

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS EMPLEADOS
PARA LA GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE
PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS**

**FABIÁN ONELIO BOYANO DE LA HOZ
MARTÍN ENRIQUE URUEÑA SUÁREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS EMPLEADOS PARA LA
GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD
RELATIVA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

**FABIÁN ONELIO BOYANO DE LA HOZ
MARTÍN ENRIQUE URUEÑA SUÁREZ**

Trabajo de Investigación como requisito para obtener el título de
Ingeniero De Petróleos.

**DIRECTOR
MSc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

Coordinador de Postgrados Escuela de Ingeniería de Petróleos
Docente UIS

**CODIRECTOR
MSc. JOSÉ FRANCISCO ZAPATA ARANGO**

Coordinador de Laboratorios Especiales Instituto Colombiano del
Petróleo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

A Dios, quien me ha enseñado que aprendiendo a vivir instantes, algún día descubriré, casi sin sentirlo, que he vivido toda una vida.

A Linda y Onelio, los mejores padres del mundo, porque siempre me han apoyado y brindado su amor, este triunfo es de Ustedes, no mío.

A Mileth y Sergio, mis hermanos, con los que sé que siempre podré contar y pelear.

A mi tía Nubia, por ayudarme a ser lo que hoy soy.

A Sara, Laura y Cristihan, mi 'Familia Nuclear', por soportarme, cuidarme y apoyarme durante los últimos cinco años.

Fabián

Gracias a Dios por darme la vida, a mi familia y ser el faro que guía mi camino

A mis padres Martin y Nubia, gracias a su sacrificio, inmensa confianza e importantes enseñanzas he logrado alcanzar esta meta.

A mis hermanos Alexandra y Camilo con quienes he compartido tantos momentos significativos en mi vida.

A Carlos y a mi tía Ayda por su apoyo en los momentos difíciles.

A mi abuelita porque siempre ha creído en mí.

A mi tío Edgardo.

Martin Enrique

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por la oportunidad de formarnos como profesionales.

Al Ingeniero José Francisco Zapata, por su colaboración, ideas y valiosos aportes brindados durante el desarrollo de la investigación.

Al Ingeniero Carlos Humberto Amaya Arévalo, por sus oportunas y acertadas orientaciones, así como por su colaboración durante la fase experimental de la investigación.

Al Ingeniero Jorge Alberto Rojas Plata, por su ayuda, contribuciones e interés en el desarrollo exitoso de las pruebas de laboratorio.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su colaboración y oportunas correcciones, las cuales permitieron el mejoramiento del proyecto.

Al Ingeniero Einar Ebeltoft de la empresa Petec S&S (Noruega), por permitirnos utilizar el simulador Sendra y publicar los datos obtenidos con este.

A la Doctora Zuly Himelda Calderón Carrillo, por su apoyo, colaboración e interés en el proyecto, así como por la oportunidad de trabajar en el Grupo de Investigación en Petrofísica.

TITULO: ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS EMPLEADOS PARA LA GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS*

AUTORES: BOYANO DE LA HOZ, Fabian Onelio; URUEÑA SUÁREZ, Martín Enrique**

PALABRAS CLAVES: Permeabilidad Relativa; YNF; Modelos de Predicción; Pruebas de Desplazamiento; Simulación; Flujo Bifásico.

DESCRIPCIÓN:

La realización de una adecuada simulación numérica de yacimientos depende, entre otros factores, de curvas de permeabilidad relativa que representen el comportamiento real del flujo en el medio poroso.

Las pruebas de laboratorio son la herramienta más confiable en la determinación de las curvas de permeabilidad relativa, sin embargo, en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) la realización de estas pruebas puede ser complicada. Se han planteado numerosos modelos que describen el comportamiento de la permeabilidad relativa en este tipo de yacimientos a partir de parámetros medibles, bajo condiciones particulares que limitan su aplicación.

Los principales modelos empleados en la predicción del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en YNF han sido estudiados y comparados mediante el desarrollo de pruebas de desplazamiento agua-petróleo y petróleo-agua, en un núcleo de roca compuesto heterogéneo y artificialmente fracturado, además, se simularon las condiciones de flujo para cada modelo de permeabilidad relativa usando un enmallado fino evitándose con ello el empleo de un modelo de doble porosidad.

Se observó que los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento petróleo-agua y agua-petróleo son afectados por el fenómeno de histéresis.

Al realizar la comparación entre los resultados obtenidos en las pruebas experimentales y la simulación numérica de las mismas se estableció que el Modelo de Hirasaki presenta el menor grado de desviación. Además se encontró que la simulación de los modelos EFRP y Lineal arrojó resultados dentro de un rango de tolerancia aceptable para la prueba de desplazamiento agua-petróleo.

El simulador de pruebas de desplazamiento en núcleos Sendra, demostró su capacidad para modelar eficientemente las condiciones de flujo en configuraciones de núcleo fracturado sencillas.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Directores: MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando; ZAPATA ARANGO, José Francisco

TITLE: COMPARATIVE ANALYSIS OF MODELS USE TO GENERATE RELATIVE PERMEABILITY CURVES IN NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS*

AUTHORS: BOYANO DE LA HOZ, Fabian Onelio; URUEÑA SUAREZ, Martin Enrique**

KEYWORDS: Relative Permeability; NFR; Prediction Models; Flooding Test; Simulation; Two-Phase Flow.

DESCRIPTION:

A suitable reservoir numerical simulation depends on, among other factors, of relative permeability curves that represent real behavior of porous media flow.

The laboratory tests are the most reliable tool in the determination of the relative-permeability curves; however, in naturally fractured reservoirs (NFR) the development of these tests can be complicated. Numerous models have been presented to describe the behavior of the relative permeability in NFR from measurable parameters, under particular conditions that limit his application.

The main models employed in the prediction of the behavior of relative- permeability curves in NFR have been studied and compared with oilflooding and waterflooding test development in a composite, heterogeneous and artificially fractured core, also, have been simulated flow conditions for each relative- permeability model using a fine-grid avoid use of Dual-Porosity model.

Hysteresis phenomenon effect was observed in oilflooding and waterflooding test.

The experimental tests results were compared with numerical simulation results and have found that Hirasaki's model presents the lowest deviation grade.

Also was found that simulation of EFRP and Lineal models got results that were in an acceptable tolerance range for waterflooding test.

Sendra core flood simulator demonstrated his capability to efficiently model flow conditions in simple configurations of fractured core.

* Investigation Work

** Physicalchemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering, Advisors: MUNOZ NAVARRO, Samuel Fernando; ZAPATA ARANGO, José Francisco

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| 0. INTRODUCCIÓN | 21 |
| 1. GENERALIDADES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS | 23 |
| 1.1. Introducción | 23 |
| 1.2. Fracturas | 24 |
| 1.2.1. Clasificación Según su Origen | 24 |
| 1.2.2. Clasificación Según su Morfología | 26 |
| 1.2.3. Clasificación Según su Comportamiento | 27 |
| 1.3. Porosidad | 28 |
| 1.3.1. Porosidad Primaria | 28 |
| 1.3.2. Porosidad Secundaria | 29 |
| 1.4. Permeabilidad | 30 |
| 1.4.1. Permeabilidad Primaria | 31 |
| 1.4.2. Permeabilidad Secundaria | 31 |
| 1.5. Yacimientos Naturalmente Fracturados | 34 |
| 1.5.1. Clasificación Según su Capacidad de Almacenamiento | 37 |
| 1.5.2. Clasificación de Acuerdo a la Porosidad y Permeabilidad del Sistema Matriz-Fractura | 38 |
| 1.5.3. Mecanismos de Producción en los YNF | 39 |
| 1.5.3. Modelos de Flujo en YNF | 42 |
| 2. CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA | 47 |
| 2.1. Introducción | 47 |

| | |
|---|----|
| 2.2. Conceptos Básicos | 47 |
| 2.3. Permeabilidad Relativa para Sistemas de Dos Fases..... | 55 |
| 2.4. Permeabilidad Relativa de Tres Fases..... | 58 |
| 2.5. Parámetros Que Afectan las Curvas de Permeabilidad Relativa | 61 |
| 2.5.1. Efectos de la Historia de Saturación | 61 |
| 2.5.2. Efecto de la Distribución de Fluidos en el Medio Poroso... | 63 |
| 2.5.3. Efectos de las Propiedades de la Roca | 68 |
| 2.5.4. Efectos de la Mojabilidad | 69 |
| 2.5.5. Efectos de Otros Factores | 70 |
| 2.6. Métodos para la Medición de la Permeabilidad Relativa..... | 72 |
| 2.6.1. Método de Estado Estable | 72 |
| 2.6.2. Método de Estado Inestable | 74 |
| 2.6.3. Métodos de Presión Capilar | 75 |
| 2.6.4. Métodos de la Centrífuga | 76 |
| 2.6.5. Cálculos Hechos a Partir de Datos de Campo..... | 77 |
| 2.6.6. Métodos de Fluido Estacionario..... | 78 |
| 2.7. Métodos Empíricos Usados para Determinar la Permeabilidad Relativa | 80 |
| | |
| 3. PERMEABILIDAD RELATIVA EN YNF | 88 |
| 3.1. Introducción | 88 |
| 3.2. Permeabilidad Relativa en YNF | 89 |
| 3.2.1 Imbibición en YNF..... | 93 |
| 3.2.2. Métodos para la Medición de las Curvas de Permeabilidad Relativa | 96 |

| | |
|---|-----|
| 3.3. Parámetros Que Afectan las Curvas de Permeabilidad Relativa en Yacimientos Naturalmente Fracturados..... | 98 |
| 3.3.1. Mojabilidad de la Matriz y de las Fracturas | 99 |
| 3.3.2. Coeficiente de Transferencia de Flujo Matriz-Fractura | 100 |
| 3.3.3. Tensión Interfacial | 101 |
| 3.3.4. Viscosidad del Fluido | 102 |
| 3.3.5. Imbibición y Drenaje | 104 |
| 3.3.6. Conductividad y Almacenamiento de las Fracturas | 104 |
| 3.3.7. Asperezas en las Fracturas..... | 105 |
| 3.3.8. Segregación Gravitacional de los Fluidos..... | 107 |
| 3.3.9. Caudal de Flujo | 108 |
| 3.3.10. Presencia de Mineralizaciones en las Fracturas..... | 109 |
| | |
| 4. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN YNF | 110 |
| 4.1. Introducción | 110 |
| 4.2. Modelo de Línea Recta | 111 |
| 4.2.1. Formulación del Modelo | 111 |
| 4.2.2. Desarrollo Matemático..... | 114 |
| 4.2.3. Discusión del Modelo | 114 |
| 4.3. Relaciones de Braester | 116 |
| 4.3.1. Formulación de las Relaciones | 117 |
| 4.3.2. Desarrollo Matemático..... | 121 |
| 4.3.3. Discusión de las Relaciones..... | 122 |
| 4.4. Modelo de Hirasaki | 124 |
| 4.4.1. Introducción al Modelo | 124 |
| 4.4.2. Formulación del Modelo | 126 |

| | |
|---|-----|
| 4.4.3. Procedimiento para Determinar el Valor del Exponente de Saturación n | 128 |
| 4.4.4. Discusión del Modelo | 130 |
| 4.5. Modelo de Permeabilidad Efectiva de la Fractura: EFRP | 133 |
| 4.5.1. Introducción al Modelo EFRP | 134 |
| 4.5.2. Principios del Modelo | 134 |
| 4.5.3. Desarrollo Matemático del Modelo | 138 |
| 4.5.4. Discusión del Modelo | 144 |
| 4.6. Modelo de la Aproximación Efectiva del Medio: EMA..... | 148 |
| 4.6.1. Introducción al Modelo EMA | 148 |
| 4.6.2. Principios del Modelo | 148 |
| 4.6.3. Desarrollo Matemático del Modelo..... | 152 |
| 4.6.4. Discusión del Modelo | 158 |
| 4.6.5. Modelamiento de Asperezas en las Fracturas con el EMA . | 159 |
| 4.7. Cuadro Comparativo de Modelos | 162 |
| | |
| 5. PRUEBAS DE LABORATORIO | 168 |
| 5.1. Introducción | 168 |
| 5.2. Propiedades del Núcleo | 169 |
| 5.3. Propiedades de los Fluidos | 172 |
| 5.4. Descripción del Equipo | 173 |
| 5.4.1. Core Holder | 173 |
| 5.4.2. Sistema de Confinamiento | 173 |
| 5.4.3. Horno..... | 174 |
| 5.4.4. Sistema para el Desplazamiento de Fluidos..... | 174 |
| 5.4.5. Sistema de Contrapresión | 175 |
| 5.4.6. Sistema de Registro de Diferencial de Presión | 175 |

| | |
|--|-----|
| 5.4.7. Sistema de Acumulación de Fluidos..... | 175 |
| 5.4.8. Sistema de Monitoreo Control y Adquisición de Datos (MCDA) | 176 |
| 5.5. Desarrollo de la Prueba de Oilflooding | 176 |
| 5.6. Desarrollo de la Prueba de Waterflooding | 180 |
| | |
| 6. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS EXPERIMENTOS | 183 |
| 6.1. Introducción | 183 |
| 6.2. Sendra..... | 183 |
| 6.3. Modelo Para la Simulación del Núcleo..... | 188 |
| 6.4. Detalles de la Simulación..... | 191 |
| | |
| 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS | 206 |
| 7.1. Introducción | 206 |
| 7.2. Análisis de Resultados del Oilflooding..... | 207 |
| 7.3. Análisis de Resultados del Waterflooding | 210 |
| 7.4. Observaciones | 214 |
| | |
| 8. CONCLUSIONES..... | 216 |
| | |
| 9. RECOMENDACIONES | 218 |
| | |
| REFERENCIAS..... | 219 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1: Cuadro comparativo de los Modelos estudiados | 167 |
| Tabla 2: Propiedades y dimensiones de los núcleos..... | 170 |
| Tabla 3: Propiedades de los fluidos usados en las pruebas... | 172 |
| Tabla 4: Condiciones de operación de mantenidas durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio | 178 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1: Esquema de la Clasificación de los YNF | 37 |
| Figura 2: Idealización de un YNF para el Modelo de Warrent and Root | 44 |
| Figura 3: Reducción del área de flujo debido a la presencia de agua | 52 |
| Figura 4: Curvas típicas de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo | 57 |
| Figura 5: Curvas típicas de permeabilidad relativa sistema gas-petróleo | 58 |
| Figura 6: Frecuencia de distribución de los fluidos en el medio poroso | 60 |
| Figura 7: Efecto de la Histéresis en las curvas de permeabilidad relativa | 62 |
| Figura 8: Modelo de red del medio poroso..... | 64 |
| Figura 9: Frecuencia de distribución de fluidos en el medio poroso | 65 |
| Figura 10: Frecuencia de distribución de fluidos en el medio poroso | 67 |
| Figura 11: Curvas de Permeabilidad Relativa para YNF Halladas por Room..... | 91 |
| Figura 12: Modelo de YNF planteado por Braester | 118 |
| Figura 13: Esquema del proceso de flujo entre la matriz y las fracturas de las fases mojante y no mojante | 120 |
| Figura 14: Familia de Curvas de Permeabilidad Relativa para un YNF | 122 |

| | |
|--|-----|
| Figura 15: Esquema del procedimiento de calculo planteado por Aguilera para derivar las curvas de permeabilidad relativa en base al Modelo de Hirasaki | 129 |
| Figura 16: Esquema del procedimiento de cálculo del exponente n , según lo plantea Hirasaki | 131 |
| Figura 17: Curva de Permeabilidad Relativa Normalizada para Diferentes Valores de n para una imbibición Agua-Petróleo.. | 132 |
| Figura 18: Curva de Permeabilidad Relativa Normalizada para Diferentes Valores de n para un desplazamiento gas-Petróleo | 132 |
| Figura 19: Configuraciones Típicas de Fracturas Usadas en los Experimentos de Babadagli and Ershaghi | 136 |
| Figura 20: Variación del Exponente n con el Índice de Imbibición | 144 |
| Figura 21: Variación del Exponente m con el Índice de Imbibición | 145 |
| Figura 22: Curvas de Permeabilidad Relativa Obtenidas con el Modelo EFRP para Diferentes Valores del Parámetro λ | 146 |
| Figura 23: Modelo de la Red de Fracturas Planteada en el Modelo EFRP..... | 147 |
| Figura 24: Representación de la Variación de las Curvas de Permeabilidad Relativa al variar la Distribución de Apertura . | 160 |
| Figura 25: Variación de la Permeabilidad Relativa en Función del Parámetro Adimensional por Efectos Gravitacionales HD , $\sigma=0,43$ | 160 |

| | |
|---|-----|
| Figura 26: Variación de la Permeabilidad Relativa Calculada con el Modelo EMA, en Función de la Fracción del Área de la Fractura Ocupada por Asperezas Aa, HD=0,0. | 161 |
| Figura 27: Formación de las fracturas en los núcleos mediante corte longitudinal a 1/3 del borde del núcleo..... | 171 |
| Figura 28: Configuración de las fracturas y disposición de los núcleos para el montaje experimental..... | 171 |
| Figura 29: Esquema del montaje del equipo de laboratorio empleado durante las pruebas de desplazamiento | 177 |
| Figura 30: Caída de Presión contra tiempo para la prueba de Oilflooding | 179 |
| Figura 31: Volumen Producido de Agua contra tiempo para la prueba de Oilflooding | 180 |
| Figura 32: Caída de Presión contra tiempo para la prueba de Waterflooding | 182 |
| Figura 33: Volumen Producido de Aceite contra tiempo para la prueba de Waterflooding | 182 |
| Figura 34: Ventana inicial de Sendra | 186 |
| Figura 35: Ventana del 'Parameter Estimation' en Sendra | 187 |
| Figura 36: Ventana de la grafica de recobro simultáneamente con la ejecución de Sendra en modo 'Parameter Estimation'..... | 188 |
| Figura 37: Esquema de la División de un Núcleo en Enmallado Fino Bidimensional | 190 |
| Figura 38: Curvas de permeabilidad relativa obtenidas al aplicar el Modelo Lineal empleadas en la simulación de las pruebas de oilflooding y waterflooding | 193 |

| | |
|---|-----|
| Figura 39: Curvas de permeabilidad relativa obtenidas al aplicar las Relaciones de Braester en la simulación del oilflooding y waterflooding | 194 |
| Figura 40: Curvas de permeabilidad relativa derivadas al aplicar el Modelo de Hirasaki en la simulación del oilflooding y waterflooding | 194 |
| Figura 41: Curvas de permeabilidad relativa derivadas al aplicar el Modelo de EFRP empleadas en la simulación de la prueba de oilflooding | 195 |
| Figura 42: Curvas de permeabilidad relativa derivadas de la aplicación del Modelo de EFRP empleadas en la simulación de la prueba de waterflooding..... | 195 |
| Figura 43: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo Lineal..... | 196 |
| Figura 44: Delta de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo Lineal..... | 197 |
| Figura 45: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando las Relaciones de Braester | 197 |
| Figura 46: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando las Relaciones de Braester | 198 |
| Figura 47: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de Hirasaki | 198 |
| Figura 48: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de Hirasaki | 199 |
| Figura 49: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de EFRP..... | 199 |

| | |
|--|-----|
| Figura 50: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de EFRP..... | 200 |
| Figura 51: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo Lineal | 200 |
| Figura 52: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo Lineal | 201 |
| Figura 53: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando las Relaciones de Braester..... | 201 |
| Figura 54: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando las Relaciones de Braester..... | 202 |
| Figura 55: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo de Hirasaki..... | 202 |
| Figura 56: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo de Hirasaki..... | 203 |
| Figura 57: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo EFRP | 203 |
| Figura 58: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo EFRP | 204 |
| Figura 59: Curvas de permeabilidad relativa arrojadas por Sendra en modo 'Parameter Estimation' para el waterflooding y el oilflooding | 205 |
| Figura 60: Curva de presión capilar arrojadas por Sendra en modo 'Parameter Estimation' para el waterflooding y el oilflooding | 205 |
| Figura 61: Recobro de agua contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso oilflooding | 208 |

| | |
|--|-----|
| Figura 62: Caída de presión contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso oilflooding | 209 |
| Figura 63: Recobro de petróleo contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso waterflooding | 211 |
| Figura 64: Caída de presión contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso waterflooding | 212 |

0. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados constituyen actualmente las mayores reservas de hidrocarburos de Colombia y el manejo eficiente de su producción, mediante la simulación de diversos escenarios debe ser una prioridad para enfrentar una posible escasez de hidrocarburos.

Para desarrollar una adecuada simulación de yacimientos, los parámetros que se involucran en la misma deben tener el menor grado de incertidumbre posible, sin embargo, muchas veces debido a la dificultad para desarrollar determinaciones directas de los mismos, algunos de ellos son supuestos muchas veces sin ningún fundamento en los fenómenos físicos que representan.

Tal es el caso de la permeabilidad relativa, más aun cuando se manejan yacimientos naturalmente fracturados, la cual es adoptada, en la mayoría de los casos, como un parámetro de ajuste entre los valores reales del yacimiento y los arrojados por la simulación.

En la presente investigación se han estudiado y comparado los principales modelos empleados en la predicción del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados, desarrollando pruebas de laboratorio en un núcleo de roca artificialmente fracturado y simulando las

condiciones de flujo bajo cada modelo de permeabilidad relativa, para establecer cual de estos se ajusta mejor al comportamiento experimental.

Este libro abordará los conceptos principales sobre yacimientos naturalmente fracturados, permeabilidad relativa, tanto en yacimientos homogéneos como en yacimientos naturalmente fracturados. Además, se presentará el estudio de cada modelo, con su desarrollo y discusión; se mostraran los detalles de las fases experimental y de simulación, así como el análisis comparativo de los resultados obtenidos en estas.

1. GENERALIDADES SOBRE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.1. Introducción

En este capítulo se tratarán algunos aspectos que han sido considerados convenientes de analizar antes de abordar de lleno el estudio de la permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados.

Es posible encontrar una buena cantidad de literatura en la que se aborde el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), es por esto, que los aspectos que se tocarán aquí pretenden dar una breve ilustración sobre algunos conceptos importantes que son necesarios conocer previamente al tema central de la presente investigación.

Se revisarán conceptos generales sobre las fracturas y su clasificación; se discutirán los conceptos de porosidad y permeabilidad secundaria, se evaluarán las teorías planteadas para explicar la migración de los hidrocarburos para este tipo de yacimientos, luego se expondrán dos de las más importantes clasificaciones que se han desarrollado para los YNF, posteriormente se hablará de los mecanismos de producción que aplican en los YNF y finalmente se tratarán los procesos de flujo que tienen lugar en los YNF.

1.2. Fracturas

Las fracturas son definidas como una discontinuidad que resulta de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de una roca. Estas pueden producirse por deformación de la roca o por algún proceso físico-químico.

Desde el punto de vista geomecánico, en la superficie de una fractura han tenido lugar esfuerzos que han debilitado la fuerza de cohesión que tenía la roca a lo largo de ésta superficie originando un rompimiento en la continuidad a nivel de la matriz de la roca (Osorio, 2003).

Clasificación de las Fracturas

Las fracturas pueden ser clasificadas según su origen, su morfología (Aguilera, 1980) o su comportamiento (Osorio, 2003).

1.2.1. Clasificación Según su Origen

De acuerdo con su origen, las fracturas pueden ser clasificadas dentro de cuatro grandes grupos (Aguilera, 1980): fracturas tectónicas, fracturas regionales, fracturas diagenéticas y fracturas asociadas con la superficie.

- **Fracturas Tectónicas:** Este tipo de fracturas tienen su origen en algún encuentro tectónico local; se deben

principalmente a fallamientos o plegamientos de la roca en tal punto.

Este tipo de fracturas ayudan al mejoramiento de la permeabilidad e incluso de la capacidad de almacenamiento de la roca.

- **Fracturas Regionales:** Al igual que las fracturas tectónicas, éstas se originan por eventos tectónicos, sin embargo, a diferencia de las anteriores éstas se caracterizan porque se desarrollan a través de áreas de terreno muy grandes con un cambio relativamente pequeño en el sentido de su orientación.
- **Fracturas Diagenéticas:** Estas fracturas se originan cuando en la roca tiene lugar una reducción en su volumen, ya sea por secamiento de la roca, contracción térmica, dolomitización e incluso por lixiviación. Se generan por esfuerzos de tensión sobre la roca que producen el fracturamiento de la misma.
- **Fracturas Asociadas con la Superficie:** Una roca que se halla en la corteza terrestre se encuentra sometida a una carga litostática (*overburden*) que equilibra los otros esfuerzos a los que está sometida la roca, cuando hay variación en la carga litostática, por ejemplo, al llevar la roca a superficie o tras una fuerte erosión en el terreno, el equilibrio inicial se verá alterado, con lo cual los esfuerzos de

compresión terminan por fracturar la roca originando las fracturas asociadas con la superficie (Aguilera, 1980).

1.2.2. Clasificación Según su Morfología

Varios autores (Aguilera, 1980; Van Golf-Racht, 1982; Osorio, 2003) hacen la clasificación de las fracturas de acuerdo con la morfología y los procesos de mineralización secundaria, es decir, aquellos ocurridos después de la formación de las fracturas, que han tenido lugar en ésta. Según lo anterior, se pueden agrupar las fracturas a partir de cinco categorías:

- **Fracturas Abiertas:** Se caracterizan porque su superficie no ha sido alterada por procesos de mineralización secundaria, estando "limpias" al ser halladas.
- **Fracturas Deformadas:** En éstas ha tenido lugar una modificación en su estado luego de su formación, debido a esfuerzos que han producido deslizamientos entre las superficies de la fractura.
- **Fracturas Parcialmente Mineralizadas:** En la superficie de este tipo de fracturas se presenta mineralización secundaria parcial, por ejemplo, de cuarzo o calcita, que disminuye el área de contacto entre la matriz y la fractura. Sin embargo, estas mineralizaciones actúan como un agente de sostén natural que impide el cierre de la fractura.

- **Fracturas Completamente Mineralizadas:** En este caso la mineralización es de tal magnitud que la fractura queda totalmente taponada por los cristales que se han precipitado a lo largo de su superficie.
- **Fracturas Vugulares:** También conocidas como '*vugs*', se caracterizan porque el espacio libre que hay en ellas puede generar porosidades incluso del 100% en algunos intervalos, con lo cual su capacidad de almacenamiento es altísima. Son cavidades que se producen en la roca por disolución de materiales calcáreos durante la intrusión de fluidos.

1.2.3. Clasificación Según su Comportamiento

De acuerdo con el comportamiento que presentan en el tiempo, las fracturas pueden clasificarse como estáticas o dinámicas (Osorio, 2003).

- **Fracturas Estáticas:** Son las fracturas cuya conductividad permanece constante durante toda la vida productiva del yacimiento.
- **Fracturas Dinámicas:** Aquellas fracturas cuya conductividad suele reducirse de manera considerable a medida que la presión de poro disminuye debido a la deformación de la fractura.

1.3. Porosidad

La porosidad representa la fracción de espacio vacío que tiene una roca. Es definida como la relación entre el volumen de la roca disponible para el almacenamiento de fluidos y el volumen total de ésta.

La porosidad efectiva, es decir, el porcentaje de espacio vacío en la roca que se halla interconectado, es la que interesa al ingeniero de yacimientos, ya que el volumen de fluido que se encuentra almacenado allí es el que puede ser recuperado.

En los YNF puede haber dos tipos de porosidad, dependiendo del momento en que esta se originó.

1.3.1. Porosidad Primaria

La porosidad primaria es aquella que se origina en el momento en que los sedimentos fueron depositados para formar la roca.

La porosidad primaria depende de muchos factores, entre los cuales se incluye el arreglo y la distribución de los sedimentos, el tamaño de los mismos, la redondez de los granos, la cementación y el grado de interconectividad entre los espacios vacíos, entre otros.

1.3.2. Porosidad Secundaria

También conocida como porosidad inducida, este tipo de porosidad es generada por la acción de procesos geomecánicos que fueron desarrollados sobre la roca después de la depositación de los sedimentos; este tipo de porosidad no tiene relación directa con la forma o distribución de las partículas sedimentarias.

De manera general, se puede decir que la porosidad secundaria es debida a la solución, recristalización, apertura y dolomitización de las fracturas.

En los YNF se presentan ambos tipo de porosidades. La porosidad primaria corresponde a la porosidad del subsistema matriz y es llamada porosidad de matriz, ϕ_m , mientras que la porosidad secundaria corresponderá a la porosidad de las fracturas, la cual es llamada porosidad de fractura, ϕ_f .

La porosidad total de un YNF es el resultado de la suma algebraica de las porosidades primaria y secundaria, es decir:

$$\phi_t = \phi_m + \phi_f \quad (1)$$

donde:

ϕ_t : Porosidad total del yacimiento

ϕ_m : Porosidad del subsistema matriz

ϕ_f : Porosidad del subsistema Fracturas

La evaluación de la porosidad de la matriz se hace generalmente a partir de muestras de núcleos, por otra parte, la evaluación de la porosidad de las fracturas es un proceso mucho más complejo, ya que los núcleos tienden a romperse a lo largo de los planos de las fracturas naturales, o se inducen fracturas a través de estos, lo cual dificulta la medición de tal propiedad.

En muchas ocasiones, para el desarrollo de modelos que representen el comportamiento de los YNF se asume que la porosidad de fractura es mínima y consecuentemente la capacidad de almacenamiento de éstas es muy pequeña en relación a la capacidad de almacenamiento de la matriz, lo cual se traduce en que el volumen de fluido almacenado en las fracturas puede ser despreciado.

La porosidad de la fractura es rara vez mayor al 1.5 o 2 %. Usualmente, esta es menor que el 1 % (Aguilera, 1980). Esto hace que la capacidad de almacenamiento de las fracturas sea muy pequeña, con lo cual la mayor parte de los fluidos se hallen almacenados en la matriz de la roca.

1.4. Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso con la que se mide la capacidad y habilidad de la formación para transportar los fluidos que en ésta se hallan (Ahmed, 2000).

La permeabilidad de la roca, K , es una propiedad muy importante del medio poroso, ya que ésta controla la dirección preferencial por la que tendrá lugar el flujo de los fluidos a través del yacimiento.

El concepto de permeabilidad fue planteado por primera vez, en forma matemática, por el ingeniero francés *Henry Darcy* en 1856 (Ahmed, 2000). A diferencia de la porosidad que es adimensional, la permeabilidad sí tiene unidades. La unidad de campo empleada para medir la permeabilidad es el milidarcy (md).

Al igual que como fue estudiado para la porosidad, en los YNF se presentan dos tipos de permeabilidades, las cuales son primaria y secundaria.

1.4.1. Permeabilidad Primaria

Este tipo de permeabilidad es intrínseca al proceso de formación de la roca y corresponde a la permeabilidad que presenta el subsistema matriz, por lo que también recibe el nombre de permeabilidad de matriz, k_m .

1.4.2. Permeabilidad Secundaria

Este tipo de permeabilidad se originó por acción de los esfuerzos que formaron las fracturas, las cuales son consideradas como canales de flujo.

Esta permeabilidad presenta generalmente una gran magnitud, del orden de los cientos a miles de milidarcys. Representa la capacidad de la fractura para permitir el desplazamiento de los fluidos, por lo cual es llamada permeabilidad de fractura, k_f .

La k_f es asociada únicamente al flujo a través de las fracturas, o de la red de fracturas sin tener en cuenta la permeabilidad del subsistema matriz. Para esto la sección transversal de flujo estudiada corresponde únicamente a los espacios disponibles en las fracturas para la circulación de fluidos.

En los YNF se define la permeabilidad del sistema completo matriz-fractura, como la suma algebraica de la magnitud de la permeabilidad de cada subsistema (Aguilera, 1980), es decir:

$$k_t = k_m + k_f \quad (2)$$

donde:

k_t : Permeabilidad del sistema total matriz-fracturas

k_m : Permeabilidad del subsistema matriz

k_f : Permeabilidad del subsistema fracturas

Cualquier cambio en la dirección del flujo ocasionará un valor diferente de k_t , es decir, las condiciones de k_m y k_f son diferentes para cada dirección en la que el flujo sea medido. Lo anterior explica porque la mayoría de los YNF son considerados

anisotrópicos, es decir, presentan permeabilidad direccional a través de éstos.

La medición de la permeabilidad de la roca se hace con muestras de núcleos en equipos llamados permeámetros; en el momento de hacer estas mediciones se debe tener especial cuidado con la orientación de los núcleos, ya que, como se mencionó antes, cada dirección de flujo arrojará un valor diferente de permeabilidad.

El tema de medición de la permeabilidad y en especial de la permeabilidad relativa con pruebas sobre núcleos será abordado posteriormente en éste proyecto.

Normalmente, la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de la fractura. Si estas tienen el mismo valor, el sistema se comportará como homogéneo y sin fracturas.

Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas son distribuidas aleatoriamente, el sistema tendrá un comportamiento homogéneo. Sin embargo, si la permeabilidad de la matriz es cero, pero las fracturas tienen una dirección preferencial, entonces se tendrá flujo lineal a través del yacimiento.

Además, si la permeabilidad de la matriz es muy pequeña y el yacimiento es ampliamente fracturado, el sistema se comportará como homogéneo y sin fracturas.

La gran mayoría de los YNF son heterogéneos, es decir, hay variaciones macroscópicas en las propiedades de la formación. La idea que las fracturas son canales de flujo homogéneos, es una concepción bastante ideal que no tiene aplicación válida en la realidad.

No obstante, si bien la roca es fracturada homogéneamente, la percolación del agua puede causar depositación mineral secundaria, la cual reducirá la permeabilidad o taponará completamente los canales de flujo. Por lo tanto, es posible que las fracturas de carácter homogéneo cambien con el tiempo convirtiéndose en barreras para el flujo que harán que la roca se comporte como heterogénea.

1.5. Yacimientos Naturalmente Fracturados

Un yacimiento es naturalmente fracturado, cuando éste contiene fracturas que han sido creadas por acción de la naturaleza y que tienen un efecto significativo sobre las características que definen el flujo de fluidos a través de éste.

La segunda condición antes expresada, es importante para considerar a un yacimiento como YNF ya que, según Aguilera (1980), todos los yacimientos se encuentran fracturados en menor o mayor escala, aunque solo deben ser considerados como YNF aquellos en los que el fracturamiento contribuya al proceso de flujo en el mismo.

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones.

Los YNF se originaron a partir de depósitos de sedimentos tal como sucede con los yacimientos convencionales, es decir, con porosidad íntergranular, a diferencia de éstos últimos, en los YNF se alteró la continuidad de la roca como resultado de algún tipo de actividad tectónica.

Estas discontinuidades ocasionan considerables dificultades en la descripción de la estructura interna y del flujo de fluidos dentro de este tipo de yacimientos. Además de los parámetros que son necesarios para describir la matriz en un yacimiento homogéneo, en los YNF se requiere de parámetros adicionales, debido a la presencia de fracturas, estilolitas (residuos químicos formados durante la disolución de la matriz) y *'vugs'*.

La presencia de fracturas naturales en un yacimiento puede tener efectos positivos, como por ejemplo, al maximizar la capacidad de flujo de petróleo, aunque también los efectos pueden ser negativos, por ejemplo, cuando se presenta canalización de agua o gas hacia los pozos.

Los YNF pueden ser representados a través de dos subsistemas: la matriz y las fracturas; cada uno de éstos posee propiedades petrofísicas diferentes, lo cual hace que el comportamiento de este

tipo de yacimientos sea distinto al comportamiento que presentan los yacimientos homogéneos.

La correcta evaluación de las propiedades de cada subsistema y la integración adecuada de éstas, para la formulación del modelo que mejor se adapte a las condiciones reales de flujo en el yacimiento, es un factor crítico en la ingeniería de los YNF.

La complejidad de los YNF radica en que estos pueden presentar variación tanto en la clase, como en la morfología de las fracturas que lo constituyen, e incluso puede haber variación en la relación de la capacidad de almacenamiento entre matriz y fracturas.

Inclusive, la variación en la distribución de los patrones de fracturamiento de la roca conlleva a que los YNF presenten una alta complejidad para la caracterización de los procesos de flujo que ocurren en el yacimiento.

Se han planteado en la literatura (Aguilera, 1980; Van Golf-Racht, 1982; Osorio, 2003) varias clasificaciones para los YNF, a continuación se presentarán dos de las más empleadas a nivel mundial, según su capacidad de almacenamiento y la porosidad y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

1.5.1. Clasificación Según su Capacidad de Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento en un yacimiento está dada por el producto entre la porosidad y la saturación de los fluidos presentes en la roca, representando que tanto fluido puede acumular el yacimiento.

Según esta clasificación existen tres tipos de YNF.

- **Yacimientos Tipo A:** En este tipo de yacimientos la capacidad de almacenamiento de la matriz es mucho mayor en relación con la de las fracturas (Figura 1a).
- **Yacimientos Tipo B:** Estos yacimientos poseen una capacidad de almacenamiento prácticamente igual para la matriz y para las fracturas (Figura 1b).
- **Yacimientos Tipo C:** En los yacimientos Tipo C, la capacidad de almacenamiento es debida fundamentalmente a las fracturas, ya que la porosidad de la matriz es despreciable (Figura 1c).



Figura 1a



Figura 1b



Figura 1c

Figura 1: Esquema de la Clasificación de los YNF (Tomado de Aguilera, 1980)

1.5.2. Clasificación de Acuerdo a la Porosidad y Permeabilidad del Sistema Matriz-Fractura

De acuerdo a la porosidad y permeabilidad que presenten los subsistemas matriz y fracturas, se ha desarrollado una clasificación para los YNF dividiéndolos en cuatro categorías (Osorio, 2003):

- **Yacimientos Tipo I:** En este tipo de YNF las fracturas proveen la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, mientras que en la matriz la magnitud de estas propiedades es despreciable.
- **Yacimientos Tipo II:** Son aquellos yacimientos en los cuales las fracturas proveen la permeabilidad del yacimiento y la matriz proporciona la capacidad de almacenamiento para los fluidos (porosidad).
- **Yacimientos Tipo III:** En estos yacimientos las fracturas le proporcionan la permeabilidad, sin embargo, la matriz, por si misma, posee buena porosidad y permeabilidad.
- **Yacimientos Tipo IV:** A los yacimientos de este tipo las fracturas no le aportan permeabilidad o porosidad de manera significativa. Por el contrario, la matriz sí posee buena porosidad y permeabilidad, con lo cual las fracturas se convierten en barreras al flujo, las cuales hacen al yacimiento heterogéneo.

1.5.3. Mecanismos de Producción en los YNF

En la mayoría de los YNF gran parte de la capacidad de flujo es debida a las fracturas, las cuales conectan los bloques de matriz con la cara del pozo para que los fluidos se puedan producir. En tales yacimientos, los mecanismos físicos que hacen posible que los fluidos sean producidos son los siguientes (Schlumberger, 2001):

- **Expansión del Petróleo:** Cuando hay un diferencial de presión en el subsistema fracturado, el petróleo fluirá de la matriz para equilibrar los gradientes de presión en ambos componentes del sistema.

Este mecanismo de producción puede ser concebido como la expansión del petróleo dentro de los bloques de matriz, cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, o por la expansión de la capa de gas, cuando éste se haya por debajo de tal presión.

- **Imbibición:** En un YNF que se halle mojado por agua, el subsistema matriz tendrá una presión capilar agua-petróleo positiva.

Cuando se introduce agua en las fracturas, el agua fluirá y se desplazará por acción de las fuerzas capilares dentro de la matriz desplazando al petróleo que se halla allí almacenado. En yacimientos en los que haya presencia de gas, el petróleo

será la fase mojante y el gas la fase no mojante, presentándose también la imbibición.

Si no hay drenaje gravitacional, entonces la producción de petróleo seguirá hasta alcanzar la saturación residual de petróleo, es decir, la saturación a la cual se equilibraran las fuerzas capilares entre las fases mojante y no mojante.

- **Drenaje Gravitacional:** Este tipo de mecanismo de producción se presenta cuando hay una diferencia de densidades entre las fases agua-petróleo, a través de la matriz, lo cual origina el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas, ya que la fase más pesada forzará a la fase más liviana para que fluya a través de las fracturas hacia los pozos y ésta se pueda producir.
- **Difusión Molecular:** La difusión molecular, consiste en la vaporización de los componentes del gas y del petróleo dentro de ambas fases. Por ejemplo, en un modelo de gas condensado en el que no halla petróleo presente, el gas se difundirá de una región de bajo radio de vaporización petróleo-gas hacia una región de alto radio de vaporización petróleo-gas, por su parte, las moléculas pesadas que se hayan vaporizado, fluirán en la dirección opuesta, es decir, de la región de alto radio de vaporización petróleo-gas, hacia la de más bajo radio.

La difusión molecular del gas y del petróleo entre los subsistemas matriz y fracturas, puede llegar a ser un mecanismo de producción significativo de la matriz, en especial en yacimientos de gas condensado, como es el caso de los yacimientos del Piedemonte Llanero colombiano.

- **Desplazamiento Viscoso:** Consiste en el movimiento de los fluidos cuando un diferencial de presión es aplicado a través del yacimiento. En un YNF con un gradiente de presión en el subsistema fracturas, el fluido se moverá a través de estas hacia los pozos debido a que los fluidos intentarán mantener el equilibrio hidrostático en el sistema.

En muchas ocasiones, el gradiente de presión es pequeño debido a que las facturas presentan una alta permeabilidad efectiva, en esos casos, será razonable ignorar el desplazamiento viscoso de los fluidos de la matriz por el gradiente de presión que se halla en las fracturas. Sin embargo, si las fracturas tienen una permeabilidad moderada, en relación con la de la matriz, entonces es de esperar que el flujo desde y hacia la matriz, causado por el gradiente de presión a través de las fracturas, actúe como un mecanismo significativo de producción.

Los dos primeros mecanismos de flujo tratados antes, son los que predominan en la mayoría de los YNF, aunque en algunos casos el drenaje gravitacional puede ser un mecanismo importante de producción.

Los últimos dos mecanismos pueden ser despreciados, ya que su aporte no es significativo al compararlo con el que presentan los demás.

Se debe recordar que en los yacimientos no fracturados, el principal mecanismo de producción es el desplazamiento viscoso (Sarma, 2003).

1.5.3. Modelos de Flujo en YNF

El estudio y definición de los procesos de flujo que tienen lugar en los YNF es un gran desafío, ya que el modelamiento de la interacción que tiene lugar entre los fluidos y los dos subsistemas que los componen no es una labor sencilla.

La interacción compleja de los mecanismos que hacen posible la transferencia de masa entre la matriz y las fracturas dificulta el desarrollo de un modelo matemático simple que se ajuste a la realidad del fenómeno de flujo.

El modelo tradicional para describir el comportamiento de los YNF, fue desarrollado en 1960 por Barenblatt (Aguilera, 1980), se denominó "Modelo de Doble Porosidad" y puede ser resumido de la siguiente manera:

- Existen dos regiones dentro del yacimiento, cada una con diferente porosidad y permeabilidad.

- Una de las regiones está constituida por las fracturas, las cuales presentan una alta conductividad, siendo las responsables del transporte de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.
- La otra región se halla conformada por la matriz; ésta tiene baja conductividad y se encarga de alimentar con fluido a las fracturas, actuando como una fuente o almacén, de fluidos uniformemente distribuida.

La transferencia de fluidos entre los bloques de matriz y de fracturas se encuentra gobernada por una función de transferencia, la cual controla la interacción entre los bloques de matriz y las fracturas.

La mayoría de formulaciones del modelo de doble porosidad difieren principalmente en la manera que la función de transferencia es definida (Sarma, 2003).

Warrent and Root (1963), desarrollaron la ecuación de difusión para los YNF, considerando un modelo físico de doble porosidad, como el descrito por Barenblatt.

El modelo de Warren and Root (1963), establece que las fracturas constituyen una red de canales de flujo paralelo al eje principal de permeabilidad; por su parte el subsistema de matriz se encuentra constituido por bloques homogéneos e isotrópicos, la representación del modelo es mostrada en la Figura 2.

El trabajo de Warren and Root (1963) constituyó la primera solución completa de línea fuente para la ecuación de difusión aplicada a yacimientos de doble porosidad. Desde ese momento, y teniendo en cuenta las múltiples fallas que presentaban los modelos, se han reformulado sus principios teóricos para tratar de establecer un modelo que refleje la realidad del proceso de flujo que sucede en los YNF.

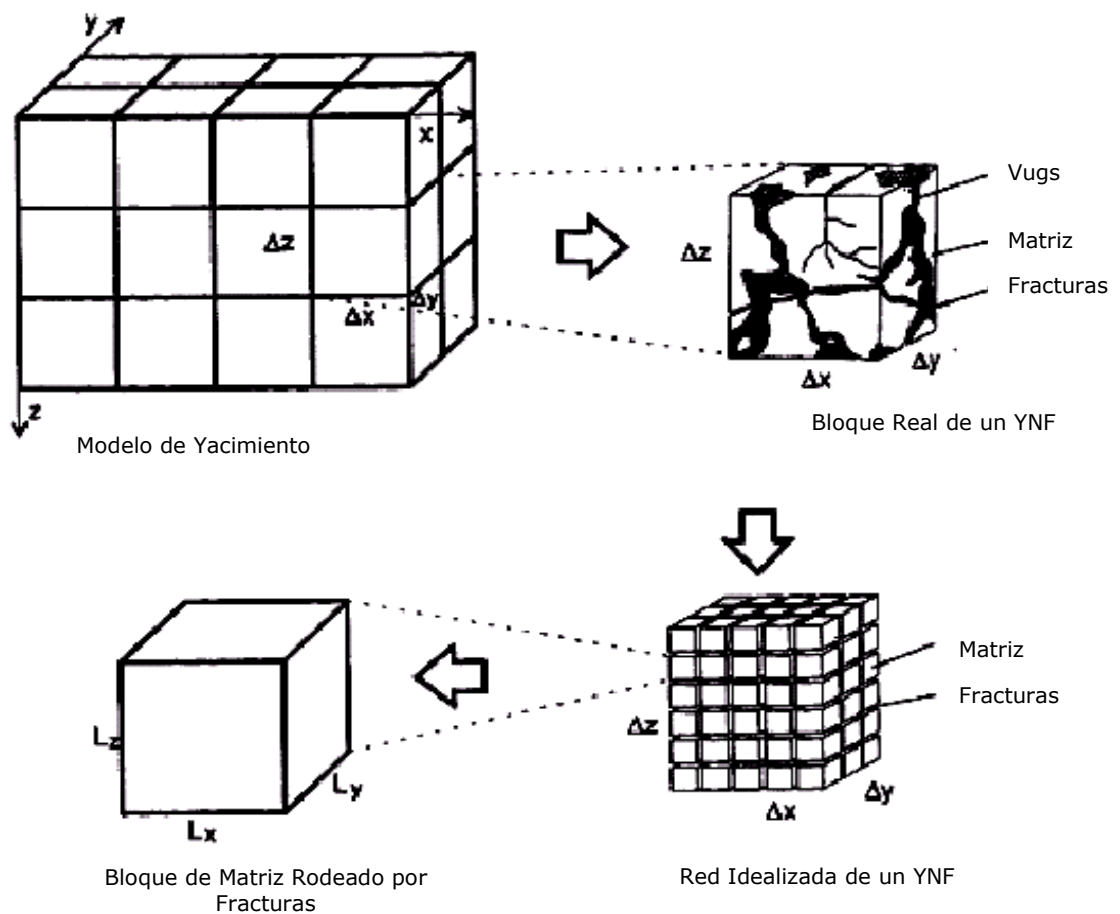


Figura 2: Idealización de un YNF para el Modelo de Warren and Root (Tomado de Warren and Root, 1963)

El modelo de Warren and Root, aplica solo para flujo monofásico a través de YNF, es por esto que autores posteriores (Kazemi et. al., 1976) desarrollaron la extensión de tal modelo para flujo multifásico. Sin embargo, el modelo multifásico, desarrollado por Kazemi et. al. (1976), no tenía en cuenta los principios físicos que rigen tal flujo para los procesos de imbibición, drenaje y segregación gravitacional, con lo cual el modelo perdía validez.

El flujo multifásico en yacimientos fracturados depende, entre otros factores, de los efectos combinados no lineales entre la conectividad hidráulica y la mojabilidad de las fracturas y la matriz, la permeabilidad y porosidad del subsistema matriz, el tamaño y forma de los bloques de matriz, la presión capilar y la tensión interfacial entre las diferentes fases (Sarma, 2003).

Otra dificultad que se debe afrontar durante el modelamiento de los YNF es el alto grado de heterogeneidad y anisotropía que se presenta en el sistema fracturado.

Como se mencionó antes, la heterogeneidad tiene lugar en la variación espacial en la distribución y dirección de las fracturas, al igual que en la variación de las propiedades de las fracturas. Por su parte la anisotropía se origina como resultado de la excesiva diferencia que se presenta en las propiedades del flujo a través del sistema matriz-fracturas, además, del sentido direccional que presentan las propiedades del sistema fracturado.

Sarma (2003) afirma que las formulaciones existentes del modelo de doble porosidad tienen muchas limitaciones, en el sentido que han sido derivadas bajo suposiciones simplificadas e idealizadas, además, bajo un desarrollo matemático enfocado hacia el flujo monofásico a través del yacimiento.

2. CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

2.1. Introducción

En este capítulo se tratarán algunos aspectos básicos sobre permeabilidad relativa, para así poder afrontar el tema de permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados con las bases teóricas suficientes que permitan su correcto entendimiento.

Primero se tratarán algunos conceptos básicos sobre permeabilidad relativa, después se hablará sobre permeabilidad relativa en sistemas de dos y tres fases, luego se señalarán los principales parámetros que afectan la permeabilidad relativa y por último se presentarán las técnicas de laboratorio y los métodos empíricos usados para hallar los valores de permeabilidad relativa.

2.2. Conceptos Básicos

El ingeniero de petróleos requiere de un conocimiento cada vez más preciso sobre las propiedades petrofísicas de los yacimientos para de esta manera lograr una caracterización acertada del mismo.

Una de las propiedades más importantes es la permeabilidad; con base en ella se pueden determinar otras propiedades que ayudan a

identificar el comportamiento del flujo de fluidos en la roca.

La permeabilidad absoluta, K , es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos (Ahmed, 2000), ésta importante propiedad de la roca controla el movimiento direccional de los fluidos en la formación.

La ecuación que define la permeabilidad en cantidades medibles es la Ley de Darcy.

Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluidos que se ha convertido en una herramienta fundamental para los ingenieros de petróleos.

Si se establece el flujo lineal horizontal de un fluido incompresible a través de una muestra de núcleo de longitud L y área de sección transversal A , la ecuación que gobierna el flujo de fluido se define como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (3)$$

donde:

v Velocidad aparente del fluido, cm/seg

k Permeabilidad, Darcys

μ Viscosidad, cp

dp/dl Caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

La velocidad, v en la Ecuación 3, no es la velocidad actual del fluido fluyendo, es la velocidad aparente determinada al dividir el caudal de flujo por el área de sección transversal a través de la cual el fluido pasa.

Al sustituir la relación q/A por v se obtiene la siguiente ecuación:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (4)$$

donde:

q Caudal de flujo, cm^3/seg

A Área de sección transversal, cm^2

En base a la Ecuación 4 y conociendo el caudal, la viscosidad del fluido, el área, la longitud de la muestra y el diferencial de presión a partir de datos experimentales, se puede obtener la magnitud de la permeabilidad.

Todas las ecuaciones usadas para calcular el flujo de fluidos en el yacimiento requieren de valores de permeabilidad efectiva. Esta permeabilidad expresa la capacidad del fluido para fluir bajo condiciones de saturación existentes en la roca (Standing, 1975).

De manera general, la permeabilidad efectiva está en función de la distribución del tamaño de poro, de la mojabilidad, de la saturación y de la historia de saturación. Posee las mismas unidades que la

permeabilidad absoluta: darcys o milidarcys, y se simboliza como K_g , K_o y K_w para gas, petróleo y agua respectivamente.

Cuando dos o más fluidos están presentes en un medio poroso, se define la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica, como la relación entre la permeabilidad efectiva de esa fase y algún valor de permeabilidad referencia.

Este concepto se ha desarrollado a partir de observaciones experimentales en las que, al disminuir la saturación de petróleo, el flujo de éste a través de un medio poroso se dificulta, todo lo contrario sucede con el fluido inyectado para disminuir la saturación de petróleo, el cual tiende a fluir más fácilmente (Honarpour et. al., 1986).

Los parámetros más comunes de permeabilidad base para la permeabilidad relativa son: la permeabilidad absoluta (K), la permeabilidad del aire seco (k_a), medida a presión atmosférica y la permeabilidad efectiva de una de las fases de hidrocarburos medida a la saturación de agua inicial o connata (S_{wi}).

Las tres bases nombradas son numéricamente diferentes, debido a esto el valor de la permeabilidad relativa puede variar dependiendo de cual base se emplee, aunque, usualmente se trabaja con la permeabilidad absoluta del medio como valor base.

La permeabilidad relativa a las fases agua, gas y petróleo se definen de la siguiente manera, estableciendo la permeabilidad absoluta del medio como el valor base:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (5)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (6)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (7)$$

donde:

- k Permeabilidad absoluta
- k_o Permeabilidad efectiva del aceite
- k_w Permeabilidad efectiva del agua
- k_g Permeabilidad efectiva del gas
- k_{rw} Permeabilidad relativa al agua
- k_{rg} Permeabilidad relativa al gas
- k_{ro} Permeabilidad relativa al aceite

El valor de la permeabilidad relativa puede variar entre cero y uno, siempre y cuando el rango de la permeabilidad efectiva esté entre cero y el valor de la permeabilidad absoluta, además, cuando están presentes las tres fases, la suma de las permeabilidades relativas es variable y siempre menor o igual a la unidad (Ahmed, 2000).

Esto se debe a la interferencia entre las fases que comparten los canales de flujo. Una de las razones por las cuales ocurre esta

interferencia, es que parte de los canales de poro disponibles para el flujo de fluidos pueden ser reducidos en tamaño por los otros fluidos presentes en la roca, como se observa en la Figura 3.

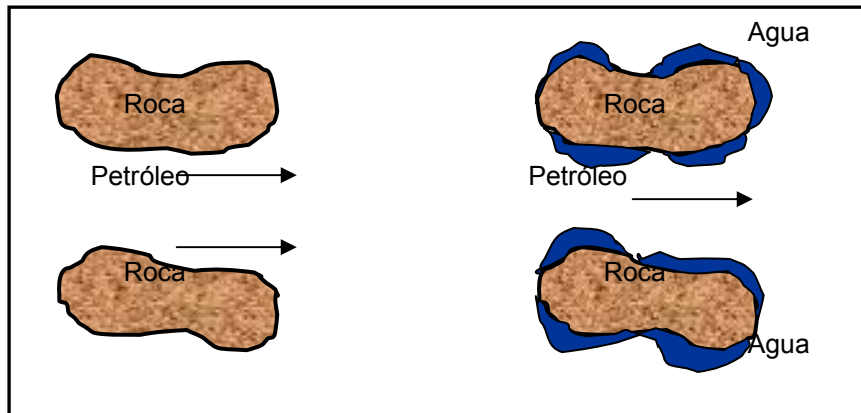


Figura 3: Reducción del área de flujo debido a la presencia de agua

Otra razón es que, las partículas inmovilizadas de un fluido pueden taponar completamente algunas zonas, presentándose restricciones en los canales de los poros, por donde el otro fluido podría restringir su flujo.

Además, de esto, algunos canales de poro se pueden taponar completamente por acción de las fuerzas capilares adversas, si el gradiente de presión es demasiado bajo para desplazar una interfaz, es decir, la conexión entre dos sistemas independientes de fluidos, a través de una constricción.

Una cuarta razón es el llamado efecto '*Jamin*', en el que un grupo de glóbulos de fluido agrupados no se pueden mover, debido a que, la configuración de los granos permite a otro fluido fluir alrededor

de los glóbulos atrapados sin llegar a desarrollar un gradiente de presión que permita su movimiento.

Para entender la importancia que posee el tema de permeabilidad relativa en el comportamiento del flujo de fluidos que ocurre en el yacimiento será necesario conocer primero en que consisten los procesos de imbibición y drenaje.

Si una muestra de roca se haya inicialmente saturada con la fase mojante (agua), y se obtienen datos de permeabilidad relativa al disminuir la saturación de ésta fase, mientras fluye en la muestra la fase no-mojante (petróleo), el proceso de desplazamiento se denominará drenaje; si por el contrario se obtienen datos de permeabilidad relativa al incrementar la saturación de la fase mojante, el proceso de desplazamiento se denominará imbibición (Ahmed, 2000).

A continuación se presentará de forma breve y concisa una explicación de los procesos de imbibición y drenaje, además, se explicará la forma en que estos procesos pueden ser reproducidos en el laboratorio para un estudio más detallado.

- **Proceso de Drenaje**

Generalmente se considera cierto que los poros de las rocas del yacimiento se encontraban inicialmente saturados completamente con agua, luego el petróleo comenzó a migrar dentro del yacimiento, desplazando cierta cantidad de agua, reduciéndola

hasta su valor de saturación irreducible o connata, si el gas fue el agente desplazante entonces éste se moverá por el yacimiento desplazando al petróleo.

Este mismo proceso puede ser reproducido en el laboratorio si inicialmente se satura el núcleo con agua, luego ésta se desplaza con petróleo hasta un valor de saturación de agua connata o inicial y por ultimo el petróleo es desplazado con gas.

Este proceso de flujo es llamado empuje por gas, proceso de depleción o simplemente drenaje. En este proceso, el flujo de la fase no-mojante se incrementa continuamente y el flujo de la fase mojante decrece permanentemente.

- **Proceso de Imbibición**

Este tipo de procesos son simulados en el laboratorio al saturar inicialmente el núcleo con agua (fase mojante), luego ésta se desplaza inyectando petróleo hasta que ésta alcance su saturación connata.

Este procedimiento es desarrollado para establecer las saturaciones originales de fluidos presentes cuando se descubre el yacimiento. Posteriormente, la fase mojante, se reintroduce en el núcleo incrementando continuamente su saturación, este proceso se denomina imbibición y su función es obtener los valores de permeabilidad relativa cuando se tiene empuje por acuífero activo o inyección de agua en el yacimiento, como mecanismos de

producción del mismo.

2.3. Permeabilidad Relativa para Sistemas de Dos Fases

Una propiedad importante del sistema roca-fluido, que se debe tener en cuenta al estudiar la permeabilidad relativa es la mojabilidad.

Ésta describe la atracción relativa de un fluido por un sólido, en presencia de otros fluidos inmiscibles (Honarpour, et. al., 1986). Esta propiedad es la principal responsable de la distribución microscópica de los fluidos en el yacimiento.

El entendimiento de las causas de la mojabilidad requiere del estudio de la composición química de los fluidos, la polaridad y el peso molecular de los compuestos hidrocarburos y de la ocurrencia de procesos químicos superficiales, entre las interfases liquido-sólido a nivel del yacimiento.

Cuando una fase mojante y una no-mojante fluyen en una roca, cada fase sigue caminos separados; la distribución de las dos fases de acuerdo a sus características de mojabilidad, resulta en un determinado valor de permeabilidad para las fases mojante y no-mojante.

Para sistemas bifásicos agua-petróleo presentes en un yacimiento se puede tener al agua o al petróleo como la fase mojante, de

acuerdo a las propiedades y características de la roca, aunque generalmente se considera que la fase mojante es el agua y la fase no-mojante el petróleo, porque todos los yacimientos estuvieron saturados completamente con agua antes de tener contacto con el petróleo.

Como la fase mojante ocupa las aperturas pequeñas de los poros y estas no contribuyen cuantitativamente al flujo, la presencia de un valor bajo de saturación de fase mojante no afecta en gran medida la permeabilidad de la fase no-mojante, sin embargo, como ésta última fase ocupa las aperturas medias y grandes de los poros, las cuales contribuyen en gran medida al flujo de fluidos a través del yacimiento, un pequeño aumento en la saturación de la fase no-mojante puede reducir drásticamente la permeabilidad de la fase mojante, lo anterior es ilustrado en la Figura 4.

Cuando se presentan sistemas bifásicos gas-petróleo, se toma al gas como la fase no-mojante debido a su alta movilidad, mientras que el petróleo y el agua connata (o agua inicial) forman la fase mojante; la presencia de agua afecta muy poco el flujo de petróleo, debido a que ocupa los poros pequeños y se considera inmóvil.

Un gráfico característico de este tipo de sistemas se presenta en la Figura 5. En esta se observa que, en uno de sus ejes se representa la saturación total de líquido, es decir, la saturación de petróleo más la saturación de agua connata.

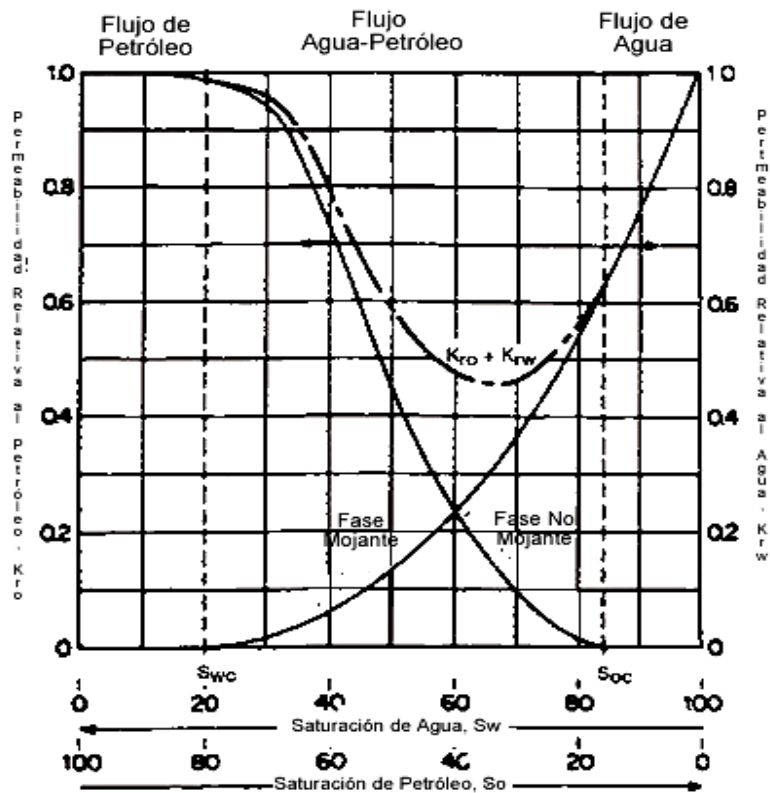


Figura 4: Curvas típicas de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo (Tomado de Ahmed, 2000)

En la Figura 5, la curva de permeabilidad relativa al gas presenta una forma de 'S' muy parecida a la curva de permeabilidad relativa al petróleo para sistemas agua-petróleo, con un valor de saturación de gas crítico (S_{gc} , saturación a la cual el gas puede empezar a moverse), generalmente muy pequeño, de otra parte, la forma de la curva de permeabilidad relativa al petróleo en presencia de gas es similar a la curva de permeabilidad relativa al agua en sistemas agua-petróleo, esto se debe a que el petróleo pasa de ser la fase no-mojante a ser la fase mojante.

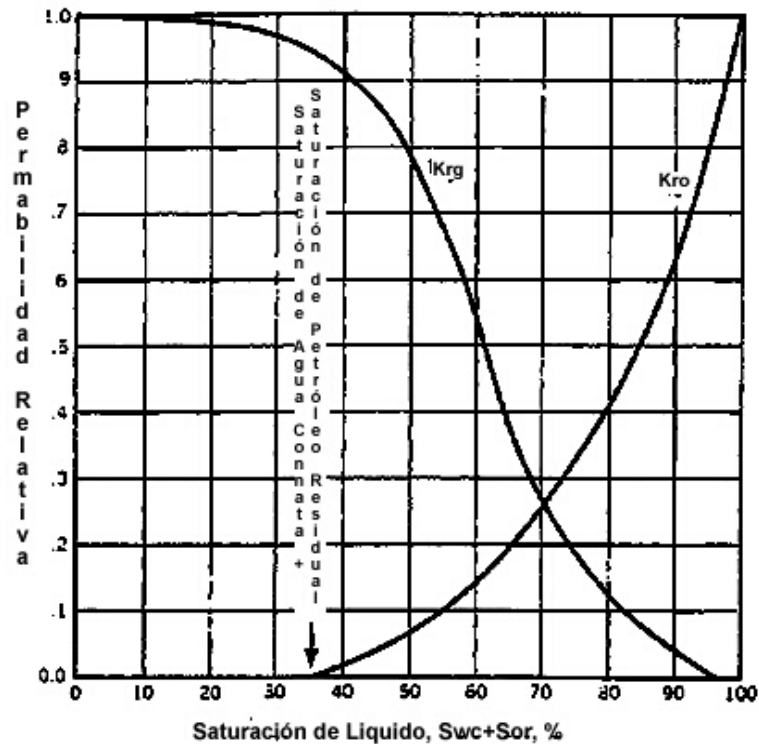


Figura 5: Curvas típicas de permeabilidad relativa sistema gas-petróleo (Tomado de Ahmed, 2000)

2.4. Permeabilidad Relativa de Tres Fases

Debido a que los modernos métodos de recobro de hidrocarburos, por ejemplo, la inyección de dióxido de carbono, la combustión *in situ*, la inyección de vapor, la inyección de fluidos micelares e inyección de nitrógeno, requieren de datos de permeabilidad relativa en la que se involucre el flujo de tres fases simultáneamente ha aumentado el interés de los investigadores por conocer más sobre esta propiedad, se ha decidido tocar en la presente investigación algunos aspectos importantes y generales sobre éste tipo de curvas de permeabilidad relativa.

El flujo trifásico ocurre en el yacimiento en el momento en que el valor de saturación de agua es más alto que el valor de saturación connata y el petróleo y el gas están presentes como fases móviles.

Virtualmente todos los yacimientos de petróleo constituyen sistemas potenciales de tres fases, pues, casi todas las rocas del yacimiento contienen agua intersticial y raramente se encuentran yacimientos de petróleo que no contengan gas.

El número de yacimientos en los cuales el petróleo, el gas y el agua están simultáneamente como fases móviles durante la etapa primaria de producción son probablemente muy pocos, sin embargo, es posible tener movilidad de las tres fases cuando en un intervalo productor se incluya parte de la zona de transición agua-petróleo.

En la mayoría de los casos donde el petróleo y el gas libre se producen con un corte de agua significativo, el agua está siendo producida de estratos del yacimiento en las cuales su permeabilidad relativa es mayor y no porque en realidad exista flujo trifásico.

Para entender el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso cuando se tienen tres fases, será necesario conocer la distribución de los fluidos a través de los poros.

Como se observa en la Figura 6, el agua connata o inmóvil, considerada como la fase mojante, ocupa los poros más pequeños de la roca. El agua móvil que aparece en la Figura 6, ocupa los

poros de tamaño un poco mayor, mientras que el petróleo y el gas ocupan respectivamente los poros de tamaño medio y grande.

En base a lo anterior, Standing (1975) señala que la permeabilidad relativa al agua (k_{rw}) depende de la cantidad de agua móvil presente en el medio, es decir, de restar la saturación de agua total de la saturación de agua inicial ($S_w - S_{wi}$); la permeabilidad relativa al gas depende de la cantidad de gas presente (S_g), mientras que la permeabilidad relativa al petróleo, depende de la cantidad de petróleo presente y del rango de tamaño de poro en el que éste se localice, luego, la permeabilidad relativa al petróleo, será una función tanto de la saturación de agua, como de la saturación de gas.

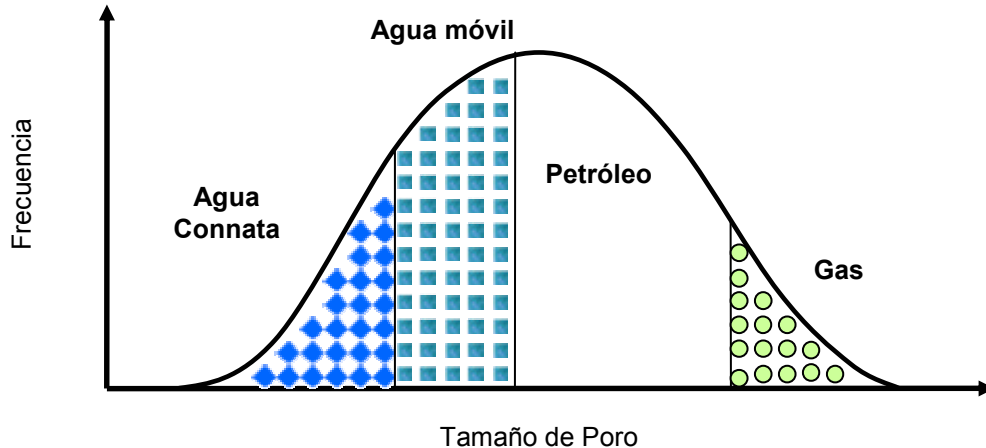


Figura 6: Frecuencia de distribución de los fluidos en el medio poroso

En el pasado, raramente se usaban datos de permeabilidad relativa de tres fases para cálculos en ingeniería en yacimientos convencionales, debido a ello se tiene un menor conocimiento de

las características de la permeabilidad relativa para tres fases que el conocimiento que se ha adquirido para el flujo bifásico.

Estos cálculos de permeabilidad relativa son usados, principalmente, para predecir el desarrollo de yacimientos que producen por empuje simultáneo de agua y gas. Igualmente, se usan en el análisis de yacimientos que poseen empuje por gas en solución, que después de ser parcialmente depletados, comienzan a producir por empuje de agua y capa de gas.

2.5. Parámetros Que Afectan las Curvas de Permeabilidad Relativa

Para entender de una forma más completa la importancia que tienen las curvas de permeabilidad relativa en la descripción del comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, será necesario conocer el efecto que tienen algunas propiedades de la roca y de los fluidos sobre estas curvas, por lo tanto, a continuación se discuten algunos de estos factores que afectan el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

2.5.1. Efectos de la Historia de Saturación

La diferencia entre los valores de permeabilidad relativa, cuando hay un cambio en la historia de saturación, es decir, pasar del

proceso de drenaje al de imbibición se denomina histéresis, Figura 7.

Desde el punto de vista termodinámico, la histéresis ocurre porque el proceso de flujo de fluidos es irreversible, es decir, no se alcanzan a establecer las condiciones de equilibrio dentro del sistema, de allí su inherente dependencia por la trayectoria seguida por la saturación de los fluidos a través del espacio poroso del yacimiento (Bradley, H. B., et. al, 1992).

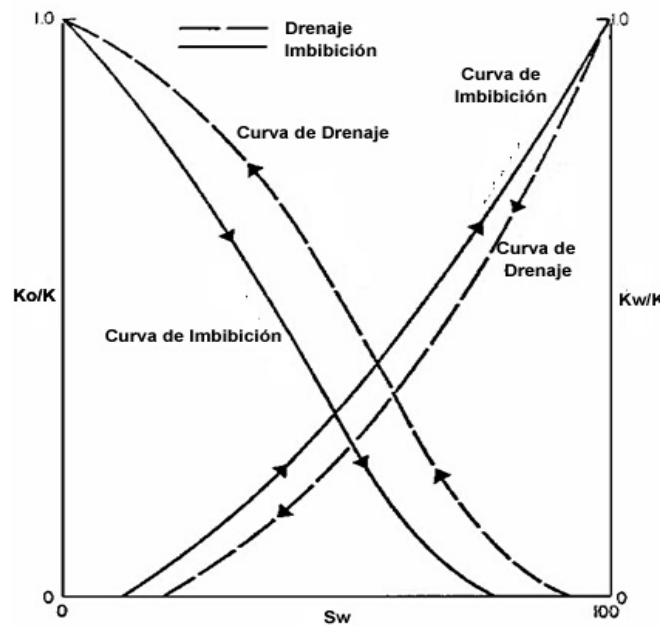


Figura 7: Efecto de la Histéresis en las curvas de permeabilidad relativa
(Tomado de Ahmed, 2000)

Una explicación más completa acerca de la diferencia entre los valores de permeabilidad relativa en los procesos de drenaje e imbibición es presentada por Standing (1975), quien señala que en procesos de drenaje las fuerzas capilares y viscosas operan en una

dirección que promueve primero la desaturación de los poros grandes, seguida por una desaturación progresiva de los poros medianos y finalmente de los poros pequeños.

Por otro lado, en los procesos de imbibición las fuerzas capilares y viscosas operan, de hecho, en direcciones opuestas: mientras que las fuerzas capilares favorecen primero la resaturación de los poros pequeños, las fuerzas viscosas favorecen la resaturación en primera instancia de los poros grandes.

Debido a lo anterior, durante el proceso de imbibición una porción de la fase no-mojante quedará atrapada por la fase mojante, no contribuyendo a la permeabilidad relativa. El efecto neto es que los poros no son resaturados en la misma secuencia durante la imbibición a la que son desaturados durante el drenaje.

2.5.2. Efecto de la Distribución de Fluidos en el Medio Poroso

Un parámetro fundamental y necesario para conocer el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa es la distribución de los fluidos en el medio poroso.

Según Standing (1975), será necesario tener en cuenta tres aspectos importantes antes de abordar el estudio de la permeabilidad relativa.

El primero es considerar al medio poroso como una reunión de poros de diferente tamaño y forma, con cada poro interconectado a muchos otros poros, similar al modelo propuesto por Fatt (1956) y reproducido en la Figura 8.

El poro individual es representado por un segmento de línea entre puntos conectados, teniendo en cuenta que cada poro posee su propio tamaño, forma y características de superficie. Lo importante es resaltar que los fluidos disponen de diferentes rutas por las cuales pueden desplazarse de un sitio a otro dentro del sistema.

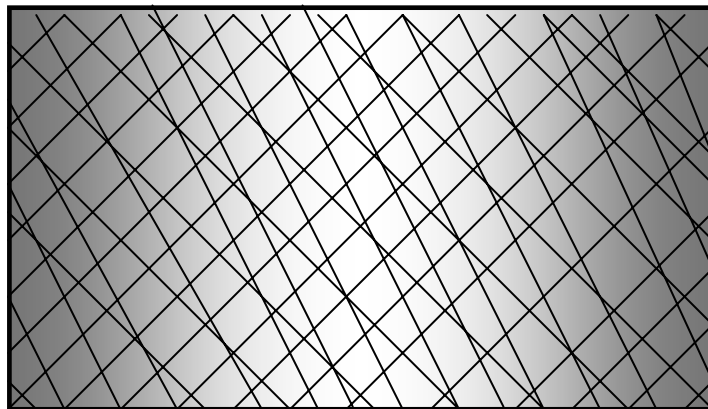


Figura 8: Modelo de red del medio poroso (Tomado de Fatt, 1956)

El segundo aspecto, se refiere a la distribución de los fluidos en la estructura del poro, esto cuando se alcanza una condición particular de saturación por medio de un proceso específico de desaturación.

En la Figura 9 se observa una curva de distribución hipotética de fluidos dentro de una red de poros, como la que es representada en la Figura 8. En la Figura 9 se aprecia la localización tanto de las

fases mojante como no-mojante, en la estructura del poro cuando el petróleo ha desplazado agua bajo control capilar.

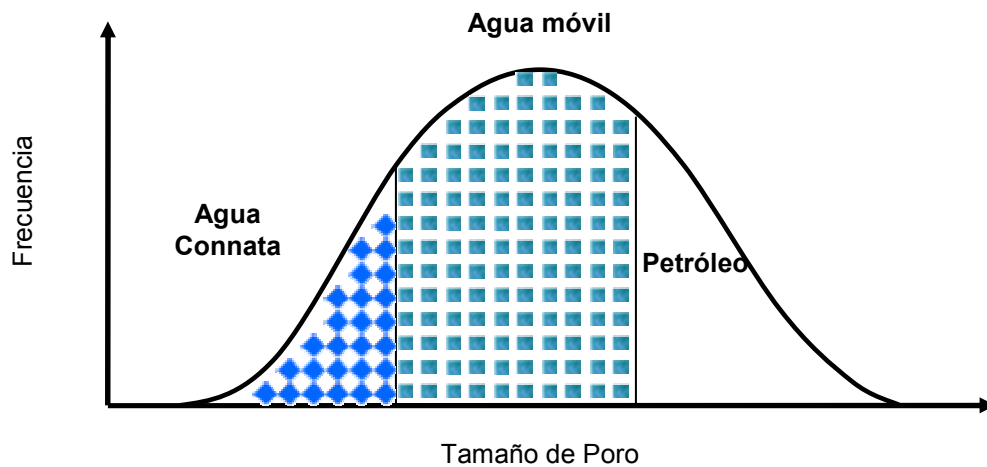


Figura 9: Frecuencia de distribución de fluidos en el medio poroso

En este proceso de drenaje, el petróleo entra primero a los poros más grandes, desaturando progresivamente a los poros medios y a los pequeños, mientras que algo de agua permanecerá en los poros invadidos por el petróleo.

Esta agua que permanece en los poros saturados con petróleo es inmóvil, como resultado de estar atrapada por el petróleo o de ser absorbida por las superficies minerales que componen las paredes de los poros.

En esencia las condiciones de mojabilidad y saturación determinan en gran medida en cual rango de tamaño de poro se localizan el fluido mojante y en cual el no-mojante.

El tercer aspecto que ayuda a entender el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, tiene que ver con los caminos de flujo que se desarrollan a través de la roca como resultado de los cambios de saturación.

Si se considera que el modelo de red mostrado en la Figura 8 está saturado 100% con agua, al realizar una medición de su permeabilidad se obtendrá el valor de la permeabilidad absoluta, pues, el agua puede fluir en todos los poros; este valor se puede considerar proporcional a alguna función que represente el área seccional de todos los poros e inversamente proporcional a alguna función de la longitud promedio del camino de flujo.

Como es de esperarse, tal red de poros poseerá una tortuosidad que hará que la longitud promedio del camino de flujo sea mucho mayor que la longitud de una línea recta que atravesase la red.

Si se tienen en cuenta los tres conceptos definidos anteriormente, cuando el petróleo o alguna otra fase no-mojante invada la estructura del poro, ésta preferentemente entrará en los poros de mayor tamaño, esto resultará en una reducción de la permeabilidad relativa a la fase mojante, debido a que la sección del área transversal de los poros que conducirán agua será menor que antes y la longitud promedio del camino de flujo del medio poroso será mayor, es decir, el agua deberá fluir alrededor de los poros llenos de petróleo, recorriendo un mayor camino.

Este efecto combinado de cambio de área y de longitud promedio del camino de flujo, traducidos en cambios en la saturación del medio poroso, causan que la curva de permeabilidad relativa versus saturación describa su forma particular.

Un comportamiento de flujo más completo ocurrirá cuando las tres fases se encuentren distribuidas en la estructura del poro. En la Figura 10 se observa el concepto de localización de los fluidos en el medio poroso cuando el gas, el petróleo y el agua están presentes, teniendo en cuenta que la saturación de agua es la saturación connata, la cual se encuentra principalmente distribuida en los poros más pequeños, mientras que el gas se ubicará en los poros más grandes y el petróleo saturará los poros de tamaño medio.

Se puede inferir que el valor de permeabilidad relativa al agua será cero, debido a que ésta agua es inmóvil.

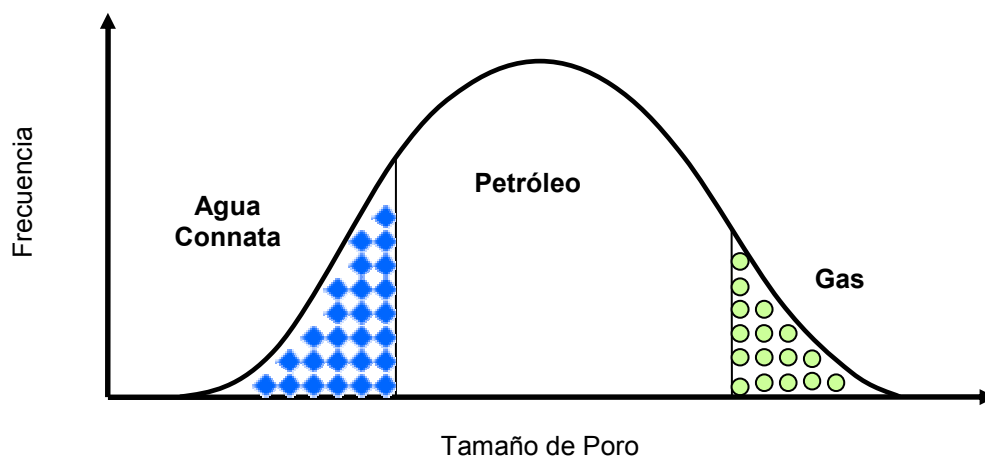


Figura 10: Frecuencia de distribución de fluidos en el medio poroso

2.5.3. Efectos de las Propiedades de la Roca

Las relaciones de permeabilidad relativa no son idénticas para todos los tipos de roca que componen los yacimientos, pueden variar de formación a formación, e incluso, de una porción a otra dentro de los yacimientos heterogéneos.

Honarpour et. al. (1986), presentan una investigación que concluye que la permeabilidad relativa a un valor de saturación dado para un flujo paralelo al plano de buzamiento es mayor que el valor de permeabilidad relativa para un flujo perpendicular a dicho plano.

También se confirma lo planteado por Leverett, el cual estableció que el efecto de la distribución del tamaño de grano no era despreciable en las relaciones de permeabilidad relativa y en el valor de la saturación de equilibrio, en su investigación encontró que la forma (esfericidad), redondez (angularidad) y orientación de los granos, tienden a influenciar la forma de las curvas de permeabilidad relativa y el valor de saturación crítica del gas en sistemas gas-petróleo.

Además, Leverett (Honarpour et. al., 1986) encontró que la geometría del poro y el área de superficie por unidad de volumen también influyen sobre las curvas de permeabilidad relativa, al demostrar que rocas que poseen poros grandes y por ende áreas superficiales pequeñas, tienen bajas saturaciones de agua connata, lo cual conlleva que una gran cantidad de espacio poroso esté disponible para el flujo de fluidos.

Ésta condición produce permeabilidades relativas altas en los '*end points*', al igual que grandes cambios en la saturación, todo lo contrario ocurre en rocas de poros pequeños que tienen grandes áreas superficiales por unidad de volumen y saturaciones de agua connata altas, que dejan poco espacio para el flujo de hidrocarburos, creando bajas permeabilidades relativas al petróleo y un rango limitado de saturaciones para que suceda el flujo bifásico.

2.5.4. Efectos de la Mojabilidad

Desde hace tiempo, se ha reconocido que la mojabilidad de las rocas del yacimiento tiene un importante efecto en el flujo multifásico de petróleo, agua y gas.

La falta de simetría de las curvas de permeabilidad relativa es atribuida al hecho que, a medida que disminuye la preferencia de la roca a ser mojada por agua, la permeabilidad relativa al petróleo decrece mientras que la permeabilidad relativa al agua se incrementa.

Honarpour et. al. (1986) presentan las conclusiones a las que han llegado algunos investigadores que encontraron que la permeabilidad relativa se torna, progresivamente menos favorable a la producción de petróleo, a medida que la roca reduce su grado de mojabilidad al agua, ya que la saturación de petróleo residual se incrementa.

Este comportamiento se explica porque el petróleo es desviado hacia los poros grandes por la tendencia que tienen las rocas mojadas por agua a imbibir agua dentro de los capilares más pequeños, el petróleo desviado a los poros grandes es rodeado por agua e inmovilizado, excepto cuando se presentan altos gradientes de presión.

Contrario a lo que se mencionó antes, otros investigadores demostraron que los núcleos débilmente mojados por agua tienen curvas favorables de permeabilidad relativa para la producción de petróleo, presentando saturaciones de petróleo residual más bajas que la de las rocas fuertemente mojadas por agua o petróleo, esto se debe a que, las fuerzas capilares son más intensas en núcleos fuertemente mojados por agua, que en aquellos con una débil mojabilidad (Honarpour et. al., 1986).

2.5.5. Efectos de Otros Factores

Según Honarpour et. al. (1986), varios autores consideran que, el efecto que producen los cambios de la presión de desplazamiento y del gradiente de presión, sobre las curvas de permeabilidad relativa se debe al desarrollo de efectos de frontera, que tienen lugar durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio.

Los efectos de frontera, son discontinuidades en las propiedades capilares de un sistema sometido al flujo, cuando se están haciendo pruebas en núcleos para medir la permeabilidad relativa.

En un estrato de roca permeable las fuerzas capilares actúan uniformemente en todas las direcciones, por esto, a nivel del yacimiento hay equilibrio en las fuerzas capilares, resultante de la anulación que tiene lugar entre éstas.

Por el contrario, en una muestra a nivel de laboratorio, se presenta una discontinuidad en la saturación al final de la muestra. Cuando las fases que fluyen, a través de la muestra de roca, son descargadas en una región abierta, que se encuentra a presión atmosférica, se mantiene una fuerza capilar neta dentro de la muestra, esta fuerza evita que la fase mojante abandone la muestra, creando una acumulación de ésta a la salida del núcleo que se halla expuesta, produciendo un gradiente de saturación a lo largo de ésta que altera las mediciones de permeabilidad relativa.

La forma más conveniente de minimizar los efectos de frontera es reducir las fuerzas capilares hasta un valor insignificante, comparado con las fuerzas viscosas, esto se logra ajustando el caudal de flujo, otra forma de lograrlo, es usar un fluido más viscoso en un núcleo de mayor longitud que el usado comúnmente.

Por otra parte, cuando se presentan altos caudales, por ejemplo, en un proceso de inyección de agua, el yacimiento no tendrá tiempo suficiente para desarrollar una respuesta adecuada al proceso de imbibición de agua dentro de los poros, lo que generará que una menor cantidad de petróleo sea desplazado, acelerando el tiempo de ruptura del frente de agua.

Cuando esto sucede, se presentaran mayores relaciones de permeabilidad relativa, k_{rw}/k_{ro} , y las curvas mostraran una forma diferente a la normal (Babadagli and Ershaghi, 1992).

2.6. Métodos para la Medición de la Permeabilidad Relativa

En la literatura (Honarpour et. al., 1986; Bradley, H. B., et. al, 1992) se presentan varios métodos empleados comúnmente en el laboratorio para la medición de la permeabilidad relativa a muestras de núcleos de roca. Los métodos más importantes son los siguientes:

2.6.1. Método de Estado Estable

Esta técnica de medición realizada en el laboratorio calcula la permeabilidad efectiva como una función de la saturación, en base a los datos de flujo obtenidos y a la suposición que las fuerzas gravitacionales no afectan el flujo estable de cada uno de los fluidos, los cuales se asume son incompresibles.

El método consiste en hacer fluir una relación volumétrica combinada de fluidos por la muestra de roca hasta establecer un equilibrio de presión y saturación. La esencia del método es realizar mediciones directas de parámetros como caudales de flujo volumétrico, caídas de presión y niveles de saturación de fluidos, a lo largo de la muestra de roca para, a partir de éstas, determinar la

magnitud de la permeabilidad efectiva y hallar el valor de la permeabilidad relativa.

Con los métodos de estado estable, se obtienen mediciones puntuales de permeabilidad efectiva a cada fase, lo cual implica que, para desarrollar una curva apropiada de permeabilidad relativa será necesario efectuar las mediciones suficientes que cubran el rango total de saturación de fluidos que se presenta dentro del yacimiento.

Estos métodos presentan la desventaja que será necesario esperar a que cada relación volumétrica de caudal de inyección alcance el equilibrio para hacer las mediciones, con lo cual, la obtención de suficientes puntos involucrará la inversión de mucho tiempo.

Los siguientes son los principales métodos de estado estable utilizados para hallar la permeabilidad relativa.

- Método de Penn-State
- Método dinámico de muestra-simple
- Método de Hassler
- Método de Hafford
- Método de alimentación dispersa

2.6.2. Método de Estado Inestable

En las mediciones de permeabilidad relativa en estado inestable, primero se satura la muestra de roca con la fase mojante para luego inundar el núcleo con la fase no-mojante.

Durante las pruebas en estado inestable, se registra la producción acumulativa de ambas fases, la caída de presión a lo largo de la muestra de roca y los caudales de inyección.

Debido a que no hay necesidad de esperar a que se alcance el equilibrio en el sistema, las mediciones son hechas más rápidamente que aquellas en estado estable.

El análisis matemático de los resultados obtenidos a partir de pruebas en estado inestable es muy complejo, ya que las ecuaciones de flujo en las que se basan este tipo de pruebas son las planteadas por la teoría desarrollada por Buckley and Leverett (1942) y extendida por Welge.

Johnson et al. (1958) empleando las consideraciones teóricas de Buckley and Leverett (1942), desarrollaron una técnica, conocida como 'JBN', que se emplea comúnmente para calcular las permeabilidades relativas individuales de las fases a partir de pruebas de laboratorio en estado inestable.

Las mediciones obtenidas a partir de este método, frecuentemente son empleadas para determinar la relación k_w/k_o , a partir de la cual se puede predecir el comportamiento de los yacimientos que se

producen por el empuje de un acuífero activo o por la inyección de agua.

Por su parte, la relación k_g/k_o es empleada para estimar la producción obtenida de procesos de recobro donde el petróleo es desplazado por gas, como en la inyección de gas o el empuje por gas en solución, mientras que la relación k_g/k_w se usa para la predicción del desarrollo de pozos de gas natural.

2.6.3. Métodos de Presión Capilar

Las técnicas empleadas para el cálculo de la permeabilidad relativa, basadas en datos de presión capilar, fueron desarrolladas para procesos de drenaje en donde la fase no-mojante (gas), desplaza a la fase mojanete (petróleo o agua), es decir, este tipo de procedimientos se usan para determinar las curvas de permeabilidad relativa en sistemas gas-petróleo o gas-agua.

Los métodos de presión capilar se emplean cuando la muestra de roca es muy pequeña y de una permeabilidad muy baja para efectuarle pruebas de flujo, pero, lo suficientemente considerable como para realizar en ésta una inyección de mercurio.

Otro uso muy común que se le da a este tipo de técnicas es la estimación de la relación k_g/k_o para yacimientos de gas condensado retrogrado, en los cuales la saturación de petróleo se incrementa a

medida que la presión decrece y que presentan una saturación de petróleo inicial (S_{oi}), casi igual a cero.

2.6.4. Métodos de la Centrífuga

Las técnicas de la centrífuga, empleadas para medir la permeabilidad relativa, son una variante de las metodologías de estado inestable.

Esta técnica se basa en el monitoreo de los líquidos producidos de las muestras de roca que han sido inicialmente saturadas uniformemente, con una o dos fases.

El método de la centrífuga es mucho más rápido que las técnicas de estado estable y no está sujeto a problemas de digitación viscosa, la cual, muchas veces interfiere con las mediciones realizadas con las técnicas de estado inestable.

Por otro lado, entre las desventajas que presenta el método de la centrífuga, se halla una tendencia a problemas capilares por los efectos de frontera, además, que la información obtenida con las pruebas, corresponde solamente a la permeabilidad relativa de la fase invasora.

2.6.5. Cálculos Hechos a Partir de Datos de Campo

Es posible calcular los valores de las relaciones de permeabilidad relativa directamente de datos de producción, factores volumétricos y rangos de saturación de agua calculados en el campo.

La curva de permeabilidad relativa se obtiene al graficar la relación k_g/k_o en función de la saturación de líquido total. Esta técnica es muy exitosa, aun si solo se tienen algunos datos de saturación de líquido.

Las relaciones de permeabilidad relativa halladas pueden ser usadas para verificar la precisión de los valores predichos por técnicas empíricas o de laboratorio; usualmente estos valores no son similares debido a las siguientes causas:

- El núcleo en el que se realizó la medición de la permeabilidad relativa puede no ser representativo del yacimiento con respecto a factores como la distribución de los fluidos, porosidad secundaria, etc.
- La técnica usualmente empleada para realizar el cálculo de permeabilidad relativa en base a datos de campo no tiene en cuenta los gradientes de presión y de saturación presentes en el yacimiento, debido a que los pozos están produciendo de varios estratos que se encuentran en diferentes etapas del proceso de depleción.

- La técnica usual para calcular la permeabilidad relativa a partir de datos de campo, asume que la solubilidad a cualquier presión es constante en la zona de petróleo. Tal suposición generará errores de cálculo si los efectos gravitacionales en el yacimiento son significativos.

Cuando la permeabilidad relativa al agua es calculada en base a datos de campo, una fuente muy común de error, es la producción de agua de alguna fuente diferente al yacimiento, por ejemplo, debido a una fuga en el casing, fracturas que se extienden de la zona de hidrocarburos hasta un acuífero, etc.

2.6.6. Métodos de Fluido Estacionario

En este tipo de métodos la permeabilidad efectiva de una fase es medida al hacer fluir un fluido a un gradiente de presión tan bajo, que el fluido inmiscible contiguo no sea afectado (Bradley, H. B., et. al, 1992).

El método es valido cuando el fluido estacionario tiene un nivel de saturación cercano a su valor mínimo, es decir, su saturación es cercana a la irreducible o connata.

El método se usa para hallar un valor indicativo de la productividad inicial de pozos de petróleo que se encuentran en horizontes donde solo hay petróleo inicial más una saturación de agua intersticial, también, se utiliza para indicar el nivel de permeabilidad efectiva de

la mezcla agua/salmuera, cuando se alcanzan las condiciones de saturación de petróleo residual al final de un proceso de recobro por inyección de agua.

La ventaja que presenta el método es que, operacionalmente, es fácil de aplicar y los datos que arroja junto a otros parámetros se usan para calcular los valores de permeabilidad relativa en base a los modelos matemáticos de Brooks and Corey (1964) y Stone.

Su principal desventaja es que los datos generados al aplicar el método pueden ser distorsionados por los efectos de frontera.

Algunos investigadores como Scheidegger y O'Meara et. al., se dieron a la tarea de analizar algunas metodologías descritas por otros autores previamente (Honarpour et. al., 1986).

En tal trabajo, se concluyó que de los métodos de estado estable, el desarrollado por Hassler proporciona los resultados más confiables, pues, se basa en una definición acertada de la permeabilidad relativa.

De otro lado, aunque algunos de los métodos de estado inestable son más rápidos y fáciles de aplicar, desde el punto de vista operacional, están rodeados de enormes dificultades para su interpretación, debido a que envuelven deducciones hechas en base a graficas generadas por aproximaciones de la ecuación de Buckley-Leverett.

2.7. Métodos Empíricos Usados para Determinar la Permeabilidad Relativa

Hoy en día en la industria petrolera, con la incorporación de simuladores numéricos de yacimientos se le brinda al ingeniero la oportunidad de determinar mediante modelos empíricos los valores de las curvas de permeabilidad relativa de una manera más fácil y rápida.

La mayoría de estos modelos se clasifican en cuatro categorías:

- **Modelos Capilares:** Están basados en la suposición que el medio poroso consiste de un manojo de tubos capilares de varios diámetros, con un camino para el flujo de los fluidos, de una longitud mayor que el de los tubos. Estos modelos ignoran la naturaleza interconectada del medio poroso y frecuentemente no proveen resultados reales.
- **Modelos Estáticos:** También están basados en el modelamiento del medio poroso como un manojo de tubos capilares de varios diámetros distribuidos al azar; al igual que el modelo anterior este no es capaz de modelar la interconectividad del medio poroso.
- **Modelos Empíricos:** Están basados en relaciones empíricas propuestas que describen las permeabilidades relativas determinadas mediante pruebas de laboratorio. Este tipo de

modelos han permitido generar las aproximaciones más acertadas sobre el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

- **Modelos de Redes:** Están basados en el modelamiento del flujo de fluidos en el medio poroso usando una red de resistores eléctricos y un computador digital. Este modelo es probablemente la mejor herramienta empleada para entender el flujo de fluidos a través del medio poroso.

Antes de presentar los principales modelos matemáticos usados para calcular los valores de permeabilidad relativa, será necesario definir la saturación efectiva de los fluidos, pues, este parámetro es usado en la mayoría de las correlaciones.

Esta saturación expresa la saturación del fluido como una fracción del rango de fluidos móviles y se identifica con el superíndice (*).

Para yacimientos mojados por agua la saturación efectiva se expresa en función de la saturación connata de la fase mojante, tal como se expresa en las siguientes relaciones:

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wc})}{(I - S_{wc})} \quad (8)$$

$$S_o^* = \frac{S_o}{(I - S_{wc})} \quad (9)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc})} \quad (10)$$

donde:

S_w^* Saturación efectiva del agua

S_o^* Saturación efectiva del aceite

S_g^* Saturación efectiva del gas

S_w Saturación del agua

S_o Saturación del aceite

S_g Saturación del gas

S_{wc} Saturación de agua connata o irreducible

Para yacimientos mojados por petróleo, aunque son muy raros de encontrar, la saturación efectiva se expresa en función de la saturación de petróleo irreducible, como es mostrado a continuación:

$$S_w^* = \frac{S_w}{(1 - S_{or})} \quad (11)$$

$$S_o^* = \frac{(S_o - S_{or})}{(1 - S_{or})} \quad (12)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{or})} \quad (13)$$

donde:

S_{or} Saturación de aceite residual

Honarpour et. al. (1986) presentan la adaptación que varios autores han desarrollado para las relaciones propuestas por Kozeny-Carmen y Purcell, para el cálculo de la permeabilidad relativa.

Todos ellos propusieron modelos que se basan en la suposición que el medio poroso consiste de un manojito de tubos capilares. En base a esta suposición aplicaron la Ley de Darcy y las relaciones de Poiseuille para derivar una serie de relaciones que permiten el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa.

Además, emplearon el concepto de tortuosidad, así como de ciertos parámetros de textura, para tener en cuenta el camino tortuoso que tiene lugar a través de los canales de flujo.

Este concepto es completamente diferente al modelo simplista que representa al medio poroso como a una red de tubos capilares.

Las siguientes son las principales correlaciones usadas para calcular la permeabilidad relativa:

- Correlación de Wyllie y Gardner (Ahmed, 2001):

Sistema petróleo-agua

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left[\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (14)$$

Sistema gas-petróleo

$$k_{ro} = (S_o^*) - k_{rg} \left[\frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (15)$$

- Correlación de Torcaso y Wyllie (Honarpour et. al., 1986):

Sistema gas-petróleo

$$k_{ro} = k_{rg} \left[\frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - (S_o^*)^2)} \right] \quad (16)$$

- Correlación de Pirson's (Honarpour et. al., 1986):

Fase mojante

Procesos de imbibición y drenaje

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3 \quad (17)$$

Fase no-mojante

Proceso de imbibición

$$(k_r)_{nw} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad (18)$$

Proceso de drenaje

$$(k_r)_{nw} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (19)$$

donde:

$(k_r)_{nw}$ Permeabilidad relativa de la fase no-mojante

S_{nw} Saturación de la fase no-mojante

- Método de Corey's (Honarpour et. al., 1986):

Sistema gas-petróleo, procesos de drenaje

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (20)$$

$$k_{rg} = (S_g^*) (2 - S_g^*) \quad (21)$$

Las siguientes son las representaciones analíticas de las permeabilidades relativas de fases individuales, frecuentemente usadas en los simuladores numéricos (Honarpour et. al., 1986).

- Sistema aceite-agua

$$k_{ro} = (k_{ro})_{s_{wc}} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad (22)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{s_{orw}} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (23)$$

donde:

$(k_{ro})_{s_{wc}}$ Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata

$(k_{rw})_{s_{orw}}$ Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual

- Sistema gas-aceite

$$k_{ro} = (K_{ro})_{s_{gc}} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{go}} \quad (24)$$

$$k_{rg} = (K_{rg})_{s_{wc}} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{n_g} \quad (25)$$

donde:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} \quad (26)$$

$(k_{ro})_{Sgc}$ Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de gas crítico

$(k_{rg})_{Swc}$ Permeabilidad relativa del gas la saturación de agua connata

S_{lc} Saturación crítica de líquido total

S_{org} Saturación de aceite residual en el sistema gas-aceite

Los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa n_o , n_w , n_g y n_{go} son generalmente determinados por el método de los mínimos-cuadrados para ajustar los datos experimentales o de campo de permeabilidad relativa.

3. PERMEABILIDAD RELATIVA EN YNF

3.1. Introducción

En los capítulos anteriores se ha discutido sobre los yacimientos naturalmente fracturados, al igual que, sobre los conceptos de permeabilidad relativa.

En este capítulo se abordará el estudio de la permeabilidad relativa en los YNF, haciendo énfasis en qué hace diferentes a este tipo de curvas, en relación con las curvas de permeabilidad relativa para los yacimientos homogéneos.

Hablar de permeabilidad relativa, implica el estudio de los procesos de flujo multifásico que tienen lugar en el medio poroso. Como se vio en el capítulo anterior, han sido muchos los modelos teóricos planteados por igual número de investigadores para tratar de predecir el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos homogéneos.

Este capítulo empezará con una breve descripción de los principios teóricos que hacen particularmente diferente el estudio de la permeabilidad relativa en los YNF, luego, se hablará de los estudios presentados en la literatura que tratan sobre la permeabilidad relativa en los YNF, además, se presentará una síntesis de los principales factores que afectan el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en los YNF.

Este capítulo dejará sentadas las bases para discutir los modelos teóricos desarrollados para la determinación de la permeabilidad relativa en los YNF.

3.2. Permeabilidad Relativa en YNF

La permeabilidad relativa a un fluido, k_{ri} , puede ser definida, como una medida cualitativa de la capacidad y habilidad de la formación para la transmisión de un fluido i , cuando hay presentes dos o más fases fluyendo simultáneamente a través de esta, para saturaciones específicas de cada uno de los fluidos.

Para los YNF la definición de permeabilidad relativa es exactamente igual a la planteada anteriormente, aunque en este tipo de yacimientos hay que tener en cuenta la existencia de dos medios completamente diferentes a través de los cuales puede ocurrir el flujo multifásico.

Por un lado, está la matriz, con propiedades más o menos constantes que se podrían asemejar a las de un yacimiento homogéneo, mientras que por el otro, están las fracturas, las cuales actúan como canales de flujo preferencial o en el peor de los casos, como barreras al flujo.

El estudio de la permeabilidad relativa en YNF es un tema bastante específico que ha merecido un creciente interés por parte de los

investigadores. Los principales trabajos se han centrado en el estudio de sistemas agua-aire y agua-petróleo.

Uno de los primeros estudios desarrollados sobre permeabilidad relativa en YNF fue desarrollado por Romm en 1966 (Diomanpo et. al., 2002), en este se encontró que existe una relación clara entre la permeabilidad relativa en los YNF y la saturación del yacimiento.

Según Romm, la permeabilidad relativa en un YNF se representa por un par de líneas rectas, como las mostradas en la Figura 11; estudios posteriores, más especializados, han llegado a la conclusión que las curvas de permeabilidad relativa en la realidad, están bastante alejadas de este comportamiento simplificado.

Teniendo en cuenta la investigación realizada por los autores del presente trabajo, así como los principios físicos que rigen el flujo multifásico a través de los YNF, se descarta que la suposición de las líneas rectas para describir la permeabilidad relativa en los YNF sea una suposición válida en el estricto sentido físico del fenómeno de flujo que sucede en el yacimiento.

En un trabajo reciente (Diomanpo et. al., 2002), se afirma que hoy en día el mecanismo de flujo y las características del comportamiento de la permeabilidad relativa en un sistema fracturado permanece aun indeterminado.

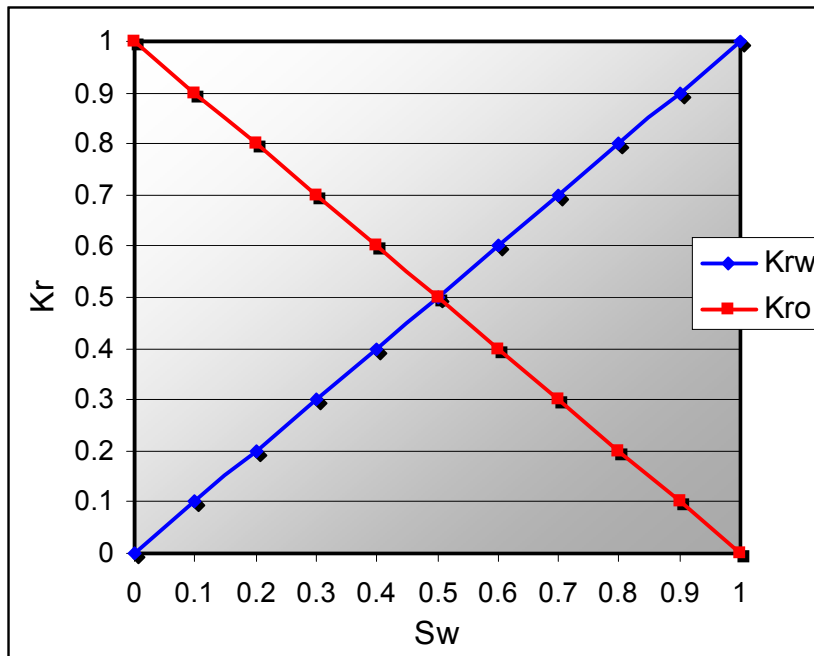


Figura 11: Curvas de Permeabilidad Relativa para YNF Halladas por Room

En muchas ocasiones, debido a la dificultad que representa la determinación de las curvas de permeabilidad relativa para los YNF, el ingeniero de yacimientos suele asumir un modelo sencillo que trate de ajustarse lo mejor posible al comportamiento real del flujo multifásico a través del yacimiento (Guzman, 1991).

No obstante, la aplicación de tal tipo de curvas presenta inconsistencias con las observaciones experimentales tal como lo describen Pieters and Graves (1994).

Existen dos aproximaciones empleadas comúnmente para modelar el flujo multifásico a través de las fracturas: la aproximación del medio poroso y la aproximación equivalente del medio homogéneo y flujo de una fase (Diomampo et. al., 2002).

En la aproximación del medio poroso, las fracturas son tratadas como un medio poroso bidimensional interconectado. En este modelo, el espacio poroso ocupado por una fase no estará disponible para el flujo de la otra fase.

Tal como sucede con un medio poroso, en este modelo, la competencia por ocupar el espacio poroso es descrito por la permeabilidad relativa y gobernado por la ley de Darcy.

Por su parte, la aproximación del medio homogéneo equivalente, cuando hay una fase fluyendo, considera al flujo a través de las fracturas como un caso limite del flujo a través de tuberías.

En este modelo las movilidades de cada fase en una fractura son iguales y las fuerzas capilares despreciables; además, un camino continuo de flujo no es requerido para el movimiento de las fases.

Diomanpo et. al. (2002) consideran que el flujo bifásico a través de fracturas puede ser representado al usar el modelo del medio poroso, en vez del modelo que se asemeja al flujo de fluidos a través de tuberías, lo cual lleva al hecho que sea la permeabilidad relativa la que gobierne los efectos de interferencia entre las fases.

Esto último es importante, ya que debe considerarse que habrá interferencia entre dos fases que fluyan por el mismo medio, cuando la suma algebraica de sus respectivas permeabilidades relativas sea menor a la unidad, esto es especialmente cierto para procesos de flujo a través de YNF, donde los procesos de flujo que

tienen lugar se desarrollan en estado inestable, cumpliendo con los principios de la Teoría de Buckley-Leverett (1942).

Físicamente, la no interferencia entre las fases implica que cada fase fluye por su propio camino de flujo sin impedir el flujo de la otra fase.

3.2.1 Imbibición en YNF

Los procesos de imbibición y drenaje descritos en el capítulo anterior, aplican de igual forma en los YNF, obviamente, será necesario establecer unas condiciones particulares bajo las cuales actúan estos procesos, en especial la imbibición, ya que, para este tipo de yacimientos será necesario tener en cuenta los fenómenos de interacción entre la matriz y las fracturas.

A manera de simplificación, se considerará que ambos subsistemas del yacimiento se hallan mojados por agua, aunque en la realidad, tal simplificación puede resultar excesiva, debido a que los procesos de mineralización secundaria que tienen lugar durante la formación de las fracturas en el yacimiento, generalmente alteran los patrones de comportamiento molecular que rigen, en cierta medida, la tendencia de la roca a ser mojada por agua o por petróleo (Tang and Firoozabadi, 2000; Al-Hadharami and Blunt, 2000).

Tales variaciones en la forma en que se encuentra distribuida la mojabilidad de los componentes del yacimiento, de forma práctica

entrará a alterar los valores de las saturaciones residuales de cada fase, al igual que el comportamiento individual de las curvas de permeabilidad relativa para cada subsistema del yacimiento; sin embargo, a una escala práctica, tales variaciones pueden ser despreciadas a la luz del análisis del yacimiento como un sistema completo y no como la suma de dos componentes, el cual es el tratamiento preferido por los modelos estudiados en la presente investigación.

Dado que la mayoría de los modelos de flujo que tratan de explicar los fenómenos que tienen lugar en los YNF consideran que los bloques de matriz son netos almacenes para los fluidos, se da mayor importancia a la imbibición de fluidos que tiene lugar desde las fracturas hacia los bloques de matriz, que la misma que pueda ocurrir hacia el interior de estos últimos.

La imbibición capilar que tiene lugar en los YNF es causada por una diferencia entre las presiones capilares de la matriz y las fracturas.

Si las presiones capilares de las fracturas y la matriz son cero, el recobro de petróleo es debido, casi exclusivamente a la acción de la gravedad, con lo cual los volúmenes de hidrocarburos recuperados serán mucho menores que aquellos que se obtendrían si la imbibición estuviera presente (Guzman, 1991).

Por otro lado, cuando la presión capilar de las fracturas es lo suficientemente alta, el agua fluirá de la matriz hacia las fracturas, con lo cual se reducirá el recobro de petróleo, es decir, el agua

imbibirá en las fracturas, traduciéndose esto en recobros altos de agua e ineficientes procesos de barrido.

Aparentemente las altas presiones capilares en las fracturas parecen no ocurrir en la realidad, aunque los procesos de barrido ineficientes que reducen el recobro de petróleo sí, por lo cual puede haber una interpretación errónea de los resultados (Guzman and Aziz, 1992).

En los YNF en los que hay un alto grado de imbibición, la producción de los fluidos presentes en las fracturas es función de los mecanismos de transferencia de fluidos desde la matriz hacia las fracturas.

Mientras, que cuando la imbibición entre la matriz y las fracturas es despreciable, la producción de fluidos es función únicamente de los fluidos que saturan las fracturas y de la forma como tiene lugar el flujo de estos, es decir, de la permeabilidad relativa del sistema fracturado, con lo cual el flujo de una fase dada será proporcional a la permeabilidad relativa del mismo (Guzman, 1991).

Es importante tener en cuenta qué, para que haya imbibición significativa entre las fracturas y los bloques de matriz, será necesario que la tasa de flujo de agua sea baja, ya que de lo contrario, el agua fluirá rápidamente a través de las fracturas con lo cual ésta no tendrá el tiempo suficiente para imbibir eficientemente en los bloques de matriz.

3.2.2. Métodos para la Medición de las Curvas de Permeabilidad Relativa

Los principales métodos experimentales empleados para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa son los métodos de estado estable y aquellos de estado inestable (Honarpour et. al., 1986).

Si bien, en el capítulo anterior, estos fueron estudiados, en este capítulo, será conveniente tener en cuenta algunas consideraciones prácticas que se deben tener en cuenta al momento de desarrollar este tipo de pruebas en YNF.

Según Crotti and Rosbaco (1998), aunque los métodos en estado estable son más costosos y consumen más tiempo, cuando se manejan yacimientos con algún grado de heterogeneidad son recomendables porque:

- Los resultados de las pruebas se ven poco afectados por la presencia de heterogeneidades en las muestras de núcleos.
- Los cálculos son más simples.

Sin embargo, muchas veces no se tiene en cuenta que los largos periodos de inyección o los altos volúmenes inyectados pueden alterar las propiedades mineralógicas de la formación (Crotti and Rosbaco, 1998), además, debido a que las condiciones de estado

estable no son las verdaderas del yacimiento (Guzman and Aziz, 1992), las mediciones en tal estado serán válidas únicamente para los *'end points'* de las curvas de permeabilidad relativa.

Algunos autores (Guzman and Aziz, 1992; Crotti and Rosbaco, 1998; Sorbie and Rowe, 1987; Babadagli and Ershaghi, 1992) coinciden en afirmar que el mejor método, dadas las características de flujo que suceden en el yacimiento, para la medición de la permeabilidad relativa en YNF es aquel que involucre pruebas en estado inestable.

Incluso Crotti and Rosbaco (1998), van más allá, afirmando que el mejor tratamiento que se le puede dar a los datos obtenidos a tales pruebas, es aquel que haga un manejo estadístico de los mismos, tratando de hacer un ajuste histórico entre los datos reales de producción y caída de presión que arroje una prueba y los datos que genere una curva simulada implícita de permeabilidad relativa.

Será necesario tener en cuenta que los experimentos para la determinación de la permeabilidad relativa en núcleos fracturados, a menudo, se ven afectados por los esfuerzos a los que se halla sometido el núcleo, ya que, si la magnitud de tales esfuerzos afecta el grado de apertura de las fracturas, las mediciones que se hagan variarán con la presión de confinamiento que se aplique durante el experimento (Habana, 2002).

Un incremento en la presión de confinamiento aumentará el esfuerzo sobre las fracturas y reducirá la apertura de las fracturas,

disminuyendo consecuentemente la capacidad de flujo, o sea, la permeabilidad de las fracturas.

Para evitar la ocurrencia de las dificultades antes mencionadas, las pruebas para determinar la permeabilidad relativa en un núcleo fracturado deben ser corridas a condiciones de presión de sobrecarga, temperatura y presión de poro, reales del yacimiento.

3.3. Parámetros Que Afectan las Curvas de Permeabilidad Relativa en Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los parámetros que aquí se presentarán son los que los autores del presente proyecto han considerado los más representativos y tal vez importantes, además, se intentará considerar tanto los factores de la matriz y de las fracturas, como las propiedades de los fluidos almacenados en ambas, igualmente, de la interacción entre ellos.

Es muy común, por la forma en que se presentan las curvas de permeabilidad relativa, pensar que estas son solo función de la saturación de los fluidos, no obstante, se verá como estas son función de muchos otros parámetros tanto del fluido como de la roca de la formación.

Es precisamente por lo anterior que el intentar desarrollar un modelo que trate de describir el comportamiento de la permeabilidad relativa, tanto en yacimientos homogéneos, como en

YNF, es sumamente difícil y particular según el tipo de fluido y la formación.

A continuación se presentarán los efectos de los siguientes parámetros: mojabilidad de la matriz y de las fracturas, coeficiente de transferencia de flujo matriz-fractura, tensión interfacial, viscosidad del fluido, procesos de imbibición y drenaje, conductividad y almacenamiento de las fracturas, asperezas en las fracturas, segregación gravitacional de los fluidos, caudal de flujo y presencia de mineralizaciones en las fracturas.

3.3.1. Mojabilidad de la Matriz y de las Fracturas

Como se mencionó en el capítulo anterior, este parámetro afecta las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos homogéneos, de forma similar lo hace sobre los yacimientos naturalmente fracturados.

La relación que se establece entre las fases mojante y no mojante, determina el grado de saturación del medio poroso, consecuentemente, el tipo de mojabilidad que se presente tanto en las fracturas como en la matriz afectará las curvas de permeabilidad relativa, ya que existe una dependencia entre la mojabilidad del medio y la facilidad con que una fase fluirá dentro del mismo.

Graue et. al. (2001), encontraron que al realizar un desplazamiento con agua a núcleos de caliza artificialmente fracturados, el tiempo

de ruptura del agua será mayor en núcleos fuertemente mojados por agua que para núcleos que presentan una mojabilidad intermedia, esto se debe a que la saturación de agua residual en los núcleos fuertemente mojados por agua será mayor, lo que producirá que esta fase no fluya fácilmente, obteniendo valores de permeabilidad relativa al agua bajos.

De igual forma ocurrirá con el petróleo, a medida que el núcleo pasa de moderado a fuertemente mojado por petróleo la permeabilidad relativa a esta fase disminuirá.

Otra conclusión a la que llegaron Graue et. al. (2001), es que a medida que la mojabilidad de una roca pasa de fuerte a moderadamente mojada por agua, los caminos de flujo para esta fase se reducirán, lo que producirá que el proceso de imbibición de agua dentro de la matriz sea más eficiente, pues el número de canales por donde solo fluirá agua será menor, obteniendo valores de recobro de petróleo mayores, al igual que mejores eficiencias de barrido, esto si no se presenta entrapamiento de los fluidos.

3.3.2. Coeficiente de Transferencia de Flujo Matriz-Fractura

El flujo de fluidos a través de los YNF se puede caracterizar por un coeficiente de transferencia de flujo entre la matriz y la fractura, este coeficiente es proporcional al área superficial de los bloques de matriz por unidad de volumen y se representa comúnmente por la variable sigma, σ .

Un alto valor de σ , se debe a que hay una buena transmisibilidad entre la matriz y las fracturas. Recordando que la definición de transmisibilidad está dada como una función de la permeabilidad absoluta, y que la permeabilidad relativa es una función de esta última, se puede concluir que existirá algún grado de relación entre σ y la permeabilidad relativa.

Altos valores de transmisibilidad harán que los procesos de imbibición en contra-corriente entre la matriz y la fractura sean más efectivos, obteniéndose altas eficiencias de barrido y por ende curvas de permeabilidad relativa más rectas para el sistema compuesto matriz-fracturas.

3.3.3. Tensión Interfacial

La fuerza que impide que dos fases inmiscibles, que se encuentran en contacto se combinen, es la tensión interfacial, γ . Esta importante fuerza afecta el flujo de fluidos en la fracturas y en consecuencia la permeabilidad relativa.

Rossen and Kumar (1992; 1994) sugieren que, en el espacio poroso de las fracturas, las fuerzas capilares son más débiles que en el espacio poroso de la matriz, esto quiere decir que si se quiere mover una gota de petróleo que se encuentre atrapada en la garganta de un poro de la matriz se necesitará un gradiente de presión mucho mayor que el necesario para mover una burbuja de petróleo que se encuentre en una cavidad dentro de una fractura.

Esto no solo se debe a que el tamaño del espacio poroso de la fractura es mayor que el de la matriz, también, es debido a la tensión interfacial, ya que en la fractura ésta es mucho más fuerte que en la matriz, pues, la fase mojanante llena las cavidades presentes en las paredes de las fracturas y forma una delgada película en estas causando que la interfase entre la fase mojanante y la no-mojante sea casi plana, facilitando el flujo de fluidos y aumentando la permeabilidad relativa de la fase no mojanante.

Cuando la tensión interfacial es fuerte, las fuerzas capilares se vuelven importantes para el flujo de fluidos mientras que cuando la tensión interfacial es débil, la interfase de los fluidos es móvil, haciendo que predominen las fuerzas viscosas.

Rossen and Kumar (1992; 1994), establecieron un parámetro adimensional, H_D , el cual es función de γ . Cuando este parámetro tiende a infinito, las curvas de permeabilidad relativa en YNF presentaran forma de línea recta, esto se debe a que no habrá efectos mitigantes para el flujo y será posible el flujo multifásico a través de las fracturas.

3.3.4. Viscosidad del Fluido

La viscosidad de los fluidos presentes en el yacimiento, agua y petróleo, afecta las curvas de permeabilidad relativa. Babadagli and Ershaghi (1992), creen que las fuerzas viscosas son predominantes

en la fracturas, además, la matriz solo provee el almacenamiento y no la transmisibilidad al petróleo.

Una alta relación de movilidades tendrá lugar cuando la viscosidad del agua sea mucho mayor que la viscosidad del petróleo presente en la formación.

Cuando se presenten altas relaciones de movilidad, las curvas de permeabilidad relativa tenderán a ser muy diferentes para ambas fases.

Babadagli and Ershaghi (1992), proponen una relación para el calculo de los '*end points*' de las curvas de permeabilidad relativa en YNF en la cual se establece que la viscosidad del fluido es directamente proporcional a la permeabilidad relativa al mismo.

Se puede deducir entonces que la permeabilidad relativa en los YNF se ve influenciada por las viscosidades de los fluidos presentes en el yacimiento, al igual que sucede con los yacimientos homogéneos.

Este es un parámetro importante cuando se tienen yacimientos de crudo pesado en los que se efectúa la inyección de agua como mecanismo de recobro mejorado.

3.3.5. Imbibición y Drenaje

Como se ha visto, la imbibición es un proceso de desplazamiento de fluidos a través de un medio, en el cual la fase mojante desplaza a la fase no mojante. Por su parte el drenaje es también un proceso de desplazamiento, pero a diferencia de la imbibición, aquí la fase no mojante es quien desplaza a la fase mojante.

Las pruebas que se llevan a cabo en los laboratorios sobre muestras de corazones para determinar la forma de las curvas de permeabilidad relativa, se basan en los principios de los fenómenos descritos anteriormente para obtener los datos necesarios para construir las curvas.

Por lo tanto la forma como se desarrollen estos procesos influirá en la forma que presentarán las curvas de permeabilidad relativa para YNF. Como se explicó en el Capítulo 2, estos procesos producen curvas diferentes de permeabilidad relativa debido al fenómeno de histéresis.

3.3.6. Conductividad y Almacenamiento de las Fracturas

La conductividad de las fracturas es una medida de la capacidad de flujo que estas poseen. Por su parte, el almacenamiento de las fracturas hace referencia a la cantidad de fluido que pueden alojar estas en su interior.

Cuanto mayor sea la conductividad que presente una fractura, el flujo a través de ésta se asemejará más al que tiene lugar a lo largo de una tubería, por lo tanto, las curvas de permeabilidad relativa en tal caso serán líneas rectas.

Por su parte, cuando la mayor parte de la capacidad de almacenamiento de fluidos en un YNF está concentrada sobre las fracturas, la forma como se comportarán las curvas de permeabilidad relativa, se verá influenciada por esta capacidad de almacenamiento.

En estudios realizados por Ahriche and Tiab (2001) sobre núcleos artificialmente fracturados, se observaron alteraciones en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a la fase mojante al hacer variaciones en el grado de almacenamiento y conductividad de las fracturas.

Ahriche and Tiab (2001), hallaron a través de estudios experimentales, que para un mismo valor de saturación, entre más alta sea la conductividad de la fractura más alta será la permeabilidad relativa a la fase mojante y menor a la fase no mojante.

3.3.7. Asperezas en las Fracturas

Las asperezas son sitios en los cuales las paredes de la fractura se cierran, reduciendo el espacio disponible para el flujo de fluidos, al punto que ninguna fase puede fluir.

El modelo desarrollado por Rossen and Kumar (1992; 1994), incorpora este parámetro en sus ecuaciones, en la forma del valor de apertura media de la fractura, para predecir el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

Cuando hay presencia de asperezas cada fase requerirá la mitad del área de la fractura para formar un camino por donde fluir, cuando se presentan saturaciones en las cuales cada fase ocupe menos de la mitad del área de la fractura, debido a la presencia de asperezas, ninguna fase podrá fluir, a medida que la fractura se cierra más, se ampliará el rango de saturaciones en el cual ninguna fase podrá fluir, por lo tanto no habrá flujo de los fluidos y se verá alterada la forma de las curvas de permeabilidad relativa para YNF.

En los YNF es casi imposible encontrar fracturas que presenten paredes completamente lisas, debido a las altas presiones y los esfuerzos presentes en la roca, además, de los procesos de mineralización, es por esto que es muy común la alteración de las curvas de permeabilidad relativa por la presencia de asperezas en las fracturas.

Muchas veces las asperezas funcionan como soporte para las paredes de las fracturas, con lo cual aumentarían la capacidad de flujo de los fluidos, mejorando las curvas de permeabilidad relativa.

3.3.8. Segregación Gravitacional de los Fluidos

La distribución de los fluidos en una columna a través del yacimiento, de acuerdo con su peso molecular, es lo que se conoce como segregación gravitacional.

Cuando sucede algún tipo de segregación gravitacional en un YNF, las curvas de permeabilidad relativa serán asumidas como líneas rectas, ya que se presentará un flujo predominantemente monofásico a través del yacimiento.

Según Rossen and Kumar (1992; 1994), la segregación gravitacional de los fluidos es inicialmente la responsable del lento recobro de petróleo de las capas altas de los yacimientos; la magnitud del efecto de este parámetro sobre las curvas de permeabilidad relativa dependerá de la relación impuesta por el gradiente de presión y el potencial gravitacional neto, así como, por las dimensiones del yacimiento, para reducir ese efecto será necesario aumentar la caída de presión a nivel del pozo, lo cual mejorará la eficiencia de barrido.

Este parámetro también tiene un gran impacto cuando se presenta flujo en fracturas verticales, en este caso el proceso de imbibición contra-corriente será mucho más rápido que cuando se presente flujo horizontal, debido a la diferencia de densidades, el agua tenderá a ir hacia la parte inferior de la fractura lo que producirá que se incremente el tiempo de contacto entre el agua y la superficie de la matriz.

Aunque muchos autores no tienen en cuenta este parámetro en sus modelos, cuando se presentan yacimientos estratificados, la segregación gravitacional se convierte en un importante mecanismo de recobro que debe ser tenido en cuenta cuando se estudie el comportamiento del flujo de fluidos.

3.3.9. Caudal de Flujo

En un estudio experimental desarrollado por Babadagli and Ershaghi (1992), para un sistema compuesto de matriz y fracturas, en el que se realizó un desplazamiento con agua a un núcleo fracturado mojado por petróleo, se encontró que el proceso de imbibición capilar que ocurre cuando se presenta flujo en las fracturas es función del caudal de flujo a través de estas, de la presión capilar y la permeabilidad de la matriz.

Al probar con diferentes caudales, Babadagli and Ershaghi obtuvieron diferentes desarrollos del sistema de doble porosidad, debido a que el caudal afecta directamente el flujo interporoso, es decir, cuando se presentan altos caudales, por ejemplo, en un proceso de inyección de agua, el yacimiento no tendrá tiempo suficiente para desarrollar debidamente la respuesta al proceso de imbibición que debería ocurrir. Cuando sucede esto se presentarán mayores relaciones de permeabilidad relativa, k_{rw}/k_{ro} , y las curvas mostraran una forma diferente.

Si los caudales de inyección o producción son muy altos, la respuesta del yacimiento fracturado será similar a la de uno homogéneo debido a que estos altos caudales causaran que se presente mayor flujo de agua en la fractura, formándose canales preferenciales para el flujo de agua, que reducirán el proceso de imbibición en la matriz, es decir, el agua no pasará a la matriz para desplazar al petróleo presente allí, obteniéndose una producción alta de agua, incrementándose la permeabilidad relativa a esta.

Similarmente, cuando se presentan altos caudales la permeabilidad relativa al petróleo será menor que cuando se presentan caudales bajos, debido a que más petróleo se producirá o se presentará un mejor desarrollo del proceso de imbibición.

3.3.10. Presencia de Mineralizaciones en las Fracturas

La formación de estilolitas a lo largo de las fracturas reducirá el espacio disponible para el flujo a través de estas, es decir, se crearan restricciones que harán que el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa sea lo menos parecido al de un canal de flujo, consecuentemente, las curvas no serán líneas rectas y variaran su forma con el cambio en el grado de mineralización.

Al igual que con las asperezas, las mineralizaciones pueden actuar como mecanismo de soporte para evitar el cierre de las fracturas mejorando la capacidad de flujo en general del yacimiento.

4. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN YNF

4.1. Introducción

Es importante resaltar que hasta el momento no ha sido posible plantear un modelo lo suficientemente general como para que aplique para todo tipo de yacimientos homogéneos, esto es consecuente con el hecho que cada investigación está basada en características y suposiciones particulares, que hacen igualmente particular y limitada la aplicación de los modelos.

Si bien algunos modelos son más populares, por llamarlos de alguna forma, que otros, tal popularidad no es indicativo de su validez o generalidad, sino más bien de su sencillez o incluso tradición.

Si se parte de lo anterior, se puede tener una idea del trabajo y complejidad que implicaría el desarrollo de un modelo para predecir el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en YNF.

En este cuarto capítulo se tratarán los fundamentos teóricos y matemáticos que han seguido los investigadores para el planteamiento de modelos o relaciones matemáticas para determinar las curvas de permeabilidad relativa en YNF.

Durante la presente investigación, ha sido limitada la información hallada sobre permeabilidad relativa en YNF, aun más la cantidad de modelos que intentan describir el comportamiento de la misma.

El alcance de este trabajo es presentar un compendio de los cinco modelos más reconocidos en la literatura, los cuales son presentados en este capítulo siguiendo una secuencia cronológica, desde el más antiguo hasta el más reciente. Se presentan sus fundamentos teóricos, su desarrollo matemático, así como comentarios generales y una breve discusión de cada uno.

Al final de capítulo se presentará un cuadro comparativo entre los modelos a manera de síntesis.

4.2. Modelo de Línea Recta

Este modelo ha recibido muchas denominaciones: 'X-Plot', debido a que las curvas de permeabilidad relativa se asemejan a una X, o 'modelo del simulador', ya que muchos simuladores de doble porosidad suponen que el comportamiento de la permeabilidad relativa en los YNF es el descrito por este modelo.

4.2.1. Formulación del Modelo

Este modelo fue el pionero de los planteados para intentar describir el comportamiento de la permeabilidad relativa en YNF (Diomanpo et. al., 2002).

En 1966 Romm adelantó una serie de experimentos con flujo simultáneo de keroseno y agua, a través de una red de platos paralelos que asemejaban una fractura, entre estos colocó tirillas de polietileno o papel encerado. Romm encontró una relación lineal entre la saturación y la permeabilidad relativa, es decir:

$$S_w = k_{rw} \quad (27)$$

$$S_{nw} = k_{rnw} \quad (28)$$

Tal relación conduce a:

$$k_{rw} + k_{rnw} = 1 \quad (29)$$

En la Figura 11, mostrada en el capítulo anterior, se representa el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa propuestas por Romm. Allí se observan un par de líneas rectas con pendiente igual a uno y menos uno, que se cruzan en una saturación de 0,5.

Según Reiss et. al. (1973), Romm estableció que cuando un yacimiento fracturado es barrido por agua el petróleo almacenado en la matriz es producido fluyendo a través de las fracturas detrás del frente de inundación.

El modelo de línea recta asume que el flujo del yacimiento es debido únicamente a la conductividad de las fracturas, además, la función de la matriz es almacenar el petróleo en la que tiene lugar el proceso de imbibición.

Se asume que las fracturas presentan una distribución uniforme a lo largo del yacimiento y se hallan completamente abiertas, es decir, que no hay presencia de asperezas o mineralización en sus paredes, esto garantiza que el ancho de las fracturas sea constante en todo el yacimiento. Según lo anterior se podría pensar en la fracturas como una red de tuberías que interconectan los bloques de matriz del yacimiento.

Así mismo, el modelo asume que la presión capilar en las fracturas es muy pequeña, siendo mucho mayor la presente en los bloques de matriz, lo cual resulta coherente con el hecho que la imbibición tiene lugar en los bloques de matriz.

En los simuladores de doble porosidad, los parámetros del yacimiento deben ser introducidos para cada parte del sistema por separado, aunque se establece que la capacidad de flujo es proporcionada por las fracturas.

Es por esto que los simuladores numéricos necesitan la introducción de curvas de permeabilidad relativa tanto para la matriz como para las fracturas (Schlumberger, 2001).

El modelo de línea recta, asume que para cada componente del yacimiento el comportamiento de la permeabilidad relativa es el mismo, basado en el hecho que la mayor parte de la capacidad de flujo es un aporte de las fracturas.

Deghmoum et. al. (2000) señalan que los petrofísicos asumen que las curvas de permeabilidad relativa que se aplican para YNF se ajustan al modelo de línea recta entre el rango de saturaciones de cero y uno para ambas fases. Además, si la geometría de la red de fracturas no es uniforme estos asumen que 0,8 es el límite de saturación de agua, en vez de uno para tener en cuenta cualquier saturación residual de petróleo en las fracturas.

4.2.2. Desarrollo Matemático

El modelo de línea recta no presenta mayor complejidad en cuanto a la formulación matemática que involucra. Se trata simplemente de construir un par de líneas rectas con pendiente igual a uno entre el rango de saturaciones de cero y uno, ya que no se asumen saturaciones residuales, ni iniciales, para cada una de las fases.

Ambas líneas se cruzan en la saturación de 0,5. Si se tienen en cuenta saturaciones residuales o iniciales para alguno de los fluidos será necesario hacer una normalización de las mismas para aplicar este modelo.

4.2.3. Discusión del Modelo

Un buen modelo de permeabilidad relativa debe describir en realidad lo que a nivel de yacimiento sucede, ya que estos datos

son críticos en la predicción de la tasa de flujo de una fase en presencia de otra.

Pieters and Graves (1994) presentaron un estudio en el que se desarrollaba un desplazamiento con agua en núcleos fracturados. Los núcleos eran monitoreados con cámaras de video para observar la forma y distribución del frente de inundación. Dos de las conclusiones de ese trabajo son presentadas a continuación:

- La permeabilidad relativa no es una función lineal de la saturación.
- El comportamiento de la relación de permeabilidades relativas en las fracturas parece ser similar al que tiene lugar en el medio poroso homogéneo.

Los resultados del estudio anterior fueron definitivos al desvirtuar la validez del modelo de línea recta para las curvas de permeabilidad relativa en YNF, se afirma que si se llega a cumplir tal modelo físicamente no habrá interferencia entre las fases cuando estas fluyan a través de las fracturas.

Asumir que el modelo de línea recta es válido para los YNF o para cualquier yacimiento, es aceptar que ambas fases presentan igual movilidad para todo el rango de saturaciones que haya en el medio poroso, lo cual en definitiva es muy difícil de cumplir para cualquier yacimiento (Erwinsyah and Schechter, 1999), como lo es también

el hecho que todos los yacimientos presentan los mismos valores de permeabilidad relativa.

Este modelo es demasiado simple, pero es aceptado principalmente por el hecho que es muy difícil realizar pruebas de laboratorio a núcleos fracturados para medir las permeabilidades relativas.

A pesar que el modelo considera imbibición en la matriz, se está afirmando que la presión capilar matriz-fractura es cero, no habiendo continuidad capilar, así mismo, se desprecian los efectos de conductividad y almacenamiento de las fracturas (Ahrliche and Tiab, 2001).

Muchos autores coinciden en afirmar que el modelo lineal no representa el comportamiento de la permeabilidad relativa en YNF sin embargo, el modelo sigue siendo aplicado por ingenieros de yacimientos para evaluar el flujo multifásico en el sistema matriz-fractura.

El uso generalizado del modelo lineal se debe a su simplicidad y a la suposición que las fracturas son canales libres y limpios preparados para el flujo de fluidos.

4.3. Relaciones de Braester

Carol Braester (1972) utilizó para el cálculo de la permeabilidad relativa en yacimientos fracturados unas relaciones, constituidas

por un par de ecuaciones que tienen como fin ajustar el comportamiento que presentan las curvas de permeabilidad relativa en los YNF a una serie de supuestos que son la base de una teoría planteada por Braester para el flujo simultaneo de líquidos inmiscibles a través de un medio poroso fracturado.

4.3.1. Formulación de las Relaciones

El trabajo de Braester (1972) se centró en el desarrollo de un modelo matemático para describir el comportamiento del frente de agua durante una inundación a un medio poroso fracturado en el cual tiene lugar imbibición.

En contraste con la solución de Buckley-Leverett (1942) para un yacimiento no fracturado, la velocidad y la saturación del frente de inundación decrecen en el tiempo, esto debido a la transferencia del fluido mojante desde las fracturas hacia los bloques de matriz (Braester, 1972).

Esta claro que el principal aspecto que hace que un yacimiento sea considerado anisotrópico es la variación direccional de la permeabilidad.

Si se tiene en cuenta esto, los YNF caben perfectamente dentro de esta descripción, ya que en estos hay una variación significativa de la permeabilidad respecto a la dirección en la que tiene lugar el flujo, habiendo zonas en el yacimiento en las cuales existe una alta

permeabilidad y otras en las que la magnitud de ésta es casi despreciable.

Los estudios desarrollados por Braester intentaban hacer una extensión de las investigaciones de Buckley-Levertt al aplicarlas en los YNF. Braester consideró al yacimiento como una red de fracturas que se hallaba rodeando a los bloques de matriz, tal como se muestra en la Figura 12.

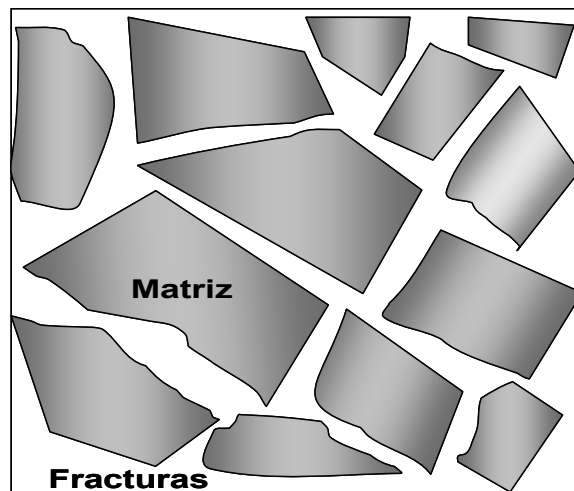


Figura 12: Modelo de YNF planteado por Braester. (Tomado de Braester, 1972)

Para Braester la totalidad de la capacidad de almacenamiento de fluidos del yacimiento se debe a los bloques de matriz, los cuales son los que le aportan porosidad al mismo, mientras que la contribución de la permeabilidad de la matriz a la permeabilidad total del yacimiento, puede ser de igual magnitud que el aporte que hacen las fracturas a la capacidad total de flujo del yacimiento.

El modelo de flujo de Braester establece que cuando en los YNF hay gradientes de presión no despreciables, si se comparan con

aquellos que suceden durante la imbibición, un cierto intercambio de fluidos tendrá lugar entre la matriz y las fracturas (Van Golf Racht, 1982).

El flujo de fluidos en los YNF sucederá de tal forma que las fases mojante y no mojante que se hallan en las fracturas están circulando de éstas hacia la matriz y de regreso a las primeras en las zonas que se hallan saturadas con petróleo y agua (Van Golf Racht, 1982).

Braester (1972) presenta un esquema que es reproducido aquí en la Figura 13 para ilustrar este intercambio. Tal proceso de flujo es considerado como un flujo continuo en ambas zonas, es decir, tanto en las fracturas como en la matriz.

Se plantea que las propiedades del sistema fracturado pueden ser promediadas para que el medio sea tratado como un yacimiento continuo y homogéneo, es decir, la permeabilidad del sistema completo será igual al promedio de las permeabilidades de la matriz y de las fracturas, lo mismo se puede asumir para la porosidad y otras propiedades del sistema.

En los bloques de matriz el agua imbibirá al petróleo cuando ésta se introduzca en ellos al fluir desde las fracturas. El modelo de flujo asume que la presión capilar en las fracturas es despreciable, sin embargo, no será posible despreciar la presión capilar que se produce por el flujo entre la matriz y las fracturas.

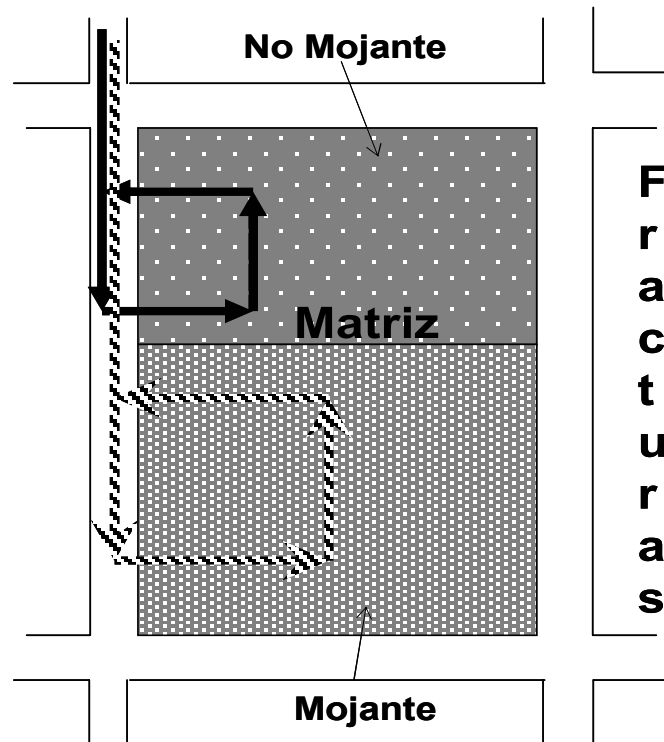


Figura 13: Esquema del proceso de flujo entre la matriz y las fracturas de las fases mojante y no mojante. (Tomado de Braester, 1972)

Braester (1972) planteó un par de relaciones entre las permeabilidades relativas y la saturación de agua para desarrollar comprobaciones numéricas para flujo simultaneo de líquidos inmiscibles a través de medios porosos fracturados.

Bajo tales relaciones, la permeabilidad relativa se convierte en una función del grado de saturación tanto de las fracturas, como del medio poroso.

Se asume por conveniencia que las permeabilidades relativas cumplen con las siguientes relaciones (Braester, 1972):

$$k_{ro} = \left[\frac{k_f}{k} + \left(1 - \frac{k_f}{k} \right) (1 - S_{wm}^2) (1 - S_{wm})^2 \right] (1 - S_{wf})^2 (1 - S_{wf}^2) \quad (30)$$

$$k_{rw} = \left[\frac{k_f}{k} + \left(1 - \frac{k_f}{k} \right) S_{wm}^4 \right] S_{wf}^4 \quad (31)$$

donde:

- S_{wf} Saturación de agua de las fracturas
- S_{wm} Saturación de agua de la matriz
- k_f Permeabilidad absoluta de las fracturas (md)
- k_m Permeabilidad absoluta de la matriz (md)

4.3.2. Desarrollo Matemático

Como se mencionó antes, Braester (1972) no presenta un fundamento físico que dé soporte a la formulación de sus relaciones, solamente plantea que son convenientes para lograr la validación de su modelo para el flujo de líquidos inmiscibles a través de medios porosos fracturados.

A manera de ejemplo, en la Figura 14 se presenta el conjunto de curvas de permeabilidad relativa obtenidas de la relación propuesta por Braester en su publicación original (Braester, 1972).

En tal figura se puede ver que para un valor dado de S_{wf} se asume que la k_{rw} decrece cuando la S_{om} (saturación de petróleo en la matriz) aumenta. Por ejemplo, para $S_{wf}=1$ (fracturas llenas con

agua) se obtiene una $k_{rw}=1$ (Punto A en la Figura 3), tal como debería ser. Para el mismo caso, $S_{wf}=1$, pero con $S_{wm}=0$ (bloques de matriz llenos con petróleo), la k_{rw} se reduce sustancialmente (Punto B en la Figura 3), esto como resultado de la suposición básica de la contribución de los bloques de matriz a la permeabilidad total del sistema.

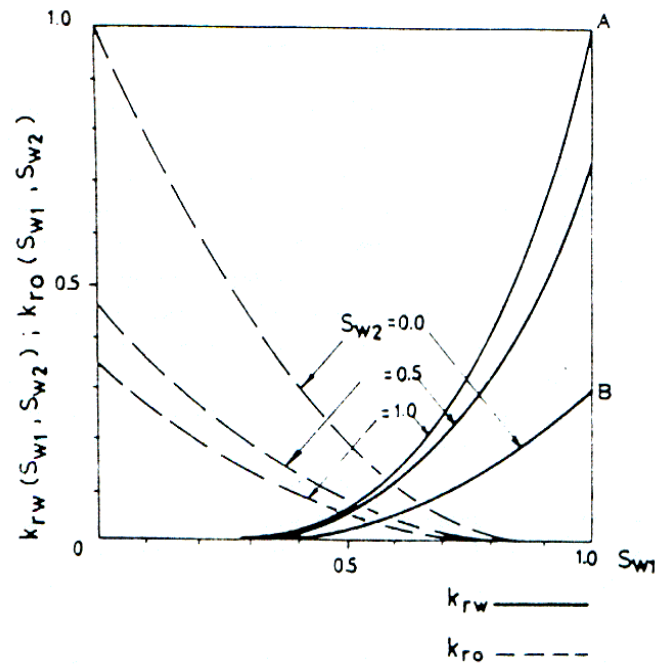


Figura 14: Familia de Curvas de Permeabilidad Relativa para un YNF. (Tomado de Braester 1972)

4.3.3. Discusión de las Relaciones

Braester propuso un modelo empírico para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa en YNF basado en modificaciones de modelos sin fractura, desarrollando ecuaciones que al ser graficadas contra la saturación produjeran curvas de permeabilidad relativa parecidas a las de un yacimiento homogéneo.

Braester (1972) en su artículo original afirma que las Ecuaciones (30) y (31), son motivadas por unas ecuaciones similares sugeridas por Brooks and Corey (1964) para un medio poroso homogéneo.

El planteamiento que se hace en el modelo para el flujo a través del yacimiento fracturado, de que la matriz puede aportar tanta capacidad de flujo como lo hacen las fracturas, está en contradicción con los supuestos en los que se fundamentan la mayoría de los modelos estudiados, al tiempo que deja en entredicho la validez del modelo de doble porosidad empleado en muchos simuladores numéricos de yacimientos.

Braester (1972) propone que para llevar a cabo la validación del modelo matemático desarrollado para el flujo de líquidos inmiscibles a través de medios porosos fracturados, la relación k_f/k debe ser igual a $1/3$, esto sería tanto como afirmar que la matriz esta aportando el doble de permeabilidad al sistema de lo que le aportan las fracturas, lo cual va en contra de los fundamentos teóricos en los que se basa el modelo de doble porosidad.

Tal como se plantean las relaciones, la representación de las curvas de permeabilidad relativa para los YNF no será un par de líneas, como se ve en otros modelos, ya que al haber variación en las saturaciones de la matriz y de las fracturas habrán cuatro variables en juego, lo cual producirá una familia de curvas cuando se intente graficar la permeabilidad relativa como una función de la saturación.

Es contradictorio el hecho que al asumir que la presión capilar en las fracturas sea igual a cero, no produzca ningún efecto sobre las curvas; esta suposición, como se ha visto en otros estudios (Pieters and Graves, 1994), hace que las curvas de permeabilidad relativa tiendan a líneas rectas.

Queda claro que las relaciones de Braester establecen que la permeabilidad relativa es función únicamente de la saturación de fluidos en las fracturas y en la matriz.

4.4. Modelo de Hirasaki

Este modelo, es uno de los más conocidos para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa en YNF. Su fundamento teórico y la apariencia de las ecuaciones hacen recordar los estudios de Brooks and Corey (1964) para yacimientos homogéneos.

4.4.1. Introducción al Modelo

Una herramienta usada comúnmente para conocer algunas propiedades del yacimiento son los registros eléctricos de pozo, que aunque son medidas indirectas, se acercan mucho al valor real de algunas propiedades.

Aguilera (1980), cita los estudios realizados por Fatt en 1956 en los que se representaba al sistema fracturado como a una red de

tubos, en estos se graficaba el índice de resistividad, I , contra la saturación de agua, S_w , obteniéndose una línea recta con pendiente n igual a -1.0; en base a esto, Fatt and Dystra (1956) desarrollaron una ecuación para una red simple de tubos en la que muestra que el índice de resistividad es el recíproco de la permeabilidad relativa para una saturación de fluido dada, es decir:

$$I = \frac{I}{k_{rw}} = S_w^{-n} \quad (32)$$

En la Ecuación (32) el exponente de saturación del agua n es el parámetro que proporciona la forma a las curvas de permeabilidad relativa.

En el caso de la permeabilidad relativa al agua a una saturación de agua dada, esta se puede obtener por la siguiente ecuación:

$$k_{rw} = S_w^n \quad (33)$$

Hirasaki (1973) hace uso de tal exponente de saturación del agua, n , para plantear una correlación con la que es posible calcular las curvas de permeabilidad relativa en función de una saturación normalizada, además, plantea que esta ecuación puede ser utilizada tanto en yacimientos homogéneos como heterogéneos en donde lo único que los diferencia es el valor del factor n .

4.4.2. Formulación del Modelo

En 1973 Hirasaki (1973) desarrolló un estudio sobre el ajuste histórico de algunos parámetros de yacimientos cuando estos son sometidos a una inyección de agua o gas.

En tal estudio Hirasaki definió los parámetros que tienen mayor influencia sobre el desarrollo del yacimiento, según él estos parámetros son el volumen poroso, ΔSV , la razón de movilidad entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, M , la permeabilidad la cual es representada como un factor del número gravitacional, N_G , y la forma de las curvas de permeabilidad relativa expresada en términos del parámetro n .

Para este modelo de permeabilidad relativa, se define una saturación normalizada tal que el valor de saturación en el cual la permeabilidad relativa al petróleo alcance el valor de uno, es el valor de saturación de agua irreducible y no el valor de saturación de agua cero.

La ecuación que representa tal saturación normalizada es la siguiente:

$$S = \frac{S_d - S_{dc}}{1 - S_{or} - S_{dc}} \quad (34)$$

donde

S_d Saturación de la fase desplazante

S_{or} Saturación de aceite residual

S_{dc} Saturación crítica o irreducible de la fase desplazante, igual al valor de saturación inicial de esta fase (agua o gas)

Con base en el exponente n y la saturación normalizada, Hirasaki (1973) presentó las siguientes ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad relativa de un proceso de imbibición (agua-petróleo):

$$k_{rd} = k_{rd}^o S^n \quad (35)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^o (1 - S^n) \quad (36)$$

donde

k_{rd} Permeabilidad relativa de la fase desplazante

k_{rd}^o Permeabilidad relativa de la fase desplazante a la saturación de aceite residual

k_{ro}^o Permeabilidad relativa del aceite a la saturación inmóvil de la fase desplazante.

De igual forma, para un proceso de desplazamiento gas-petróleo, Hirasaki (1973) propone que las curvas de permeabilidad relativa se pueden generar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$k_{rd} = k_{rd}^o S^n \quad (37)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^o (1 - S)^n \quad (38)$$

Con las ecuaciones presentadas anteriormente se puede inferir el comportamiento que presentarán de las curvas de permeabilidad relativa para los YNF en procesos de imbibición y desplazamiento.

4.4.3. Procedimiento para Determinar el Valor del Exponente de Saturación n

El exponente n es el principal parámetro en el modelo de Hirasaki. Para obtener el valor de n que más se ajuste al comportamiento verdadero del yacimiento será necesario hacer un ajuste histórico entre los datos obtenidos de una simulación numérica y los datos observados en campo mediante un procedimiento de prueba y error.

En uno de los procedimientos planteados en la literatura (Aguilera, 1980), primero se toman los valores de S_w y se grafican contra el índice de resistividad, I , la pendiente hallada será el valor de n , usando este valor y la Ecuación (33) se obtienen los 'end points' que son los valores de permeabilidad relativa k_{rd}^o y k_{ro}^o . Con los valores de saturaciones y usando la Ecuación (34) se obtiene la saturación normalizada, con estos valores y usando las Ecuaciones (35)-(36) ó (37)-(38), se obtienen las curvas de permeabilidad relativa para YNF, basadas en este exponente n obtenido de los registros eléctricos.

En la Figura 15 es representado esquemáticamente el procedimiento de cálculo planteado por Aguilera (1980) empleando el modelo de Hirasaki para derivar las curvas de permeabilidad relativa.

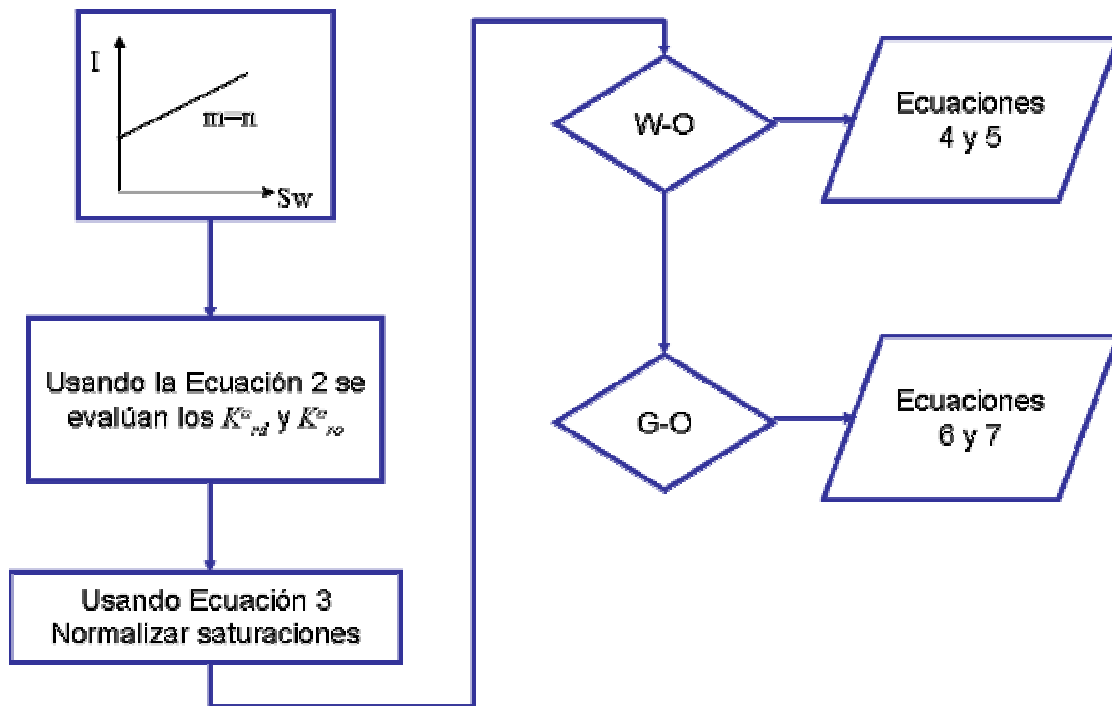


Figura 15: Esquema del procedimiento de calculo planteado por Aguilera (1980) para derivar las curvas de permeabilidad relativa en base al Modelo de Hirasaki

Hirasaki (1973) presentó otro procedimiento, basado en prueba y error, en el cual a partir de la producción de petróleo acumulativo y la eficiencia de recobro se puede desarrollar un ajuste histórico para estimar un valor más acertado del exponente n .

Para el empleo de este procedimiento es necesario conocer los valores correspondientes a los 'end points'; aunque Hirasaki (1973) no especifica de que fuente son obtenidos, se asume que debe ser con base en pruebas de laboratorio.

Usando estos puntos y normalizando las saturaciones se asume un valor para el exponente n , por lo general uno, luego se generan las curvas con las ecuaciones correspondientes ((35)-(36) ó (37)-(38),

según sea el proceso de desplazamiento), las cuales se alimentan a un simulador numérico que posee el modelo del yacimiento. Posteriormente se hace un ajuste histórico entre los datos obtenidos de la simulación y los datos de producción del yacimiento para establecer un nuevo valor del exponente n con el cual se generan nuevas curvas de permeabilidad relativa y el procedimiento es repetido –empleando los mismos ‘end points’– hasta que se alcance un valor de error aceptable.

En la Figura 16 se muestra un esquema del procedimiento para la obtención del parámetro n tal como lo plantea Hirasaki (1973).

4.4.4. Discusión del Modelo

El modelo presentado por Hirasaki (1973) es uno de los más simples que se encuentra en la literatura, debido a que utiliza ecuaciones sencillas y fáciles de resolver dentro de unos valores amplios de saturación teniendo aplicación tanto para yacimientos homogéneos, como heterogéneos, entre los cuales la única diferencia radicaría en el valor del exponente n .

El efecto que presenta el parámetro n en la forma de las curvas de permeabilidad relativa se puede observar en la Figura 17 en donde para valores de n mayores que uno se presentan curvas típicas de procesos de imbibición agua-aceite para yacimientos homogéneos, mientras que para valores de n iguales a uno, las curvas de permeabilidad relativa forman líneas rectas que representan flujo

segregado o digitación viscosa en formaciones homogéneas y para valores de n menores a uno se forman curvas de permeabilidad relativa típicas de formaciones heterogéneas, tales como son los yacimientos estratificados o los YNF (Hirasaki,1973).

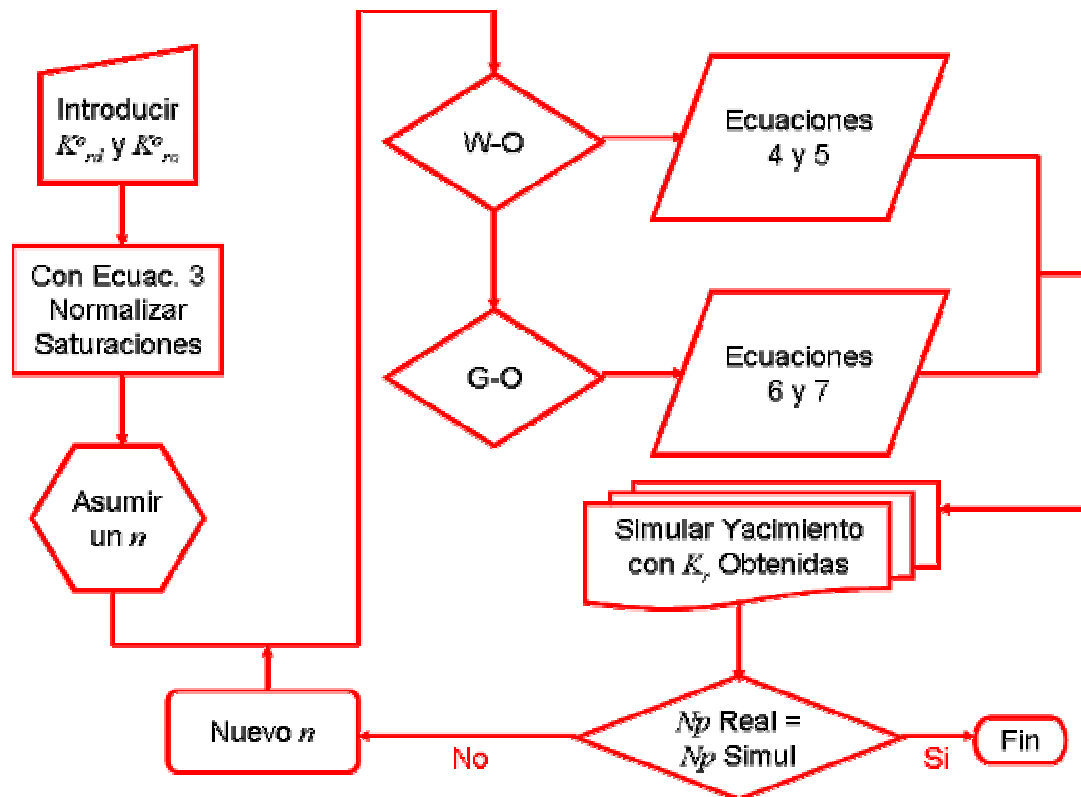


Figura 16: Esquema del procedimiento de cálculo del exponente n , según lo plantea Hirasaki (1973)

Para procesos de desplazamiento gas-aceite, la variación en la forma de las curvas de permeabilidad relativa en función del parámetro n se presenta en la Figura 18. En esta se observa que para un valor de n igual a uno la curva toma forma de línea recta y para valores de n mayores que uno la curva empieza a tornarse mas cóncava a medida que aumenta el valor del exponente n .

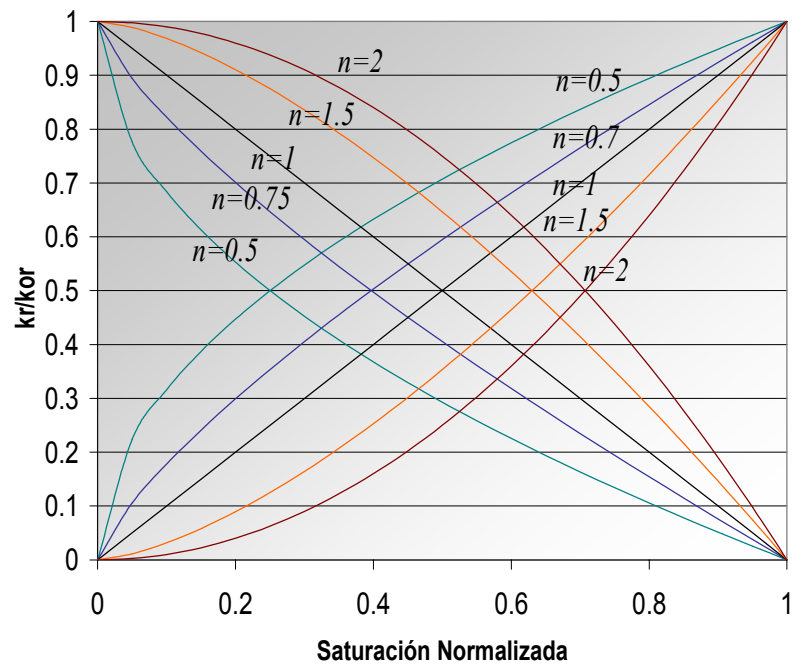


Figura 17: Curva de Permeabilidad Relativa Normalizada para Diferentes Valores de n para una imbibición Agua-Petróleo



Figura 18: Curva de Permeabilidad Relativa Normalizada para Diferentes Valores de n para un desplazamiento gas-Petróleo

Aguilera (1980) plantea el uso del modelo de Hirasaki, sin necesidad de desarrollar simulación numérica o procedimientos de prueba y error, ya que se propone el cálculo del valor del exponente n directamente mediante el empleo de registros eléctricos.

A diferencia de Hirasaki (1973), Aguilera (1980) predice que el valor del exponente n cuando se manejan YNF oscilará entre uno y dos; además, Honarpour et. al. (1986) establecen que el valor del exponente n para YNF es igual a uno, lo cual hace recordar el modelo de línea recta.

Estos resultados completamente diferentes dejan incertidumbre de cual de estos valores reflejará en realidad el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en los YNF.

Posiblemente la única forma de establecer el rango verdadero del exponente n que aplica para un YNF particular es mediante procedimientos iterativos de prueba y error, por ajuste de la producción, es decir, aplicando simulación numérica.

4.5. Modelo de Permeabilidad Efectiva de la Fractura: EFRP

El modelo EFRP fue desarrollado en 1992 por Babadagli and Ershaghi a partir de estudios experimentales hechos sobre muestras de roca fracturada.

4.5.1. Introducción al Modelo EFRP

Es fundamental para el desarrollo y estudio de algún modelo para el cálculo de las permeabilidades relativas en YNF comprender entera y adecuadamente el fenómeno de flujo que tiene lugar a nivel microscópico; sin embargo, intentar modelar tal fenómeno puede resultar muy complejo, es por esto que se prefiere el modelamiento a nivel macroscópico del flujo en el yacimiento.

Cuando se presente flujo agua-petróleo, será necesario establecer el grado de imbibición que tendrá lugar a nivel de la matriz. Babadagli and Ershaghi (1992) demostraron que los procesos de imbibición capilar en el flujo a través de fracturas son una función, en gran medida, de la tasa de flujo a través de las fracturas, de la presión capilar de la matriz y de la permeabilidad de la matriz.

En el modelo EFRP, se considerará a la matriz como un subsistema de la red de fracturas, esto se hizo con base en estudios previamente desarrollados aplicados a yacimientos que presentan estratificación, teniendo en cuenta que para los YNF existirán heterogeneidades a pequeña escala y que habrá principalmente flujo viscoso a través de las fracturas.

4.5.2. Principios del Modelo

En los YNF la mayor capacidad de flujo es aportada por las fracturas, las cuales muchas veces son asumidas como canales

libres, lo cual no refleja la realidad. Sin embargo, la matriz aporta en menor escala capacidad de flujo, generalmente despreciada, haciendo posible la continua interacción entre los componentes del sistema del yacimiento.

Debido a que las propiedades de flujo bifásico entre las fracturas dependen en algún grado de la interacción con la matriz, en la definición de una ecuación de transporte para las fracturas, se debe incluir una función que represente la condición contributiva y predominante de la matriz de la roca (Babadagli and Ershaghi, 1992).

Pruebas de Laboratorio

Babadagli and Ershaghi (1992) desarrollaron varios estudios experimentales para caracterizar el flujo bifásico en fracturas naturales, seleccionando tres tipos de rocas que representaran las características y composiciones comunes presentes en los YNF.

Seleccionaron una caliza de *Austin* y una arenisca de *Colton*, ambas con bajos valores de permeabilidad; se escogió como punto de comparación y control experimental una arenisca de *Berea*, la cual posee un importante valor de permeabilidad para la matriz.

Para simular las fracturas las rocas fueron cortadas en diferentes planos y configuraciones tal como se muestra en la Figura 19. Los experimentos no incluyeron efectos por temperatura, apertura de la fractura o daño en la formación.

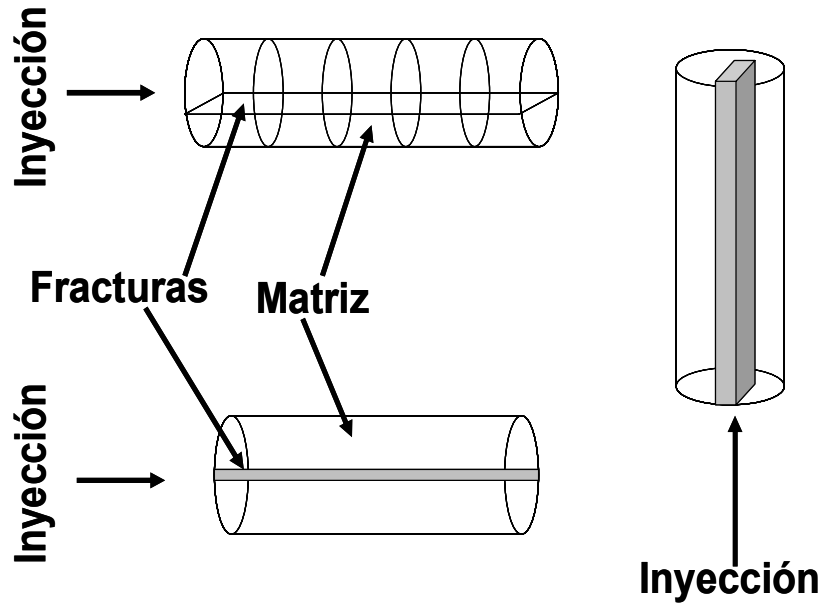


Figura 19: Configuraciones Típicas de Fracturas Usadas en los Experimentos de Babadagli and Ershaghi (1992)

Las muestras de núcleos fueron saturadas con keroseno y sometidas a una inundación con agua en un permeámetro. Las mediciones de permeabilidad relativa de las fracturas fueron hechas para procesos de desplazamiento -estado inestable- o flujo simultaneo con caudales predeterminados de agua y petróleo - estado estable-.

Estos experimentos fueron desarrollados de tal forma que se analizaran factores críticos que afectan la naturaleza del flujo bifásico a través de las fracturas; según Babadagli and Ershaghi (1992) estos factores son la tasa de flujo, la mojabilidad de la matriz, la permeabilidad de la matriz, la densidad de fracturamiento, la apertura de las fracturas, las saturaciones iniciales y la dirección de flujo.

Las pruebas de laboratorio fueron soportadas por simulaciones numéricas de los modelos de núcleo empleados en éstas.

Resultado de las Pruebas de Laboratorio

Babadagli and Ershaghi (1992) encontraron con sus experimentos de que para bajos caudales de inyección, el recobro del sistema compuesto era similar al de un sistema homogéneo, se notó que a medida que el caudal de inyección se incrementaba la eficiencia del recobro de petróleo de la matriz disminuía.

Para obtener recobros aceptables de petróleo, se observó que era necesario inyectar muchos volúmenes porosos de agua, ya que de esta forma el proceso de imbibición podría ocurrir en la matriz.

Los experimentos desarrollados en estado estable arrojaron resultados similares a los descritos anteriormente. En este caso era monitoreada la relación agua-petróleo encontrándose que después de la producción de un cierto volumen del petróleo presente en las fracturas se requería cierto tiempo antes de que comenzará el proceso de imbibición en contra corriente entre la matriz y las fracturas.

Para la mojabilidad se encontró que entre más alta sea la mojabilidad al agua, menor será la relación agua-petróleo.

Para pruebas realizadas en núcleos verticales se encontró que el proceso de imbibición en contra corriente es más rápido, debido a que la presencia de fuerzas gravitacionales hace que el agua tienda

a desplazarse al fondo de la muestra incrementándose el tiempo de contacto entre el agua y la superficie de la matriz.

El modelo EFRP describe el comportamiento del flujo no solo a nivel de las fracturas, sino también a nivel de la matriz, dejando claro que la mayor capacidad de flujo está dada por las fracturas y la fuente principal de almacenamiento de fluidos del yacimiento es la matriz.

Las curvas de recobro del sistema compuesto matriz-fracturas, bajo interacción capilar son la base para la formulación del modelo EFRP.

Con la comparación entre los resultados de las pruebas de laboratorio y la simulación numérica, Babadagli and Ershaghi (1992) encontraron que el flujo interporoso es dependiente de la tasa de flujo, esto quiere decir que diferentes velocidades de flujo producirán comportamientos diferentes en los sistemas de doble porosidad.

4.5.3. Desarrollo Matemático del Modelo

La formulación del modelo EFRP tiene en cuenta tanto los datos de laboratorio como los resultados obtenidos de la simulación para establecer la dependencia que existe entre la permeabilidad relativa y ciertos parámetros del yacimiento.

Durante el estudio desarrollado por Babadagli and Ershaghi (1992) se planteó que el producto $(P_{c,max} k_m)$ es un parámetro que se puede emplear para caracterizar las propiedades capilares y de conductividad de la matriz (Babadagli and Ershaghi, 1993).

El modelo fue desarrollado al hacer un estudio de sensibilidad entre los resultados de las pruebas de laboratorio y de la simulación, entendiendo al yacimiento como un sistema compuesto, cuyas propiedades son función de las propiedades de la matriz y de las fracturas.

Babadagli and Ershaghi (1992) encontraron que una relación como la que se muestra a continuación representaba el modelo EFRP:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \psi \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_w} \right) \quad (39)$$

donde:

ψ Coeficiente de correlación de la permeabilidad relativa

El factor ψ de la Ecuación (39), representa la dependencia de las curvas EFRP con la tasa de flujo y las propiedades de la matriz.

Babadagli and Ershaghi (1993) establecieron que ψ estaba dada por:

$$\psi = 1 + \frac{0,245 q_d}{(P_{c,max} k_m)_d^{1,27}} \quad (40)$$

Donde las variables adimensionales son definidas a continuación:

$$q_d = \frac{q \mu_o L}{A k_{comp} \Delta P} \quad (41)$$

y

$$\left(P_{c,max} k_m \right)_d = \frac{P_{c,max} k_m}{\Delta P k_{comp}} \quad (42)$$

donde:

q Tasa de inyección de agua en cm^3/seg

μ_o Viscosidad del petróleo en centipoise

L Longitud del núcleo en cm

ΔP Caída de presión a lo largo del sistema compuesto en atmósferas

k_{comp} Permeabilidad del sistema compuesto en Darcy

A Área seccional de la muestra del sistema en cm^2

$P_{c,max}$ Máxima presión capilar en atmósferas

k_m Permeabilidad de la matriz en Darcy

Cuando se reemplaza la Ecuación (40) en la Ecuación (39) se obtiene que:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \left(I + \frac{0,245 q_d}{\left(P_{c,max} k_m \right)_d^{1,27}} \right) \left(\frac{S_w - S_{wi}}{I - S_{or} - S_w} \right) \quad (43)$$

Babadagli and Ershaghi (1993) encontraron que la Ecuación (43) es válida a escala de las muestras de núcleos usados en sus

experimentos, por esto hicieron la extensión del modelo EFRP a escala de campo, donde se plantearon nuevas ecuaciones que representaran el comportamiento de todo el sistema compuesto, en las que se observa la dependencia de las curvas EFRP en función de las tasas de producción o inyección (Babadagli and Ershaghi, 1993).

Ellos encontraron que cuando se manejan altas tasas de inyección se reduce la imbibición en la matriz y se incrementa el valor de k_{rw} , por otra parte cuando se presentan bajas tasas de inyección la k_{ro} aumenta al igual que la imbibición en la matriz.

Los términos q y $(P_{c,max} k_m)$ fueron usados para crear un nuevo grupo adimensional (Babadagli and Ershaghi, 1993). Se partió del concepto que las fuerzas viscosas pueden ser definidas por el producto:

$$vL\mu_w A_f \quad (44)$$

donde:

v Velocidad

L Longitud de la fractura

A_f Área donde el flujo viscoso sucede

μ_w Viscosidad del agua

El término capilar puede ser definido en base a $(P_{c,max} k_m)$ y el área donde las fuerzas capilares están activas, es decir:

$$(P_{c,max} k_m A_m) \quad (45)$$

donde:

A_m Área donde las fuerzas capilares están activas

La relación adimensional entre las fuerzas viscosas y capilares es obtenida a partir de las ecuaciones anteriores, así:

$$\frac{\nu \mu_w w}{P_{c,\max} k_m} \quad (46)$$

donde:

w Ancho promedio de la fractura

El valor de w puede ser sustituido por $\sqrt{k_f}$ para propósitos prácticos.

Esto hace que la ecuación (46) se convierta en :

$$\frac{\nu \mu_w \sqrt{k_f}}{P_{c,\max} k_m} \quad (47)$$

El inverso de este grupo adimensional es llamado Índice de Imbibición, λ :

$$\lambda = \frac{P_{c,\max} k_m}{\nu \mu_w \sqrt{k_f}} \quad (48)$$

Cuando el índice λ aumenta, por causa de la presencia de bajas tasas o un aumento en el producto $(P_{c,\max} k_m)$, la imbibición capilar

aumentará, lo contrario sucederá para altas tasas o bajos valores de $(P_{c,max} k_m)$.

El término adimensional λ puede ser definido en unidades de campo por la siguiente ecuación:

$$\frac{I}{\lambda} = \frac{v\mu_w \sqrt{k_f}}{1,127 \times 10^{-3} P_{c,max} k_m} \quad (49)$$

Babadagli and Ershaghi (1993) encontraron que las siguientes relaciones son aplicables para el cálculo de la permeabilidad relativa con base en el modelo EFRP, obteniéndose un buen ajuste:

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (50)$$

$$k_{ro} = (1 - S^n) \quad (51)$$

$$k_{rw} = S^m \quad (52)$$

Basados en sus experimentos Babadagli and Ershaghi (1993) encontraron que existe una relación entre los parámetros n y m y el término adimensional $1/\lambda$, esta relación es mostrada gráficamente en las Figuras 20 y 21.

Babadagli and Ershaghi (1993), encontraron que la relación entre n y $1/\lambda$ esta dada por:

$$\log(n) = (-0,1113)(\log(1/\lambda))^2 - (0,3421)(\log(1/\lambda)) - 0,1863 \quad (53)$$

y entre m y $1/\lambda$ esta se estableció como:

$$\log(m) = (-0,0604)(\log(1/\lambda))^2 - (0,2999)(\log(1/\lambda)) - 0,25554 \quad (54)$$

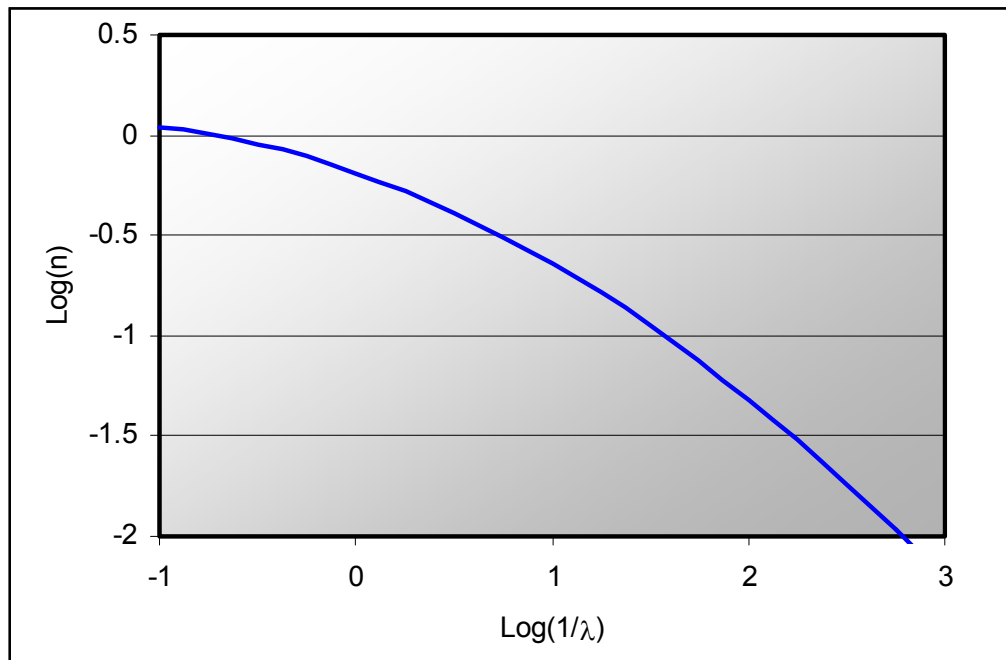


Figura 20: Variación del Exponente n con el Índice de Imbibición (Tomado de Babadagli and Ershaghi, 1993)

4.5.4. Discusión del Modelo

El manejo de parámetros adimensionales en la ingeniería facilita notablemente los cálculos al reducir el número de incógnitas, a la vez que universaliza las ecuaciones.

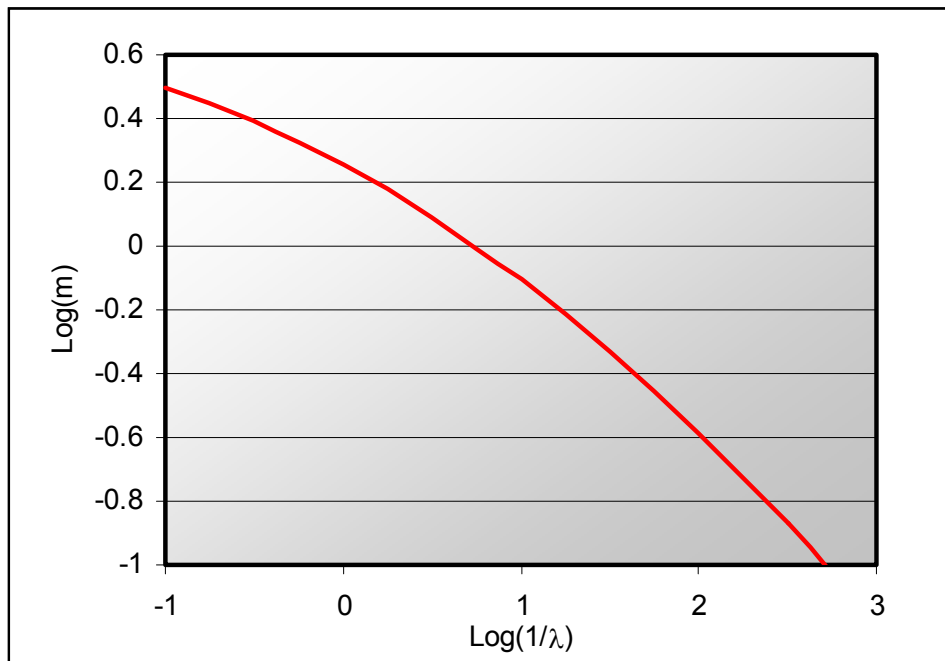


Figura 21: Variación del Exponente m con el Índice de Imbibición (Tomado de Babadagli and Ershaghi, 1993)

El hecho que este modelo haga uso de este tipo de parámetros lo hace especialmente atractivo. En la Figura 22 se muestran diferentes curvas de permeabilidad relativa para varios valores de $1/\lambda$, se observa que para un valor de saturación dado, valores pequeños de $1/\lambda$ representarían altas k_{ro} y bajas k_{rw} , lo cual demuestra un buen comportamiento de la imbibición capilar bajo estas condiciones.

Aunque puede parecer que el modelo EFRP hace uso solamente de las propiedades de las fracturas, no es así, ya que hace una integración de las propiedades de la matriz con las propiedades de las fracturas modelando al yacimiento como un todo, lo cual es sumamente ventajoso.

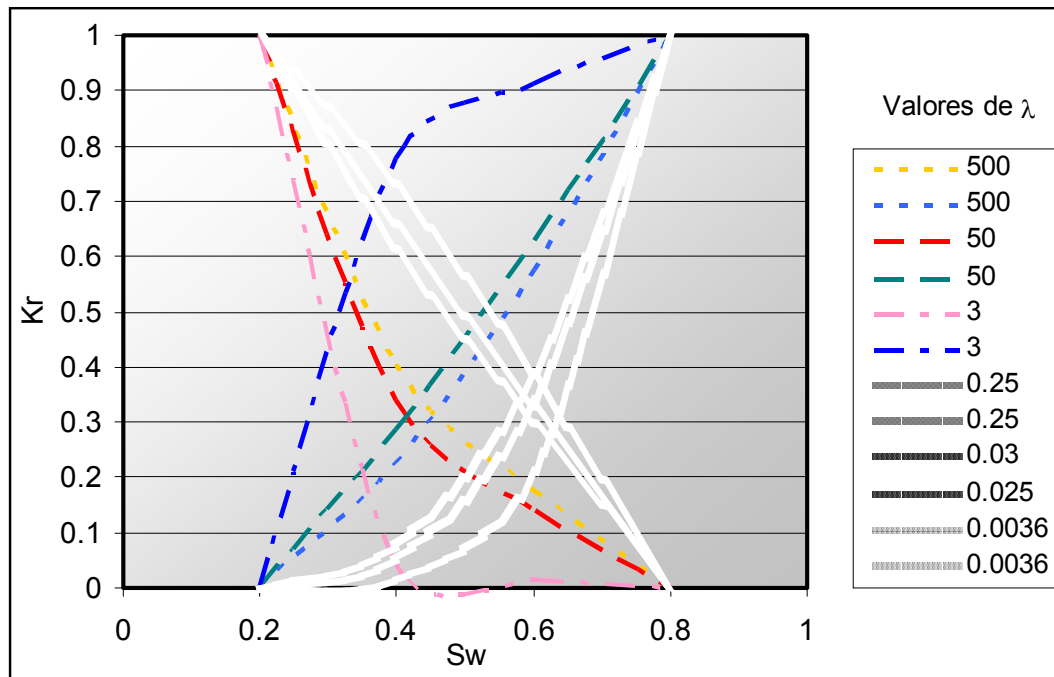


Figura 22: Curvas de Permeabilidade Relativa Obtenidas com o Modelo EFRP para Diferentes Valores do Parâmetro λ

Esto lo ponen de manifiesto Babadagli and Ershaghi (1993) cuando formulan que la porosidad que se debe aplicar en el modelo EFRP a las fracturas cuando se hace una simulación numérica, es una Pseudo-porosidad, definida como la suma algebraica de las porosidades de matriz y fracturas.

Para la validación del modelo Babadagli and Ershaghi (1992; 1993) emplearon simuladores que permitieran variar las condiciones del yacimiento, de tal forma que se ajustaran al modelo EFRP, además, usaron simuladores comerciales que manejan doble porosidad. Según ellos los resultados obtenidos confirman la validez del modelo EFRP y garantizan su aplicación a escala de campo.

Se podría pensar que la simplificación hecha por Babadagli and Ershaghi (1992) puede restarle credibilidad al modelo ya que se presenta el yacimiento como una red de fracturas, tal como se muestra en la Figura 23, sin embargo, tal simplificación va de la mano con las ecuaciones que se usan en el modelo EFRP para la generación de las curvas de permeabilidad relativa.

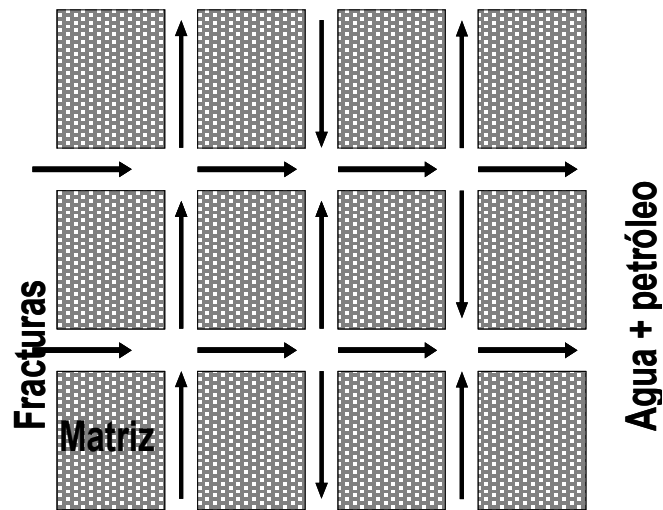


Figura 23: Modelo de la Red de Fracturas Planteada en el Modelo EFRP

Las ecuaciones del modelo EFRP para el cálculo de las permeabilidades relativas son bastante parecidas a las presentadas por Hirasaki (1973), sin embargo, se debe recordar que el exponente n ($n = m$ en Hirasaki) es un parámetro que está dado en función de la saturación del medio, mientras que para Babadagli and Ershaghi (1993) los exponentes representan el comportamiento de la imbibición capilar en un YNF para sistemas agua-petróleo y están dados en función del grupo adimensional $1/\lambda$, el cual es dependiente de la tasa y las propiedades de la matriz.

4.6. Modelo de la Aproximación Efectiva del Medio: EMA

Este modelo, hace uso de relaciones matemáticas complejas, ya que tiene en cuenta una configuración de fracturamiento del yacimiento que trata de representar lo que sucede en la realidad con la distribución de las mismas.

4.6.1. Introducción al Modelo EMA

El modelo de Aproximación Efectiva del Medio -EMA por sus siglas en ingles-, intenta generar un modelamiento adecuado de las curvas de permeabilidad relativa en los YNF, basándose en una serie de suposiciones y un desarrollo matemático en el que se tiene en cuenta la permeabilidad de la fractura como el factor más influyente.

La teoría del EMA fue desarrollada para redes eléctricas por Kirpatric and Koplik y posteriormente extendida por este último a medios porosos (Rossen and Kumar, 1992). Este Modelo tiene su base en la Teoría de Percolación, desarrollada durante la Segunda Guerra Mundial para ser aplicadas a los procesos de fusión nuclear que dieron origen a la Bomba Atómica.

4.6.2. Principios del Modelo

En los YNF se hallan muchas fracturas, las cuales no forman bloques de distribución uniforme, antes por el contrario, para

modelar la ocurrencia de estos sistemas de fracturas será necesaria la aplicación de la Teoría de Percolación.

Esta Teoría se usa para describir la probabilidad aleatoria de que ocurra algún fenómeno -en este caso una fractura- en un medio, y de que se formen "conjuntos de fenómenos" -llamados racimos- que no guardan relación entre si.

La Teoría de Percolación emplea modelos numéricos y probabilísticos que se basan en un factor P , que representa la probabilidad de que en un sitio se presente el fenómeno en cuestión. Además existe un Umbral de Percolación, a partir del cual se generan conjuntos de fenómenos vecinos dentro de una malla.

Cuando se hace el enmallado de un YNF y se establece el valor de P por encima del Umbral de Percolación, solo entonces habrá flujo a través del sistema de fracturas, ya que en ese momento se formará una ruta de fracturas que atraviesen el sistema.

La Teoría de Percolación establece que si en la red bidimensional de fracturas espacialmente isotrópica, el flujo es dominado por fuerzas capilares, entonces será imposible el flujo simultáneo de dos fases a través de estas.

Se han identificado cuatro casos en los cuales la Teoría de Percolación no es aplicable, estos son (Rossen and Kumar, 1992):

- 1) Cuando una película de fluido mojante se desplaza por las paredes de la fractura mientras que el fluido no mojante ocupa y fluye en el interior de la fractura.
- 2) Si dos fases fluyen de manera alterna, con fluctuaciones en la saturación por encima o por debajo del Umbral de Percolación.
- 3) Si existe una segregación espacial sistemática, por ejemplo, bajo la gravedad, cada fase podrá fluir solo en su región de dominación.
- 4) Si la presión o las fuerzas viscosas son lo suficientemente grandes para movilizar burbujas de una fase dada, entonces el flujo bifásico puede ocurrir.

En el modelo EMA se deja claro que el yacimiento es representado por una red bidimensional en la cual existirá flujo solo a través de las fracturas y no a través de la matriz. Tal flujo es modelado cuando se encuentra dominado por fuerzas capilares y existe un equilibrio gravitacional entre las fases. La red no uniforme que constituye el yacimiento en la realidad es aproximada por una red hipotética uniforme que presenta una conductividad similar a lo largo de los canales de fractura.

Varios autores citados por Rossen and Kumar (1992), sugieren que la distribución de las aperturas en las fracturas describe una tendencia logarítmica normal; además se habla que el único factor

que controla cual fase ocupará cada elemento del sistema fracturado es la presión capilar, ya que la fase mojante ocupará las fracturas de menor apertura y la no mojante aquellas que presenten una mayor apertura.

La diferencia que existe entre las fuerzas capilares en el interior de las fracturas es mucho menor que la que sucede entre la matriz y las fracturas. Cuando la presión capilar es aplicada de manera externa a la red, el flujo de más de una fase a lo largo de las fracturas será imposible; mientras tanto el flujo a través de ellas debe ser proporcional a la fracción del área transversal de la fractura ocupada por una fase dada.

Tal como se mencionó antes, el flujo se presentará cuando la saturación del sistema sea igual al umbral de Percolación, por lo tanto, existirá un amplio rango de saturaciones bajo el cual no habrá flujo de ninguna fase. De manera teórica se ha establecido que el valor del umbral de Percolación es de 0.5928 para una malla cuadrada de 60×60 bloques (Moreno, 2002). Cuando se busca estimar los umbrales de Percolación, será necesario el estudio del comportamiento y de las propiedades de la probabilidad que haya percolación para una malla en particular, sobre la cual se desea estimar el valor del umbral. Se generan algoritmos y se determinan dos zonas: una en la que la malla percola y otra en la que no; el punto de inflexión de estas dos zonas es en donde está ubicado el valor del umbral de Percolación.

4.6.3. Desarrollo Matemático del Modelo

Cuando se pretende modelar el flujo de fluidos a través de un medio, en este caso a través de fracturas, será necesario el conocimiento de la forma como éste se encuentra constituido. Varios autores citados por Rossen and Kumar (1992) proponen que la distribución de la apertura media de las fracturas en un YNF puede ser modelada por:

$$n(b) = (2\pi\sigma^2)^{-1/2} \exp\left[\frac{-(\log b - \log b_0)^2}{2\sigma^2}\right] \frac{1}{b \ln 10} \quad (55)$$

donde:

$n(b)$ Distribución de la apertura media de las fracturas

b Apertura media de las fracturas

b_0 Apertura media logarítmica de las fracturas del yacimiento

σ Parámetro de ajuste de la declinación estándar de la distribución normal logarítmica de la apertura de las fracturas.

Si se tiene una red uniforme de fracturas, y alguna de ellas es reemplazada al azar siguiendo la distribución de la Ecuación (55), habrá alguna distorsión en el sistema que se manifestará por una caída de presión a lo largo de la fractura. En el modelo EMA, se selecciona una conductividad de red (g_m) tal que la distorsión no genere caída alguna de presión en ésta. Rossen and Kumar (1992)

citan la ecuación que estableció Kirkpatrick, la cual caracteriza el hecho antes mencionado:

$$\int_0^{\infty} n(b) \frac{g_m - g(b)}{g(b) + \left(\frac{z}{2} - 1\right) g_m} db = 0 \quad (56)$$

donde:

z Número de coordinación del modelo de red de fracturas

Además, $g(b)$ es definido por unos parámetros obtenidos de un modelo desarrollado, según Rossen and Kumar (1992), por Pruess and Tsang, en el que se establece que en una red cuadrada en la que las fracturas son planas y paralelas, el flujo laminar esta dado por:

$$Q = \frac{2}{3} \frac{b^3 W}{\mu} \nabla P \quad (57)$$

donde:

W Ancho de la fractura

μ Viscosidad del fluido

∇P Gradiente de presión de los elementos de la red

Q Tasa de flujo

A partir de la Ecuación (57) se ha definido $g(b)$, dándole el nombre de conductancia local de la red, de la siguiente forma:

$$g(b) \equiv \frac{Q}{\nabla P} \quad (58)$$

Para la red descrita en el modelo EMA, el umbral de Percolación se da cuando el 50% de los enlaces de la red están ocupados por una fase, la cual en ese momento podrá fluir.

La conductividad efectiva de la red, g_m , es igual a la permeabilidad absoluta de la misma, por lo tanto cuando hay una saturación parcial de los fluidos y se habla de una permeabilidad relativa de la fase mojanete, ésta debe definirse a partir de la Ecuación (56) aclarando que aquellos enlaces de la red que no están saturados con la fase mojanete tendrán conductividad cero. Si se sabe que la fase no mojanete estará ocupando aquellas fracturas que presenten una apertura mayor que un b^* , entonces será posible establecer cuales fracturas no tendrán conductividad. Luego a partir de la Ecuación (56) se puede establecer que:

$$\int_0^{b^*} n(b) \frac{g_{mw} - g(b)}{g(b) + \left(\frac{z}{2} - 1\right) g_{mw}} db + \int_{b^*}^{\infty} \frac{n(b)}{\frac{z}{2} - 1} db = 0 \quad (59)$$

donde:

g_{mw} Conductividad efectiva de la fase mojanete

En la Ecuación (59) se establece el valor de conductividad que permite el cumplimiento de las suposiciones del modelo EMA. Hay que recordar que esta ecuación está dada para la saturación que permita el flujo, es decir, el umbral de percolación.

Recordando la definición de permeabilidad relativa, se puede establecer que para la fase mojanante ésta se encuentra dada por:

$$k_{rw} = \frac{g_{mw}}{g_m} \quad (60)$$

Si se reconoce que para todo $b^* < b_o$ la conductividad efectiva de la fase mojanante $-g_{mw}$ es cero, entonces la k_{rw} será también cero. De manera similar, para la fase no mojanante aquellos enlaces en la red en los que se cumplan que $b < b^*$, tendrán cero conductividad, luego:

$$\int_0^{\frac{z}{2}-1} \frac{n(b)}{2} db + \int_{b^*}^{\infty} n(b) \frac{g_{mnw} - g(b)}{g(b) + \left(\frac{z}{2} - 1\right) g_{mnw}} db = 0 \quad (61)$$

Luego la permeabilidad relativa de la fase no mojanante estará dada por:

$$k_{rnw} = \frac{g_{mnw}}{g_m} \quad (62)$$

En este caso cuando $b^* > b_o$, tanto la conductividad efectiva de la fase no mojanante como la k_{rnw} serán cero.

La permeabilidad relativa está dada comúnmente como una función de la saturación de la fase mojanante, la cual se representa por la siguiente relación:

$$S_w = \frac{\int_0^{b^*} b n(b) db}{\int_0^{\infty} b n(b) db} \quad (63)$$

Mientras que para la fase no mojante la saturación estará dada por:

$$S_{nw} = 1 - S_w \quad (64)$$

Se puede asumir con certeza que la tasa de flujo de cualquier fase a través de una fractura es proporcional a la fracción del área A_i de la fractura ocupada por esa fase. Para la fase mojante esta área se puede calcular de la siguiente forma:

$$A_w = \int_0^{b^*} n(b) db \quad (65)$$

Para la fase no mojante el área estará dada por:

$$A_{nw} = 1 - A_w \quad (66)$$

La presión capilar para la que se obtienen enlaces en la red saturados con la fase no mojante ($b > b^*$) estará dada por:

$$P_c = \frac{\gamma}{b^*} \quad (67)$$

donde:

γ Tensión interfacial entre las fases mojante y no mojante

Si se define una presión capilar adimensional en que se aplique la apertura media, b_o , se encontrará que ésta será:

$$P_{cD} = \frac{P_c}{\gamma/b_o} = \frac{\gamma/b^*}{\gamma/b_o} = \frac{b_o}{b^*} \quad (68)$$

La solución de las Ecuaciones (57), (60) y (62) se simplifica al aproximar el valor de $g(b)$ al de b^3 , debido a que en las relaciones de conductividades, K_{ri} , se puede asumir que el valor de $n(b)$ es constante.

La variación vertical de la posición de un fluido dentro de una fractura altera el equilibrio capilar en esta. La presión capilar como función de la posición vertical del fluido dentro de la fractura se representa por la ecuación:

$$P_c = \Delta\rho g h = \frac{\gamma}{b^*} \quad (69)$$

donde:

h Posición vertical de un punto dado en la factura con respecto al plano de cero presión capilar, contacto agua-petróleo

g Aceleración de la gravedad

$\Delta\rho$ Diferencia de densidades entre las dos fases

De lo anterior se puede deducir que:

$$b^* = \frac{\gamma}{\Delta\rho g h} \quad (70)$$

Si se definen variables adimensionales en las que se rijan las propiedades de transporte de las fracturas bajo la presencia de la gravedad, se tendrá:

$$h_{oD} \equiv \frac{h_o}{H} \quad (71)$$

$$H_D \equiv \frac{\Delta\rho g H}{\left(\frac{\gamma}{b_o}\right)} \quad (72)$$

donde:

H Altura de la fractura

h_o Posición del fondo del fondo de la fractura relativa a la superficie cero $P_{c,}$ es decir, el contacto agua-petróleo

4.6.4. Discusión del Modelo

La aplicación del modelo EMA implica un desarrollo matemático en el que sea posible probar una variedad de distribuciones de apertura sin que se aplique un esfuerzo excesivo en los cálculos. Este modelo se basa en una aproximación para la conductividad de la red, la cual disminuye cuando las k_r están cerca del umbral de precolación (Rossen and Kumar, 1992).

El modelo EMA al hacer uso de varios parámetros de ajuste, le suma una mayor incertidumbre a los resultados obtenidos con la aplicación del mismo. Los valores de σ , z y g_{m1} , cuando son variados pueden modificar considerablemente la forma de las curvas. En la Figura 24, por ejemplo, se observa como varía la forma de las curvas de k_r cuando σ cambia de 0.0 hasta 1.72; allí el punto de intersección de ambas curvas se mueve hacia menores valores de saturación de la fase mojanante al aumentar el valor de σ .

Por otro lado, en la Figura 25, se representa S_{wr} contra la k_r promedio, para un valor constante de σ variando el valor de H_D . Se observa como cuando H_D se aproxima a infinito, las curvas se aproximan más a líneas rectas. Rossen and Kumar (1992) señalan que valores altos de H_D se tendrán cuando las fracturas sean largas, luego la suposición de curvas de k_r como líneas rectas será válida en la medida en que se tengan fracturas de gran longitud y alta conductividad que se asemejen a canales libres para el flujo.

4.6.5. Modelamiento de Asperezas en las Fracturas con el EMA

Existen zonas a lo largo de las paredes de las fracturas en las que se presenta una reducción en su apertura, este fenómeno conllevará a una modificación en la forma en que se desarrollará el flujo a través de éstas.

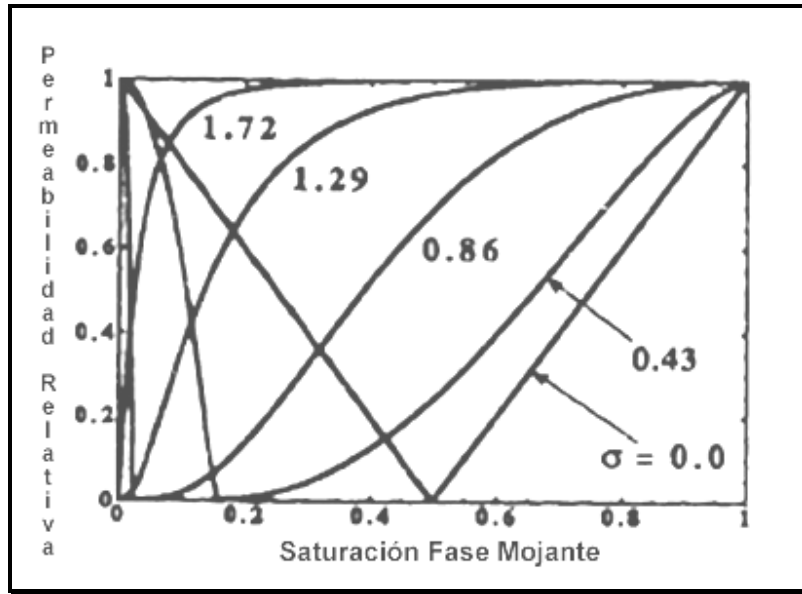


Figura 24: Representación de la Variación de las Curvas de Permeabilidad Relativa al variar la Distribución de Apertura. (Tomado de Rossen and Kumar, 1992)

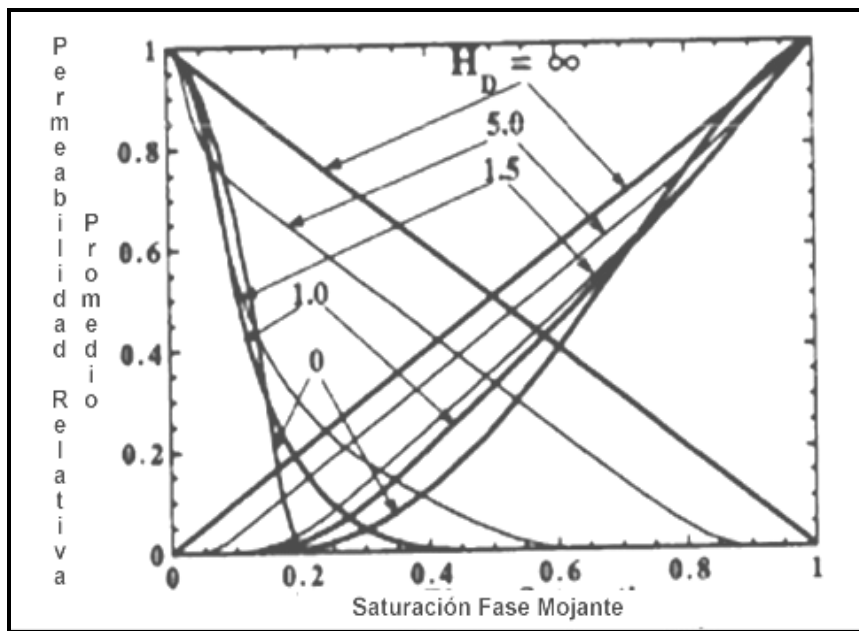


Figura 25: Variación de la Permeabilidad Relativa en Función del Parámetro Adimensional por Efectos Gravitacionales H_D , $\sigma=0,43$. (Tomado de Rossen and Kumar, 1992)

Cuando hay presencia de asperezas, para tratar de modelarlas con el EMA se incorporan sitios de cero apertura con cero conductividad dentro de la red de fracturas. Incluso con la introducción de éstas zonas de cero conductividad será necesario que el 50% de la red se encuentre saturada con una fase, para que a la luz de la teoría de Percolación, haya posibilidad de flujo. Habrá un rango de saturación en el cual cada fase ocupará menos de la mitad del área de las fracturas, el respectivo balance representará entonces las asperezas, y por lo tanto, en base a la teoría de percolación no habrá flujo de ninguna fase. En la Figura 26 se pueden ver las curvas de k_r asumiendo que las asperezas cubren una fracción del área de la fractura, A_a . Entre más se cierra la fractura, el rango de saturaciones en el cual ninguna fase puede fluir se hará mayor.

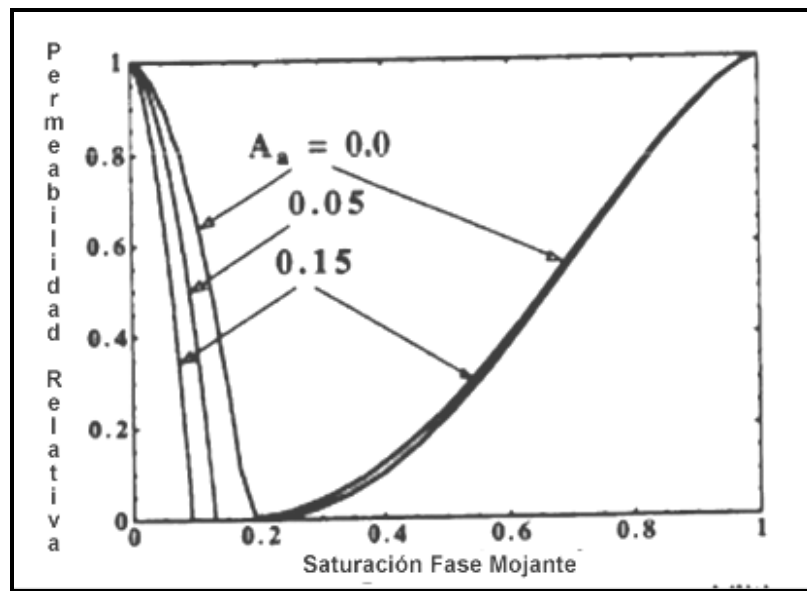


Figura 26: Variación de la Permeabilidad Relativa Calculada con el Modelo EMA, en Función de la Fracción del Área de la Fractura Ocupada por Asperezas A_a , $HD=0,0$. (Tomado de Rossen and Kumar, 1994)

4.7. Cuadro Comparativo de Modelos

Es importante aclarar que cada modelo es aplicable bajo determinadas condiciones petrofísicas y la forma de establecer con cual modelo se obtienen los datos más representativos, es a través del análisis y comparación de valores experimentales.

A continuación se presenta un cuadro comparativo en el cual se consignan parámetros de cada uno de los cinco modelos estudiados y se desarrolla un paralelo entre estos.

El cuadro consta del nombre del Modelo, los autores del mismo, un resumen de los fundamentos teóricos que lo rigen, el tipo de fluido para el cual aplican, en cuales formaciones será posible calcular la permeabilidad relativa con dichos modelos, se establece si el modelo tiene o no en cuenta efectos capilares y/o gravitacionales, el tipo de desplazamiento que es capaz de modelar, así mismo, se presentan las principales ventajas y desventajas de cada modelo, finalmente son presentados los principales parámetros que afectan el calculo de la permeabilidad relativa al aplicar cada modelo, es decir, en función de que parámetros los modelos calculan la permeabilidad relativa.

| Modelo | Autores | Fundamentos Teóricos | Tipo de Fluidos | Tipo de Formación |
|------------------------|------------------------|--|--|--|
| Lineal | E. S. Romm (1966) | Distribución de fracturas uniforme a través del yacimiento, completamente abiertas y de ancho constante. Se piensa en las fracturas como una red de tuberías que interconectan los bloques de matriz del yacimiento. Asume que el flujo es debido únicamente a la conductividad de las fracturas. La matriz almacena el petróleo y desarrolla la imbibición. No habrá interferencia entre las fases cuando estas fluyen a través de las fracturas. | Fluidos Inmiscibles (Agua, Gas y Aceite) | Formaciones con buena porosidad de matriz y permeabilidad de fractura mucho mayor que la permeabilidad del sistema |
| Relaciones de Braester | Carol Braester (1972) | El yacimiento es una red de fracturas que se halla rodeada por bloques de matriz. El flujo de fluidos sucederá de tal forma que las fases mojante y no mojante en las fracturas están circulando de éstas hacia la matriz y de regreso a las primeras en las zonas saturadas con petróleo y agua. Las propiedades del sistema fracturado pueden ser promediadas para que el medio sea tratado como un yacimiento continuo y homogéneo. | Líquidos Inmiscibles (Agua-Petróleo) | Continuas y homogéneas con bloques de matriz grandes de permeabilidad aproximadamente igual a la de las fracturas |
| Hirasaki | George Hirasaki (1973) | Representa al sistema fracturado como un manojo de tubos simétricos. El flujo de fluidos solo ocurre en las fracturas. | Fluidos Inmiscibles (Agua, Gas y Aceite) | Formaciones homogéneas y heterogéneas (incluso estratificadas) |

| | | | | |
|--|--|--|---|--|
| <p>EFRP (Permeabilidad Relativa Efectiva de las Fracturas)</p> | <p>Tayfun Babadagli and Iraj Ershaghi (1992)</p> | <p>Representa el yacimiento como un sistema compuesto (matriz-fractura). La matriz es un subsistema de las fracturas. Se basa en estudios realizados a yacimientos estratificados. Tiene en cuenta la existencia de heterogeneidades a pequeña escala. Asume que no hay saturación de aceite residual en las fracturas. El flujo viscoso es predominante en las fracturas.</p> | <p>Líquidos inmiscibles (Agua-Aceite)</p> | <p>Formaciones con baja permeabilidad (Areniscas y Calizas).</p> |
| <p>EMA (Aproximación Efectiva del Medio)</p> | <p>W. R. Rossen and A.T.A. Kumar (1992)</p> | <p>Hace uso de la Teoría de Percolación para describir la probabilidad aleatoria que ocurran fracturas en el yacimiento. El yacimiento es representado por una red bidimensional en la cual existirá flujo solo a través de las fracturas y no a través de la matriz. El flujo es modelado cuando se encuentra dominado por fuerzas capilares y existe un equilibrio gravitacional entre las fases. La distribución de las aperturas de las fracturas sigue una tendencia logarítmica normal. La presión capilar controla cual fase ocupará cada fractura, como función de la magnitud de su apertura.</p> | <p>Gases y líquidos (Gas, Agua, Petróleo)</p> | <p>No registra</p> |

| Modelo | Efectos Capilares y Gravitacionales | Tipo de Desplazamiento | Ventajas | Desventajas | Variables que Controlan el Modelo |
|--------|--|---|---|--|-----------------------------------|
| Lineal | Se consideran las fuerzas capilares iguales a cero y se desprecian los efectos gravitacionales | Imbibición a través de una red de tuberías. | Desarrollo matemático sencillo. Disminuye costos para obtención de datos para una simulación. Cuando la diferencia de permeabilidades entre la matriz y las fracturas es muy significativa, este modelo genera muy buenas aproximaciones. | Puede resultar demasiado simple. Asume que ambas fases presentan igual movilidad para todo el rango de saturaciones en el medio poroso. No toma en cuenta procesos que ocurren entre la matriz y la fractura. Asume que las curvas de permeabilidad relativa son iguales para todos los YNF. | Saturación de agua del sistema. |

| | | | | | |
|-------------------------------|--|--|--|--|---|
| <p>Relaciones de Braester</p> | <p>Los efectos capilares son despreciados en las fracturas, pero no en la matriz. No tiene en cuenta segregación gravitacional</p> | <p>Imbibición en 1D Horizontal</p> | <p>Tiene en cuenta las propiedades de la matriz y de las fracturas. Las ecuaciones son sencillas.</p> | <p>Presenta las curvas de permeabilidad relativa como a una familia de curvas y no como a un par de ellas. Es necesario conocer las saturaciones y permeabilidades de cada componente del sistema. Fueron obtenidas para validar un modelo de flujo y no como trabajo experimental o desarrollo matemático</p> | <p>Sat de agua en la matriz y las fracturas y permeab de las fracturas y del sistema (Corey Modificado)</p> |
| <p>Hirasaki</p> | <p>No tiene en cuenta fuerzas capilares. Representa la segregación gravitacional.</p> | <p>Procesos de imbibición y drenaje en 1D horizontal</p> | <p>Posee una ecuación fácil de resolver. También se utiliza en procesos gas-aceite. Hace uso de los registros de pozo para hallar los valores de saturación. Se utiliza en una gran variedad de yacimientos.</p> | <p>Solo representa al sistema de fracturas. No tiene en cuenta la distribución y apertura de las fracturas.</p> | <p>Sat de agua inicial, sat de gas inicial, sat de aceite residual.</p> |

| | | | | | |
|--|--|---|--|---|---|
| <p>EFRP (Permeabilidad Relativa Efectiva de las Fracturas)</p> | <p>Tiene en cuenta las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales que afectan la interacción matriz fractura.</p> | <p>Procesos de imbibición en dirección horizontal y vertical (acuífero activo, inyección de agua y conificación).</p> | <p>Representa la matriz y la fractura como un solo sistema. Tiene en cuenta la mojabilidad del sistema. El modelo se desarrolla en base a pruebas de laboratorio realizadas a diferentes tipos de roca que poseen varias configuraciones de fractura.</p> | <p>No tiene en cuenta efectos de temperatura, apertura de fractura y daño en la matriz. Las configuraciones de las fracturas hechas en las pruebas de laboratorio son simétricas.</p> | <p>Sat de agua inicial, sat de aceite residual, caudal de agua, presión capilar, permeabilidad de matriz</p> |
| <p>EMA (Aproximación Efectiva del Medio)</p> | <p>Flujo capilar a través de las fracturas. Tiene en cuenta efectos de segregación gravitacional.</p> | <p>Imbibición libre en los bloques. Desplazamiento 2D vertical y horizontal</p> | <p>Modela la ocurrencia de fracturas como un fenómeno aleatorio. Permite la distribución de la saturación de fluidos a través de las fracturas. Se puede modelar la reducción del área de las fracturas y su influencia en las curvas de permeabilidad relativa.</p> | <p>Desarrollo matemático Complicado. No tiene en cuenta flujo a través de unidades de matriz. El empleo de varios parámetros de ajuste le genera un alto grado de incertidumbre a las curvas obtenidas.</p> | <p>Diferencias de densidades, aceleración de la gravedad, altura, tensión interfacial, conductividad de la fractura y de la red</p> |

Tabla 1: Cuadro comparativo de los Modelos estudiados

5. PRUEBAS DE LABORATORIO

5.1. Introducción

Una de las herramientas más usadas con las que cuenta el ingeniero de petróleos para conocer las propiedades del medio poroso y de los fluidos que se encuentran en los yacimientos de hidrocarburos son las pruebas de laboratorio, las cuales realizadas bajo condiciones controladas ofrecen valiosa información que no puede ser obtenida directamente en el campo.

Con un profundo conocimiento del comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, se realiza una acertada simulación numérica que permite elegir el mecanismo de recobro con el cual se adquiere la mayor producción de hidrocarburos, este fenómeno se reproduce en el laboratorio cuando se lleva a cabo una inyección de fluidos en núcleos de roca que permite observar, analizar y entender la interacción de los fluidos con el medio poroso.

Las pruebas que se describirán en este capítulo fueron llevadas a cabo en el laboratorio de análisis especiales del ICP, allí se tomaron las muestras de núcleo artificialmente fracturado y se realizaron mediciones de permeabilidad relativa usando el método de estado inestable, descrito previamente en el Capítulo 2.

Primero se desarrolló el proceso de 'oilflooding' saturando la muestra con la fase mojante, en este caso salmuera, luego se inyectó la fase no mojante, varsol, a caudal constante, con esto se obtuvieron datos de saturación de agua móvil, saturación de agua irreducible y saturación de aceite.

Después se llevó a cabo el proceso de 'waterflooding' inyectando nuevamente salmuera, a caudal constante, al núcleo compuesto usado durante la prueba de oilflooding, con lo cual se halló la saturación de aceite irreducible y la saturación de aceite móvil; a partir de estos procesos se obtuvieron datos de caída de presión y producción de fluidos contra tiempo, los cuales son usados más adelante, durante la etapa de análisis y comparación de resultados obtenidos durante las simulaciones.

Inicialmente se tratarán algunos aspectos relacionados con las propiedades de la roca y de los fluidos y se mostrará la configuración del núcleo, además, se dará un breve vistazo a los equipos usados durante el experimento, por último se presentará el desarrollo y los resultados obtenidos, los cuales serán comparados en el séptimo capítulo con los arrojados al simular los modelos descritos en el capítulo inmediatamente anterior.

5.2. Propiedades del Núcleo

Los cuatro núcleos seleccionados para la realización de las pruebas son areniscas de Berea, identificadas en 1950's como rocas modelo

usadas en la investigación del recobro de aceite, pues se caracterizan por poseer propiedades petrofísicas consistentes (Deghmoum et. al. 2000). Estas muestras poseen forma cilíndrica.

Los núcleos elegidos presentan características y propiedades diferentes; estos, fueron sometidos a métodos de análisis convencionales para la determinación porosidad y permeabilidad, además, se les determinó la longitud y volumen poroso, valores que son registrados en la Tabla 2.

| Número Núcleo | Volumen Poroso (cm ³) | Porosidad | Permeabilidad (md) | Diámetro (cm) | Longitud (cm) | Volumen Total (cm ³) |
|---------------|-----------------------------------|-----------|--------------------|---------------|---------------|----------------------------------|
| 20 | 10,731 | 0,2166 | 681 | 3,773 | 4,430 | 49,533 |
| 23 | 8,499 | 0,1649 | 169 | 3,799 | 4,520 | 51,229 |
| 151 | 10,21 | 0,1794 | 172 | 3,800 | 5,019 | 56,912 |
| 241 | 9,334 | 0,1825 | 177 | 3,801 | 4,508 | 51,148 |

Tabla 2: Propiedades y dimensiones de los núcleos

Inicialmente los núcleos no presentaban fracturas, estas se hicieron manualmente, al realizar cortes longitudinales a una distancia de 1/3 del extremo de la muestra, con una sierra de borde de diamante, como se aprecia en la figura 27.

Las configuraciones de las fracturas y la disposición de los núcleos se presentan en la figura 28. Los núcleos se ensamblaron de izquierda a derecha teniendo en cuenta el aumento gradual de la permeabilidad, lo que permite que al momento de la inyección de

los fluidos, estos entrarán en contacto gradualmente con la roca y se presentará una mejor interacción entre ellos.

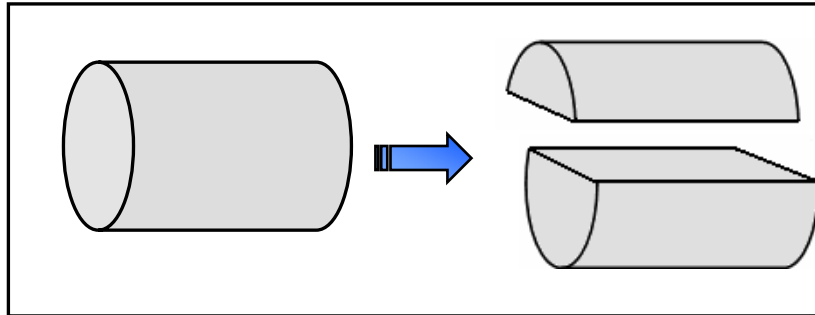


Figura 27: Formación de las fracturas en los núcleos mediante corte longitudinal a 1/3 del borde del núcleo

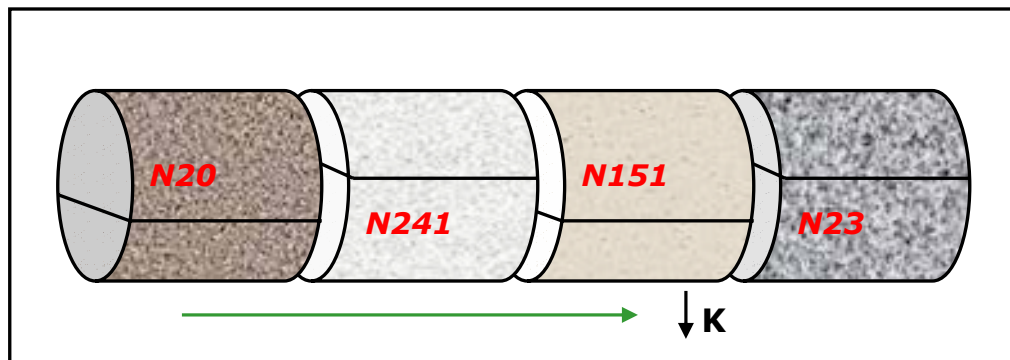


Figura 28: Configuración de las fracturas y disposición de los núcleos para el montaje experimental

En la literatura consultada (Babadagli and Ershaghi, 1992; Deghmoum, Tiab and Mazouzi, 2000; Ahriche and Tiab, 2001) no se había empleado configuraciones de fractura como la utilizada en el presente trabajo, ya que siempre se empleaban configuraciones simples de fracturas longitudinales que dividían el núcleo en dos partes de igual tamaño.

La configuración de los patrones de fractura utilizados durante las pruebas, se debe, a que al ubicar de esta forma cada uno de los núcleos se evita que el flujo de fluidos se presente solo en la fracturas, dando origen al fenómeno de canalización del flujo.

La canalización reduce el tiempo de contacto entre los fluidos y la matriz, lo que conlleva a que los procesos de imbibición y drenaje característicos de este tipo de pruebas no se desarrollen plenamente, obteniendo resultados poco representativos.

5.3. Propiedades de los Fluidos

Las pruebas se realizaron con dos tipos de fluidos, para la fase agua se utilizó una salmuera natural y para la fase aceite se utilizó varsol, debido a que los dos poseen una alta relación de movilidad, se tenía una mayor eficiencia de barrido y una mejor penetración en la matriz; en la Tabla 3 se presentan las principales propiedades de estos fluidos.

| Fluido | Densidad (g/cm ³ /°C) | Viscosidad (cp) | Salinidad (mg/L NaCl) | Resistividad Ωm-°C |
|----------|-------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------------|
| Salmuera | 1.0045/23.3 | 1.032 | 9637.5 | 0.60/36.7 |
| Varsol | 0.9036/25 | 0.805 | - | - |

Tabla 3: Propiedades de los fluidos usados en las pruebas.

5.4. Descripción del Equipo

Para la realización de las pruebas de desplazamiento se requirió el siguiente equipo: core holder o porta núcleos, sistema de confinamiento, horno, sistema de desplazamiento de fluidos, sistema de contrapresión y sistema de registro de diferencial de presión (Rojas y Valdés, 1991).

5.4.1. Core Holder

Es el sistema donde se coloca la manga de caucho que contiene el núcleo compuesto, se utilizó una manga de 6.30 pulgadas de longitud y un diámetro interno de 1.57 pulgadas; el cilindro del core holder posee extremos roscados, además esta provisto de una entrada y una salida en la mitad del cuerpo que sirven de conducto al fluido que va a confinar al anular entre la manga la parte interna del núcleo.

5.4.2. Sistema de Confinamiento

Es el sistema usado para aplicar la presión de sobrecarga al medio poroso, esta compuesto por fluido de confinamiento (aceite hidráulico), recipiente contenedor del fluido de confinamiento, bomba de desplazamiento positivo, líneas que conectan la bomba al anular del core holder y manómetro.

5.4.3. Horno

El horno eleva la temperatura del core holder y de los recipientes almacenadores de fluido por medio de resistencias en paralelo, mediante una unidad se controla la temperatura que se desea mantener, alcanzándose una temperatura máxima de 400°C.

Es necesario establecer que ambas pruebas fueron desarrolladas a temperatura ambiente, por lo tanto esta parte del equipo se presenta como información general.

5.4.4. Sistema para el Desplazamiento de Fluidos

Para desplazar los fluidos a través del núcleo compuesto se usó un cilindro de pistón libre, compuesto por dos cámaras, separadas por un pistón que evita el contacto directo entre ambos fluidos, pero permite la transmisión de la presión desplazante de una cámara a la otra.

También se usó una bomba de inyección que desplaza el pistón libre y este a su vez al fluido que va a saturar el núcleo; esta bomba se caracteriza por trabajar a tasa constante entre un rango de 0.1 cc/min. hasta 9.9 cc/min. con incrementos de 0.1 cc/min.; permite el desplazamiento de fluidos con una viscosidad de máximo 8.0 cp y maneja presiones de desplazamiento de hasta 6000 psi.

5.4.5. Sistema de Contrapresión

El objetivo de este sistema es generar una presión opuesta a la del flujo, simulando la presión del yacimiento, favoreciendo la homogeneidad en la saturación del medio poroso. El sistema esta formado por los siguientes dispositivos: diafragma y multiplicador de presión.

El diafragma es la parte del sistema donde convergen la presión de producción y la contrapresión que se le ha suministrado al sistema. El multiplicador de presión se carga previamente usando un cilindro de nitrógeno, quedando en capacidad de cumplir su función, independientemente del cilindro de nitrógeno, manteniendo la contrapresión en el sistema.

5.4.6. Sistema de Registro de Diferencial de Presión

Su objetivo es determinar el diferencial de presión existente entre la presión de inyección (entrada) y la presión de producción (salida), que se origina en el medio poroso por el desplazamiento de fluidos.

5.4.7. Sistema de Acumulación de Fluidos

Con este sistema se recolectan los fluidos producidos por el núcleo durante la prueba; esta formado por un separador bifásico, que

inicialmente contiene los fluidos usados en la inyección, con una interfase que varia a medida que se miden el agua y el aceite producidos.

5.4.8. Sistema de Monitoreo Control y Adquisición de Datos (MCDA)

Este sistema se utiliza para registrar los datos de producción de agua y aceite, delta de presión, condiciones de operación y tiempos empleados durante la realización de la prueba; utiliza un software especializado y va generando las curvas de resultados en tiempo real.

En la figura 29 se observan los sistemas que conforman el equipo usado durante la realización de las pruebas.

5.5. Desarrollo de la Prueba de Oilflooding

Las condiciones de operación de las pruebas se presentan en la Tabla 4, el medio poroso fue sometido a presión de confinamiento y contrapresión simulando presión de sobrecarga, presión de inyección y se trabajó a temperatura ambiente para no variar las propiedades del varsol.

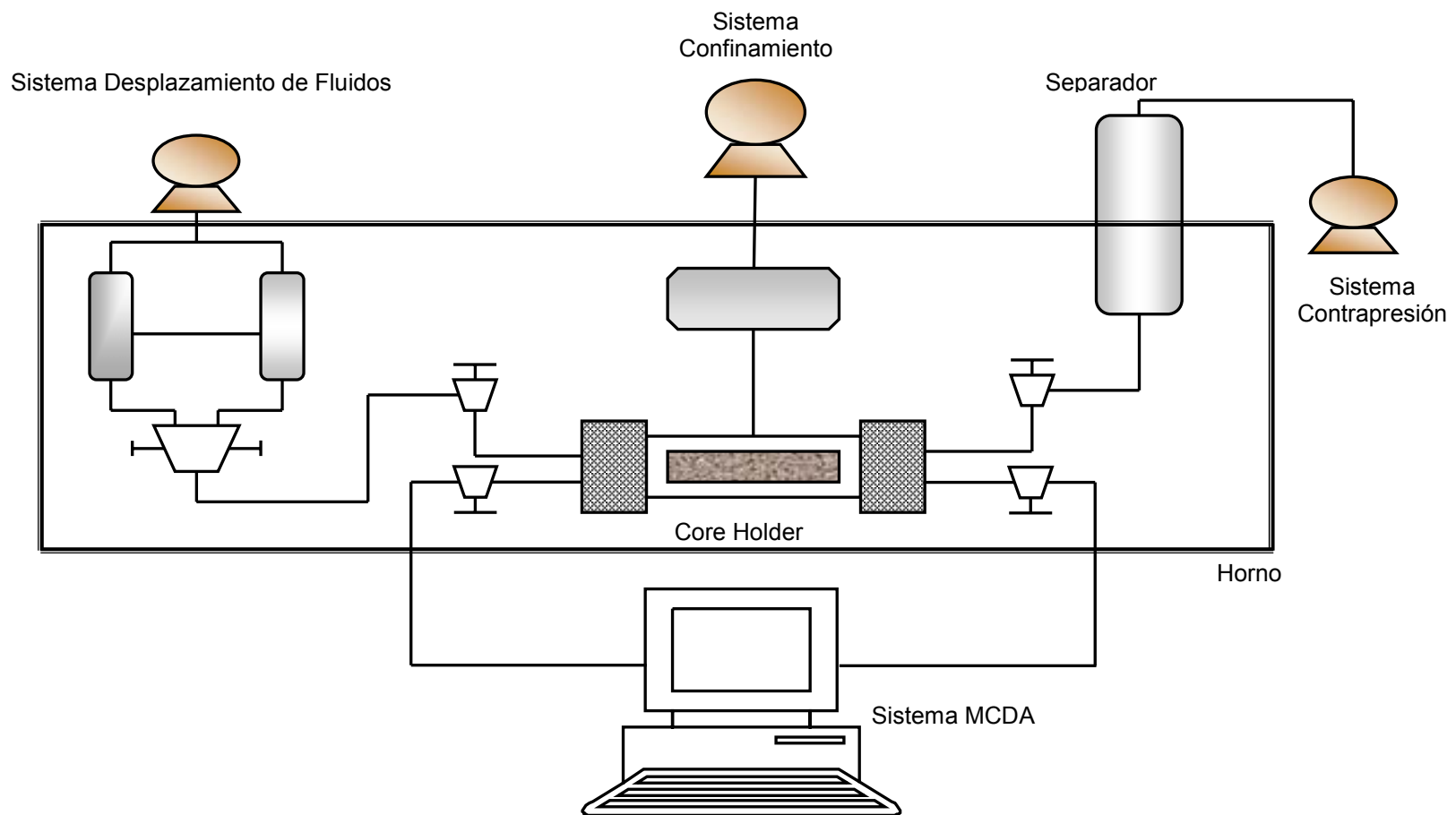


Figura 29: Esquema del montaje del equipo de laboratorio empleado durante las pruebas de desplazamiento

La prueba se inició inyectando salmuera al núcleo compuesto a una tasa de 0.5 cc/min. durante un tiempo de 20 minutos, luego se cambió la tasa a 1 cc/min. durante 20 minutos, después se incrementó el caudal a 2 cc/min. durante otros 20 minutos, luego se incrementó a un caudal de 4 cc/min. durante 20 minutos y por último se inyectó a una tasa de 6 cc/min. durante 20 minutos.

El propósito de aumentar el caudal de inyección gradualmente es que la muestra quede lo más uniformemente saturada posible, además para realizar la medición de la permeabilidad absoluta del núcleo compuesto.

| | |
|---------------------------------|----------|
| Presión de Confinamiento | 2000 psi |
| Presión de inyección | 650 psi |
| Contrapresión | 500 psi |
| Temperatura | 77 °F |

Tabla 4: Condiciones de operación de mantenidas durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio

Teniendo al agua como la fase mojante presente en el núcleo, la prueba continuó con la inyección del varsol, que sería la fase no mojante, con un caudal constante de 2 cc/min. durante 70 minutos, de esta forma se logra reproducir el proceso de drenaje en el cual el varsol desplaza el agua móvil, dejando en el núcleo la saturación de agua irreducible.

Los resultados que arrojó la prueba son producción de agua, producción de aceite y caída de presión, todos en función del tiempo, estos son presentados en forma de gráficas por el sistema MCDA (Monitoreo, Control y Adquisición de Datos).

A continuación se presentan en las figuras 30 y 31, las figuras de producción de agua y delta de presión, ambas contra tiempo, obtenidos durante el desarrollo de la prueba.

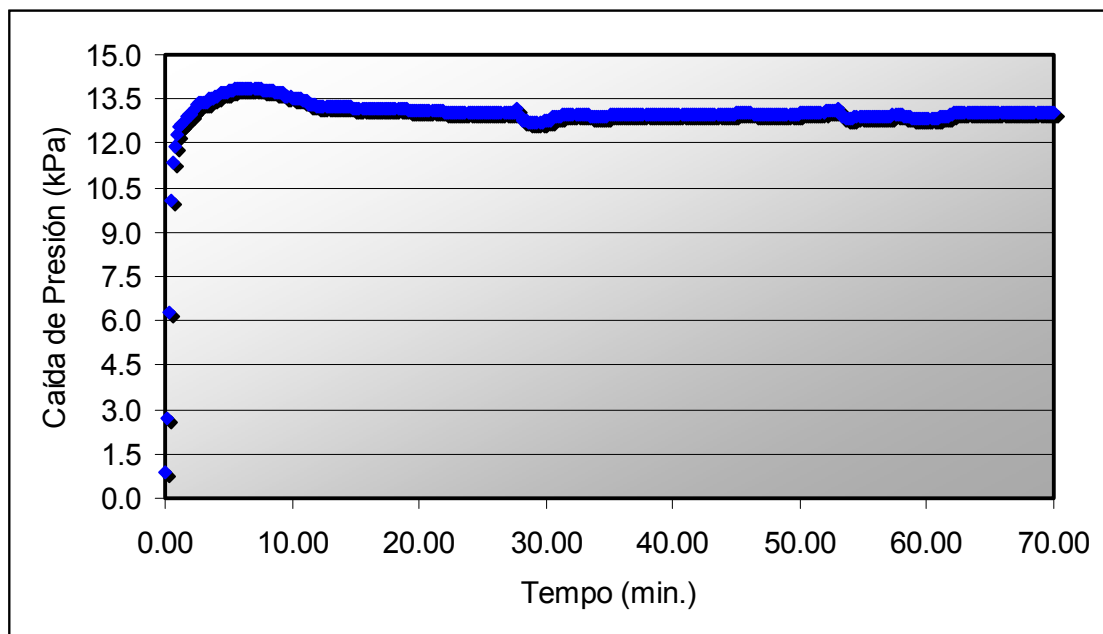


Figura 30: Caída de Presión contra tiempo para la prueba de Oilflooding

Se puede observar que la tendencia de las figuras anteriores presenta el típico comportamiento de una prueba de oilflooding, en donde después de los primeros 10 minutos aproximadamente, los datos se estabilizan en un determinado valor durante mucho tiempo, debido a que no se produce más agua del núcleo.

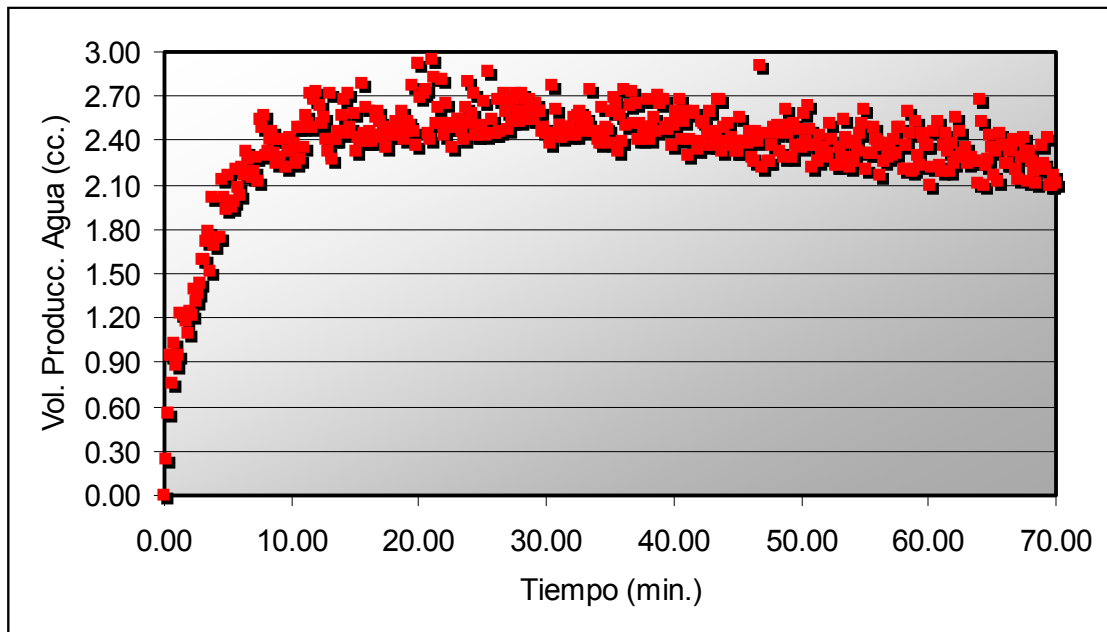


Figura 31: Volumen Producido de Agua contra tiempo para la prueba de Oilflooding

Lo anterior indica que el desplazamiento fue tipo pistón, lográndose un barrido uniforme a través del núcleo.

5.6. Desarrollo de la Prueba de Waterflooding

Al finalizar la prueba de oilflooding se dejó el núcleo reposando durante un lapso de tiempo corto para que asimilara los fluidos que contenía, luego empezó la prueba de waterflooding, usando las mismas condiciones de operación y fluidos con propiedades iguales a los de la prueba anterior.

Inicialmente se inyectó agua con un caudal de 2 cc/min. durante 100 minutos, para desplazar el aceite móvil presente en el núcleo,

de esta forma se reproduce el proceso de imbibición, en donde la fase mojante desplaza a la no mojante.

Los resultados obtenidos de las pruebas se presentan en las figuras 32 y 33, en donde se observa el comportamiento del delta de presión y de la producción de aceite ambas contra tiempo, registrados por el sistema MCDA.

En las figuras se observa una tendencia similar a la que se obtiene al realizar el experimento con un núcleo homogéneo, pero los datos presentan variaciones o distorsiones marcadas durante toda la prueba, tendiendo a incrementarse lentamente.

Este comportamiento puede indicar que el recobro de fluidos continua durante todo el tiempo que dura la prueba, pues aunque la producción inicial se deba totalmente a las fracturas, después de los primeros 10 minutos la matriz sigue aportando pequeñas cantidades de aceite móvil, demostrando la interacción matriz fractura, lo que negaría la posibilidad de canalización de flujo.

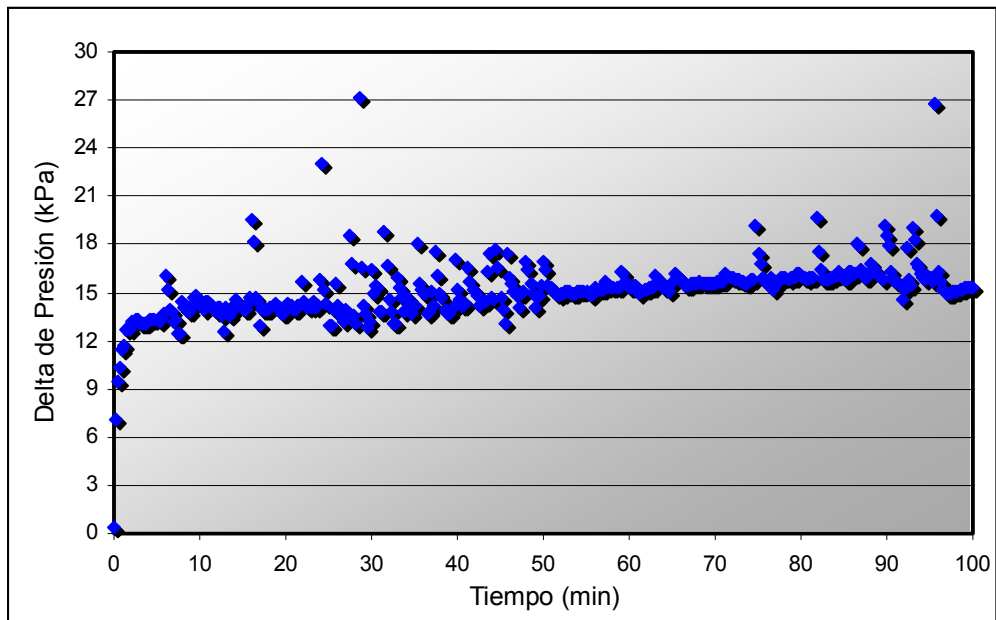


Figura 32: Caída de Presión contra tiempo para la prueba de Waterflooding

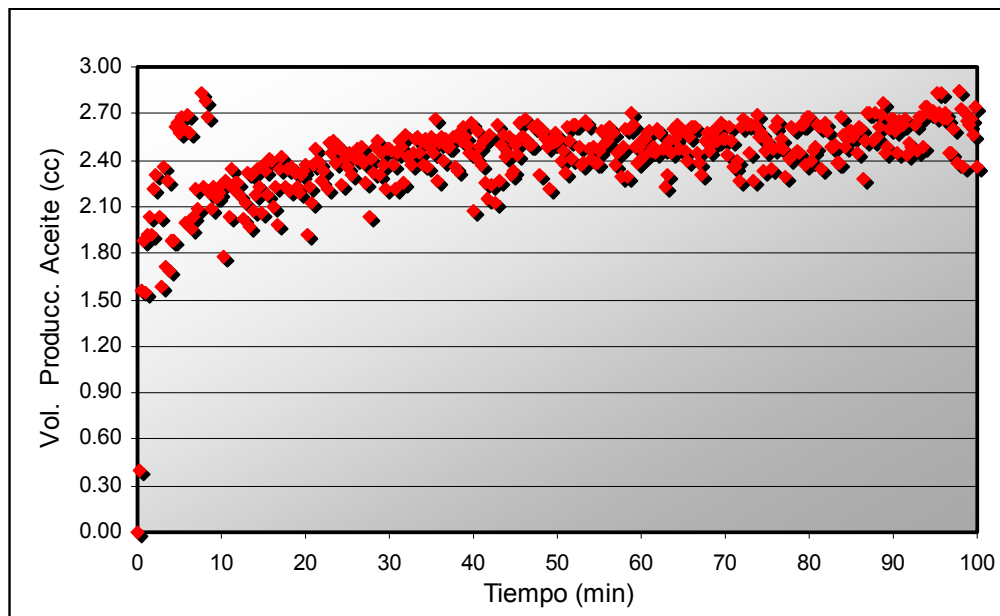


Figura 33: Volumen Producido de Aceite contra tiempo para la prueba de Waterflooding

6. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS EXPERIMENTOS

6.1. Introducción

La simulación de yacimientos, puede definirse como el proceso de construcción y operación de un modelo físico o matemático, cuyo comportamiento se asemeje al que tiene lugar en la vida real del yacimiento.

Simular un YNF es una tarea compleja, ya que se debe tener en cuenta la presencia de dos medios completamente diferentes, matriz y fractura, entre los que sucede el flujo, así como, la variación de las propiedades de la roca.

6.2. Sendra

El software Sendra es un paquete que se ejecuta en plataforma Unix o Linux, que comprende un simulador para procesos de inyección en núcleos, además, de una poderosa herramienta para la estimación por ajuste histórico de propiedades petrofísicas.

El simulador es un Black-Oil, Bifásico y Bidimensional, con una formulación completamente explícita, que funciona como un programa esclavo de la rutina de estimación de propiedades, que se especializa en el cálculo de las funciones de permeabilidad relativa y presión capilar, mediante el ajuste histórico entre los datos de

producción cumulativa y caída de presión, obtenidos de pruebas experimentales, empleando poderosos y complejos algoritmos que aceleran la convergencia de los parámetros (Petec S&S, 2003).

Este software fue desarrollado por la empresa noruega Petec S&S como una herramienta para el estudio y reconciliación de los datos obtenidos a través de pruebas de Análisis Especiales de Corazones.

Sendra desarrolla la estimación de los parámetros con un programa de análisis multivariable que es capaz de estimar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar al ajustar un conjunto de datos de laboratorio con aquellos generados por el simulador. Las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar pueden ser representadas como un conjunto de funciones.

Sendra ofrece la opción de desarrollar la simulación de desplazamientos en núcleos e incluso modelar el posible comportamiento de pruebas de Análisis Especiales de Corazones, además, de hacer un estimativo de las funciones de permeabilidad relativa y presión capilar dentro de un rango de tolerancia.

Debido a su versatilidad, así como, a su formulación especialmente enfocada al Análisis Especial de Corazones, se decidió escoger este software sobre otros simuladores numéricos comerciales de yacimientos, incluso, a pesar del hecho que Sendra no esta formulado para simular sistemas de doble porosidad, aunque esto no fue inconveniente para los objetivos de la presente investigación, como se verá más adelante.

Además, Sendra permite simular modelos de núcleos en los cuales son definidas las curvas de permeabilidad relativa y hacer una comparación entre el comportamiento de funciones como la caída de presión o la producción acumulativa y no solamente la comparación directa entre las curvas de permeabilidad relativa.

Sendra calcula automáticamente, a partir de los datos experimentales, las curvas de presión capilar dinámica (Amaya, 2003), esto garantiza una interpretación más confiable de los resultados que se obtienen, a la vez que refina el ajuste histórico de los datos experimentales y asegura la confiabilidad de los resultados.

La posibilidad que presenta Sendra para el modelamiento de heterogeneidades en los núcleos es bastante amplia y fácil, ya que lo único que será necesario para hacerlo es tener en cuenta las posibles alteraciones en el comportamiento del flujo a causa de la presencia de las mismas.

Sendra es un software bastante amigable e intuitivo, con una presentación grafica muy distinta a la de los simuladores comerciales tradicionales, pero que conserva una organización jerárquica muy similar en su archivo de entrada a la que siguen la mayoría de los simuladores.

El software se ejecuta en plataforma Linux, ya que hay un mayor aprovechamiento de los recursos de hardware y software, así como, un soporte extra a los complejos algoritmos de solución y

convergencia de sistemas de ecuaciones que otros sistemas operativos no son capaces de brindar (Petec S&S, 2003).

Para estimar los parámetros que ajusten los valores experimentales de una prueba, se debe iniciar Sendra desde una terminal de trabajo, luego aparecerá una ventana como la que se muestra en la Figura 34, en este caso se escogerá la opción 'ESTIMATION', luego aparecerá una ventana como la que se muestra en la Figura 35, allí se podrá cargar el archivo que será corrido, además, de iniciar, pausar o detener la simulación.

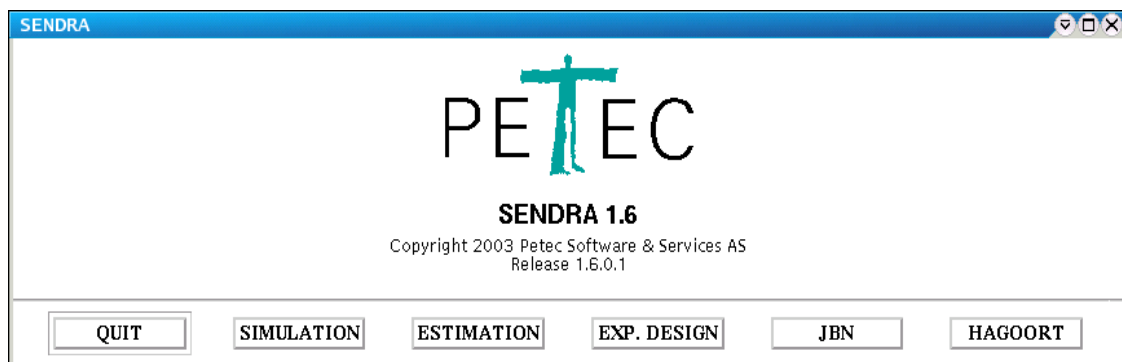


Figura 34: Ventana inicial de Sendra

En la ventana del 'Parameter Estimation' se presenta un cuadro central en el que se muestran los mensajes que se generan durante la simulación, así como, una sección denominada 'Plot Options', la cual permite visualizar las figuras de las distintas funciones que allí aparecen (permeabilidad relativa, presión capilar, recobro de fluido, caída de presión, perfil de saturación o tasa de inyección) simultáneamente con la ejecución del proceso de estimación.

Esta característica es particularmente atractiva, ya que permite ver la forma en que varían las funciones que el programa esta

calculando en relación con las que fueron introducidas como datos experimentales, por ejemplo, se puede ver la curva de producción acumulativa experimental al tiempo que se observa la producción acumulativa que se está obteniendo con los parámetros actuales que está evaluando Sendra (ver Figura 36).

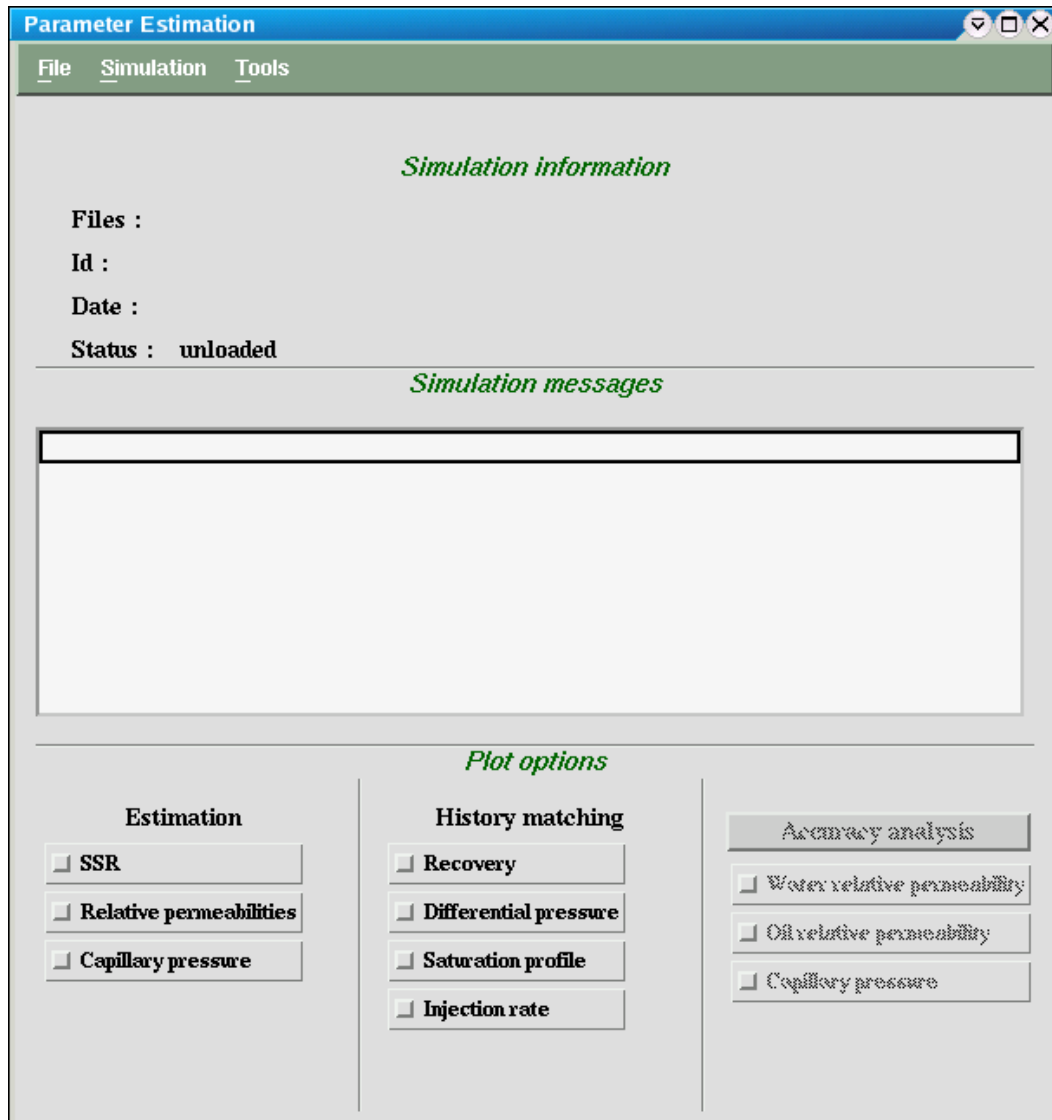


Figura 35: Ventana del 'Parameter Estimation' en Sendra

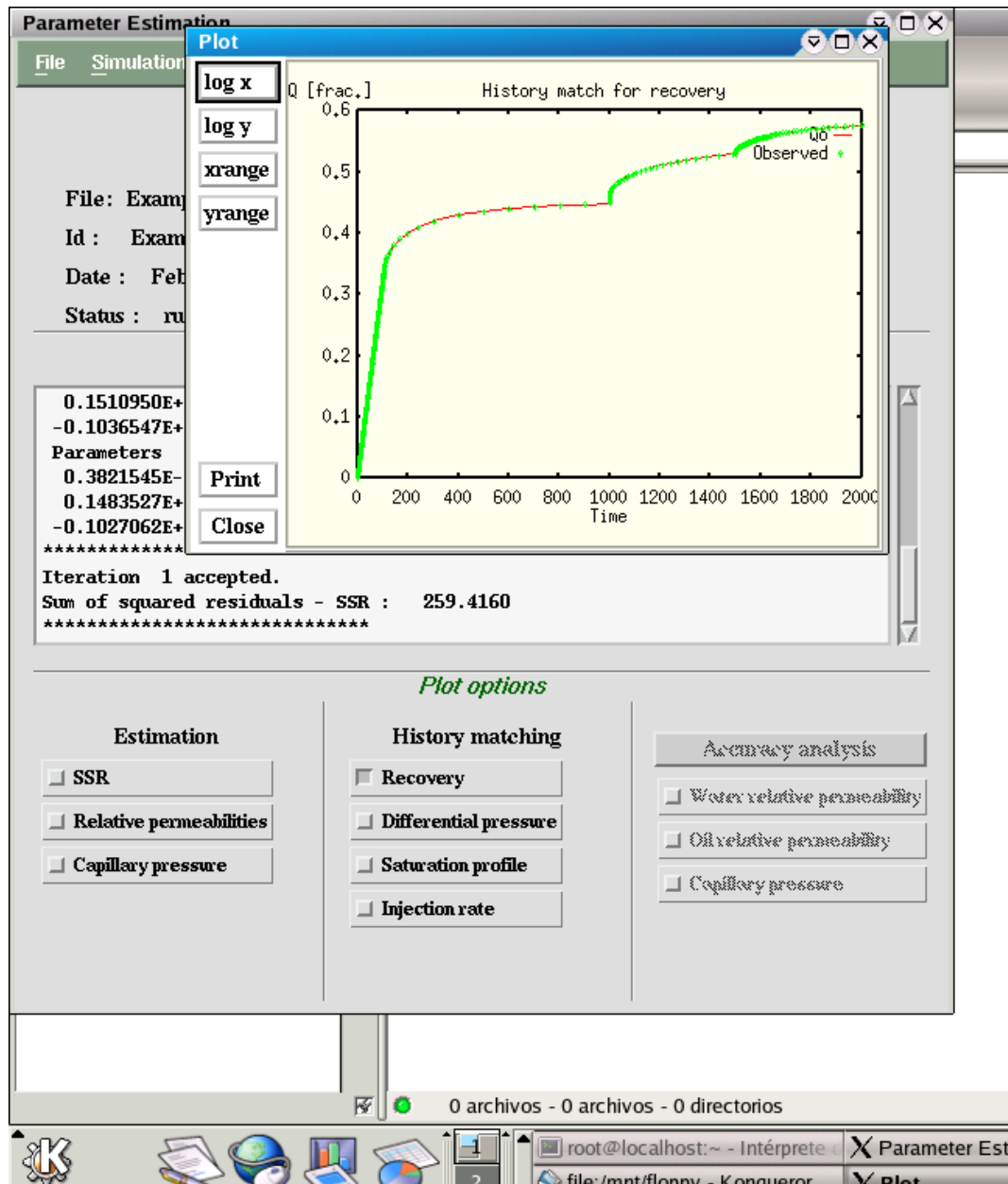


Figura 36: Ventana de la grafica de recobro simultáneamente con la ejecución de Sendra en modo 'Parameter Estimation'

6.3. Modelo Para la Simulación del Núcleo

Como se mencionó antes, Sendra no presenta la opción de modelar sistemas de doble porosidad, sin embargo, es posible modelar un

núcleo heterogéneo a través de la correcta manipulación de la configuración especial del núcleo, de tal forma que el software sea capaz de operarla.

Según Sarma (2003) y Guzman and Aziz (1992), la simulación de YNF mediante el modelamiento con 'fine grid', arroja resultados mucho más cercanos a los que se obtienen en la realidad, que aquellos que se producen al simular este tipo de yacimientos mediante los modelos tradicionales de doble porosidad.

Partiendo de este concepto es posible modelar núcleos fracturados mediante la aplicación de enmallados finos en los se presenten zonas de mayor permeabilidad, menor porosidad, diferente saturación de agua irreducible y espesor menor.

En la simulación con enmallados finos no se hace uso de modelos de doble porosidad o doble permeabilidad, es decir, no se emplean funciones de transferencia. Este tipo de simulación representa las fracturas como bloques del yacimiento de un tamaño mucho menor que el de los bloques de matriz.

En la Figura 37 se muestra el esquema de un enmallado de grid fino en el que se representa un núcleo de roca que se encuentra atravesado por una fractura, la cual es imitada por los bloques más delgados que pasan por el centro del núcleo; los bloques de mayor tamaño que se hallan encima y debajo de los bloques centrales representan la matriz del yacimiento.

La ventaja de este tipo de modelos es que permiten la adaptabilidad de un simulador que no tenga funciones de doble porosidad para simular un YNF, tal como es el caso del Sendra, además, se ahorra tiempo de computo al no tener que resolver las ecuaciones de flujo para doble porosidad que involucran las funciones de transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas.

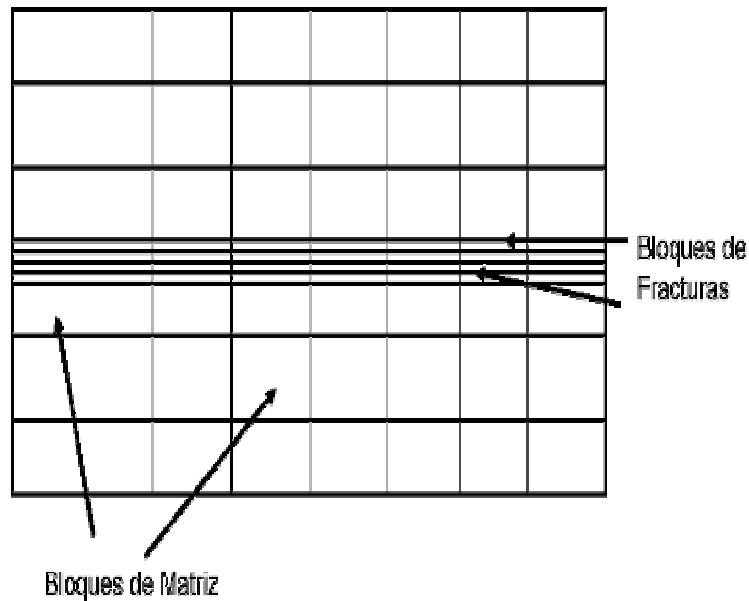


Figura 37: Esquema de la División de un Núcleo en Enmallado Fino Bidimensional

En el modelo de 'fine grid', se emplean las ecuaciones de flujo desarrolladas para yacimientos homogéneos sin tener en cuenta los complicados procesos de interacción que suceden entre la matriz y las fracturas. Para la adecuada aplicación de este tipo de modelos se deben conocer bien las propiedades de la matriz y las fracturas, a la vez que éstas deben ser aplicadas adecuadamente a cada región del yacimiento.

Para efectos de la presente investigación, la configuración empleada buscaba imitar de la manera más cercana a la realidad la estructura del núcleo usado durante las pruebas.

El archivo de Sendra que se montó conservaba las características del núcleo en cuanto a longitud, diámetro, permeabilidad y porosidad de las secciones de matriz conocidas, distribución de fracturas, dirección y tasa de flujo y presión del sistema, así como, las propiedades de los fluidos empleados durante las pruebas (por ejemplo, viscosidad y densidad).

6.4. Detalles de la Simulación

Con las simulaciones numéricas desarrolladas a las pruebas se buscaba obtener las curvas de permeabilidad relativa que ajustaran el comportamiento que se estaba presentando durante las mismas, para poder desarrollar una comparación, tanto directa como indirecta, entre los valores que arrojan los modelos estudiados.

Se simularon las condiciones de las pruebas de laboratorio, para evaluar la producción acumulativa de petróleo y la caída de presión, al introducirle al simulador las curvas de permeabilidad relativa obtenidas con los modelos, a partir de los parámetros petrofísicos conocidos de los núcleos.

Para tal simulación, Sendra fue corrido en modo 'SIMULATION', en este caso el software predice el comportamiento del flujo en el

núcleo bajo las condiciones petrofísicas que son especificadas, las cuales incluyen las curvas de permeabilidad relativa y las de presión capilar, estas últimas determinadas en el modo 'PARAMETER ESTIMATION' para disminuir la incertidumbre en los cálculos.

Para obtener las curvas de permeabilidad relativa, se optó por desarrollar un Macro en Microsoft Excel, al cual se le proporcionaban la magnitud de las propiedades que cada modelo requería y éste generaba la tabla de valores y las curvas de permeabilidad relativa a partir de la aplicación cada uno de ellos.

En las Figuras 38 a la 42 se observan las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para cada uno de los modelos obtenidas a partir del Macro en MS-Excel.

Es necesario señalar que para el modelo EMA (Rossen and Kumar, 1992) la programación de los algoritmos de solución de las ecuaciones para la determinación de la permeabilidad relativa excedía los objetivos de la presente investigación, por lo tanto no se presentan curvas generadas a partir del modelo y no se desarrolló la simulación y comparación del mismo.

Dada la formulación que presentan los modelos para la obtención de las relaciones, las curvas de permeabilidad relativa derivadas para ser aplicadas tanto en el caso de la simulación de la prueba de 'oilflooding', como de la prueba de 'waterflooding', son idénticas, excepto para el modelo EFRP, en el cual dado que las condiciones

de presión capilar que se manejan no son iguales, por ser procesos de drenaje e imbibición respectivamente, éste arroja curvas de permeabilidad relativa ligeramente diferentes.

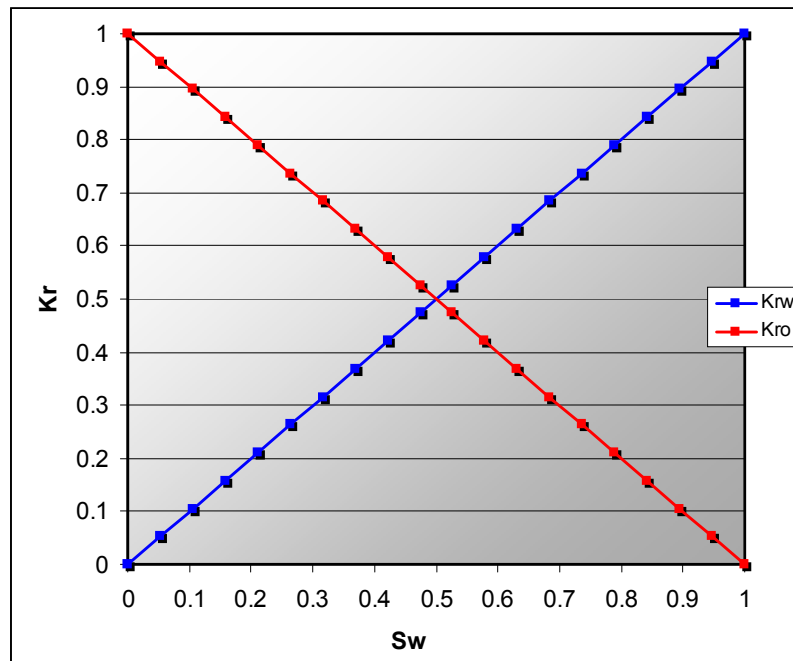


Figura 38: Curvas de permeabilidad relativa obtenidas al aplicar el Modelo Lineal empleadas en la simulación de las pruebas de oilflooding y waterflooding

Como se mencionó antes, con cada una de las curvas obtenidas de la aplicación de los modelos investigados, se desarrollaron simulaciones numéricas con Sendra de la representación del núcleo usado durante las pruebas de laboratorio. Estas simulaciones permitieron evaluar el comportamiento del recobro de petróleo y de la caída de presión para el caso que la permeabilidad relativa que ajustará el comportamiento real del núcleo fuera la obtenida al aplicar cada uno de los modelos investigados.

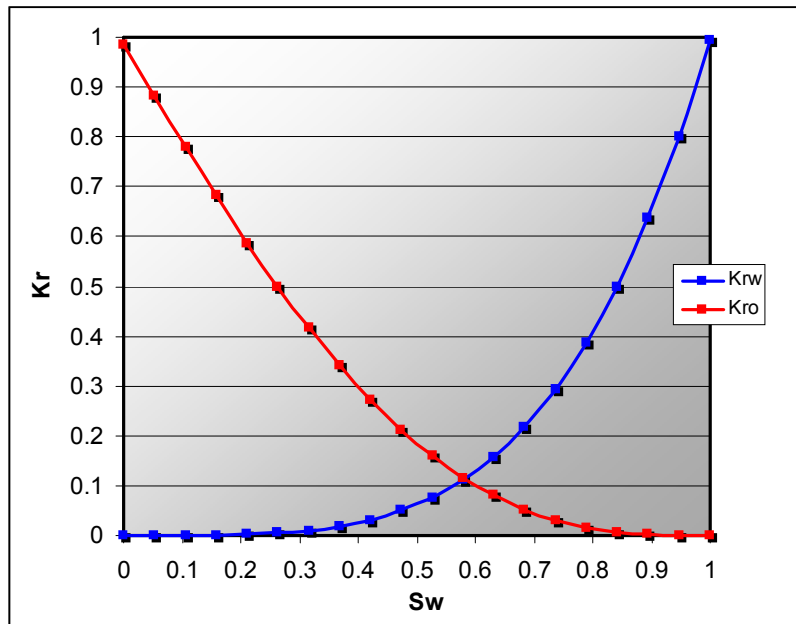


Figura 39: Curvas de permeabilidad relativa obtenidas al aplicar las Relaciones de Braester en la simulación del oilflooding y waterflooding

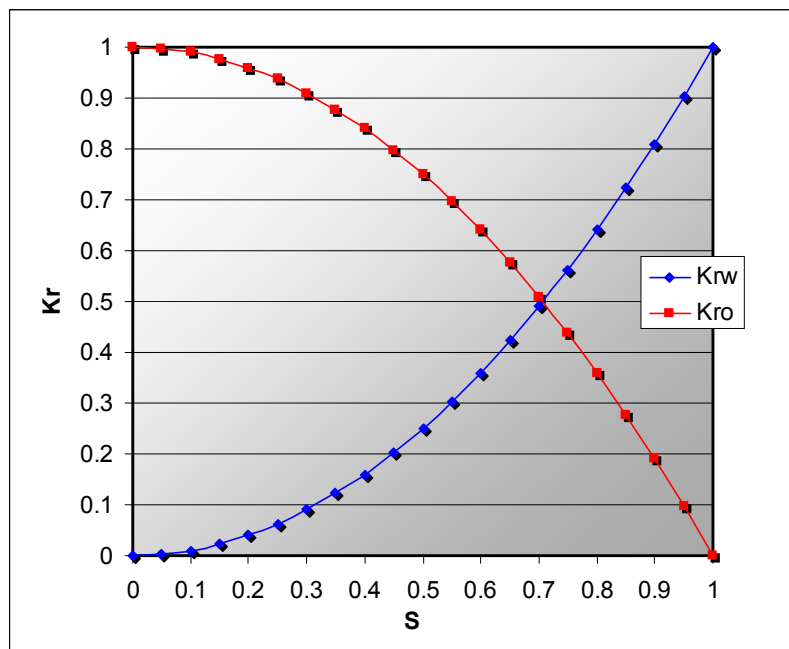


Figura 40: Curvas de permeabilidad relativa derivadas al aplicar el Modelo de Hirasaki en la simulación del oilflooding y waterflooding

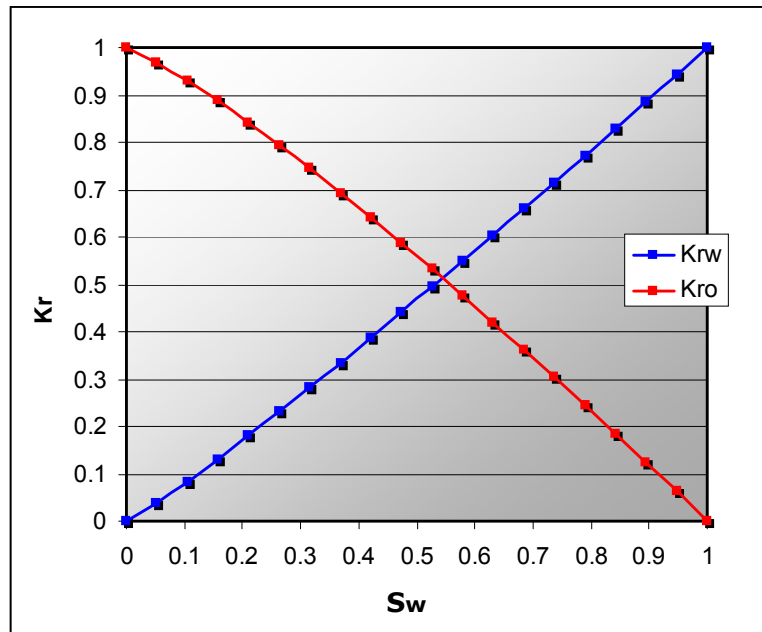


Figura 41: Curvas de permeabilidad relativa derivadas al aplicar el Modelo de EFRP empleadas en la simulación de la prueba de oilflooding

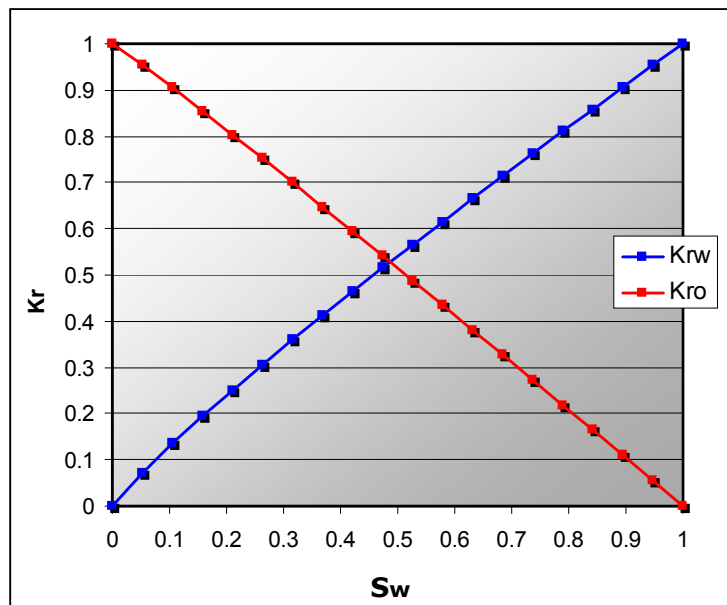


Figura 42: Curvas de permeabilidad relativa derivadas de la aplicación del Modelo de EFRP empleadas en la simulación de la prueba de waterflooding

Lo anterior es perfectamente valido, a la vez que garantiza la confiabilidad en los resultados que se obtienen de la simulación de las pruebas al aplicar las curvas de los modelos.

A continuación son presentadas las graficas de recobro de petróleo y caída de presión contra tiempo para cada una de las corridas realizadas empleando cada modelo de permeabilidad relativa (Figuras 43 a 58).

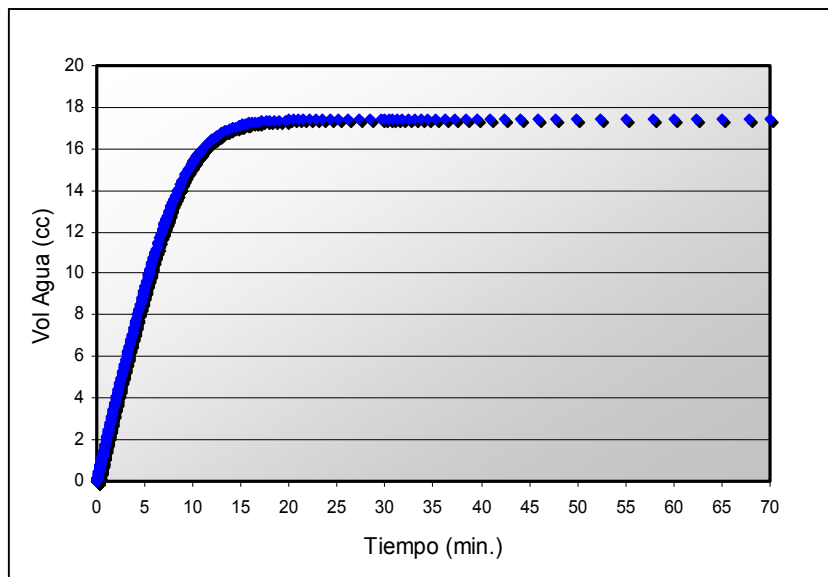


Figura 43: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo Lineal

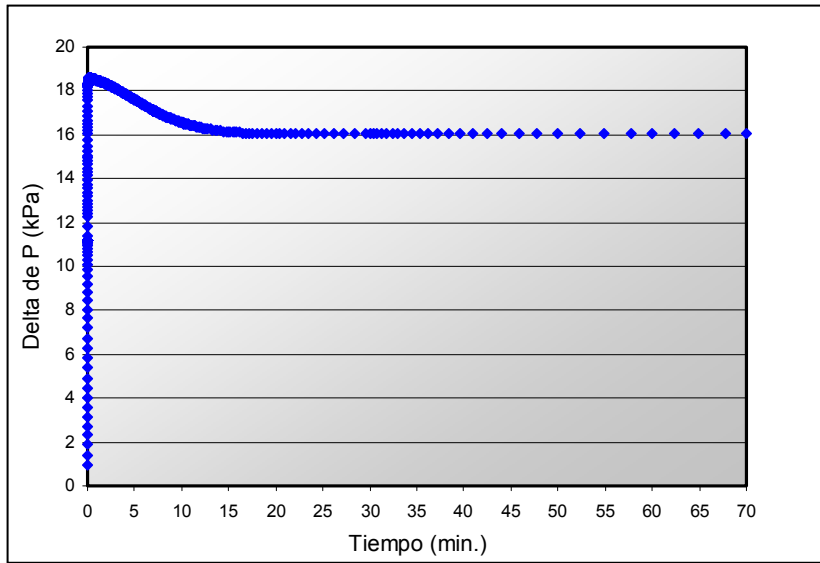


Figura 44: Delta de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo Lineal

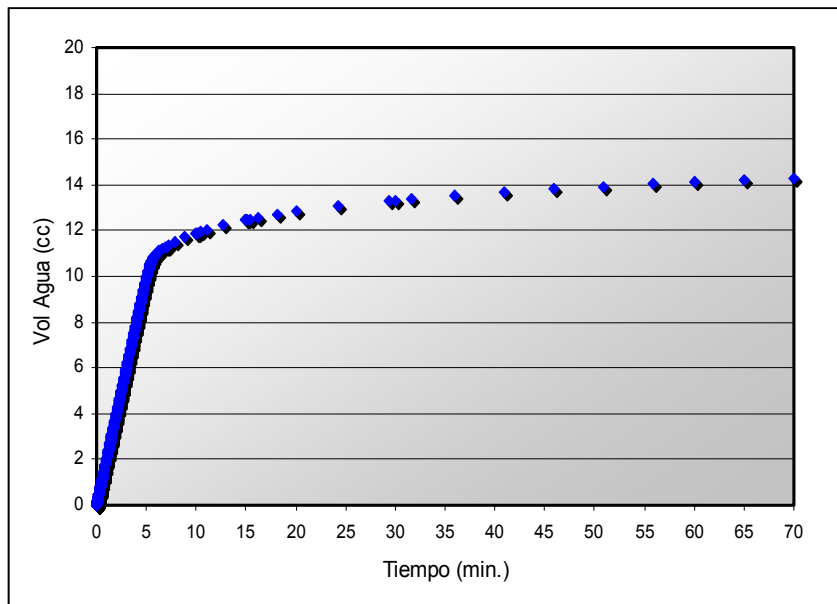


Figura 45: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando las Relaciones de Braester

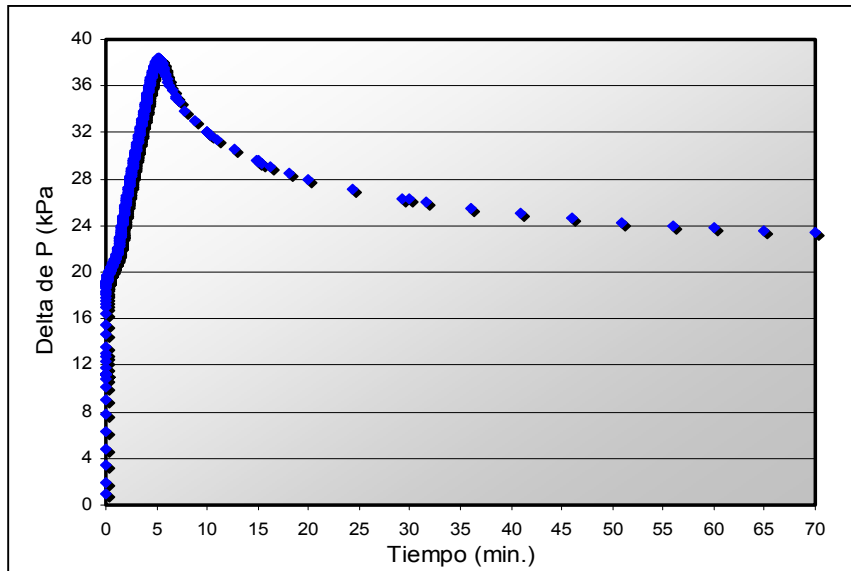


Figura 46: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando las Relaciones de Braester

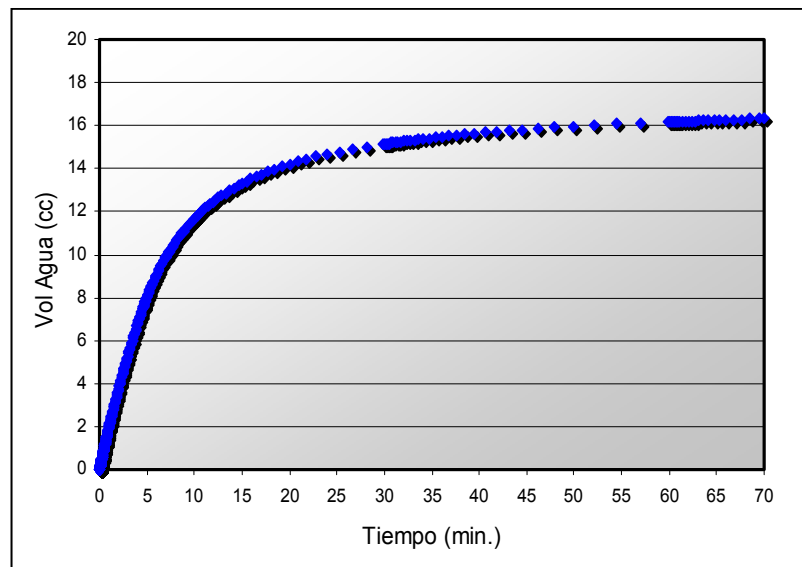


Figura 47: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de Hirasaki

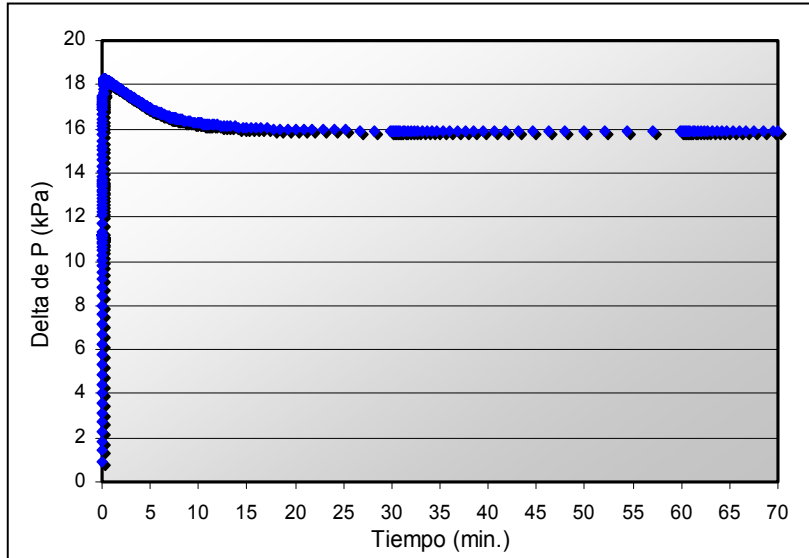


Figura 48: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de Hirasaki

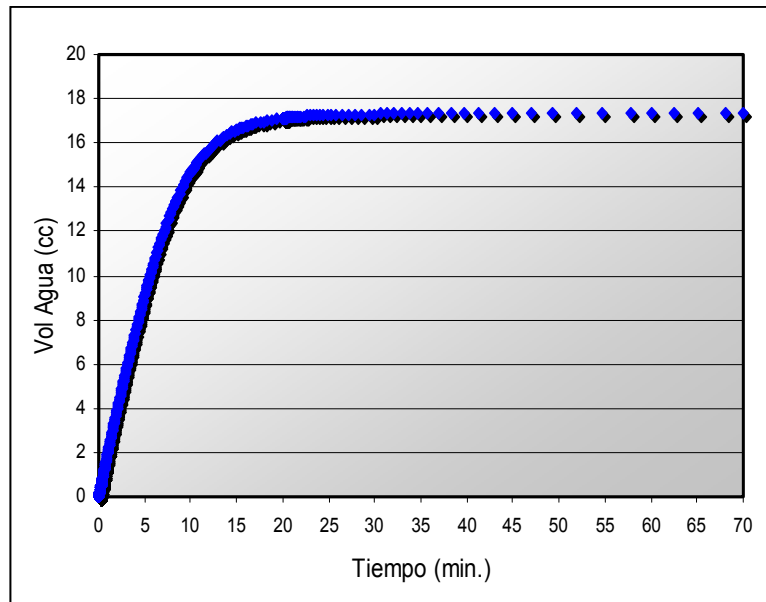


Figura 49: Recobro de agua contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de EFRP

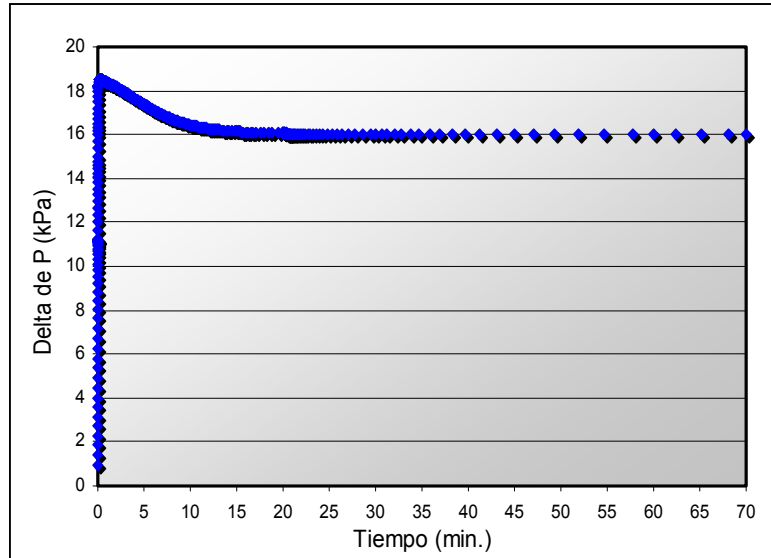


Figura 50: Caída de presión contra tiempo para la simulación del oilflooding aplicando el Modelo de EFRP

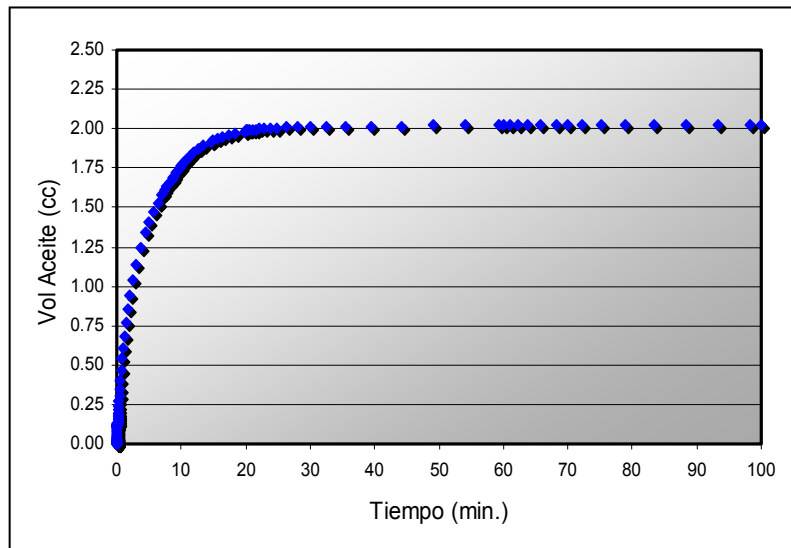


Figura 51: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo Lineal

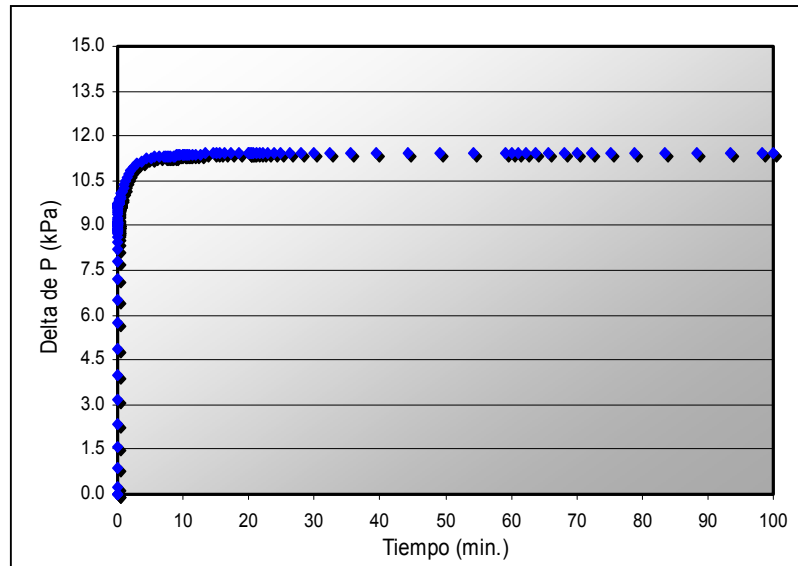


Figura 52: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo Lineal

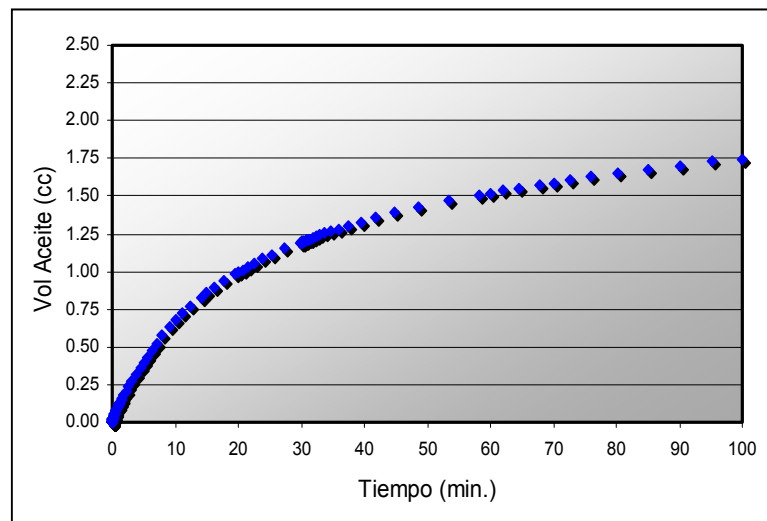


Figura 53: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando las Relaciones de Braester

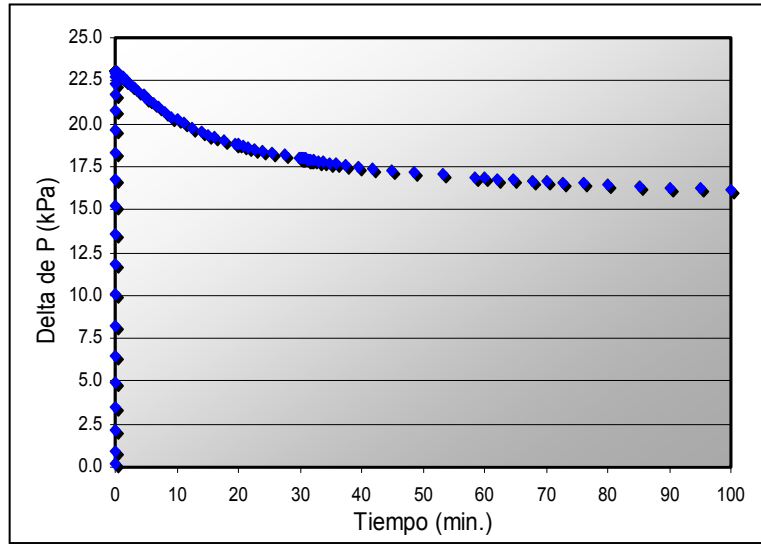


Figura 54: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando las Relaciones de Braester

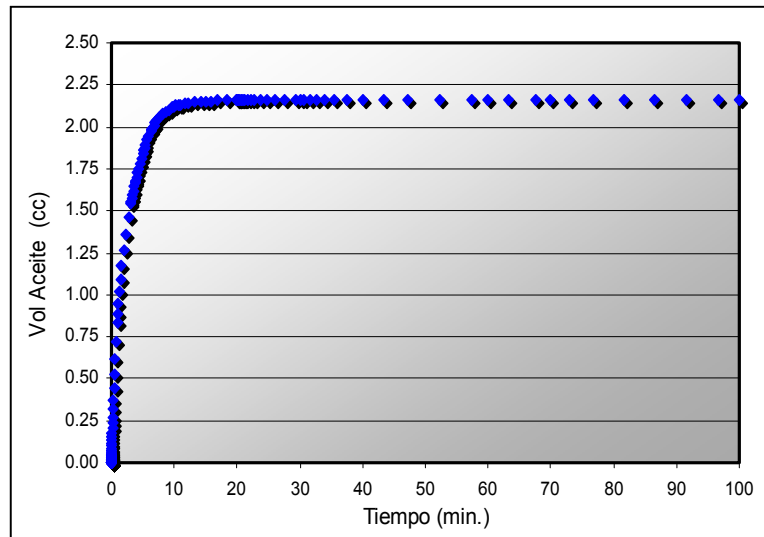


Figura 55: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo de Hirasaki

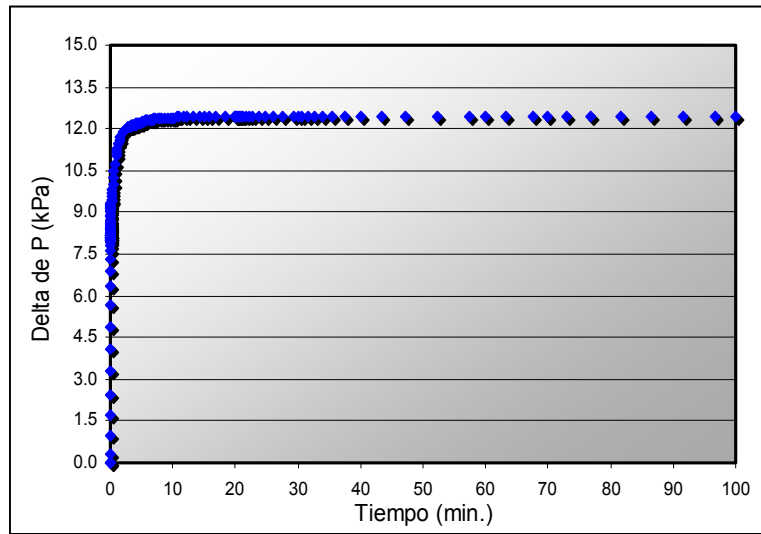


Figura 56: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo de Hirasaki

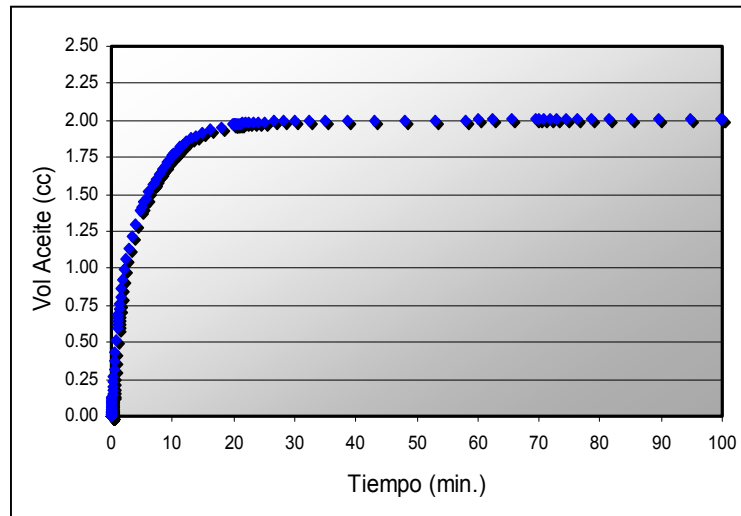


Figura 57: Recobro de petróleo contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo EFRP

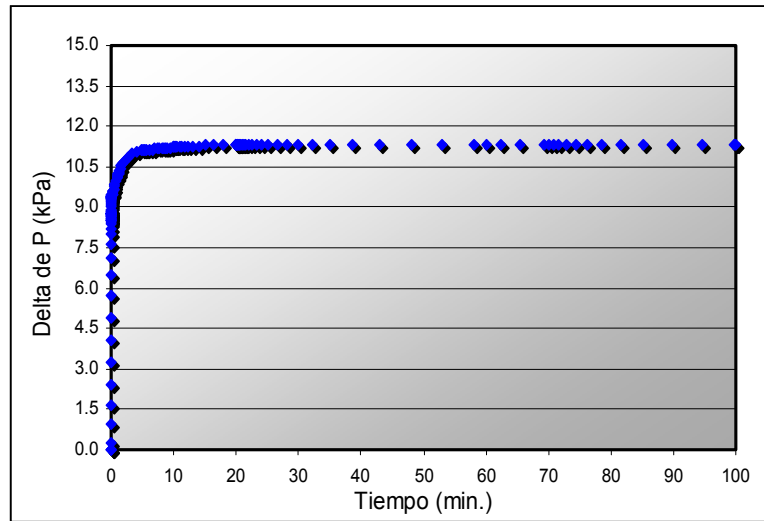


Figura 58: Caída de presión contra tiempo para la simulación del waterflooding aplicando el Modelo EFRP

A partir de los datos obtenidos con las pruebas de laboratorio, se desarrolló una estimación de las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar con el Sendra en modo 'PARAMETER ESTIMATION'.

Las curvas mostradas en las Figuras 59 y 60, representan el comportamiento estimado por Sendra para la permeabilidad relativa y la presión capilar en base a la configuración y propiedades del núcleo empleado durante las pruebas de laboratorio.

En ambas curvas son apreciables los efectos que la histéresis ejerce sobre el comportamiento del flujo a través del sistema fracturado.

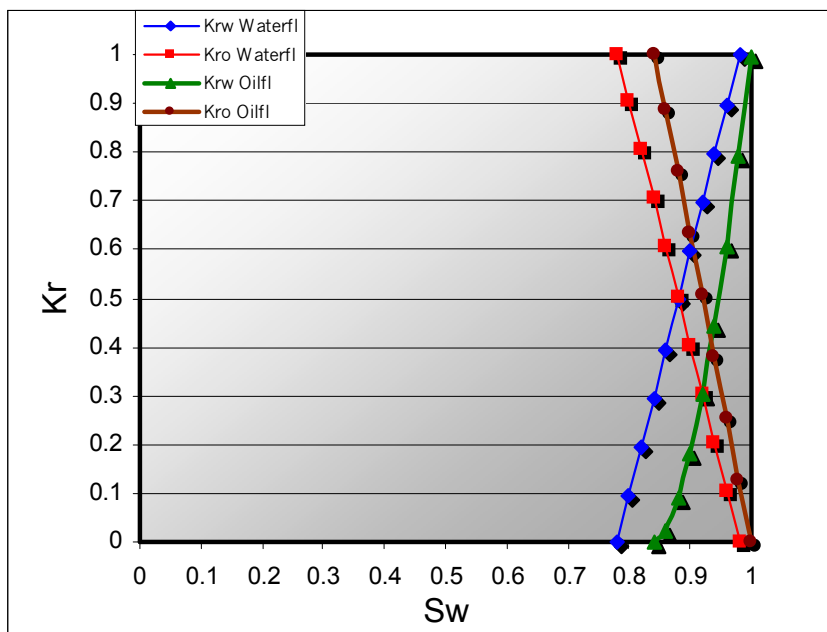


Figura 59: Curvas de permeabilidad relativa arrojadas por Sendra en modo 'Parameter Estimation' para el waterflooding y el oilflooding

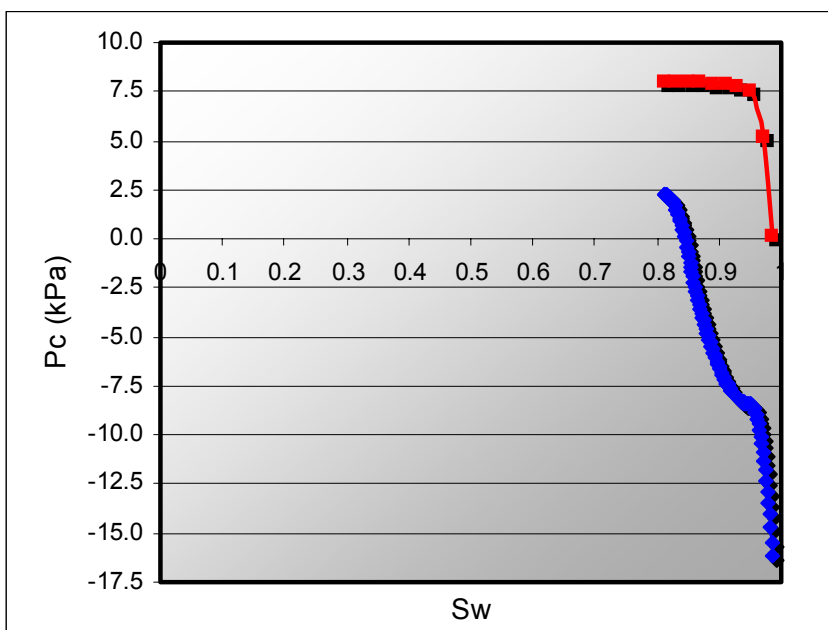


Figura 60: Curva de presión capilar arrojadas por Sendra en modo 'Parameter Estimation' para el waterflooding y el oilflooding

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1. Introducción

Aquí se aplicarán los conceptos presentados anteriormente y se estudiarán los resultados obtenidos durante los experimentos y las simulaciones, con lo cual, se podrá dar cumplimiento al principal objetivo de esta investigación.

Los dos capítulos anteriores trataron sobre las pruebas de laboratorio realizadas sobre el núcleo fracturado y las simulaciones de las mismas en las que se aplicaban los modelos de permeabilidad relativa estudiados, a continuación se presentará el análisis de los datos obtenidos a través de la comparación de los resultados arrojados durante estas etapas.

Inicialmente se comparan los datos de delta de presión y de producción de fluidos que se obtuvieron al realizar las pruebas de laboratorio, con los datos obtenidos de la simulación de la prueba al emplear cada uno de los modelos de permeabilidad relativa.

Es importante señalar que no se hace una comparación directa entre las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a través de la aplicación de los modelos y las obtenidas con el simulador Sendra en modo 'Parameter Estimation', ya que, lo importante es valorar la respuesta que a nivel del núcleo tendrá la aplicación de uno u otro

modelo para la descripción de los procesos de flujo que sucederán durante la inyección de los fluidos, es decir, los recobros de fluido y la caída de presión a lo largo de éste.

Existe la posibilidad que dos o más curvas de permeabilidad relativa generen la misma respuesta en la simulación del comportamiento del yacimiento, por esto desarrollar una comparación directa entre curvas de permeabilidad relativa, puede resultar en un método poco eficaz para probar la validez las mismas.

La forma como se orientará este capítulo es efectuando un análisis separado de ambas pruebas, ya que como se ha visto a lo largo de la presente investigación, los principios físicos que rigen cada fenómeno de desplazamiento impiden una agrupación más general de los mismos.

7.2. Análisis de Resultados del Oilflooding

Los valores de producción de agua y delta de presión, obtenidos de las simulaciones del 'oilflooding', realizadas aplicando las curvas de permeabilidad relativa generadas a partir de los modelos estudiados, fueron graficados simultáneamente con los datos arrojados durante el experimento, tales curvas son mostradas en las Figuras 61 y 62.

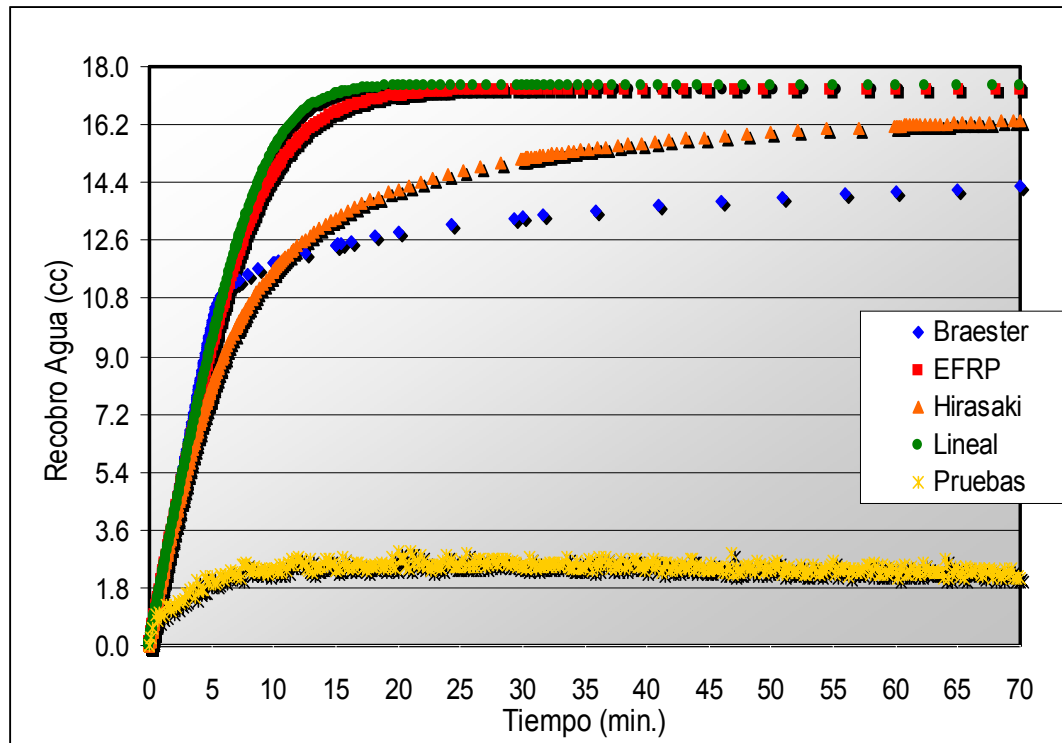


Figura 61: Recobro de agua contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso oilflooding

En la Figura 61 se observan los valores de recobro de agua contra tiempo para la prueba de laboratorio, al igual que los valores predichos por Sendra para tal función cuando se asume que las curvas de permeabilidad relativa arrojadas por los modelos aplican en los procesos de flujo. Es evidente que no existe ajuste entre los recobros pronosticados por las simulaciones y los arrojados durante la prueba.

De manera similar, se observa en la Figura 62 que el comportamiento de la caída de presión contra el tiempo, tanto para las simulaciones como para los experimentos, presenta diferencias

que impiden afirmar que hay una concordancia entre los valores de la simulación y los valores experimentales.

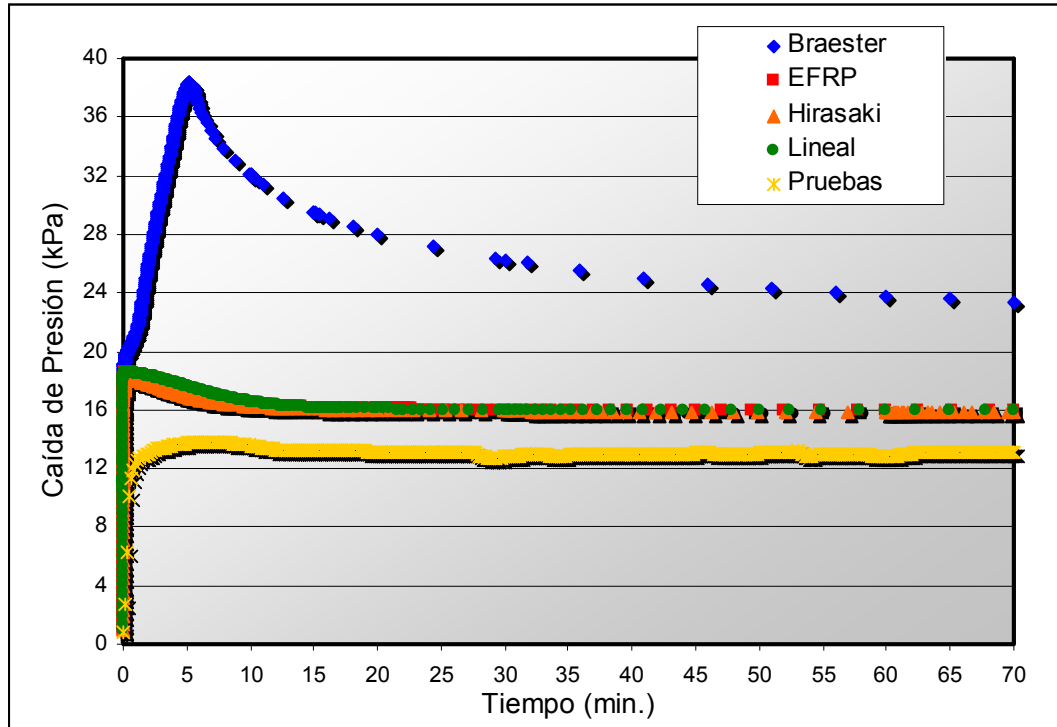


Figura 62: Caída de presión contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso oilflooding

La explicación que se le da a esta falta de ajuste para ambas curvas con los modelos simulados, es que, como se mencionó en el Capítulo 4, los modelos utilizados para predecir el comportamiento de la curvas de permeabilidad relativa en YNF no aplican para procesos de desplazamiento tipo drenaje, el cual es el caso que se presenta durante el oilflooding, ya que las muestras de roca usadas durante los experimentos presentan una mojabilidad preferencial al agua.

De esta forma se puede confirmar, de cierta manera, que los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio son confiables, pues, de haberse presentando un verdadero ajuste entre los datos de la simulación de los modelos y los valores experimentales, descartaría la validez del desarrollo experimental de la presente investigación.

7.3. Análisis de Resultados del Waterflooding

Uno de los mecanismos de recobro de hidrocarburos más empleados en YNF es la inyección de agua o waterflooding (Aguilera, 1980); precisamente por esto, los modelos que intentan predecir el comportamiento de la permeabilidad relativa en YNF se basan en procesos de desplazamiento en los que se involucre la imbibición.

Para el análisis de los resultados de la prueba de waterflooding se procedió de manera similar a lo que se hizo para el caso del oilflooding, en las Figuras 63 y 64 se muestra la comparación entre los resultados arrojados por las simulaciones de la prueba empleando los modelos para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa y los valores experimentales, tanto para el recobro de petróleo, como para la caída de presión a lo largo del núcleo.

En la Figura 63 se muestra el comportamiento que arrojó el recobro de petróleo bajo la simulación de las diferentes curvas de permeabilidad relativa para la configuración especificada en el

waterflooding. Allí se observa que los modelos siguen una tendencia muy parecida a los resultados presentados durante los experimentos, a excepción de las relaciones de Braester.

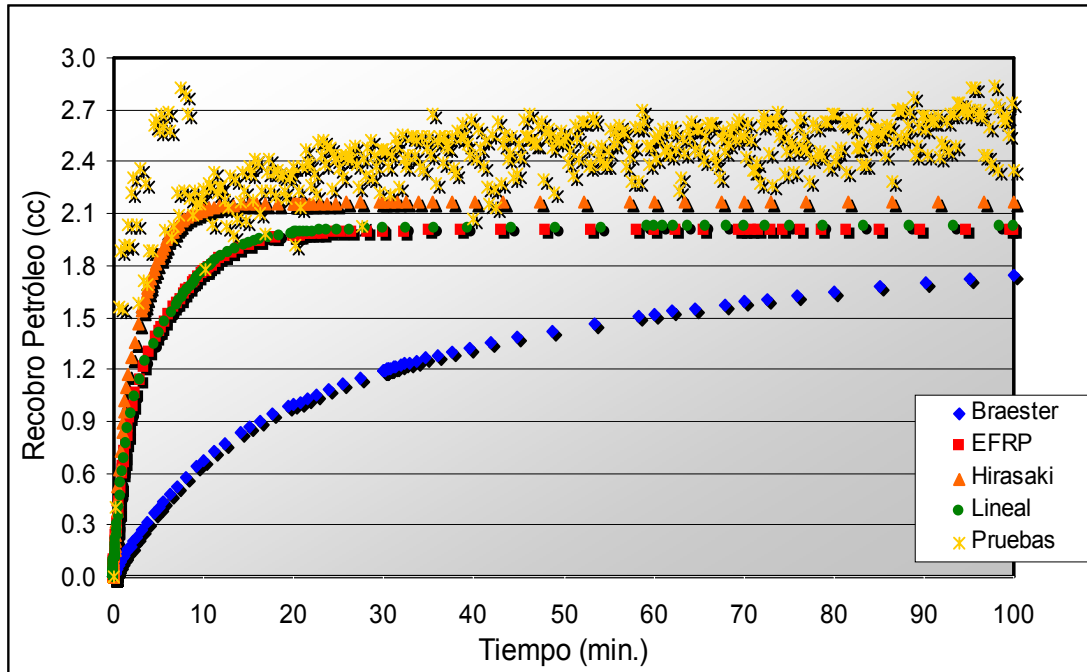


Figura 63: Recobro de petróleo contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso waterflooding

Es posible afirmar, que en general el rango de tolerancia es aceptable, a pesar que los recobros arrojados por los modelos están levemente por debajo del obtenido durante el desarrollo de la prueba.

En el caso de la figura de caída de presión contra tiempo (figura 64), se observa durante los tiempos iniciales una desviación exagerada en la curva obtenida al simular las relaciones de Braester, aunque tales relaciones proporcionan, lo que podría

afirmarse un ajuste óptimo para los tiempos tardíos, tal desviación inicial desvirtúa el posible empleo de las relaciones, al menos para este caso en particular.

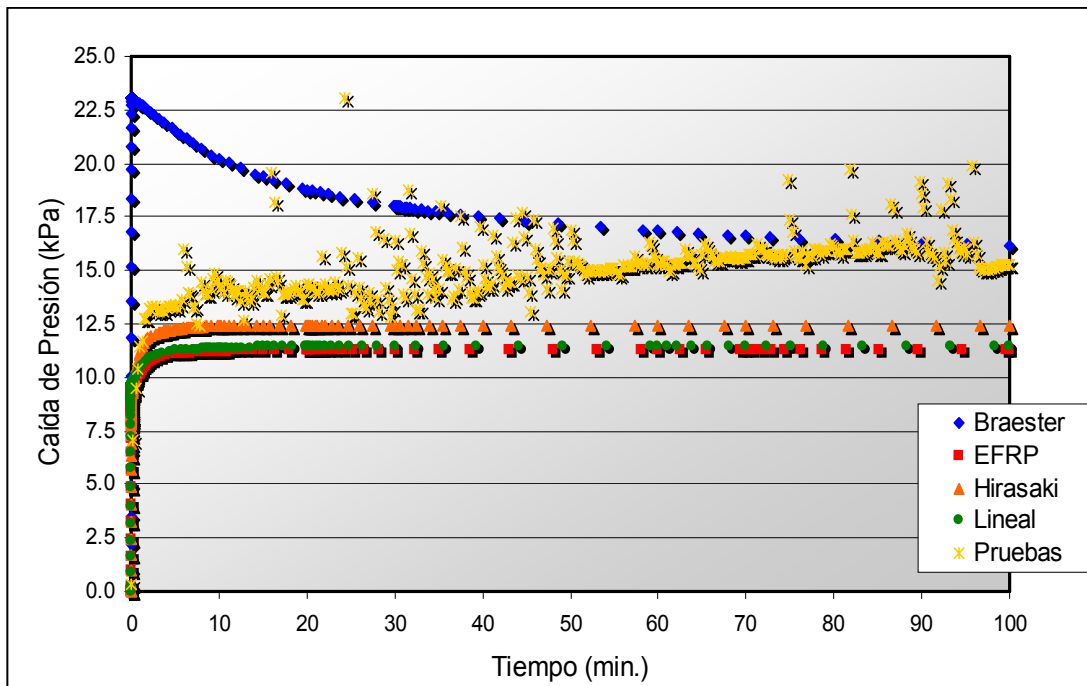


Figura 64: Caída de presión contra tiempo para cada uno de los modelos simulados y la prueba de laboratorio. Caso waterflooding

En general se puede afirmar que los modelos estudiados presentan un ajuste aceptable tanto para los datos de caída de presión como para el recobro de petróleo.

Observando en detalle cada uno de los modelos, tanto para el recobro como para el diferencial de presión, se puede notar que en ambos casos la aplicación de los mismos genera una subestimación en la magnitud de las propiedades. Por otro lado, se muestra que la simulación del waterflooding con el modelo de Hirasaki presenta el

mayor acercamiento, para la configuración de núcleo empleada durante los experimentos, aunque con un porcentaje de diferencia.

Debido a que las muestras de roca empleadas en el experimento para configurar el núcleo fueron de Berea y que en la literatura se ha establecido que tales rocas presentan un índice de resistividad de dos (Brooks and Corey, 1964), se trabajó como exponente para las ecuaciones que maneja el modelo de Hirasaki un valor de dos (Ecuaciones 35 y 36).

También se puede notar que la aplicación del modelo lineal a configuraciones de núcleo como la sometida a prueba durante esta investigación, conllevará a resultados aceptables, muy parecidos a los que se presentarán al aplicar el modelo EFRP, con la ventaja, sobre este último, que no habrá que conocer ningún parámetro petrofísico del núcleo.

Se puede argumentar que la validez del modelo lineal en este caso, es que la configuración de núcleo empleada fue muy sencilla, permitiendo que las fracturas actuaran como canales libres para el flujo en los que no hubiera manifestaciones marcadas de interferencia entre las fases.

Desde un punto de vista cuantitativo, la opción más aceptable para describir el comportamiento del recobro y la caída de presión durante el waterflooding, es el modelo de Hirasaki, aunque cualitativamente se podría afirmar que la aplicación de los modelos de Hirasaki, EFRP y lineal, arrojará resultados admisibles.

Cuando se comparan de manera global los resultados obtenidos para el waterflooding y el oilflooding, se observa una marcada diferencia, esta obedece a los efectos que la histéresis tiene sobre los procesos de desplazamiento y que se deben ver reflejados en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, no solo para YNF, sino también para cualquier clase de yacimientos.

7.4. Observaciones

Dado que este tipo de pruebas no se habían realizado en los laboratorios de análisis especiales del ICP, no se cuenta con un registro previo que permita evaluar su confiabilidad, sin embargo, los resultados derivados de las simulaciones, inclusive al variar los caudales de inyección y la permeabilidad de las fracturas, indican que el comportamiento obtenido en las pruebas es el esperado para el tipo de configuración empleada.

La configuración de fracturas empleada en los núcleos durante los experimentos está de acuerdo con las suposiciones planteadas para la aplicación de los modelos, ya que los bloques de matriz se encuentran rodeados por fracturas, aumentando el área de transferencia de fluidos matriz-fracturas.

Inicialmente se pretendía utilizar un núcleo compuesto de longitud mayor al empleado, pero debido a que no se disponía del core holder adecuado, fue necesario reducir a la mitad la longitud de este, sin que esto afectara el desarrollo de la prueba.

La experiencia de los miembros del laboratorio de análisis especiales del ICP en el desarrollo de pruebas en estado inestable, estableció que el mejor caudal para el desarrollo de estas fue el empleado durante la presente investigación, sin embargo, Babadagli and Ershaghi (1992) recomiendan que tales pruebas deben efectuarse a caudales de inyección entre 0.5 y 1.0 cc/min, lo cual debe ser tenido en cuenta para la realización de futuros estudios.

Si se contara con un simulador numérico desarrollado específicamente para el manejo de pruebas de desplazamiento en núcleos fracturados se aumenta el grado de exactitud en los resultados y se podrían evaluar configuraciones de fracturas más complicadas, como núcleos full diámetro naturalmente fracturados.

8. CONCLUSIONES

- Los distintos modelos formulados para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa en YNF, son aplicables bajo determinadas condiciones petrofísicas y la forma de establecer con cual modelo se obtienen los datos más representativos, es a través del análisis y comparación de valores experimentales.
- Los resultados obtenidos con la configuración de núcleo empleada durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio coinciden con el comportamiento teórico esperado para este tipo de experimentos.
- Se comprobó con la comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de oilflooding y waterflooding, el efecto que el fenómeno de histéresis presenta sobre los procesos de desplazamiento de fluidos.
- Se observó que los resultados obtenidos de la simulación al aplicar el modelo de Hirasaki, presentan el mayor acercamiento con los valores experimentales del proceso de waterflooding, para la configuración de núcleo empleada.
- La simulación de los modelos EFRP y Lineal arrojaron resultados aceptables, similares a los derivados de la prueba de waterflooding llevada a cabo.

- Los parámetros obtenidos durante la simulación de las relaciones de Braester, presentan la mayor desviación con respecto a los valores experimentales para el caso de waterflooding, debido a que estas relaciones aplican para formaciones homogéneas en las que la diferencia de permeabilidad entre las fracturas y matriz no sea significativa.
- Se recomienda usar el simulador Sendra en configuraciones de núcleo fracturado sencillas, por su capacidad para modelar eficientemente las condiciones de flujo que se presentan en el medio.

9. RECOMENDACIONES

- Extender este estudio comparativo mediante el empleo de núcleos full diámetro fracturados artificial o naturalmente con configuraciones más complejas.
- Comparar los resultados arrojados por Sendra con los de simuladores numéricos de yacimientos dualporo o dualperm.
- Cuando se manejen configuraciones de núcleo fracturado más complejas estas deberían evaluarse con simuladores numéricos de yacimientos dualporo o dualperm, o contra casos reales donde se tenga información de la producción.
- Extender las pruebas desarrolladas a diferentes caudales de inyección para evaluar la incidencia de estos sobre el comportamiento del flujo.
- Evaluar la influencia de la variación de la relación de movilidades entre los fluidos, en el comportamiento de la caída de presión y el recobro de fluidos durante pruebas de inyección.
- Realizar un análisis comparativo similar al presente, ejecutando las pruebas experimentales y las simulaciones en estado estable.

REFERENCIAS

AGUILERA, Roberto: "Naturally Fractured Reservoirs". Tulsa, Oklahoma: Pennwell. 1980.

AHMED, Tarek: "Reservoir Engineering Handbook". Houston, Texas: Gulf Publishing. 2000.

AMAYA, Carlos Humberto: "Evaluation of How Representative Static Capillary Pressures are of the Capillary Effects Active on Dynamic Unsteady-State Two-Phase Flow Through Porous Media". Bucaramanga, 2003. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Universidad Industrial de Santander, Colombia. 2003.

AHRICHE, I. and TIAB D.: "The Effect of Fracture Conductivity and Fracture Storativity on Relative Permeability in Dual Porosity Reservoir". *SPE 71088*, presented at SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, May 2001.

AL-HADRAMI, H. and BLUNT, J. M. : "Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoirs". *SPE 71866*, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 3-5, 2000

BABADAGLI, T. and ERSHAGHI, I.: "Imbibition Assisted Two-Phase Flow in Natural Fractures". *SPE 24044*, presented at Western Regional Meeting, Brooshfield, U.S.A., March 30 - April 1, 1992.

BABADAGLI, T. and ERSHAGHI, I.: "Improved Modeling of Oil/Water Flow in Naturally Fractured Reservoirs Using Effective Fracture Relative Permeabilities". *SPE 26076*, presented at Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska. U.S.A., May 1993.

BRADLEY, H. B., Et. Al.: "Petroleum Engineering Handbook". Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1992, 3rd Printing.

BRAESTER, C.: "Simultaneous Flow of Immiscible Liquids Through Porous Fissured Media". *SPE 3266*. 1972.

BROOKS, R. H. and COREY, A. T.: "Hydraulic Properties of Porous Media". Hydrology Papers N° 3, Colorado State University. Ft Collins, Colorado, USA. 1964.

BUCKLEY, S. E. and LEVERETT, M. C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands". *Trans AIME 1942 (146)*. *SPE 1337*. 1942.

CIVAN, F.; WANG, W. and GUPTA, A.: "Effect of Wettability and Matrix to Fracture Transfer on the Waterflooding in Fractured Reservoirs". *SPE 52197*, presented at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999.

CROTTI M. A. and ROSBACO J. A.: "Relative Permeability Curves: The Influence of Flow Direction and Heterogeneities. Dependence of End Point Saturations on Displacement Mechanisms". *SPE 39657*,

presented at the 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1998.

DALTON, R. and MATTAX, C.: "Reservoir Simulation". Society of Petroleum Engineer Monograph. USA: SPE. 1990.

DEGHMOUM A.H., TIAB D., and MAZOUZI A.: "Relative Permeability in Dual-Porosity Porous Media". *SPE 62543*, presented at 2000 SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, June 2000.

DIOMANPO,G.P., HORNE, R.N., CHEN, C.Y. and LI, K.: "Relative Permeability Through fractures". Proceedings 27th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January, 2002.

DONALSON, E. C.; CIVIAN, F. and ALAM, M.W.U.: "Relative Permeabilities at Simulated Reservoir Conditions". *SPE 16970*, presented at 62th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, September 27-30, 1987.

ERWINSYAH, P., SCHECHTER, D. S.: "Reservoir Simulation of Waterflood Pilot in Naturally Fractured Spraberry Trend", *SPE 54336*, Presented at the 1999 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, April 20-22 1999.

FATT, I.: "The Network Model of Porous Media". Trans. *AIME (1956) 207*. 1956.

FATT, I and DYSTRA, H. :“Relative Permeability Studies”. *SPE 3078*, presented at the Fall Meeting of the Branch, Los Angeles, Oct 12-13, 1950.

GRAUE, A.; BOGNØ, T.; BALDWIN, B.A. and SPINLER, E.A.: “Wettability Effects on Oil-Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs”. *SPE 74335*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, December, 2001.

GURPINAR, O. and KOSSACK, C. A.: “Realistic Numerical Models for Fractured Reservoirs” *SPE 59041*, presented at 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Mexico, February 2000.

GUZMAN, R.E. and AZIZ, K.: “Fine Grid Simulation of Two-Phase Flow in Fractured Porous Media” *SPE 24916*, presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE in Washington, Washington DC., Oct 4-7, 1992.

GUZMAN, R. E.: “Design and Construction of an Experiment for Two-Phase Flow in Fractured Porous Media”. Stanford, 1991. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Stanford University, USA. December, 1991.

HABANA, M. D.: “Relative Permeability of Fractured Rock”. Stanford, 2002. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Stanford University, USA. June, 2002.

HIRASAKI, G.: "Estimation of Reservoir Parameters by History Matching Oil Displacement by Water or Gas". *SPE 4283*, presented at 3rd Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium of SPE AIME, Houston, January 10-12 1973.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L. and HARVEY, A. H.: "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs". Boca Raton, Florida: CRC Press, Inc. 1986.

JOHNSON, E.F., BOSSLER, D.P. and NAUMANN, V.O.: "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments," *Trans. AIME*, 216, 1959.

KAZEMI, H., MERRILL, L., PORTERFIELD, K. and ZEMAN, P.,: "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs", published in SPEJ Dec. 1976.

MORENO, Sergio: "Software de Simulación para el Estudio y Aplicación de la Teoría de Percolación". Bucaramanga, 2002. Tesis de Pregrado para Ingeniería de Sistemas. Universidad Industrial de Santander, Colombia. 2002.

OSORIO GALLEGO, J. G.: "Curso de Geomecánica de Yacimientos" Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, Escuela de Procesos y Energía. Bucaramanga, Noviembre 10-14 de 2003. ECOPETROL-ICP.

OWUSU, L.A. and ERSHAGHI, L. : "Relative Permeability of Naturally Fractured Reservoirs From Field Performance Data" *SPE 18748*, presented at the SPE California Regional Meeting, Lakers Field, California, April, 1989

PETEC SOFTWARE & SERVICES AS: "SENDRA: v1.6 User's Manual". Bergen, Norway: Petec Software & Services AS. February, 2003.

PIETERS, D.A. and GRAVES R.M.: "Fracture Relative Permeability: Linear or Non-Linear Function of Saturation". *SPE 28701*, presented at SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, Veracruz, Mexico, October 1994.

REISS, L. H., BOSSIE-CODREANU, D. N. and LEFEBVRE DU PREY, E. J.: "Flow in Fissured Reservoirs". *SPE 4343*, presented for the Second Annual European Meeting of the SPE of AIME, London, England, April 2-3, 1973.

ROJAS PLATA, Jorge Alberto y VALDÉS PLATA, Guillermo Arturo: "Análisis y Evaluación de la Eficiencia de un Polímero (CMC) para Recobro Mejorado de Crudo Aplicado en Campo Casabe". Bucaramanga, 1991. Tesis de Pregrado para Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Colombia. 1991.

ROSSEN, W. R., and KUMAR. A. T. A.: "Effect of Fracture Relative Permeabilities on Performance of Naturally Fractured Reservoirs". *SPE 28700*, presented at 1994 SPE Conference, Mexico, October 1994.

ROSSEN, W. R., and KUMAR. A. T. A.: "Single- and Two-Phase Flow in Natural Fractures". *SPE 24915*, presented at 67th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Washington DC., October 1992.

SARMA, P.: "New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Dual Porosity Models". Stanford, 2003. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Stanford University, USA. May, 2003.

SCHLUMBERGER: "ECLIPSE Technical Description 2001A". USA: Schlumberger, 2001.

SIGMUND, P.M. and McCAFFERY, F.G.: "An improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media". *SPE 6720*. SPEJ, February 1979.

SORBIE, K.S. and ROWE, T.C.: "Oil Displacement Experiments in Heterogeneous Cores: Analysis of Recovery Mechanisms". *SPE 16706*, presented at 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, September 1987.

STANDING, M. B.: "Notes On Relative Permeability Relationships" Unpublished, 1975.

TANG, G. and FIROOZABADI, A.: "Effect of Viscous Forces and Initial Water Saturation on Water Injection in Water-Wet and Mixed-Wet Fractured Porous Media". *SPE 59291*, presented at 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 2000.

TIAB, D. and DONALDSON, E. C.: "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties". Gulf Publishing Co, First Edition, Houston, Texas, 1996.

VAN GOLF-RACHT, T.D.: "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering". New York: Elsevier Scientific Publishing Company. 1982.

WARREN, J. E. and ROOT, P. J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs". *SPEJ* (Sept. 1963) 245; *Trans. AIME*, 228.