdas, donde se emplean técnicas de descomposición de dominio para resolver grandes sistemas de ecuaciones y se utilizan mallas no convencionales. Además es posible modelar complejos procesos de recuperación en los que se involucran numerosos tipos de líquidos y gases, mediante modelos composicionales.

Importantes avances en la descripción termodinámica de los fluidos, en el flujo en medios porosos y en métodos de resolución de ecuaciones lineales cada vez más eficientes, dan la posibilidad de resolver problemas muy complejos. Por si fuera poco, los modelos geológicos son cada vez más reales y los nuevos simuladores de yacimientos pueden interactuar con simuladores de flujo en el pozo y en las instalaciones superficiales, haciendo posible con esto optimizar el sistema entero.^[13]

2.3.17.2. Filosofía y Metodología del Simulador Numérico

En la simulación numérica de yacimientos el flujo de fluidos es representado por la Ley de Darcy, mientras que la ecuación de Continuidad se encarga de la conservación de masa. Las propiedades volumétricas y termodinámicas son modeladas a través de un análisis PVT y/o ecuaciones de estado. Las condiciones iniciales deberán ser definidas, ejemplo, presión inicial, saturaciones y en su caso las composiciones. Asimismo, las condiciones de frontera deberán ser acopladas al dominio del yacimiento, para ser consideradas y así ser simuladas lo más cercanamente posible.

De esta manera, la incorporación de la ecuación de Darcy en la ecuación de continuidad y tomando en cuenta la ecuación de estado de los fluidos, da lugar a una ecuación que describe completamente el comportamiento del yacimiento. Esta ecuación es conocida como la ecuación de Difusividad.

Como se discutirá posteriormente, la ecuación de Difusividad es una ecuación en derivadas parciales, de segundo orden. En su forma más general, es altamente no-lineal y por lo tanto para su solución se debe recurrir a métodos numéricos. Lo anterior es la razón del nombre de Modelo o Simulador Numérico. La solución numérica de la ecuación de Difusividad comprende la discretización en espacio del dominio (por ejemplo, dividir el volumen del yacimiento en celdas contiguas en las cuales se realizará un balance de materia implícitamente). El tiempo es también discretizado en una serie de pasos de tiempo (el proceso es iterativo), en donde se determinará la solución.^[13]

2.3.17.3. Tipos de Simuladores de Yacimiento

Existen diferentes tipos de simuladores para describir los diferentes mecanismos de producción. Los tipos más ampliamente usados, son los de petróleo negro, composicional, térmicos y químicos, los cuales toman en cuenta los cuatro mecanismos básicos de recuperación de petróleo que son, expansión de los fluidos, desplazamiento, drenaje por gravedad e imbibición capilar.^[13]

- **Simuladores de Petróleo Negro (Black-Oil)**

Este modelo es el más simple que puede utilizarse para estudios de producción primaria o recuperación secundaria por medio de inyección de agua o gas. Los modelos de este tipo se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse de sólo tres pseudocomponentes (petróleo, gas y agua). Esta suposición funciona bien, siempre y cuando el sistema, durante el proceso de recuperación, quede lejos del punto crítico y de la región de condensación retrógrada y además, si los fluidos que se inyectan (si es el caso), consisten de los mismos componentes que los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

- **Simuladores Composicionales**

Estos se utilizan para simular procesos de recuperación, donde las asunciones de petróleo negro ya no son válidas, las cuales caracterizan al hidrocarburo con una mezcla de “N” componentes.

- **Simuladores Térmicos**

Los simuladores térmicos tienen en cuenta el flujo de fluidos, transferencia de calor y cambios de fases, aplican a procesos de inyección de fluidos calientes (agua, vapor) y combustión in situ, primordialmente en yacimientos de petróleo pesado.

- **Simuladores Químicos**

Son empleados para representar los procesos de dispersión, absorción, fraccionamiento y comportamiento complejo de fases. También para procesos de inyección de surfactantes, polímeros y fluidos alcalinos.

2.3.17.4. Tipos de Mallados

- **Modelos de cero dimensiones (OD)**

A este modelo se le conoce también como modelo tanque o de balance de masa. Se dice que es un modelo de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de un punto a otro, a lo largo de todo el yacimiento, Figura 2.13.

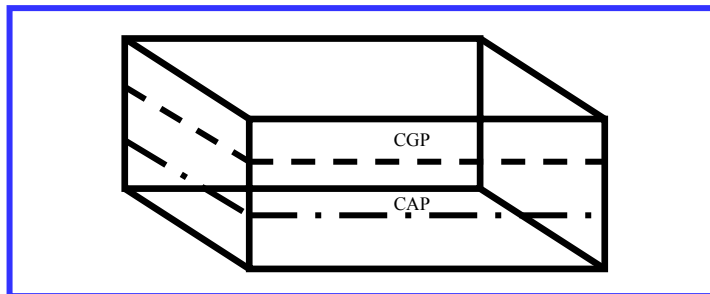


Figura 2.13. Modelo cero dimensiones (OD).^[13]

La razón por la cual se le llama balance de masa es debido a que al realizar los cálculos lo que hace es precisamente esto, un balance entre los fluidos que entran y los fluidos que salen del yacimiento.

Al hacer el balance se tendrá la siguiente expresión:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Volumen de} & & & & & & \text{Volumen de} \\ \text{fluidos en el} & + & \text{Volumen de fluido} & - & \text{Volumen de} & = & \text{Volumen de} \\ \text{yacimientos antes} & & \text{inyectado} & & \text{fluidos extraídos} & & \text{fluidos que} \\ \text{de la inyección} & & & & & & \text{permanecen en el} \\ & & & & & & \text{yacimientos} \end{array} \quad \text{Ec. 2.18}$$

Este modelo de cero dimensiones es la base de todos los modelos existentes y tiene la particularidad de que en él pueden definirse pozos.

- **Modelos de una dimensión (1D)**

Se considera en un yacimiento que varía en litología y el modelo consiste en dos o más bloques o celdas divididos debido a esta variación. Se toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad), se evalúa con la ecuación de Darcy. Este tipo de modelo fue generado por Buckley-Leverett para dar una solución analítica al comportamiento de los yacimientos sujetos a recuperación secundaria (Figura 2.14).

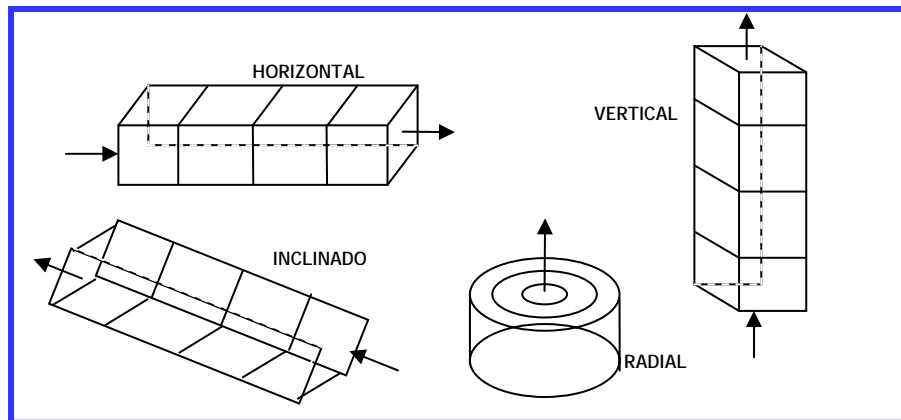


Figura 2.14. Modelos de una dimensión (1D).^[13]

- **Modelos de dos dimensiones (2D)**

Se analiza de igual forma que el modelo 1D. La ecuación de balance de materiales describe el comportamiento de cada celda y la ecuación de Darcy el flujo entre los bloques, con la única diferencia de que la interacción de flujo en las celdas será en dos dimensiones. El simulador de dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial (Figura 2.15).

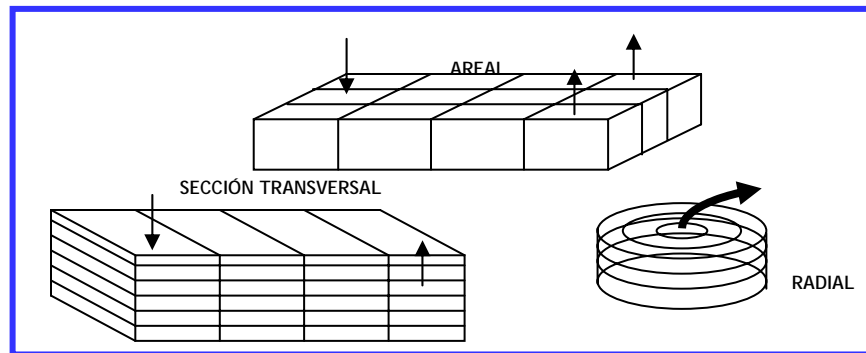


Figura 2.15. Modelo de dos dimensiones (2D).^[13]

- **Modelo de tres dimensiones (3D)**

Son usados para estudiar numerosos yacimientos de pozos múltiples con secciones rentables de yacimiento de capas gruesas, variación vertical significativas en las propiedades de las rocas y los fluidos, fallas y comunicación parcial entre las capas. Los modelos 3D (Figura 2.16) son también usados para estudiar grandes yacimientos con varios horizontes sin producción, completaciones múltiples con o sin producción mezclada, influjo de acuíferos y desarrollo de pozos horizontales.

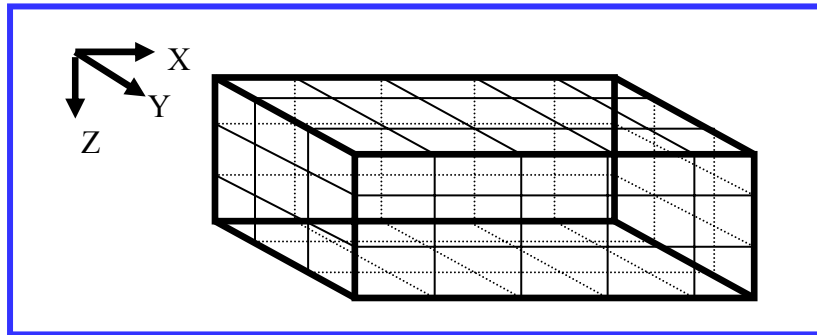


Figura 2.16. Modelo de Tres Dimensiones (3D). [13]

Un eficiente modelo de yacimientos tendría que satisfacer los objetivos del estudio al más bajo costo. El modelo sin embargo, debe ser capaz de representar la geometría del yacimiento y las posiciones de las fallas y pozos, y capaz de mostrar los patrones de migración de los fluidos.

2.3.17.5. Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos.

Cuando un modelo matemático de simulación ha sido probado y ajustado adecuadamente, representa una herramienta de mucha utilidad con la que cuenta el ingeniero. Mientras que físicamente el yacimiento puede producirse una sola vez, lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará cualquier cambio subsecuente, por el contrario, un modelo de simulación, permite “producir” un yacimiento varias veces y en muy diferentes maneras, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar alguna de ellas. Observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Siendo más específicos, con la ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente [13]:

- Conocer el volumen original de petróleo.
- Tener una clara idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de petróleo bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como puede ser: la inyección de agua, la inyección de gas o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Determinar la conveniencia de inyectar agua en un yacimiento de petróleo por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectoros o viceversa.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.
- De esta manera desarrollar un campo con base en una información limitada, pudiéndose determinar donde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer un programa de producción.

2.3.17.6. Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos

Los beneficios que se obtienen al usar la Simulación Numérica de Yacimientos, para planear la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son básicamente dos: económicos y técnicos.^[13]

- **Beneficios Económicos**

El principal beneficio del uso de la simulación numérica de yacimientos es el económico, que se obtiene con el uso de la administración de yacimientos disminuyendo, el flujo negativo de efectivo y por supuesto incrementando la recuperación final de hidrocarburos. La administración de yacimientos es el método que busca maximizar el valor de un activo petrolero.

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta importante para alcanzar este objetivo. Con la simulación numérica de yacimientos es posible obtener pronósticos; es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un gran número de esquemas de producción. Al hacer esto, es posible seleccionar la mejor alternativa de producción, considerando la mayor ganancia.

- **Beneficios Técnicos**

Aunque cualquier beneficio es traducido automáticamente a beneficios económicos, es importante mencionar las ventajas técnicas que se obtienen al usar la Simulación Numérica de Yacimientos. La labor del ingeniero se aligera y se sustenta considerablemente. El monitoreo se facilita porque se anticipa el comportamiento del yacimiento. A medida que se obtiene información nueva, se puede actualizar el modelo de simulación para modelar el yacimiento lo más realmente posible. La comunicación entre el personal que conforma el equipo de trabajo se mejora notablemente.

2.3.18. Modelado de un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Para seleccionar el modelo correcto de YNF se deben considerar algunos aspectos de gran importancia, tales como: escala de la fractura (fallas, fracturas

difusas, microfracturas, entre otros), tipo de fractura y sus propiedades (contraste entre porosidad y permeabilidad del sistema matriz y fractura), tipo de simulación (*full field*, pruebas de pozos, entre otros).^[10]

Existen varias aproximaciones para modelar un yacimiento naturalmente fracturado, lo cual es dependiente del comportamiento dinámico del fluido y del papel que desempeñan la matriz y la fractura: Modelo Simple Porosidad y Doble Porosidad, Figura 2.17.

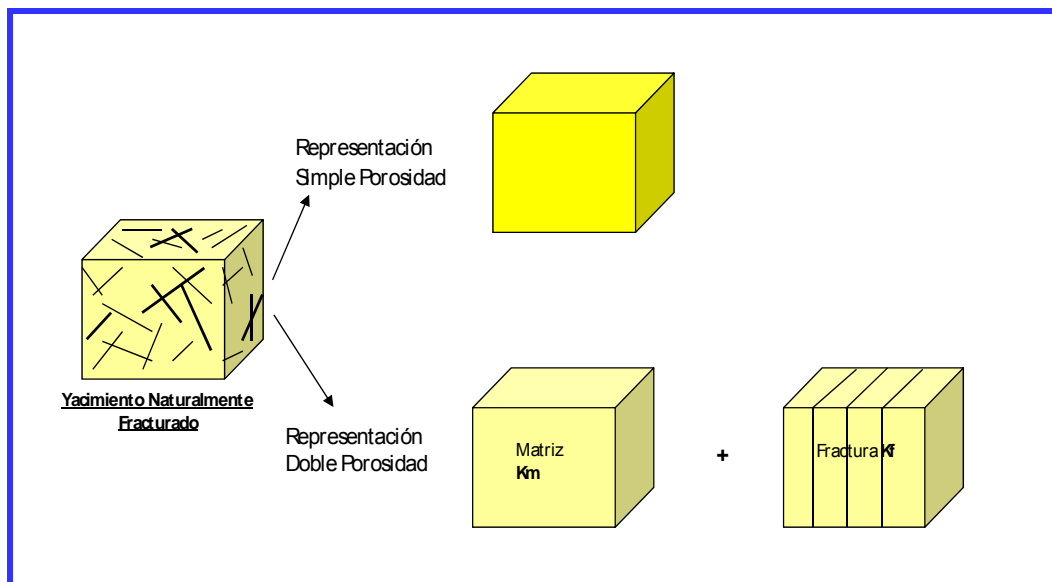


Figura 2.17. Representación de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.^[12]

2.3.18.1. Representación de Simple Porosidad

Algunas características de este tipo de representación pueden ser las siguientes^[10]:

- No ocurre flujo de fluidos en la matriz (matriz impermeable), este es el caso llamado porosidad secundaria (fracturas y vugas asociadas, rocas cristalinas fracturadas, entre otras)

- Las propiedades de flujo de la fractura están incluidas en las propiedades de la matriz: micro fracturas o fracturas difusas desconectadas pueden ser consideradas a través de la anisotropía de la permeabilidad de la matriz.
- El contraste de permeabilidad entre los dos medios (matriz y fractura) es bajo.
- Un modelo de simple porosidad es requerido cuando las propiedades petrofísicas de la matriz (k_m , ϕ_m , K_r) difieren en celdas.
- Uso de pseudo curvas de permeabilidad relativa: se mantiene la geometría de la malla, y se modifican las propiedades en las celdas que representan las fracturas.
- Pseudo metodología: curvas K_r en línea recta para el sistema de fractura y curva con comportamiento clásico para obtener curvas combinadas. Es decir, permeabilidades relativas compuestas para considerar los intercambios entre la matriz y la fractura.
- Simulación Simple Porosidad (1 celda).

$$\nabla \cdot \left(\frac{K}{\mu} \cdot \nabla P \right) = c \cdot \phi \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.19}$$

donde: K: permeabilidad; μ : viscosidad, c: compresibilidad y Φ :porosidad.

Aplicaciones:

- Yacimientos naturalmente fracturados tipo I (no existe petróleo en la matriz).
- Yacimientos naturalmente fracturados tipo III (la matriz es porosa y permeable), y los intercambios de flujo son rápidos.
- La relación de permeabilidad fractura/matriz es baja.
- Yacimiento con flujo monofásico (gas).

En este proyecto, la representación de Simple Porosidad está sumariada de la siguiente manera: Homogeneizado y Representación Explícita.

- **Modelo Homogeneizado de Simple Porosidad**

Este modelo consiste en la representación de la matriz y la fractura por celdas simples, donde las propiedades efectivas son tomadas en cuenta de la siguiente manera: la porosidad y permeabilidad de la fractura y de la matriz. Este modelo es simplista y tiende a arrojar una tasa de recobro errónea (durante el cotejo de producción).^[10]

Ventaja:

- Simplicidad y rapidez.

Desventaja:

- Validación cuestionable de parámetros homogeneizados (pobre representación de la física).

- **Modelo Explícito de Simple Porosidad**

Este modelo considera la geometría de fractura y matriz discretizada en una malla muy fina.^[10]

Ventaja:

- Solución exacta (menos aproximación).

Desventaja:

- Número excesivo de celdas a escala de campo.
- Complejidades asociadas a la construcción del mallado.
- Problemas de convergencia y largos tiempos de cómputos, asociados al gran número de celdas.

Aplicaciones

- Sólo para soluciones de referencia a pequeña escala, o representaciones locales del bloque.
- Si este es un simple medio de flujo, agotamiento monofásico, sin influjo de agua y a niveles de presión por encima de la presión de saturación.

2.3.18.2. Representación de un Medio Doble.

Dos medios discontinuos son acoplados representando los sistemas matriz y fractura. La representación de Medio Doble es una composición entre precisión y cálculo. Esta opción es recomendada cuando no es posible aplicar la representación simple porosidad. ^[12]

Algunas características de la representación doble medio se mencionan a continuación:

- Los intercambios matriz-fractura no son instantáneos (homogeneizados).
- La relación de permeabilidad fractura/matriz es alta (10 a 100).
- Flujo anisotrópico.
- Compleja definición de pseudo funciones Kr-Pc.
- Tanto la matriz como la fractura son porosos y permeables.

- Fracturas o fallas no pueden ser explícitamente modeladas.

Existen dos opciones para la representación Medio Doble (Figura 2.18): Doble Porosidad-Simple Permeabilidad y Doble Porosidad-Doble Permeabilidad.

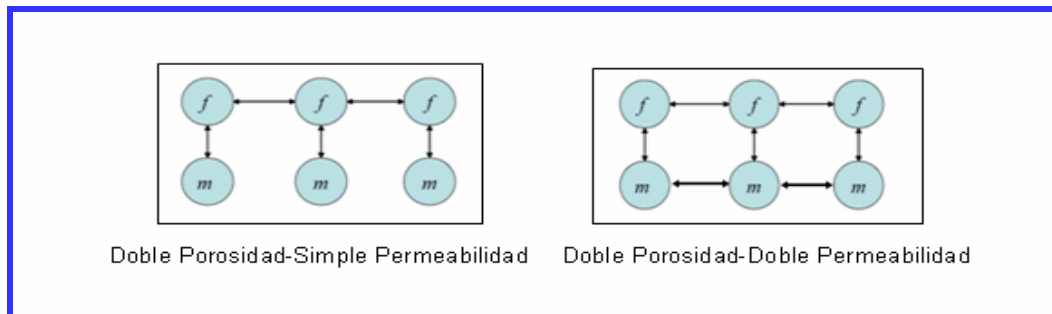


Figura 2.18. Representación de Doble Medio para YNF. ^[12]

- **Doble Porosidad-Simple Permeabilidad**

Existen dos sistemas pero sólo uno fluye: la fractura representa el medio de transporte de fluido (alta permeabilidad y baja capacidad) y la matriz representa el medio de almacenamiento (baja permeabilidad y alta capacidad). No existe comunicación entre dos celdas matrices adyacentes. ^[11]

Ventajas:

- Las simplificaciones geométricas y físicas son confiables.
- La incertidumbre asociada a las simplificaciones es limitada en comparación con aquellas relacionadas a la determinación de parámetros dinámicos.
- Constituye la mejor aproximación para representar los intercambios matriz-fractura.

Desventajas:

- Representación simplista de la geometría del yacimiento: Doble mallado.
- Requiere una confiable evaluación petrofísica y estructural de las propiedades claves del yacimiento: tamaño de bloque, presión capilar de la matriz, entre otros.

Aplicaciones:

- Las propiedades de la fractura pueden ser homogeneizadas en la celda escala del yacimiento (fracturas difusas).
- El medio matriz es discontinuo de una celda a la otra.

- **Doble Porosidad-Doble Permeabilidad**

Existen dos dominios y ambos están fluyendo. En este caso hay comunicación entre dos celdas matrices adyacentes. ^[11]

Ventajas:

- Modelo conveniente si los flujos de la matriz son significativos: bajo contraste entre la permeabilidad matriz-fractura.
- Mejor representación de la física del flujo: intercambios matriz-fractura y matriz-matriz.
- Es necesario cuando hay subdivisión vertical del bloque matriz en capas numéricas.

Desventajas:

- Computacionalmente más costoso que las corridas de doble-porosidad y simple-permeabilidad (4 veces mayores, de acuerdo a experiencias previas).
- Inestabilidad numérica.
- Poca experiencia a escala de campo.

Aplicaciones:

- Hay áreas en el yacimiento (celdas de la malla) que no representan fracturas.
- Hay continuidad capilar en el medio matriz (contactos capilares entre bloques o fenómeno de reimpibición).

Para el presente proyecto, únicamente se están considerando los intercambios entre 1 bloque matriz y la red de fractura que lo rodea. La diferencia entre Doble Porosidad/Doble Permeabilidad y Doble Porosidad/Simple Permeabilidad es por lo tanto irrelevante.

2.3.19. Modelo de Doble-Porosidad: Características Básicas

El concepto de doble-medio permite duplicar las clásicas ecuaciones de flujo (conservación de masa y momento) en todas partes sobre el campo, para representar los dos dominios (almacén y flujo) presentes en la misma posición, cada uno con sus propias propiedades, y para añadir un término de transferencia (de signos opuestos) en ambos sistemas de la ecuación, como pozo. Si el dominio almacén (matriz) tiene únicamente comunicación con el dominio fluyente (la red de fracturas), la ecuación de dominio anterior se reduce a la ecuación de balance de masa (llamada de doble porosidad, en lugar del modelo de doble permeabilidad). ^[10]

2.3.19.1. Flujo monofásico en un medio poroso

1) Flujo monofásico en un medio poroso: Ecuación de continuidad para flujo monofásico

$$\nabla * \left(\frac{K}{\mu} * \nabla P \right) = c * \phi * \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.20}$$

donde:

K: permeabilidad

c: compresibilidad

ϕ : porosidad

2) Discretización en tiempo y espacio.

$$\phi_i V_i c \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{t_i^{n+1} - t_i^n} + \sum_j \frac{T_{ij}}{\mu} (P_i^{n+1} - P_j^{n+1}) = 0 \quad \text{Ec. 2.21}$$

donde:

i : numero de discretización de celdas

j : vecino de la celda i

P^n : presión al tiempo n

T_{ij} : transmisividad entre las celdas i y j

V_i : volumen de la celda i

- 3) Permeabilidad de la fractura >>> permeabilidad de la matriz
- 4) Porosidad de la fractura <<< porosidad de la matriz
- 5) Los flujos de fluidos son muchos más rápidos en las fracturas que en la matriz
- 6) Intercambios entre matriz y fracturas: dos medios continuos (dos ecuaciones) con intercambios (término de acoplamiento) en cualquier locación.

2.3.19.2. Ecuaciones de Flujo Multifásico

Ecuaciones de conservación para cada componente:

$$\text{Componente agua: } \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_w S_w) + \nabla(\rho_w V_w) = 0 \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$\text{Componente volátil: } \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_o S_o X_v + \phi \rho_g S_g) + \nabla(\rho_o X_v V_o + \rho_g V_g) = 0 \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$\text{Componente pesado: } \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_o S_o X_h) + \nabla(\rho_o X_h V_o) = 0 \quad \text{Ec. 2.24}$$

donde:

ρ : densidad molar

S : saturación

V : velocidad

X_v, X_h : fracción molar de los componentes volátiles y pesados en la fase de petróleo

ϕ : porosidad

w, o, g: fases agua, petróleo y gas

2.3.19.3. Expresión de Darcy para cada velocidad de fase

- Fase agua: $V_w = -K \frac{Kr_w}{\mu_w} (\nabla(P - P_{c_w}) - \rho_w g)$ Ec. 2.25

- Fase petróleo: $V_o = -K \frac{Kr_o}{\mu_o} (\nabla(P) - \rho_o g)$ Ec. 2.26

- Fase gas: $V_g = -K \frac{Kr_g}{\mu_g} (\nabla(P - P_{c_g}) - \rho_g g)$ Ec. 2.27

Donde:

P: presión de una fase referencia (petróleo)

Pcp: presión capilar de la fase p=P-Pp

K: Permeabilidad

Kr: Permeabilidad relativa

μ : Viscosidad

g : Aceleración de la gravedad

2.3.19.4. Ecuaciones de equilibrio para cada componente que pueda existir simultáneamente en la fase petróleo y en la fase gas: Modelo Black-oil

- $F(X_v, P) = 0$ Ec. 2.28

2.3.19.5. Ecuaciones de frontera

- $S_w + S_o + S_g = 1$ Ec. 2.29

- $X_h + X_v = 1$ Ec. 2.30

2.3.19.6. Incógnitas

- P, Sw, So, Sg, Xv, Xh
- Modelo Doble Porosidad: duplicidad de variables
- 6 incógnitas para el medio de fractura
- 6 incógnitas para el medio matriz

2.3.20. Funciones de Transferencia

La simulación de Doble Medio requiere de una expresión para la tasa de transferencia de fluidos entre la fractura y la matriz. La transferencia de fluidos está determinada principalmente por imbibición capilar o drenaje por gravedad. La función de transferencia utiliza un factor de forma que toma en cuenta la longitud característica y el área de flujo entre la matriz y la fractura. Por lo tanto, se pueden determinar las tasas de fluidos transferidos.^[9]

2.3.20.1 Concepto de Doble Porosidad: Diferentes Formulaciones

El concepto de doble porosidad fue inicialmente formulado por Barenblatt y Zheltov en 1960 basado en un medio continuo que representa la base del estudio de Función de Transferencia. En 1963, Warren & Root generaron una mejora de la formulación original adaptada a la asunción de un estado pseudo estacionario (*pseudo steady state*) que consistió en una representación geométrica simplificada para calcular los intercambios matriz-fractura (red de fractura ortogonal y bloques paralelepípedos).^[9]

- **Barenblatt y Zeltov (1960):**

Ellos consideraron un grupo de ecuaciones de flujo acopladas, asumiendo transferencias matriz-fractura con estado pseudo estacionario.

$$\nabla(K_m \nabla P_m) - \alpha(P_m - P_f) = c_m * \mu * \phi_m * \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.31}$$

$$\nabla(K_f \nabla P_f) - \alpha(P_m - P_f) = c_f * \mu * \phi_f * \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.32}$$

Donde α es un factor (adimensional) que depende de las propiedades de la matriz (tamaño del bloque, forma y permeabilidad de la matriz).

- **Warren & Root (1963):**

Este es un caso limitado de Barentblat y Zeltov ($K_m \ll K_f$): sólo términos de transferencia matriz-fractura, sin flujos de matriz bloque a bloque.

$$\alpha(P_f - P_m) = c_m * \mu * \phi_m * \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.33}$$

$$\nabla(K_f \nabla P_f) - \alpha(P_m - P_f) = c_f * \mu * \phi_f * \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.34}$$

$$\alpha = \sigma K_m \quad \text{Ec. 2.35}$$

Donde σ es el factor de forma (1/m²) que es el parámetro clave para el modelado de doble porosidad.

El trabajo fue realizado primordialmente para analizar transientes de pruebas de pozos en yacimientos naturalmente fracturados.

Asunción de Warren & Root: Transferencia con estado pseudo estacionario.

$$T = \sigma \frac{K_m}{\mu} V_m (P_m - P_f) \quad \text{Ec. 2.36}$$

Donde:

T : Función de Transferencia, t^{-1}

σ : factor de forma, L^{-2}

P_m y P_f : presión promedio de los medios matriz y fractura

V_m : volumen de roca matriz

Warren y Root determinaron:

$$\sigma = 4n(n + 2) / L^2 \quad \text{Ec. 2.37}$$

La ecuación previa aplica para bloques paralelepípedos de dimensiones L

n = número de grupos de fracturas ortogonales

$$\sigma = 60/L \text{ para bloques cúbicos (n=3)} \quad \text{Ec. 2.38}$$

Warren y Root aplica sólo para mecanismos de producción por expansión.

En 1976, Kazemi propuso una extensión del modelo de Warren & Root para simular flujos multifásicos. Este modelo utiliza un factor de forma diferente y fue derivado de un balance de material en un bloque matriz cúbico bajo la asunción de un estado pseudo estacionario ^[11]:

$$T = \sigma \frac{K_m K_{r_\alpha}}{\mu_\alpha} V_m (P_{m_\alpha} - P_{f_\alpha}) \quad \text{Ec. 2.39}$$

Donde:

α está referido a la fase de fluido y K_r la permeabilidad relativa.

En años recientes algunas formulaciones han sido propuestas y se incluyen en diferentes simuladores numéricos. La siguiente parte de este capítulo describe las formulaciones más usadas que están disponibles en simuladores comerciales como: Eclipse, PumaFlow y VIP.

- **Kazemi et al (1976)**

La formulación propuesta por Kazemi (SPEJ Dec 76, 317-326) es una extensión de la ecuación de flujo monofásico derivada por Warren & Root la cual considera que los flujos hacia el pozo toman lugar en la red de fracturas y la matriz alimenta al

sistema con los hidrocarburos almacenados bajo condiciones de flujo de estado pseudo estacionario, despreciando el efecto del tiempo inicial. ^[1]

Esta puede ser utilizada para bloques pequeños donde no hay efecto de gravedad, o para agotamiento simple (caso de expansión).

El modelo de Kazemi es una función de la conservación del momento basado en la ley de Darcy. La ecuación para el caso de petróleo muerto es la siguiente:

$$T_{\alpha} = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \lambda_{\alpha} K_m (\Psi_{\alpha}^m - \Psi_{\alpha}^f) = \sigma \lambda_{\alpha} K_m (P_{\alpha}^m - P_{\alpha}^f) \quad \text{Ec. 2.40}$$

Donde:

σ : factor de forma

$$\Psi = P - \rho gh \quad \text{Ec. 2.411}$$

siendo:

Ψ : El potencial

- **Gilman y Kazemi (1983), Gilman (1986), Sonier (1988):**

Este modelo considera el término de gravedad dependiente de la saturación (considerando la saturación de la matriz y la saturación de la fractura que la rodea). Las ecuaciones para agua y petróleo (considerando petróleo muerto) son las siguientes ^[11]:

$$T_o = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \frac{K_m K_{ro}}{\mu_o} \left[P_o^m + P_o^f (\rho_w - \rho_o) (S_{wD}^f - S_{wD}^m) \frac{gh}{2} \right] \quad \text{Ec. 2.42}$$

$$T_w = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \frac{K_m K_{rw}}{\mu_w} \left[P_o^m + P_{c_o}^m + P_o^f + P_{c_o}^f - (\rho_w - \rho_o) (S_{wD}^f - S_{wD}^m) \frac{gh}{2} \right] \quad \text{Ec. 2.43}$$

El modelo de gravedad depende de la altura de la saturación. Cuanto mayor sea la altura del bloque matriz más rápido será el recobro. Esto es calculado utilizando la siguiente expresión:

$$S_{wD}^f = \frac{S_w^f - S_{wi}^f}{1 - S_{or}^f - S_{wi}^f} \quad \text{Ec. 2.44}$$

y

$$S_{wD}^m = \frac{S_w^m - S_{wi}^m}{1 - S_{or}^m - S_{wi}^m} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

S_w^m : Saturación de agua de la matriz

S_{or}^m : Saturación residual de petróleo de la matriz

S_{wi}^m : Saturación inicial de agua de la matriz

S_{wi}^f : Saturación inicial de agua de la fractura

El término de gravedad es agregado para las seis caras de la celda.

- **Quandalle y Sabathier et al. (1989):**

La formulación propuesta por Quandalle y Sabathier considera por separado los flujos horizontales y verticales. El término viscoso y parámetros de ajustes son tomados en consideración. La función de transferencia asume el modelo Warren-Root de flujo con estado pseudo estacionario. El término es calculado con tres transmisividades: (horizontal, vertical hacia arriba y hacia abajo). Esta formulación toma en cuenta el efecto de la gravedad.

Este flujo es definido en todas las seis caras del bloque y toma en cuenta cuatro mecanismos de recobro: expansión, capilaridad, gravedad y fuerzas viscosas.

$$T_{\alpha} = \sum_{p=x^+,x^-,y^+,y^-,z^-,z^+} \left[2\sigma_p \left(\frac{k_{m,p} k r_{\alpha,p}}{\mu_{\alpha}} \right)_p \left(\Psi_{\alpha,p}^m - \psi_{\alpha,p}^f \right) \right] \quad \text{Ec. 2.46}$$

Esta formulación aplica para los simuladores Eclipse y PumaFlow (opción por defecto).

En Eclipse, la función de transferencia es la siguiente:

$$T_{\alpha} = \sigma \lambda_{\alpha} K_{m,horizontal} \left(P_{\alpha}^m - P c_{\alpha}^m - P_{\alpha}^f + P c_{\alpha}^f \right) + \sigma_{gd} K_{m,vertical} \left\{ \lambda_{\alpha,z+} \left[P_{\alpha}^m - P c_{\alpha}^m - P_{\alpha}^f + P c_{\alpha}^f + \left(\rho_{\alpha}^f - \rho_{\alpha}^* \right) g \frac{l_z}{2} \right] + \lambda_{\alpha,z-} \left[P_{\alpha}^m - P c_{\alpha}^m - P_{\alpha}^f + P c_{\alpha}^f - \left(\rho_{\alpha}^f - \rho_{\alpha}^* \right) g \frac{l_z}{2} \right] \right\} \quad \text{Ec. 2.47}$$

Donde:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} \right) \quad \text{Ec. 2.48}$$

y

$$\sigma_{gd} = 4 \left(\frac{1}{l_z^2} \right) \quad \text{Ec. 2.49}$$

α_x , α_y y α_z son los lados opuestos al flujo en x , y y z dirección.

SIGMAGD depende únicamente de la altura del bloque.

- **Metodo de Coat**

Esta formulación está incluida en el simulador VIP. El intercambio de fases de flujo matriz-fractura en unidades de volumen de superficie está dado por:

$$q_g = \tau \frac{\lambda_{gm}}{B_g} (\Delta P_o + P_{cgo}) \quad \text{Ec. 2.50}$$

$$q_o = \tau \frac{\lambda_{om}}{B_o} \Delta P_o \quad \text{Ec. 2.51}$$

Donde:

τ : Transmisividad matriz-fractura, definida por:

$$\tau = 0.001127 \overline{k_{mf}} \sigma \Delta X \Delta Y \Delta Z \quad \text{Ec. 2.52}$$

$\overline{k_{mf}}$: Permeabilidad efectiva

σ : Factor de forma

$\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$: Dimensiones del bloque de malla

B_o, B_g : Factores volumétricos del petróleo y gas de formación

ΔP_o : Diferencia de presión del petróleo entre matriz y fractura

λ_{gm} : Movilidad de la fase gas en la matriz

λ_{om} : Movilidad de la fase petróleo en la matriz, definida por:

$$\lambda_{om} = \frac{k_{rocwm}}{\mu_{om}}$$

k_{rocwm} : Permeabilidad relativa al petróleo a saturación de agua connata en la matriz.

μ_{om} : Viscosidad del petróleo en la matriz.

$$P_{cgo} = \frac{\tau_z}{\tau} \beta_g \mu_{gf} \left(\frac{k_{rgf}}{\mu_{gf}} + \lambda_{om} \right) (l_z \Delta \gamma - P_{ce}) \left(\frac{S_{gm}}{S_{gf}} - 1 \right) \quad \text{Ec. 2.53}$$

La ecuación de arriba es la ecuación de Coat con $S_{gf} = k_{rgf}$

$$\tau_z = 0.001127 k_{zm} \left(\frac{1 - \phi_f}{l_z^2} \right) \Delta X \Delta Y \Delta Z \quad \text{Ec. 2.54}$$

Donde:

k_{zm} : permeabilidad de la matriz en la dirección z

ϕ_f : porosidad de la fractura

l_z : altura del bloque matriz

β_g : parámetro que controla el transiente de intercambio

k_{rgf} ; permeabilidad relativa al gas en la fractura

μ_{gf} : viscosidad del gas en la fractura

$\Delta \gamma$: $\gamma_o - \gamma_g$, diferencia de densidad gas-petróleo

P_{ce} : umbral de presión capilar gas-petróleo

S_{gm} : saturación de gas en la matriz

S_{gf} : saturación de gas en la fractura

S_{ge} : saturación de gas promedio integrada (ecuación de Coat)

$$S_{ge} = \frac{1}{l_z \Delta \gamma / \sigma_r} \int_0^{l_z \Delta \gamma / \sigma_r} S_g(P_c) dP_c \quad \text{Ec. 2.35}$$

Los términos $\Delta \gamma$, P_{ce} y S_{ge} son una función de presión. La dependencia de presión de P_{ce} y S_{ge} está modelada por medio de la dependencia de la tensión interfacial gas-petróleo en función de presión. Se asume que la presión capilar gas-petróleo es una función lineal de la tensión interfacial gas-petróleo:

$$P_{cgo}(p) = P_{cgo}(P_o) \sigma_r(p) \quad \text{Ec. 2.46}$$

La función

$$\overline{\sigma_r}(p) = \frac{\overline{\sigma}(p)}{\overline{\sigma}(P_o)} \quad \text{Ec. 2.57}$$

- **Pseudo Presion Capilar en el simulador VIP durante el intercambio entre matriz y fractura :**

Para imbibición y drenaje por gravedad, asume un equilibrio de saturaciones en cada uno de los bloques matriz y luego calcula, para cada bloque, una tabla del promedio

de saturación del bloque versus pseudo presión capilar en el centro, por medio de la variación del contacto de fluidos entre el tope y la base del bloque. Una curva suavizada de pseudo presión capilar es producida mediante la integración de las saturaciones del número de columnas de bloques matriz. ^[13]

2.3.21. Factor de Forma

El factor de forma describe la superficie de contacto entre la fractura y la matriz y una idealización de la geometría del bloque matriz. Por lo tanto pueden ser determinados parámetros tales como la permeabilidad total de la red de fracturas y la tendencia de los fluidos para moverse en una dirección con permeabilidad preferencial. ^[9]

El Factor de Forma de Kazemi es expresado como:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \quad \text{Ec. 2.58}$$

Donde:

l_x , l_y y l_z corresponden a las dimensiones del bloque matriz.

2.3.21.1. Potencial de Intercambio de Flujo asociado al Factor de Forma (σ) ^[11]

- Los intercambios matriz-fractura están gobernados por las dimensiones del bloque matriz: l_x , l_y , l_z .
- El tamaño equivalente del bloque (L_c) es definido de la siguiente manera (Zhang):

$$\sigma = L_c^{-2} = \frac{1}{V} \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{l_j}$$

Ec. 2.59

Donde:

V: volumen del bloque en cada dirección i

A_i: superficie abierta al flujo con la fractura

l_i: distancia entre la cara abierta al flujo y el borde entre la cara abierta al flujo y el límite de no flujo

La tasa transferencia de flujo matriz-fractura es proporcional a:

$$\sigma = \left(\frac{\alpha x}{l_x} \right)^2 + \left(\frac{\alpha y}{l_y} \right)^2 + \left(\frac{\alpha z}{l_z} \right)^2$$

Ec. 2.60

Donde:

α_i = número de caras abiertas en dirección i (i=x, y, z).

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA APLICADA

Este capítulo comprende la metodología aplicada para la evaluación de diferentes funciones de transferencia de fluidos matriz-fractura en un YNF del área Norte de Monagas, tomando en consideración los intercambios agua-petróleo y gas-petróleo, enfocados en los principales mecanismos de producción presentes en el área de estudio (drenaje por gravedad e imbibición capilar). En este sentido, se evaluarán las funciones de transferencia disponibles en tres simuladores de yacimiento (Eclipse, PumaFlow y VIP), a través de modelos conceptuales de simulación numérica y empleando información termodinámica y roca-fluido del campo.

Seguidamente, se compararon los modelos de referencia (Simple Porosidad) y su correspondiente modelo Doble Porosidad. A continuación se describen algunas premisas consideradas:

- El modelo Simple Porosidad es considerado como un modelo de referencia por su representación explícita de matriz y fractura.
- En el modelo Doble Porosidad se evaluarán diferentes funciones de transferencia de fluidos matriz-fractura.
- Se considerarán diferentes formas de bloque para evaluar los mecanismos de imbibición capilar y drenaje gravitacional.

En la Figura 3.1 se muestra el esquema metodológico empleado en la realización del presente trabajo, el cual será descrito a lo largo de este capítulo.

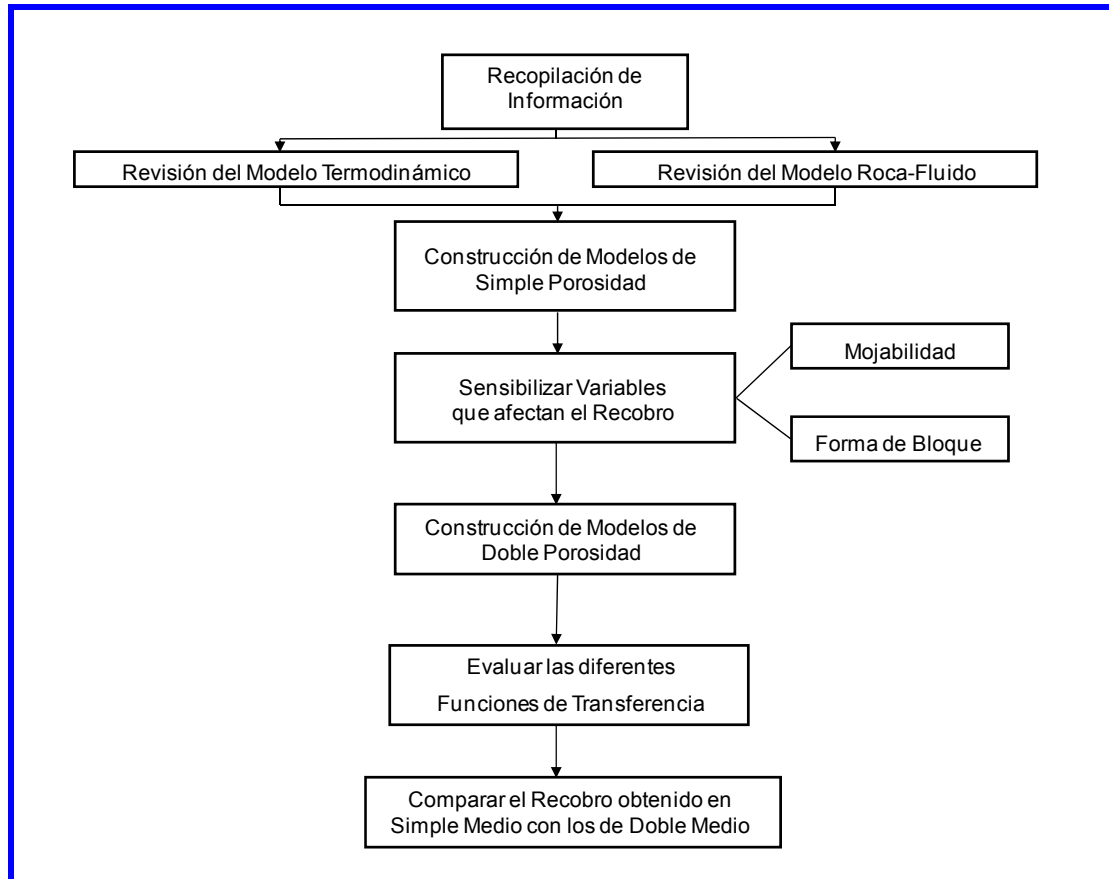


Figura 3.1 Esquema metodológico aplicado.

3.1. Revisión y Recopilación de la Información

Esta etapa inicial del proyecto correspondió a la investigación de toda la base teórica relacionada al tema de estudio, las cuales sustentaron el desarrollo de este trabajo, donde se incluye principios básicos de la simulación numérica de yacimientos, caracterización de yacimientos naturalmente fracturados, propiedades de las rocas y los fluidos, entre otros. También fueron revisados documentos internacionales, informes técnicos de sub-modelos asociados al campo en estudio, entrevistas a especialistas en el área de yacimientos naturalmente fracturados, entre otros.

La información necesaria para la construcción de los modelos de simulación numérica fue recopilada esencialmente a partir del modelo termodinámico y roca-fluido del Campo en Estudio.

3.2. Revisión del modelo Termodinámico y Roca-Fluido del yacimiento en estudio

En esta etapa del proyecto se procedió a realizar una revisión de los modelos termodinámico y roca-fluido correspondientes al Campo en Estudio. Esto con el propósito de obtener conocimiento acerca de las técnicas y/o procedimientos empleados en la elaboración de los mismos, debido a que cierta información procedente de estos modelos sirvió como datos de entrada en la construcción de los modelos de simulación numérica evaluados en el presente proyecto de investigación.

En primer lugar, se hizo la revisión del informe correspondiente al modelo termodinámico del Campo en Estudio, en el cual se pudo constatar la disponibilidad de la información involucrada en la realización de este modelo. Seguidamente, se procedió a verificar que la validación de los análisis PVT haya sido efectuada de forma correcta, esto basado en los criterios de representatividad de las muestras de fluidos y consistencia interna de los análisis de laboratorio.

De igual forma, fueron revisados las técnicas y procedimientos empleados en la caracterización de la fracción pesada, así como también en el ajuste de la Ecuación de Estado (EDE); por último, se revisó el modelo de variación composicional con profundidad.

De manera similar al modelo termodinámico, el modelo roca-fluido del campo en estudio cuenta con un informe técnico y cuya revisión consistió básicamente en

verificar la información disponible, así como la metodología empleada en la elaboración del mismo.

Inicialmente se revisó la base de datos para verificar la disponibilidad de información, seguidamente, se procedió a realizar una revisión del criterio empleado para la caracterización de la mojabilidad del campo, así como el utilizado para generar el modelo de tipos de rocas.

Por último, se procedió a verificar el procedimiento utilizado para generar el conjunto de curvas de presiones capilares y permeabilidades relativas, tanto para el sistema agua-petróleo como para el gas-petróleo, las cuales serán consideradas para la construcción de los modelos de simulación numérica.

3.3. Construcción de modelos de simulación numérica en Simple Porosidad

Con el propósito de evaluar las funciones de transferencia de fluidos matriz-fractura se establecieron básicamente dos escenarios de transferencia como lo son: un sistema agua-petróleo para reproducir el fenómeno de imbibición espontánea y un sistema gas-petróleo para reproducir el fenómeno de drenaje gravitacional, partiendo desde condiciones de no-equilibrio.

Para llevar a cabo esta evaluación se debieron construir modelos de simple porosidad, los cuales representaron la referencia para realizar las comparaciones con los modelos de doble porosidad. Una característica relevante en relación a estos modelos es el alto grado de refinamiento con el cual fueron construidos, lo cual permitió obtener el nivel de detalle necesario para cumplir con su rol referencial dentro del proyecto.

3.3.1. Descripción del Mallado

El mallado consiste de un bloque con forma de paralelepípedo, en el cual fueron definidas dos trampas o regiones de equilibrio, una de ellas ubicada en el centro del bloque para simular la matriz y la otra representada por las seis caras del bloque simulando una fractura que bordea a la matriz (Figura 3.2). Esto permite simular la producción de hidrocarburos almacenados en un bloque de matriz, rodeado por fracturas.

Además, al bloque matriz se le realizó un refinamiento progresivo hacia los bordes del mismo, es decir, una disminución de las dimensiones de las celdas a medida que se acercan a los bordes del bloque. Esto último con el propósito de reproducir detalladamente el proceso de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

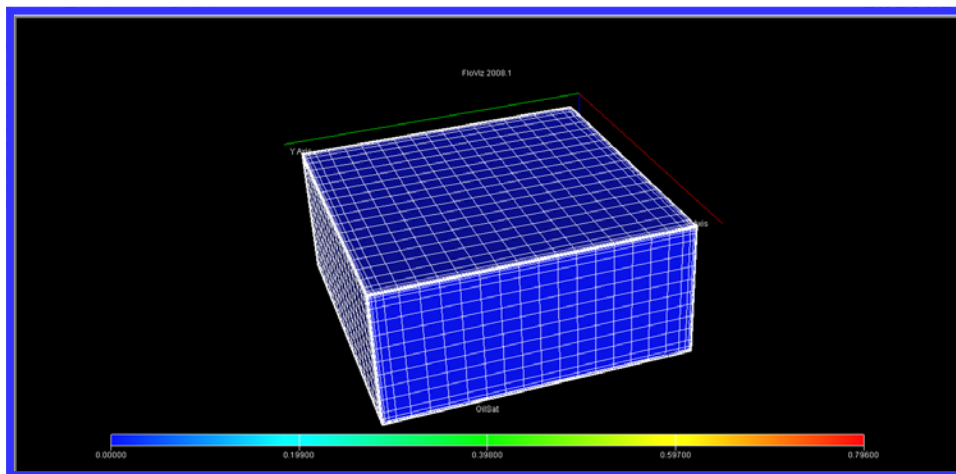


Figura 3.2. Modelo Conceptual de Simulación Simple Porosidad.

3.3.2. Distribución de Saturaciones

Para el sistema agua-petróleo se estableció que la matriz estuviera a una saturación máxima de petróleo, mientras que la fractura estuviese saturada completamente de agua (100%), esto con el propósito de generar las condiciones propicias al fenómeno de imbibición espontánea y así permitir la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

Así mismo, para el sistema gas-petróleo se realizó una distribución de saturaciones de tal manera que la matriz estuviese a una saturación de petróleo máxima, mientras que la fractura estuviese saturada 100% de gas. Esto con la finalidad de garantizar un sistema con condiciones tales que permita observar el efecto de la gravedad sobre el fenómeno de segregación de fases, lo que representaría una transferencia de fluidos entre matriz y fractura.

Para lograr tales distribuciones de saturaciones en cada uno de los sistemas se definieron los contactos de fluidos (para la trampa matriz y la trampa fractura) a diferentes profundidades, tal como se esquematiza a través de las Figuras 3.3 y 3.4.

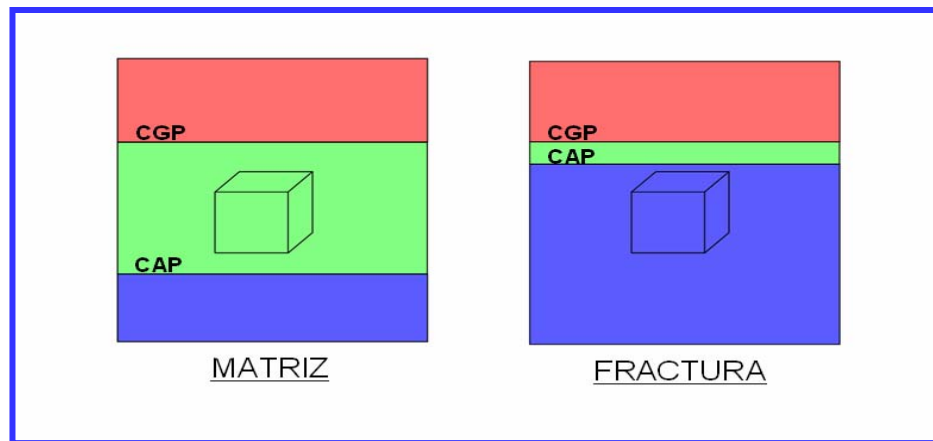


Figura 3.3. Diferencia de contactos de fluidos en el sistema agua-petróleo.

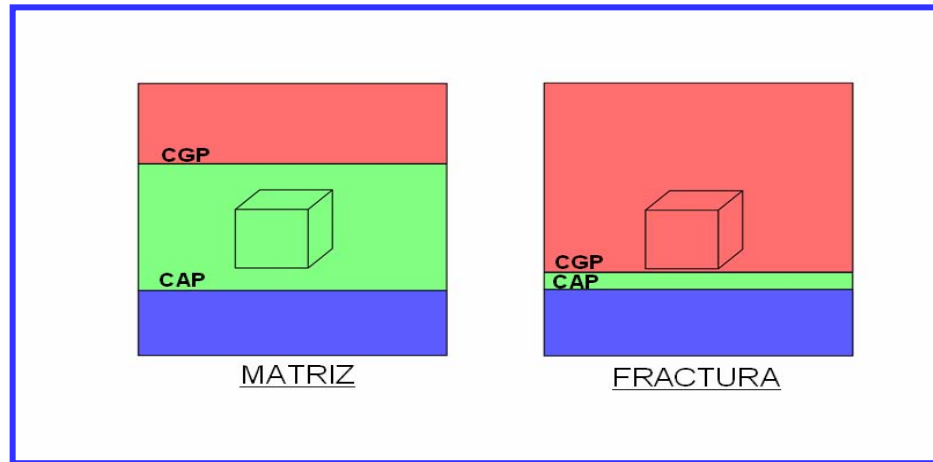


Figura 3.4. Diferencia de contactos de fluidos en el sistema agua-petróleo.

Las profundidades de contactos de fluidos para la trampa matriz fueron definidas tomando como referencia el modelo termodinámico del campo, mientras que para la trampa fractura estas fueron colocadas de tal forma que se consiguiese la distribución de saturaciones deseadas (100% agua para el sistema agua-petróleo y 100% gas para el sistema gas-petróleo).

3.3.3. Propiedades Petrofísicas

- **Matriz**

El modelo petrofísico del Campo en Estudio determinó un rango de porosidad para el mismo entre 6,5% y 10%, mientras que la permeabilidad oscila entre 0,1mD y 100mD, aunque raras veces se supere los 10mD. Basado en lo anterior, se decidió tomar valores de porosidad y permeabilidad que estuviesen dentro de estos rangos.

- **Fractura**

Para la evaluación de la transferencia de fluidos de la matriz hacia la fractura, fue necesario asignar un volumen poroso a la región fractura que permitiese almacenar un

volumen de fluidos suficiente para garantizar que no se produzca un vaciamiento de la misma durante la transferencia de fluidos.

En relación a la permeabilidad de la región fractura fueron evaluados diferentes casos en los cuales se varió el valor de K_{fractura} con el objetivo de determinar el valor óptimo, siendo este aquel que no implicase una restricción a la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

3.3.4. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar

- **Matriz**

Las curvas de permeabilidades relativas para el bloque matriz fueron tomadas del modelo de interacción roca-fluido del campo en estudio. Debido a que el bloque matriz es un medio isotrópico, fue necesario realizar la selección del conjunto de curvas K_r - P_c basado en la calidad de roca.

El procedimiento empleado para la selección de las curvas de permeabilidad relativa (sistema agua-petróleo y gas-petróleo) y presión capilar a utilizar para la construcción de los modelos fue el siguiente:

- Determinar el radio de garganta de poros de acuerdo a los valores de porosidad y permeabilidad utilizados.
- Determinar el tipo de roca de acuerdo al Modelo de Tipos de Rocas establecido en el modelo de interacción roca-fluido del campo.
- Seleccionar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar asociada a este tipo de roca.

Luego de aplicar el procedimiento de selección (descrito en el capítulo anterior), las curvas escogidas fueron las asociadas al tipo de roca 1 (Macro-Megaporosas), debido a que, de acuerdo a las propiedades petrofísicas de la roca y al Modelo de Tipos de Rocas, esta fue la clasificación a la cual correspondió.

Las Figura 3.5 y 3.6, muestran las curvas seleccionadas para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo, respectivamente.

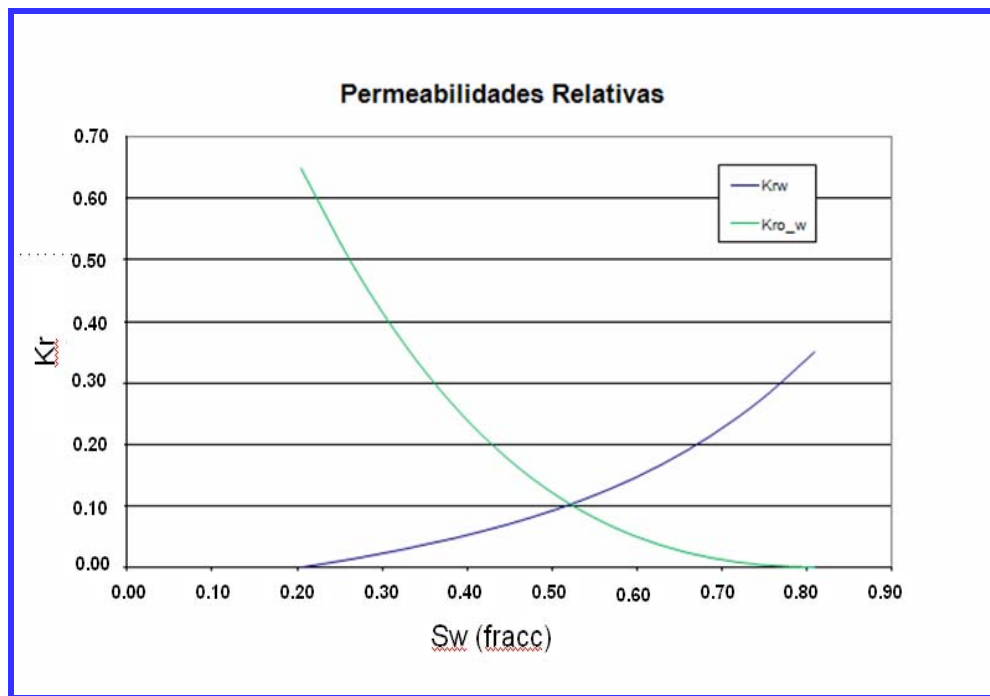


Figura 3.5. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema agua-petróleo.

[14]

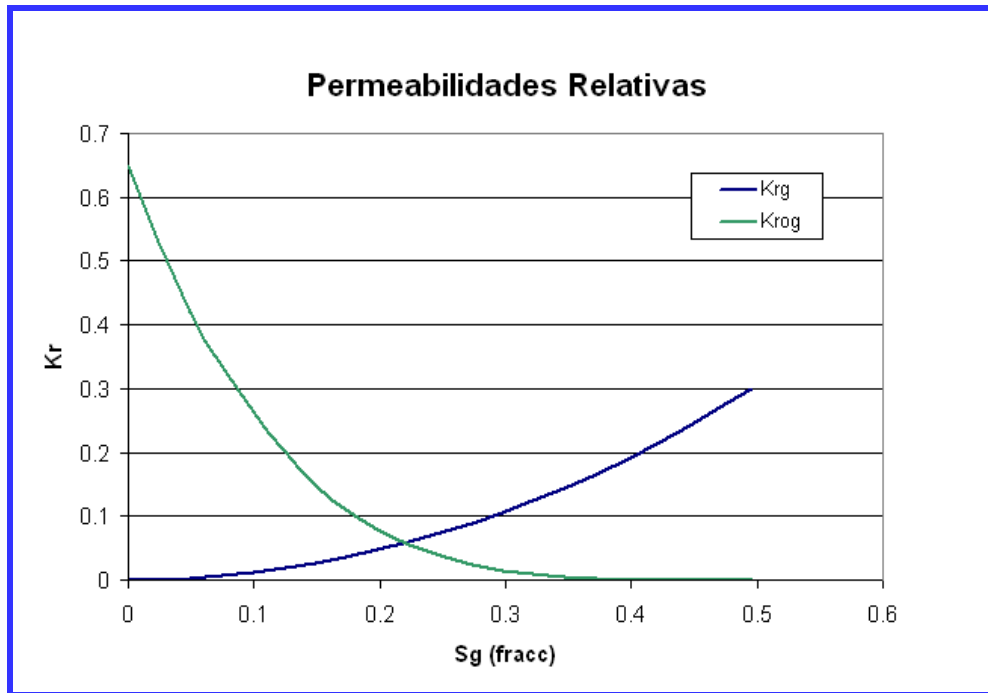


Figura 3.6. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema gas-petróleo.
[14]

- **Fractura**

Basado en trabajos internacionales, así como en recomendaciones de especialistas, se decidió asumir curvas de permeabilidad relativa con un comportamiento lineal (con puntos extremos de saturación a cero y uno), haciendo referencia a un medio donde no existe ningún tipo de restricción sobre el flujo de fluidos.

Las curvas de K_r para la fractura, tanto para el sistema agua-petróleo como gas-petróleo, son mostradas en las Figuras 3.6 y 3.7, respectivamente.

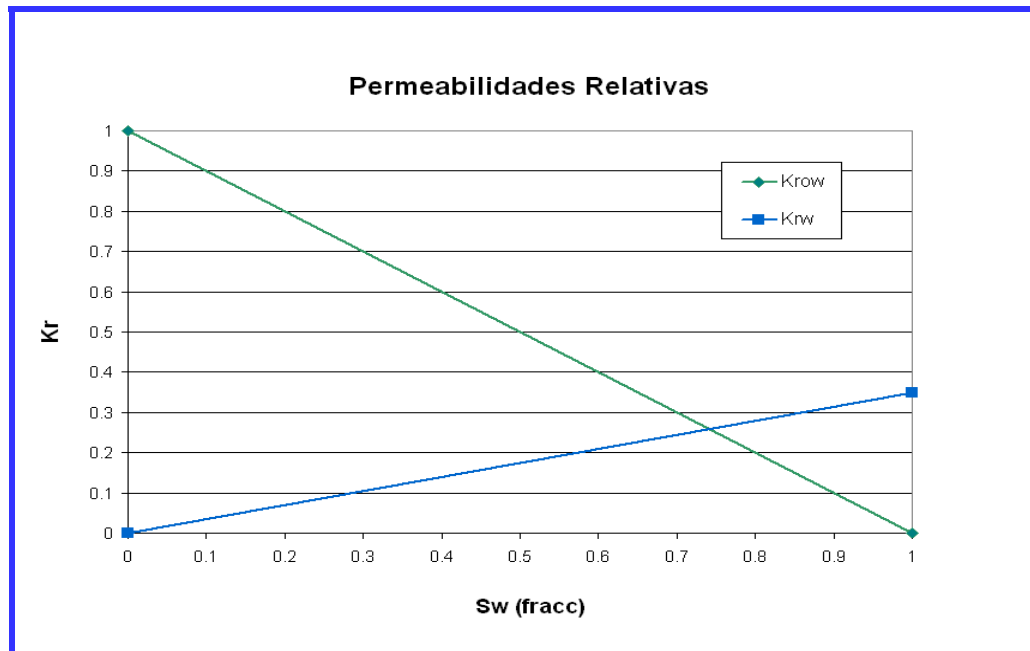


Figura 3.6. Curvas de permeabilidad relativa para la fractura, sistema agua-petróleo.

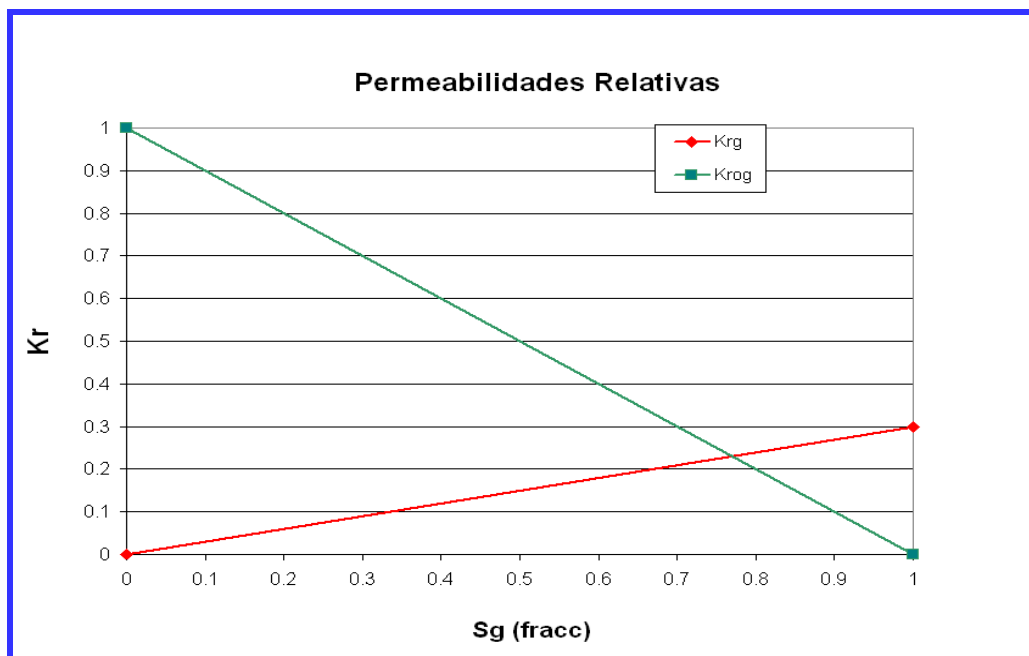


Figura 3.7. Curvas de permeabilidad relativa para la fractura, sistema gas-petróleo.

Se utilizó el modelo de Stone 2 para predecir la K_r trifásica.

De igual manera, se asumió un valor de presión capilar para la fractura igual a cero (las fracturas actúan como conductos abiertos, sin restricción al flujo).

3.3.5. Propiedades Termodinámicas

El comportamiento termodinámico de los fluidos es descrito por un análisis PVT realizado al pozo UDO-5; la muestra de fluidos para este análisis fue tomada a una profundidad de -14.350pies (TVDss) y a una temperatura de 264°F..

A continuación se muestran, por medio de las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3, algunas propiedades PVT de los fluidos empleadas en la construcción de estos modelos.

Tabla 3.1. Propiedades de Fluidos a condiciones iniciales petróleo, Análisis PVT, Pozo UDO-5

ρ_o	51,14 lbs/pie³
β_o	1,748 BY/BN
μ_o	0,55 cP
P_b	5.790 Lpca
R_s	1.390 pie³/BN

Tabla 3.2. Propiedades de Fluidos a condiciones iniciales gas, Análisis PVT, Pozo UDO-5

ρ_g	0,0749 lbs/pie³
β_g	0,0007561 PCY/PCN
μ_g	0,350 cPs
γ_g	0,0012

Tabla 3.3. Propiedades del agua.

ρ_w	65 lbs/pe ³
β_w	1,07 BY/BN
μ_w	0,35 cPs
C_w	$3,5e^{-6}$ Lpc ⁻¹

Es necesario acotar que, debido a que en Campo en Estudio no cuenta con análisis físico-químico del agua de formación, se procedió a tomar dicha información del Campo Vecino, el cual muestra similitud con el comportamiento de fluidos del área en estudio.

Todas las propiedades y características antes mencionadas fueron utilizadas en la generación de archivos de entrada requeridos por cada uno de los simuladores empleados en el presente estudio.

3.3.6. Archivos de Entrada requeridos por cada uno de los simuladores empleados

- **ECLIPSE**

Para la evaluación en el simulador ECLIPSE es necesario generar previamente un archivo de texto donde se especifiquen todas las características estáticas y dinámicas del modelo de simulación. Este archivo de texto (con extensión *.DATA) debe estar organizado en ocho secciones en las cuales se deberán colocar las propiedades del modelo de simulación, haciendo uso de distintos comandos o *keywords*. Las secciones en las que se deben dividir los archivos de entrada son las siguientes:

- RUNSPEC: es la primera sección del archivo de entrada, en esta sección se dan a conocer las especificaciones principales de la corrida: título, fecha, unidades, tamaño de la malla, número de tablas, pozos, entre otras.
- GRID: en esta sección se colocan todos los datos referentes al mallado y sus propiedades (porosidad, permeabilidad, arena neta petrolífera, entre otros). Con esta información el simulador puede generar el modelo estático y dinámico del yacimiento.
- EDIT: es una sección opcional, y como su nombre lo indica, tiene como función modificar y/o editar los valores introducidos anteriormente en la sección GRID.
- PROPS: esta sección contiene todos los valores correspondientes a las propiedades de los fluidos. También son introducidos en esta sección los datos de propiedades roca-fluidos como saturaciones y permeabilidades relativas.
- REGIONS: al igual que EDIT, esta sección es opcional, tiene como función dividir el modelo en regiones para cálculos de saturaciones, propiedades PVT y reportes de fluidos en sitio.
- SOLUTION: en esta sección se colocan todos los datos relacionados con la inicialización del sistema. Se debe suministrar información suficiente para que el simulador pueda definir los estados de los fluidos en cada una de las fases. Los datos de inicialización comprenden presiones iniciales del yacimiento a una profundidad de referencia y la ubicación de los contactos agua-petróleo y gas petróleo.

- **SUMMARY:** esta sección se encarga de generar las variables de salida. Aquí se le debe suministrar al yacimiento los parámetros que se desean conocer luego de la simulación. Todos estos parámetros serán exportados y podrán ser visualizados en gráficas.

- **SCHEDULE:** en esta última sección se especifican las operaciones que se van a simular. Del mismo modo, es en esta sección en donde se suministran todos los datos relacionados a completaciones, profundidades y ubicaciones de los pozos. También es necesario colocar en esta sección la fecha en la que finaliza la simulación y los distintos pasos tiempo en los que se desean generar los reportes con las variables de salida.

- **PUMAFLOW**

Las simulaciones numéricas en PumaFlow fueron realizadas a través de archivos de texto contentivos de toda la información necesaria para llevar a cabo las mismas.

El simulador PumaFlow requiere de dos archivos de entrada, uno de ellos con extensión *.EDO, el cual posee toda la información tanto estática como dinámica del modelo a simular, y el otro archivo de extensión *.SDO, en el cual va descrita toda la información correspondiente a los vectores o variables de salida requeridas.

- **VIP**

De igual forma, la simulación numérica en este simulador se realizó a través del suministro de archivos de texto. El simulador VIP requiere de dos archivos de entrada, uno con extensión *.i.DATA, el cual contiene toda la información estática y dinámica relacionada al modelo, y otro archivo con extensión *.r.DATA, a través del

cual son asignadas todas las variables de salida requeridas por el usuario, así como también los parámetros de control numérico asociados al modelo.

3.4. Simulación de los fenómenos de imbibición y drenaje presentes en el Campo en Estudio

Posterior a la construcción de los modelos de simulación numérica en simple porosidad, se procedió a modelar los fenómenos de imbibición y drenaje gravitacional a partir de datos del Campo en Estudio.

El modelado de ambos fenómenos, en cada uno de los simuladores empleados para el desarrollo de este trabajo de investigación (Eclipse, PumaFlow y VIP), consistió esencialmente en asignar, tal como se describió anteriormente, una diferencia en la profundidad de los contactos de fluidos para cada región de equilibrio (matriz y fractura) que permitiese obtener la distribución de saturación deseada para cada sistema de transferencia (agua-petróleo y gas-petróleo), así como también, la asignación de curvas de presiones capilares.

Durante el fenómeno de imbibición espontánea las presiones capilares son las únicas responsables de generar la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura en el sistema agua-petróleo; sin embargo, durante el fenómeno de drenaje es el efecto gravitacional el encargado de generar la transferencia de fluidos.

3.5. Evaluación del impacto de la Forma de Bloque y Mojabilidad sobre el Recobro en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En esta etapa se realizó una serie de sensibilidades sobre algunos parámetros que tienen impacto en el recobro durante los intercambios agua-petróleo y gas-petróleo, tales como forma de bloque y mojabilidad.

Es necesario mencionar que, para efectos de este trabajo y tomando en cuenta la escala de los modelos empleados, cuando se habla de recobro se está haciendo referencia a la cantidad de petróleo que es desplazado desde la matriz hacia la fractura, es decir, una variación del volumen de petróleo original en la región matriz, contabilizado a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Recobro} = \frac{\text{Volumen de Petróleo (t = 0)} - \text{Volumen de Petróleo (t = n)}}{\text{Volumen de Petróleo (t = 0)}}$$

Donde:




n= cada paso de tiempo

3.5.1. Sensibilidad N°1: Forma del Bloque

Partiendo de la forma de bloque inicial, fueron realizadas dos variaciones de formas de bloques, en las cuales se mantuvo el volumen igual al caso base. Esto con la finalidad de observar el efecto de esta sensibilidad sobre el comportamiento del recobro.

A través de las Tabla 3.4 se pueden observar las diferentes formas de bloque a ser evaluadas. Cabe mencionar que estos nuevos modelos siguen el mismo patrón (en cuanto a número y distribución de celdas, así como refinamiento progresivo hacia los bordes) que el modelo caso base.

Tabla 3.4. Formas de Bloque evaluadas

Dimensiones de Bloque	Forma de Bloque		
	Forma A	Forma B	Forma C
Dimensión en X (pie)	2,592	7,3327	10,8483
Dimensión en Y (pie)	2,592	7,3327	10,8483
Dimensión en Z (pie)	26,2467	3,2806	1,5
Volumen de Bloque (pie ³)	176,3375	176,3929	176,532
			

3.5.2. Sensibilidad N°2: Mojabilidad

Debido a que el modelo caso base muestra una tendencia de mojabilidad al agua (de acuerdo al perfil de presiones capilares), se decidió realizar una sensibilidad de este parámetro y observar su impacto sobre el comportamiento del recobro.

En función a lo expuesto, y debido a que para el campo no existe curva de presión capilar alusivo a un tipo de mojabilidad diferente al agua, fueron construidas dos curvas de presiones capilares, una cuyo perfil representase una tendencia de mojabilidad fuerte al petróleo y otra cuyo perfil representase una tendencia de mojabilidad mixta y así evaluar estos dos escenarios.

3.6. Evaluación de Funciones de Transferencia de fluidos matriz-fractura

Previo a la evaluación de las diferentes Funciones de Transferencia de fluidos matriz-fractura disponibles en los simuladores Eclipse, PumaFlow y VIP fue necesaria la construcción de los modelos de simulación numérica de Doble Porosidad, la cual

consistió básicamente en convertir los modelos de Simple Porosidad (antes descritos) a modelos de Doble Porosidad (Figura 3.8).

Se debe recordar el principio del modelo de Doble Porosidad el cual permite la representación de un medio naturalmente fracturado a través de dos celdas superpuestas, una representando la matriz y otra representando la fractura (Figura 3.8) y a cada una de ellas se les asigna propiedades particulares de matriz y fractura, respectivamente. Estas celdas se encuentran conectadas entre sí por medio de funciones de transferencia, las cuales describen el flujo de fluido entre ellas.

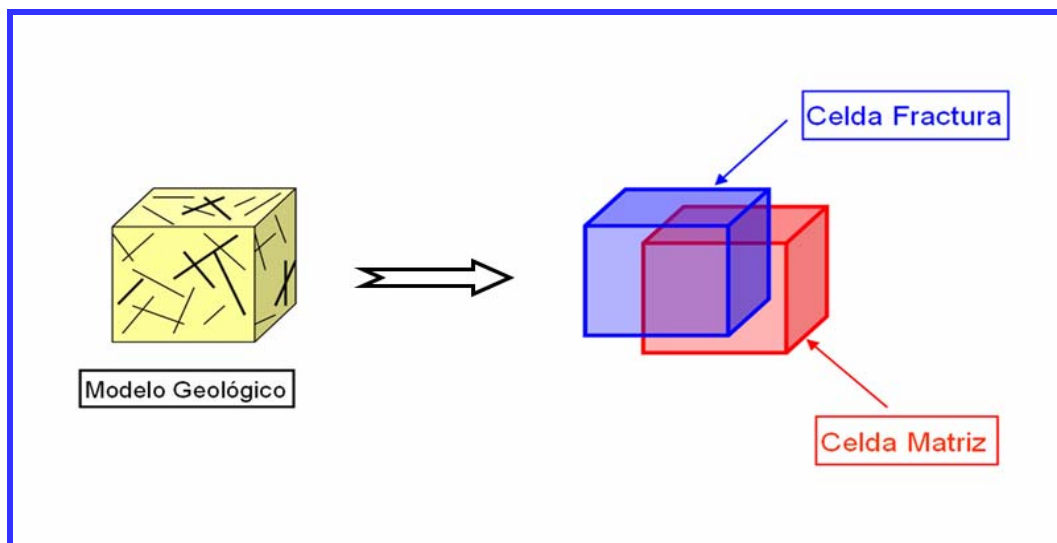


Figura 3.8. Representación en doble medio de un YNF.

En términos generales, la principal diferencia de estos modelos en relación a los modelos de simple porosidad es la reducción de la cantidad de celdas necesarias para realizar una misma representación, lo que se traduce en una disminución del tiempo de cómputo, permitiendo obtener resultados satisfactorios durante el cotejo histórico y predicciones.

En efecto, los modelos de simple porosidad construidos en el presente trabajo (19.800 celdas) son representados a través de modelos de Doble Porosidad en el cual esta cantidad de celdas es reducida a sólo una celda (dos sistemas o celdas superpuestas entre sí) y cuyas dimensiones coinciden con las dimensiones del bloque en el modelo de simple medio.

Es importante resaltar que tanto la distribución de saturaciones para las trampas, propiedades petrofísicas, curvas de permeabilidades relativas, curva de presión capilar así como las propiedades termodinámicas de los fluidos se mantuvieron iguales a los modelos de simple medio, con el propósito de establecer comparaciones.

Como se mencionó anteriormente, el modelado de doble medio requiere de funciones capaces de describir los complejos intercambios de fluidos entre la matriz y el sistema de fracturas, estas funciones son conocidas como Funciones de Transferencia de fluidos matriz-fractura.

La evaluación de dichas funciones consistirá esencialmente en observar el grado de precisión que pueda ofrecer cada una de ellas en la representación del comportamiento del recobro durante los diferentes mecanismos de intercambios matriz-fractura contemplados en este proyecto de investigación (imbibición espontánea y drenaje gravitacional), en relación al comportamiento del recobro arrojado por los modelos de simple medio.

Este trabajo contempla la evaluación de las diferentes funciones de transferencia de fluidos disponibles en los simuladores Eclipse, VIP y PumaFlow, las cuales son mostradas a través de la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Funciones de Transferencia disponibles en los simuladores a evaluar

Simulador	Formulación	Keyword	Consideración
Eclipse	<i>Kazemi</i>	(por defecto)	Expansión y Capilaridad
	<i>Gilan y Kazemi</i>	GRAVDR	Drenaje por Gravedad
	<i>Quandalle y Sabathier</i>	GRAVDRM	Drenaje por Gravedad
PumaFlow	<i>Quandalle y Sabathier</i>	MATFIS-OPT = PC (por defecto) y/o MATFIS-OPT PC = IMPROVED (adicional)	Expansión y Capilaridad
		MATFIS-OPT = GR (por defecto) y/o MATFIS-OPT GR = IMPROVED (adicional)	Drenaje por Gravedad
		MATFIS-OPT = VI	Desplazamiento Viscoso y Drenaje por Gravedad
VIP	<i>Coat</i>	(por defecto) [SIGMA Lx, Ly, Lz	Expansión y Capilaridad
		PSEUDO	Drenaje por Gravedad

3.6.1. Descripción de cada uno de los simuladores empleados

3.6.1.1. ECLIPSE

La plataforma ECLIPSE® consta básicamente de dos simuladores: ECLIPSE 100® especializado en modelado de petróleo negro y ECLIPSE 300® especializado en modelado composicional.

Para la realización de este trabajo de investigación fue empleado el simulador ECLIPSE 100®, este es un simulador de petróleo negro totalmente implícito, trifásico, tridimensional y multipropósitos. Este simulador está escrito en lenguaje FORTRAN y opera en cualquier simulador ANSI estándar FORTRAN90 y con suficiente memoria.

- **Módulos del Launcher ECLIPSE**

ECLIPSE cuenta con un Launcher desde el cual se puede llamar a cada una de las aplicaciones conocidas también como pre y post-procesadores. A continuación se hará una breve descripción de las aplicaciones, pertenecientes al Launcher de Eclipse (Figura 3.9), que fueron empleadas durante la realización del presente proyecto.

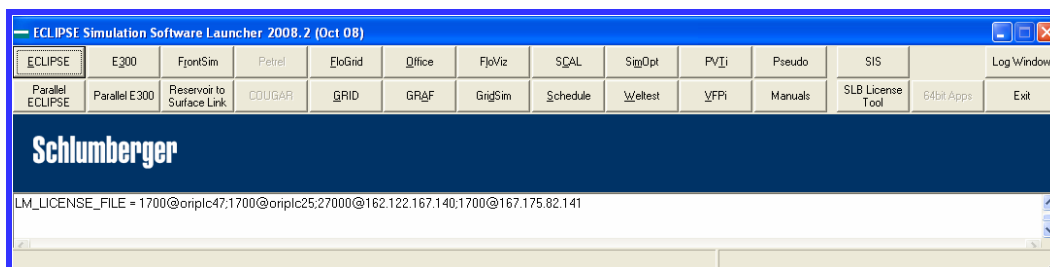


Figura 3.9. Ventana principal del Launcher de ECLIPSE.

➤ **FloViz:**

Es un sistema interactivo de visualización 3D que puede ser utilizado para mostrar resultados de modelos de simulación (Figura 3.10). A través de este es posible apreciar las variaciones de las propiedades dentro de la malla con el paso del tiempo.

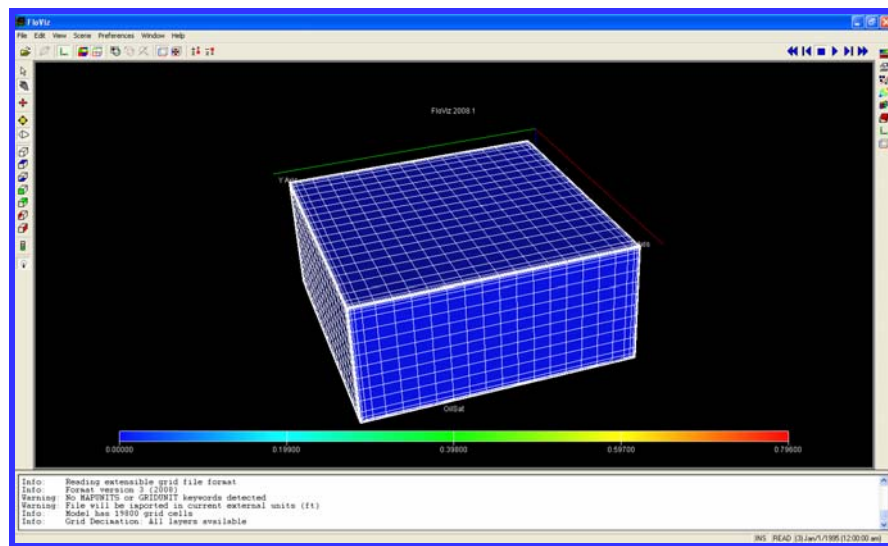


Figura 3.10. Visualizador de resultados de Malla-FloViz.

➤ **Office**

Office provee un ambiente interactivo para la creación y modificación de modelos de crudo negro o composicionales, el control y la ejecución de corridas, el análisis de resultados, generación de reportes y hacer una revisión rápida de la simulación desde el inicio hasta el final. Office ofrece una ventana dinámica para poner en marcha los enlaces de la línea de productos ECLIPSE, que incluye las aplicaciones de pre y post-procesadores de información, como se muestra en la Figura 3.11.

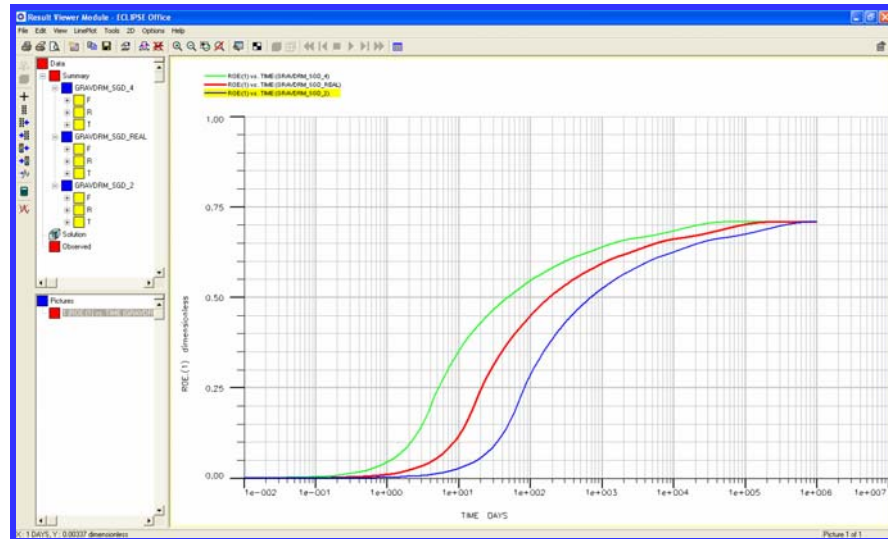


Figura 3.11. Visualizador de Gráfico de resultados-Office.

- **Principales keywords para la simulación de Doble Medio en ECLIPSE:**
 - **DUALPORO:** Opción de doble porosidad.
 - **DUALPERM:** Opción doble de porosidad/doble permeabilidad.
 - **DPGRID:** Definición simplificada del doble medio a partir de la malla matriz.
 - **DPNUM:** Definición de la región de doble medio.
 - **GRAVDR:** Drenaje gravitacional – formulación de Gilman & Kazemi.
 - **GRAVDRM:** Opción alternativa de drenaje gravitacional – formulación de Quandalle & Sabathier.
 - **INTPC:** Pseudoización automática de curvas de P_c .
 - **DZMTRX:** Opción de definición de la altura del bloque.
 - **SIGMA:** Término de intercambio matriz-fractura en imbibición. (lateralmente en el caso específico de drenaje gravitacional).
 - **SIGMAGD:** Término de intercambio vertical matriz-fractura para el caso específico de drenaje gravitacional.

➤ **LITOSIGMA:** Sigma puede ser calculado automáticamente a través de LX, LY y LZ (activo con VISCD).

- **Funciones de Transferencia utilizadas en Eclipse:**

➤ Kazemi et al (1976): Opción por Defecto.

➤ Gilman y Kazemi (1983), Gilman (1986), Sonier et al el. (1988): Opción GRAVDR.

➤ Quandalle y Sabathier et al el. (1989): Opción GRAVDRM.

3.6.1.2. OPENFLOW

La plataforma OpenFlow es una suite integradora de varias herramientas de gran utilidad en la industria petrolera. Dentro de esta plataforma se pueden realizar distintos flujos de trabajo entre los cuales destacan: escalamiento de propiedades de mallados finos a mallados gruesos usando distintos métodos, modelaje y caracterización de fracturas, circuitos de optimización para efectuar cotejos históricos asistidos, geoestadística avanzada y finalmente realización de simulaciones numéricas.

- **Análisis de Resultados: Gráficos y Visualizadores.**

Esta plataforma permite la visualización de resultados en gráficos de línea, mapas 2D y vistas 3D de los objetos. La visualización se hace efectiva una vez que culmina la corrida desde la plataforma a través de la creación de un nuevo flujo de trabajo y de la importación previa del archivo que describe la geometría del mallado (formato .grdecl). Los visualizadores 3D y 2D (Figuras 3.12 y 3.13) ofrecen la opción de reproducción de los resultados con tiempo a través de la aplicación “*movie player*”.

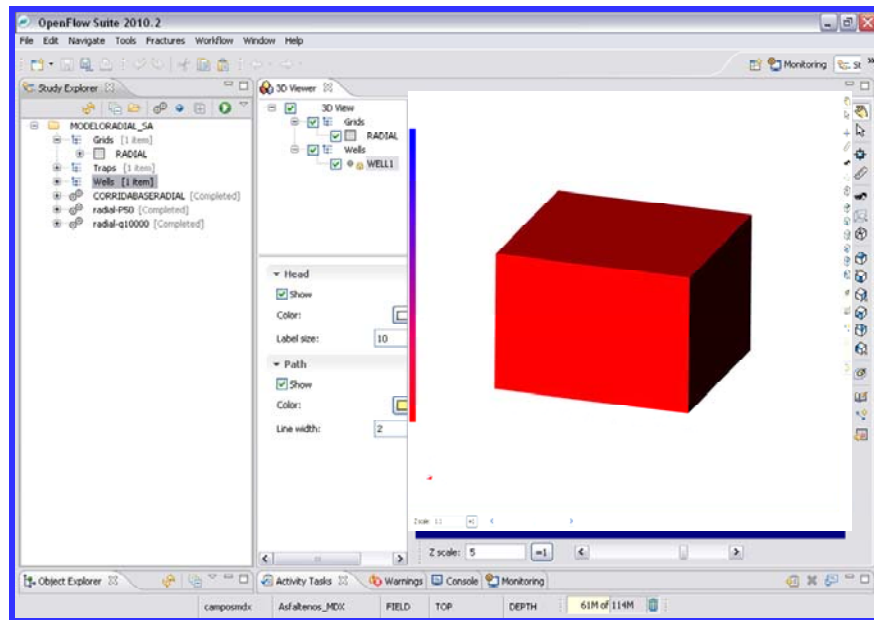


Figura 3.12. Vista 3D del Mallado en la Plataforma OpenFlow.

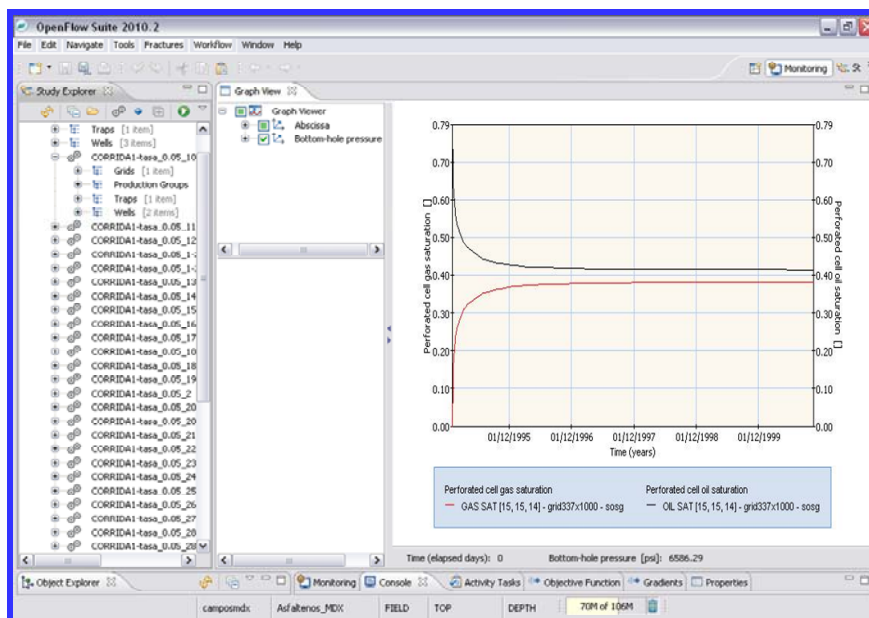


Figura 3.13. Gráfico de Línea en la Plataforma OpenFlow.

- **PumaFlow®:**

Este es un simulador de flujo, multipropósito, destinado a diferentes niveles de complejidad, incluyendo escenarios geológicos, composición de fluidos e implementación de métodos recuperación mejorada de petróleo, todo esto unificado en un sólo código de programación, lo cual permite combinar las distintas opciones que ofrece el simulador (ejemplo, métodos de recuperación térmica + doble medio).

PumaFlow permite construir modelos de petróleo negro y composicionales basados en parámetros de Ecuaciones de Estado. A través de PumaFlow es posible el modelado de yacimientos naturalmente fracturados mediante una representación de doble medio, el mismo está completamente conectado a la base de datos de Openflow en la cual coexisten dos versiones: comandos e interfase.

PumaFlow dispone de la opción para importar archivos con formato Eclipse (Kr-Pc, pvt, mallas, *schedule*).

La transferencia de masa entre matriz y fractura es calculada a través de la formulación de Quandalle & Sabathier, la cual está basada en la teoría de Warrent & Root. Esta formulación está escrita en PumaFlow con coeficientes de escalamiento (C), los cuales pueden ser modificados por el usuario para activar términos de la ecuación que permiten considerar las fuerzas responsables del flujo de fluidos entre el sistema matriz y el sistema de fracturas (Cc= Expansión y Capilaridad, Cg= Gravedad, Cv= Fuerzas Viscosas).

De igual forma, este simulador dispone de dos métodos (derivados de la misma formulación de Q&S) que ofrecen mejoras en el cálculo de Fuerzas Capilares y Fuerzas Capilares-Gravitacionales, respectivamente.

- **Funciones de Transferencia utilizadas en PumaFlow:**
 - Quandalle & Sabathier et al el. (1989): Opción por Defecto (PC).
 - Quandalle & Sabathier et al el. (1989): GR.
 - Quandalle & Sabathier et al el. (1989): VI.

- **Principales comandos para la simulación de Doble Medio en PumaFlow:**
 - **DUAL:** Doble Porosidad-Simple Permeabilidad
 - **DUALPER:** Doble Porosidad-Doble Permeabilidad
 - **MATFIS-OPT:** Representación independiente de los mecanismos Matriz-Fractura.
 - PC: fuerzas capilares (por defecto)
 - GR: capilaridad y fuerzas gravitacionales
 - VI: capilaridad, gravedad y fuerzas viscosas.
 - **DUAL-EXPAN:** Factores multiplicadores de las fuerzas de expansión.
 - **MATFIS-PC = IMPROVED:** Opción para activar el método mejorado para el cálculo de Fuerzas Capilares Agua-Petróleo.
 - **MATFIS-GR = IMPROVED:** Opción para activar el Método Mejorado para el cálculo de las Fuerzas Capilares-Gravitacionales.
 - **FISGRID:** nombre de la malla para describir el medio fracturado.
 - **MATGRID:** nombre de la malla para describir el medio matriz.
 - **MATBLOCDIM:** dimensiones de bloque equivalente para el cálculo del factor de forma (σ).

3.6.1.3. VIP

VIP-EXECUTIVE® es una plataforma que integra varias herramientas de simulación de amplia utilidad para el ingeniero de yacimientos durante la simulación numérica. Esta consta de un conjunto de módulos con utilidades específicas:

VIP-CORE®: Módulo de Inicialización.

VIP-ENCORE®: Modelos de Petróleo Negro.

VIP-COMP®: Modelos Composicionales.

VIP-DUAL®: Modelos de Doble-Porosidad, Doble-Permeabilidad.

VIP-POLYMER™: Inyección de Polímeros.

VIP-THERM™: Modelos Térmicos (composicionales o petróleos pesados).

Estos módulos trabajan en conjunto para proveer total flexibilidad en el modelado de yacimientos. Por ejemplo, VIP-ENCORE y VIP-DUAL pueden ser combinados para proporcionar compatibilidad en la simulación de un modelo de petróleo negro y de doble-porosidad y/o doble-permeabilidad. Si VIP-COMP fuese incluido en el mismo programa, el usuario podría convertir el modelo a una versión composicional con doble-porosidad y/o doble-permeabilidad, simplemente sustituyendo datos específicos para el modelo de petróleo negro por los datos requeridos por un modelo composicional.

A continuación se describen brevemente los tres módulos empleados en la realización del presente proyecto de investigación:

- **VIP-CORE®:**

Es el módulo de inicialización del conjunto de simuladores que constituyen la plataforma VIP-EXECUTIVE®. Este es utilizado para calcular las condiciones iniciales de yacimiento que posteriormente serán utilizadas por el resto de los módulos de simulación.

- **VIP-ENCORE®:**

Es un simulador trifásico que permite simular el flujo inmisible de petróleo, gas y agua dentro del yacimiento. Las propiedades de los fluido pueden ser descritas de acuerdo a la convención Black Oil (el petróleo a condiciones de yacimiento es una mezcla de petróleo en tanque y gas disuelto). La cantidad de gas disuelto en el petróleo está determinada por una relación de presión de burbuja.

VIP-ENCORE permite tratar problemas de sistemas bifásicos, bien sea sistemas agua-petróleo o gas-petróleo, así como también casos especiales del más generalizado sistema trifásico de fluidos. Adicionalmente, VIP-ENCORE puede procesar sistemas multicomponentes cuyas propiedades PVT son descritas adecuadamente por constantes (K) dependientes de la presión. Asimismo, este puede ser empleado para modelos de gas condensado y petróleos volátiles.

- **VIP-DUAL®:**

La opción VIP-DUAL simula el comportamiento de yacimientos que son naturalmente fracturados, heterogéneos, o altamente estratificados. Las formulaciones de doble-porosidad y doble-permeabilidad permiten en flujo entre fracturas y matriz,

por lo tanto, permiten un correcto y preciso modelado de yacimientos que pueden estar altamente fracturados en algunas regiones y no fracturados en otras.

VIP-DUAL debe ser utilizado en conjunto con VIP-ENCORE o VIP-COMP. Dentro de VIP-DUAL, el intercambio de fluido entre la fractura y la matriz está basado en la teoría de Warren & Root y el más reciente trabajo de Thomas, Dixon, y Pierson. La transferencia de masa entre matriz y fractura incluye difusión, convección, imbibición y drenaje gravitacional. La imbibición y el drenaje gravitacional pueden ser modelados con funciones de pseudo curvas de presión capilar. Estas funciones son automática e independientemente determinadas para la matriz y las fracturas y consideran el tamaño de los bloques de matriz. También está disponible una opción de doble-porosidad/simple permeabilidad la cual asume que las fracturas son un medio continuo y la matriz existe sólo como una fuente de almacenamiento de fluidos.

- **Principales comandos para la simulación de Doble Medio en VIP:**

- **DUAL POR**=Opción de Doble Porosidad-Simple Permeabilidad.
- **DUAL PER**= Opción de Doble Porosidad-Doble Permeabilidad.
- **PSEUDO**=Método de funciones de pseudo curvas de presiones capilares.
- **SIGMA**= Término de intercambio matriz-fractura para imbibición (σ).
- **LX, LY, LZ**= Dimensiones equivalentes de bloques para el cálculo del término de intercambio matriz-fractura para imbibición (σ).
- **TEX**=Término para el cálculo de transmisibilidad matriz-fractura (σ) a través de volumen poroso de fractura.
- **SIGT**=Tensión interfacial en función de presión para la construcción de pseudos de presión capilar.

- **KX, KY, KZ**= Permeabilidad de matriz en las direcciones X, Y y Z, respectivamente.
 - **KXFEFF, KYFEFF, KZFEFF**= Permeabilidad de fractura en las direcciones X, Y y Z, respectivamente.
 - **POR**= Porosidad de matriz.
 - **PORF**= Porosidad de fractura.
- **Funciones de Transferencia utilizadas en VIP:**
 - Coat (1989): Opción por defecto.
 - Coat (1989): Opción PSEUDO.

3.7. Comparación del Recobro obtenido en Simple Medio con los de Doble Medio

Una vez obtenidos los resultados procedentes de los modelos de Simple Medio, así como también los de Doble Medio para cada uno de los simuladores numéricos empleados, se procedió a realizar comparaciones entre ellos (Figura 3.14).

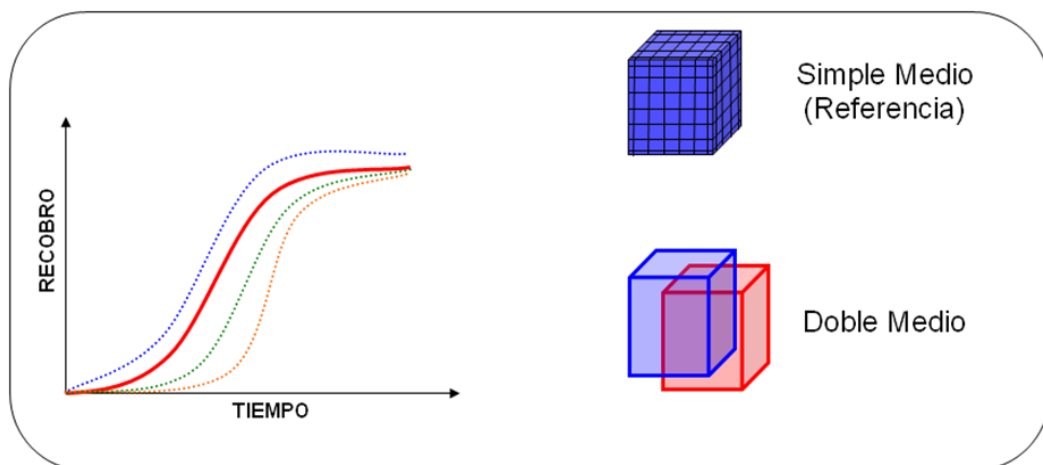


Figura 3.14. Comparación del Recobro obtenido en Simple Medio con los de Doble Medio

Los modelos de Simple Medio con representación explícita de matriz y fractura representaron los modelos de referencia, asumiendo que debido a su alto grado de refinamiento ofrecen las soluciones más exactas.

Las comparaciones fueron realizadas tanto para la transferencia agua-petróleo (imbibición capilar) como para la transferencia gas-petróleo (drenaje gravitacional).

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Revisión del Comportamiento Termodinámico y Roca-Fluido del Campo en Estudio

A continuación se describe detalladamente los resultados de la revisión de los modelos Termodinámicos y de Interacción Roca-Fluido del campo en estudio, producto de la revisión de sus respectivos informes técnicos.

4.1.1. Modelo Termodinámico

Para la realización de este proyecto fue necesario contar con un modelo que describiera adecuadamente el comportamiento termodinámico de los fluidos presentes en este campo en estudio.

La característica de mayor relevancia para el campo en estudio, desde el punto de vista termodinámico, es el marcado gradiente composicional (desde gas condensado a petróleo negro) que presenta a lo largo de toda la columna de fluidos, la cual está comprendida por 2.500 pies de espesor aproximadamente, lo que representa una condición muy particular de los campos pertenecientes al área Norte del estado Monagas.

4.1.1.1. Disponibilidad y Validación de los Análisis PVT

El Campo dispone de 6 análisis PVT de muestras de fluidos tomadas en los pozos UDO-1X, UDO-2X, UDO-3X, UDO-4 y UDO-5 (Figura 4.1), de los cuales solo 3 resultaron representativos y consistentes.

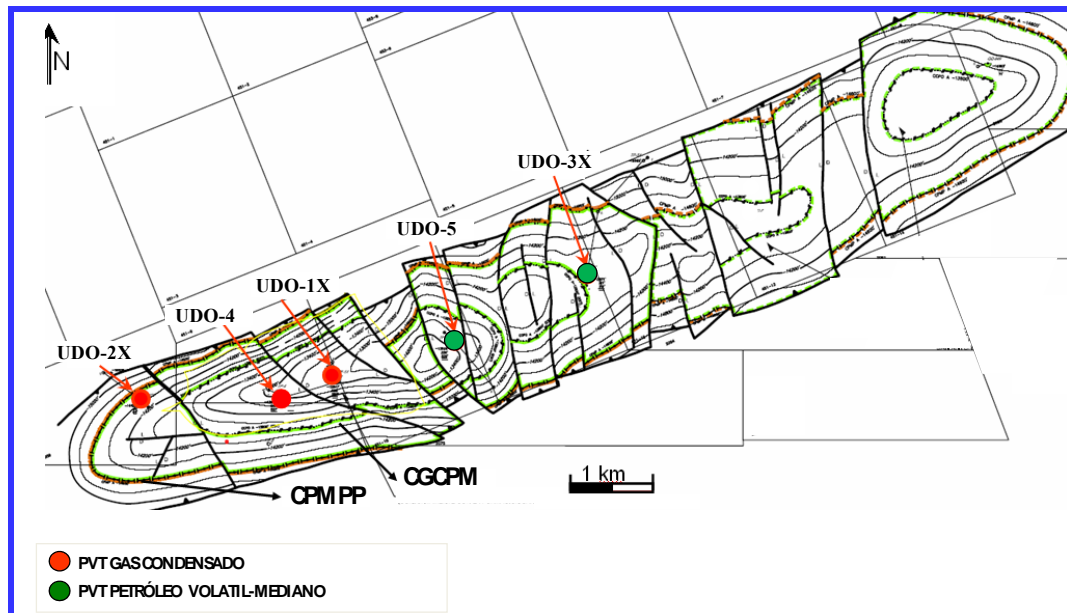


Figura 4.1. Distribución Areal de Información PVT. ^[15]

La validación de los análisis PVT se realizó mediante la verificación de los criterios de representatividad de las muestras de fluido tomadas, así como también la consistencia interna de las pruebas de laboratorio.

De acuerdo a los criterios de validación, las muestras correspondientes a gas condensado fueron sometidas a los siguientes análisis:

Tabla 4.1. Validación de los Análisis PVT de Gas Condensado.

PVT	Representatividad	Consistencia Interna
Gas Condensado	Temperatura	Balance Molar
	Relación Gas/Condensado	
	Equilibrio en Separadores	

	(P,T=cte)	
	Presión Yac > Presión Rocío	Criterio de Hoffmann
	Recombinación Matemática	

De igual forma, las muestras y análisis correspondientes a petróleo negro fueron sometidas a las pruebas mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Validación de los Análisis PVT de Petróleo Negro.

PVT	Representatividad	Consistencia
Petróleo Negro	Temperatura	Linealidad de la Función "Y"
	Relación Gas/Petróleo	Balance de Masas
	Equilibrio en Separadores (P,T=cte)	
	Presión Yac > Presión Burbuja	Prueba de Densidad
	Recombinación Matemática	Prueba de Desigualdad

4.1.1.2. Caracterización de la Fracción Pesada (C_7^+)

La división de la fracción pesada (C_7^+) se realizó mediante la Función Gamma 3 Parámetros (Whitson), esta fue subdividida en 3 pseudocomponentes, como se muestra en la Figura 4.2.

<u>COMPOSICIÓN ORIGINAL</u>	<u>COMPOSICIÓN POSTERIOR A LA DIVISIÓN DEL C7+</u>	<u>DIVISIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA</u>	
N2	N2		
CO2	CO2		
C1	C1		
C2	C2		
C3	C3		
iC4	iC4		
nC4	nC4		
iC5	iC5		
nC5	nC5		
C6	C6	PM	GE
C7+	FP1	135.82	0.7906
	FP2	328.39	0.8910
	FP3	738.00	0.9942

Figura 4.2. Subdivisión de la Fracción Pesada-Función Gamma (Whitson). ^[15]

4.1.1.3. Ajuste de la Ecuación de Estado

La Ecuación de Estado (EDE) utilizada fue Peng-Robinson 3 Parámetros, esto debido a que, de acuerdo a experiencias previas, se conoce que esta permite una buena representación del comportamiento termodinámico de estas complejas columnas de fluidos asociadas a los campos pertenecientes al área Norte de Monagas, como es el caso del campo en estudio.

En efecto, se logró una buena reproducción del comportamiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento, obteniéndose diferencias promedios

menores al 5% entre los valores experimentales y los calculados con el ajuste de la EDE.

Los análisis PVT seleccionados para el ajuste de la EDE fueron el UDO-1X (Condensado) y UDO-5 (Petróleo volátil-mediano), y las propiedades a ser reproducidas mediante el ajuste de los parámetros de la EDE son la presión de saturación y los experimentos de Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), Liberación Diferencial (DL) y pruebas de separadores. Para el Campo no se disponen de experimentos de Hinchamiento (Sweling Test), ni desplazamientos en tubo delgado para la determinación de presión mínima de miscibilidad (PMM). En muestras de petróleo volátil y gas condensado son cotejados los experimentos CCE, CVD y pruebas de separadores; en cambio para crudos negros aplican los experimentos CCE, DL y separadores.

Los datos experimentales fueron ajustados mediante regresión de las propiedades de los pseudo componentes pertenecientes a la división de la fracción pesada ($C7^+$), tales como: temperatura crítica (T_c), presión crítica (P_c), factores acéntricos (ω), volumen shift (V_{sh}) y el coeficiente de la correlación para la determinación de los coeficientes de interacción binaria (θ).

4.1.1.4. Selección del Esquema de Agrupamiento

Posterior al ajuste de la EDE en el modelo termodinámico disponible, se realizó la selección del esquema de agrupamiento, el cual considera el plan de explotación visualizado en el campo.

En este caso se escogió un esquema de agrupamiento de 8 pseudo componentes, con el cual se podrá evaluar inyección de gases alternos al gas natural como lo son el dióxido de carbono (CO_2) y el nitrógeno (N_2).

4.1.1.5. Generación del Modelo de Variación de Composición con Profundidad

A través de un modelo de simulación 1D, vertical, de 200 capas (Figura 4.3), se logró generar un modelo de variación de composición con profundidad, el cual muestra la variación vertical de cada uno de los componentes o pseudo componentes hidrocarburo y no hidrocarburo.

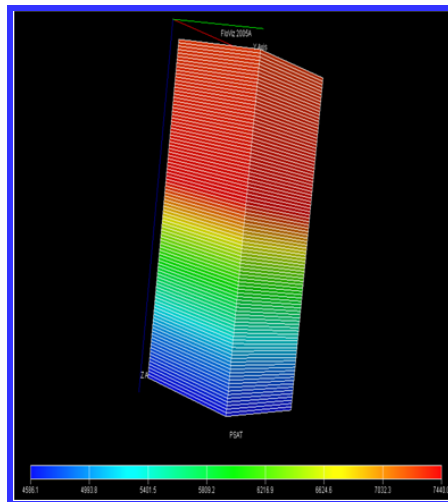


Figura 4.3. Modelo de Simulación 1D. ^[15]

Para la generación de este modelo se utilizaron los análisis PVT que se emplearon en el ajuste de la EDE.

A partir del modelo de variación de composición con profundidad generado para el área en estudio se reprodujo el comportamiento de la presión de saturación

con profundidad (Figura 4.4). Este modelo fue inicializado en dos etapas, la primera de ellas, con las condiciones presión, temperatura y composición correspondientes a una profundidad de -13.300 pies TVDSS (zona de gas condensado) para reproducir presión de rocío. La segunda, se inicializó a las condiciones correspondientes a una profundidad de -14.500 pies TVDSS (zona de crudo negro) para reproducir presión de burbuja.^[15]

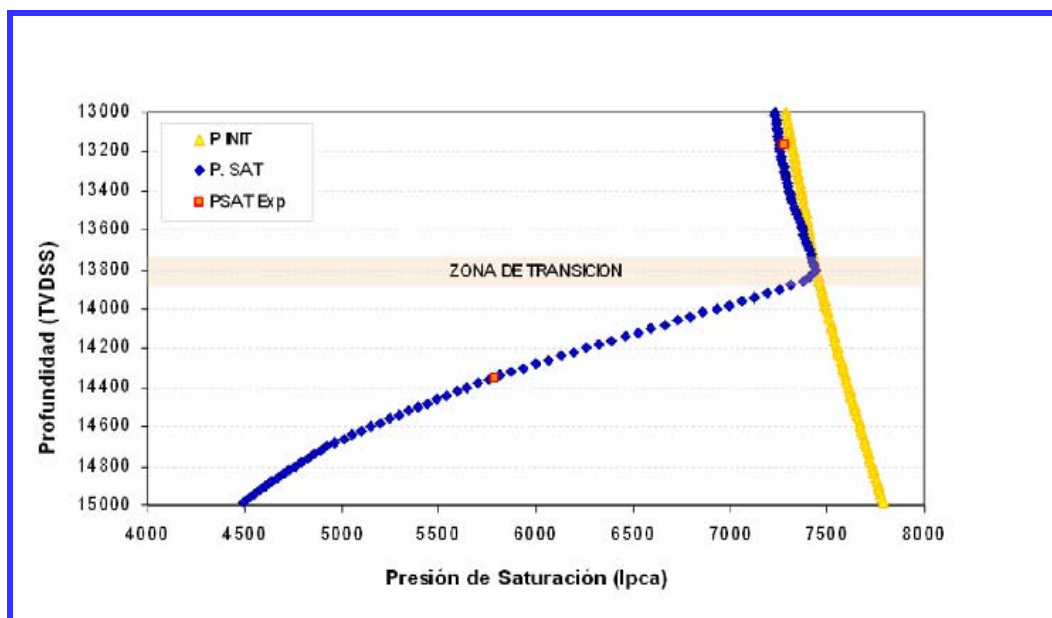


Figura 4.4. Variación de Presión de Saturación con Profundidad.^[15]

4.1.2. Modelo Roca-Fluido

A continuación se realizará una descripción detallada del modelo roca-fluido del campo en estudio.

4.1.2.1. Información Disponible

La realización de este modelo de interacción roca-fluido contó con muy poca información correspondiente al Campo en estudio, por lo cual fue necesario hacer uso de información de un Campo Vecino, para así generar una base de datos que permitiese la construcción de dicho modelo (ver Tabla 4.3).

Tabla 4.3. Información disponible para construcción del modelo Roca-Fluido del campo en estudio.

Campo	Tipo de Roca	Permeabilidades Relativas		Pruebas Amott	Pc por Iny de Mercurio	Presión Capilar		
		W-O	G-O			W-O	G-O	W-G
CAMPO EN ESTUDIO	UDO-4	5	5	-	2	-	-	-
	UDO-3X	-	-	-	2	-	-	-
VECINO	VEC-58	-	7	-	-	-	5	-
	VEC-32	-	-	4	-	10	-	-
	VEC-29	7	7	6	-	-	-	11
	VEC-30	9	9	4	10	10	-	-
	Total	21	28	14	14	20	5	11

4.1.2.2. Caracterización de la Mojabilidad

Para la caracterización o estimación de la mojabilidad del campo en estudio, se consideró la información presente en el campo vecino, correspondiente a los análisis de laboratorio. Estos análisis corresponden a la prueba Amott Harvey.

De acuerdo a la interpretación de los datos experimentales, se observó que la mayor cantidad de muestras sometidas a análisis de Amott son de tipo Macroporosas (Figura 4.5).

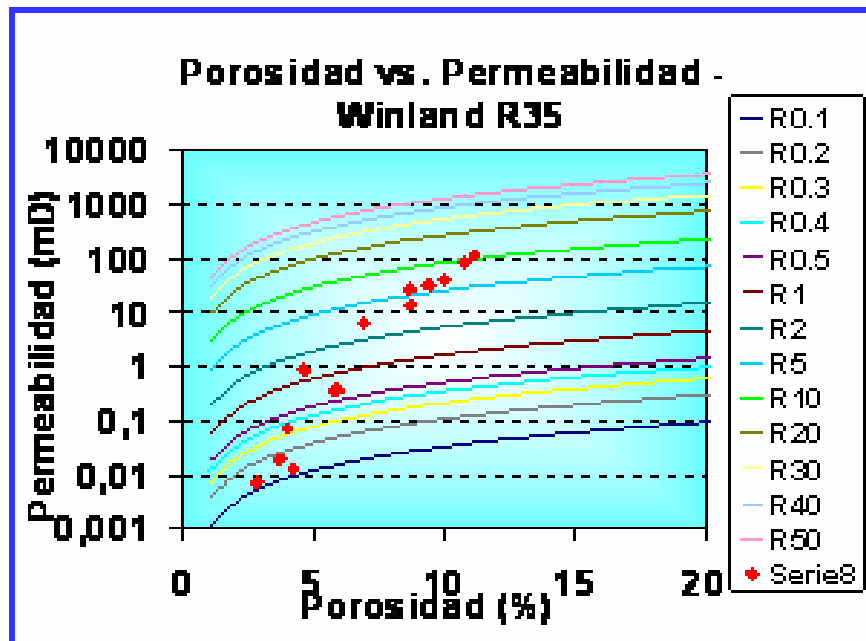


Figura 4.5. Interpretación pruebas experimentales Amott-Harvey. ^[14]

Por otra parte, en la Figura 4.6 puede observarse que la totalidad de análisis realizados indican que la mojabilidad predominante en el área es la mojabilidad intermedia, con mayor tendencia al petróleo que al agua.

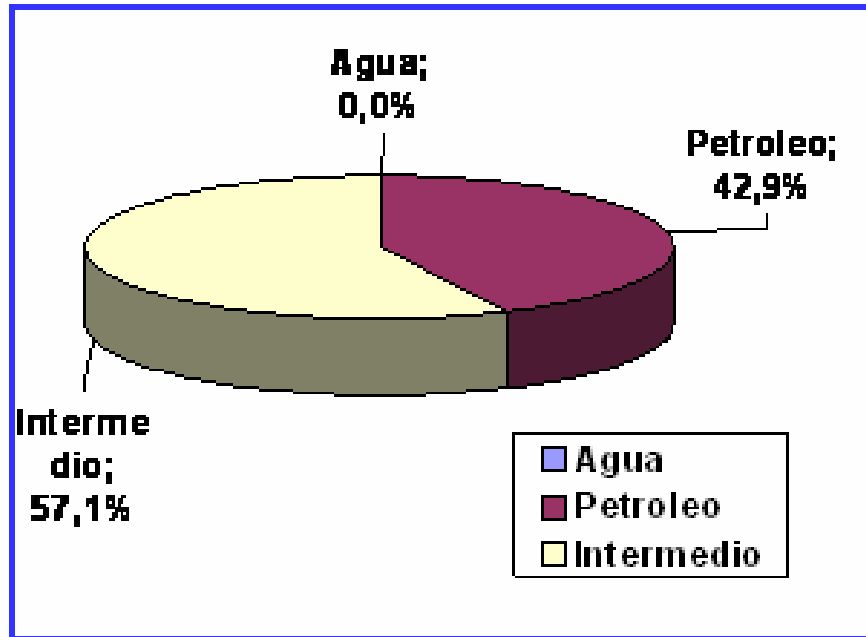


Figura 4.6. Total de pruebas experimentales Amott-Harvey. ^[14]

4.1.2.3. Modelos de Tipos de Roca

Este modelo consta de tres tipos de rocas, como se muestra en la Tabla 4.4, los cuales fueron discriminados de acuerdo a rangos en el radio de garganta de poros. En función a esta condición, fue construido el modelo de presiones capilares y permeabilidades relativas, las cuales serán utilizadas en los modelos de simulación numérica del presente estudio.

La ecuación de radio de garganta de poros utilizada fue R35 de Winland, debido a que es el radio de garganta de poro que aplicó para el área, de acuerdo a los estudios petrofísicos realizados.

Tabla 4.4. Modelo de Tipos de Rocas. ^[14]

Tipos de Rocas	
Clasificación	Radio de Garganta de Poros (micrón)
1 (Mega y Macro)	> 2
2 (Meso)	> 0,5 y < 2
3 (Micro y Nano)	< 0,5

4.1.2.4. Curvas de Presión Capilar

El modelo de Presión Capilar fue construido utilizando información correspondiente a los análisis realizados al núcleo del pozo VECINO-32.

Se generó una familia de 3 tipos de curvas de Presión Capilar para el sistema de Drenaje Agua-Petróleo, dichas curvas fueron construidas en función de los tipos de roca descritos en la Tabla 4.4.

Para el sistema de Drenaje Gas-Petróleo no se generó juego de curvas de Presión Capilar debido a que, de acuerdo a los análisis para el Campo Vecino, se emplearon presiones capilares muy altas, por lo cual fueron descartadas.

4.1.2.5. Curvas de Permeabilidades Relativas

El modelo de Permeabilidades Relativas se construyó empleando curvas experimentales correspondiente al pozo UDO-4, así como también se utilizaron curvas de los pozos VEC-30 y VEC-29, ambos pertenecientes al campo vecino.

Estas curvas fueron sometidas a un proceso de suavización, como se muestra en las Figuras 4.7 y 4.8, a través de las correlaciones de Corey, con el propósito de evitar problemas de inestabilidad numérica producto de la dispersión natural y del comportamiento anómalo que originan las mediciones experimentales.

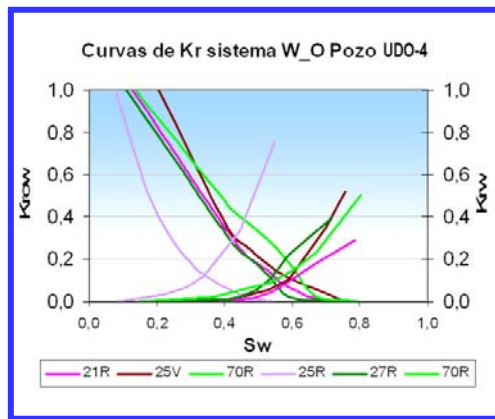


Figura 4.7. Curvas K_r no Refinadas.^[14]

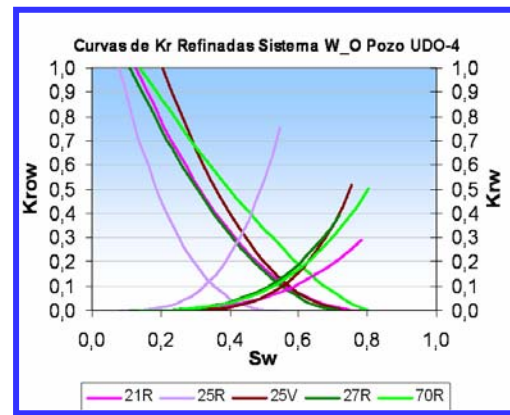


Figura 4.8. Curvas K_r Refinadas.^[14]

Posteriormente, se realizó una normalización de estas curvas con el fin de obtener promedios representativos de curvas de permeabilidad relativa por cada tipo de roca, tanto para el sistema agua-petróleo como para el sistema gas-petróleo y con las cuales se podrá evaluar el fenómeno de histéresis mediante el modelo de simulación numérica.

4.2. Construcción de Modelos de Simulación de Simple Porosidad

A continuación serán discutidos algunos aspectos relacionados a la construcción de los modelos de simulación en Simple Porosidad (referencia) con representación explícita de matriz y fractura.

4.2.1. Refinamiento progresivo hacia los bordes del bloque matriz

Con el propósito de reproducir detalladamente la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura se realizó un refinamiento progresivo hacia los bordes del bloque, para lo cual fue necesario evaluar una serie de escenarios que incluyen la variación de las dimensiones de celdas (Figura 4.9) y de esta forma determinar el refinamiento óptimo.

La Figura 4.10 muestra los diferentes casos evaluados para la selección del refinamiento óptimo, y a través de la cual es posible observar que a medida que el mallado se hace más refinado hacia los bordes del bloque (menores dimensiones de celdas) se obtiene mayor detalle del proceso de transferencia de fluidos matriz-fractura. El refinamiento seleccionado fue el correspondiente al caso 4, el cual arrojó mayor detalle en la transferencia de fluidos.

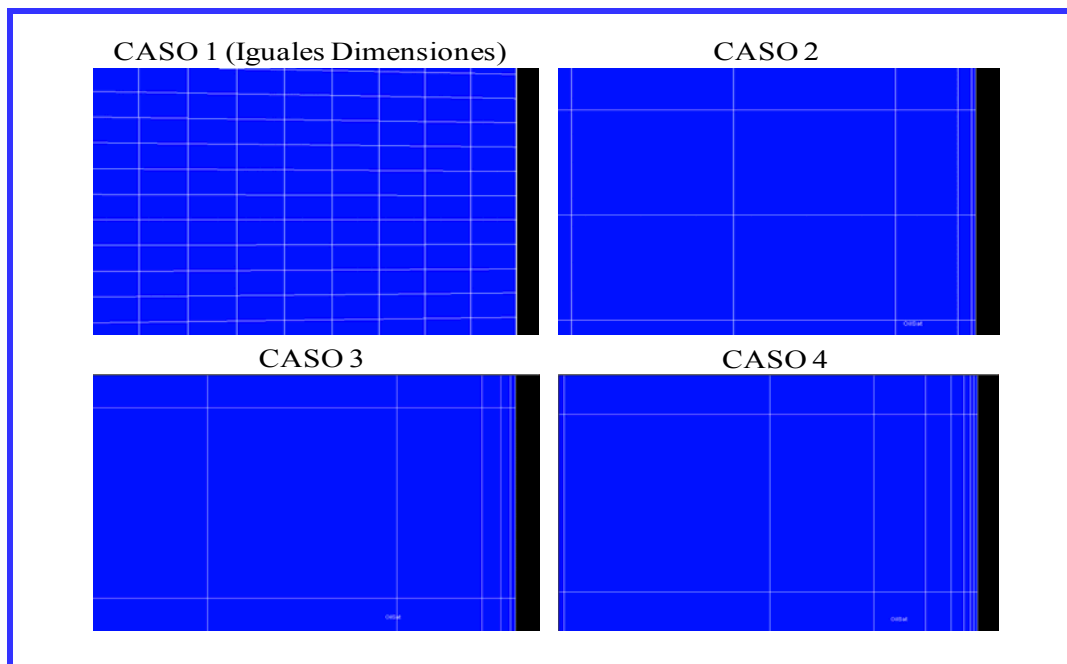


Figura 4.9. Diferentes refinamientos hacia los bordes del bloque de Matriz.

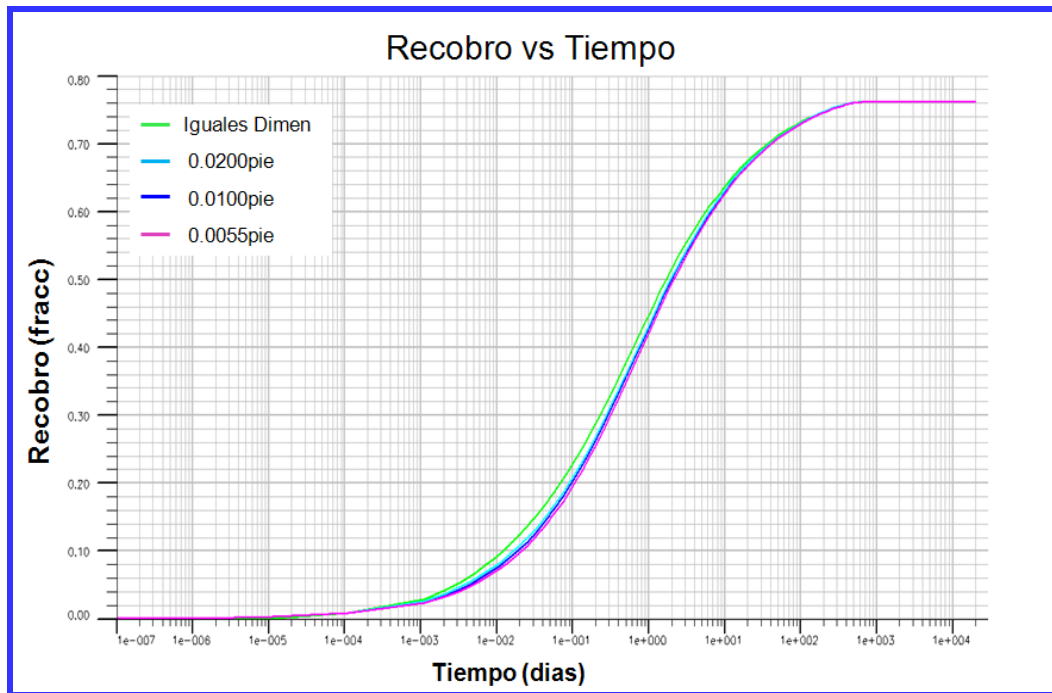


Figura 4.10. Selección de Refinamiento de bordes del Bloque de Matriz.

A continuación se muestran, a través de la Tabla 4.5, las dimensiones de celdas correspondientes al CASO 4.

Tabla 4.5. Dimensiones de celdas para el modelo referencia.

N°	X (pie)	Y (pie)	Z (pie)
1	0,0055	0,0055	0,0055
2	0,0055	0,0055	0,0055
3	0,0102	0,0102	0,0102
4	0,0410	0,0410	0,0205
5	0,0820	0,0820	0,0410
6	0,1664	0,1664	0,0820
7	0,3281	0,3281	0,1664
8	0,42935	0,42935	0,3280
9	0,42935	0,42935	0,3280
10	0,42935	0,42935	0,3280
11	0,42935	0,42935	0,3280
12	0,42935	0,42935	0,3280
13	0,42935	0,42935	0,3280
14	0,42935	0,42935	0,3280
15	0,42935	0,42935	0,3280
16	0,42935	0,42935	0,1664
17	0,42935	0,42935	0,0820
18	0,42935	0,42935	0,0410
19	0,42935	0,42935	0,0205
20	0,42935	0,42935	0,0102
21	0,42935	0,42935	0,0055
22	0,42935	0,42935	0,0055
23	0,3281	0,3281	--
24	0,1664	0,1664	--
25	0,0820	0,0820	--
26	0,0410	0,0410	--
27	0,0205	0,0205	--
28	0,0102	0,0102	--
29	0,0055	0,0055	--
30	0,0055	0,0055	--

4.2.2. Profundidades de Contactos

Las profundidades de contactos de fluidos para la trampa matriz fueron colocadas de acuerdo al modelo termodinámico del campo, mientras que para la trampa fractura estas fueron colocadas de tal forma que se consiguiese la distribución de saturaciones deseadas (100% agua para el sistema agua-petróleo y 100% gas para el sistema gas-petróleo). Estos valores de profundidad de contactos de fluidos utilizados se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Profundidades de contactos de fluidos para las trampas en cada sistema.

SISTEMA	Agua-Petróleo		Gas-Petróleo	
	<i>Matriz</i>	<i>Fractura</i>	<i>Matriz</i>	<i>Fractura</i>
CAP (pie)	-18.000	-14.000	-18.000	-18.000
CGP (pie)	-13.800	-13.800	-13.800	-14.500

4.2.3. Distribución de Saturaciones Matriz-Fractura

Como se mencionó anteriormente, se establecieron dos escenarios diferentes bajo los cuales se realizó la evaluación, estos escenarios son los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo, y en función de ellos se generó una distribución de saturación particular para cada sistema.

Para el sistema agua-petróleo, se estableció como premisa que la matriz estuviera a una saturación máxima de petróleo, mientras que la fractura estuviese saturada completamente de agua. Esto con el propósito de generar las condiciones propicias al fenómeno de imbibición espontánea y de esta forma permitir la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

Las Figuras 4.11 y 4.12 permiten observar la distribución de saturación de fluidos a condiciones iniciales para las regiones matriz y fractura, para simular los intercambios agua-petróleo y gas-petróleo, respectivamente.

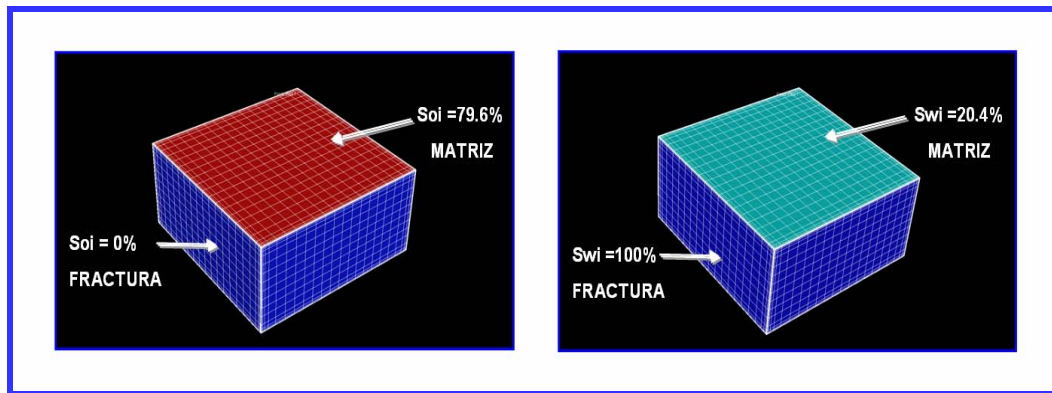


Figura 4.11. Distribución de saturaciones matriz-fractura en el sistema agua-petróleo.

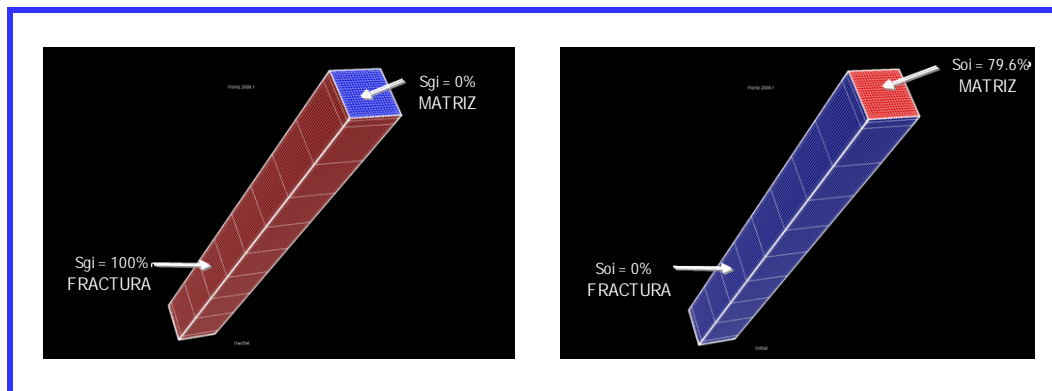


Figura 4.12. Distribución de saturaciones matriz-fractura en el sistema gas-petróleo.

La Tabla 4.7 muestra un resumen de las saturaciones iniciales que, de acuerdo a la diferencia en la profundidad de los contactos de fluidos, fueron alcanzadas en los dos sistemas de transferencia, tanto para la región matriz como para la fractura.

Tabla 4.7. Saturaciones iniciales en matriz y fractura, para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo.

SISTEMA	Agua-Petróleo		Gas-Petróleo	
	<i>Matriz</i>	<i>Fractura</i>	<i>Matriz</i>	<i>Fractura</i>
So (frac)	0,796	0,000	0,796	0,000
Sw (frac)	0,204	1,000	0,204	0,000
Sg (frac)	0,000	0,000	0,000	1,000

4.2.4. Permeabilidad de Fractura

Para la evaluación de funciones de transferencia que permitan estimar el intercambio de fluidos matriz-fractura del campo en estudio fue necesario establecer una trampa fractura cuyo valor de permeabilidad no implicase una restricción para la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura. Para ello se evaluó el comportamiento del recobro del modelo durante el fenómeno de imbibición espontánea empleando valores de $K_{fractura}$ en un rango comprendido entre 10 y 10.000 mD.

A través de la Figura 4.13 es posible observar que no existe diferencia en comportamiento del recobro cuando la $K_{fractura}$ supera los 1.000mD, lo que implica que con valores de $K_{fractura}$ mayores a este valor no habrá restricción al flujo de fluidos durante la transferencia matriz-fractura. Por tal motivo se decidió asignar este valor de permeabilidad de fractura al modelo de simulación.

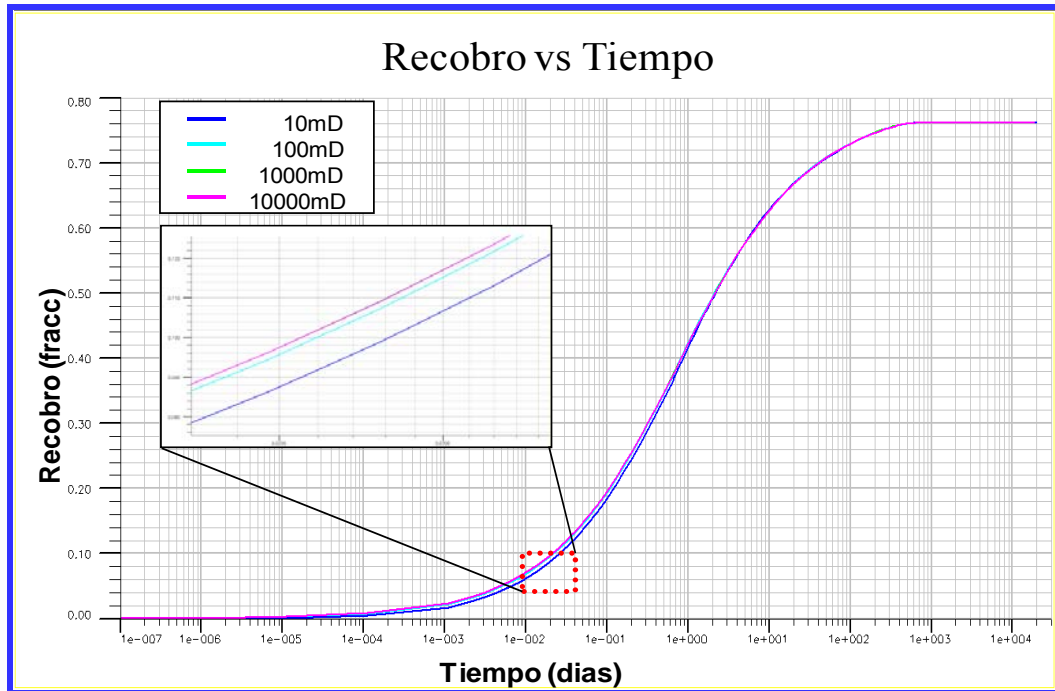


Figura 4.13. Selección de Permeabilidad de Fractura.

4.2.5. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar

- **Matriz**

La Figura 4.14 muestra una tendencia de mojabilidad entre intermedia y débil al agua, basado en la regla de Craig, la cual establece la mojabilidad de la roca de acuerdo al punto de intersección de las curvas de K_{rw} y K_{ro} . En este orden de ideas, un punto de intersección entre estas curvas a una saturación de agua mayor a 50% corresponde a una roca con mojabilidad al agua, si el punto de intersección se encuentra está a una saturación de agua menor al 50%, entonces la roca presenta mojabilidad al petróleo.

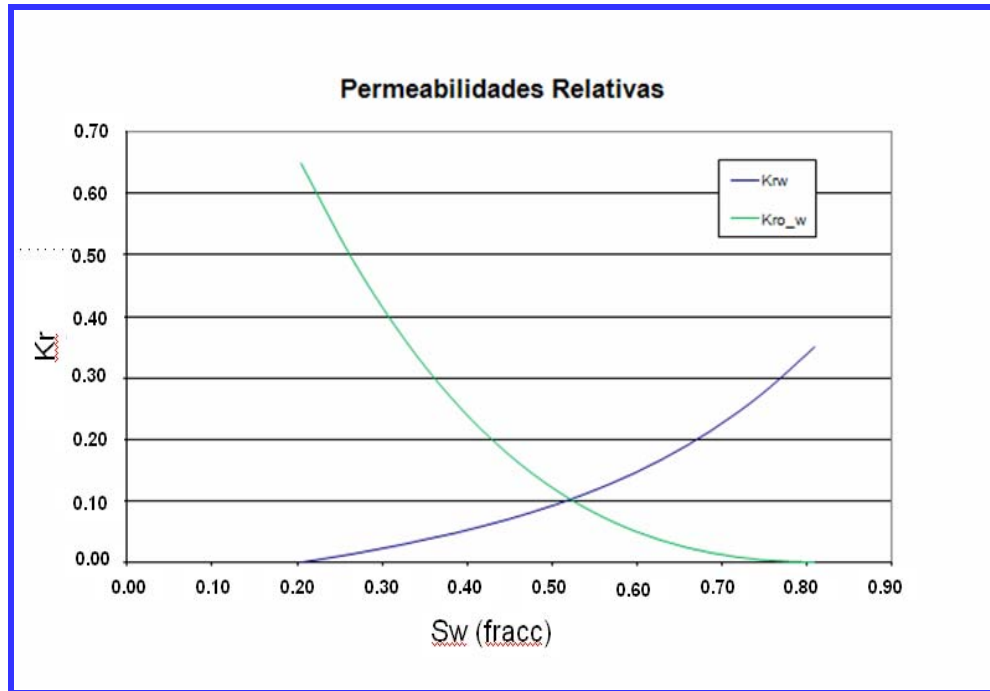


Figura 4.14. Curvas de permeabilidad relativa para la matriz, sistema agua-petróleo.

4.3. Simulación del fenómeno de Imbibición y Drenaje presentes en el Campo

Como se mencionó en el capítulo anterior, en términos generales fueron propuestos dos escenarios de transferencia: 1) agua-petróleo, y 2) gas-petróleo, a través de los cuales fueron representados los fenómenos de imbibición capilar y drenaje gravitacional, respectivamente. Esto permitió evaluar la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura, tanto en Simple Medio (simple porosidad) como en Doble Medio (doble porosidad y simple permeabilidad).

La simulación, con representación explícita de matriz y fractura (simple porosidad), de cada uno de los escenarios antes descritos fue llevada a cabo a través de los simuladores numéricos de yacimientos Eclipse, PumaFlow y VIP. Es importante acotar que se intentó realizar la simulación de tales escenarios a través del simulador VIP; sin embargo, sólo fue posible obtener resultados para el sistema

agua-petróleo, esto debido a ciertas limitaciones técnicas que imposibilitaron la evaluación para el sistema gas-petróleo, cuyos detalles serán expuestos a lo largo de este capítulo.

4.3.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar):

Para la transferencia agua-petróleo se asumió un bloque de matriz cúbico, con propiedades isotrópicas, inicialmente a $S_{o_{máx}}$, S_{wirr} y $S_g=0$, bordeado por una gran fractura. La fractura está representada por las 6 caras del cubo y se encuentra completamente saturada por agua y además con un valor de volumen poroso tal que permitiese simular un volumen de agua suficiente e impedir de esta manera que la región fractura experimentase un efecto de vaciamiento durante la transferencia de fluidos matriz-fractura. La transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura es producto del fenómeno espontáneo de imbibición capilar.

Las Figuras 4.15, 4.16 y 4.17 muestran los resultados de la simulación del caso referencia (Forma de Bloque 1, mojabilidad al agua) en simple medio (simple porosidad), a través de las cuales se puede observar un buen ajuste entre los resultados obtenidos a partir de los diferentes simuladores empleados en la presente evaluación, lo cual se debe a que estos emplean las mismas ecuaciones para describir el flujo de fluidos a través del medio poroso (ecuaciones de flujo y transmisividad).

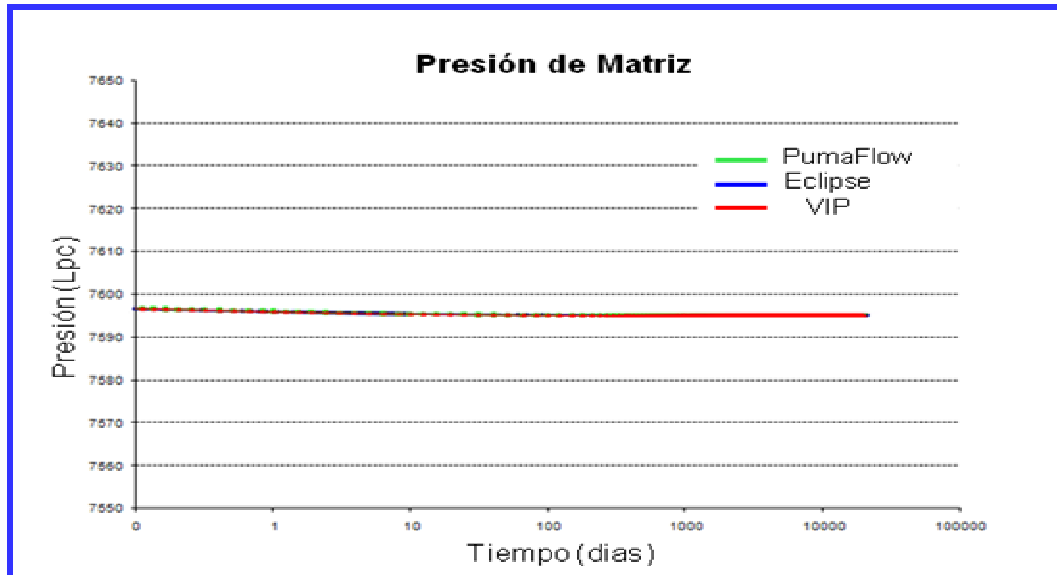


Figura 4.15. Perfil de presión de Matriz en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua

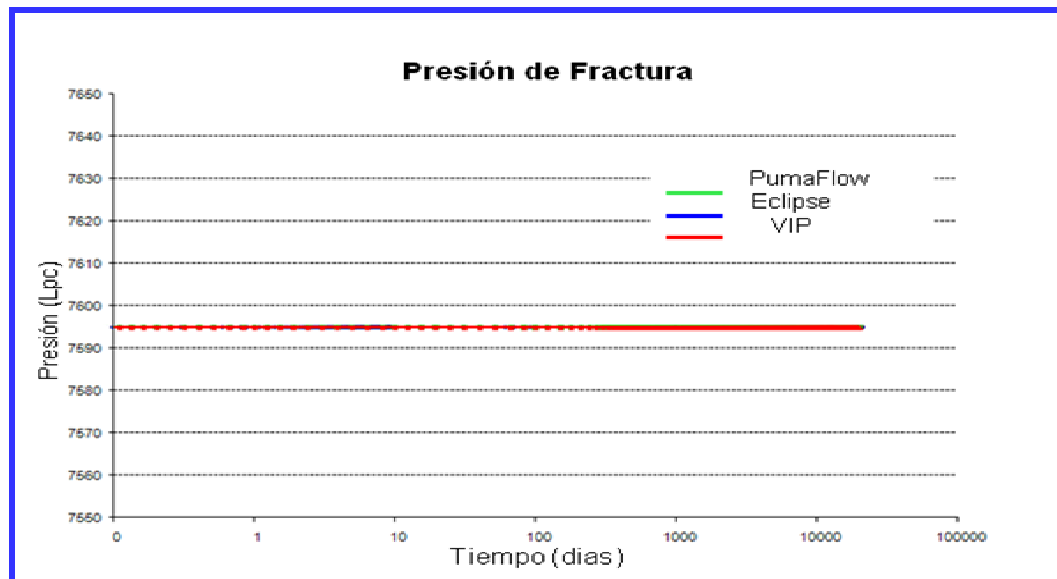


Figura 4.16. Perfil de presión de Fractura en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua

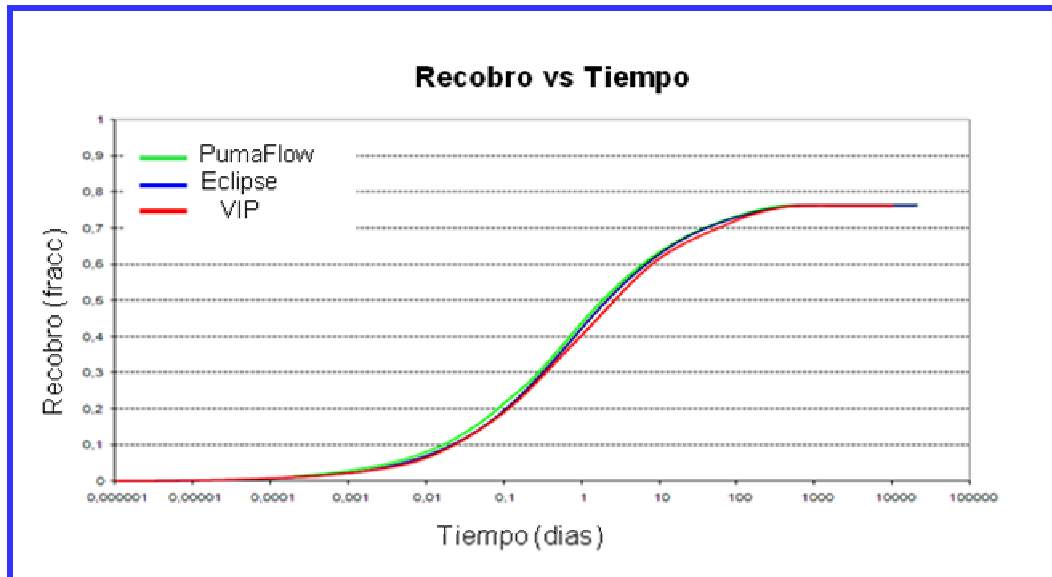


Figura 4.17. Comportamiento del Recobro en Simple Medio: Forma de bloque B con Mojabilidad al Agua

La Figura 4.18 permite observar cómo, a través del fenómeno de imbibición capilar, el bloque matriz es invadido progresivamente por el agua procedente de la fractura. Los efectos capilares originan una invasión a través de las seis caras hacia el centro del bloque.

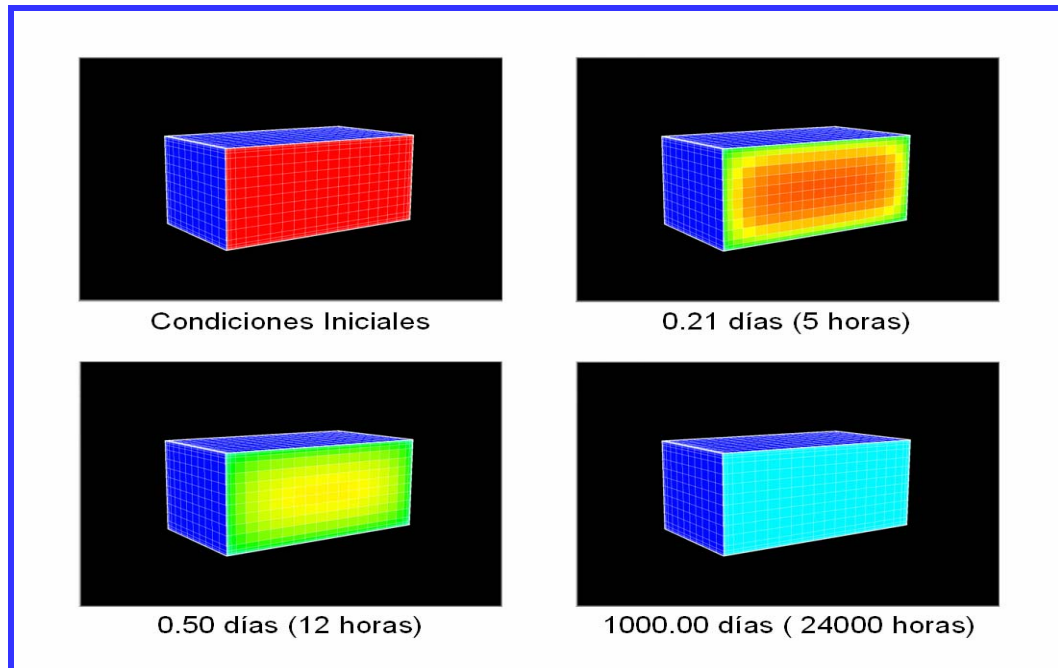


Figura 4.18. Desaturación progresiva del bloque matriz, Sistema Agua-Petróleo.

Es importante mencionar que la invasión de agua (experimentada por el bloque matriz) genera, a su vez, una expulsión del petróleo contenido en la matriz hacia la fractura, como se muestra a través de la Figura 4.19, lo cual implica una transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

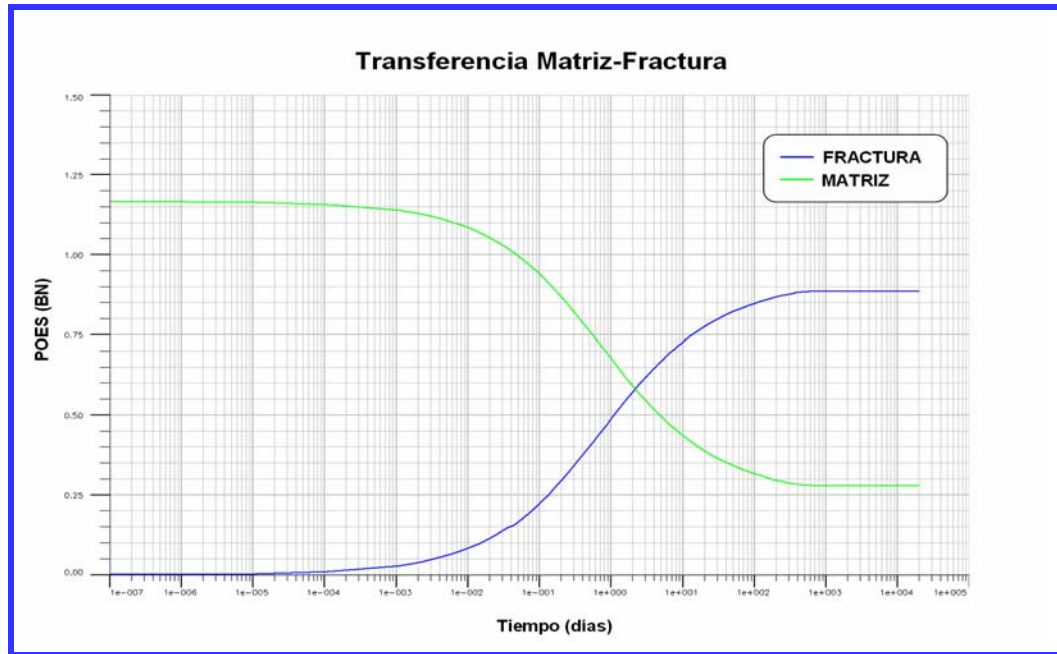


Figura 4.19. Transferencia de Petróleo entre Matriz y Fractura, Sistema Agua-Petróleo

Este proceso de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura cesa una vez alcanzado un equilibrio capilar en la región matriz (Figura 4.20), es decir, cuando la presión ejercida por las fases presentes (agua-petróleo) se igualen ($P_{cwo} = P_{nm} - P_m = 0$).

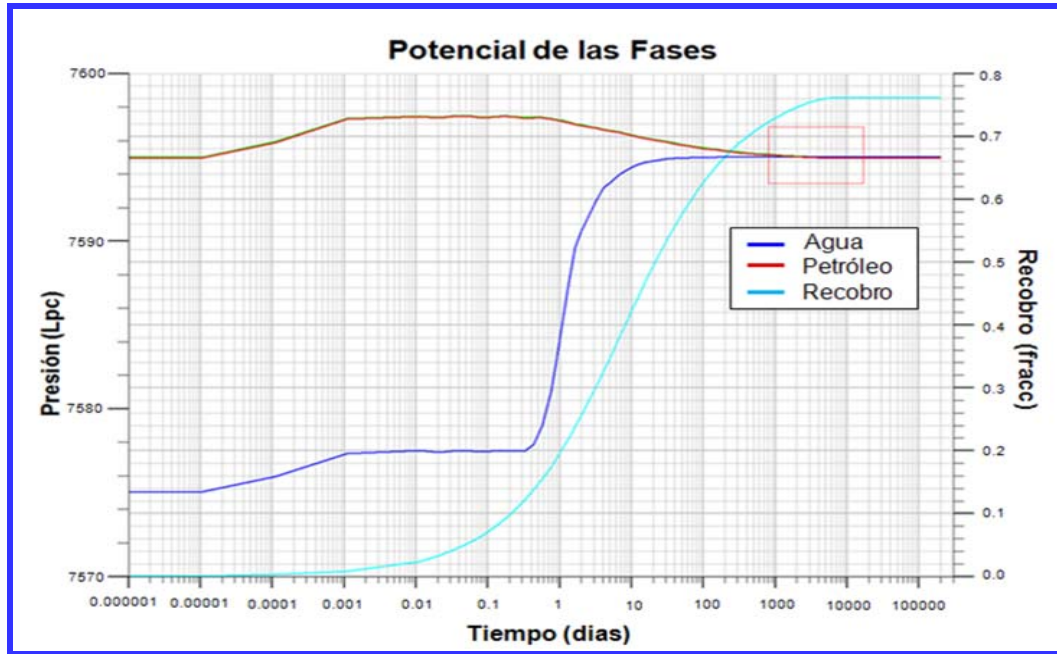


Figura 4.20. Equilibrio Capilar en la región matriz, Sistema Agua-Petróleo

4.3.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional)

La representación del escenario de transferencia gas-petróleo en simple medio se realizó de manera análoga a la transferencia agua-petróleo, para el cual se asumió una matriz saturada inicialmente a $S_{om\acute{a}x}$ y S_{wirr} . En este caso la fractura está saturada completamente por gas, mientras que la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura es producto del fenómeno de drenaje gravitacional. Es importante resaltar que la evaluación de este escenario fue posible a través del simulador PumaFlow, no así a través de los simuladores Eclipse y VIP.

La complejidad relacionada a la distribución de fluidos (diferencia de profundidades de contactos para la matriz y la fractura) para este sistema generó muchos problemas de convergencia numérica a dichos simuladores.

En el caso particular del simulador VIP, este no permitió que físicamente la región fractura, estando a una presión mayor a la presión de saturación, estuviese saturada completamente por gas. Opcionalmente, dicha aplicación permite la simulación de este modelo sólo si a la región fractura se le asigna una presión por debajo de la presión de saturación; sin embargo, bajo esta condición no se estaría cumpliendo con una consideración de gran importancia en evaluación de estos modelos (tanto transferencia gas-petróleo como agua-petróleo), la cual consiste en que tanto la matriz como la fractura partan de una misma condición o valor de presión inicial, con lo que se garantice que la transferencia de fluidos entre matriz y fractura sea únicamente producto de fenómenos espontáneos (para este caso, drenaje gravitacional).

Por otra parte, para el simulador Eclipse fue necesario modificar algunos parámetros numéricos (pasos de tiempo) del modelo de simulación para lograr la convergencia del mismo; sin embargo, la misma no fue posible.

La Figura 4.21 permite observar cómo, a través del fenómeno de drenaje gravitacional, el bloque matriz es invadido progresivamente por el gas procedente de la fractura. El desplazamiento del petróleo contenido en la matriz, producto del efecto gravitacional, se origina en el plano vertical, por consiguiente el gas contenido inicialmente en la fractura comienza a invadir la región matriz únicamente a través del tope del bloque.

Este proceso de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura se detiene una vez alcanzado un equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales ($P_{cmin} = \Delta\rho_{go} * h_{min} * g$).

El equilibrio entre fuerzas capilares y gravitacionales está dado por la presión mínima de desplazamiento (P_{cmin}) gas-petróleo, la cual equivale a un valor de altura

mínima capilar (h_{min}), e implica que las celdas de matriz que estén por debajo de esta altura mínima capilar no serán drenadas por efecto gravitacional. A partir de este punto (h_{min}) las fuerzas capilares se oponen a que, por efecto gravitacional, el petróleo sea desplazado.

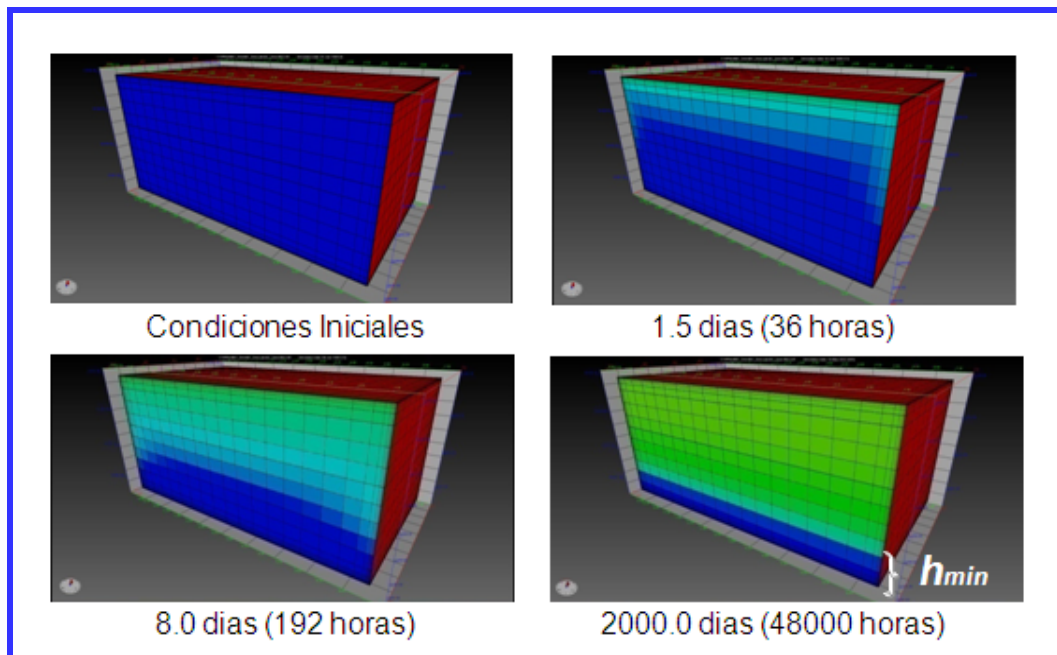


Figura 4.21. Desaturación progresiva del bloque matriz, Sistema Gas-Petróleo

La Figura 4.22 muestra el comportamiento de saturación de las fases petróleo y gas en la región matriz, a través de la cual es posible observar una disminución de la saturación inicial de petróleo producto del fenómeno de drenaje gravitacional. De igual forma, el desplazamiento de petróleo implica un aumento de la saturación de gas proveniente de la fractura.

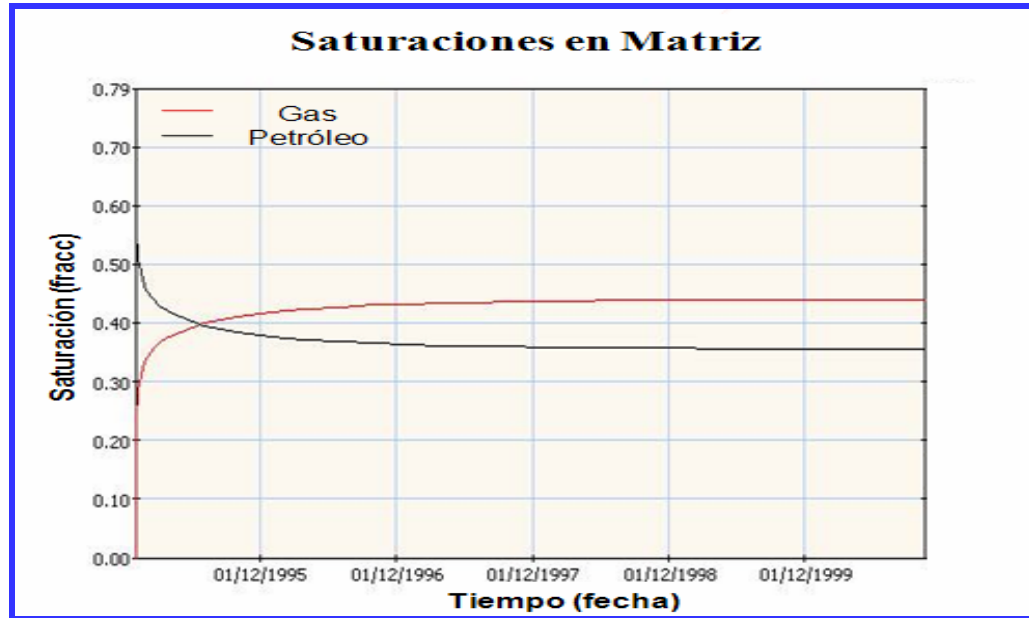


Figura 4.22. Comportamiento de Saturaciones de Petróleo y Gas en bloque matriz, Sistema Gas-Petróleo.

4.4. Evaluación del impacto de la Mojabilidad y Forma de Bloque sobre el Comportamiento del Recobro

Como se mencionó en el capítulo anterior, se realizaron sensibilidades de tanto la forma de bloque como de la mojabilidad de la matriz, con el propósito de observar el impacto que pudiesen tener estas variables sobre el comportamiento del recobro. Es necesario acotar que (teniendo en cuenta que se trata de una simulación en simple medio y basado en los resultados anteriormente mostrados) los resultados de dichas sensibilidades, mostrados a continuación, hacen referencia a los obtenidos sólo con uno de los tres simuladores, asumiendo que los resultados generados por cada uno de ellos son similares entre sí.

4.4.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar)

4.4.1.1. Variación de Forma de Bloque

Para este escenario de transferencia agua-petróleo, donde existe una predominancia de los efectos capilares, se pudo notar, tal como se muestra la Figura 4.23, un impacto significativo de la forma del bloque sobre la velocidad de recobro. Es decir, el bloque cuya forma presentó mayor área de contacto entre la matriz y la fractura (Bloque C) arrojó mayor velocidad de recobro (Figura 4.24).

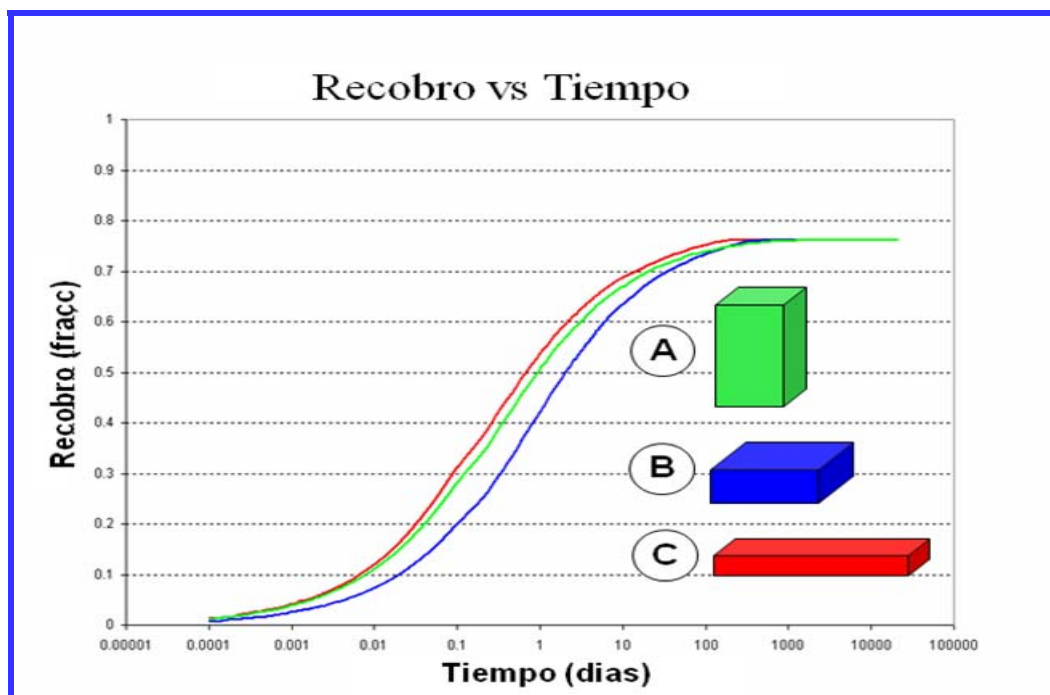


Figura 4.23. Recobro de Petróleo de la Matriz, Diferentes formas de bloque Sistema Agua-Petróleo.

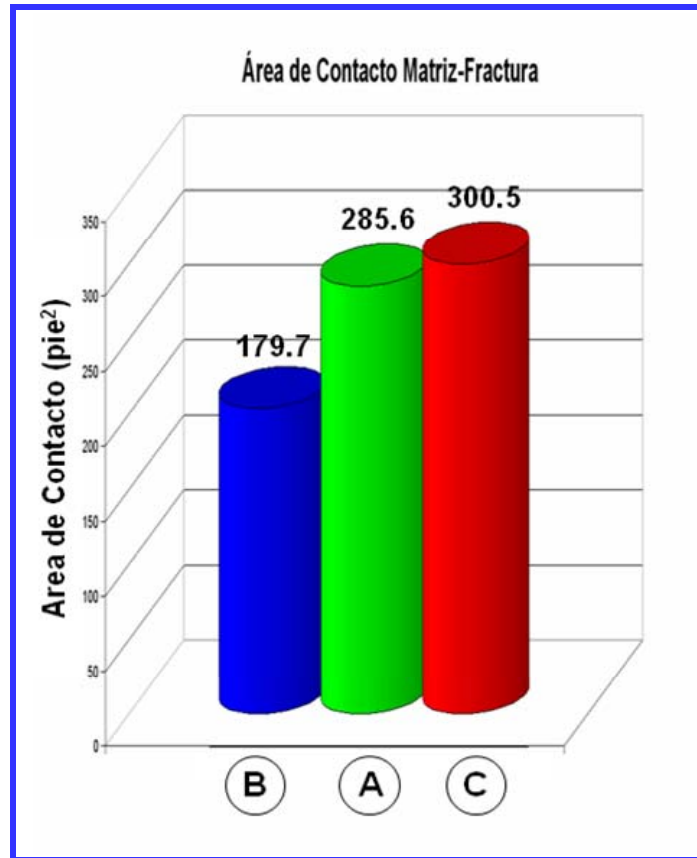


Figura 4.24. Área de contacto entre Matriz y Fractura, Diferentes formas de bloque Sistema Agua-Petróleo.

4.4.1.2. Variación de Mojabilidad

La Figura 4.25 muestra las curvas de presiones capilares agua-petróleo empleadas para evaluar el efecto de la variación de mojabilidad de matriz. Los resultados obtenidos (Figura 4.26) mostraron un notable impacto de esta variable sobre el recobro, obteniéndose un mayor recobro en el bloque matriz con mojabilidad al agua, es decir, mientras mayor afinidad al agua tenga el bloque de matriz mayor será la capacidad de este para imbibir agua de la fractura y, por consiguiente, mayor es el recobro de petróleo producto del fenómeno de imbibición capilar.

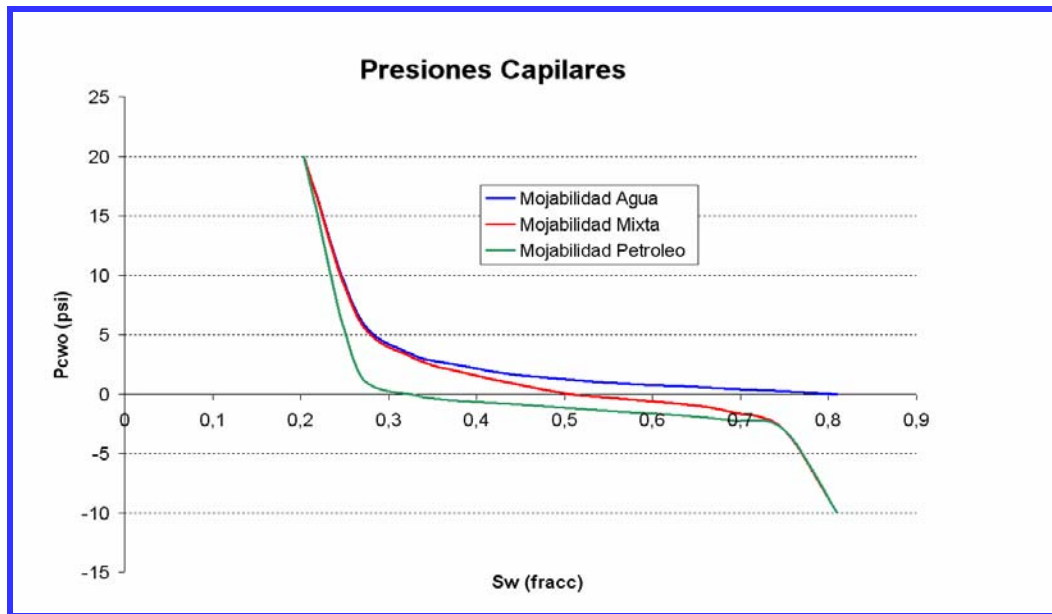


Figura 4.25. Curvas de Presiones Capilares Agua-Petróleo, Variación de Mojabilidad de Matriz.

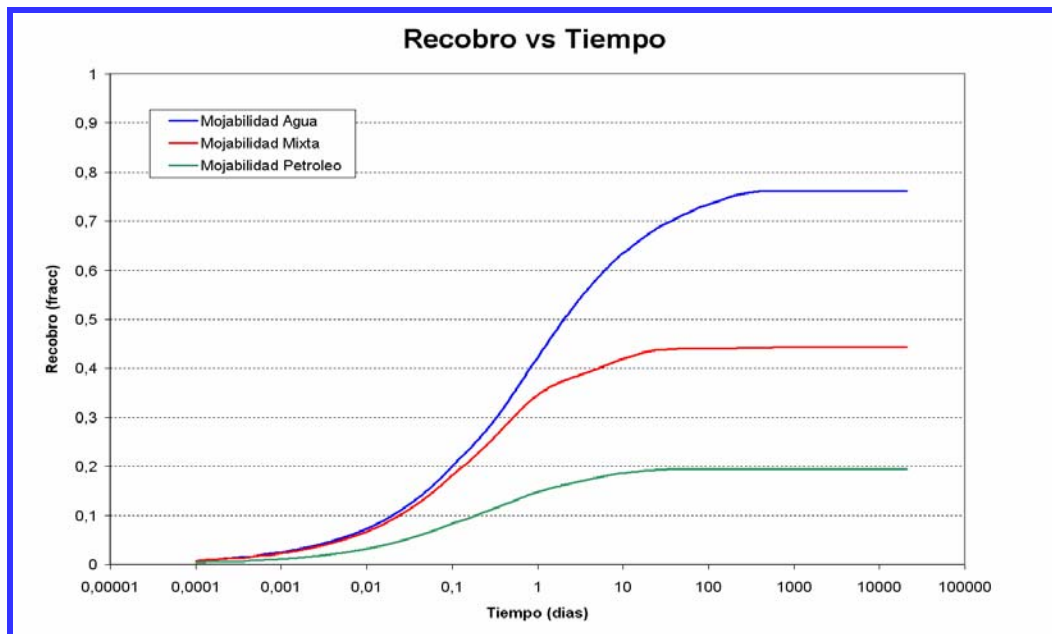


Figura 4.26. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Mojabilidad de Matriz, Sistema Agua-Petróleo.

4.4.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional):

En este sistema de transferencia gas-petróleo, a diferencia del sistema agua-petróleo, no se realizó sensibilidad de la mojabilidad del bloque matriz, por la razón obvia de que el gas siempre representará la fase no mojante en cualquier sistema; sin embargo, sí se llevó a cabo la sensibilidad relacionada a la variación de la forma de bloque.

4.4.2.1. Variación de Forma de Bloque

Para esta sensibilidad se evaluaron dos casos, el primero donde no se consideró curva de presión capilar gas-petróleo (debido a que para el Campo en Estudio no se cuenta con estas mediciones) y un segundo caso para el cual se consideró una curva sintética de presión capilar gas-petróleo que permitiese observar un equilibrio entre fuerzas gravitacionales y capilares y su efecto sobre el recobro.

- *Sin considerar curva de P_{cgo}*

Los resultados obtenidos al no considerar presiones capilares gas-petróleo, Figura 4.27, permiten observar que todas las formas de bloque evaluadas alcanzan el mismo valor de recobro final, lo cual se debe a que no existe una presión mínima de desplazamiento ($P_{dmin}=0$) y por ende los efectos capilares nunca se oponen a que los efectos gravitacionales desplacen en su totalidad al petróleo que se encuentra en la matriz.

No obstante, a pesar de no haber diferencia en el recobro final, es posible apreciar una diferencia notable en la velocidad de recobro. El bloque de Forma C mostró una mayor velocidad de recobro en relación al resto de las formas de bloque evaluadas, esto debido a que este bloque presenta mayor área expuesta a los efectos gravitacionales (Figura 4.28).

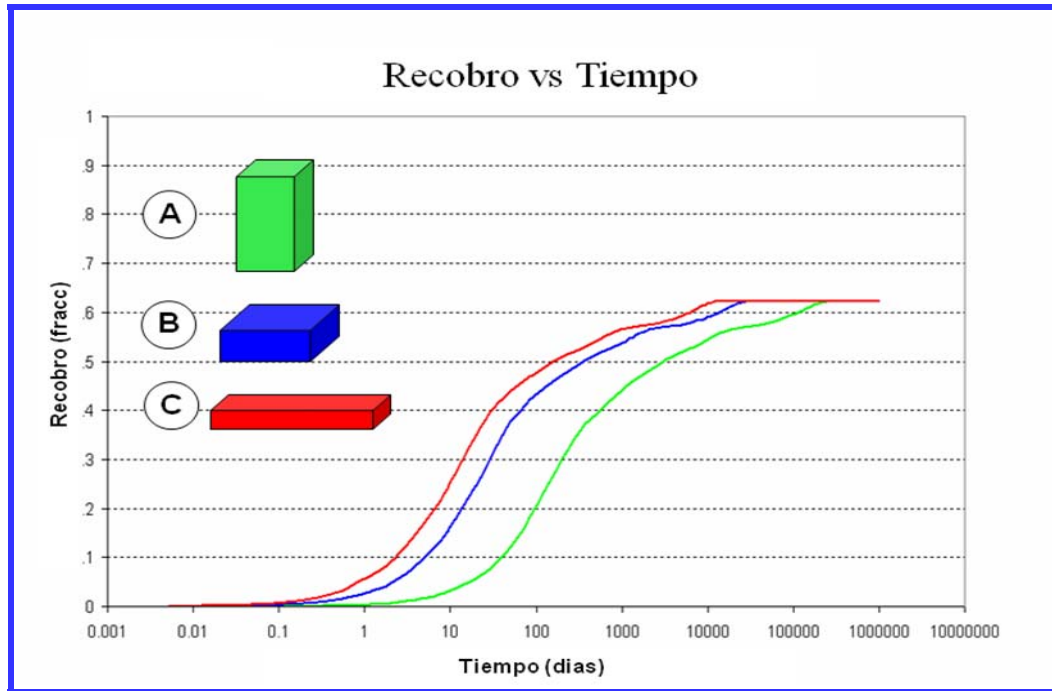


Figura 4.27. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Forma de Bloque, sin considerar P_{cgo} , Sistema Gas-Petróleo.

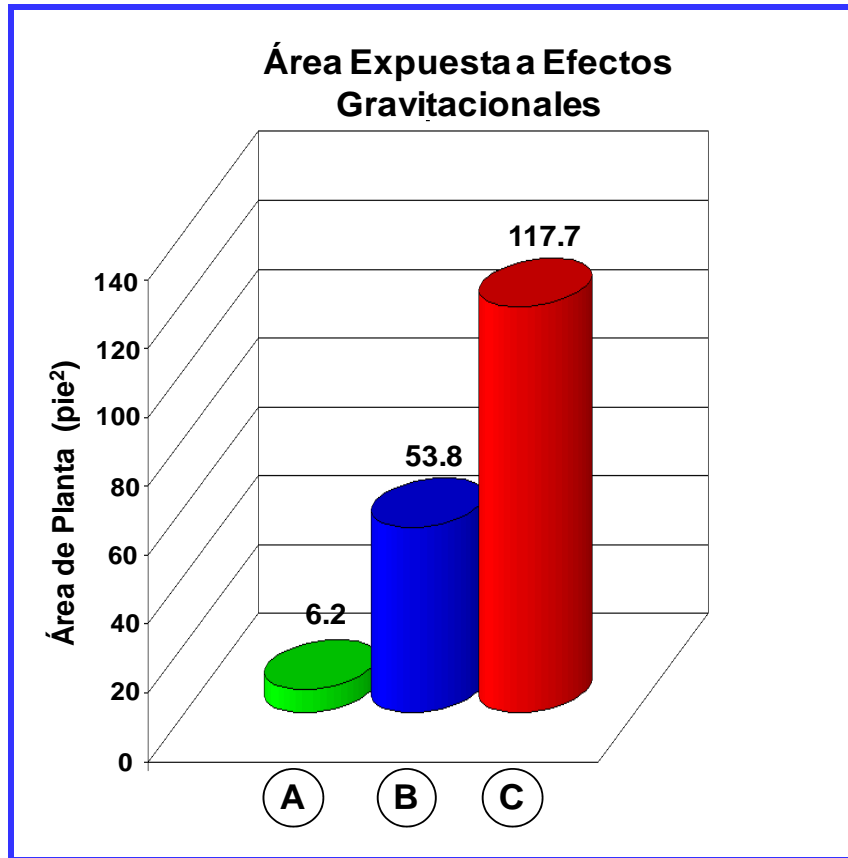


Figura 4.28. Área expuesta a Efectos Gravitacionales, Diferentes formas de bloque Sistema Gas-Petróleo.

- **Considerando curva de P_{cgo} (sintética)**

A través de la Figura 4.29 se muestran los resultados obtenidos para este sistema de transferencia gas-petróleo, para el cual se consideró curva de presión capilar sintética, donde es posible observar el impacto de la altura del bloque sobre el recobro final de petróleo.

Mientras mayor es la altura del bloque mayor es el recobro final de petróleo, Figura 4.30, esto debido a que el equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales ($P_{cgo} = \Delta\rho_{go} \cdot h \cdot g$), para las tres formas de bloque, es alcanzado a un

mismo punto/altura, generando mayor entrapamiento de petróleo para el bloque de menor altura (Forma C).

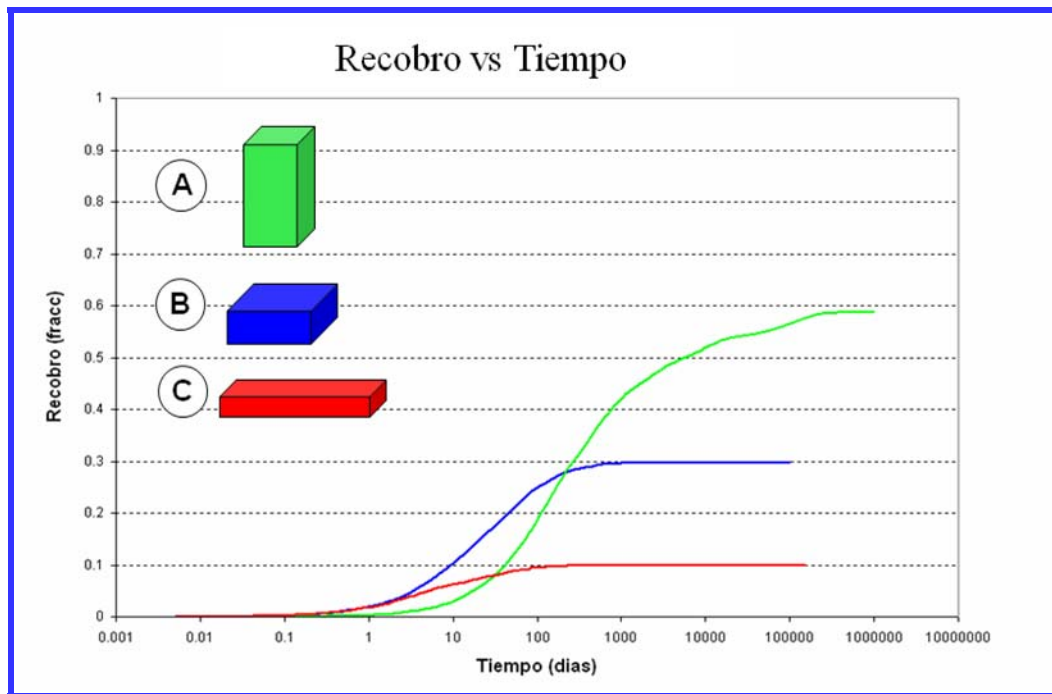


Figura 4.29. Recobro de Petróleo de la Matriz, Variación de Forma de Bloque, considerando P_{cgo} , Sistema Gas-Petróleo.

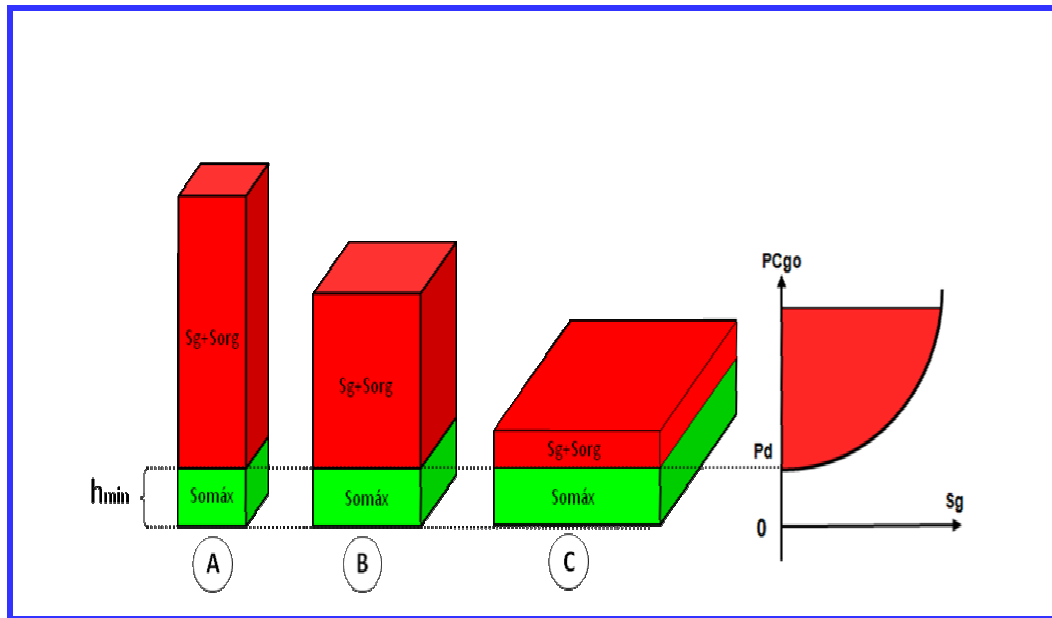


Figura 4.30. Efecto del equilibrio entre fuerzas capilares y gravitacionales sobre el recobro, Sistema Gas-Petróleo.

4.5. Evaluación de las Funciones de Transferencia de Fluidos disponibles en los simuladores Eclipse, PumaFlow y VIP

Modelos equivalentes a los evaluados en Simple Medio (simple porosidad) fueron realizados en Doble Medio, con el propósito de evaluar cuál/cuales de las funciones disponibles en los simuladores Eclipse, PumaFlow y VIP es capaz de describir con mayor precisión el intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura.

Es importante resaltar que los modelos de simulación doble medio representan un escalamiento intermedio entre un modelo con propiedades homogéneas y un modelo finamente refinado con representación explícita de matriz y fractura, tomando en consideración las heterogeneidades presentes en un YNF.

4.5.1. Transferencia Agua-Petróleo (Imbibición Capilar)

Para realizar la evaluación de estos modelos de transferencia agua-petróleo fue tomado el caso con mojabilidad al agua y con la forma de bloque B.

4.5.1.1. PumaFlow

La Figura 4.31 muestra la comparación entre las diferentes opciones/formulaciones para Doble Medio disponibles en el simulador PumaFlow y el modelo de referencia (Simple Medio). Se puede apreciar que todas las opciones son capaces de reproducir de manera aceptable el valor final de recobro. Sin embargo, es posible observar una diferencia notable en cuanto a la reproducción de la velocidad de recobro.

De acuerdo al comportamiento observado en la Figura 4.31, se evidencia que la opción que toma en cuenta el efecto gravitacional (GR y GR-IMPROVED) no tiene ningún impacto sobre el comportamiento del recobro obtenido a partir de la opción que sólo considera los efectos capilares (PC), lo que hace referencia a que los efectos gravitacionales son despreciables. De igual forma ocurre con la opción que toma en consideración los efectos viscosos (VI).

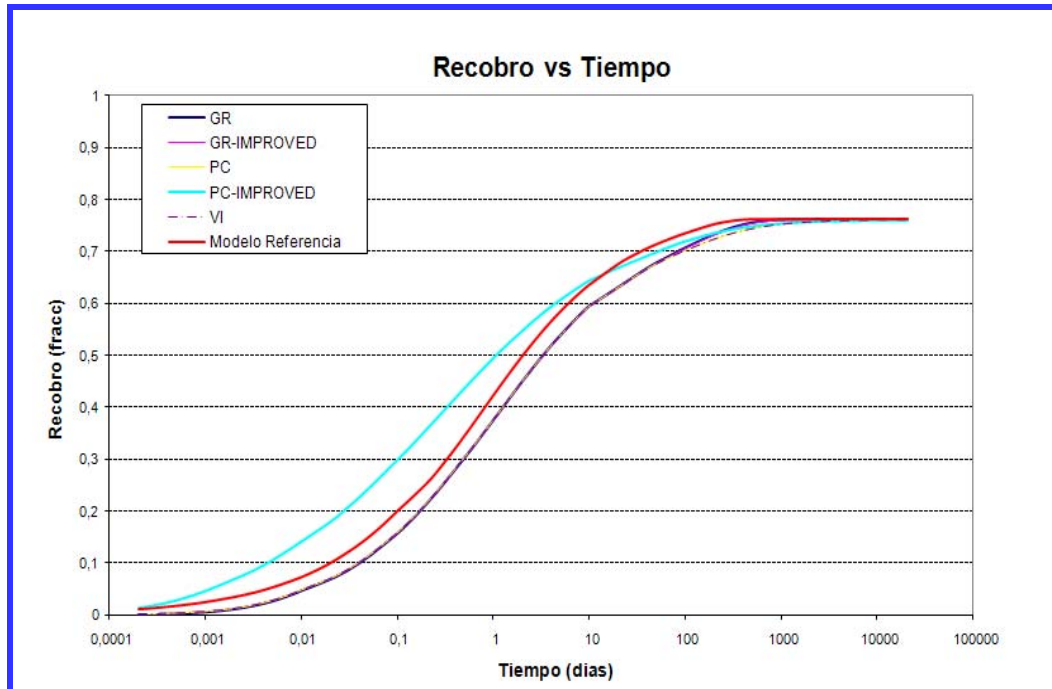


Figura 4.31. Opciones para Doble Medio en PumaFlow, Sistema agua-petróleo.

4.5.1.2. Eclipse

A través de la Figura 4.32 se muestra la comparación entre las diferentes opciones/formulaciones de las cuales dispone el simulador numérico ECLIPSE para Doble Medio y el modelo referencia en Simple Medio.

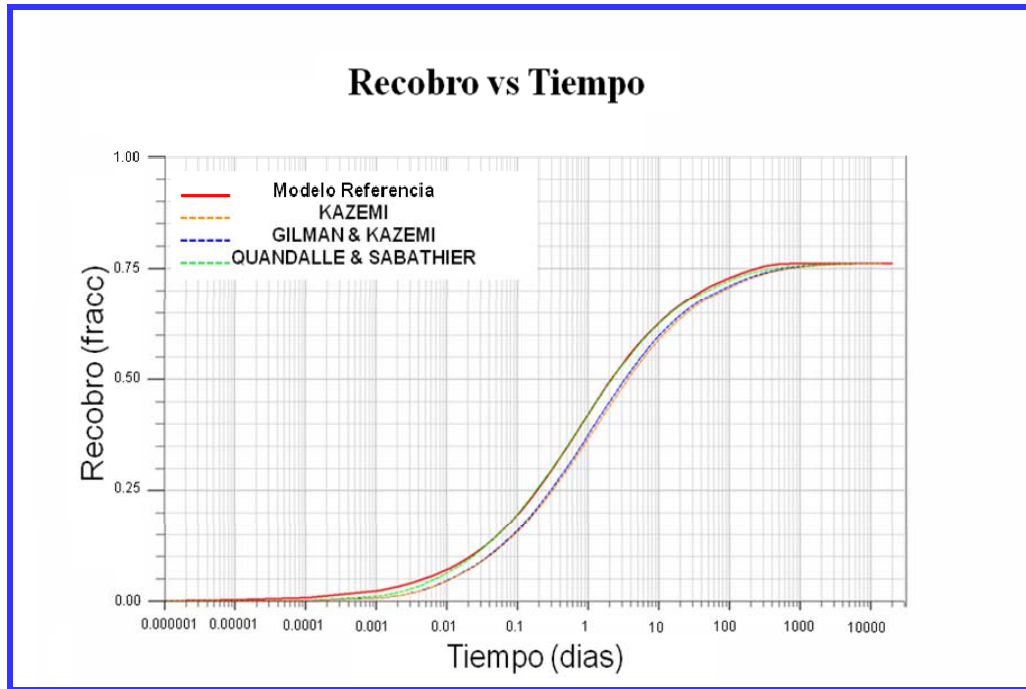


Figura 4.32. Opciones para Doble Medio en Eclipse, Sistema agua-petróleo.

Se puede apreciar que todas las formulaciones de Doble Medio son capaces de reproducir en buena forma el recobro final alcanzado por el modelo fino (modelo de referencia/Simple Medio); sin embargo, no todas son capaces de reproducir con precisión la cinética del fenómeno de transferencia.

Tanto la formulación de Kazemi (opción por defecto) como la de Gilman & Kazemi (GRAVDR) subestiman la velocidad de recobro durante todo el proceso. La opción GRAVDRM, a partir del día 0,1 aproximadamente, muestra un muy buen ajuste de la velocidad de recobro en relación al modelo referencia, lo cual permite inferir que, a pesar de que en este sistema de transferencia agua-petróleo existe una predominancia de los efectos capilares, el efecto gravitacional también tiene una pequeña influencia en el flujo de fluidos.

La opción GRAVDR a pesar de considerar el efecto gravitacional no mostró diferencia en relación a la formulación de Kazemi, la cual únicamente considera la expansión y capilaridad, debido a que esta no permite reproducir los efectos gravitacionales en bloques con poca altura.

4.5.1.3. VIP

A través de la Figura 4.33 se muestran los resultados obtenidos a partir de las diferentes formulaciones en doble medio disponibles en el simulador VIP durante la transferencia agua-petróleo.

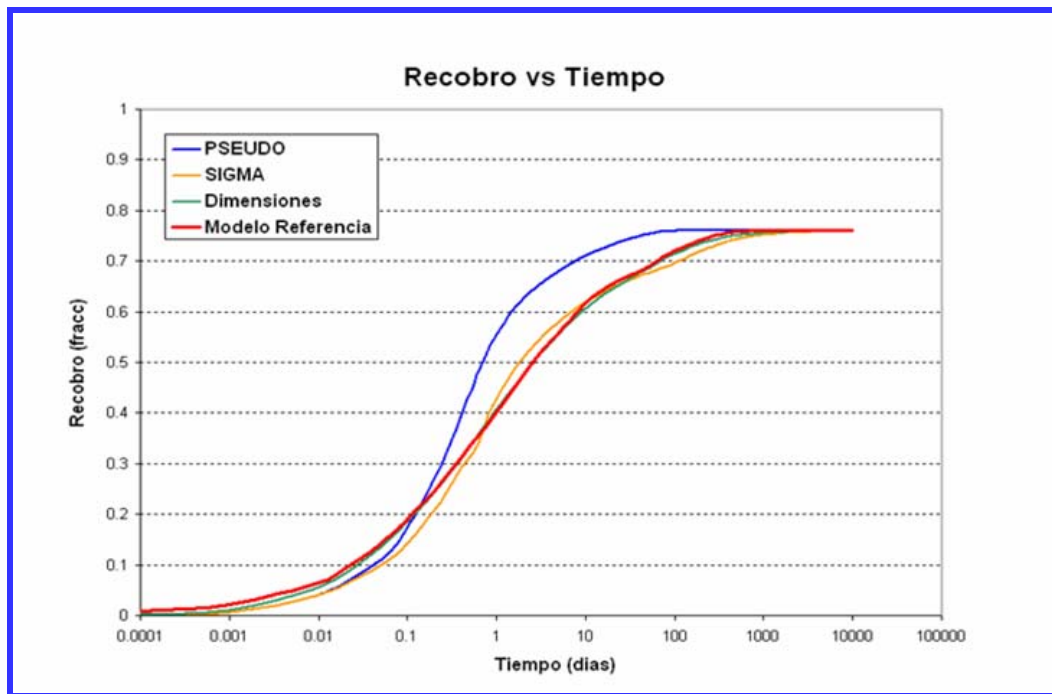


Figura 4.33. Opciones para Doble Medio en VIP, Sistema agua-petróleo.

Es posible observar que todas las opciones permiten reproducir el recobro final alcanzado por el modelo referencia; sin embargo, se pueden apreciar diferencias en

relación a la velocidad de recobro. La opción DIMENSIONES mostró un mejor ajuste de la velocidad de recobro, debido principalmente a que esta requiere las dimensiones de bloque equivalentes (L_x , L_y , L_z) para hacer el cálculo del factor de forma (σ) y no directamente el valor del factor de forma (σ). La opción SIGMA, al requerir directamente este factor de forma (σ), arrojó un resultado menos preciso. La opción que considera el efecto gravitacional (PSEUDO) subestimó considerablemente la velocidad de recobro hasta aproximadamente 0,2 días, tiempo en el cual ocurre subestimación de la velocidad de recobro hasta aproximadamente 500 días (estabilización del sistema).

4.5.2. Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional):

La evaluación de los modelos de drenaje gravitacional en Doble Medio fue realizada utilizando la forma de bloque 2, donde el impacto de la gravedad sea bien pronunciado.

4.5.2.1. PumaFlow

La Figura 4.34 muestra la comparación de los resultados obtenidos a partir de las diferentes opciones de transferencia en Doble Medio disponibles en el simulador Pumaflow con respecto al modelo referencia en Simple Medio para este sistema de transferencia gas-petróleo.

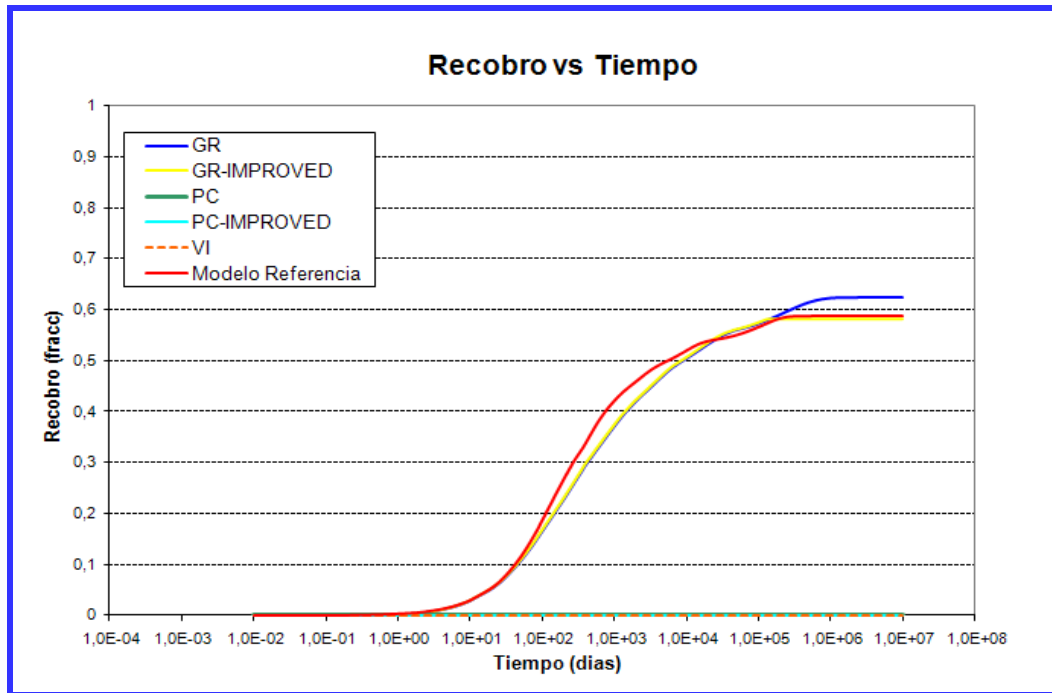


Figura 4.34. Opciones para Doble Medio en PumaFlow, Sistema gas-petróleo.

Se puede observar transferencia de fluidos únicamente a partir de aquellas opciones que permiten representar el efecto gravitacional como los son las opciones GR y GR-IMPROVED, por el contrario, aquellas que no consideran el efecto gravitacional (PC, PC-IMPROVED y VI) no arrojaron transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

Entre las dos opciones que mostraron recobro de fluidos de la matriz (GR y GR-IMPROVED) se puede apreciar una discrepancia, la opción GR-IMPROVED permite reproducir de forma bastante aceptable el recobro final debido a que esta permite reproducir en buena forma el punto de equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares. En cambio, para la opción GR esto no es posible, por lo tanto, sobreestima el valor de recobro final. En cuanto a la cinética del proceso, se puede evidenciar que estas opciones permitieron una buena representación de la velocidad de recobro solo en tiempos iniciales (día 50, aproximadamente).

4.5.2.2. Eclipse

A través de la Figura 4.35 se muestran los resultados obtenidos a partir del simulador Eclipse de las diferentes opciones para Doble Medio en el sistema gas-petróleo, considerando curva de presión capilar gas petróleo. Se puede observar que todas las formulaciones sobreestiman tanto la velocidad como el valor final de recobro en relación al modelo de Referencia.

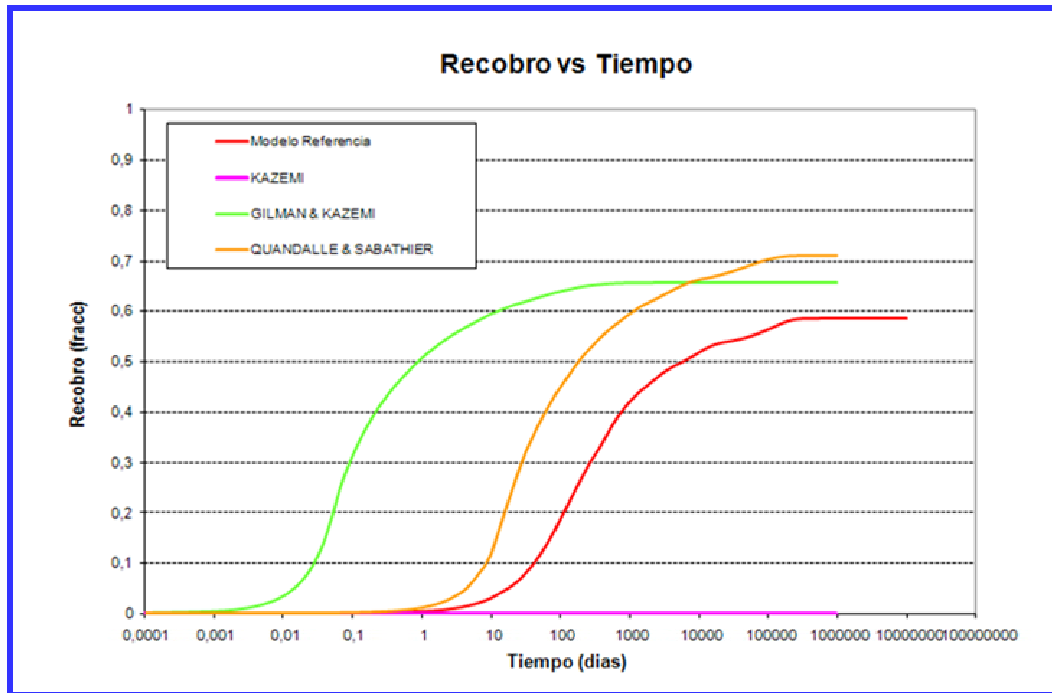


Figura 4.35. Opciones para Doble Medio en Eclipse, Sistema gas-petróleo

La formulación de Quandalle & Sabathier debido a la discretización del efecto de gravedad, a través de los términos de transmisibilidad (SIGMA y SIGMAGD), permite un mejor ajuste de la velocidad de recobro en relación a las demás formulaciones.

4.5.2.3. VIP

La Figura 4.36 muestra los resultados obtenidos a partir de las diferentes opciones para Doble Medio disponibles en el simulador VIP, a través de la cual es posible observar que las opciones que no consideran el efecto gravitacional (SIGMA y DIMENSIONES) no arrojaron recobro de petróleo durante la transferencia gas-petróleo. La opción PSEUDO, la cual considera el efecto gravitacional, arrojó una curva de recobro cuyo comportamiento dista considerablemente en relación al arrojado por el modelo referencia. Esta opción no fue capaz de representar el valor final de recobro (sobreestimado), así como tampoco permitió representar la velocidad del fenómeno (subestimada).

Es necesario mencionar que la opción de drenaje gravitacional (PSEUDO) en el simulador VIP genera el cálculo de transferencia gas-petróleo a través de datos de tensión interfacial gas-petróleo vs. presión, por lo tanto, y debido a que el campo en estudio no cuenta con esta medición, fue necesario tomar esta información (tensión interfacial gas-petróleo en función de presión) de la literatura.^[13]

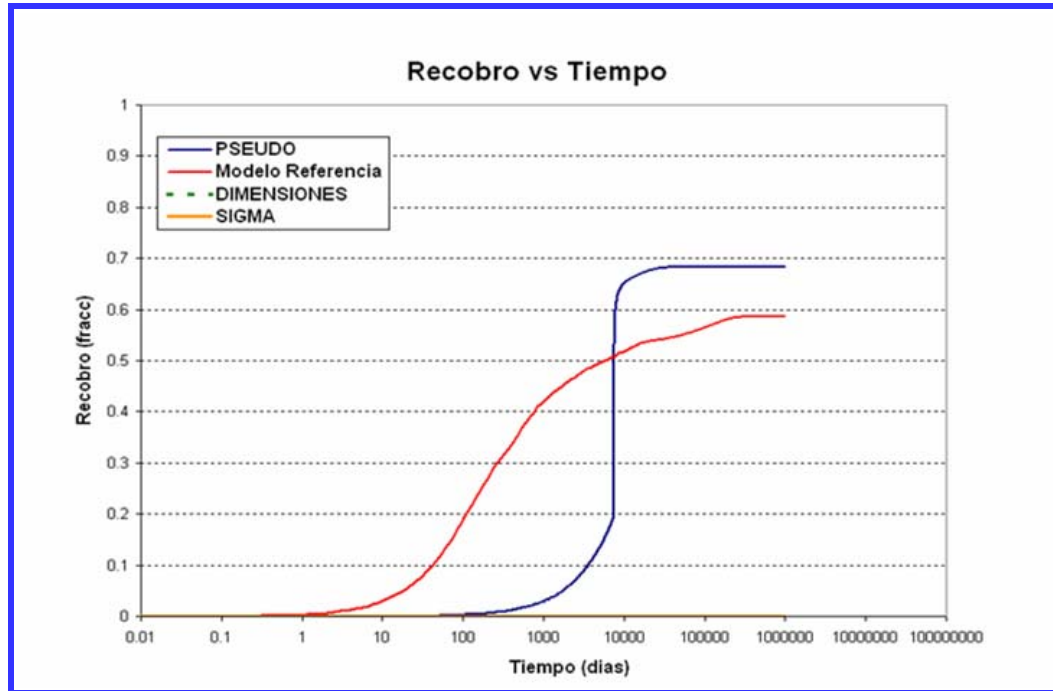


Figura 4.36. Opciones para Doble Medio en VIP, Sistema gas-petróleo.

4.6. Comparación de los valores de recobro obtenidos a partir de los modelos de simple porosidad y de doble medio

A continuación se mostrará una comparación de las formulaciones de cada simulador que mejor ajustaron respecto al modelo referencia, tanto durante la transferencia agua-petróleo como en la transferencia gas-petróleo.

4.6.1. Transferencia Agua-Petróleo (*Imbibición Capilar*)

La Figura 4.37 muestra los resultados obtenidos a partir de las formulaciones que mejor resultado mostraron en relación al modelo referencia durante la transferencia agua-petróleo.

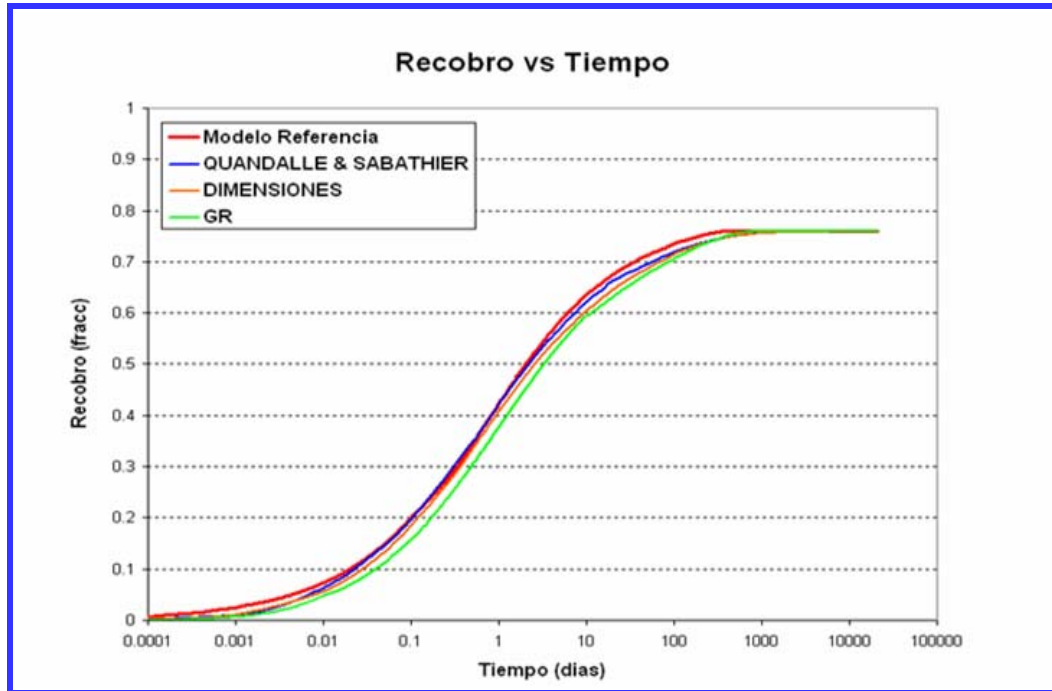


Figura 4.37. Opciones para Doble Medio en Elipse, PumaFlow y VIP, Sistema gas-petróleo.

Cabe destacar que, en términos generales, todas las formulaciones (Quandalle & Sabathier, Dimensiones y GR, disponibles en los simuladores Eclipse, VIP y PumaFlow, respectivamente) arrojaron resultados aceptables en relación al modelo referencia para este sistema de transferencia agua-petróleo.

Es posible observar que todas estas formulaciones fueron capaces de reproducir el recobro final alcanzado por el modelo referencia; sin embargo, se puede apreciar una diferencia en relación a la velocidad de recobro. La opción que mejor representó la velocidad del fenómeno fue la opción de Quandalle & Sabathier, disponible en el simulador Eclipse, la cual, además de considerar la expansión y capilaridad, considera el efecto de la gravedad discretizado a través del uso del factor de transmisibilidad vertical (SIGMAGD).

4.6.2 Transferencia Gas-Petróleo (Drenaje Gravitacional)

Es posible apreciar, a través de la Figura 4.38, que durante el fenómeno de drenaje gravitacional existe una notable discrepancia en cuanto a los resultados arrojados por las diferentes formulaciones disponibles en los tres simuladores evaluados (Eclipse, PumaFlow y VIP).

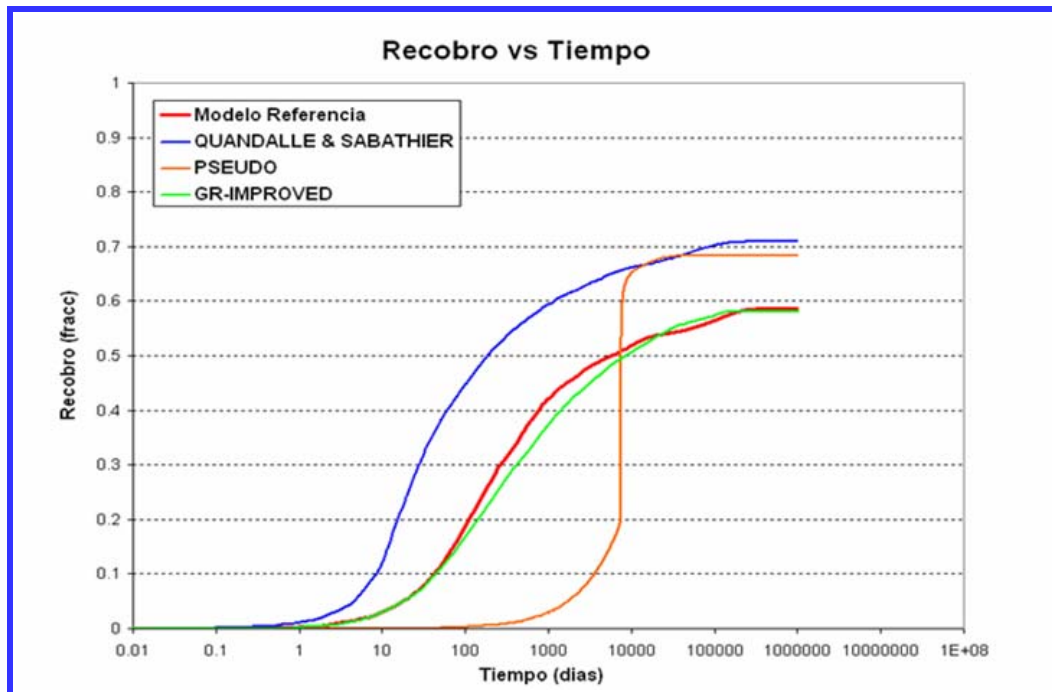


Figura 4.38. Opciones para Doble Medio en Eclipse, PumaFlow y VIP, Sistema gas-petróleo.

Sólo la opción GR-IMPROVED, la cual está disponible en el simulador PumaFlow, permitió un ajuste aceptable del recobro final alcanzado por el modelo referencia, esto debido a que la opción GR-IMPROVED permite reproducir de manera aceptable el punto de equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales ($P_{cgo} = \Delta\rho_{go} \cdot h \cdot g$), las cuales rigen el recobro final del bloque.

En relación a la velocidad de recobro, también se observa una diferencia significativa en cuanto a los resultados arrojados por estas formulaciones. La opción que mejor ajuste mostró fue la opción GR-IMPROVED disponible en el simulador PumaFlow, lo cual puede ser atribuido a que esta requiere las dimensiones de bloque equivalentes (L_x , L_y , L_z) para el cálculo del Factor de Forma (σ), mientras que la opción Quandalle & Sabathier, la cual requiere directamente este valor de Factor de Forma (σ), sobreestima la velocidad del fenómeno. La opción PSEUDO, disponible en el simulador VIP, subestimó considerablemente la velocidad de recobro lo cual se debe a que esta, a pesar de no requerir un Factor de Forma para el cálculo de transferencia gas-petróleo, requiere como insumo mediciones de tensión interfacial gas-petróleo en función de presión (SIGT), los cuales fueron tomados de la literatura debido a no contarse con los mismos.

4.6.3. Comparación de Tiempos de Cómputo

A través de las Tablas 4.8-4.13, se muestran los tiempos de cómputo requeridos por cada uno de los simuladores empleados para conseguir las soluciones de cada uno de los modelos y durante la reproducción de los fenómenos de Imbibición Capilar y Drenaje gravitacional.

4.6.3.1. Transferencia Agua-Petróleo (*Imbibición Capilar*)

Tabla 4.8. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, Eclipse.

	Tiempo CPU (seg)
Simple Medio	207,80
KAZEMI	2,40
GILMAN & KAZEMI	2,37
QUANDALLE & SABATHIER	2,40

Tabla 4.9. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, PumaFlow.

	Tiempo Simulado (días)
Simple Medio	6939,42
PC	44,58
PC-IMPROVED	44,63
GR	45,36
GR-IMPROVED	45,75
VI	45,30

Tabla 4.10. Tiempos de Cómputo: Imbibición Capilar, VIP.

	Tiempo CPU (seg)
Simple Medio	200,00
PSEUDO	80,00
DIMENSIONES	81,00
SIGMA	87,00

Se estableció un tiempo de simulación de 20.000 días, necesario para alcanzar el recobro final durante el fenómeno espontaneo de imbibición capilar.

4.6.3.2. Transferencia Gas-Petróleo (*Drenaje Gravitacional*)

Tabla 4.11. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, Eclipse.

	Tiempo CPU (seg)
Simple Medio	NC
KAZEMI	25,73
GILMAN & KAZEMI	30,67
QUANDALLE & SABATHIER	34,63

Tabla 4.12. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, PumaFlow.

	Tiempo CPU (seg)
Simple Medio	110147,98
PC	99,27
PC-IMPROVED	100,55
GR	99,40
GR-IMPROVED	102,16
VI	100,16

Tabla 4.13. Tiempos de Cómputo: Drenaje Gravitacional, VIP.

	Tiempo CPU (seg)
Simple Medio	NC
PSEUDO	180,00
DIMENSIONES	175,00
SIGMA	177,00

Para la simulación del fenómeno espontaneo de drenaje por gravedad se estableció un tiempo de simulación de 1.000.000 días, requerido para alcanzar el recobro final de petróleo inicialmente contenido en la matriz.

Tanto para los modelos de Imbibición Capilar como para los de Drenaje Gravitacional es posible apreciar una diferencia considerable entre el tiempo de cómputo requerido por cada uno de los simuladores para alcanzar una solución exacta producto de la representación en Simple Medio (modelo simple porosidad con representación explícita de matriz y fractura) ,en relación al requerido para alcanzar una solución a través de las diferentes funciones empleadas en la representación de

Doble Medio (basadas en una simplificación matemática como lo es la representación Warren & Root).

La diferencia significativa entre el tiempo de cómputo necesario para resolver el modelo en Simple Medio (referencia) y el necesario para resolver cada una de las opciones en Doble Medio es producto del número de celdas empleadas (Simple Medio=19.800celdas, Doble Medio=2celdas superpuestas).

CONCLUSIONES

1. El bloque que posee mayor área de contacto entre matriz y fractura (Forma C) presentó mayor velocidad de recobro durante la transferencia agua-petróleo.
2. El bloque de matriz con mojabilidad al agua arrojó un mayor recobro de petróleo en la transferencia agua-petróleo.
3. Para el sistema gas-petróleo, donde se consideró curva de presión capilar gas-petróleo, se observó un mayor recobro final de petróleo con el bloque de mayor altura (Forma A).
4. Durante la imbibición capilar, la opción GRAVDRM (Quandalle & Sabathier) disponible en el simulador Eclipse mostró un mejor ajuste del comportamiento de recobro respecto al modelo fino.
5. La opción GR-IMPROVED disponible en el simulador PumaFlow permitió el mejor ajuste del comportamiento de recobro durante la transferencia gas-petróleo en relación al modelo fino.
6. La opción PSEUDO disponible en el simulador VIP mostró una diferencia considerable en relación al modelo de referencia durante la transferencia gas-petróleo.
7. Las diferencias observadas en los resultados de velocidad y recobro final para los intercambios agua-petróleo y gas-petróleo están atribuidas a las diferentes formulaciones consideradas para los intercambios matriz-fractura.

RECOMENDACIONES

- Realizar mediciones de presiones capilares para el sistema gas petróleo a nivel de laboratorio, con el propósito de obtener mayor precisión al momento de hacer predicciones mediante la simulación numérica durante el mecanismo de drenaje gravitacional.
- Al momento de utilizar la opción GRAVDRM se debe ser muy cuidadoso al asignar valores de SIGMAGD debido su impacto sobre la transferencia de fluidos durante el fenómeno de drenaje gravitacional.
- Realizar estudios a mayor escala (sección transversal y/o modelo sectorial) donde se pueda evaluar el comportamiento de estas funciones de transferencia durante la acción simultánea de diferentes mecanismos de producción matriz-fractura.
- Extender esta evaluación haciendo uso del simulador CMG, con el propósito de conocer su disponibilidad en cuanto a funciones de transferencia de fluidos matriz-fractura.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Firoozabadi, A. y Thomas, K. “Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual-Porosity Simulators”. SPE-18741. 1990.
- 2.- Guaiquirian, L. Gonzalez, P. y col. “Use of Discrete Fracture Network ‘DFN’ to Characterise and Model a Naturally Fractured Sandstone Reservoir: Orocual Field, San Juan Formation, Venezuela – A case study” SPE-108052. 2007.
- 3.- Abushaikha, A. y Gosselin, O. “Matrix-Fracture Transfer Function in Dual-Medium Flow Simulation: Review, Comparison, and Validation” SPE-113890. 2008.
- 4.- Pirela, Y. “Efecto de la Red de Fracturas del Yacimiento SJNORC-15 sobre su comportamiento Dinámico” Tesis de Grado, Maracaibo, Venezuela. 2007.
- 5.- Schlumberger. WEC-Evaluación de Pozos. Venezuela. 1997.
- 6.- Védrenne, V., Mascle, A. y Daniel, J.M. “Fractured Reservoirs: Structural Analysis”. IFP School. (Pags: 1-10). 2009.
- 7.- Resédiz, Jesús y Peña, Oscar. “Simulación Multifásica Tridimensional en Yacimientos Naturalmente Fracturados” Tesis de Grado, Mexico. 2006.
- 8.- Vizika-Kavvadias, O. “Enhanced Oil Recovery: Relative Permeabilities”. IFP School. 2009.
- 9.- Narr, W., Schechter, L. y Thompson, L. “Naturally Fractured Reservoir Characterization”. *Society of Petroleum Engineers*. 2009.

- 10.- BeicipFranlab-Fractured Reservoir Business Unit. “Fractured Reservoir Characterization, Modeling and Simulation”. 2009.
- 11.- Gosselin, O. Reservoir Simulation: Fractured Reservoirs”. IFP School. 2009.
- 12.- Lange, A. “Numerical Simulation of Fractured Reservoirs”. IFP School. 2009.
- 13.- VIP-EXECUTIVE. Technical Reference. HALLIBURTON. Landmark Graphics Corporation. Houston, USA, 2008.
- 14.- Gómez, E. y Madrid, C. “Modelo de Interacción Roca-Fluido para la Simulación Dinámica del Yacimiento LJA-TPM0001 Campo Tropical” Informe Técnico. PDVSA. 2010.
- 15.- López, L y Madrid, C. “Modelo Termodinámico, Yacimiento LJA-TPM0001 Campo Tropical” Informe Técnico. PDVSA. 2010.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS MATRIZ-FRACTURA EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL UBICADO EN EL ÁREA NORTE DE MONAGAS-VENEZUELA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Millán Jesús	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

TRANSFERENCIA DE FLUIDOS

MATRIZ-FRACTURA

YACIMIENTO

SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

VISCOSIDAD

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El campo en estudio cuenta con una amplia columna de fluidos con marcado gradiente composicional y desde el punto de vista estructural es considerado como un yacimiento naturalmente fracturado. Actualmente este campo posee un modelo de simulación convencional, con propiedades de matriz y fractura homogeneizadas; sin embargo, no fue posible lograr un buen cotejo del histórico de producción. Por tal razón surge la necesidad de generar un modelo de simulación de doble medio, que permita representar los complejos intercambios de fluidos entre matriz y fractura.

El presente trabajo contempló la evaluación de diferentes Funciones de Transferencia disponibles en 3 simuladores de yacimientos (Eclipse, PumaFlow y VIP), a través de modelos conceptuales de simulación y empleando información termodinámica y roca-fluido del campo. Para esto se construyeron modelos de referencia Simple Porosidad, con representación explícita de matriz y fractura, posteriormente estos modelos fueron convertidos a modelos de Doble Porosidad y por último se establecieron comparaciones entre ellos en función del factor de recobro arrojado por el modelo de referencia. Esto con el propósito de establecer cuál de estas funciones permite la mejor representación de los fenómenos de imbibición y drenaje gravitacional presentes en el campo.

Los resultados de la evaluación permitieron determinar que la Función de Transferencia que mejor representó el fenómeno de imbibición espontánea fue Quandalle & Sabathier disponible en el simulador Eclipse, la cual discretiza el flujo de fluidos en el plano horizontal y vertical, mientras que la formulación que mejor representó el fenómeno de drenaje gravitacional fue Quandalle & Sabathier disponible en el simulador PumaFlow, la cual permite una buena representación del punto de equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
ULACIO, IVON	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
RODRIGUEZ, JOSE	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
VELASQUEZ, CARMEN	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
RODRÍGUEZ, FERNANCELYS	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011		
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de Funciones de Transferencia de Fluidos Matriz-Fractura en un Yacimiento Naturalmente Fracturado con Segregación Gravitacional.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Jesús Millán

TUTOR

Ing. Ivón Ulacio

JURADO

Ing. Carmen Velasquez

JURADO

Ing. José Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño