



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO.**

FACULTAD DE INGENIERÍA.

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

MODELO SINTÉTICO PARA EVALUAR LA
TRANSFERENCIA VÚGULOS-MATRIZ-FRACTURA EN
SISTEMAS NATURALMENTE FRACTURADOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

JORGE RAFAEL SÁNCHEZ REYES

DIRECTOR DE TESIS:
DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ



CIUDAD UNIVERSITARIA
NOVIEMBRE DEL 2007.

MÉXICO, DF.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE.

RESUMEN.....	V
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABLAS.....	XIII
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO II CONCEPTOS GENERALES.....	6
2.1 Porosidad.....	6
2.1.1 Porosidad Absoluta.....	6
2.1.2 Porosidad Efectiva.....	7
2.1.3 Porosidad Primaria.....	7
2.1.4 Porosidad Secundaria.....	8
2.1.5 Clasificación de la Porosidad en Carbonatos.....	9
2.1.6 Factores que Afectan la Porosidad.....	15
2.1.6.1 Tipo de empaque.....	15
2.1.6.2 Grado de cementación o consolidación.....	16
2.1.5.3 Geometría y distribución de granos.....	16
2.1.6.4 Presencia de partículas finas.....	16
2.2. Permeabilidad.....	17
2.2.1 Tipos de Permeabilidades.....	18
2.2.1.1 Permeabilidad absoluta.....	18
2.2.1.2 Permeabilidad efectiva.....	18
2.2.1.3 Permeabilidad relativa.....	18
2.2.2. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	18
2.2.3 Permeabilidad en Fracturas Naturales.....	20
2.2.4 Correlaciones Para Permeabilidad Relativa.....	21
2.2.4.1 Correlación de Wahl y asociados.....	21
2.2.4.2 Correlación de Pirson.....	21
2.2.4.3 Correlación de Stone.....	22
2.3 Presión Capilar.....	22
2.3.1 Capilaridad.....	22
2.3.2 Drene, Imbibición e Histéresis.....	24
2.3.3 Efectos de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.....	27
2.4 Mojabilidad.....	28
2.4.1 Tipos de Mojabilidad.....	29
2.4.1.1 Sistema mojado por agua.....	29
2.4.1.2. Sistema mojado por aceite.....	29
2.4.1.3 Sistema con mojabilidad neutra.....	30
2.4.1.4 Sistema con mojabilidad mixta y fraccional.....	30
2.4.2 Efectos de la Mojabilidad Sobre la Permeabilidad Relativa.....	31

2.5 Saturación de Fluidos.....	34
2.5.1 Saturación Inicial.....	35
2.5.2 Saturación Crítica.....	35
2.5.3 Saturación Residual de Aceite.....	35

CAPÍTULO III. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....37

3.1 Importancia de la Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	37
--	-----------

3.2 Fractura Natural.....	38
----------------------------------	-----------

3.3 Yacimiento Naturalmente Fracturado.....	39
3.3.1 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	40
3.3.2 Parámetros Distintivos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	43

3.4 Flujo a Través de Fracturas.....	45
3.4.1 Capacidad de Almacenamiento.....	47
3.4.2 Coeficiente de Almacenamiento.....	50
3.4.3 Coeficiente de Transferencia Matriz-Fracturas.....	51

3.5 Periodos de Flujo en Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	52
3.5.1 Primer Periodo: Flujo de las Fracturas.....	52
3.5.2 Segundo Periodo: Zona de Transición.....	52
3.5.3 Tercer Periodo: Flujo Matriz-Fracturas.....	53

CAPÍTULO IV. VÚGULOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....54

4.1 Yacimientos Carbonatados.....	54
--	-----------

4.2 Diagénesis de Rocas Carbonatadas.....	55
4.2.1 Diagénesis Destructiva. 56	
4.2.2 Diagénesis Constructiva. 56	
4.2.3 Diagénesis Isoquímica. 56	

4.3 Vúgulos.....	58
4.3.1 Vúgulos Conectados.....	59
4.3.2 Vúgulos Aislados.....	60
4.3.3 Porosidad Vúgular.....	61

4.4 Permeabilidad Vúgular.....	64
---------------------------------------	-----------

4.5 Mecanismos de Desplazamiento de Aceite en Vúgulos.....	67
4.5.1 Sistema con Dominio Gravitacional.....	68
4.5.2 Sistema Dominado por Viscosidad.....	70

CAPÍTULO V. MODELO SINTÉTICO.....71

5.1 Ajuste de Análisis PVT.....	71
5.1.1 WinProp.....	71
5.1.1.1 Ecuaciones de estado.....	72
5.1.1.2 División de la fracción pesada (- Splitting-C+).....	73
5.1.1.3 Numero de Pseudocomponentes.....	73
5.1.1.4 Correlación de propiedades críticas.....	73
5.1.1.5 Salida de archivos planos.....	73
5.2. Yacimiento Cax.....	74
5.2.1 Composición y Características del Aceite.....	74
5.2.2 Propiedades PVT.....	76
5.3. Yacimiento Kab.....	81
5.3.1 Composición y Características del Aceite.....	81
5.3.2 Propiedades PVT.....	83
5.4. Yacimiento Yin.....	88
5.4.1 Composición y Características del Aceite.....	89
5.4.2 Propiedades PVT.....	90
5.5 Modelo Sintético.....	96
5.5.1 Builder.....	96
5.5.2 Mallado.....	98
5.5.3 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.....	106
5.5.4 Arreglo de Pozos.....	115
5.6 Resultados. 118	
5.6.1 Análisis del Yacimiento Cax.....	119
5.6.2 Análisis del Yacimiento Kab.....	128
5.6.3 Análisis del Yacimiento Yin.....	136
5.7 Escalamiento. 153	
5.7.1 Modelos de Descripción del Yacimiento.....	153
5.7.1.1 Modelo de depositación.....	154
5.7.1.2 Modelo de capas.....	154
5.7.1.3 Modelo de unidad de flujo.....	154
5.7.2 Método Relación Volumen Neto-Espesor N/G (net-gross ratio).....	156
5.7.3 Método de Homogenización.....	159
5.7.3.1. Modelo físico.....	160
5.7.3.2. Procedimiento de homogenización.....	160

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y	
RECOMENDACIONES.....	163
6.1 Conclusiones.....	163
6.2 Recomendaciones.....	164
NOMENCLATURA.....	165
BIBLIOGRAFÍA.....	167

RESUMEN

En México gran parte de los hidrocarburos se encuentran en yacimientos naturalmente fracturados. Estos yacimientos se depositaron en ambientes marinos, debido a sus características geológicas, y por consecuencia de diagénesis se crearon pequeñas cavernas conocidas como vóculos, producto de la disolución por aguas ácidas. Para realizar un mejor pronóstico de producción de yacimientos naturalmente fracturados con porosidad vócular, es necesario conocer el intercambio de fluidos entre los tres sistemas que interactúan, esto es, matriz, fractura, vóculos. El principal objetivo de este trabajo es la generación de un modelo sintético, que permite realizar un análisis de sensibilidad sobre algunos parámetros que afectan la explotación de este tipo de yacimiento.

Se toman como base el trabajo desarrollado anteriormente por C Kossac y O.Gurpinar (SPE febrero 2001) en la generación de modelos de doble porosidad. La presente tesis se encuentra estructurada de la siguiente manera: El Capítulo I presenta una breve introducción al tema de trabajo, y los antecedentes sobre el tema de estudio, posteriormente en el Capítulo II se abordan conceptos básicos sobre propiedades petrofísicas de la roca. El Capítulo III explica la clasificación, parámetros y características particulares de los yacimientos naturalmente fracturados, subsecuentemente es en el Capítulo IV donde se explican los conceptos de vóculos y su clasificación, los procesos diagenéticos que dan origen a la porosidad secundaria, y los mecanismos de desplazamiento de aceite en éste tipo de sistemas, a continuación en el Capítulo V se realiza una descripción detallada del modelo sintético generado, así como también de los análisis pVT de los aceites empleados, realizando una análisis de sensibilidad a los parámetros considerados más relevantes, incluyendo algunos fundamentos y metodologías para el escalamiento del modelo presentado; finalmente en el Capítulo VI se presentan algunas conclusiones y recomendaciones obtenidas durante el desarrollo de este trabajo.

LISTA DE FIGURAS.

Fig. 2.1 Esquema de la porosidad en carbonatos propuesta por Choquette y Pray (1970).....	10
Fig. 2.2 Representación de porosidad intragranular (intrapartícula).....	11
Fig. 2.3 Porosidad intergranular (interpartícula).....	12
Fig. 2.4 Estructuras del espacio poroso propuestas por Choquette y Pray.....	14
Fig. 2.5 Esquemas de los diferentes tipos de arreglos de porosidad.....	15
Fig. 2.6 Curva típica de permeabilidad relativa para sistema agua-aceite.....	19
Fig. 2.7 Curva típica de permeabilidad relativa para sistema gas-aceite.....	20
Fig. 2.8 Ejemplo del fenómeno de capilaridad.....	23
Fig. 2.9 Curva representativa de los fenómenos de drene e imbibición.....	25
Fig. 2.10 Histéresis en el proceso de drene.....	26
Fig. 2.11 Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite.....	26
Fig. 2.12 Curva de presión capilar para un sistema con mojabilidad intermedia.....	27
Fig. 2.13 Ejemplo de sistemas mojados por agua y por aceite.....	29
Fig. 2.14 Ejemplo de los diferentes tipos de mojabilidad.....	31
Fig. 2.15 Efectos de la histéresis sobre la permeabilidad relativa.....	33
Fig. 2.16 Efectos del ángulo de contacto sobre la permeabilidad relativa.....	33
Fig. 2.17 Efectos de drene e imbibición en la curva de permeabilidad relativa.....	34
Fig. 2.18 Saturación de fluidos.....	36
Fig. 3.1 Afloramiento de una formación naturalmente fracturada.....	39
Fig. 3.2 Esquema representativo de un sistema de doble porosidad-doble permeabilidad.....	41
Fig. 3.3 Esquema representativo de un sistema de triple porosidad.....	42
Fig. 3.4 Modelo de flujo lineal en fracturas.....	46
Fig. 3.5 Porcentaje de la porosidad del yacimiento en las fracturas.....	49
Fig. 3.6 Distribución de la porosidad en yacimientos naturalmente fracturados.....	50
Fig. 3.7 Periodos de flujo en yacimientos naturalmente fracturados.....	53
Fig. 4.1 Distribución de los yacimientos carbonatados.	54

Fig. 4.2 Imagen tomada de un microscopio, ampliada donde se muestra la porosidad secundaria por disolución, formando vgulos.....	59
Fig. 4.3 Imagen tomada de un microscopio, ampliada donde se muestra la formación de vgulos interconectados.....	60
Fig. 4.4 Fotografía microscópica que muestra vgulos aislados.....	61
Fig. 4.5 Ampliación microscópica de porosidad vúgular por dolomitización.....	62
Fig. 4.6 Esquema representativo de la porosidad vúgular presentada por Lucia en 1983.....	64
Fig. 4.7 Tubo capilar.....	64
Fig. 4.8 Esquema de la situación de flujo en doble porosidad para sistemas con dominio gravitacional.....	68
Fig. 4.9 Esquema de la situación de flujo en doble porosidad para sistemas dominados por viscosidad.....	70
Fig. 5.1 Gráfica comparativa de la RGA (relación gas-aceite) obtenida experimentalmente, con la ajustada en el simulador para el yacimiento Cax.....	76
Fig. 5.2 Gráfica comparativa de ROV (volumen relativo de aceite) experimental y ROV ajustado por el simulador para el yacimiento Cax.....	77
Fig. 5.3 Gráfica del ajuste final de viscosidad para el yacimiento Cax.....	77
Fig. 5.4 Comportamiento del factor de formación de volumen para diferentes presiones de saturación correspondientes al yacimiento Cax.....	79
Fig. 5.5. Variación de la viscosidad en función de la P_{sat} para el yacimiento Cax.....	79
Fig. 5.6 Relación gas aceite para Cax.....	80
Fig. 5.7 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para el yacimiento Cax.....	81
Fig. 5.8 Gráfica comparativa entre los valores de RGA experimental y los valores obtenidos mediante las ecuaciones de estado ajustadas.....	84
Fig. 5.9 Gráfica comparativa entre los valores finales del volumen relativo de aceite experimental y los obtenidos mediante la corrida de separación diferencial convencional.....	85

Fig. 5.10 Viscosidad final lograda después de aplicar regresiones para el aceite del yacimiento Kab.....	85
Fig. 5.11 Gráfica representativa del comportamiento de factor de formación de volumen para diversas presiones de saturación.....	86
Fig. 5.12 Viscosidad del aceite del yacimiento Kab bajo diferentes presiones de saturación.....	87
Fig. 5.13 Relación gas aceite y Bo obtenidos para el yacimiento Kab.....	87
Fig. 5.14 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para el aceite del yacimiento Kab.....	88
Fig. 5.15 Gráfica comparativa entre los valores experimentales y los ajustados por WinProp mediante una serie de ecuaciones de estado para el yacimiento Yin.....	91
Fig. 5.16 Ajuste final del volumen relativo de aceite para el aceite del yacimiento Yin.....	92
Fig. 5.17 Ajuste final de viscosidad logrado para el yacimiento Yin.....	92
Fig. 5.18 Representación gráfica del Bo para el aceite del yacimiento Yin.....	93
Fig. 5.19 Viscosidad de aceite en función de la presión de saturación para el yacimiento Yin.....	94
Fig. 5.20 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para el yacimiento Yin.....	95
Fig. 5.21 Imagen en 3D de la distribución aleatoria de vórgulos, mostrando un corte vertical, donde cada bloques de color rojo representan un vórgulo.....	100
Fig. 5.22 Imagen 3D de un corte vertical que muestra la distribución de vórgulos formando un canal vertical.....	101
Fig. 5.23 Imagen 3D de un corte vertical que muestra la distribución de vórgulos formando canales horizontales.....	102
Fig. 5.24 Vista 3D del modelo base donde se muestra el mallado y sistema de fracturas que rodea al bloque de matriz.....	103
Fig. 5.25 Representación en vista de planta de los bloques de matriz y fractura del modelo generado.....	104
Fig. 5.26 Vista lateral del modelo generado, donde se observan el sistema de fracturas y la matriz.....	105
Fig. 5.27 Vista lateral aumentada, de la 2ª capa en J, donde,	

se muestra la variación de tamaños de bloque en la dirección Z.....	106
Fig. 5.28 Gráfica de permeabilidad relativa al agua y aceite para la roca representativa de la matriz (roca tipo 1).....	107
Fig. 5.29 Gráfica de permeabilidad relativa al gas y aceite correspondiente a la roca tipo I, representativa de la roca de matriz...	108
Fig. 5.30 Curva de presión capilar agua-aceite para drene, asignada a la roca de matriz-roca tipo 1.....	109
Fig. 5.31 Curva de presión capilar agua-aceite para imbibición, correspondiente a la roca de matriz (roca tipo I).....	110
Fig. 5.32 Curva de presión capilar gas-aceite para matriz.....	111
Fig. 5.33 Diagrama ternario del aceite perteneciente al yacimiento Cax.....	112
Fig. 5.34 Curva de permeabilidad relativa al aceite para roca tipo II (fractura y vórgulos).....	113
Fig. 5.35 Curva de permeabilidad relativa al gas para el tipo de roca II, representativo de vórgulos y fracturas.....	113
Fig. 5.36 Representación gráfica de la permeabilidad relativa al aceite para tres fases correspondiente al yacimiento Kab.....	114
Fig. 5.37 Esquema de la asignación de propiedades en el simulador.....	115
Fig. 5.38 Vista 3D del modelo que muestra el arreglo de pozos productores, terminados en la segunda capa, y a lo largo del eje J.....	117
Fig. 5.39. Vista 3D de la localización y arreglo de pozos inyectores que se encuentran terminados en la base (capa 34) del modelo.....	118
Fig. 5.40. Producción acumulada de aceite para el pozo productor #5, para las diferentes permeabilidades de fractura simuladas.....	120
Fig. 5.41 Gráfica de producción acumulada vs tiempo para el yacimiento Cax, para diferentes permeabilidades de fractura.....	121
Fig. 5.42 Gastos de producción de aceite para el yacimiento Cax generados al variar la permeabilidad de la fractura.....	122
Fig. 5.43 Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad en fracturas en fractura para el yacimiento Cax.....	123
Fig. 5.44 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidad en fracturas para el yacimiento Cax.....	124
Fig. 5. 45 Recuperación de aceite en el yacimiento Cax para las tres distribuciones de vórgulos planteadas.....	126

Fig. 5.46 Gastos de producción de aceite para el yacimiento Cax, mostrando una comparación entre las diferentes distribuciones de permeabilidades.....	127
Fig. 5.47 Comportamiento de la producción acumulada para el pozo productor #5, bajo diferentes contrastes de permeabilidades, en el yacimiento Kab.....	129
Fig. 5.48 Gráfica de producción acumulada vs tiempo bajo diferentes esquemas de contrastes de permeabilidades entre matriz y fracturas, yacimiento Kab.....	130
Fig. 5.49 Gastos de producción de aceite para los diferentes contrastes de permeabilidad matriz- fractura propuestos, para el yacimiento KAB.....	131
Fig. 5.50 Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad para el yacimiento Kab.....	132
Fig. 5.51 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidades para el yacimiento Kab.....	133
Fig. 5.52 Recuperación de aceite para distribuciones de vórgulos en el yacimiento Kab.....	135
Fig. 5.53 Gastos de producción para las diferentes distribuciones de permeabilidad empleadas en el yacimiento Kab.....	136
Fig. 5.54 Gastos de producción de aceite para diferentes permeabilidades de fractura, yacimiento Yin.....	138
Fig. 5.55 Gráfica de producción acumulada de aceite vs tiempo para diferentes contrastes de permeabilidad matriz- fractura pertenecientes al yacimiento Yin.....	139
Fig. 5.56 Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad para el yacimiento Yin.....	140
Fig. 5.57 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidades de la fractura para el yacimiento Yin.....	141
Fig. 5.58 Gráfica de recuperación de aceite para las diferentes de vórgulos en el yacimiento YIN.....	142
Fig. 5.59. Gráfica de gastos de producción de aceite pertenecientes a las distribuciones de vórgulos propuestas para el yacimiento Yin.....	143
Fig. 5.60 Comparación entre las producciones acumuladas de aceite	

en el caso de distribución formando canales horizontales, para los tres yacimientos de estudio.....	145
Fig. 5.61 Comparación entre las producciones acumuladas de aceite, en el caso de distribución formando canales verticales, para los tres yacimientos de estudio.....	145
Fig. 5.62 Comparación entre la recuperación de aceite para las diferentes distribuciones de vúgulos (distribución aleatoria, vúgulos conectados verticalmente).....	146
Fig. 5.63 Recuperación de aceite en función del tamaño de bloque, para los yacimientos Yin, Cab y Cax.....	148
Fig. 5.64 Recuperación de aceite en función del contraste de permeabilidades para los yacimientos Cax, Yin, Kab.....	150
Fig. 5.65 Resultados generales del factor de recuperación vs permeabilidades.....	151
Fig. 5.66. Resultados generales de tiempo de extracción de aceite vs permeabilidades.....	152
Fig. 5.67 Ilustración de la “segmentación” de los registros de volúmenes de arenas y cemento	158
Fig. 5.68 Ilustración de un ciclo completo y de una celda unitaria.....	161
Fig. 5.69 Ilustración de un medio completo (izquierda) y celda unitaria periódica	161

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 Ecuaciones de estado presentes en WinProp.....	72
Tabla 5.2 Composición % mol del yacimiento Cax.....	74
Tabla 5.3 Composición en % mol ajustada del yacimiento Cax.....	75
Tabla 5.4 Composición original del aceite perteneciente a Kab.....	82
Tabla 5.5 Composición ajustada del aceite perteneciente a Kab.....	83
Tabla 5.6 Composición original del aceite del yacimiento Yin.....	89
Tabla 5.7 Composición ajustada del aceite del yacimiento Yin.....	90
Tabla 5.8 Localización de las terminaciones de pozos.....	116
Tabla 5.9 Contrastes de permeabilidad vs recuperación de aceite para Cax.....	119
Tabla 5.10 Gastos de inyección de agua por pozo y acumulado durante los 2687 días de inyección de agua-yacimiento Cax.....	119
Tabla 5.11 Tiempo de recuperación de aceite en vúgulos vs permeabilidad.....	124
Tabla 5.12 Recuperación de aceite en el yacimiento Cax para diferentes distribuciones de vùgulos.....	125
Tabla 5.13 Contrastes de permeabilidad vs recuperación de aceite para el yacimiento Kab	128
Tabla 5. 14.Gastos de inyección de agua por pozo y acumulado durante los 2687 días de inyección de agua-yacimiento Kab.....	129
Tabla 5.15 Permeabilidad vs tiempo de recuperación de aceite para el yacimiento Kab.....	133
Tabla 5.16 Recuperación de aceite en el yacimiento Kab para diferentes distribuciones de vùgulos.....	134
Tabla 5.17 Contrastes de permeabilidad matriz-fractura vs recuperación de aceite para el yacimiento Yin.....	137
Tabla 5.18 Gastos de inyección de agua por pozo para el yacimiento Yin.....	137
Tabla 5.19 Permeabilidad vs tiempo de recuperación de aceite para el yacimiento Kab.....	141
Tabla 5.20 Recuperación de aceite en el yacimiento Yin para diferentes distribuciones de vùgulos.....	142
Tabla 5.21 Tabla general de distribuciones de vùgulos.....	144

Tabla 5.22 Comparativo de tamaño de bloques con factores de recuperación para los tres yacimientos de estudio.....	147
Tabla 5.23 Contraste de permeabilidades para los yacimientos Yin, Kab,Cax.....	149
Tabla 5.24 Resumen de métodos de escalamiento mostrando algunas ventajas y desventajas que pueden presentar.....	155

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

En México existe una gran cantidad de yacimientos carbonatados con porosidad secundaria; un claro ejemplo de esto es el complejo Cantarell, el cual es el principal campo de nuestro país, por el alto gasto de producción y volumen de hidrocarburos que almacena. De este tipo de yacimientos se extrae más del 75% del aceite que se produce actualmente. Sin embargo los yacimientos naturalmente fracturados presentan el fenómeno de invasión rápida de agua proveniente de acuíferos asociados, esto conlleva a que una gran parte de aceite permanezca en los bloques de matriz, los cuales permanecen rodeados de fracturas con una saturación de agua relativamente alta. Adicionalmente, en el interior de la matriz existen vóculos rodeados totalmente por matriz, los cuales al momento de la invasión de agua de la fractura pueden estar saturados de aceite; sin embargo existen vóculos subordinados a la fractura, para los cuales la matriz solamente esté almacenando el aceite residual.

Los yacimientos naturalmente fracturados han sido clasificados como sistemas de “doble porosidad”, ya que una porosidad es asociada a la matriz de la roca y la otra a las fracturas. Sin embargo recientes descubrimientos en tecnología de registros, han ayudado a identificar que la roca de los yacimientos naturalmente fracturados no contiene solo matriz y fractura, sino también vóculos, cuya presencia en un yacimiento naturalmente fracturado puede ser una significativa fuente de reservas.

La recuperación del aceite de los vóculos es altamente dependiente de la geología y de las características de flujo existentes en el sistema. El mecanismo de recuperación de aceite de los vóculos en un sistema de triple porosidad es dependiente de la localización e interconexión de los vóculos entre sí y con el sistema de fracturas, así como de las características del fluido.

La primera aproximación del modelado completo de yacimientos fracturados fue descrita por Kazemi, H. Et Al, SPEJ 1976, y Rossen, RH, SPEJ 1977., quienes representaron a los bloques de matriz como términos fuente y sumidero en la simulación de un sistema homogéneo; en el cual la fractura era el medio continuo.

Kazemi, H, Et Al SPEJ 1976, proponen una representación de doble porosidad donde la matriz y fractura fueron modeladas como dos medios continuos. El flujo podría ocurrir entre la matriz de roca y los correspondientes bloques de fractura, o entre bloques de fractura adyacentes, pero no entre bloques de matriz. El flujo entre matriz y fractura fue proporcional a un "factor de forma", generalmente representado como C_r , y la fuerza de empuje fue la diferencia de presión entre un bloque de matriz y su fractura circundante.

Los autores Gilman, J.R y Kazemi,H, SPEJ 1983, agregan un término de drenaje gravitacional al esquema de doble porosidad. Las alturas de los contactos de los fluidos se calculan para la matriz y la fractura, y la diferencia fue la fuerza de empuje resultado del término de gravedad introducido. F, Sonier P, Souillard, SPE noviembre 1988, y Litvak: A Saltter, SPE 1988, utilizaron aproximaciones similares, pero agregaron saturaciones irreductibles a 105 cálculos de profundidades de 105 contactos. Sus aproximaciones no incluyeron la naturaleza del tiempo el cual es dependiente de la segregación gravitacional y, como es ilustrado por los autores anteriormente citados Gilman, J.R y Kazemi,H, esto puede llevar a resultados optimistas.

Dean, R.H y Lo,L.L, SPERE mayo 1988, demostraron que el efecto del drenaje gravitacional podría ser incluido en términos de pseudo-presión capilar para ambos(matriz y fractura), sin necesidad de incluir explícitamente un término de gravedad. Ellos determinaron esos términos de presión pseudos-capilar por ajuste de la historia con un modelo de una malla fina de simulación de un solo bloque de matriz.

C.A.Kossac y O.Gurpinar, SPE 2001, realizaron estudios sobre una metodología para la simulación de yacimientos con presencia de vóculos

asilados, en la cual proponen una técnica numérica con la cual, a partir de modelos de doble porosidad, se pueden generar curvas compuestas que representan el comportamiento de un sistema de triple porosidad. Para generar estas curvas es necesario conocer la fracción de vóculos, distribución, así como una aproximación de la relación de viscosidad y fuerzas gravitacionales en el yacimiento.

Otra publicación perteneciente a M.I. Oscar Moran Ochoa, PEMEX-RESNY, mayo 2006, de la red de expertos de simulación numérica de yacimientos de PEMEX, aborda la misma metodología para la recuperación de aceite de vóculos asilados, mediante la generación de un modelo de porosidad sencilla, malla fina, con bloques de matriz conteniendo vóculos y rodeado por fracturas, que permite realizar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar ajustadas, que representarán el comportamiento de un sistema de triple porosidad con un sistema de doble porosidad.

Debido a que en México se presentan yacimientos naturalmente fracturados, y con presencia de vóculos en la matriz, y la necesidad de realizar mejores prácticas en la simulación numérica de yacimientos, es necesario contar las bases que permitan determinar los factores que más afectan para cada tipo de aceite, y la mejor forma en que éstos se puedan explotar, razón por la cual se realiza el presente trabajo de sensibilidad utilizando para ello datos reales de yacimientos pertenecientes a México en modelos sintéticos.

Por la naturaleza propia de los yacimientos carbonatados, éstos generalmente están asociados a procesos en los cuales la roca se fractura generando canales de flujo preferenciales; estos canales tienen características propias de porosidad y permeabilidad, dependiendo del tamaño del rompimiento, las fracturas pueden ser desde tamaños de unos centímetros hasta tamaños considerables como es el caso de las fallas. A pesar de que por sus características de permeabilidad, estas fracturas ayudan a tener mejor flujo, en ocasiones pueden resultar contraproducentes ya que pueden poner en contacto las zonas de agua o gas con la zona productora y generar a través de ella comunicación e irrupción prematuro de los fluidos mencionados,

generando que los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada resulten ineficaces.

Algunos yacimientos carbonatados, además presentan porosidad secundaria por disolución o dolomitización, debida a procesos diagenéticos; estos procesos dan origen a la porosidad vugular. Los vugulos son espacios vacíos en la roca del yacimiento, creados por la diagénesis, y en algunos casos se deben a la disolución de componentes solubles en agua; dentro de la matriz del yacimiento se pueden encontrar en forma aislada (sin conexión entre ellos) y/o interconectados. En la presente tesis se pretende analizar las variaciones en los ritmos de extracción, los volúmenes finales de recuperación de aceite al realizar cambios en la distribución de vugulos, interconexión de vugulos y volumen de fracturas, para diferentes tipos de aceite.

Todo yacimiento cuenta con características únicas y particulares, como lo son la porosidad, permeabilidad, compresibilidad de la roca, compresibilidad del sistema de fractura, volumen de fracturas, distribución de las mismas, entre otras, siendo de gran importancia su comprensión para el desarrollo de una buena simulación y fundamental el entendimiento de la forma en que estos afectan, la forma de interacción entre ellos, y su evolución a lo largo de la vida del yacimiento.

Cada fluido se encuentra constituido por diversos componentes y en diversas proporciones, lo que le confiere a cada hidrocarburo un comportamiento y características especiales y únicas. En la presenta tesis se intentará reproducir el comportamiento de los diferentes parámetros (B_o , RGA, viscosidad, presión de saturación, etc) lo más ajustado a la información obtenida en el laboratorio para los fluidos de los yacimientos Cax, Kab, Yin lo que significa realizar un ajuste pVT mediante WinProp (software especializado en la generación de ecuaciones de estado representativas de los fluidos) a los estudios de laboratorio realizados a los fluidos de los campos mencionados. El ajuste debe de ser bueno ya que uno de los factores principales de estudio en la tesis es la viscosidad la cual tiene una gran importancia en el mecanismo de drene.

Ya que los yacimientos carbonatados contienen más de un 60% de petróleo remanente de todo el mundo, y en México gran parte de las reservas se encuentran almacenadas en este tipo de yacimientos es relevante conocer los procesos mediante los cuales se fracturan, las diferentes clasificaciones de la porosidad, temas que se tratan en los Capítulos 2, 3 y 4 de la presente tesis.

Finalmente, la simulación numérica de yacimientos, es una herramienta útil para reproducir y predecir el comportamiento del yacimiento, siempre y cuando la información introducida sea verdaderamente representativa de las características petrofísicas reales, así como, una buena representación de los fluidos, ya sea mediante ecuaciones de estado o tablas de comportamiento volumétrico, y que finalmente representen los procesos presentes en el yacimiento en forma adecuada. El realizar una simulación de un yacimiento le permite al ingeniero apreciar los diferentes escenarios de producción, maximizar los gastos de producción, estimar con certeza los volúmenes de aceite y gas iniciales, predecir los factores de recuperación, lograr la mejor ubicación y terminación de los pozos productores, así como planear con anticipación el tipo de proceso de recuperación secundaria o mejorada que mejor desarrolle el yacimiento, por otro lado permite planear los tiempos óptimos para la intervención de pozos, entre muchas otras cosas, todo esto y más, sin la necesidad de realizar alguna operación física que involucre un gasto innecesario.

Al término de esta tesis se presentarán los resultados generados mediante tablas, gráficas, figuras, factores de recuperación, que permitirán crear conclusiones sólidas, y comparar los resultados obtenidos con la bibliografía publicada referente al tema.

CAPÍTULO II. CONCEPTOS GENERALES

2.1 Porosidad

La porosidad es una propiedad importante de la roca, que permite estimar el volumen de los hidrocarburos en un yacimiento.

“La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad “, Freddy Humberto Escobar, 2004.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad 2.1$$

V_p = volumen poroso (m^3)

V_t = volumen total (m^3).

V_s = volumen de sólidos (m^3)

El volumen poroso puede entenderse como:

$$V_p = V_t - V_s \quad 2.2$$

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta y efectiva.

2.1.1 Porosidad Absoluta.

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad generalmente es medida en con pruebas de laboratorio sobre núcleos completos o con núcleos de diámetro entre 1 a 2 pulgadas. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos, debido a la carencia de interconexión entre espacios porosos (Freddy Humberto Escobar, 2004).

$$\Phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad 2.3$$

Donde:

V_{pc} = volumen de poros comunicados (m^3).

V_{pnc} = volumen de poros no comunicados (m^3).

V_r = volumen total de roca (m^3).

2.1.2 Porosidad Efectiva.

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la disponibilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva se ve afectada por un número de factores litológicos como lo son el tipo de roca, contenido e hidratación de arcillas, entre otros.

$$\Phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad 2.4$$

2.1.3 Porosidad Primaria

Un método común de clasificación de la porosidad se basa en la condición de formación, es decir si se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsiguiente (dolomitización), catagénesis, etc.

La porosidad primaria se debe a la depositación de sedimentos. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).

La porosidad primaria a su vez se clasifica en:

Porosidad intercrystalina. Se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales. Muchos de estos poros son sub-capilares, poros menores de 0.002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente "microporosidad".

Porosidad Intergranular. Es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta

porosidad comprende tamaño sub-capilar a súper-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 micras.

Planos estratificados. Existe concentración de espacios vacíos de diferentes variedades paralelos a los planos de estratificación. Las geometrías mayores de muchos yacimientos petroleros están controladas por este tipo de porosidad. Entre las causas de espacios vacíos en los planos estratificados se cuentan: diferencias de los sedimentos depositados, tamaño de partículas y arreglo de depositación y ambientes de depositación.

Espacios Sedimentarios Misceláneos. Esto se debe a: (1) espacios vacíos resultantes de la depositación de fragmentos detríticos de fósiles, (2) espacios vacíos resultantes del empaquetamiento de oolitas, (3) espacios cavernosos de tamaño irregular y variable formados durante el tiempo de depositación, y (4) espacios creados por organismos vivos en el momento de la depositación.

2.1.4 Porosidad Secundaria.

Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural), o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis); que tomó lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales (Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005).

La porosidad secundaria se clasifica en:

Porosidad de disolución. Integrada por canales resultantes de la disolución del material rocoso por acción de soluciones calientes o tibias que circulan o percolan a través de la roca. Las aperturas causadas por

depende de huecos, fisuras o cavernas corresponde a “Nonfabric selective, para una mejor comprensión ver la **Fig.2.1** donde se muestra de forma esquemática dicha clasificación.

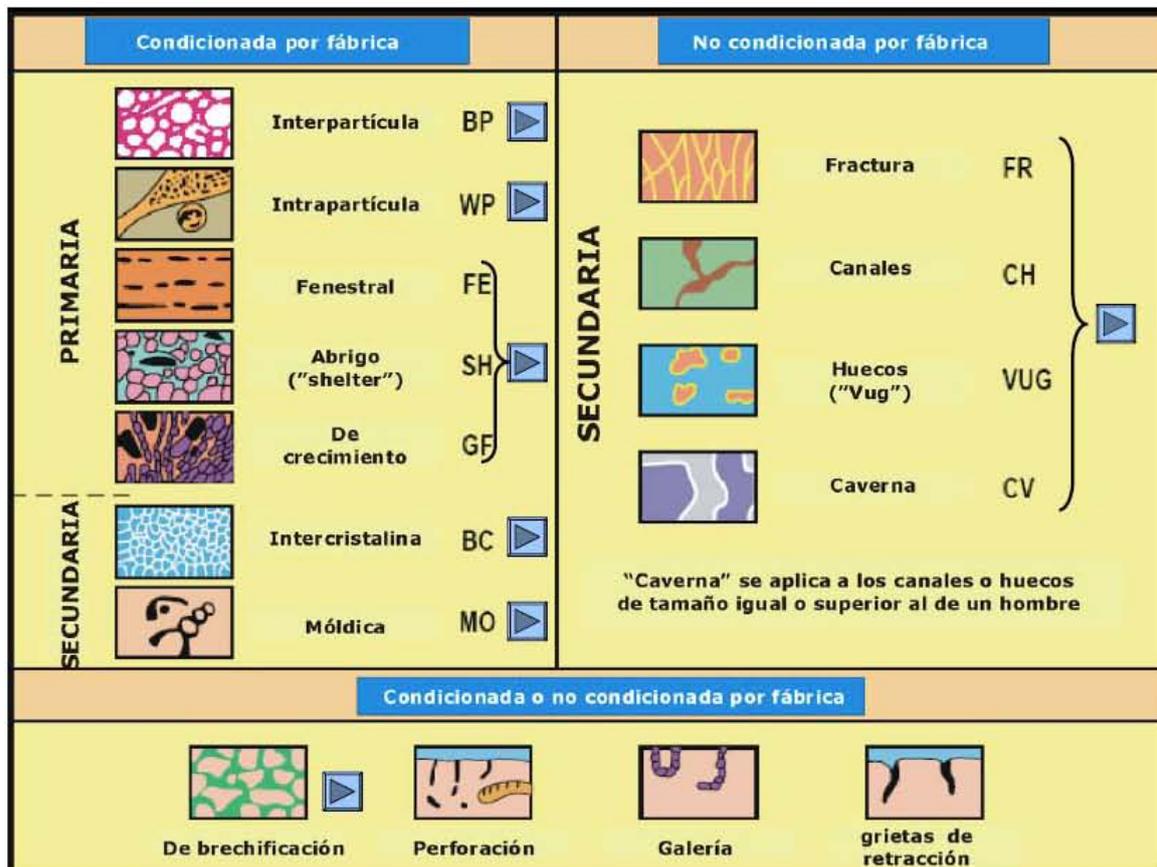


Fig.2.1 Esquema de la porosidad en carbonatos propuesta por Choquette y Pray 1970.

Los tipos de porosidad propuestos por Choquette y Pray son los siguientes:

1. *Porosidad intrapartícula*: Esta es la porosidad dentro de los granos, por ejemplo: el aposento (casa) de foraminíferos y de los bryozoarios, observar **Fig.2.2**. Esta porosidad puede ser primaria, o puede ocurrir al principio de la diagénesis por: 1) los procesos conocidos como maceración, donde la materia orgánica se pudre dentro de la estructura del esqueleto, o 2) removida (probablemente por disolución) del interior de una débil calcificación de granos, dejando sólo una cáscara o corteza.

Esta porosidad intrapartícula prevalece particularmente en caparazones, o estructuras arrecifales donde las colonias de organismos masivos abundan. La permeabilidad con este tipo de porosidad puede ser baja, debido a que los poros no están necesariamente conectados unos con otros.

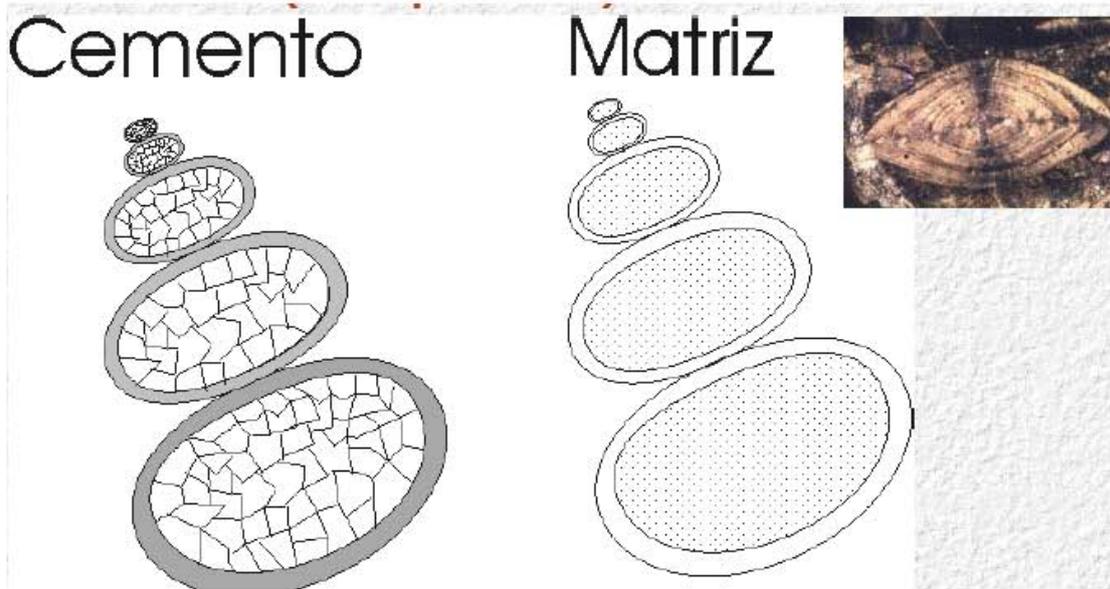


Fig. 2.2 Representación de porosidad intragranular (intrapartícula).

2. Porosidad interpartícula: Esta es la porosidad entre los granos y varía de acuerdo con 1) el acomodo (tipo de empaque) de los granos. Como se explicara más adelante, el empaque más abierto es el cúbico y el más cerrado el romboédrico o 2) la forma del grano, con formas angulares o irregulares de grano; por ejemplo esqueletos puntiagudos donde el empaque puede ser extremadamente suelto y la porosidad alta. Incluso granos de carbonatos muy finos pueden tener muy altas porosidades intergranulares iniciales, se muestra un ejemplo de este tipo de porosidad en la **Fig.2.3**. La permeabilidad puede ser alta pero depende del tamaño de las gargantas.

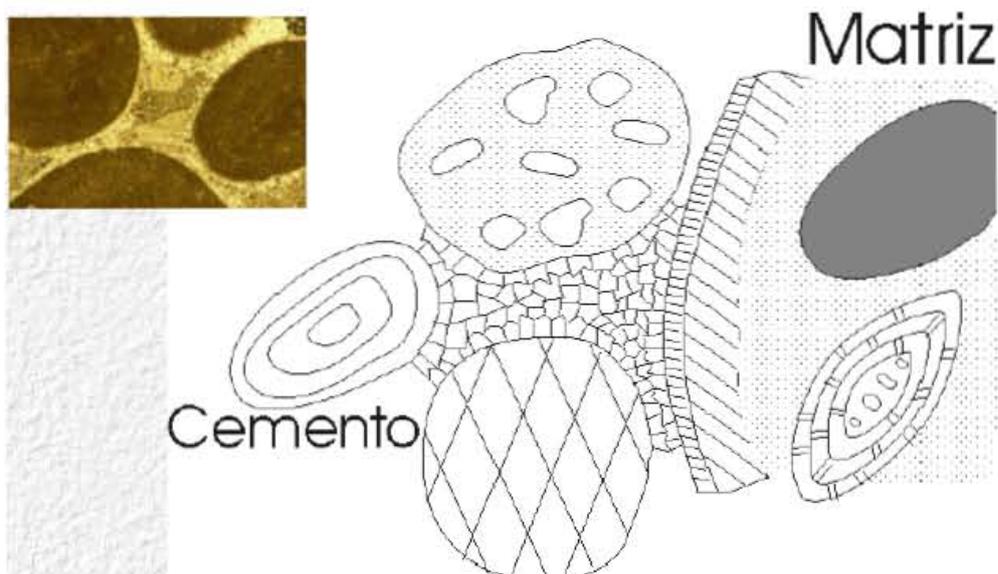


Fig. 2.3 Porosidad intergranular (interpartícula) Grupo de Modernización Geoquímica, 2005.

3. Porosidad primaria mejorada: Este es el nombre sugerido, debido al incremento en la porosidad (inter o itragranular) primaria ocasionado por disolución.

4. Porosidad intercrystalina: Esta es la porosidad entre los cristales de un tamaño relativamente similar, que tienen un crecimiento en el lugar (normalmente) por recristalización o dolomitización. La permeabilidad es fuertemente controlada por el tamaño de los cristales. Los cristales más pequeños son los de menor permeabilidad por efectos de tensión superficial.

5. Porosidad de moldes: Los moldes son creados al ser removidos ciertos granos por disolución. Esta es una porosidad secundaria. La permeabilidad podría ser baja si los moldes tienen una pobre intercomunicación, por lo que la eficiencia en la recuperación es solo relativa a la extensión de conexiones entre los moldes.

6. Porosidad vugular: Los vugulos son huecos irregulares y representan porosidad secundaria, pueden ser formados por disolución, pueden ser tan grandes como cavernas, se forman comúnmente en las calizas homogéneas (o

dolomitas). El tamaño y número de las cavernas es crucial para determinar la permeabilidad.

7. Porosidad por fracturas: Esta también es porosidad secundaria, ocurre normalmente en calizas homogéneas y dolomitas. Cuando las fracturas son todas paralelas; la eficiencia de recuperación puede ser baja y la permeabilidad fuertemente anisótropa, normalmente las fracturas ocurren en conjuntos conjugados e intercomunicados; los cuales permiten altas permeabilidades, incluso aunque la porosidad sea baja. Mediante las fracturas pueden pasar fluidos que ocasionen disolución y formar cavernas, probablemente por dolomitización.

8. Porosidad estilolítica: Es la porosidad desarrollada por procesos de disolución-presión, puede servir en forma significativa como vía para la migración de fluidos, y pertenece a la porosidad secundaria, la permeabilidad en este tipo es anisótropa paralela a las líneas de estratificación.

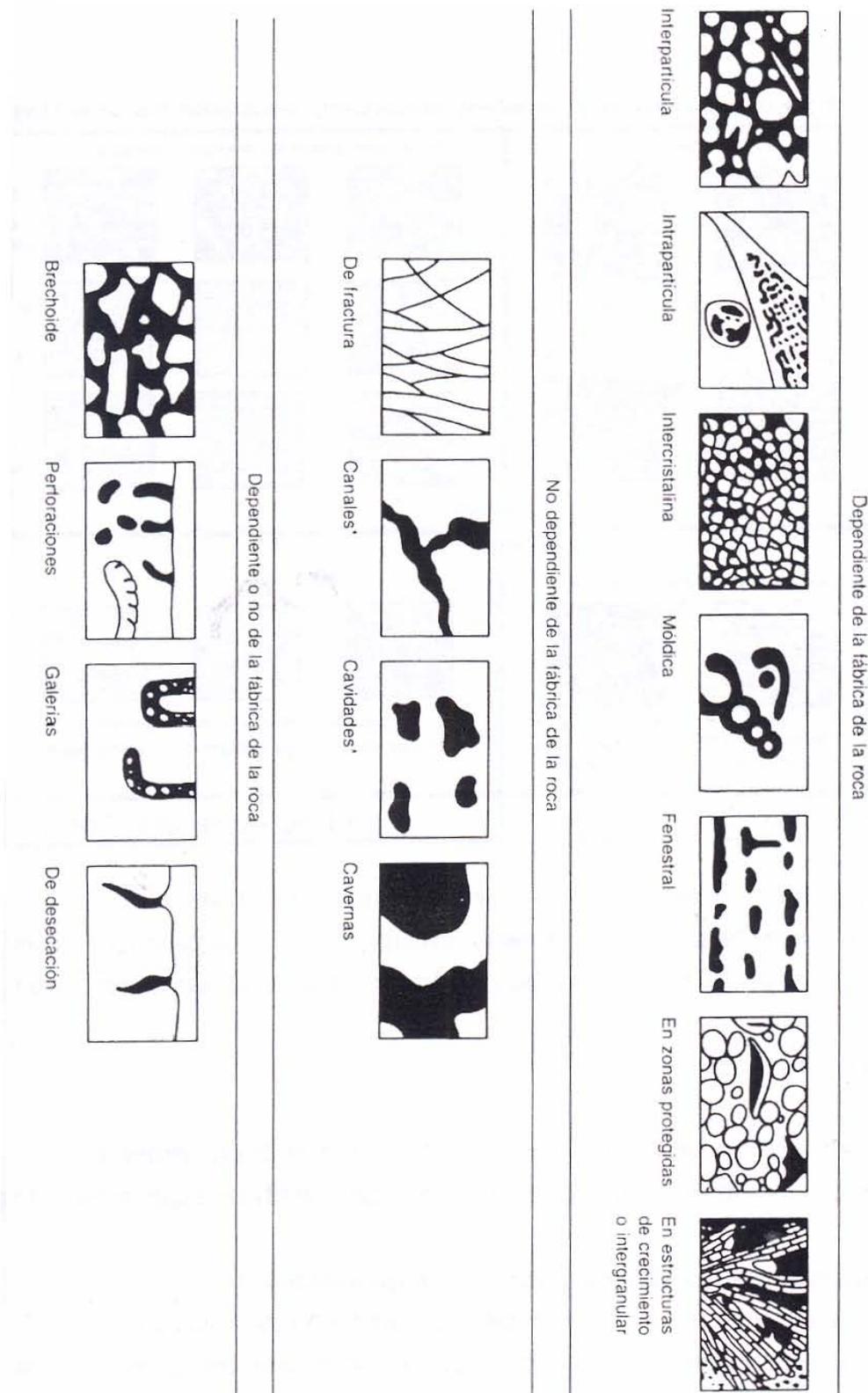


Fig.2.4 Estructuras del espacio poroso propuestas por Choquette y Pray 1970, Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005.

2.1.6 Factores que Afectan la Porosidad

2.1.6.1 Tipo de empaque.

El incremento de la presión de confinamiento hace que los granos pobremente clasificados y angulares; muestren un cambio progresivo de empaquetamiento aleatorio a un empaque más cerrado, reduciendo con ello la porosidad.

Según el tipo de empaque se tienen los siguientes valores de porosidad:

Cúbico, porosidad = 47.6 %

Ortorrómico, porosidad = 39.54 %

Romboédrico, porosidad = 25.9 %

Tetragonal esfenoidal, porosidad = 30.91 %

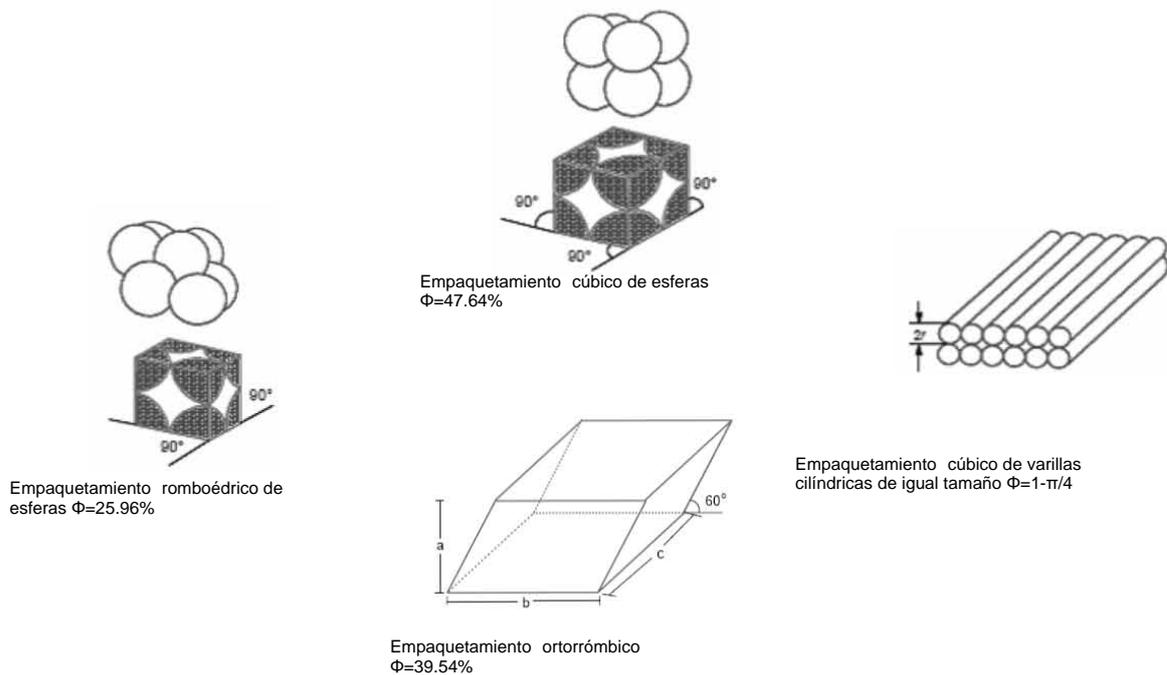


Fig.2.5 Esquemas de los diferentes tipos de arreglos de porosidad.

2.1.6.2 Grado de cementación o consolidación.

La consolidación se refiere a la cantidad y calidad del material cementante que une los granos, y que se forma posterior a la depositación, ya sea por dilución de los mismos granos, o por transporte. La cementación toma lugar tanto en el tiempo de litificación, como en el proceso de alteración de la roca causada por agua circulante. Son materiales cementantes: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, limonita, hematita, dolomita de sulfato de calcio, arcillas, y combinaciones de estos (Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005).

Las areniscas altamente cementadas presentan bajas porosidades. Lo contrario ocurre con rocas poco consolidadas.

De la calidad del material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca. Se tiene, entonces, formaciones consolidadas, poco consolidados y no consolidados.

2.1.5.3 Geometría y distribución de granos.

Se debe a la uniformidad o clasificación de los granos. Dicha clasificación depende, a su vez, de la distribución del tamaño del material, tipo de depositación, características actuales y duración del proceso sedimentario. Cuando los granos son más redondeados proporcionan más homogeneidad al sistema aumentando su porosidad.

2.1.6.4 Presencia de partículas finas.

El contenido de arcillas (partículas con un diámetro menor de 0.001 micras) afecta negativamente la porosidad.

2.2. Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos en su interior (Freddy Humberto Escobar, 2004). En otras palabras, la permeabilidad es una medida de la conductividad del fluido en la roca, y juega un papel muy importante en la explotación de los yacimientos.

En el sistema CGS la unidad de medición de la permeabilidad es el Darcy, establecida por Henry Darcy en 1856.

Para flujo lineal, la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad.

La ley de Darcy para flujo lineal requiere las siguientes condiciones:

- 1) Que el fluido se adhiera a los poros de la roca (fluido mojante).
- 2) Fluido saturando al 100 % el medio.
- 3) Flujo homogéneo y laminar.

La ley de Darcy establece que el gasto Q , que pasa a través de un medio poroso es directamente proporcional al área (A) de la sección transversal perpendicular al flujo, y a la diferencia de presiones (ΔP) entre las caras de la entrada y salida del mismo, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido circulante (μ), a la longitud del medio L (Iván Arango, Denidey Nava, tesis UNAM 2004).

$$Q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * L} \quad 2.6$$

Despejando k la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$k = \frac{Q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad 2.7$$

2.2.1 Tipos de Permeabilidades.

2.2.1.1 Permeabilidad absoluta.

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua (Freddy Humberto Escobar, 2004).

2.2.1.2 Permeabilidad efectiva.

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso; Freddy Humberto Escobar, 2004.

La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

$$K_{ef} = \frac{Q_{ef} * \mu_{ef} * L}{A * \Delta P} \quad 2.8$$

2.2.1.3 Permeabilidad relativa.

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta $k_r = \frac{k_f}{k_a}$. Esta medida es muy importante en ingeniería

de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}); o a la saturación de agua connata S_{wc} ; se tiene que $k_f \approx K_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no-mojante se introduce, ésta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante (ver la sección de curvas de permeabilidades relativas). Si los poros fueran iguales, no habría obstáculos (Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005).

2.2.2. Curvas de Permeabilidad Relativa.

Las curvas de permeabilidad relativa tienen un papel importante en la simulación de yacimientos, ya que estas determinan los resultados de la predicción del comportamiento del yacimiento. Los valores de permeabilidad relativa obtenidas en laboratorio pueden diferir de los valores reales de la

formación, debido a las heterogeneidades de la formación; ya que los valores son obtenidos a partir de núcleos que representan una porción del yacimiento.

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojanante normalmente tienen la forma de S. La curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante es cóncava, ver **Fig. 2.6 y 2.7**. Para sistemas agua-aceite el agua es mojanante en la mayoría de los terrígenos, sin embargo en las rocas calcáreas se ha encontrado que tienen mojanabilidad de intermedia a preferente mojado por aceite, en sistemas petróleo-gas, el petróleo es la fase mojanante.

En sistemas trifásicos se forman bancos petróleo-agua o gas-petróleo, lo cual no se presenta en el yacimiento, excepto, en la cara del pozo, en la zona de transición, o en zonas donde hay pérdidas bruscas de la permeabilidad.

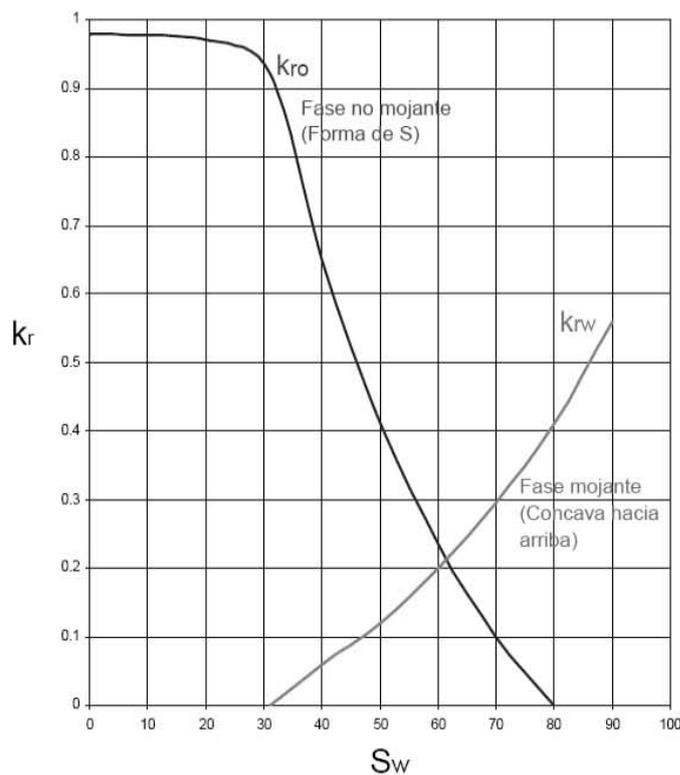


Fig.2.6 Curva típica de permeabilidad relativa para sistema agua-aceite; Freddy Humberto Escobar, 2004.

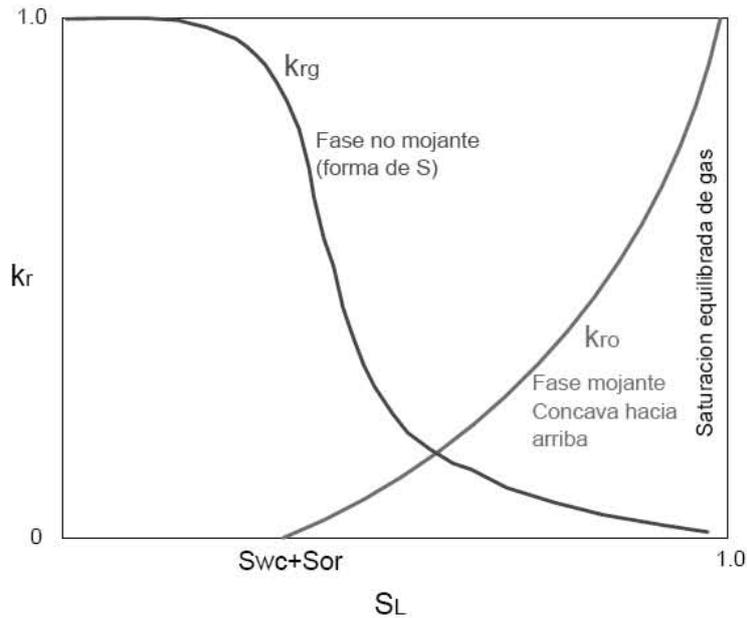


Fig.2.7 Curva típica de permeabilidad relativa para sistema gas-aceite; Freddy Humberto Escobar, 2004.

2.2.3 Permeabilidad en Fracturas Naturales.

En el caso de un yacimiento naturalmente fracturado se tiene la presencia de dos sistemas, el sistema de matriz y el sistema de fracturas, por lo tanto se puede hacer referencia a la permeabilidad de la fractura, permeabilidad de matriz y permeabilidad del sistema matriz fractura.

Es posible estimar la permeabilidad de las fracturas mediante una combinación de la Ley de Poiseuille para flujo viscoso de líquidos.

$$q = \frac{w_0 * A(P_1 - P_2)}{12 * \mu * L} \tag{2.9}$$

y la Ley de Darcy para flujo laminar en régimen estático de fluidos incompresibles

$$q = \frac{9.86 * 10^{-9} * k * A(P_1 - P_2)}{\mu * L} \tag{2.10}$$

Además asumiendo una fractura de ancho w_0 , una longitud L , y una extensión lateral de la fractura igual a H , para este sistema el área transversal es w_0H , mediante una igualación de las permeabilidades en ambas ecuaciones y un manejo matemático se llega a la ecuación final:

$$k = 8.45 * 10^6 w_0^2 (\text{darcy}) \quad 2.11$$

Si w_0 es dado en cm y

$$k = 54 * 10^6 w_0^2 (\text{darcy}) \quad 2.12$$

Si w_0 es dado en pulgadas.

En un sistema de doble porosidad matriz-fractura la doble permeabilidad se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$k_{av} = \frac{k_m * A_m + k_f * A_f}{A} \quad 2.13$$

2.2.4 Correlaciones Para Permeabilidad Relativa.

2.2.4.1 Correlación de Wahl y asociados.

Esta fue obtenida de mediciones de campo en yacimientos de areniscas.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = A(0.0435 + 0.4556A) \quad 2.14$$

$$A = \frac{1 - S_{gc} - S_{wi} - S_o}{S_o - S_{or}} \quad 2.15$$

2.2.4.2 Correlación de Pirson.

Para rocas con porosidad íntergranular y para flujo de gas en condiciones de drenaje, las ecuaciones son:

$$k_{rw} = \sqrt{S_{wm}} S_w^3 \quad 2.16$$

$$k_{rg} = (1 - S_{wm}) [S_w \sqrt{1 - S_{wm}}] \quad 2.17$$

$$S_{wm} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad 2.18$$

Para las rocas con porosidad íntergranular y para flujo simultáneo de agua y petróleo en condiciones de imbibición, las ecuaciones son:

$$k_{rw} = \sqrt{S_{wm} S_w^3} \quad 2.19$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right) \quad 2.20$$

2.2.4.3 Correlación de Stone.

Stone presentó un ajuste estadístico para estimar la permeabilidad relativa al petróleo en sistemas trifásicos con base a los datos de permeabilidades relativas para sistemas de agua, petróleo y gas:

$$K_{ro} = (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \quad 2.21$$

k_{row} = permeabilidad relativa al petróleo para un sistema agua-petróleo.

k_{rog} = permeabilidad relativa al petróleo para un sistema gas-petróleo

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas.

En caso que k_{ro} esté definida con respecto a la permeabilidad efectiva del petróleo a la saturación máxima de éste, la ecuación anterior toma la siguiente forma:

$$k_{ro} = \left(\frac{(k_{ro} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg})}{k_{row}(1 - S_{wc})} \right) \quad 2.22$$

$$k_{row}(1 - S_{wc}) \text{ es } k_{ro} \text{ a } S_o = 1 - S_{wc} - S_o \text{ máxima} \quad 2.23$$

2.3 Presión Capilar.

2.3.1 Capilaridad.

Cuando un capilar se sumerge en la interface de dos fluidos puede producirse un ascenso o un descenso de la interface. En el primer caso se produce el denominado "ascenso capilar", y en el segundo caso se habla de "descenso capilar". Estos movimientos ocurren como consecuencia de los fenómenos de

superficie que dan lugar a que la fase mojante invada en forma preferencial el medio poroso. En términos generales, el ascenso o descenso capilar se detiene cuando la gravedad contrarresta (en función de la altura, de la densidad de los fluidos, del diámetro del poro y de la atracción entre la roca y el fluido) la fuerza capilar desarrollada en el sistema.

La **Fig.2.8** muestra el fenómeno de capilaridad en una interface agua-petróleo, donde se genera el ascenso capilar.

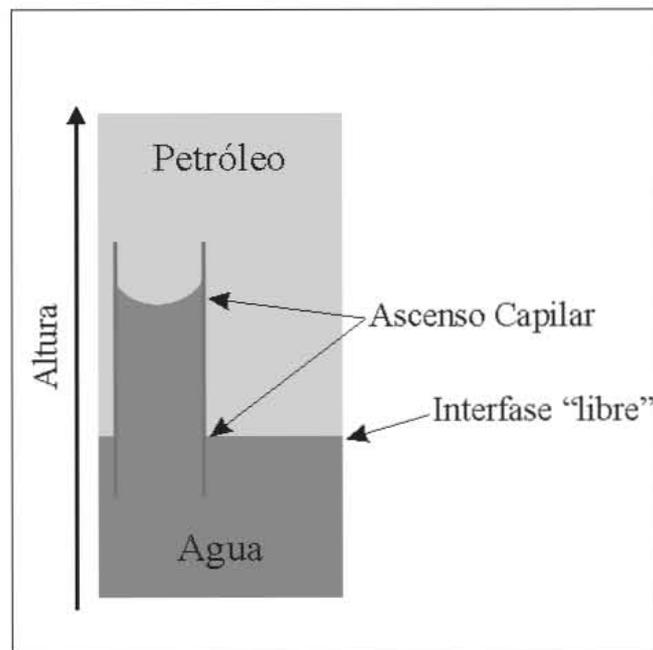


Fig.2.8 Ejemplo del fenómeno de capilaridad; tomado de ww.inlab.com.ar.

En este caso (capilar cilíndrico), la fuerza que origina el ascenso capilar está expresada por:

$$Fuerza(\uparrow) = \sigma_{wo} \times \text{Cos} \theta_{wo} \times 2\pi R \quad 2.24$$

Donde,

σ_{wo} = Tensión interfacial (Dinas/cm)

θ_{wo} = Ángulo de contacto de la interface líquida con la superficie del sólido.

r = Radio del capilar (cm)

Por otra parte, el peso adicional de la columna, debido al cambio de petróleo por agua durante el proceso.

$$\text{Peso adicional de la columna} = \pi r^2 h g \Delta \delta \quad 2.25$$

Donde,

h = Ascenso Capilar (cm)

g = aceleración de la gravedad (cm / seg²)

$\Delta \delta$ = Diferencia de densidad entre los fluidos (g / cm³)

Y en el equilibrio, ambas fuerzas se compensan exactamente, de modo que igualando las expresiones despejando la altura "h", obtenemos:

$$h = \frac{2 \cdot \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r \cdot g \cdot \Delta \delta} \quad 2.26$$

La expresión 2.26 muestra la dependencia de los efectos capilares con el diámetro del tubo, con la tensión interfacial y el ángulo de contacto (mojabilidad del sistema) y la diferencia de densidad entre fluidos.

2.3.2 Drene, Imbibición e Histéresis.

El drene se define como la acción de inyectar un fluido no mojante a una roca porosa (Gustavo Prado, tesis UNAM 2004). Si el aceite se comporta como la fase no mojante en un yacimiento, al principio de la explotación se presentará un desplazamiento por drene.

Una definición más general para *drene* es "El desplazamiento de un fluido mojante por uno no mojante".

La imbibición se define como el proceso mediante el cual una roca porosa absorbe una fase mojante y, la imbibición espontánea se refiere al proceso de una roca de absorber la fase mojante sin la necesidad de una fuerza (presión) que la obligue (Gustavo Prado, tesis UNAM 2004).

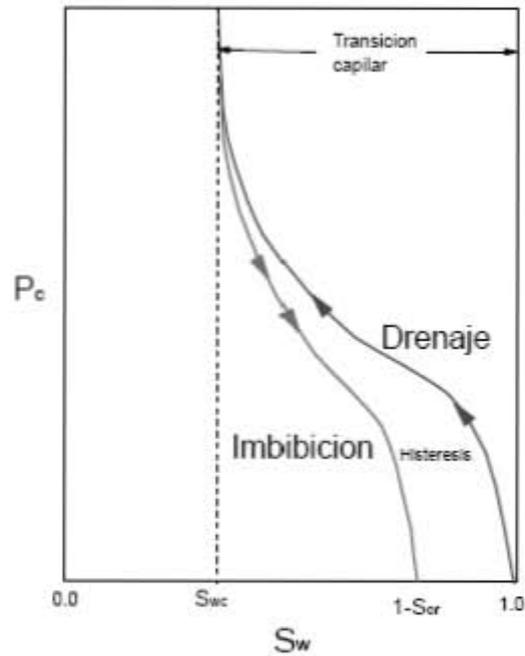


Fig. 9. Curva representativa de los fenómenos de drene e imbibición, Freddy Humberto Escobar, 2004.

Como en el caso anterior una definición más general de *imbibición* es:

Desplazamiento de una fase no mojanete por un fluido mojanete.

Para una distribución de poros convencional y homogénea; la presión capilar por imbibición es aproximadamente la mitad de la magnitud de la presión capilar por drene, y la diferencia en la trayectoria de las curvas presenta el fenómeno de histéresis.

En un proceso de saturación y de-saturación, las presiones capilares medidas no son las mismas en un proceso de imbibición que en un proceso de drene, debido a que el camino termodinámico es aleatorio y por tanto diferente, tal diferencia en los valores de presión capilar se conoce como Histéresis (Freddy Humberto Escobar, 2004).

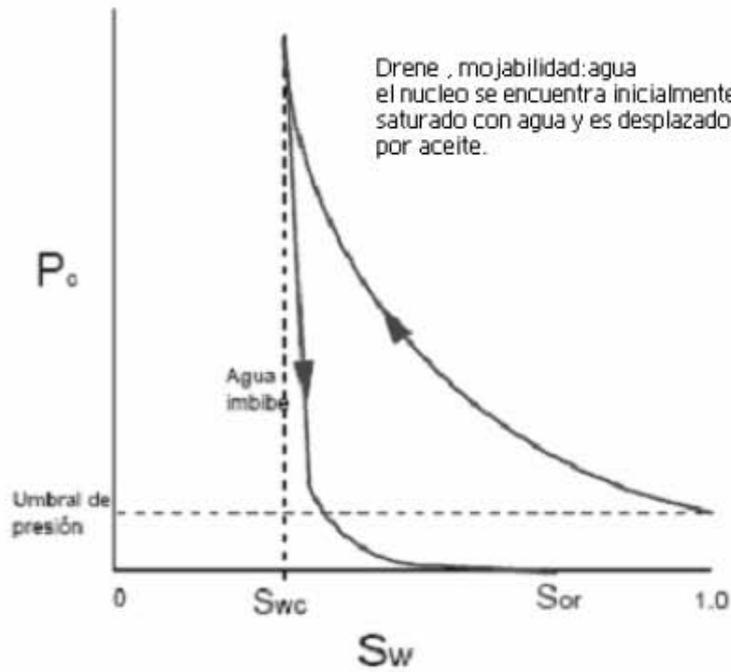


Fig.2.10 Histéresis en el proceso de drene; Freddy Humberto Escobar, 2004.

En la **Fig.2.10** se ejemplifica el proceso de drene y el fenómeno de histéresis para la curva de presión capilar.

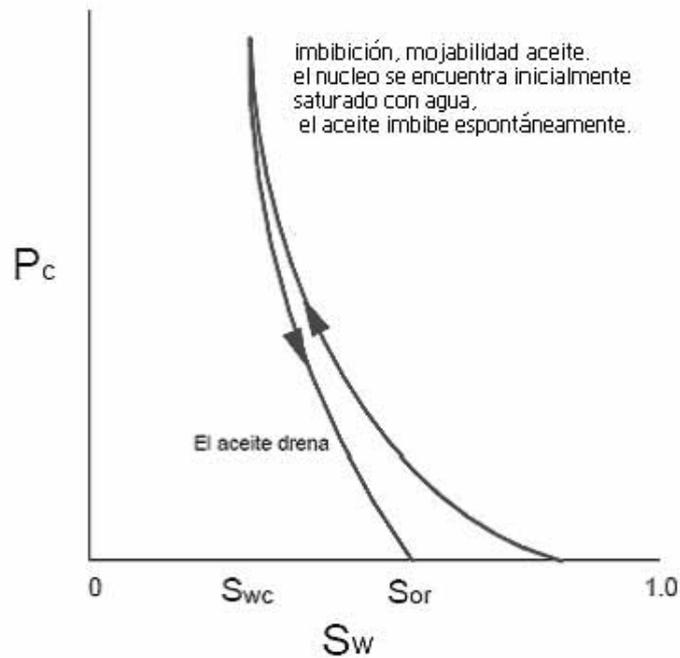
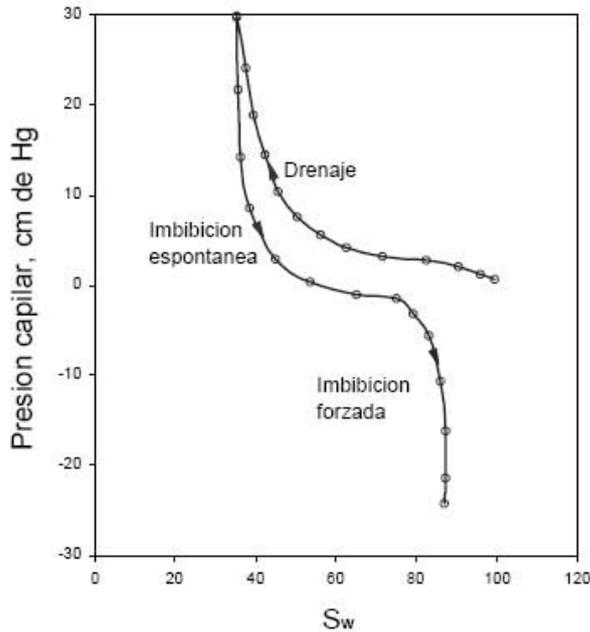


Fig.2.11. Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite, Freddy Humberto Escobar, 2004.

La **Fig.2.11** representa el proceso de imbibición espontánea en un núcleo mojado por aceite.



La **Fig.2.12** representa el comportamiento de los procesos de drene e imbibición para un núcleo con mojabilidad intermedia.

Fig. 2.12. Curva de presión capilar para un sistema con mojabilidad intermedia; Freddy Humberto Escobar, 2004.

2.3.3 Efectos de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.

De acuerdo con investigaciones realizadas sobre diferentes tipos de núcleos, presentada por W.Anderson, SPE-CONOCO, 1986, 1987 a, 1987 b, se ha demostrado que la mojabilidad puede afectar la presión capilar en alguna de las siguientes formas:

En un medio poroso con mojabilidad no-uniforme, las curvas de presión capilar son insensibles a la mojabilidad cuando el ángulo de contacto es menor a 50° (0.87 radianes), esta insensibilidad se debe a los efectos de la geometría de poros y a las superficies extremadamente rugosas, que hacen que el ángulo de contacto efectivo sea cero.

En algunos núcleos con mojabilidad mixta o fraccional, es posible para ambos fluidos embeber libremente cuando se presenta la saturación irreductible para alguno de los fluidos.

La mínima saturación residual de aceite (ROS por sus siglas en inglés Residual Oil Saturation), ocurre cuando un sistema con mojabilidad uniforme presenta una ligera preferencia a ser mojado por aceite, o en su defecto con mojabilidad neutra. Si el yacimiento presenta mojabilidad mixta o fraccional, entonces la saturación residual depende de; la cantidad y distribución de las superficies mojadas por agua y aceite.

Cuando un medio es fuertemente mojado, el fluido con preferencia en mojabilidad, embebe espontáneamente, desplazando el fluido no-mojante. Este gasto dependerá de factores como la mojabilidad, viscosidad, estructura de poro y saturación inicial.

Si el yacimiento presenta mojabilidad intermedia, o mojabilidad por aceite, y si se usa un núcleo limpio mojado por agua, las curvas de presión capilar no son representativas del comportamiento del yacimiento, debido a que se sobreestima el peso de la zona de transición, y una inapropiada estimación del agua intersticial.

2.4 Mojabilidad.

La medición de la mojabilidad en un medio poroso es algo casi imposible, por lo que se ha recurrido a realizar mediciones indirectas que indiquen que tan afines son la roca y los fluidos. Uno de los principales métodos es el ángulo de contacto.

Si el ángulo de contacto $\theta < 90^\circ$ (midiendo el mismo ángulo en la fase agua); dice que el sistema es mojado por agua, y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud de la variación del contenido mineralógico del medio poroso, y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad concepto conocido como mojabilidad mixta. En un medio poroso el fluido mojante ocupa los poros

menores y el no-mojante los mayores. La mojabilidad de un gas prácticamente no existe, esto hace que el gas se localice en las zonas de mayor permeabilidad y porosidad.

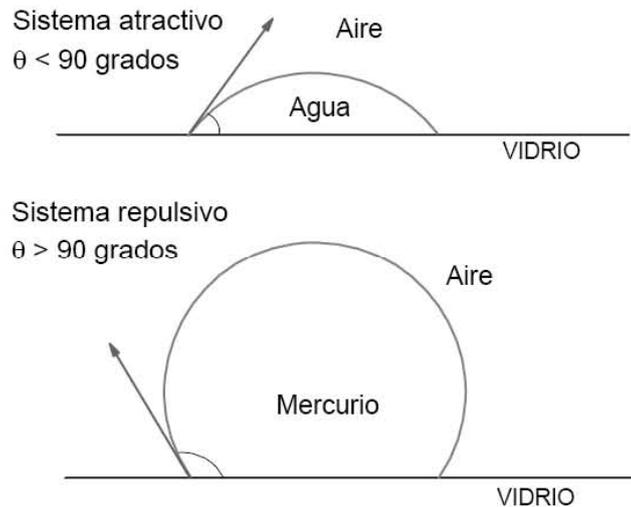


Fig.2.13 Ejemplo de sistemas mojados por agua y por aceite; Freddy Humberto Escobar, 2004.

2.4.1 Tipos de Mojabilidad.

2.4.1.1 Sistema mojado por agua.

Cuando el aceite y el agua se encuentran localizados juntos sobre una superficie, se forma una curva de interface entre el aceite y el agua, cuyo rango del ángulo de contacto varía desde 0 a 180° (0 a 3.15 radianes).

Por convención el ángulo de contacto θ es medido a través del agua. Generalmente cuando θ se encuentra entre 0 y 65 o 75° (0 a 1.31 radianes) se dice que el sistema es mojado por agua.

2.4.1.2. Sistema mojado por aceite.

De acuerdo al ángulo de contacto θ medido en la interface entre el agua y el aceite, si se encuentra entre un rango de 180° hasta 120° (3.15 a 2.09 radianes) el sistema se define como mojado por aceite.

2.4.1.3 Sistema con mojabilidad neutra.

Se dice que un sistema pose mojabilidad neutra cuando el ángulo de contacto θ se encuentra entre 70- 110°.

Es importante mencionar que, estos valores no son únicos, los rangos pueden variar de investigador a investigador, y así podemos encontrar en algunas ocasiones que una roca tiene mojabilidad neutra cuando su ángulo se encuentra entre 60 y 120°

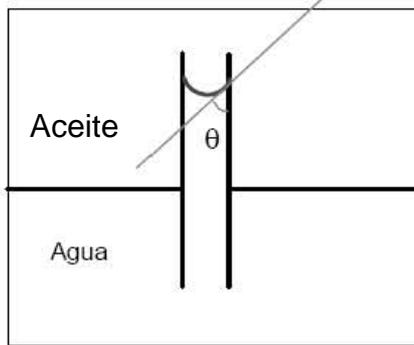
2.4.1.4 Sistema con mojabilidad mixta y fraccional.

En los sistemas anteriormente mencionados, la mojabilidad sobre las superficies, se mantiene tan uniforme como sea posible. Efectos adicionales sobre la mojabilidad ocurren cuando el sistema no posee mojabilidad uniforme (fraccional o mixta); donde porciones de la superficie son fuertemente mojables por agua, mientras que, la superficie remanente es fuertemente mojada por aceite. La **Fig.2.14** ilustra los tres tipos básicos de mojabilidad anteriormente explicados.

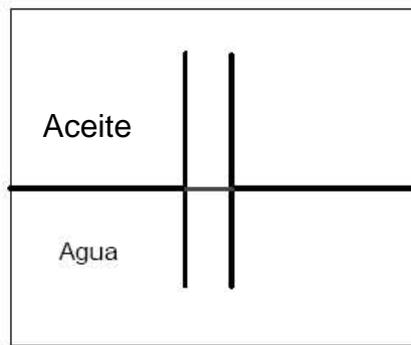
El término “mojabilidad mixta”, aplica para una mojabilidad con un tipo especial de fracción y continuidad en la superficie, en la cual; las superficies mojadas por aceite forman agrupamientos continuos a través de los poros grandes. Los poros pequeños son mojados por agua; y no contienen aceite (Apanco Hernández y Ramírez Keyla, tesis UNAM 2004).

La principal diferencia entre la mojabilidad mixta y fraccional, estriba en que la mojabilidad fraccional no implica ninguna localización específica para las superficies mojadas por aceite y agua, o agrupamientos continuos de zonas mojadas por aceite (W.Anderson, SPE-CONOCO, octubre 1987).

Sistema mojado por agua



Sistema con mojabilidad neutra



Sistema mojado por aceite

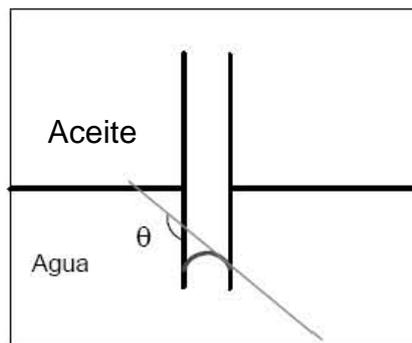


Fig. 2.14 Ejemplos de los diferentes tipos de mojabilidad, tomada de www.inlab.com.ar.

2.4.2 Efectos de la Mojabilidad Sobre la Permeabilidad Relativa.

Los siguientes conceptos fueron extraídos de los artículos técnicos presentados por W.Anderson, 1987a, 1987 b, concernientes a la mojabilidad, en la cual hacen estudios sobre la mojabilidad de diferentes tipos de núcleos y los parámetros que ésta puede afectar.

La permeabilidad es función de la mojabilidad, de la geometría de poro, la distribución de fluidos, saturaciones e historia de saturación. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa mediante el control del flujo y la distribución espacial de fluidos en el medio poroso.

En un yacimiento con mojabilidad uniforme, la permeabilidad efectiva al aceite; y a la saturación inicial de agua, decrece conforme cambia la mojabilidad de agua a aceite. La permeabilidad relativa al agua incrementa, y la permeabilidad

relativa al aceite disminuye; conforme el yacimiento se vuelve más mojado por aceite.

En yacimientos con mojabilidad mixta, los poros grandes son mojables por aceite y saturados por este, mientras que los poros pequeños son saturados y mojables por agua. Los efectos de la mojabilidad mixta se reflejan en cambios en las curvas de permeabilidad relativa cuando se comparan con curvas de mojabilidad uniforme o fraccional, debido a la continuidad de paquetes de poros a través del yacimiento.

La fase mojante en las curvas de drene e imbibición muestra una pequeña histéresis en los sistemas fuertemente mojables. Sin embargo, experimentos en estado inestable, han mostrado una pequeña histéresis en la fase no mojante, que significa histéresis en la fase mojante.

En muchos sistemas fuertemente mojables, la permeabilidad relativa de la fase mojante es principalmente función de su propia saturación, y es muy similar en las mediciones de permeabilidad para dos y tres fases.

Bajo dominio de las fuerzas viscosas, las fases tienden a moverse preferentemente por los canales porosos de mayor diámetro, y esta situación se presenta en zonas de alto flujo, donde los gradientes de presión dinámicos superan ampliamente las presiones capilares del sistema.

Sin embargo, en zonas de bajo gasto de circulación de fluidos (lejos de pozos productores o inyectores); las fases tienden a ocupar los canales propios de los equilibrios estáticos. En estas condiciones, la fase mojante (o aquella a la que la roca muestra mojabilidad preferencial), tiende a ocupar los poros de menor diámetro, de modo que, las curvas de permeabilidades relativas pueden cambiar notablemente de una zona a otra del yacimiento. La fase mojante es menos móvil en desplazamientos a baja velocidad.

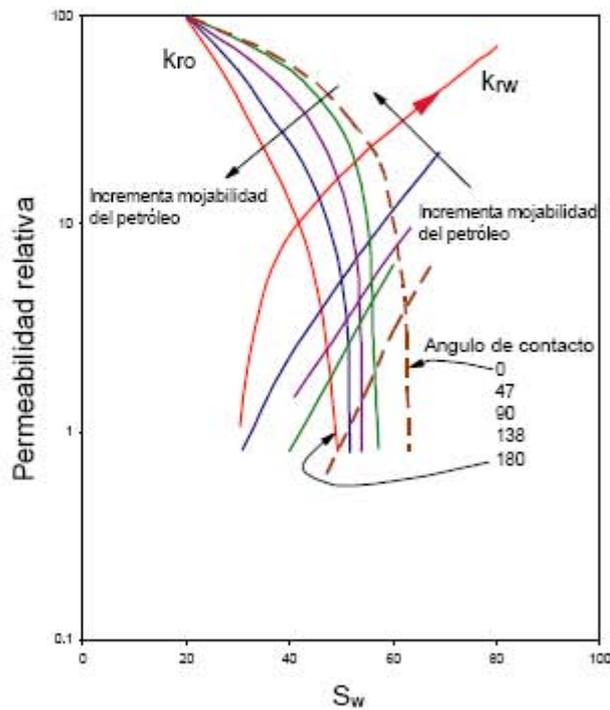


Fig.2.15 Efectos de la histéresis sobre la permeabilidad relativa; Freddy Humberto Escobar, 2004

En las siguientes figuras, se muestra como se realiza un proceso de drene, y posteriormente un proceso de imbibición, observando claramente una disminución en la permeabilidad relativa de la fase mojannte después del proceso de drene.

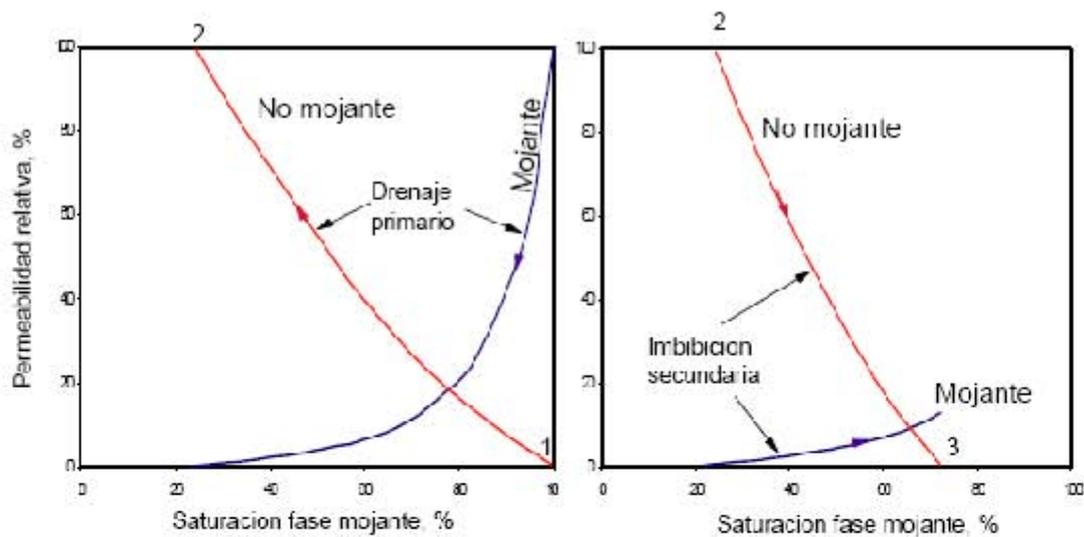
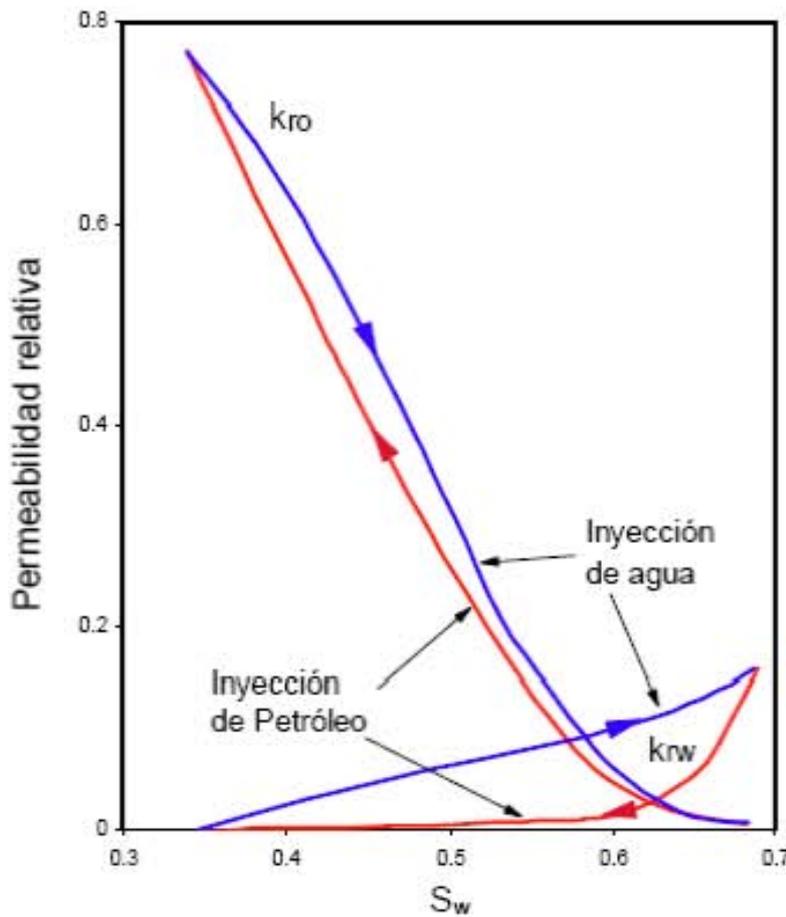


Fig. 2.16 Efectos del ángulo de contacto sobre la permeabilidad relativa; Freddy Humberto Escobar, 2004.

En la **Fig.2.16** se observa el desplazamiento de las curvas de permeabilidad

relativa en función del ángulo de contacto de las interfaces no-mojante-mojante.



La **Fig.2.17** muestra el efecto de la mojabilidad sobre los procesos de drene e imbibición.

Fig. 2.17 Efectos de drene e imbibición en la curva de permeabilidad relativa; Freddy Humberto Escobar, 2004.

2.5 Saturación de Fluidos.

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca (Arango Ivan y Nava Denidey, tesis UNAM 2004).

Se tiene que para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación se cumple la siguiente condición:

$$\sum S_f = 1 \quad 2.27$$

2.5.1 Saturación Inicial.

La saturación inicial de fluido en un medio poroso, es el volumen inicial de un fluido medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros.

$$Sf_i = \frac{Vf_i}{Vp} \quad 2.28$$

Donde:

Sf_i = saturación inicial de fluido.

Vf_i = volumen inicial de fluido.

Vp = volumen de poros.

2.5.2 Saturación Crítica.

Se define cómo saturación crítica al valor de saturación a partir del cual un fluido puede comenzar a moverse (R.J Blackwell, IOCCOC, 1987).

2.5.3 Saturación Residual de Aceite.

El término saturación residual es usado en muchos contextos dentro de la literatura, estos incluyen:

- 1) Saturación irreductible de aceite
- 2) Saturación promedio (en balance de materia).
- 3) Saturación residual de aceite en áreas barridas por agua.

La saturación residual de aceite (IOS por su significado en ingles Irreductible Oil Saturation); es la saturación a la cual el aceite se vuelve inmóvil o completamente estático (R.J Blackwell, IOCCOC, 1987).

Algunos métodos usados para medir la saturación residual de aceite son:

- Análisis de núcleos.
- Núcleado especializado.
- Estudios de ingeniería de yacimientos.
- Registros geofísicos.
- Mediciones de gradiente de presión.
- Estudios de trazadores químicos.

Los conceptos de saturación crítica de agua, saturación crítica de aceite, saturación residual de aceite, se ejemplifican en la **Fig.2.18**.

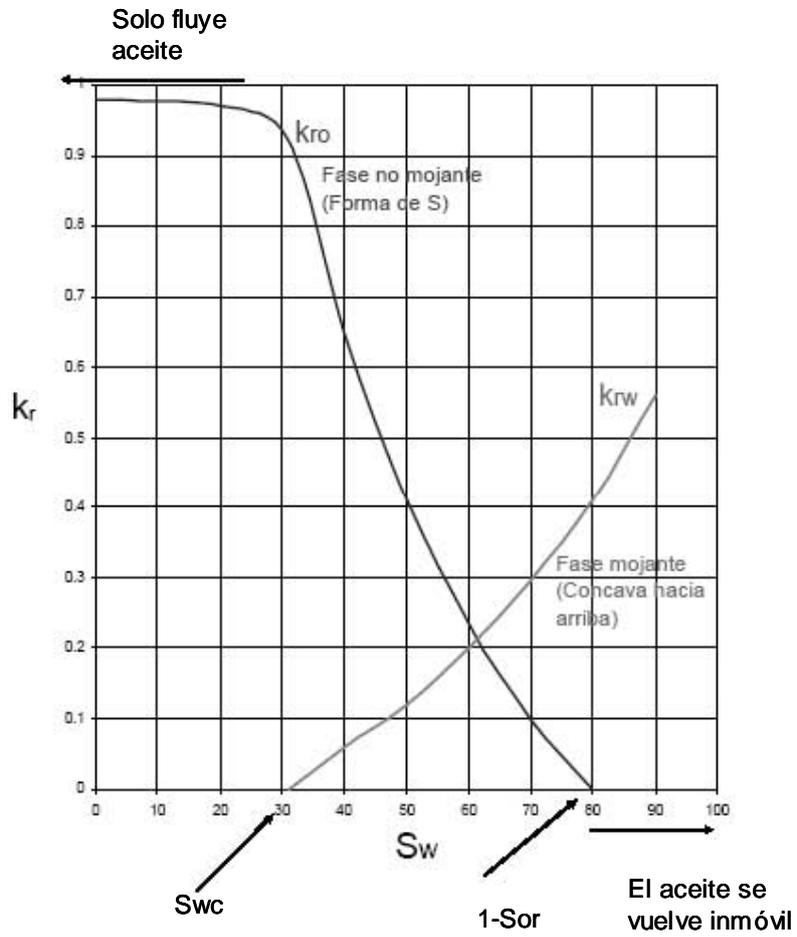


Fig.2.18. Saturación de fluidos; Freddy Humberto Escobar, 2004.

CAPÍTULO III. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

3.1 Importancia de la Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Como se mencionó anteriormente, en México cerca del 75 % del hidrocarburo se obtiene de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, por lo tanto, es necesario conocer con certidumbre sus propiedades, el comportamiento, y en base a ello realizar una caracterización del yacimiento, que permita evaluar y simular las condiciones de flujo bajo diferentes expectativas de producción de una manera certera.

La caracterización del medio fracturado, debe iniciarse durante la etapa de exploración. Los geólogos deben encargarse de generar modelos conceptuales en base al conocimiento de los esfuerzos regionales, el estado de los esfuerzos, etc. Esto es de importancia en los yacimientos naturalmente fracturados, porque determina en gran medida las características de las fracturas como son, orientación, apertura, conductividad, etc.

Algunas de las ventajas de tener un modelo de simulación numérica representativo del yacimiento, que considere el grado de fracturamiento son:

1. Se puede tener una mayor certidumbre en el volumen original de hidrocarburos.
2. Se puede tener una mejor distribución de los hidrocarburos atribuibles al sistema de matriz y al sistema de fracturas.
3. En el caso de los sistemas matriz–fractura, el factor de recuperación es sensible al ritmo de extracción.
4. Las zonas drenadas también son función del ritmo de extracción y de la forma de terminación de los pozos.

5. En función de los puntos anteriores, se puede definir cuáles serían las zonas óptimas de terminación de los pozos, y la forma de los mismos.
6. Determinar el gasto óptimo de producción de los pozos.
7. Analizar la factibilidad de implementar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada
8. Llevar a cabo una administración integral de yacimientos, analizando diferentes opciones de explotación.
9. Evaluar en forma confiable la posibilidad de utilizar nuevas tecnologías, y/o, adecuar las existentes a las necesidades del campo.

La principal diferencia entre la simulación numérica de yacimientos fracturados, y yacimientos homogéneos, está en la formulación matemática, en la cual para el caso de los yacimientos homogéneos, el flujo es entre celdas continuas, en tanto que, para yacimientos fracturados; existirá flujo entre celdas continuas, pero también existirá un flujo entre la matriz y la fractura, comúnmente expresado como un término fuente o sumidero en la celda de análisis.

3.2 Fractura Natural.

Una fractura natural es una discontinuidad plana macroscópica, que resulta de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca (García Olga lidia, tesis UNAM 2004). Otra definición de fractura natural, la considera como una discontinuidad plana macroscópica, que pasa naturalmente en una roca debido a la deformación o diagénesis física.

Se entiende como fractura natural, cualquier discontinuidad que rompe el bloque de roca; a lo largo de hendiduras, fisuras, grietas, que en algunos casos, pueden ser identificadas por la presencia de escurrimientos aceitosos y mineralizaciones (García Olga lidia, tesis UNAM 2004), como se puede observar en la **Fig 3.1**.

El término de fractura natural, se refiere al hecho de que no es una fractura inducida por el ser humano, como lo es el fracturamiento hidráulico.

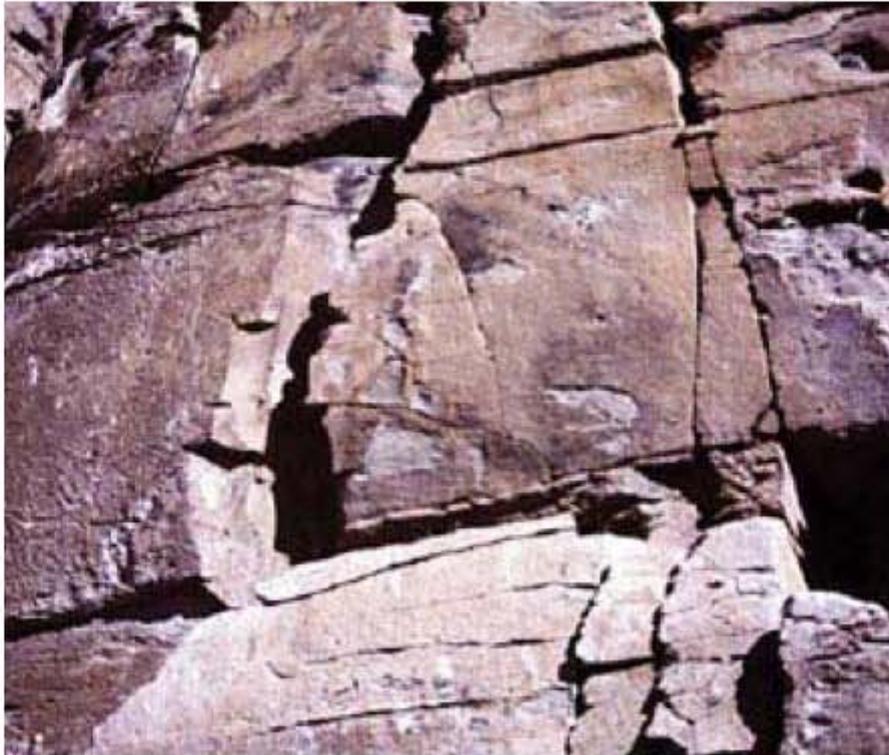


Fig. 3.1 Afloramiento de una formación naturalmente fracturada;
Arana V.H, FI-UNAM 2006.

3.3 Yacimiento Naturalmente Fracturado.

Un yacimiento naturalmente fracturado, es un yacimiento que contiene fracturas naturales. La presencia de fracturas tiene efectos tanto positivos como negativos en la explotación de hidrocarburos, por ejemplo, si se tuvieran fracturas abiertas no cementadas o parcialmente mineralizadas, éstas tendrían un efecto positivo en el flujo de aceite, pero efectos negativos con el flujo de agua o de gas debido a la conificación, o a la alta movilidad de fluidos en la fractura.

En el caso de fracturas totalmente mineralizadas, éstas pueden crear barreras impermeables para todos los tipos de fluido, generando en los yacimientos pequeños compartimentos no comunicados, reduciendo la recuperación de aceite, y posiblemente un decremento en los gastos de producción de hidrocarburos.

3.3.1 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Para que la clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados (ynf) resulte válida, se debe conocer tanto el sistema de fracturas naturales, como el sistema de matriz de un yacimiento, además de la compleja interacción de flujo entre esos sistemas.

Muchos son los factores que afectan el flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado, incluyendo la orientación de los esfuerzos, las direcciones de las fracturas naturales, si las fracturas están rellenas de minerales o son abiertas, las propiedades y fases de los fluidos, y la historia de producción e inyección del campo.

Los yacimientos naturalmente fracturados en bases a las condiciones de flujo, pueden ser representados con los siguientes sistemas:

- Sistema doble porosidad-simple permeabilidad.
- Sistema doble porosidad-doble permeabilidad.
- Sistema triple porosidad.

En un sistema con doble porosidad, la doble porosidad se debe a la fractura y a la matriz. En estos yacimientos el flujo de los hidrocarburos en las celdas de los modelos de simulación es a través de las fracturas, en tanto que la matriz juega un papel de fuente o sumidero en cada una de las celdas. Este sistema se conoce como un sistema doble porosidad o doble porosidad-simple permeabilidad. En éste los fluidos existen en un sistema interconectado. La matriz, usualmente ocupa la parte mayoritaria del volumen del yacimiento y las fracturas altamente permeables, ocupan la parte minoritaria del yacimiento (Arango Iván y Nava Denidey, tesis UNAM 2004).

En un yacimiento de doble porosidad es necesario conocer además:

- a. Las propiedades del sistema (matriz y fractura).
- b. Las funciones de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

c. La presencia, orientación y características de las fallas, y las fracturas naturales.

Sistema doble porosidad doble permeabilidad.

En este tipo de sistemas se cuenta con flujo entre celdas, tanto en fracturas como en matriz, y el aporte de fluidos en los pozos productores; proviene tanto de la matriz como del sistema de fracturas en forma directa (ver **Fig 3.2**). Esto hace más complicada la simulación numérica, ya que se presentan condiciones de flujo entre los bloques de matriz; lo que hace que la convergencia de la parte matemática sea más difícil, en especial cuando las propiedades petrofísicas son variables, o cuando la variación de volumen por celda es grande.

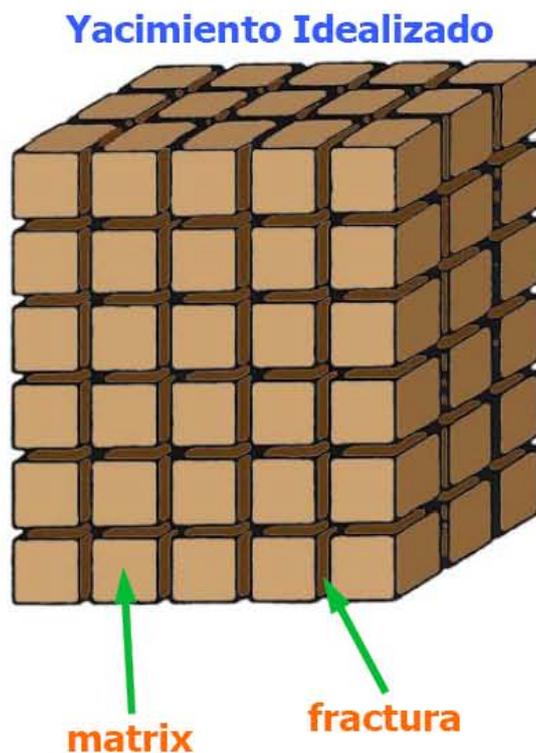


Fig.3.2 Esquema representativo de un sistema de doble porosidad-doble permeabilidad;
Warren, J.E and Root, J.R, septiembre 1963.

Sistema triple porosidad.

Este tipo de sistema se denomina de triple porosidad debido a que presenta:

- 1) Porosidad del sistema de fracturas,
- 2) Porosidad del sistema de matriz y

3) Porosidad del sistema de vóculos (ver **Fig.3.3**).

En éste sistema la matriz de la roca posee una fracción de vóculos, los cuales poseen alta porosidad y alta permeabilidad, permitiendo el almacenamiento de grandes cantidades de hidrocarburos, estos fluidos se transmiten a la matriz y posteriormente hacia el sistema de fracturas. Los vóculos pueden o no estar interconectados entre sí, formando canales permeables, sí lo están forman un sistema con triple porosidad-triple permeabilidad.

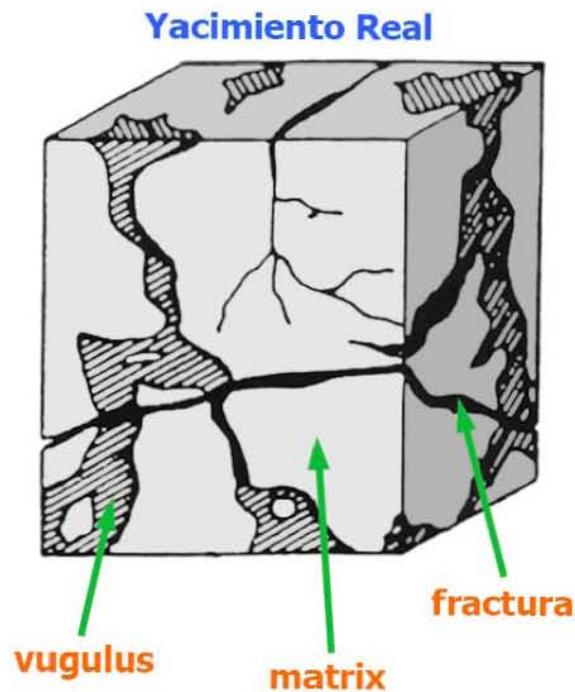


Fig. 3.3 Esquema representativo de un sistema de triple porosidad;
Warren, J.E and Root, J.R, septiembre 1963

Una clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados; en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas, tanto del sistema de fracturas, como del sistema de matriz, es la siguiente:

Tipo I. Tipo de yacimientos en los cuales, las fracturas proveen tanto la porosidad primaria, como la permeabilidad primaria. Habitualmente poseen grandes áreas de drene por pozo, y requieren menos pozos para su desarrollo. Muestran regímenes de producciones iniciales altos, pero también están

sujetos a una rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de reservas.

Tipo II. Yacimientos que poseen una baja permeabilidad y baja porosidad en la matriz y las fracturas, proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Estos yacimientos pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria, si la comunicación entre la matriz y fractura es pobre.

Tipo III. Yacimientos que cuentan con alta porosidad, y pueden producir sin fracturas, de manera que, las fracturas proveen permeabilidad adicional. Generalmente, estos yacimiento son más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

Tipo IV. En estos yacimientos las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional a la matriz; sino que, por el contrario suelen constituir barreras para el flujo, caso donde la fractura se encuentra totalmente mineralizada, creando barreras impermeables y aislando zonas productoras.

Tipo M. Tipo de yacimientos que poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que, las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad , pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos mediante la formación de barreras. Algunas veces estos yacimientos se encuentran en compartimentos, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productibilidad iniciales, y ocasionando variación en los factores de recuperación secundaria dentro del yacimiento.

3.3.2 Parámetros Distintivos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Durante la simulación numérica de yacimientos es necesario ajustar la historia de producción, y el comportamiento del pozo, para obtener una predicción confiable y optimizar los gastos de explotación del yacimiento. Gran parte de una simulación eficiente se debe a ciertos parámetros, que claramente diferencian a los yacimientos naturalmente fracturados de los yacimientos convencionales. Algunas de las propiedades son las siguientes:

- La relación gas aceite, RGA, contra la recuperación; éste valor puede ser bajo en un yacimiento fracturado; comparado con un yacimiento convencional. Esto se debe a que el gas liberado es segregado rápidamente hacia la parte superior del yacimiento, a través de la red de fracturas.
- El rango de declinación de la presión por unidad de volumen producido, es normalmente bajo en los yacimientos fracturados, debido a la buena comunicación hidráulica que presenta la red de fracturas.
- La ausencia de zonas de transición en yacimientos fracturados, representa una característica especial para este tipo de yacimientos. De hecho, la zona de contacto de dos fases, por ejemplo, gas - aceite o aceite – agua se representa por una superficie que separa a las dos zonas, y no por una zona de transición, como sucede en los yacimientos homogéneos, sin embargo cabe aclarar que este fenómeno es únicamente en la fractura, ya que a nivel de matriz, puede presentarse todavía una alta saturación de aceite en la zona invadida de agua.
- La caída de presión en la cercanía del pozo, en un yacimiento fracturado, es muy pequeña, inclusive, para altos gastos de producción, la caída de presión no es significativa, fenómeno que se debe a la alta permeabilidad de las fracturas, las cuales funcionan como en el caso de fracturamientos hidráulicos.
- La producción de agua libre en un yacimiento fracturado, es una función principalmente del rango de producción, mientras que en un yacimiento

homogéneo, la producción de agua libre depende de las características de la roca, las características PVT de los fluidos presentes y del rango de producción.

- Puede presentar propiedades PVT constantes, de acuerdo a la profundidad, ocurren sólo si un proceso de convección se lleva a cabo como resultado de la expansión térmica, y las condiciones de compresibilidad en el yacimiento.
- En la ausencia de una red de fracturas, los yacimientos con permeabilidad baja tienen poca recuperación, pero cuando se encuentra presente una red de fracturas se convierten en yacimientos con excelente producción; debido a que la fractura permite a los hidrocarburos fluir de la matriz a los pozos.

3.4 Flujo a Través de Fracturas.

En yacimientos naturalmente fracturados, normalmente la matriz (porosidad intergranular) tiene baja permeabilidad; y contiene la mayor parte de los fluidos, en un rango de 60– 99 % del crudo original.

Aunque estas fracturas contienen muy poco crudo, generalmente menor del 40 % del total, ellas juegan un papel importante en los gastos de flujo.

La presencia de fracturas es común en rocas sedimentarias, y se forman por tectonismo o reorientación del campo de esfuerzos.

El significado de las fracturas como medios para permitir el paso de fluidos; se puede evaluar considerando una fractura simple extendida cierta distancia dentro de la roca, ver **Fig. 3.4**, usando la ecuación de hidrodinámica para flujo a través de placas paralelas:

$$q_f = \frac{w^3 * h * \Delta P}{12 * \mu * L} \quad 3.1$$

Donde, h = altura o espesor de fractura, cm.

w = ancho de fractura, cm.

L = Longitud de fractura, cm.

μ = viscosidad del fluido, cp.

ΔP = Caída de presión, dinas/cm².

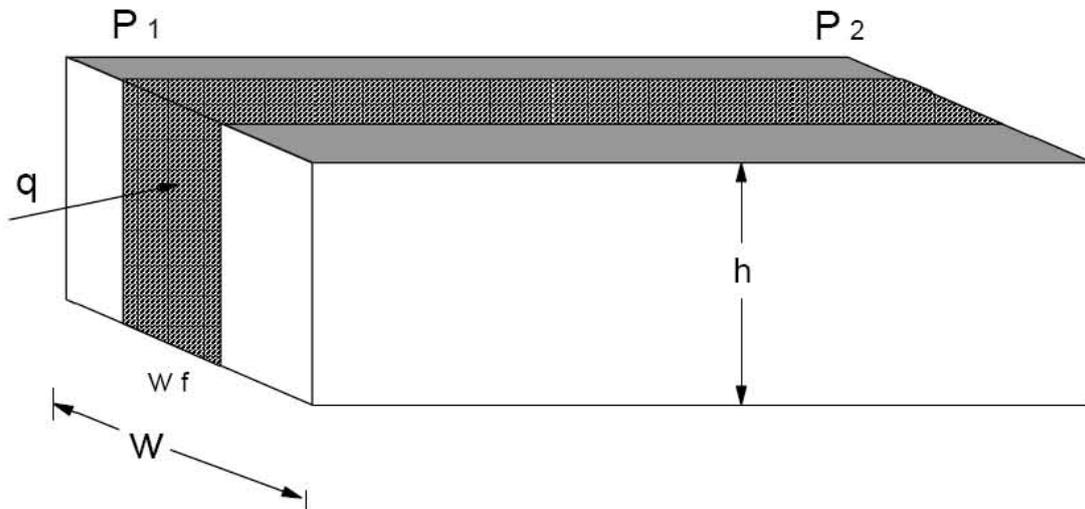


Fig.3.4 Modelo de flujo lineal en fracturas; Freddy Humberto Escobar, 2004.

La velocidad de flujo a través de las fracturas es:

$$v = \frac{q}{w \cdot h} = \frac{w^2 * \Delta P}{12\mu \cdot L} \quad 3.2$$

Si la porosidad de la fractura es la unidad y la saturación de agua connata dentro de la fractura es cero, la velocidad real de acuerdo con la ley de Darcy donde ΔP está de dinas/cm², k_f es la permeabilidad de la fractura en darcies, μ en poisé, y L en cm, es:

$$v = 9.869 \times 10^{-9} * k_f \frac{\Delta P}{\mu \cdot L} \quad 3.3$$

La velocidad real se estima mediante:

$$V_r = \frac{V}{\phi_f (1 - S_{wc})} \quad 3.4$$

Donde la porosidad de la fractura es la relación que hay entre su ancho por el ancho total de la muestra. Bajo estas condiciones la permeabilidad de la fractura en darcies es:

$$k_f = 8.444 \times 10^{-9} \phi_f (1 - S_{wc}) w^2 \quad 3.5$$

El volumen de crudo contenido en la matriz y fracturas es:

$$V_o = V_{om} + V_{of} \quad 3.6$$

El volumen de crudo en la matriz y en las fracturas (sufijos m y f, respectivamente) se pueden hallar mediante:

$$V_{om} = \frac{Ah\phi_m(1-\phi_f)(1-S_{wm})}{B_o} \quad 3.7$$

$$V_{of} = \frac{Ah\phi_f(1-S_{wf})}{B_o} \quad 3.8$$

Siendo el volumen recuperable de crudo calculado con la siguiente expresión donde Fr es el factor de recuperación.

$$V_{oR} = V_{om} * Fr + V_{of} * Fr \quad 3.9$$

3.4.1 Capacidad de Almacenamiento.

La explotación de yacimientos naturalmente fracturados ha conducido a números fracasos económicos. Los altos gastos de producción iniciales de aceite han llevado a los ingenieros en muchos casos a sobreestimar los volúmenes originales del yacimiento y las reservas de los mismos.

Los ingenieros de yacimientos generalmente tienen dos suposiciones:

- a) Las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento insignificante y son sólo canales de permeabilidad alta que permiten fluir a los fluidos.
- b) La matriz tiene una capacidad de almacenamiento importante, pero con una permeabilidad muy baja.

Muchos yacimientos que inicialmente tienen una producción alta, después de un corto tiempo bajan drásticamente su producción. Esto ocurre porque el aceite se almacena en el sistema de fracturas, por consiguiente, es importante estimar con exactitud el lugar donde se encuentra el aceite dentro del sistema de fracturas.

La segunda suposición debe ser considerada cuidadosamente, si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el aceite fluye de la matriz a las fracturas, y esto podría ser muy lento, por lo que sólo el aceite localizado en la fractura se producirá en el corto tiempo; si la matriz tiene una porosidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz es importante.

Otros parámetros que juegan un papel importante en la rapidez del movimiento del aceite de la matriz, son: la permeabilidad de la matriz, la compresibilidad total, la distancia o espacio entre las fracturas, y la viscosidad del aceite. Debido a la baja viscosidad, el movimiento de gas en la matriz y en las fracturas es más rápido que el movimiento de aceite.

Es importante visualizar que la capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados, varía ampliamente dependiendo del grado de fracturamiento en la formación y el valor de la porosidad primaria. Mientras mayor sea el valor de la permeabilidad asociada a la porosidad primaria, mayores serán las posibilidades de éxito en los volúmenes de producción en los yacimientos naturalmente fracturados.

Las porosidades primaria y secundaria se presentan en diversas combinaciones; lo cual hace que la capacidad de almacenamiento y recuperación de hidrocarburos en los yacimientos fracturados pueda variar, como lo muestra la **Fig.3.5**.

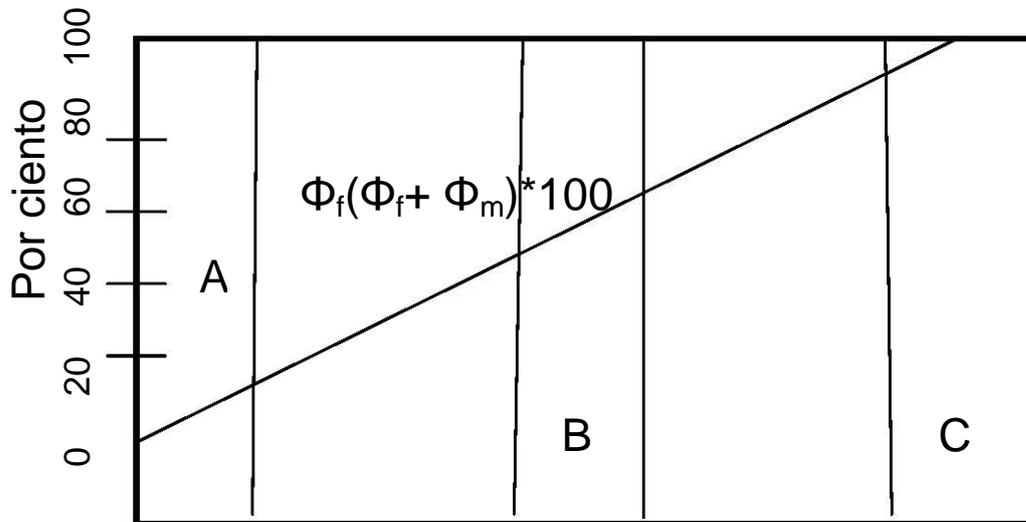


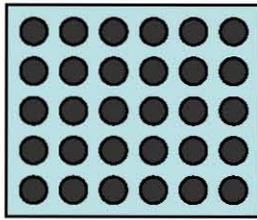
Fig.3.5 Porcentaje de la porosidad del yacimiento en las fracturas;
García Franco Olga L, Tesis UNAM 2004.

De acuerdo a la **Fig.3.5** se presentan tres casos en los cuales se tiene:

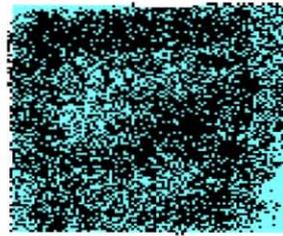
A) Cuando la capacidad de almacenamiento de los poros de la matriz es más grande que la de las fracturas (ver **Fig.3.6.A**), las condiciones de explotación pueden ser mejores, ya que dada la interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales, y los existentes en las fracturas, el aceite obtiene un óptimo desplazamiento, lo que lleva a obtener recuperaciones importantes.

B) Cuando la capacidad de almacenamiento de los poros de la matriz, y de las fracturas es aproximadamente la misma (ver **Fig.3.6.B**), la matriz es compacta y posee baja permeabilidad, en tanto, la permeabilidad de las fracturas es altísima.

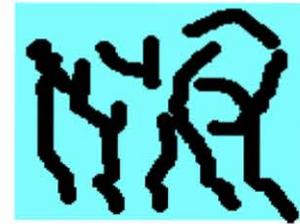
C) Cuando la formación posee porosidad muy baja en la matriz, y por ello la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas (ver **Fig.3.6.C**).



3. A $\Phi_m > \Phi_f$
Alta capacidad de almacenamiento en la matriz y baja capacidad en la fractura



3. B $\Phi_m = \Phi_f$
Aproximadamente igual capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas



3. C $\Phi_m < \Phi_f$
Alta capacidad de almacenamiento en las fracturas.

Fig.3.6 Distribución de la porosidad en yacimientos naturalmente fracturados.

En este tipo de yacimientos se pueden presentar diversas situaciones como:

- La saturación de agua es muy alta; aunque inmóvil.
- Se presentan altos gastos iniciales de producción de aceite, aunque declinan drásticamente en un corto tiempo.
- Al paso del tiempo se llegan a presentar problemas de explotación, cuando la capacidad de almacenamiento de una matriz es muy alta y su permeabilidad muy baja; lo que hace que la interacción entre ambos sistemas sea más lenta.

3.4.2 Coeficiente de Almacenamiento.

Warren, J.E y Root J.R, SPEJ 1963, mostraron que uno de los parámetros que controla el comportamiento de un sistema de doble porosidad es “ ω ” conocido como el coeficiente adimensional de almacenamiento.

$$\omega^{9,18,24} = \frac{(C_d e^{2s})_{f+m}}{(C_d e^{2s})_f} \quad 3.10$$

Por lo que:

$$\omega = \frac{\phi V_{rf} c_{if}}{(\phi V_{rf} c_{if}) + (\phi V_{rm} c_{im})} \quad 3.11$$

De la cual se obtiene que el coeficiente de almacenamiento de fracturas es:

$$\omega = \frac{(\phi c_i)_f}{(\phi c_i)_m + (\phi c_i)_f} \quad 3.12$$

y el almacenamiento de la matriz es :

$$\omega_m = \frac{\phi_m c_{tm}}{\phi_m c_{tm} + \phi_f c_{tf}} \quad 3.13$$

El coeficiente de almacenamiento define, en porcentaje, la contribución del sistema de fracturas con respecto al almacenamiento del yacimiento, por lo que relaciona el régimen de flujo para las fracturas y el sistema total, los valores típicos de ω varían entre 0.001 y 0.5 (%), por lo que relaciona los dos regímenes de flujo: el de las fracturas y el del sistema total.

3.4.3 Coeficiente de Transferencia Matriz-Fracturas.

El coeficiente de flujo matriz fracturas (λ), se trata de otro parámetro introducido por Warren, J.E y Root J.R, SPEJ 1963, que controla el comportamiento de un sistema de doble porosidad y que considera las permeabilidades de la matriz y fracturas.

La relación con la cual los fluidos se intercambian entre la matriz y el sistema de fracturas, es un coeficiente que depende de dos factores: geometría de los bloques de matriz y la relación de permeabilidades entre la matriz y fracturas.

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad 3.14$$

Ecuación en la cual α , es un factor de forma que caracteriza la influencia de la geometría de bloques de matriz (tamaño y forma) sobre el intercambio matriz-fractura, y n es el número de fracturas; a mayores valores de λ , se facilita más el intercambio de fluidos en el sistema matriz –fracturas, debido a altos valores de K_m , o a valores grandes de α (pequeños valores de r_m o a “n” grandes):

$$\alpha = \frac{n(n+2)}{r_w^2} \quad 3.15$$

Siendo el rango de valores más común para λ entre 10^{-4} y 10^{-8} (valores adimensionales).

3.5 Periodos de Flujo en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Durante la producción de un yacimiento naturalmente fracturado, se presentan tres periodos de flujo, de forma continua entre sí, cada uno con características especiales.

3.5.1 Primer Periodo: Flujo de las Fracturas.

Éste periodo se presenta al inicio de la producción, en donde las fracturas aportan fluidos al pozo debido a su alta permeabilidad, comportándose como un yacimiento homogéneo.

Los autores Heber Cinco.L y Cols en su modelo desarrollado, determinan que para pequeños valores de t_d ; la contribución de los bloques de matriz es, y el fluido producido se debe principalmente a la expansión del mismo en la red de fracturas. En este periodo se presenta el efecto de almacenamiento y la caída de presión en el pozo. La ecuación empleada para calcular la caída de presión dentro de los valores prácticos de t_d es:

$$p_{wd}(\omega, t_d) = \frac{1}{2} \left(\ln \left[\frac{t_d}{\omega} \right] + 0.80907 \right) \quad 3.16$$

El efecto de almacenamiento del pozo puede ocultar el periodo de transición.

3.5.2 Segundo Periodo: Zona de Transición.

En este periodo, la matriz de la roca inicia el aporte de fluidos al sistema de fracturas.

Un análisis del agotamiento de aportación de los bloques de matriz en un sistema fracturado, muestra que después de un periodo de flujo transitorio, se establece en los bloques de matriz un régimen pseudoestacionario.

En la literatura, existen diferentes modelos, los dos principales que se proponen para describir el flujo matriz-fractura son:

- 1.- El modelo de Warren y Root, SPEJ 1963, que considera un flujo interporoso bajo régimen pseudoestacionario, y
- 2.- El modelo propuesto por De Swaan, que supone un flujo bajo régimen transitorio.

Cuando el periodo de transición es visible es caracterizado por la declinación típica de la derivada.

3.5.3 Tercer Periodo: Flujo Matriz-Fracturas.

Una vez que ha finalizado el periodo de transición, el yacimiento fracturado se comporta como un yacimiento homogéneo. Las variaciones de presión durante éste flujo están descritas por curvas tipo para un yacimiento homogéneo, correspondientes a $C_D e^{2x} = C_{D_{t+m}} e^{2x}$.

La siguiente figura ejemplifica los periodos de flujo a través del tiempo.

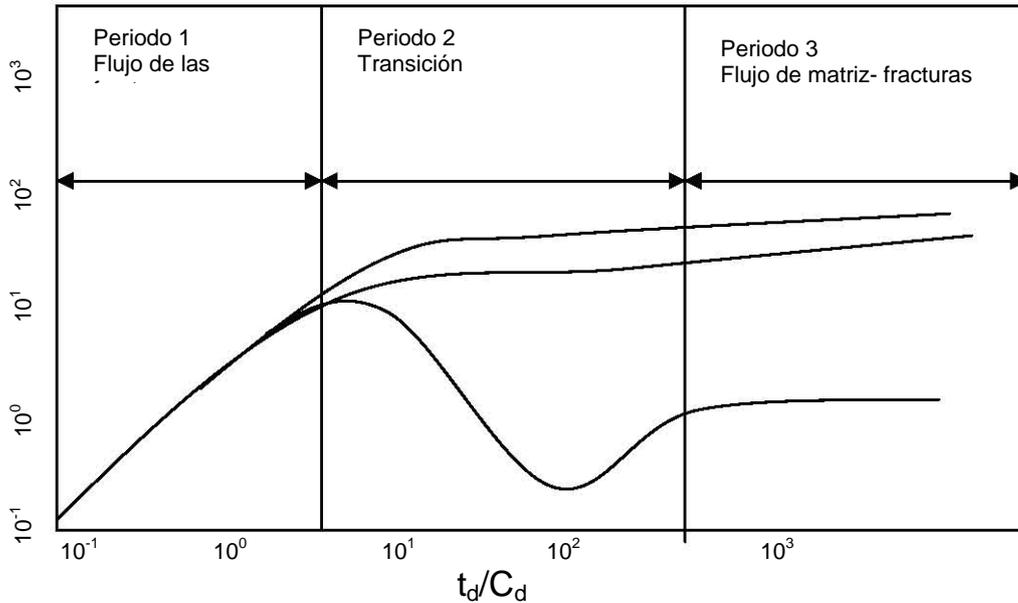


Fig. 3.7 Periodos de flujo en un yacimiento naturalmente fracturado;
García Franco Olga L, tesis UNAM 2004.

La posición y amplitud de la declinación de la curva, dependen de la facilidad del flujo matriz-fractura (λ) y del coeficiente de almacenamiento (ω).

CAPÍTULO IV. VÚGULOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

4.1 Yacimientos Carbonatados.

Los yacimientos carbonatados contienen más de un 60% de petróleo remanente de todo el mundo, pero la producción de estos hidrocarburos puede resultar extremadamente difícil, como se aprecia en la figura 4.1.

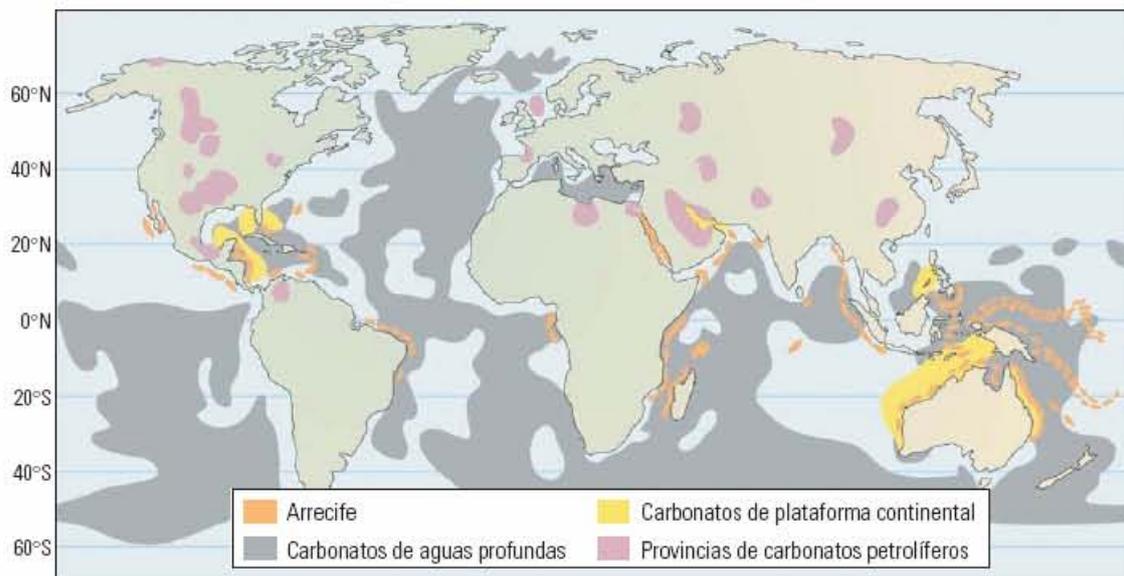


Fig.4.1 Distribución de los yacimientos carbonatados. Los yacimientos carbonatados albergan un gran porcentaje de hidrocarburos, estando la mayor parte de estos en Medio Oriente; Oilfield Review, 2005.

Los materiales que conforman las rocas carbonatadas se desarrollan fundamentalmente por actividad biológica y, en menor medida, a través de la precipitación inorgánica. Los orígenes biológicos de muchos depósitos carbonatados limitan su presencia a lugares con temperaturas de agua y otras condiciones de sustentación de la vida.

La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente simple y exhibe un predominio de minerales de calcita (CaCO_3), dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y evaporita, tales como la anhidrita (CaSO_4) y el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), y menos arcillas que las rocas sedimentarias siliciclásticas. El sepultamiento podría preservar el carbonato de calcio en el lugar en el que se formó, o el material podría ser erosionado o livixiado, transportado en forma de granos o en

solución, y depositado en otro lugar por el agua en movimiento o la reprecipitación. Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean texturas y fabricas de rocas heterogéneas durante y después de la depositación.

La susceptibilidad de los minerales carbonatados al cambio químico una vez removidos, o incluso mientras se encuentran dentro del ambiente de sedimentación, indica que los procesos diagenéticos son más significativos en las rocas carbonatadas que en las siliciclásticas. Estos procesos afectan las rocas carbonatadas en escalas que varían entre micrones y kilómetros, normalmente modifican los diámetros y las formas de los espacios entre poros. La deformación, tal como el fracturamiento, pueden modificar la permeabilidad y la porosidad. Los procesos de disolución forman cavernas, fosas de hundimiento y otros rasgos que se conocen colectivamente como modelo cárstico, lo que también afecta las propiedades de los yacimientos.

4.2 Diagénesis de Rocas Carbonatadas.

El termino diagénesis se refiere a las alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos dentro de una roca sedimentaria a temperaturas y presiones relativamente bajas, que pueden resultar en cambios a la mineralogía y textura original de la roca (Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005).

Después de la depositación, los sedimentos son compactados debido al sepultamiento por estratos sucesivos, y cementados por minerales que se precipitan formando soluciones. Los granos de sedimento, fragmentos de roca y fósiles pueden ser remplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad usualmente se reduce en la diagénesis, excepto en casos raros como disolución de minerales y dolomitización.

Los cinco procesos más importantes de la diagénesis en las rocas carbonatadas son: cementación, neomorfismo, disolución, compactación y dolomitización.

La diagénesis puede ser ortoquímica cuando la composición se mantiene, o aloquímica cuando existe adición o cambio en la composición química de la roca. La diagénesis también puede ser destructiva o constructiva.

4.2.1 Diagénesis Destructiva.

Se caracteriza por destruir o fragmentar el sedimento y puede producirse de las siguientes maneras:

- Por erosión biológica, que destruye partículas de carbonatos y el sustrato produciendo cavidades, ejemplo: organismos que perforan el sustrato.
- Por erosión mecánica, que es producida por abrasión y fracturamiento.
- Por disolución del carbonato de calcio en ambientes con bajo contenido en carbonato de calcio, bajas temperaturas, altas presiones parciales del CO₂, bajo ph y aumento en la presión litostática.

4.2.2 Diagénesis Constructiva.

Se caracteriza por construir o formar el sedimento. La diagénesis constructiva se puede dividir en isoquímica, que es la diagénesis en la cual no hay cambios en la roca; y la aloquímica donde sí hay cambios en la roca original.

4.2.3 Diagénesis Isoquímica.

Dentro de la diagénesis isoquímica hay tres procesos:

- Cementación.
- Neomorfismo (transformación del mineral).
- Disolución selectiva.

Cementación:

La cementación se produce cuando determinados materiales con alta capacidad cementante, que son arrastrados en solución, consiguen atravesar los sedimentos permeables y depositarse entre sus poros. Cuando se produce la compactación, la cementación convierte a los materiales sedimentados en rocas duras. Este proceso es uno de los más importantes en la formación de las rocas sedimentarias. Los materiales de cementación más comunes suelen ser carbonatos como la calcita, sílice e hidratos de hierro.

La cementación se puede dividir en dos etapas, la temprana y la tardía:

Cementación Temprana: Durante la cementación temprana el cemento que se produce se denota como cemento tipo "A", el cual a su vez puede ser de dos clases:

A. Fibroso (o acicular): cristales con ejes largos perpendiculares a las paredes de los poros o superficies de las partículas, que crecen hacia adentro de los poros, cristales café, con frecuencia fibras largas de aragonita, y fibras cortas de calcita magnésica.

B. Micrítico: son cristales menores de 4 micras.

Cementación Tardía. Durante la cementación tardía el cemento que se produce se denota como cemento tipo "B", el cual puede ser de tres clases:

I. Granular (blocky): cristales anhedrales a subhedrales, generalmente entre de 10 Y 60 micras; usualmente sin orientación preferencial.

2. Mosaico (drusy): cristales anhedrales a subhedrales, usualmente mayores a 10 micras, los cristales crecen y aumentan de las paredes del poro hacia adentro, presentan uniformidad a luz polarizada y extinción no ondulada, los límites de los cristales son planos, y en la unión de tres cristales se forman un ángulo de 180 grados y dos menores a los 180 grados. Con frecuencia se acumula carbonato férrico en la unión de dichos cristales.

3. Fibroso radiaxial: son cristales curvos que tienen una película laminar doble, tienen ejes ópticos convergentes y ejes largos divergentes en subcristales, el crecimiento es perpendicular a las paredes de los poros, presentan extinción ondulante y los contactos entre los cristales no son planos.

4.3 Vúgulos.

Los vúgulos son huecos irregulares y representan porosidad secundaria, pueden ser formados por disolución, y ser tan grandes como cavernas; se forman comúnmente en las calizas homogéneas (Cancino Ortega Rodrigo, tesis UNAM 2005).

Los vúgulos son espacios vacíos en la roca del yacimiento, son creados por la diagénesis y en algunos casos se deben a la disolución de componentes solubles en agua. De acuerdo a la forma en que se encuentran conectados, se pueden dividir en dos grupos: 1) Algunos de los vúgulos se encuentran conectados al sistema principal de fracturas (touching vugs), 2) mientras que otros se encuentran aislados (separated vugs) en la matriz de la roca. El tamaño del vúgulo, la orientación, conectividad y distribución dentro de los bloques de matriz es específico de los procesos de depositación, y de la diagénesis (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001), ver **Fig.4.2** donde se muestra la formación de vúgulos por disolución.

Investigaciones recientes realizadas por Cesar Gonzales y Suro Perez con escáner CT, han logrado crear semi-variogramas de la distribución de vúgulos, siendo que para rocas tipo calizas se encontró un rango muy pequeño en los semi-variogramas, lo que indica que su distribución es aleatoria para distancias muy pequeñas. Sin embargo algunas rocas de yacimientos con vúgulos pueden tener una distribución particular en la matriz (Díaz Vera Martín A, IMP, 2004).

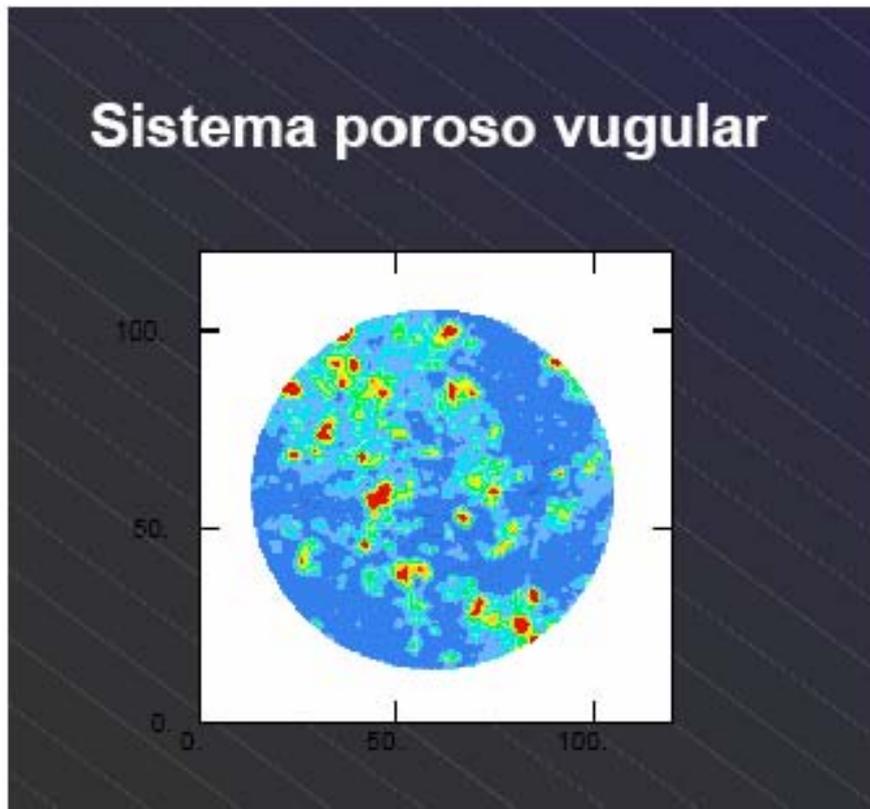


Fig. 4.2 Imagen tomada de un microscopio, ampliada donde se muestra la porosidad secundaria por disolución, formando vúgulos; Díaz Vera Martín A, IMP, 2004.

4.3.1 Vúgulos Conectados.

Los vúgulos conectados (touching vugs, ver **Fig.4.3**) son aquellos que en la matriz de la roca forman sistemas de canales permeables que permiten el flujo de fluidos (C.A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001), como se puede apreciar en la **Fig. 4.3**.

Se debe considerar el hecho de que algunos vúgulos pueden quedar conectados entre sí, y en qué medida lo hacen, ya que pueden ser considerados como microfracturas y ocasionar fenómenos de “cuello de botella” en el régimen de flujo.

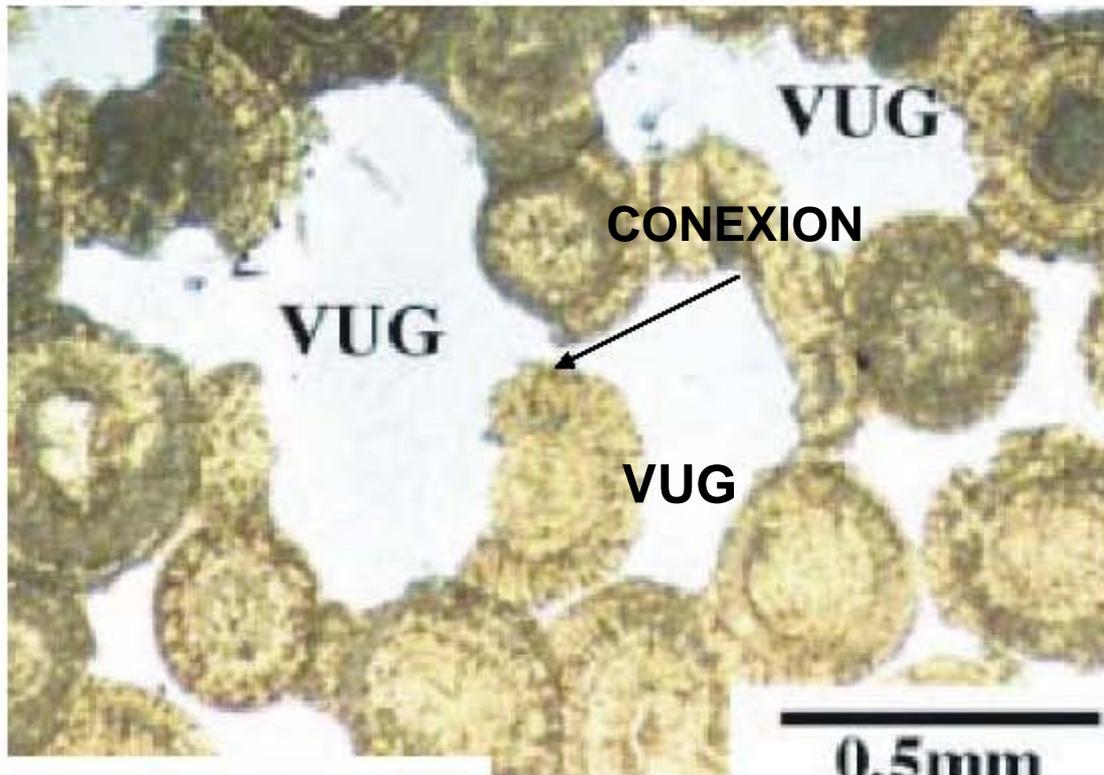
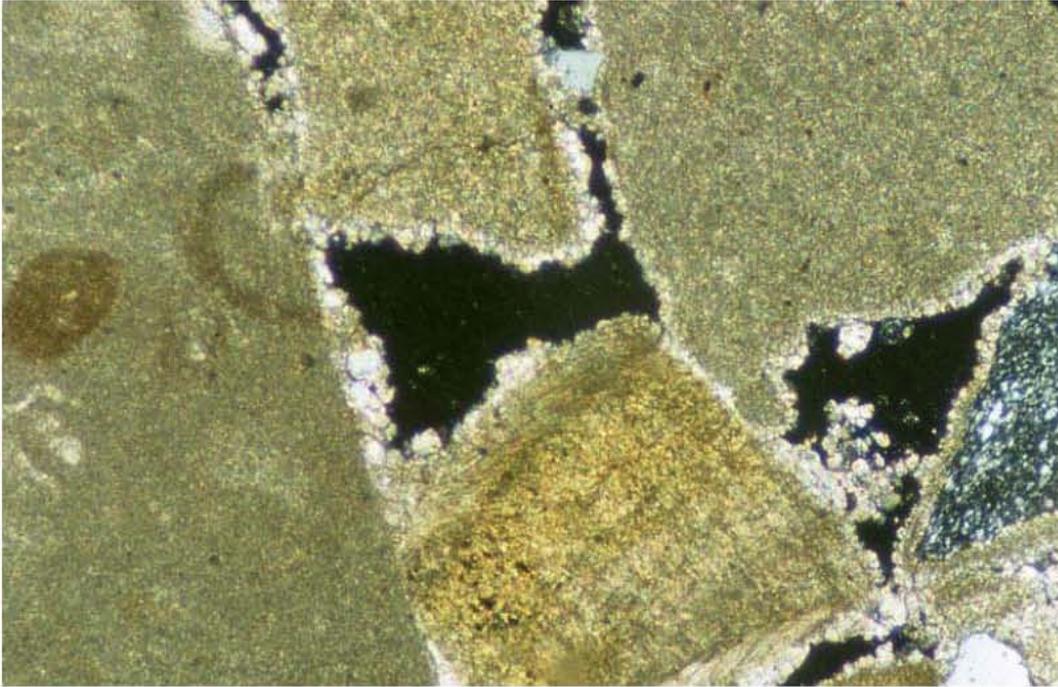


Fig. 4.3 Imagen tomada de un microscopio, ampliada donde se muestra la formación de vúgulos interconectados; Grupo de Modernización Geoquímica, 2005.

4.3.2 Vúgulos Aislados.

Los vúgulos aislados (separated vugs, ver **Fig.4.4**) son definidos como el espacio poroso que se encuentra interconectado únicamente a través de porosidad intrapartícula (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001), tal como se muestra en la figura 4.4. Generalmente el tamaño de estos vúgulos es mayor al doble del tamaño de las partículas, algunos ejemplos de este tipo de porosidad son: espacio poroso intrafósil como pequeñas conchas de gastrópodo, espacio poroso de molde como disolución de granos o cristales de dolomita.



**Fig. 4. 4 Fotografía microscópica que muestra vúgulos aislados;
Grupo de Modernización Geoquímica, 2005.**

4.3.3 Porosidad Vúgular.

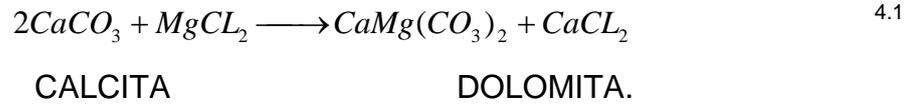
En la industria petrolera uno de los objetivos primordiales es la generación de valor a través de la extracción de hidrocarburos. Es necesario realizar una adecuada caracterización estática de las propiedades petrofísicas, la geometría del yacimiento y del medio poroso que contiene los hidrocarburos.

La porosidad vúgular también es conocida como porosidad secundaria, y es el resultado de procesos geológicos posteriores a la depositación de la roca sedimentaria, y no tiene relación directa con la forma de las partículas sedimentarias. La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria son lutitas y dolomitas.

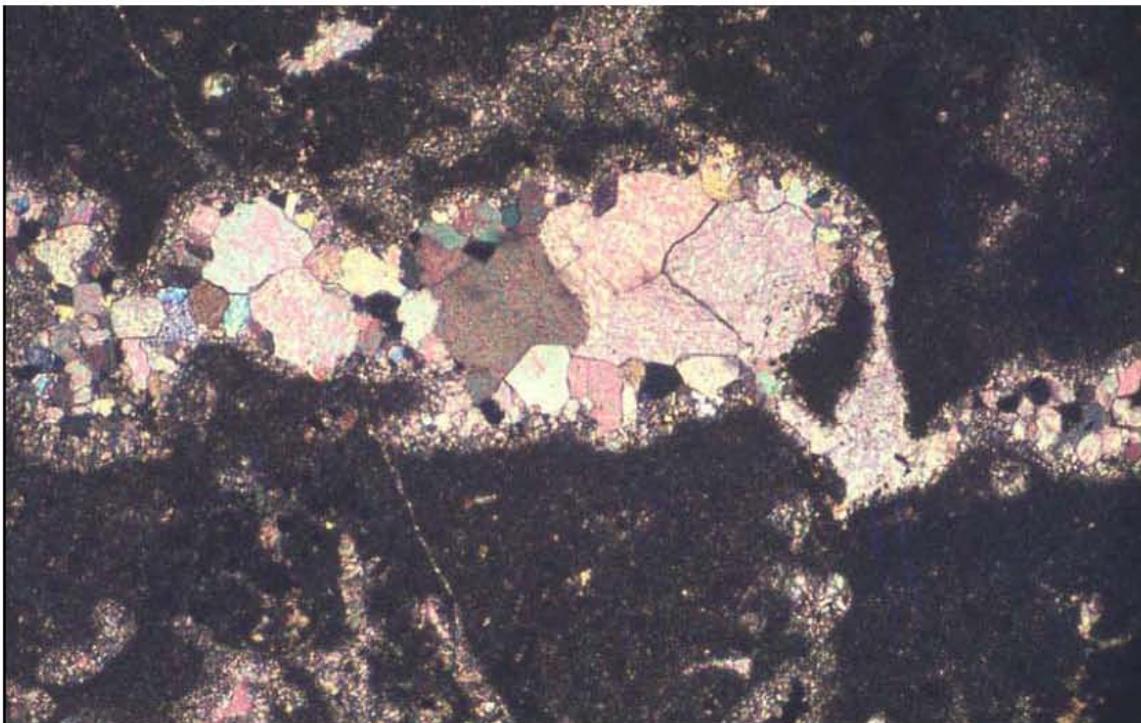
En general la porosidad secundaria se debe a la disolución, recristalización y dolomitización, y a las fracturas.

La porosidad secundaria por solución puede ser generada mediante la percolación de aguas ácidas, las cuales disuelven principalmente calcitas y dolomitas, mejorando así la porosidad.

La ecuación que describe la dolomitización puede ser escrita de la siguiente manera:



La porosidad se mejorará debido a que en la transformación de calcita a dolomita se produce un encogimiento del volumen de roca, el cual crea los huecos vacíos (vúgulos) en la roca, este proceso se puede observar en la **Fig.4.5.**



**Fig. 4.5 Ampliación microscópica de porosidad vúgular por dolomitización;
Grupo de Modernización Geoquímica, 2005.**

El hecho de que los carbonatos sean colados fuera de las arenas y la predominancia de kaolita indica que la disolución fue causada por soluciones ácidas. Hay dos fuentes de disolución ácida:

Epidiagénesis, o más específicamente desgaste debido a las aguas superficiales. La descarboxilación de kerogeno consiste en agua meteórica rica en ácidos carbónicos y humitos que desgastan las arenas y otras rocas, en la

superficie de la tierra. En muchos casos la kaolinación y la disolución generan porosidad por solución que es mejorada posteriormente por fracturas.

Generalmente la porosidad inducida por el desgaste es destruida por la propia diagénesis.

La porosidad secundaria sólo puede ser conservada en los yacimientos de hidrocarburos; el efecto preservativo de los hidrocarburos sobre la porosidad no había sido notado, así que muchos geólogos desde Heal (1971) hasta Shanmugam (1990) atribuyeron la subconformidad de la porosidad secundaria a los efectos de la epídiagenesis. Este punto de vista es sustentado en base a los análisis de inclusión de fluidos e isótopos, que muestran como el cemento formó con disolución en bajas temperaturas y salinidad. Campos que ejemplifican esta subconformidad son entre otros las arenas de Sarir en Libia, la bahía de Prudhoe en Alaska y las arenas Cambro-Ordovicas de Hassi Messaoud.

Una fuente alternativa de los fluidos ácidos es la descarboxilación del carbón o del kerogeno, causando la expulsión de soluciones ácidas carbónicas.

De acuerdo a esta teoría, las soluciones ácidas son expulsadas de una fuente madura de roca antes de la migración de hidrocarburos. Estos fluidos ácidos generan porosidad secundaria por disolución en las capas del yacimiento.

Lucia (1983), presento una clasificación de la porosidad vugular en la cual subdivide a la porosidad en dos grupos, basados en la forma en la que los vugulos se encuentran conectados, los grupos son: vugulos separados (separated vugs) y vugulos conectados (touching vugs).

La **Fig. 4.6** es un esquema de la clasificación presentada por Lucia, 1983.

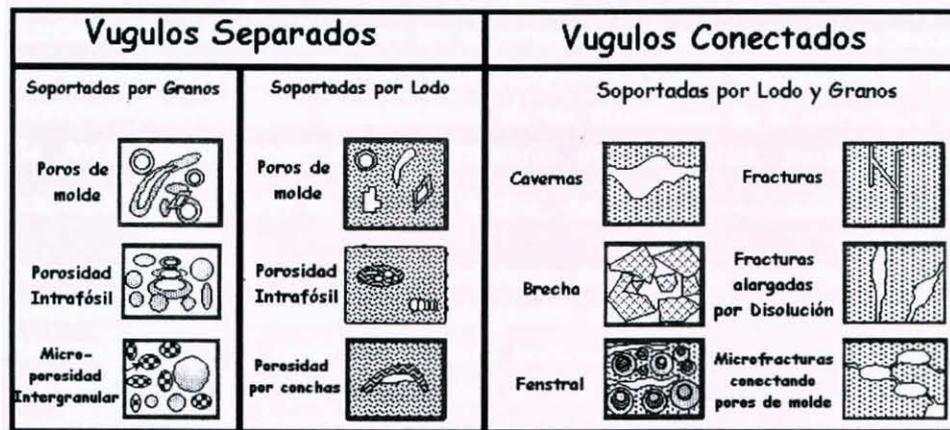


Fig.4.6 Esquema representativo de la porosidad vugular presentada por Lucia en 1983.

4.4 Permeabilidad Vugular.

En algunos yacimientos carbonatados la percolación de agua ácida puede mejorar la porosidad y la permeabilidad debido a los canales que se forman por la disolución de la matriz.

La ley de Poiseuille para flujo capilar y la ley de Darcy para flujo de líquidos en capas permeables, pueden ser combinadas para estimar la permeabilidad en canales de disolución.

Asumiendo un tubo capilar con las siguientes características

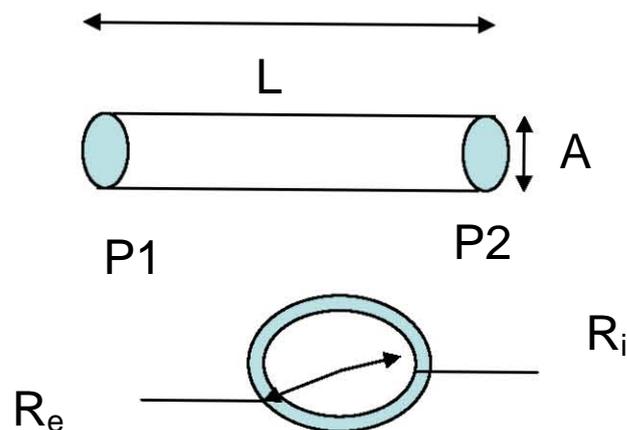


Fig. 4.7 Tubo capilar.

L = longitud del capilar (cm).

R = radio interno (cm).

A = área (cm²).

$$k = 20 \times 10^6 D_c^2 (\text{darcys})$$

Un fluido de viscosidad μ en centipoises, está en flujo laminar o viscoso bajo una caída de presión igual a $P_1 - P_2$ dinas /cm². Conforme el fluido moja las paredes del capilar, la velocidad en las paredes es considerada como cero y la velocidad en el centro del tubo es máxima. Las fuerzas viscosas pueden ser expresadas por:

$$F = \mu A \frac{dv}{dx} \quad 4.2$$

Donde dv/dx esta en cm/seg/cm. El área del capilar es igual a $2\pi rL$.

Consecuentemente para un cilindro la ecuación previa puede ser escrita como:

$$F = \mu(2\pi rL) \frac{dv}{dx} \quad 4.3$$

Si el fluido no se está acelerando, las fuerzas de viscosidad y de aceleración serán iguales a cero. La fuerza de aceleración es igual a la presión diferencial $\pi r^2(P_2 - P_1)$. Consecuentemente,

$$(P_1 - P_2)\pi r^2 + \mu(2\pi rL) \frac{dv}{dr} = 0 \quad 4.4$$

y

$$dv = \frac{-(P_1 - P_2)r dr}{2\mu L} \quad 4.5$$

Integrando

$$\int dv = \frac{-(P_1 - P_2)}{2\mu L} \int r dr \quad 4.6$$

$$v = \frac{-(P_1 - P_2)r^2}{4\mu L} + C \quad 4.7$$

La constante de integración (C) es evaluada con las condiciones $v=0$ a un $r=r_0$ quedando:

$$:0 = \frac{-(P_1 - P_2)r_0^2}{4\mu L} + C \quad 4.8$$

$$C = \frac{(P_1 - P_2)r_0^2}{4\mu L} \quad 4.9$$

Sustituyendo el valor encontrado de C en la ecuación integrada anteriormente se tiene:

$$v = \frac{(r_o^2 - r^2)(P1 - P2)}{4\mu L} \quad 4.10$$

La ecuación previa indica que la velocidad del fluido dentro del capilar varía parabólicamente y alcanza un máximo en el centro del tubo capilar. La velocidad en las paredes es cero.

Al gasto de flujo (dq) a través de un elemento (dr) es dq= vdA, donde el área dA es igual a 2πrdr, o:

$$q = \int_0^q dq = \int_0^{r_o} v dA \quad y \quad 4.11$$

$$q = \int_0^{r_o} \frac{(r_o^2 - r^2)(P1 - P2)}{4\mu L} 2\pi r dr \quad 4.12$$

La integración de la ecuación anterior conduce a la ley de Poiseuille para flujo viscoso de líquidos a través de tubos capilares.

$$q = \frac{\pi r_o^4 (P1 - P2)}{8\mu L} \quad 4.13$$

La ley de Darcy para el flujo estacionario lineal o para fluidos incompresibles puede ser escrita como:

$$q = \frac{9.86 \times 10^{-9} k A (P1 - P2)}{\mu L} \quad 4.14$$

Donde:

A= área disponible al flujo (cm²).

K= permeabilidad (darcies)

Combinando las ecuaciones 4.13 y 4.14 se consigue:

$$k = \frac{A r_o^2 (P1 - P2)}{8\mu L} \times \frac{\mu L}{9.86 \times 10^{-9} A (P1 - P2)} \quad 4.15$$

y

$$k = 12.5 \times 10^6 r_o^2 \text{ darcys} \quad 4.16$$

Donde r_o esta en cm.

Si el radio interno r_o esta en pulgadas, la permeabilidad está dada por

$$k = 80 \times 10^6 r_o^2 = 20 \times 10^6 D^2 \text{ darcys} \quad 4.17$$

En donde D es el diámetro del capilar en μg .

La permeabilidad promedio de una roca con porosidad vugular y matricial se puede obtener con la siguiente ecuación (Aguilera 1995):

$$k_{prom} = \frac{k_v N \pi r^2 + k_m (A - N \pi r^2)}{A} \quad 4.18$$

Siendo para la ecuación 4.18:

k_v = permeabilidad vugular (darcies).

N = número de canales de solución por sección.

A = área de la sección transversal (μg^2).

K_m = permeabilidad de la matriz (darcies).

r = radio de los canales (μg).

4.5 Mecanismos de Desplazamiento de Aceite en Vúgulos.

Los mecanismos de desplazamiento en vugulos presentados aplican para sistemas agua-aceite (agua desplazando aceite) en un sistema mojable por agua, o con mojabilidad mixta.

Se debe de asumir que existe un patrón de flujo (permeabilidad) entre el aceite contenido en los vugulos y la roca de matriz. Para la recuperación del aceite en vugulos, los hidrocarburos en los vugulos deben desplazarse del vugulo a la matriz de la roca, a través de la matriz de la roca y posteriormente dentro del sistema de fracturas.

Los vugulos están localizados dentro del material de la matriz variando en tamaño, espesor, conectividad y orientación dentro del bloque de matriz,

Estas características físicas afectan el gasto al cual el aceite inicial original contenido en los vugulos se mueve dentro de la matriz conforme es remplazado por el agua de inyección o por la entrada de agua proveniente del acuífero.

El gasto de aceite que fluye de los vógelos es dependiente del tipo y magnitud de las fuerzas actuantes sobre los fluidos. Esto aplica para sistemas agua-aceite donde el material de la matriz se encuentra inicialmente lleno con aceite y agua congénita; los vógelos y fracturas están inicialmente 100% llenos de aceite. En el proceso de desplazamiento, las fracturas rápidamente se llenan con agua, debido a las fuerzas viscosas del sistema de fractura. Una vez que las fracturas están llenas de agua, las fuerzas capilares (Imbibición capilar en un sistema mojado por agua) desplazarán el aceite fuera de la matriz y forzarán la entrada de agua. Pero las fuerzas capilares no tienen efecto sobre el flujo de aceite de los vógelos, debido a que los vógelos no presentan presión capilar, $P_{cow} = 0$. Las fuerzas que actuarán para el desplazamiento del aceite de los vógelos son las fuerzas viscosas y de gravedad (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001).

4.5.1 Sistema con Dominio Gravitacional.

Un sistema con dominio gravitacional consiste en un bloque de matriz (lleno de vógelos) rodeado por todos lados con fracturas de altas permeabilidades (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001). Ver **Fig.4.8** del esquema de la situación de flujo.

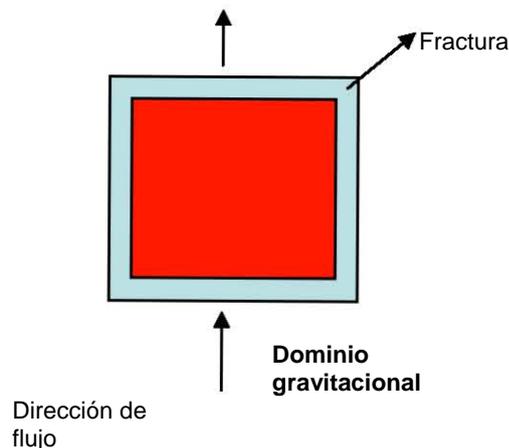


Fig.4.8 Esquema de la situación de flujo en doble porosidad para sistemas con dominio gravitacional.

El agua desplazante, que proviene de la expansión del acuífero, o del agua de inyección, requiere un gradiente de presión muy pequeño para moverse alrededor del bloque de matriz, siendo muy pequeñas las fuerzas viscosa

(gradiente de presión) en el bloque de matriz. La expansión del acuífero es insignificante; ya que la compresibilidad del agua es muy pequeña.

Las fuerzas de imbibición capilar rápidamente desplazan el aceite de la matriz conforme el agua embebe la roca. La saturación de agua en la matriz alcanza $1-S_{or}$ después de un periodo de tiempo, el cual es dependiente de la magnitud y pendiente de la curva de P_{cow} . En este punto del tiempo los vóculos están llenos de aceite inmóvil. El mecanismo que mueve el aceite hacia afuera de los vóculos y dentro de la matriz y eventualmente dentro de las fracturas donde puede ser producido, es la fuerza de gravedad generada por la diferencia entre las densidades del aceite en los vóculos y el agua en la matriz.

El aceite menos denso de los vóculos es forzado hacia arriba (con respecto a la dirección de la gravedad) y hacia afuera de los vóculos, y el agua se mueve dentro de los vóculos generalmente a lo largo del fondo de los vóculos.

Los factores que afectan la magnitud de las fuerzas de gravedad y el rango de recuperación de aceite de los vóculos son:

- 1) La diferencia de densidad entre los dos fluidos.
- 2) La longitud vertical de los vóculos.

La fuerza gravitacional es $\Delta\rho h$, donde h es la longitud vertical del vóculo, de este modo, en vóculos con una h muy pequeña, la recuperación de aceite por esta fuerza, en efecto (en escala de producción del yacimiento), será muy pequeña y se debería de considerar al aceite en los vóculos irrecuperable.

Un desplazamiento efectivo de aceite por fuerza gravitacional ocurre cuando los vóculos se encuentran interconectados verticalmente, lo cual incrementa la altura efectiva de los vóculos h , en las fuerzas gravitacionales. En ese caso los vóculos inferiores en la "red de vóculos" se llenarán rápidamente de agua (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001).

4.5.2 Sistema Dominado por Viscosidad.

Un sistema con dominio gravitacional consiste en un bloque de matriz (lleno de vóculos) rodeado por todos lados por fracturas con bajas permeabilidades, como se aprecia en la **Fig. 4.9**.

Las fracturas paralelas al flujo (gradiente de presión) podrían tener una menor permeabilidad, y las perpendiculares presentarían una alta permeabilidad, además las fuerzas viscosas en el bloque de matriz aún serán grandes.

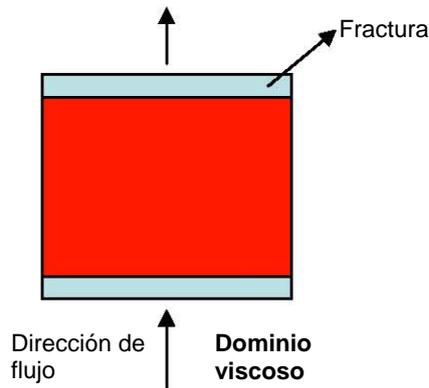


Fig.4.9 Esquema de la situación de flujo en doble porosidad para sistemas dominados por viscosidad.

En un caso límite, la permeabilidad de la fractura podría ser la misma que la permeabilidad de la matriz, teniendo como posible resultado un menor tiempo para recuperar el aceite de los vóculos.

En el caso de un dominio por viscosidad, se tiene un gradiente de presión finito en el sistema de fracturas, paralelo al flujo de fluido (agua).

Éste gradiente de presión/flujo a través de la matriz desplazando fácilmente el aceite de los vóculos. La recuperación de aceite de los vóculos es dependiente de la magnitud del gradiente de presión y de la permeabilidad de la matriz de la roca (C. A Kossack y O.Gurpinar, SPE 2001).

CAPÍTULO V. MODELO SINTÉTICO.

5.1 Ajuste de Análisis PVT.

La correcta aplicación de los modelos de simulación depende en gran medida de la calidad de la información con la que son alimentados, en este aspecto un punto muy importante es el comportamiento pVT de los fluidos que tiene nuestro modelo, por lo que para el presente trabajo se partió desde la caracterización de los fluidos hidrocarburos, para lo cual se utilizaron diferentes fluidos con características de hidrocarburos ligeros, mediano y pesado.

Debido a que el simulador requiere de una buena caracterización de los fluidos para reproducir adecuadamente el comportamiento de éstos, ya sea mediante ecuaciones de estado o mediante el uso de tablas pVT, en la presente tesis se realiza el ajuste pVT de los yacimientos Cax, Yin y Kab mediante el uso del paquete WinProp.

Se consideran estos yacimientos, debido a que Cax posee 22.5 ° API, Kab tiene 29.8°API, y finalmente Yin presenta 41.35 °API, abarcando con ellos un rango de aceites que varía desde pesados hasta ligeros, con la finalidad de poseer en el análisis de resultados una mejor interpretación de las variaciones observadas particularmente en cada tipo de aceite.

5.1.1 WinProp.

WinProp es un paquete contenido en el software de la compañía CMG (Computer Modeling Group), mediante el uso de este software se puede ajustar el comportamiento de laboratorio de una muestra de hidrocarburos por medio de ecuaciones matemáticas, comúnmente llamadas ecuaciones de estado, para lo cual se requiere la composición de la muestra, y los resultados de los experimentos de laboratorio realizados a la misma, el software al igual que la mayoría de los software comerciales, permite tener control sobre las variables a las cuales se le va a aplicar regresión, como son los coeficientes de iteración binaria, volume shift, omegas, etc. Mediante este software es posible predecir el comportamiento PVT que tendrá la muestra seleccionada, permite a través de diagramas de fase visualizar el comportamiento; de acuerdo con trabajos

realizados por Iveth Loyo Pastrana (Tesis 2005), es uno de los pocos software comercial que realmente permite predecir el comportamiento de la deposición de asfaltenos.

Los experimentos de laboratorio considerados en WinProp incluyen la recombinación de aceite y gas en el separador, medidas de compresibilidad, expansión a composición constante, separación diferencial, Pruebas del separador, depresionamiento a volumen constante y pruebas de hinchamiento.

Las ecuaciones de estado disponibles en WinProp son las siguientes:

PR(1978)	Ecuación de estados de Peng-Robinson (1978) Expresión para la constante "a".
PR(1976)	Ecuación de estados de Peng-Robinson (1976) Expresión para la constante "a". Esta es la ecuación de estado Original.
SRK(G&D)	Ecuación de estados de Soave-Redlich-Kwong con la constante "a" propuesta por Graboski and Daubert.
SRK	Ecuación de estado Original de Soave-Redlich-Kwong .

Tabla 5.1 Ecuaciones de estado presentes en WinProp.

5.1.1.1 Ecuaciones de estado.

Las ecuaciones de estado son expresiones semi-empíricas, que proporcionan resultados aceptables al aplicarlas a mezclas semejantes a aquellas utilizadas para la obtención de la ecuación original, o en rangos limitados de presión y temperatura, por lo que es norma aceptada, que ninguna ecuación de estado es capaz de predecir en forma general con exactitud el comportamiento de las mezclas complejas que se recuperan de los yacimientos.

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona Presión - Volumen-Temperatura en una mezcla de hidrocarburos.

Su utilidad radica en la eficiencia y versatilidad de predecir funciones termodinámicas a partir de datos pVT; es decir es la mejor forma de manejar grandes cantidades de datos pVT. Sin embargo ninguna ecuación de estado satisface completamente todas las aplicaciones científicas y/o de ingeniería.

5.1.1.2 División de la fracción pesada (- Splitting- C_+).

Para la correcta caracterización de la fracción pesada se requiere dividir ésta en tantos pseudocomponentes como sean necesarios a nuestro modelo y con los que se obtengan mejores resultados.

Se puede elegir entre tres opciones para la función de distribución para dividir (splitting) la fracción C_+ (plus):

- Exponencial: la función decrece exponencialmente es apropiada para gas y condensado y fluidos ligeros.
- 2-Etapas exponencial: aproximación de la función gamma, es recomendable para fluidos del tipo aceite negro.
- Gamma: distribución de tres parámetros gamma, recomendable para todo tipo de fluidos.

5.1.1.3 Numero de Pseudocomponentes.

Se disponen de las siguientes opciones:

No Lumping: Los SCNs (Single Carbon Number) pueden utilizarse como tal.

Internamente determinados: Winprop puede estimar internamente el número de pseudocomponentes para la fracción C_+ .

Ingresar valor: Especificar el número deseado de pseudocomponentes.

Cuando se utiliza la distribución gamma y la cuadratura gaussiana sin análisis extendido, el número de pseudocomponentes no puede ser estimado por medio de una correlación.

5.1.1.4 Correlación de propiedades críticas

Se dispone de tres correlaciones para calcular las propiedades críticas:

1. Lee-Kessleer
2. Raizi
3. Twu

5.1.1.5 Salida de archivos planos.

El paquete permite la salida de archivos específicos para sus diversos simuladores, como los son IMEX, BUILDER, GEM, STARS, para el desarrollo de esta tesis se trabaja con BUILDER para la generación de las propiedades

petrofísicas del yacimiento, y la generación del modelo sintético que será descrito más adelante, y se manejarán para las propiedades PVT del fluido los archivos de salida para IMEX, adicionalmente tiene la opción de salidas compatibles con Eclipse.

5.2. Yacimiento Cax.

5.2.1 Composición y Características del Aceite.

Para el ajuste de las características pVT del fluido, se tomó como referencia el pVT realizado por una compañía especializada en análisis de muestras perteneciente al pozo Cax No. 8, en 1980, en la cual se realiza una separación diferencial a volumen constante, donde se obtienen los siguientes parámetros relevantes y necesarios para la reproducción del comportamiento del fluido:

- Composición original del fluido.

Componente	% MOL	% PESO
Acido sulfhídrico	1.32	0.29
Bióxido de carbono	1.64	0.47
Nitrógeno	0.26	0.05
Metano	29.58	3.09
Etano	8.63	1.69
Propano	6.37	1.83
Iso-butano	1.18	0.45
N-butano	3.07	1.16
Iso-pentano.	1.60	0.75
N-pentano	2.17	1.02
Hexano	2.89	1.61
Heptano	2.75	1.79
Octano	3.70	2.67
Nonano	2.98	2.44
Decano	2.95	2.68
Undecano	2.64	2.67
Dodecano	1.48	1.61
Tridecano	1.49	1.76
Tetradecano	2.96	3.81
Pentadecano	1.46	2.00
Hexadecano	2.37	3.45
Heptadecano	1.39	2.14
Octadecano	0.96	1.55
Nonanedacano	14.16	59.02
	100.00	100.00

Tabla 5.2 Composición % mol del yacimiento Cax

- Presión de saturación. **2092 psig.**
- Temperatura original del yacimiento. **167 °F**
- Grados API del aceite. **22.5 ° API.**
- Densidad del fluido. **.92 gr/cm³ @ 60 ° F.**
- Densidad del C₇₊. **0.9306 gr/cm³ @ 60 ° F.**
- Peso molecular de la fracción pesada (C₇₊). **326**
- Profundidad de muestreo. **6808 pies.**

Después de realizar el ajuste de las propiedades mediante el C₇₊ y un agrupamiento (splitting y lumping) de los componentes pesados en el C₇₊, el fluido se agrupó de la siguiente manera para lograr un mejor ajuste de las propiedades de Psat, y °API del fluido.

Componente	% Mol
H2S	1.32
CO2	1.64
N2	0.26
C1	29.58
C2	8.63
C3	6.37
IC4	1.18
NC4	3.07
IC5	1.6
NC5	2.17
FC6	2.89
C07toC14	15.60751
C15toC22	9.70791
C23toC29	5.43077
C30+	10.54381
TOTAL	100

Tabla 5.3 Composición en % mol ajustada del yacimiento Cax.

Con este arreglo se logró el mejor ajuste de las propiedades antes mencionadas y cuyos valores finales son:

Psat lograda = 2091.87 psia

°API reproducidos 22.3°API

Densidad del aceite residual = .92 gr/cm³ @ 60 ° F.

5.2.2 Propiedades PVT.

Una vez obtenidos los parámetros anteriores, se procedió a realizar el ajuste de los parámetros RGA (relación gas-aceite scf/stb), FVF (factor de formación de volumen del gas rcf/scf) y Viscosidad (cp) para los cuales se empleó una serie de regresiones, se usó para el cálculo de éstas, la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Los resultados que se obtuvieron en la separación diferencial se muestran a continuación en forma grafica:

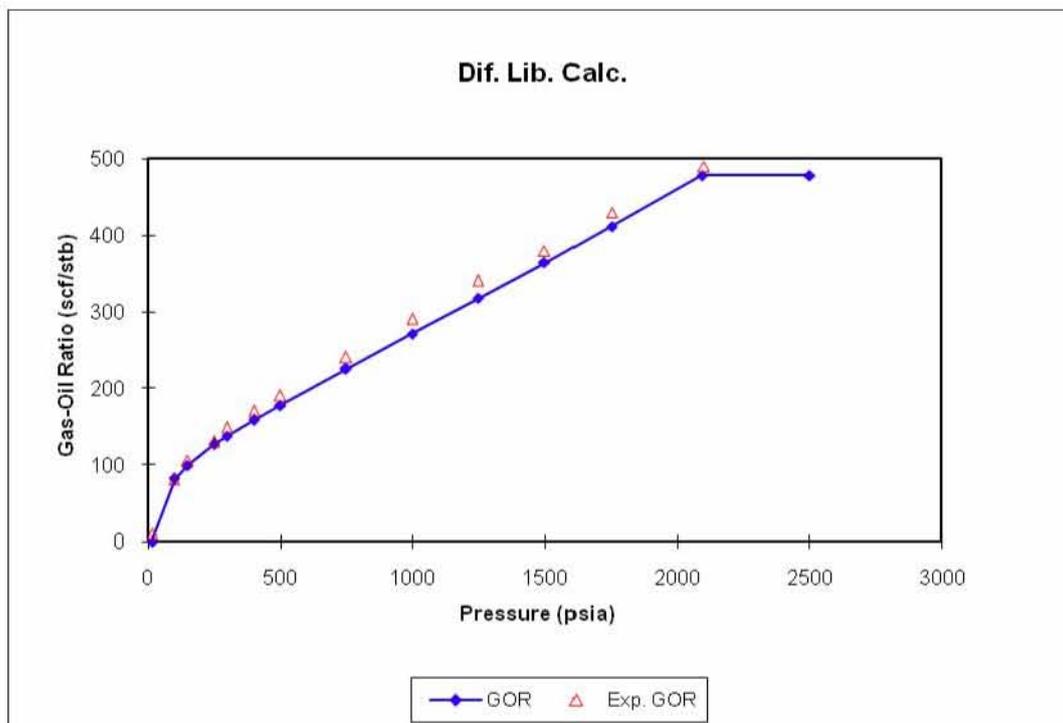


Fig. 5.1 Gráfica comparativa de la RGA (relación gas-aceite) obtenida experimentalmente, con la ajustada en el simulador para el yacimiento Cax

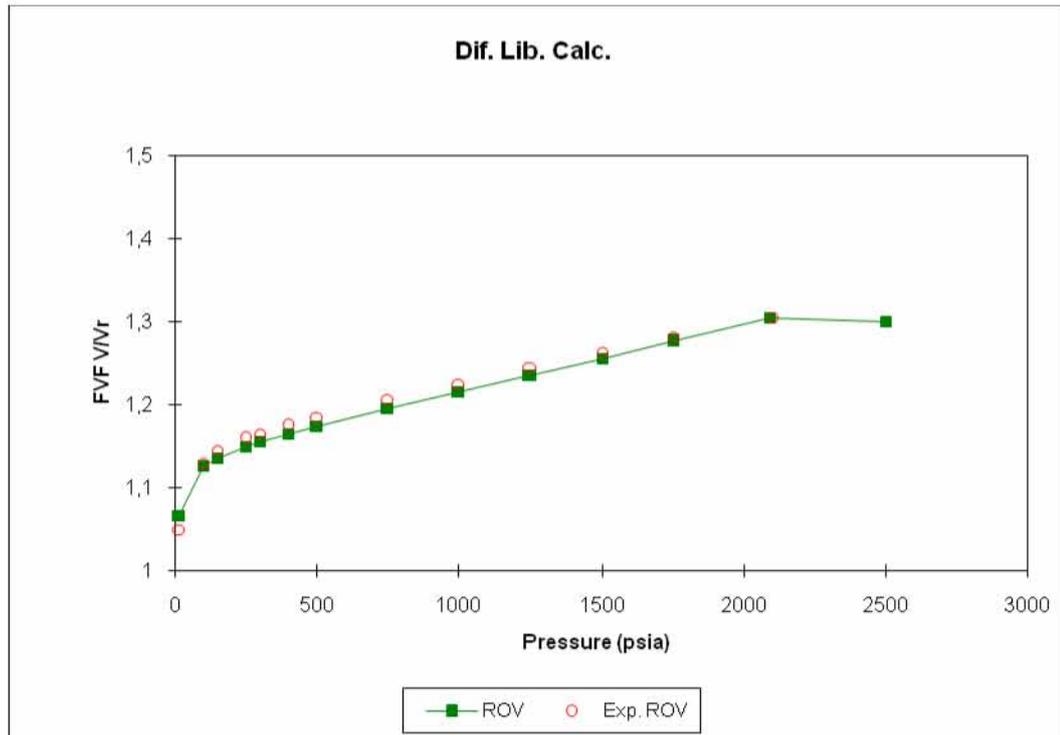


Fig. 5.2 Gráfica comparativa de ROV (volumen relativo de aceite) experimental y ROV ajustado por el simulador para el yacimiento Cax.

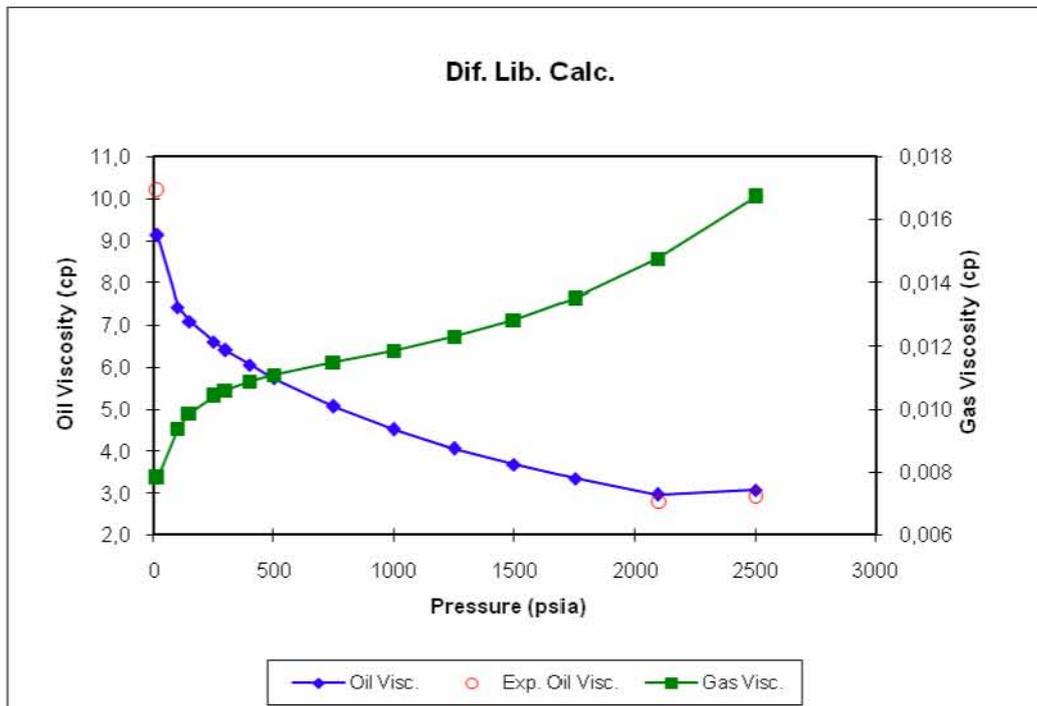


Fig. 5.3 Gráfica del ajuste final de viscosidad para el yacimiento Cax.

Como se puede observar en las Fig 5.2, 5.3 , se posee un buen ajuste de las pruebas experimentales con los resultados arrojados por el paquete WinProp, lo cual proporcionará las bases adecuadas de las ecuaciones de estado

correspondientes, que nos permitirán reproducir el comportamiento de los fluidos bajo diferentes esquemas de explotación.

La simulación del modelo sintético se realizó en IMEX, para lo cual es necesario crear tablas pVT. Las tablas pVT generadas y sus graficas correspondientes se presentan a continuación, siendo éstas las que definen el comportamiento del fluido en los diferentes escenarios de producción.

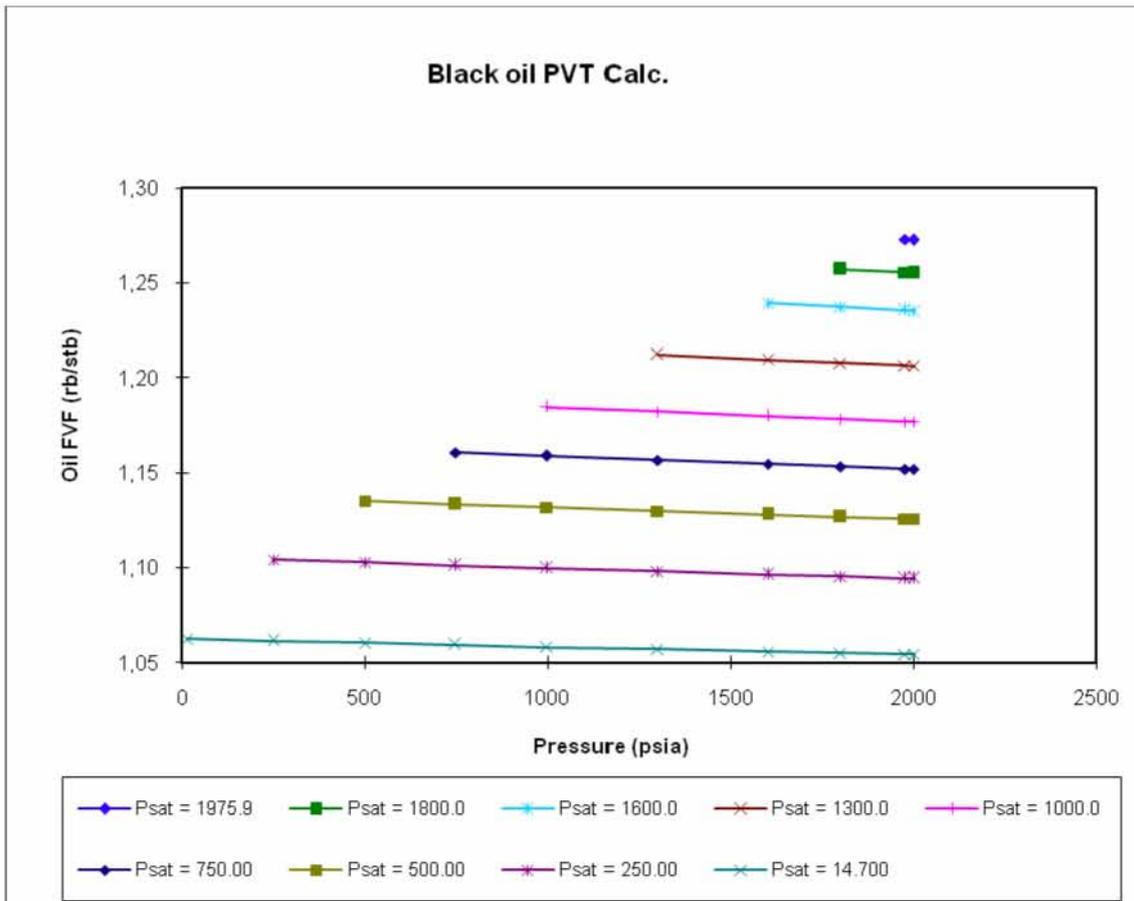


Fig.5.4 Comportamiento del factor de formación de volumen para diferentes presiones de saturación correspondientes al yacimiento Cax.

La **Fig.5.4** representa el comportamiento del factor de formación de volumen (FVF) a diferentes presiones de saturación, en conjunto con la gráfica de viscosidad forman el diagrama ternario de fases, es decir son las bases para la determinación de las fases presentes y su composición a la declinación desde la presión original del yacimiento hasta la presión atmosférica.

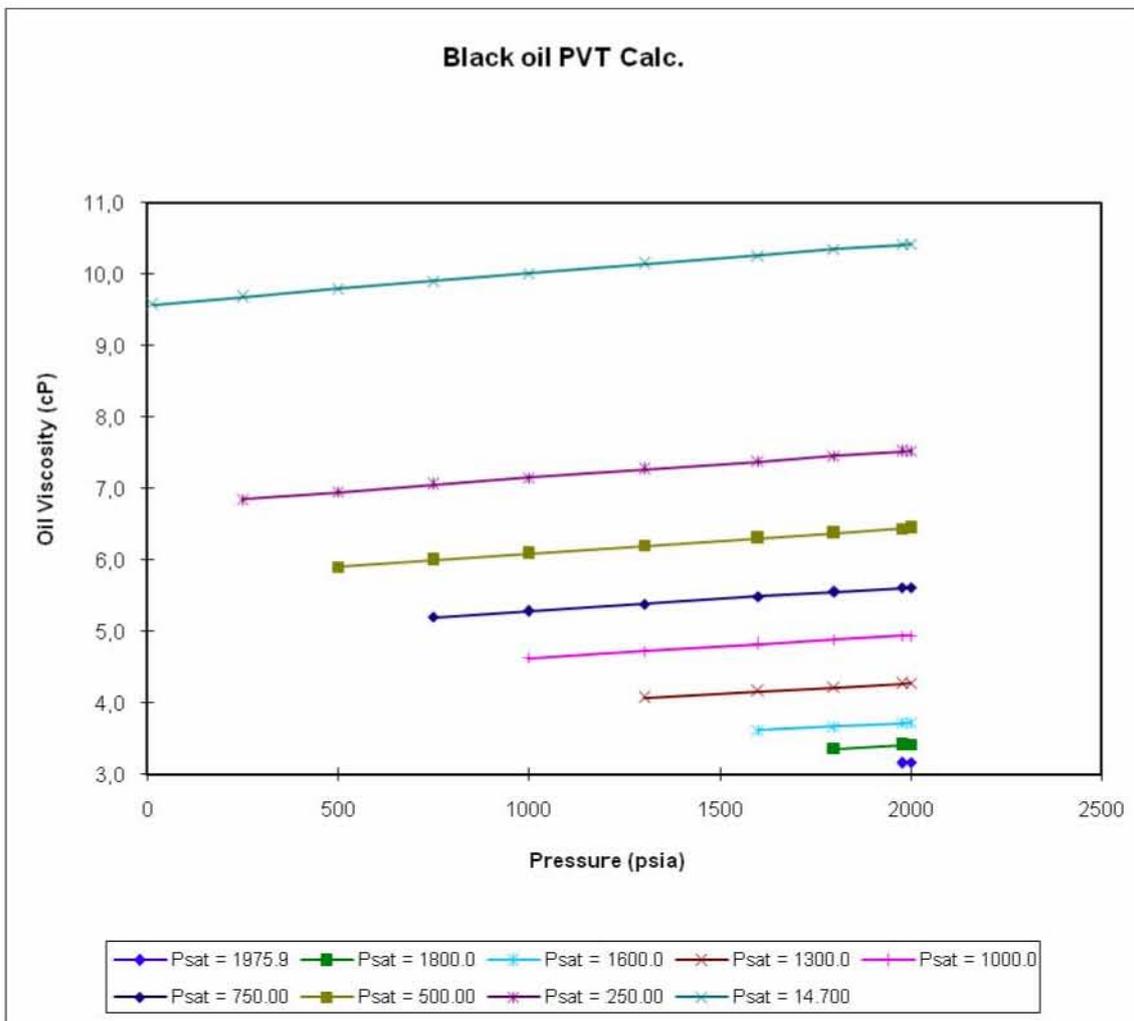


Fig. 5.5. Variación de la viscosidad en función de la Psat para el yacimiento Cax.

En la **Fig.5.5** se representa la variación de la viscosidad como una función desde la presión de saturación, observándose un claro aumento de la viscosidad a presiones más altas, las dos gráficas anteriores sirven para determinar el comportamiento del aceite al variar su composición

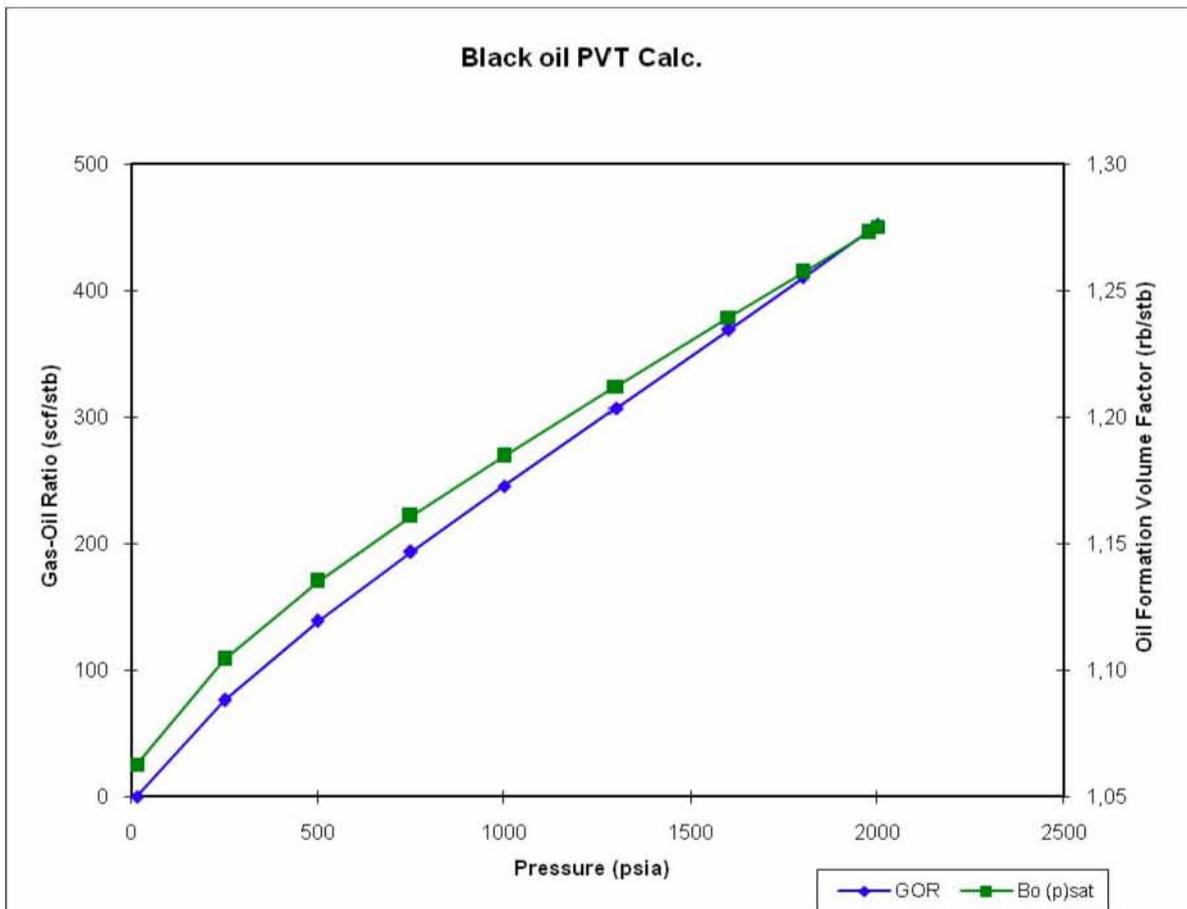


Fig.5.6 Relación gas aceite para el yacimiento Cax.

Los diferentes valores de la relación gas- aceite a partir de la presión de saturación, así como el factor de formación del volumen de aceite se encuentran representados en la **Fig.5.6**, de la cual obtenemos que el FVF a presiones mayores sobre la presión de saturación será constante e igual a 1.28 debido a que no se liberara gas disuelto, misma razón por la cual la RGA permanecerá constante e igual a 460 scf/stb, es importante mencionar que la pequeña desviación en el comportamiento entre 0 y 1500 psi, puede ser debido a problemas operativos durante el trabajo de laboratorio, como puede ser que el gas extraído de la muestra arrastre componentes que a dichas condiciones no debería ser extraído.

La **Fig.5.7** presenta la generación de la viscosidad del gas mediante varias correlaciones que implican la RGA, FVF y Bo obtenidos y ajustados anteriormente, por eso es de vital importancia lograr una buena caracterización de los parámetros conocidos y de los cuales se tienen pruebas de laboratorio, ya que de ellos dependerá el valor de otros parámetros a diferentes valores de presión y temperatura.

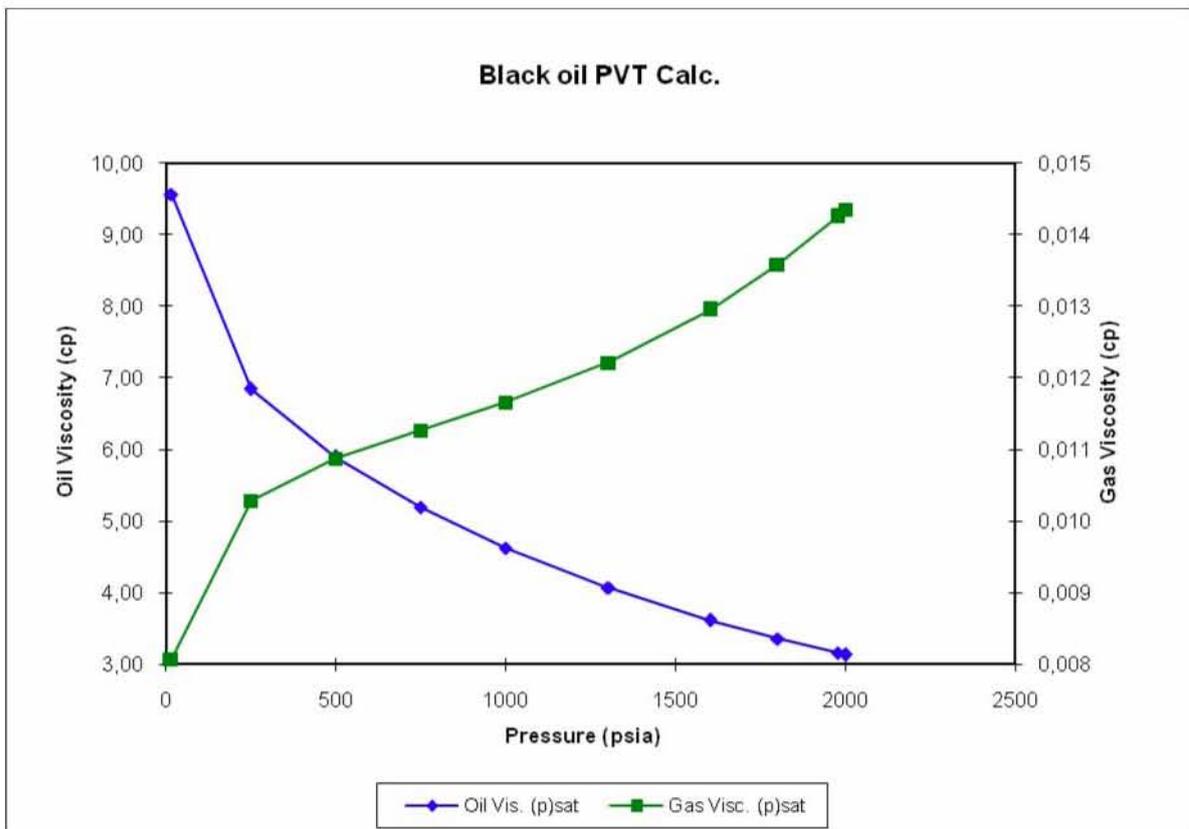


Fig. 5.7 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para aceite de Cax.

5.3. Yacimiento Kab.

El análisis pVT en cuatro etapas de separación del yacimiento Kab fue realizado en 1997 para el pozo Kab-101, mediante el análisis de tres muestras recuperadas del fondo del pozo en 1996.

Como es necesario conocer con precisión el comportamiento de los fluidos del yacimiento, se realizó un rastreo de los puntos de saturación entre la temperatura ambiente y la temperatura del yacimiento.

5.3.1 Composición y Características del Aceite.

A continuación se muestra la información necesaria para lograr el ajuste pVT en WinProp obtenida de la prueba de separación diferencial convencional realizada al pozo Kab 101.

- Composición original del fluido.

Componente	% MOL
Ácido sulfhídrico	.331
Bióxido de carbono	6.549
Nitrógeno	0.174
Metano	24.584
Etano	9.244
Propano	7.489
Iso-Butano	2.114
N-butano	3.64
Iso-pentano.	1.226
N-pentano	1.980
Hexano	3.70
Heptano	4.282
Octano	3.964
Nonano	3.259
Decano	2.838
Undecano	24.626
Total	100.00

Tabla 5.4 Composición original del aceite perteneciente a Kab.

- Presión de saturación. **161 kg/cm².**
- Temperatura original del yacimiento. **156 °C**
- Grados API del aceite. **29.8 ° API.**
- Densidad del fluido. **.8733 gr/Cc @ 60 ° F.**
- Densidad del C₇₊. **0.8715 gr/Cc.**
- Peso molecular de la fracción pesada (C₇₊). **243**
- Profundidad de muestreo. **4590 metros.**

Después de realizar el ajuste de las propiedades mediante el C₇₊ y un agrupamiento (splitting y lumping) de los componentes pesados en el C₇₊, el fluido se agrupo de la siguiente manera, para lograr un mejor ajuste de las propiedades de Psat, y °API del fluido.

Componente	% Mol
H2S	0.331
CO2	6.549
N2	0.174
C1	24.584
C2	9.244
C3	7.489
IC4	2.114
NC4	3.64
IC5	1.226
NC5	1.98
FC6	3.7
C07toC14	20.22416
C15toC22	9.72821
C23toC29	4.26397
C30+	4.75266
TOTAL	100

Tabla 5.5 Composición ajustada del aceite perteneciente a Kab.

Con éste arreglo se logró la mejor aproximación de las propiedades antes mencionas y cuyos valores finales son:

Psat lograda = **158.27 kg/cm²**

°API reproducidos= **29.3 °API**

Densidad del aceite residual= **.8799 gr/cm³**.

5.3.2 Propiedades PVT.

Posteriormente a este ajuste de propiedades del fluido se procede a ajustar los parámetros de RGA, viscosidad y Bo del fluido, teniendo como datos de entrada las tablas proporcionadas por laboratorios de fluidos en la realización del análisis PVT de Kab.

Para lograr este ajuste fue necesario utilizar dos ecuaciones de estado de Peng Robinson, una que caracterizara los fluidos a bajas presiones, y otra que permite reproducir el comportamiento de los fluidos a presiones de yacimiento, los parámetros que se variaron para lograr esto son:

- Coeficientes de interacción binaria.
- Presión crítica (Pc), volumen crítico (Vc), temperatura crítica (Tc).
- Peso molar (Mol w).

- Factor acéntrico (Ac).
- Volumen molar.
- Omega A, omega B.

Los resultados arrojados por la simulación de la separación diferencial convencional con WinProp se grafican junto con los datos experimentales para cotejar su ajuste y son presentados a continuación.

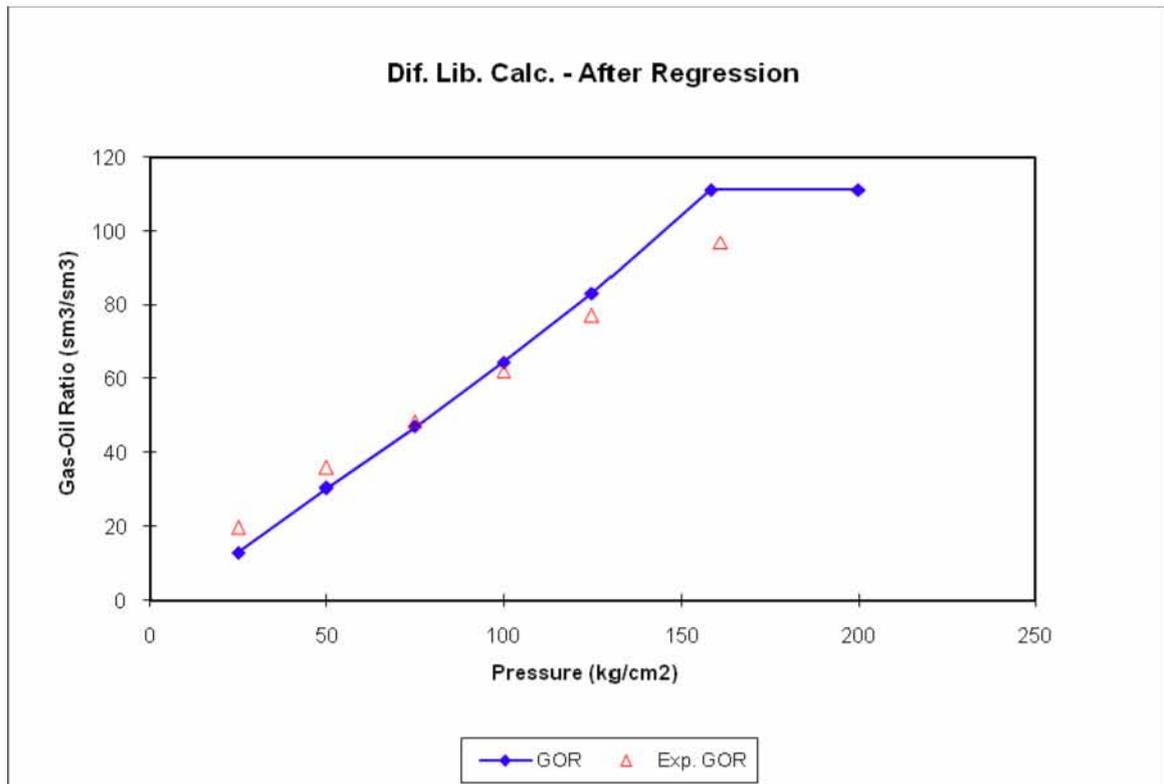


Fig.5.8 Gráfica comparativa entre los valores de RGA experimental (rojo) y los valores obtenidos mediante las ecuaciones de estado ajustadas.

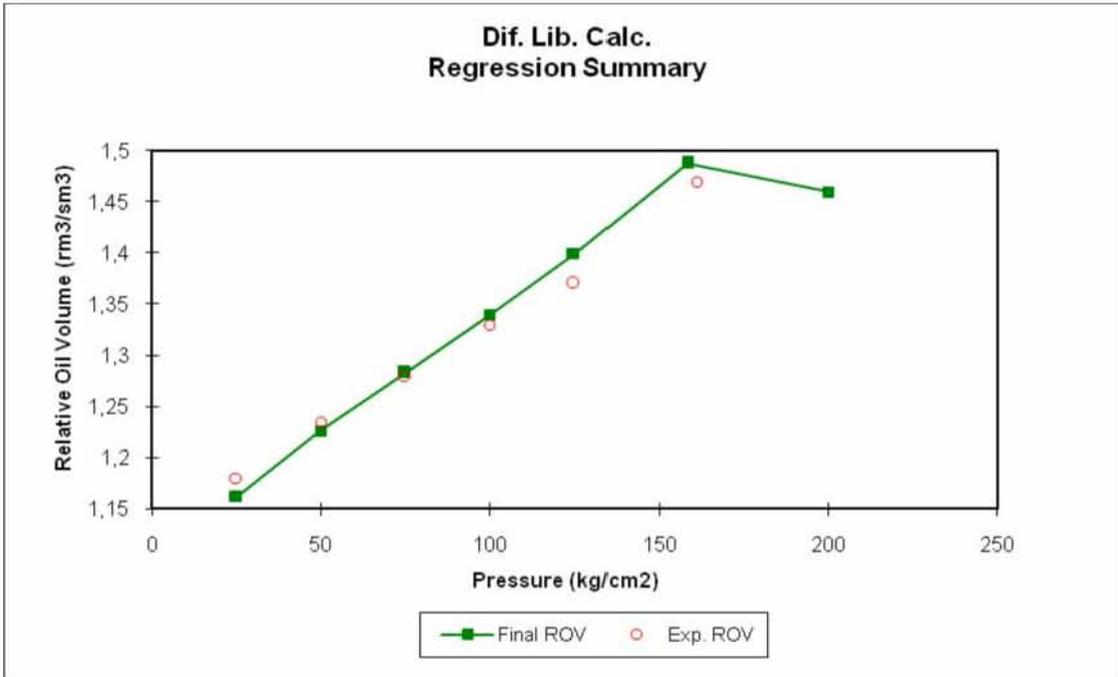


Fig.5.9 Gráfica comparativa entre los valores finales del volumen relativo de aceite experimental y los obtenidos mediante la corrida de separación diferencial convencional.

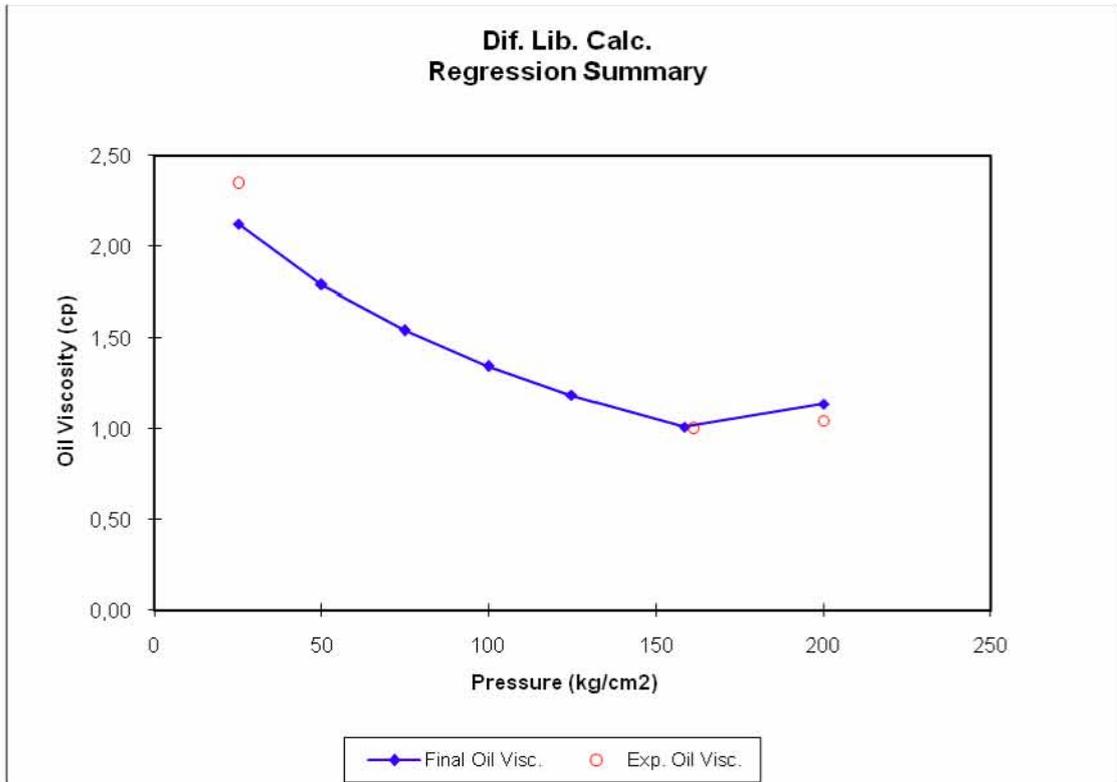


Fig. 5.10 Viscosidad final lograda después de aplicar regresiones para el aceite del yacimiento Kab.

Al contar con los parámetros mostrados anteriormente, se procede a realizar el PVT para aceite negro, el cual nos permite crear graficas de viscosidad, FVF para condiciones de bajosaturación, las cuales son presentadas a continuación.

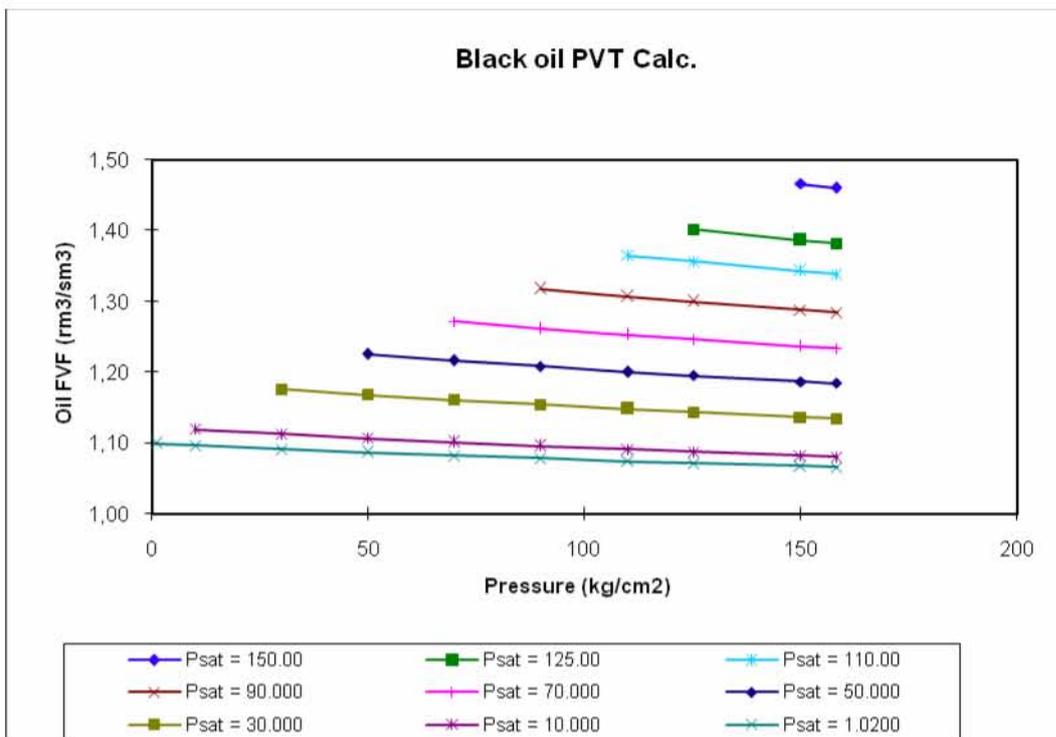


Fig.5.11 Gráfica representativa del comportamiento de factor de formación de volumen para diversas presiones de saturación.

La **Fig.5.12** representa las diversas tendencias de la viscosidad del aceite para presiones por debajo de la presión de saturación.

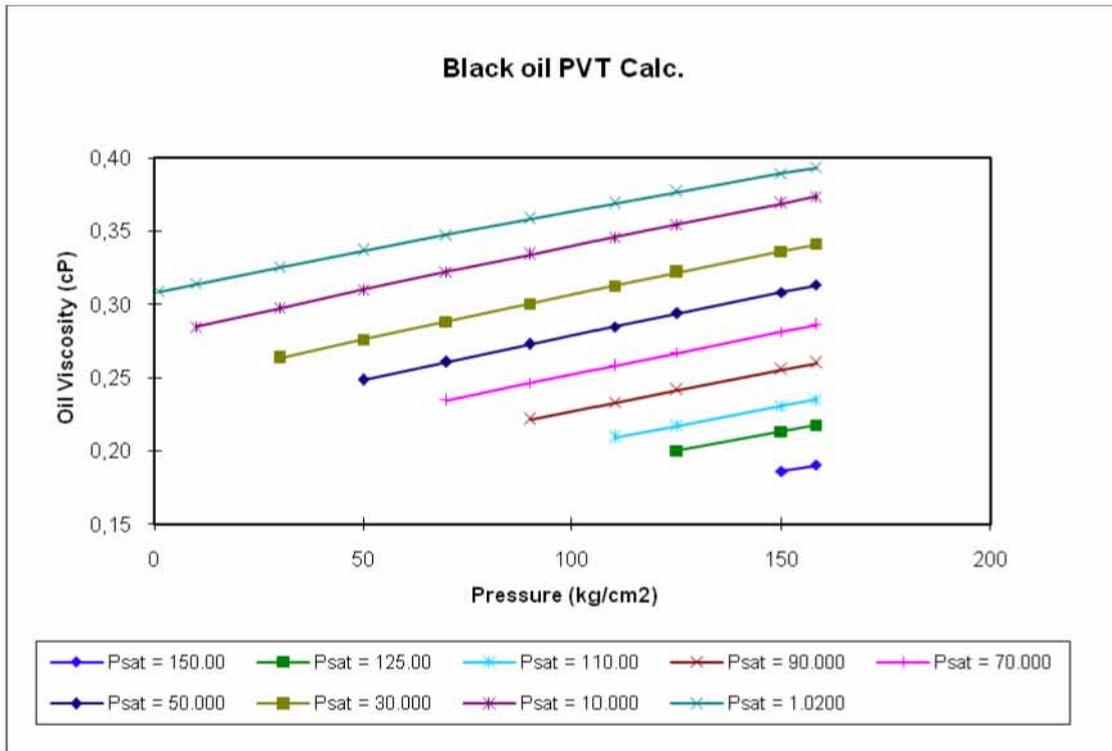


Fig. 5.12 Viscosidad del aceite del yacimiento Kab bajo diferentes presiones de saturación.

Gráfica representativa de los valores de la relación gas-aceite (RGA) y factor de formación del aceite (B_o), obtenidos para presiones inferiores a la presión de saturación para el yacimiento Kab.

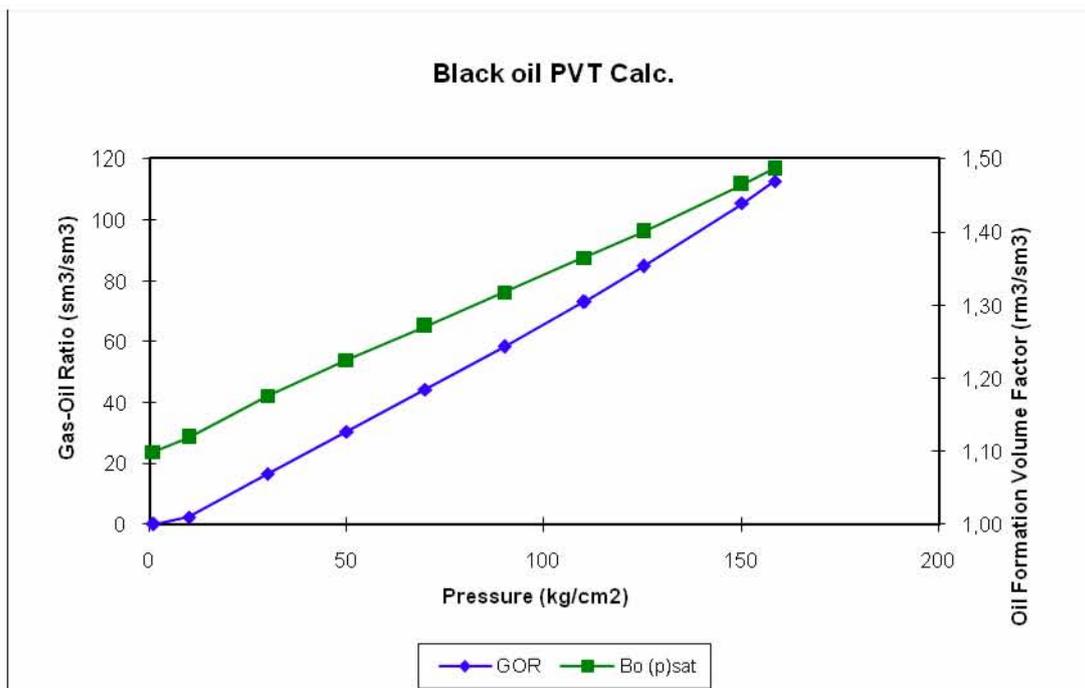


Fig. 5.13 Relación gas aceite y B_o obtenidos para el yacimiento Kab.

Como se mencionó anteriormente WinProp permite la generación de gráficas de viscosidad del aceite, como la mostrada en la **Fig.514** a continuación, y que corresponde al comportamiento obtenido para el yacimiento Kab.

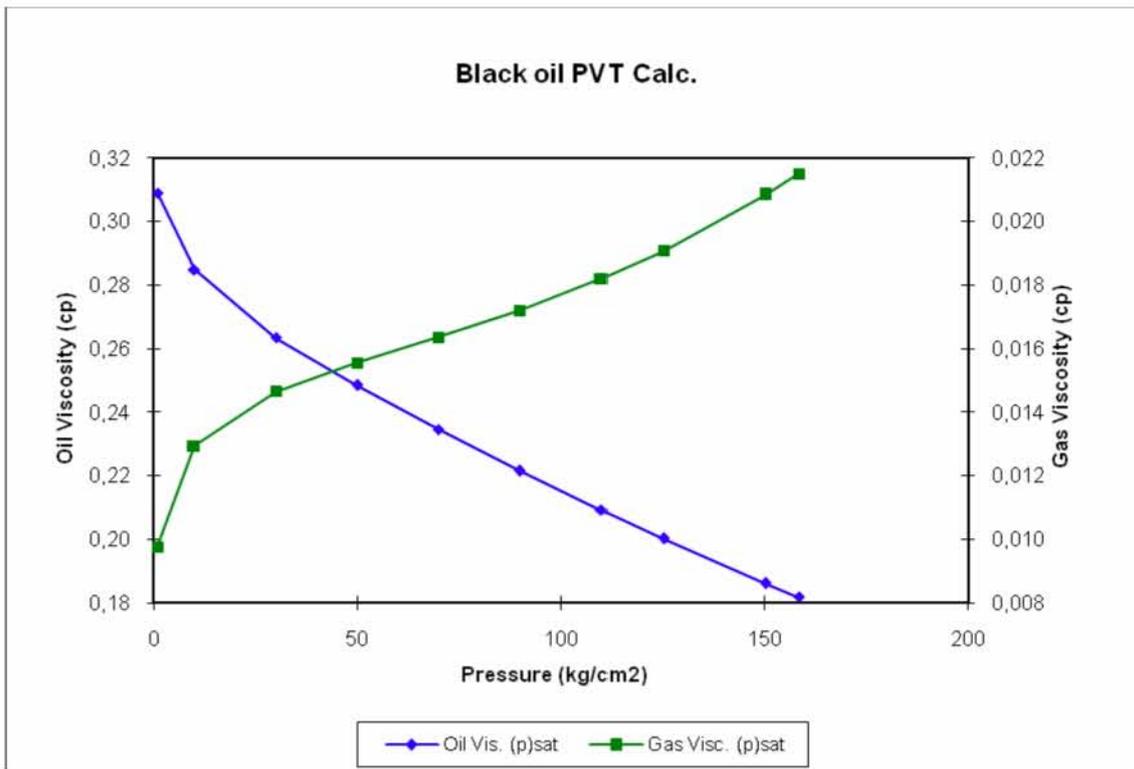


Fig.5.14 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para el aceite del yacimiento Kab.

5.4. Yacimiento Yin.

El análisis PVT correspondiente a este yacimiento fue realizado en septiembre de 1989, para el pozo Yin 2-B, arrojando como resultado un yacimiento de aceite y gas disuelto de tipo volátil en etapa de bajosaturación, con una temperatura de yacimiento de 150 °C. A éste fluido se le realizaron pruebas de separación flash, y de separación diferencial a volumen constante. Mediante la RGA inicial mayor a 500 m³/m³ y el Bo a condiciones de saturación mayor a 2.0, se puede afirmar que se trata de un aceite de tipo volátil en etapa de bajosaturación.

5.4.1 Composición y Características del Aceite.

Del análisis pVT realizado al fluido es necesario obtener una serie de información necesaria para el ajuste de las propiedades pVT en el simulador, que puedan ser adecuadamente reproducidas por una ecuación de estado. Por la importancia del comportamiento a diferentes presiones y temperaturas; es necesario ajustar y comparar los resultados obtenidos mediante el simulador de separación diferencial a volumen constante con la información obtenida experimentalmente en el laboratorio.

La información mínima necesaria para la creación de una ecuación de estado representativa del fluido es la siguiente:

- Composición original del fluido.

Componente	% MOL
Bióxido de carbono	1.060
Nitrógeno	1.00
Metano	62.11
Etano	8.74
Propano	4.48
Iso-Butano	0.80
N-butano	2.0
Iso-pentano.	0.920
N-pentano	1.710
Hexano	1.040
Heptano	1.900
Octano	1.720
Nonato	1.840
Decano	10.680
total	100.00

Tabla 5.6 Composición original del aceite del yacimiento Yin.

- Presión de saturación. **399 Kg/cm².**
- Temperatura original del yacimiento. **150 °C**
- Grados API del aceite. **41.35 ° API.**
- Densidad del fluido. **.8187 gr/cc**
- Densidad del C₇₊. **0.8443 gr/cc**
- Peso molecular de la fracción pesada (C₇₊). **196**
- Profundidad de muestreo. **4086 m.**

Después de realizar el ajuste de las propiedades mediante el C_{7+} y un agrupamiento (splitting y lumping) de los componentes pesados en el C_{7+} , el fluido se agrupó de la siguiente manera para lograr un mejor ajuste de las propiedades de P_{sat} y $^{\circ}API$ del fluido. Siendo necesaria la implementación de un segundo set de ecuaciones de estado por la inestabilidad que se presentó durante el periodo de ajuste de las propiedades. Esto sirve para reproducir con una ecuación las propiedades a bajas presiones y temperaturas, y con el otro conjunto ajustar el comportamiento a presiones de yacimiento y mayores.

Componente	% Mol
N2	1
CO2	1.06
C1	62.11
C2	8.74
C3	4.48
IC4	0.8
NC4	2
IC5	0.92
NC5	1.71
FC6	1.04
C07toC15	11.277
C16toC24	3.609
C25toC29	0.663
C30+	0.59
N2	1
CO2	1.06
Total	99.999

Tabla 5. 7 Composición ajustada del aceite del yacimiento Yin

Con éste arreglo se logró el mejor acercamiento de las propiedades antes mencionas; y cuyos valores finales obtenidos en la simulación de separación diferencial a volumen constante son:

P_{sat} lograda = 404.97 Kg/cm²

$^{\circ}API$ reproducidos 41.7 $^{\circ}API$

Densidad del aceite residual = .8171 gr/cm³.

5.4.2 Propiedades PVT.

Una vez obtenidos los parámetros mencionados, se procedió a realizar el ajuste de la RGA, FVF y viscosidad para los cuales se empleó una serie de regresiones sobre diversos parámetros especiales, y coeficientes de

interacción que rigen el comportamiento del fluido para condiciones específicas de presión. Los resultados obtenidos se expresan en forma gráfica en las **Fig.5.15 y 5.16** para una mejor comprensión y apreciación del grado de ajuste obtenido:

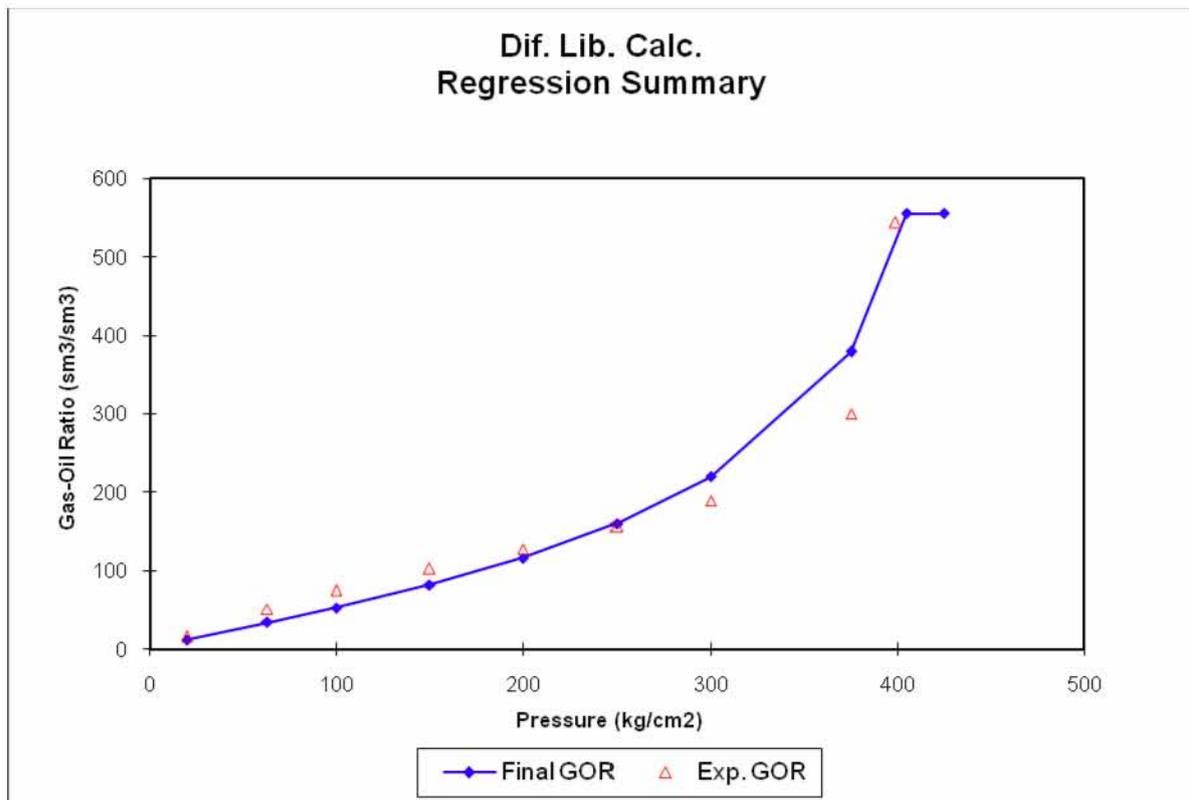


Fig.5.15 Gráfica comparativa entre los valores experimentales y los ajustados por WinProp mediante una serie de ecuaciones de estado para el yacimiento Yin.

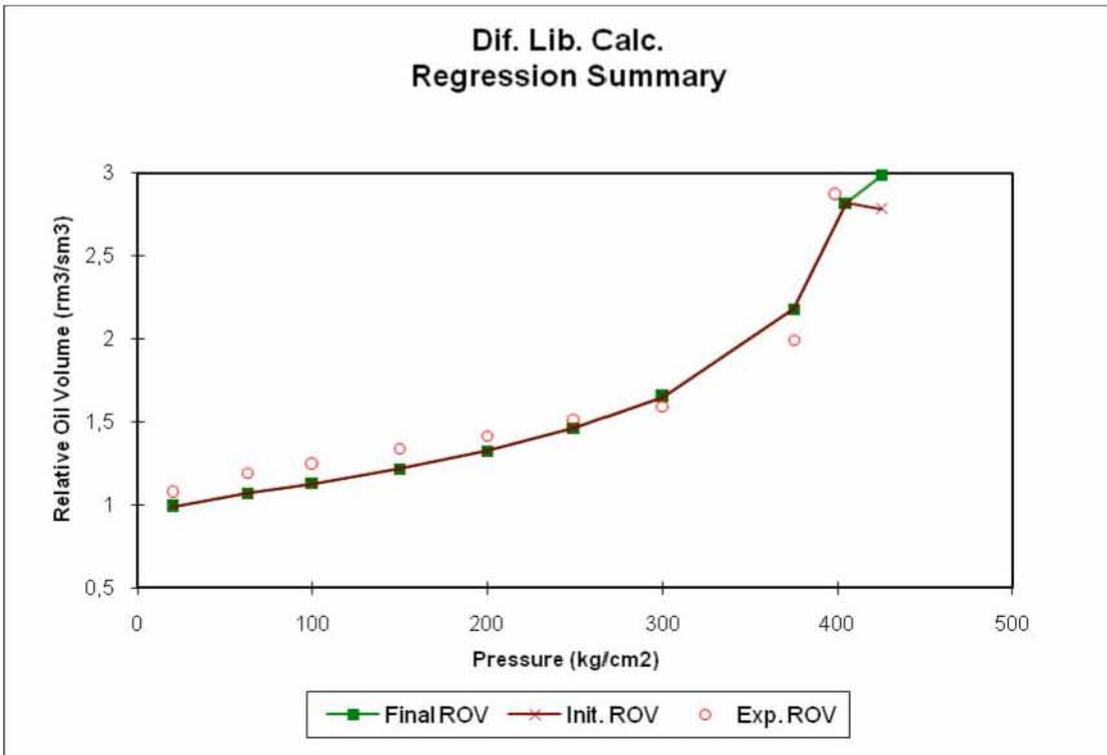


Fig.5.16 Ajuste final del volumen relativo de aceite para el aceite del yacimiento Yin.

La **Fig.5.16** presenta el ajuste final obtenido del comportamiento del volumen relativo del aceite con los datos experimentales, observándose un muy buen ajuste del parámetro en cuestión.

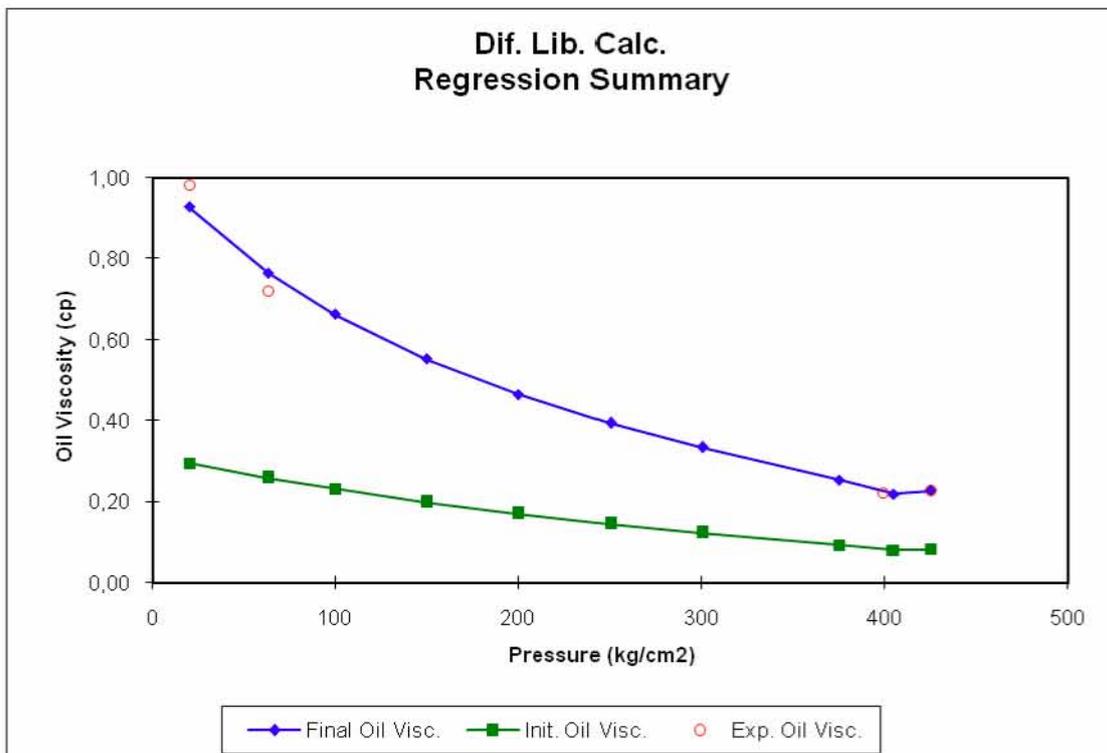


Fig. 5.17 Ajuste final de viscosidad logrado para el yacimiento Yin.

La **Fig. 5.17** muestra como se logró el ajuste de la viscosidad, presenta una tendencia verde representa el comportamiento inicial del aceite muy alejado de lo que se obtuvo experimentalmente, y la tendencia azul muestra el ajuste logrado después de manipular los coeficientes de interacción y algunos parámetros dentro de las ecuaciones de estado.

Una vez que se logran ajustar adecuadamente estos parámetros base, se crea el archivo y las tablas de salida para el simulador IMEX, el cual crea las siguientes gráficas que forman parte de la subrutina componentes de BUILDER, estas sirven para caracterizar el fluido más ampliamente y representar adecuadamente el comportamiento del fluido.

La **Fig.5.18** es una gráfica que muestra el comportamiento del Bo a diferentes presiones de saturación.

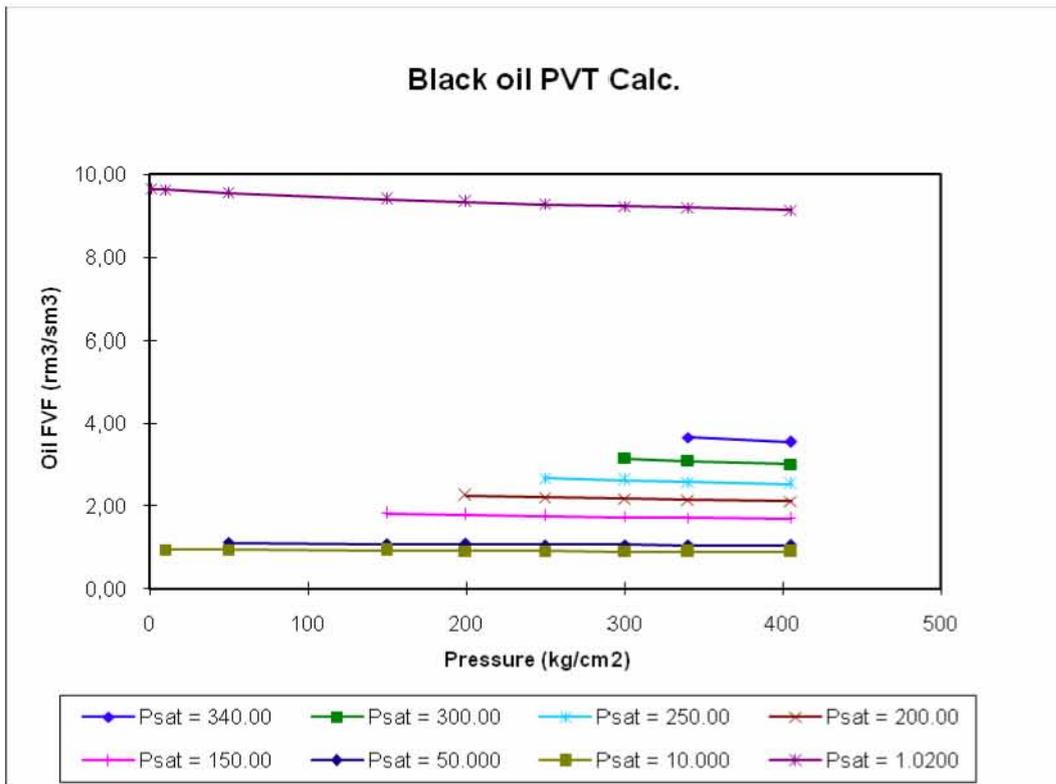


Fig.5.18 Representación gráfica del Bo para el aceite del yacimiento Yin.

Para representar el comportamiento de la viscosidad del aceite a diferentes presiones de saturación se tiene la gráfica siguiente.

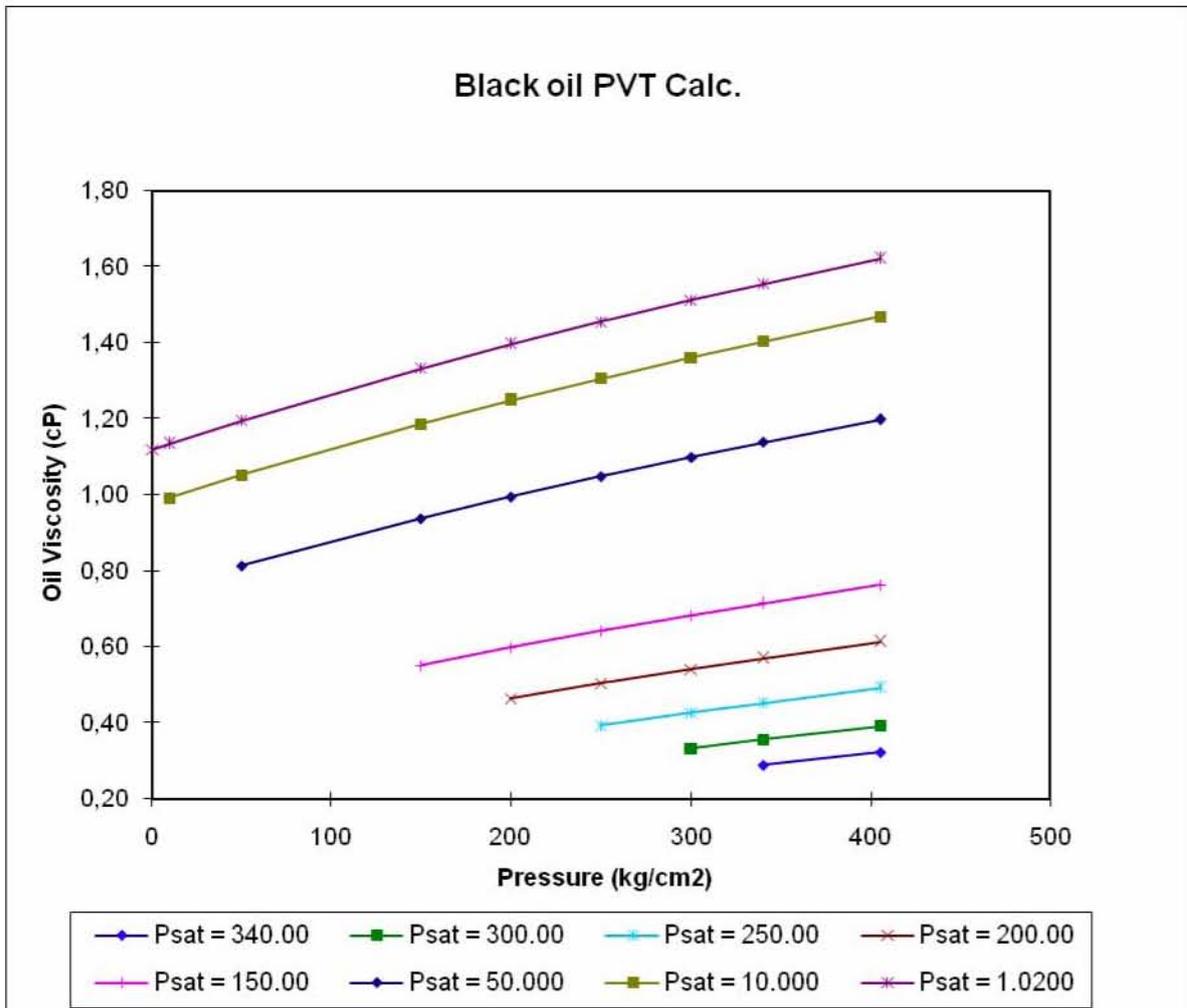


Fig. 5.19 Viscosidad de aceite en función de la presión de saturación para el yacimiento Yin.

Una de las ventajas que posee CMG es la generación automática de la viscosidad del gas, como función de los parámetros RGA, y FVF obtenida y ajustados en pasos anteriores. Esto se puede apreciar en la Fig.5.20 donde se muestra la viscosidad del gas y del aceite.

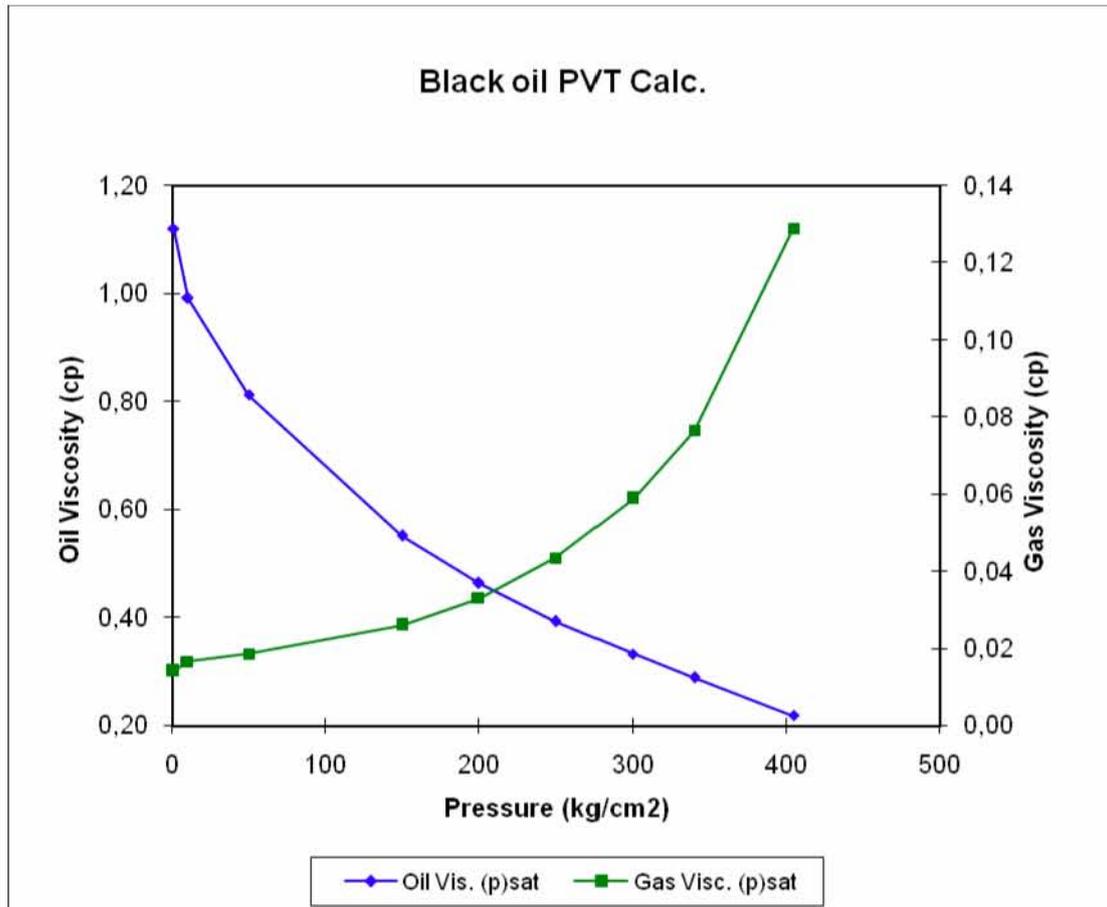


Fig.5.20 Ajuste de la viscosidad del aceite y gas para el yacimiento Yin.

Como podemos observar en todos los yacimientos presentados se logró un buen ajuste de los parámetros requeridos, asegurando una buena representación del comportamiento que tendrá el fluido en estudio.

Es importante destacar que esta parte de caracterización del fluido requiere tiempo y dedicación, ya que no es fácil encontrar la combinación adecuada de parámetros que permitan el óptimo ajuste del comportamiento, y es en base a la experiencia que se logra tener una idea de cuál o cuáles son los parámetros de peso en cada tipo de fluido, y de la forma en que éstos nos permitirán acercarnos más a los resultados deseados, por lo que no existe una regla general que pueda ser aplicada a cualquier tipo de fluido.

5.5 Modelo Sintético.

El objetivo de la tesis es analizar el comportamiento del movimiento de los hidrocarburos en sistemas matriz–vúgulos–fractura, para lo cual se construyó un modelo sintético que reprodujese físicamente el movimiento de los fluidos, considerando tamaño de celdas, distribución y tamaño de vúgulos, conectividad de los mismos con los sistemas matricial y de fracturas.

Con el modelo mencionado se analizará la sensibilidad que tiene el flujo de hidrocarburos de los diferentes sistemas y características como tipo de hidrocarburo, distribución de los vúgulos en la matriz, ritmo de explotación, etc.

El presente trabajo tiene como base un modelo generado por el M.I. Oscar Moran, perteneciente a la red de expertos en simulación numérica de PEP, y que a su vez había sido generado con lo reportado en el artículo 66366 “A Methodology for Simulation off Vuggy and Fractured Reservoirs”, CA.Kossack de la SPE.

Se utilizaron como características iniciales las del M.en I. Oscar Moran para tener un escenario base con el calibrar el nuevo modelo generado.

Se tomó como referencia el mismo arreglo de porosidades, distribución de los sistemas de facturas–matriz–vúgulos, tamaños de celda y ubicación y terminación de pozos inyectores y productores.

Con el fin de simplificar el modelado sólo se harán cambios de tamaño de bloque al mallado original, así como de asignación de propiedades petrofísicas de cada bloque, sin alterar la forma original de éste.

5.5.1 Builder.

Builder es conocido literalmente como “Constructor”, es otro de las suites del launcher de CMG, la función de este software es ayudar a los usuarios en la organización de datos para la construcción de modelos de simulación, a través de ella se pueden generar los archivos de entrada (data) par otras aplicaciones mas especializadas. Al igual que el software de la competencia (Eclipse) trabaja en ambiente Windows, lo que lo hace sumamente atractivo, al igual que el software de Eclipse, tiene salidas en diferentes formatos, los cuales

dependen de la aplicación en la que se van a utilizar, los tres simuladores numéricos de la compañía CMG son; IMEX (diseñado para yacimientos de aceite negro), GEM (permite trabajar con yacimientos en los cuales se estén presentando fenómenos de depositación de asfáltenos y composicional) y STARS, de acuerdo a la información de la SPE es el simulador más utilizado para representar procesos térmicos de recuperación mejorada.

Builder cubre todas las áreas de entrada de información, incluyendo creación e importación de mallas y sus propiedades de malla, localización de pozos, importación de información de producción, importar o crear modelos de fluidos, propiedades de roca-fluidos y condiciones iniciales. Builder contiene un gran número de herramientas para la manipulación, creación de tablas a partir de correlaciones y la revisión de información por sectores, que permite la visualización y revisión de la información proporcionada antes de cada corrida.

Las principales secciones con las que cuenta Builder son:

“Reservoir description (descripción del yacimiento)” Describe en detalle cómo crear y modificar una malla de simulación, así como interpolar estructuras y otras propiedades, y finalmente añadir localizaciones de pozos en la malla. Esta también describe como especificar acuíferos y sectores.

“Fluid model-IMEX, GEM, STARS (modelo del fluido –IMEX, GEM, STARS)”. Maneja la entrada y edición de los modelos de fluidos, análisis pVT, y componentes para cada uno de los simuladores empleados. Se pueden visualizar graficas en X,Y de las propiedades tabuladas, y también puede usar WinProp para crear modelos de fluidos.

“Rock fluid properties (propiedades roca-fluido)”. Crea y edita las propiedades de la roca y fluidos, incluyendo tablas de permeabilidad relativa, interpolaciones, además permite visualizar gráficas cartesianas de la información ingresada.

“Initialization (inicialización)”. Establece las opciones de arranque que serán usadas por los simuladores, este proceso revisa la congruencia de la información y reporta los posibles errores u omisiones de datos a utilizar en la simulación.

“Well and Group Control (control de pozo y grupo)”. En esta sección se controla la importación y edición de los controles de operación de los pozos o grupos de pozos, incluyendo restricciones y objetivos. Mediante la interfaz se encuentran disponibles todas las opciones de control para los pozos creados.

“Input/Output Control (control de entrada/salida)”. Permite el control de la información de salida, además permite establecer los controles para la inicialización de corridas en base a otras corridas anteriores (restart).

“Numerical Control (control numérico)”. Sección donde se establece el conjunto de parámetros que permiten la solución de las ecuaciones, límites de tolerancia, límites de iteraciones y parámetros de terminación de simulación (debido a la no convergencia, o alcance de los objetivos establecidos para los grupos de pozos).

“Units and Unit Strings (restricciones de unidades y de unidad)”. Permite establecer el tipo de yacimiento que empleara el simulador, así como establecer para cada unidad un valor determinado, y en su defecto ocupar las opciones por default.

5.5.2 Mallado.

La descripción de las dimensiones del yacimiento se realiza en la sección “Reservoir description” de Builder, en la cual se permite utilizar modelos de simple o doble porosidad, y crear diferentes regiones, tipos de rocas y asociarlas a celdas específicas ya sea de forma directa mediante la interfaz grafica o mediante modificaciones al archivo plano.

Se utilizó una malla cartesiana, debido a que el modelo es sencillo y permite apearse a uno de los modelos más populares de yacimientos fracturados como el expuesto por Warren y Root, que desde un punto de vista es la forma más práctica de realizarlo, adicionalmente se seleccionó el modo de simple

porosidad en el cual evitamos problemas con las formulaciones matemáticas y solo nos apegamos a condiciones físicas del problema que se desea analizar.

El modelo consiste en un rectángulo rodeado en todas sus caras por un sistema de fracturas de espesor 0.0241 pies en las tres direcciones(x, y, z), además se creó un sistema de matriz de 0.25 pies en todas las direcciones que rodean al bloque principal de matriz, con la finalidad de evitar que los bloques de vóculos se conecten con el sistema de fracturas y puedan ser tratados como vóculos asilados (vóculos que no tienen contacto con el sistema de fracturas).

Las principales características se especifican a continuación.

El modelo posee 14 celdas en I, 14 celdas en J y 34 celdas en K que arrojan un total de 6664 celdas de diversos tamaños, cuyas dimensiones son:

Dimensiones en I.

Catorce celdas que presentan las siguientes dimensiones por fila: 0.0241, 0.25, 10*0.45, 0.25, 0.0241 (pies).

Dimensiones en J.

Catorce celdas por fila que poseen las siguientes dimensiones: 0.0241, 0.25, 10*0.45, 0.25, 0.0241 (pies).

Dimensiones en k.

Una fila posee 34 celdas, las dimensiones de todas las celdas en la dirección k son: 196*0.0241, 6272*0.5, 196*0.0241 (pies)

Se disponen entre 53-57 bloques de 0.10125 pies cúbicos designados a vóculos, que tomarán posición de acuerdo al sistema de distribución en estudio, pudiendo estar conectados entre sí, pero nunca con el sistema de fracturas. Estas distribuciones son las siguientes:

1) Distribución de vgulos aleatoria.

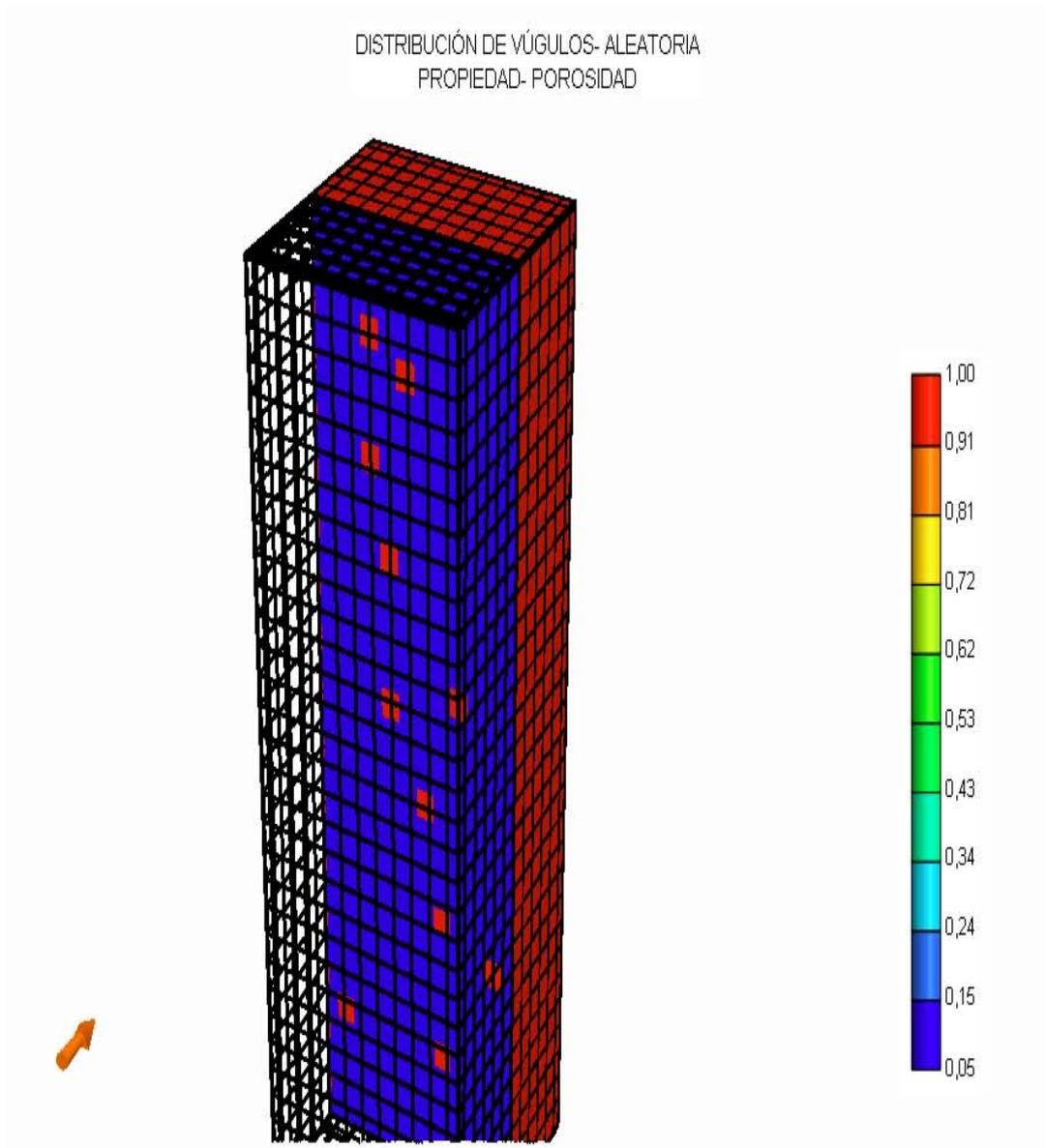


Fig.5.21. Imagen en 3D de la distribución aleatoria de vgulos, mostrando un corte vertical, donde los bloques de color rojo representan un vgulo.

2) Distribución de vgulos formando canales verticales.

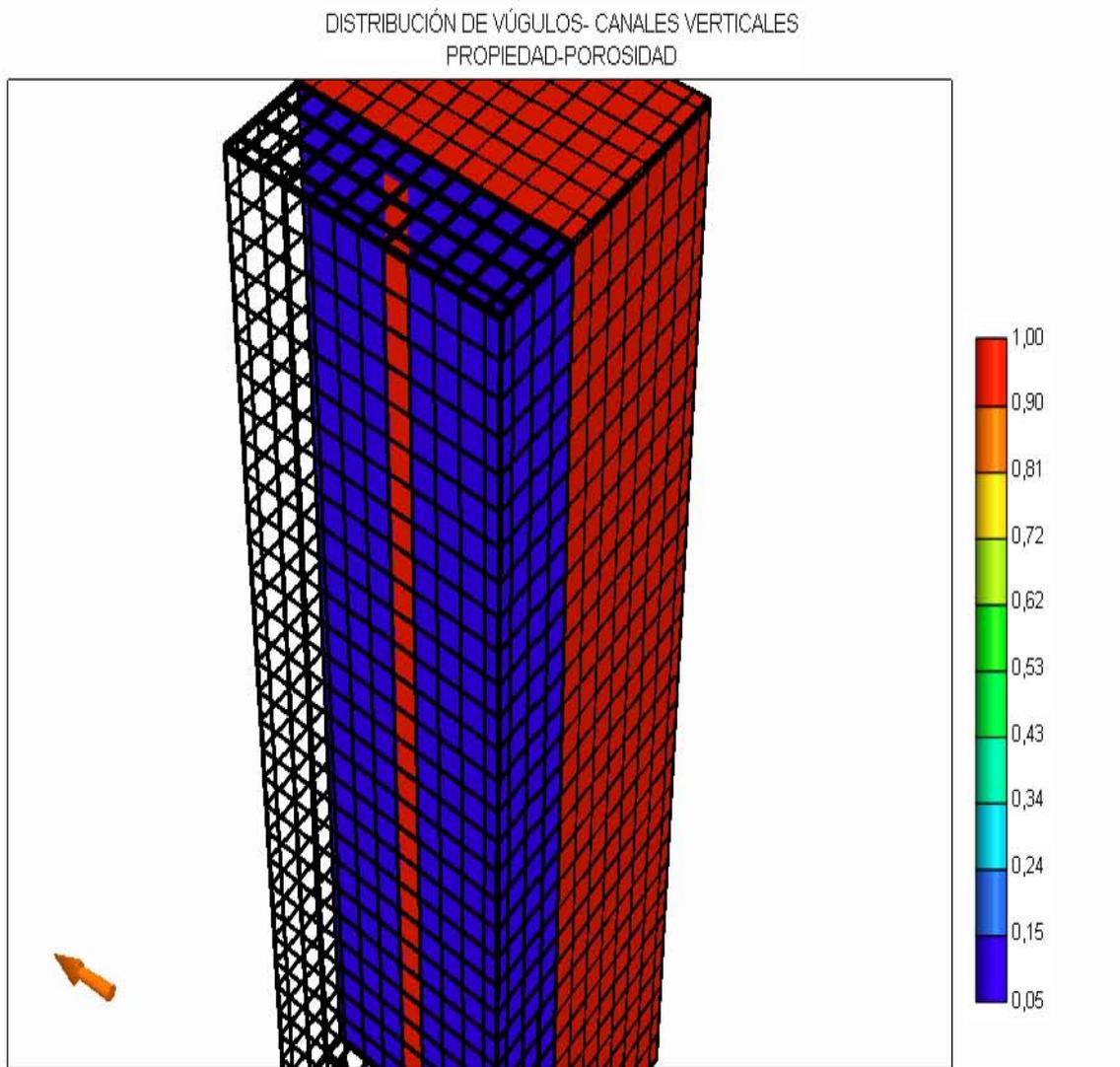


Fig. 5.22. Imagen 3D de un corte vertical que muestra la distribución de vgulos formando un canal vertical.

3) Vúgulos formando canales horizontales.

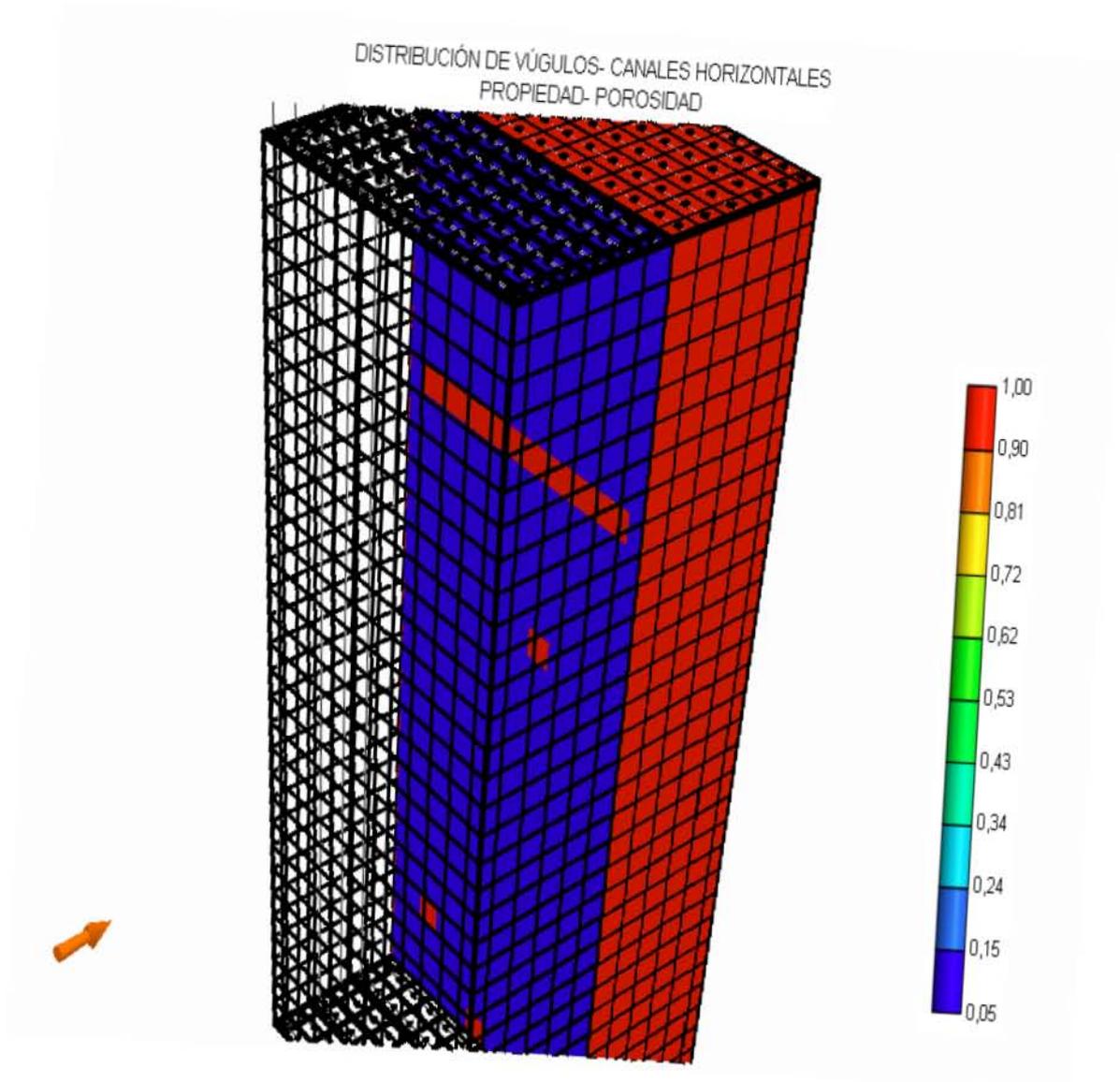


Fig.5.23 Imagen 3D de un corte vertical que muestra la distribución de vúgulos formando canales horizontales.

Las siguientes vistas de la malla nos proporcionan una mejor idea de la distribución de las celdas en el modelo sintético.

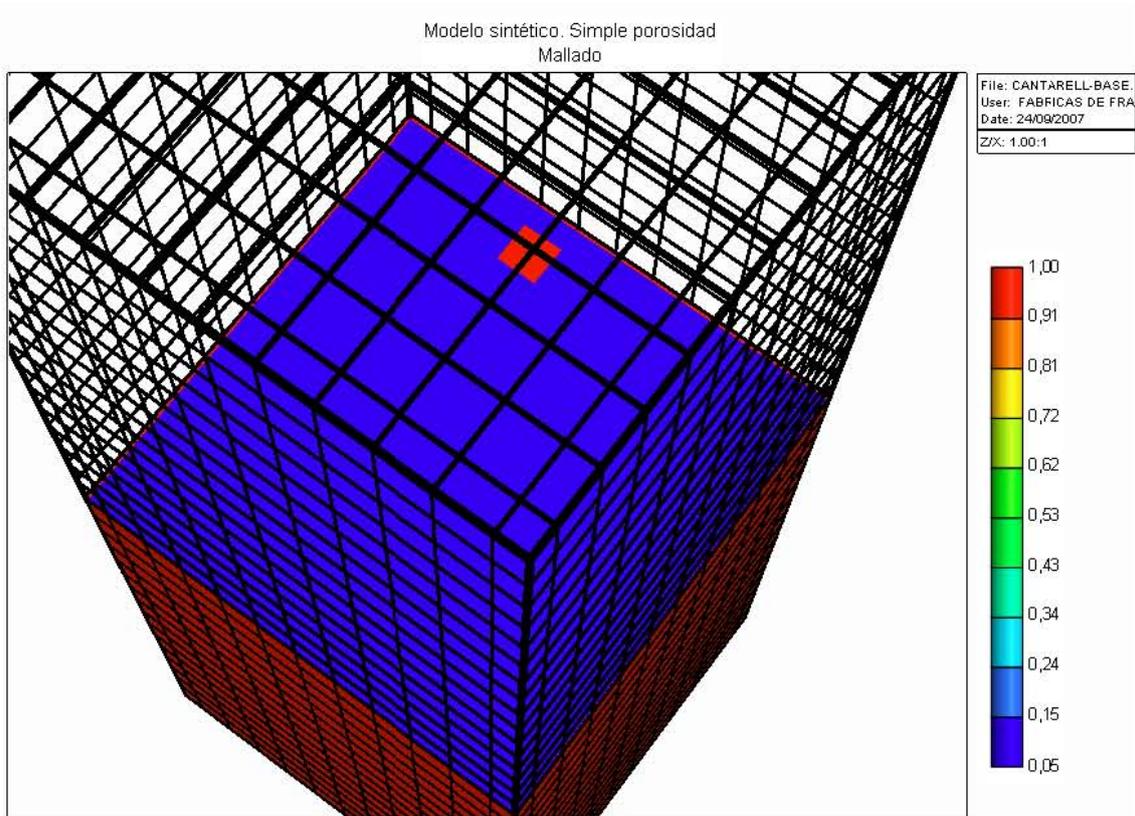


Fig.5.24 Vista 3D del modelo base donde se muestra el mallado y sistema de fracturas que rodea al bloque de matriz.

Vista ampliada del primer cuadrante donde se logran apreciar los bloques externos que corresponden a la fractura y los internos a la matriz.

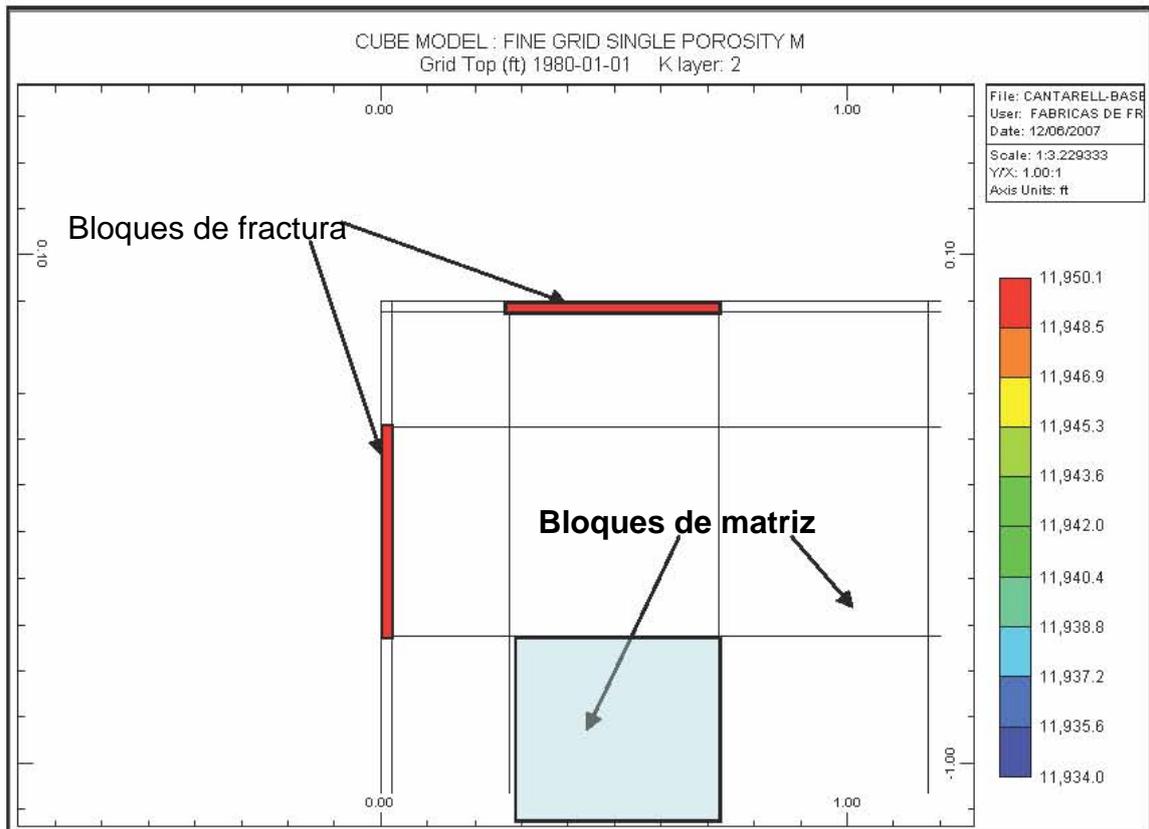


Fig.5.25 Representación en vista de planta de los bloques de matriz y fractura del modelo generado.

Los bloques resaltados con color rojo muestran los bloques de fractura en la cima del modelo, volviéndose de mayor tamaño en el eje z a partir de la segunda capa, como se podrá observar en la vista lateral aumentada.

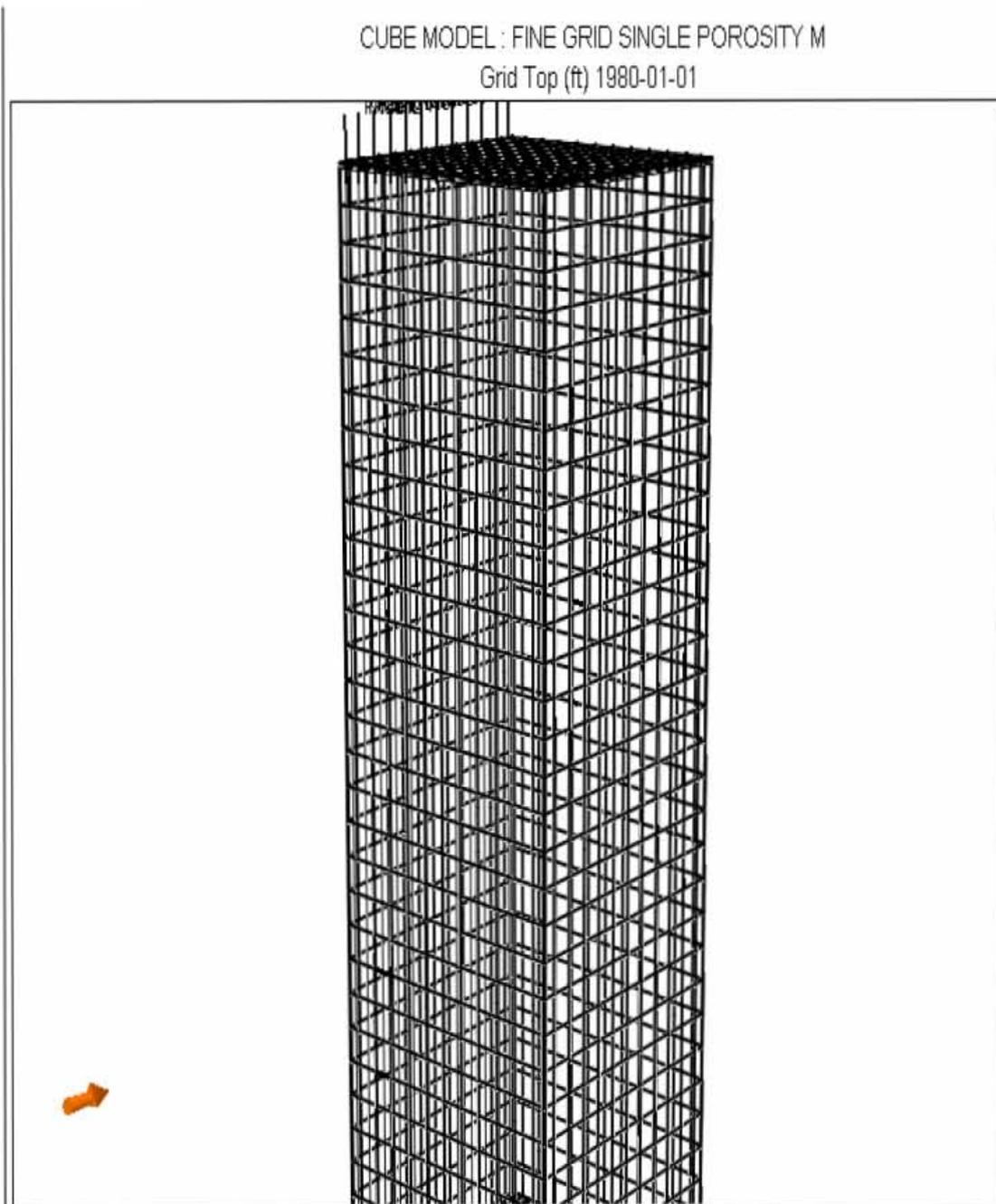


Fig.5.26 Vista lateral del modelo generado, donde se observan el sistema de fracturas y la matriz.

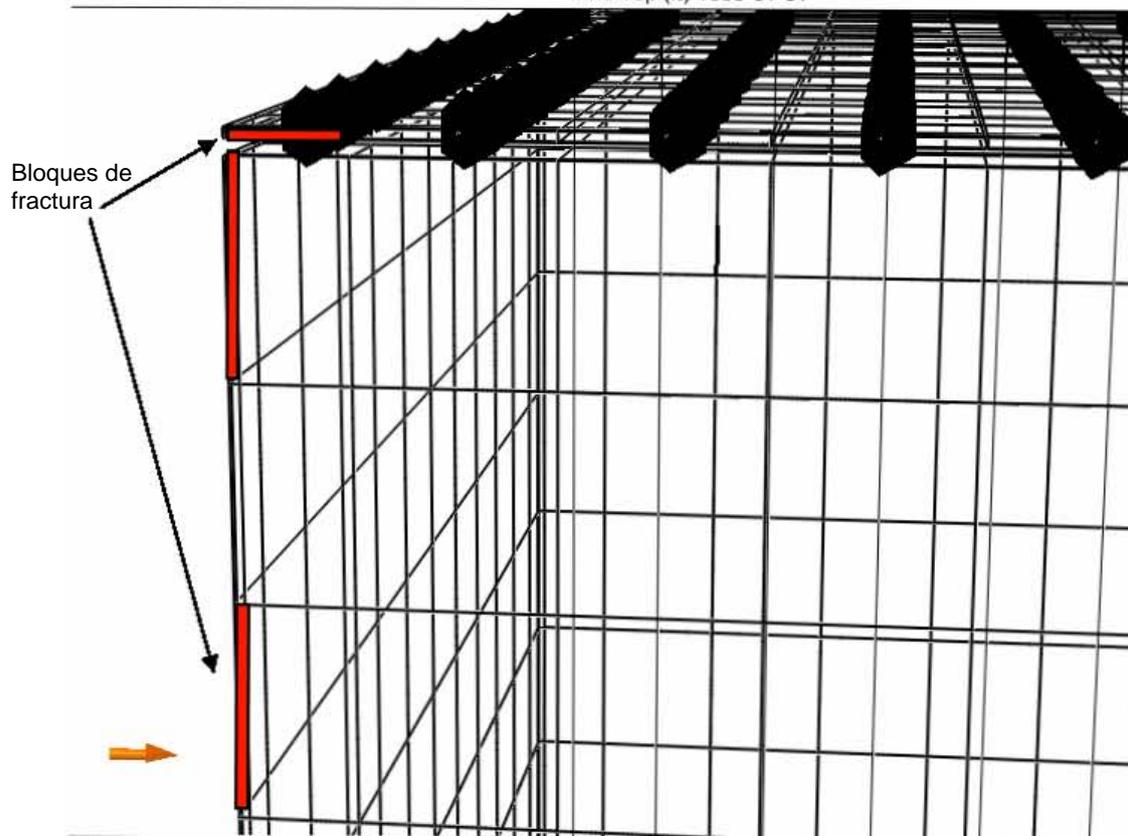


Fig.5.27 Vista lateral aumentada, de la 2ª capa en J, donde se muestra la variación de tamaños de bloque en la dirección Z.

5.5.3 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.

Para la distribución de las propiedades petrofísicas se necesitó crear dos tipos de rocas:

Roca tipo I. Esta roca contendrá las propiedades petrofísicas de la matriz, asignándole una porosidad del 5.28% y una permeabilidad de 1 md en las tres direcciones (I, J, K).

Las gráficas representativas de las permeabilidades relativas tanto al aceite, como al agua (**Fig. 5.28 y 5.29**), fueron obtenidas de información real de yacimiento, y se muestran a continuación.

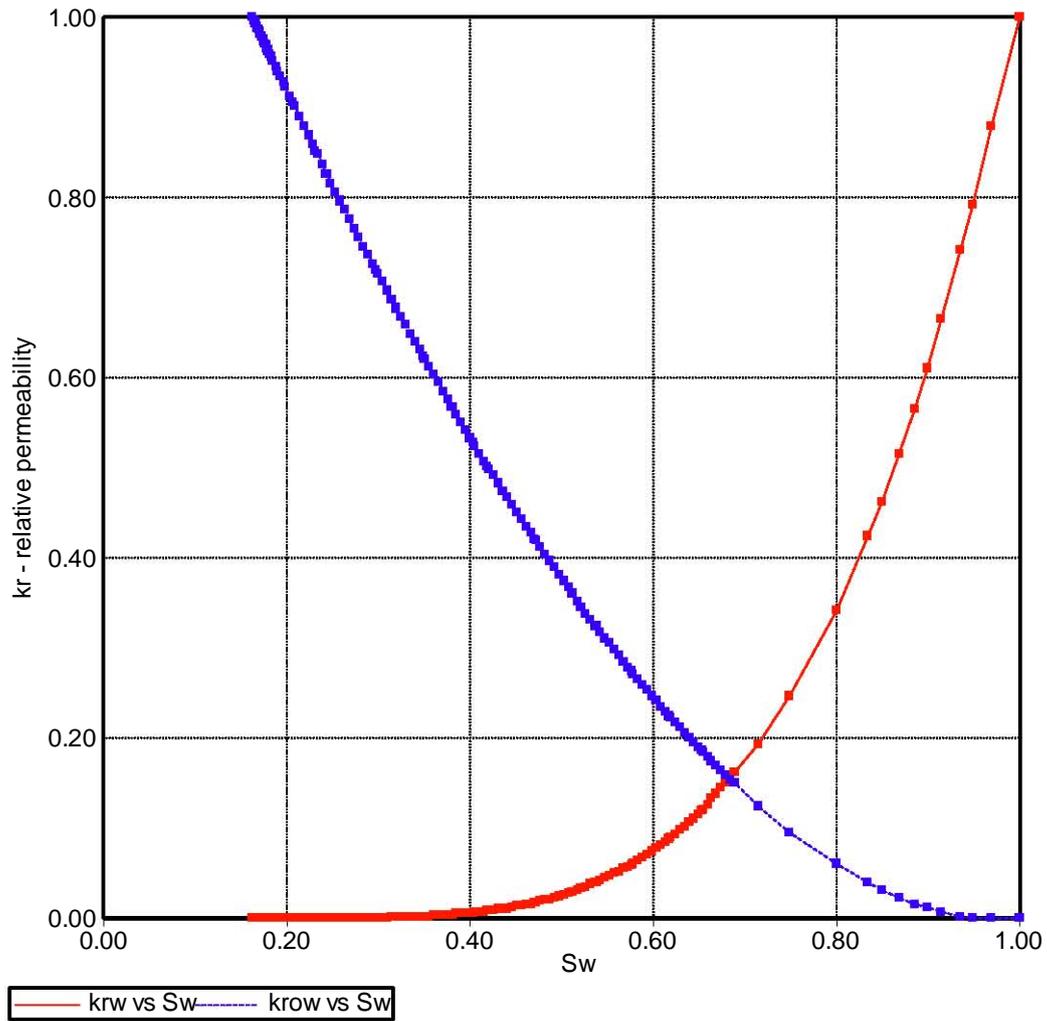


Fig.5.28 Gráfica de permeabilidad relativa al agua y aceite para la roca representativa de la matriz (roca tipo I).

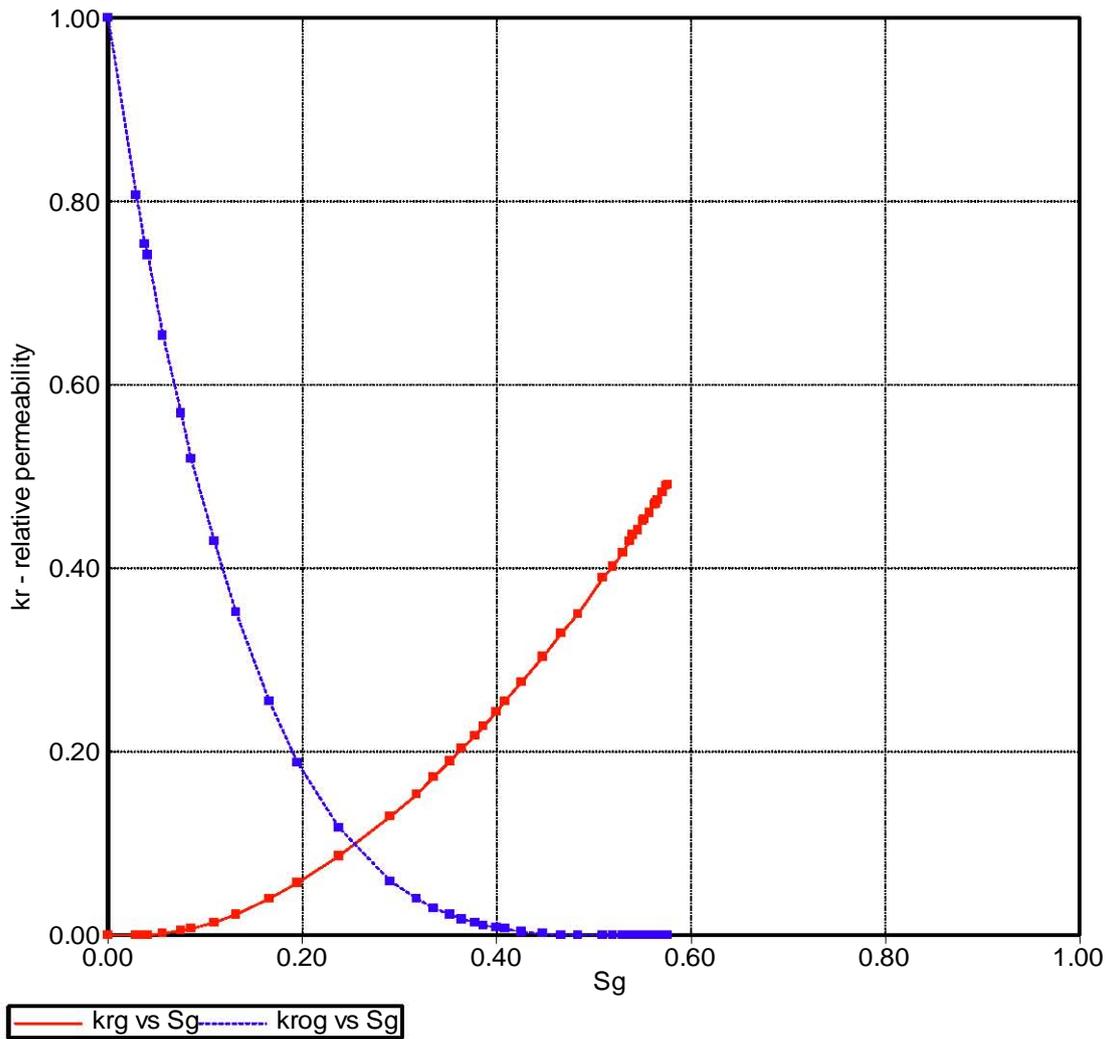


Fig.5.29 Gráfica de permeabilidad relativa al gas y al aceite correspondiente a la roca tipo I, representativa de la roca de matriz.

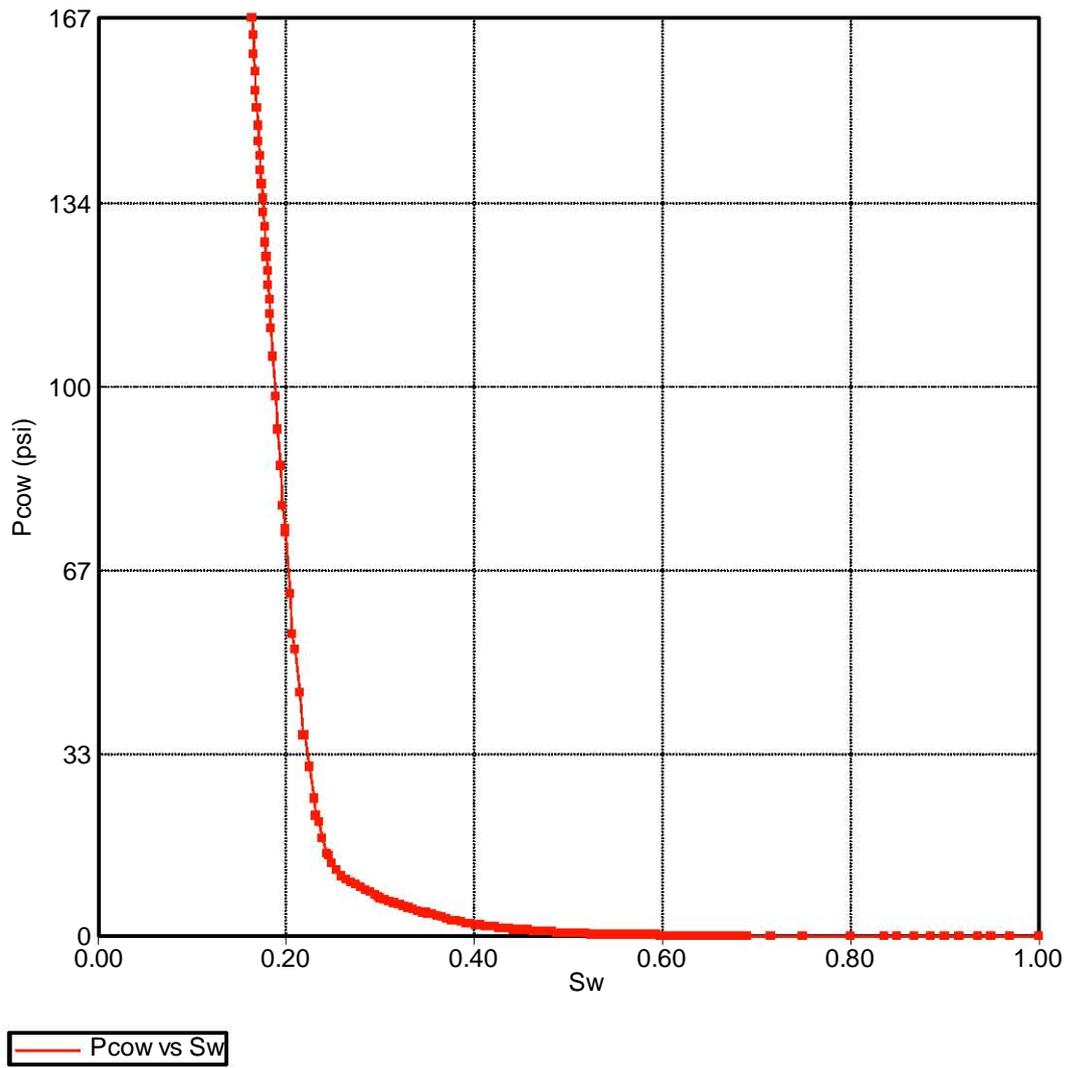


Fig.5.30 Curva de presión capilar agua-aceite para drene, asignada a la roca de matriz -roca tipo I.

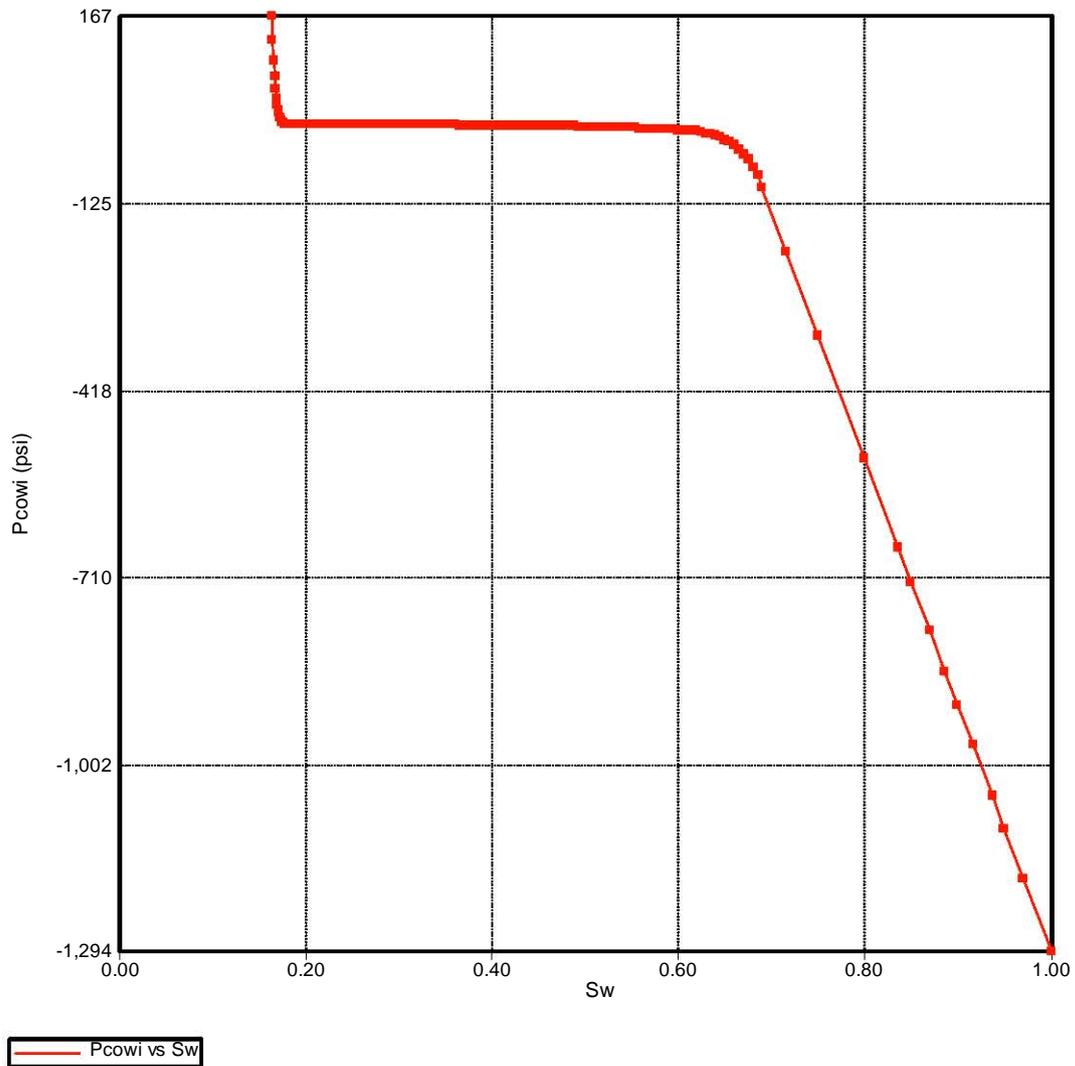


Fig. 5.31. Curva de presión capilar agua-aceite para imbibición, correspondiente a la roca de matriz (roca tipo 1).

La siguiente gráfica muestra la presión capilar gas-aceite representativa de la roca de matriz obtenida mediante el simulador.

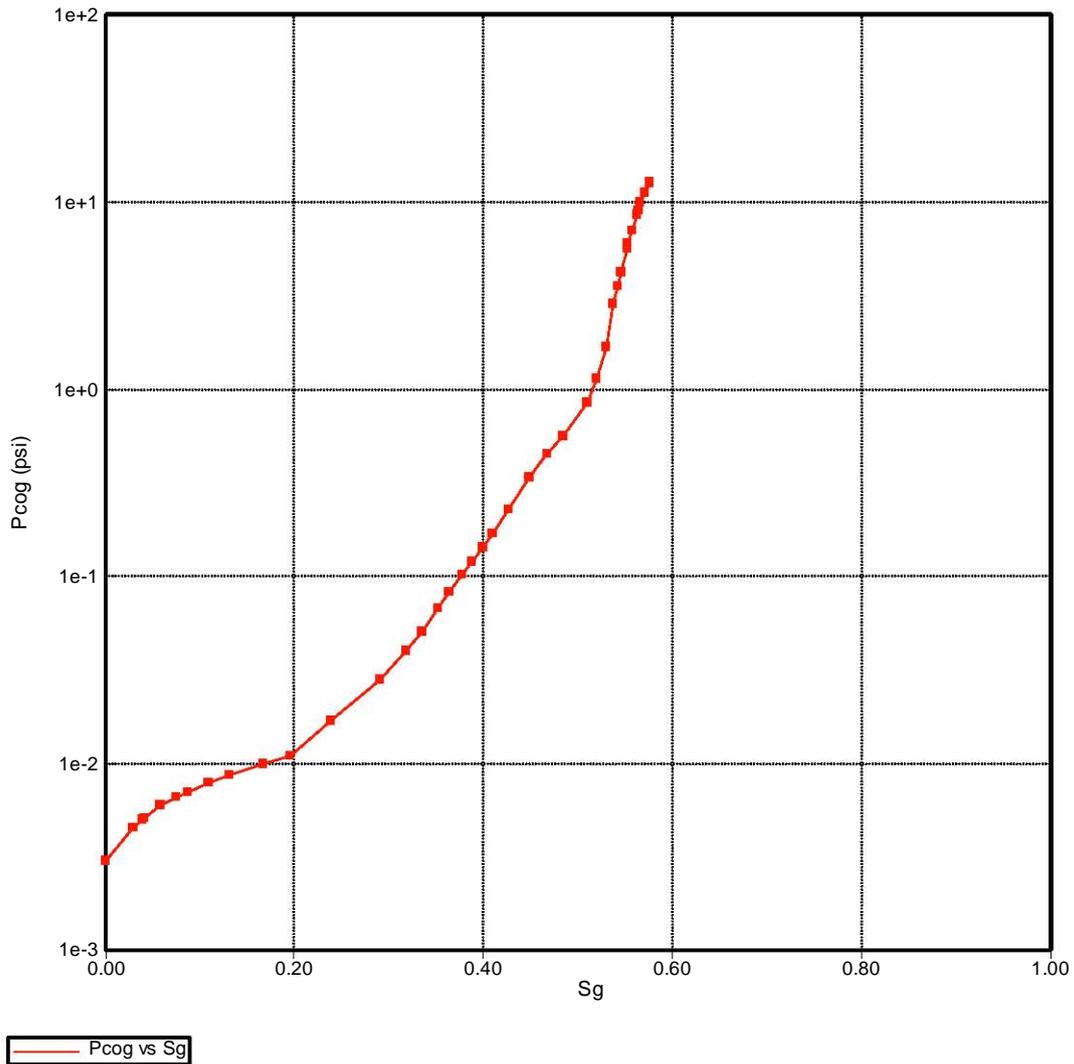


Fig.5.32. Curva de presión capilar gas-aceite para matriz.

La grafica de permeabilidad relativa al aceite para tres fases, es generada en base a las propiedades petrofísicas de la roca de matriz y al modelo de fluido generado en WinProp y cuya representación grafica es la siguiente.

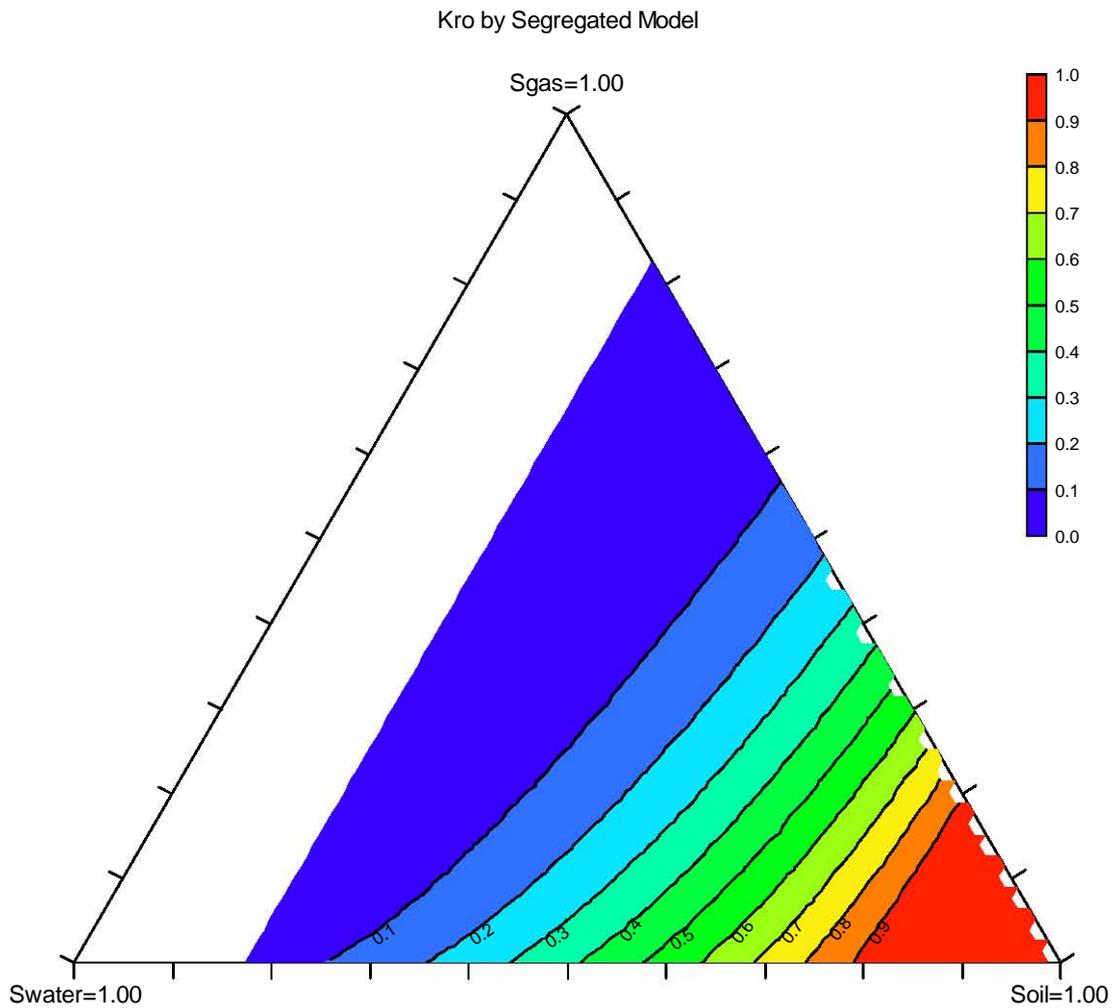


Fig.5.33. Diagrama ternario del aceite perteneciente al yacimiento Cax.

Roca tipo II. Esta roca sirve para describir las propiedades del sistema de fracturas y de vgulos, que en este caso se consideran iguales, pero que pueden no serlo. La porosidad asignada a esta roca es del 99.99 %, con una permeabilidad de 500 md en las tres direcciones (IJK).

Este tipo de roca presenta una curva de permeabilidad relativa al aceite, y al gas creadas a partir de una serie de datos tabulados y cuyas gráficas se presentan a continuación.

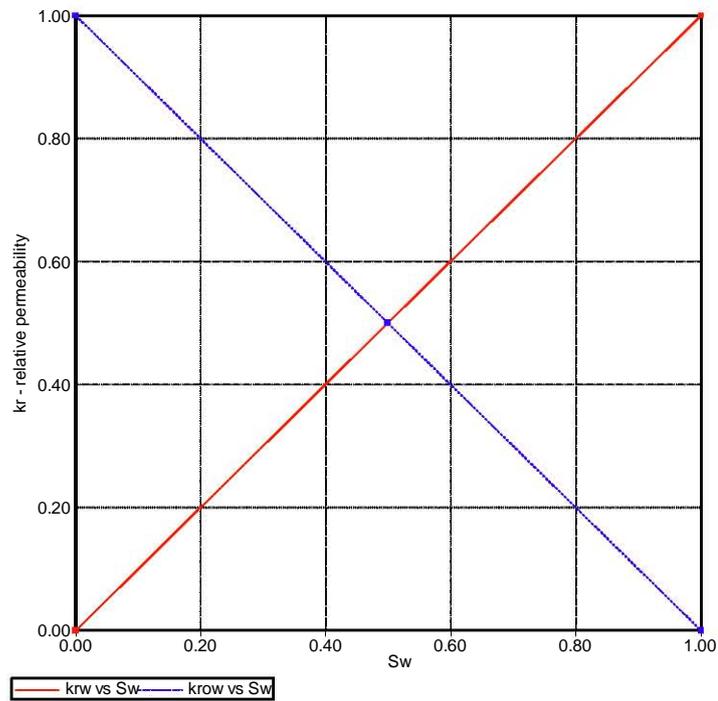


Fig. 5.34 Curva de permeabilidad relativa al aceite para roca tipo II (fractura y vgulos).

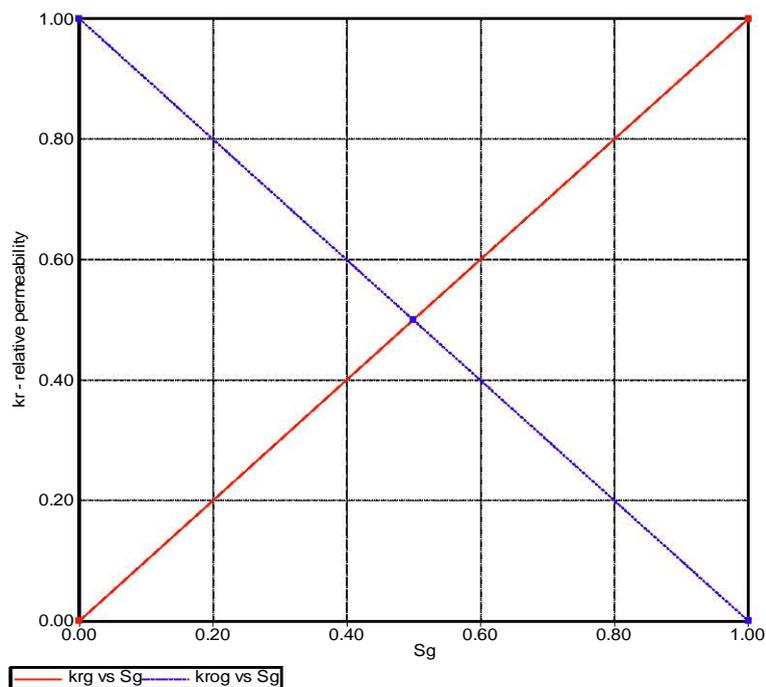


Fig.5.35 Curva de permeabilidad relativa al gas para el tipo de roca II, representativo de vgulos y fracturas.

Como la roca presenta alta permeabilidad y alta porosidad sus curvas de presión capilar tiene un valor constante de cero, es decir la roca no presenta ninguna restricción de flujo (situación que no forzosamente es cierta, ya que tanto en fractura como en vórgulos puede existir presión capilar, sin embargo para el presente trabajo no la consideraremos).

Al contar con la información de la presión capilar, las curvas de permeabilidad relativa al aceite, agua y gas se genera la gráfica de permeabilidad relativa al aceite para tres fases.

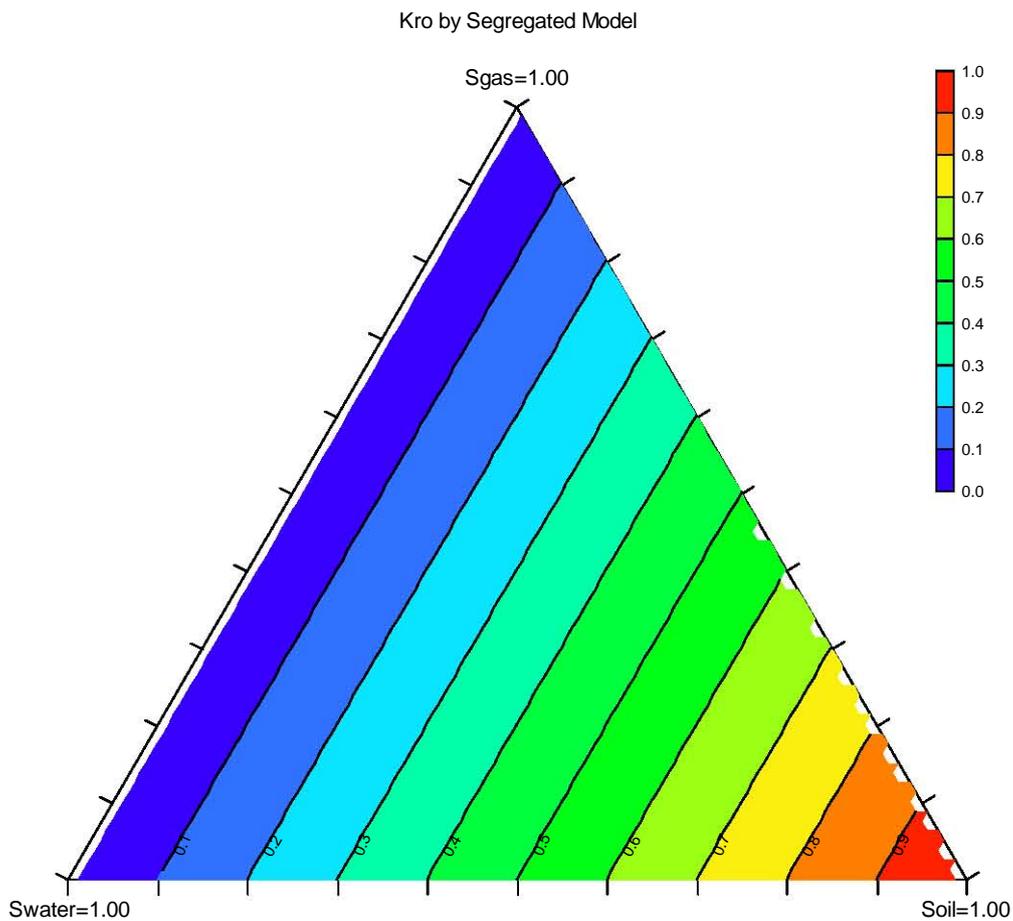


Fig.5.36 Representación grafica de la permeabilidad relativa al aceite para tres fases correspondiente al yacimiento Kab.

En la **Fig.5.37** se pretende mostrar cómo se asigna el valor de las propiedades petrofísicas a los diferentes tipos de bloques mediante los valores:

- 1-- Para roca tipo matriz.
- 2-- Para roca representativa de vórgulos y fractura.

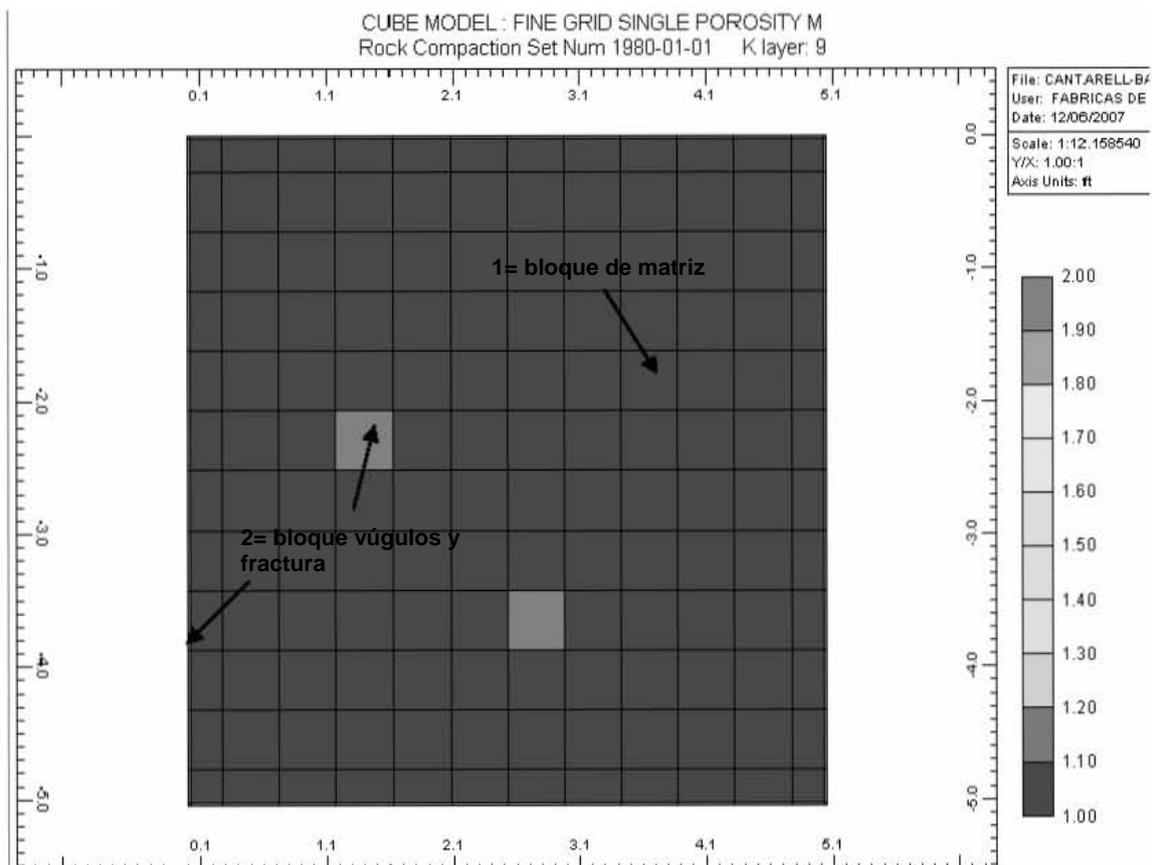


Fig. 5.37 Esquema de la asignación de propiedades en el simulador.

5.5.4 Arreglo de Pozos.

Builder permite la opción de crear los pozos, o de importar trayectorias de un metarchivo en la sección “información de la terminación de pozos”, así mismo permite el agrupamiento de éstos en varios grupos principales y en subgrupos, facilitando el control de éstos mediante “targets” de grupo, como pueden ser un gasto determinado de producción, un gasto determinado de inyección, una presión de fondo límite entre otros controles.

En esta tesis se han hecho dos grupos principales:

Grupo 1. Pozos productores.

Se cuenta con 12 pozos productores terminados en la capa superior del yacimiento, que corresponde al sistema de fracturas, teniendo las siguientes características generales para todos los pozos de este grupo.

Nombre De pozo	Terminación Inicial	Terminación final	Nombre de pozo	Terminación inicial	Terminación final
Prod1	2,2,1	13,2,1	Iny-1	2,2,34	13,2,34
Prod2	2,3,1	13,3,1	Iny-2	2,3,34	13,3,34
Prod3	2,4,1	13,4,1	Iny-3	2,4,34	13,4,34
Prod4	2,5,1	13,5,1	Iny-4	2,5,34	13,5,34
Prod4	2,6,1	13,6,1	Iny-5	2,6,34	13,6,34
Prod6	2,7,1	13,7,1	Iny-6	2,7,34	13,7,34
Prod7	2,8,1	13,8,1	Iny-7	2,8,34	13,8,34
Prod8	2,9,1	13,9,1	Iny-8	2,9,34	13,9,34
Prod9	2,10,1	13,10,1	Iny-9	2,10,34	13,10,34
Prod10	2,11,1	13,11,1	Iny-10	2,11,34	13,11,34
Prod11	2,12,1	13,12,1	Iny-11	2,12,34	13,12,34
Prod12	2,13,1	13,13,1	Iny-12	2,13,34	13,13,34

Tabla 5. 8 Localización de las terminaciones de pozos.

- Profundidad de terminación. 11,950 pies
- Tipo de terminación. Horizontal
- Radio del pozo. 0.005 pies
- Daño. 0.0
- WI. Geofac
- Flujo. 1ª terminación conectada a superficie y las posteriores ligadas una tras otra.

La **Fig.5.38** muestra el arreglo de pozos productores, los cuales se encuentran terminados en la primera capa del modelo, capa correspondiente al sistema de fracturas.

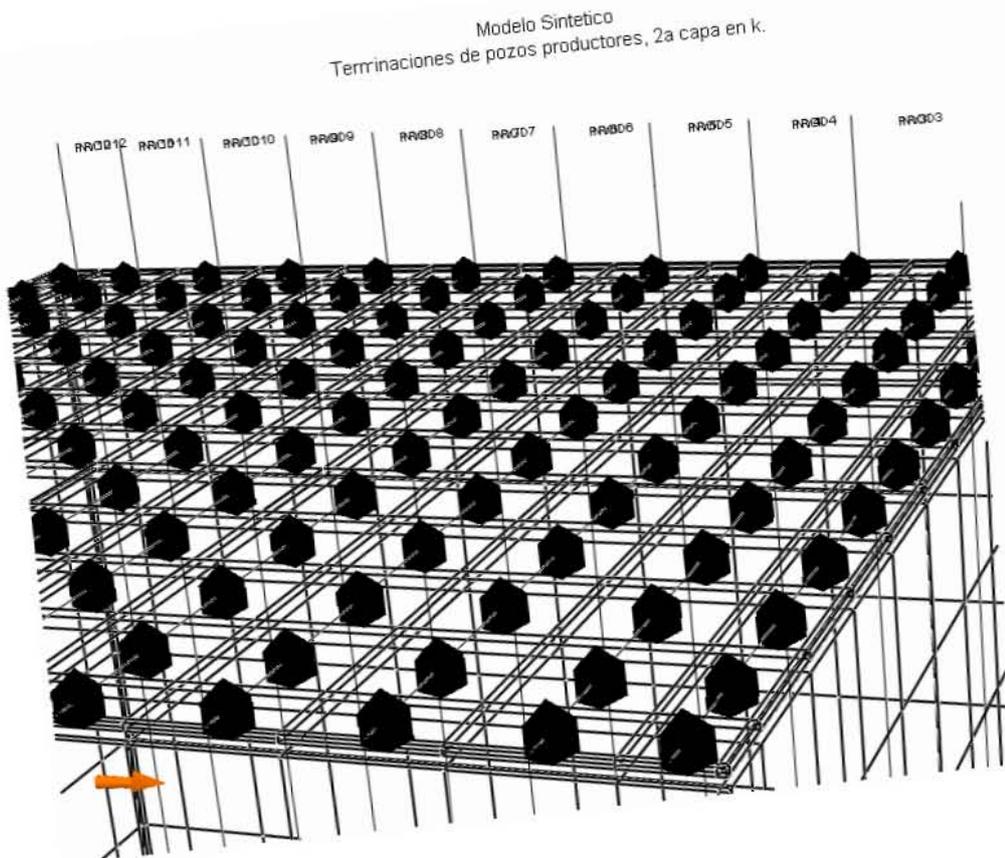


Fig.5.38 Vista 3d del modelo que muestra el arreglo de pozos productores terminados en la segunda capa y a lo largo del eje J.

Los anteriores pozos tienen las siguientes restricciones de flujo.

Presión de fondo mínima de 2000 psia por arriba de la presión de saturación (para cada yacimiento se ajusta la BHP a que sea homologa a los otros yacimientos).

Modelo de flujo: xflow-model.

Estado. Abierto desde el inicio de la simulación.

Grupo2. Pozos inyectoros.

En el modelo propuesto se perforaron y terminaron 12 pozos inyectoros en la base del modelo, presentan terminación horizontal de lado a lado del modelo, la localización de las terminaciones se encuentran la tabla 5.8 y la **Fig.5.39** muestra una vista 3D de su posicionamiento en el fondo del modelo.

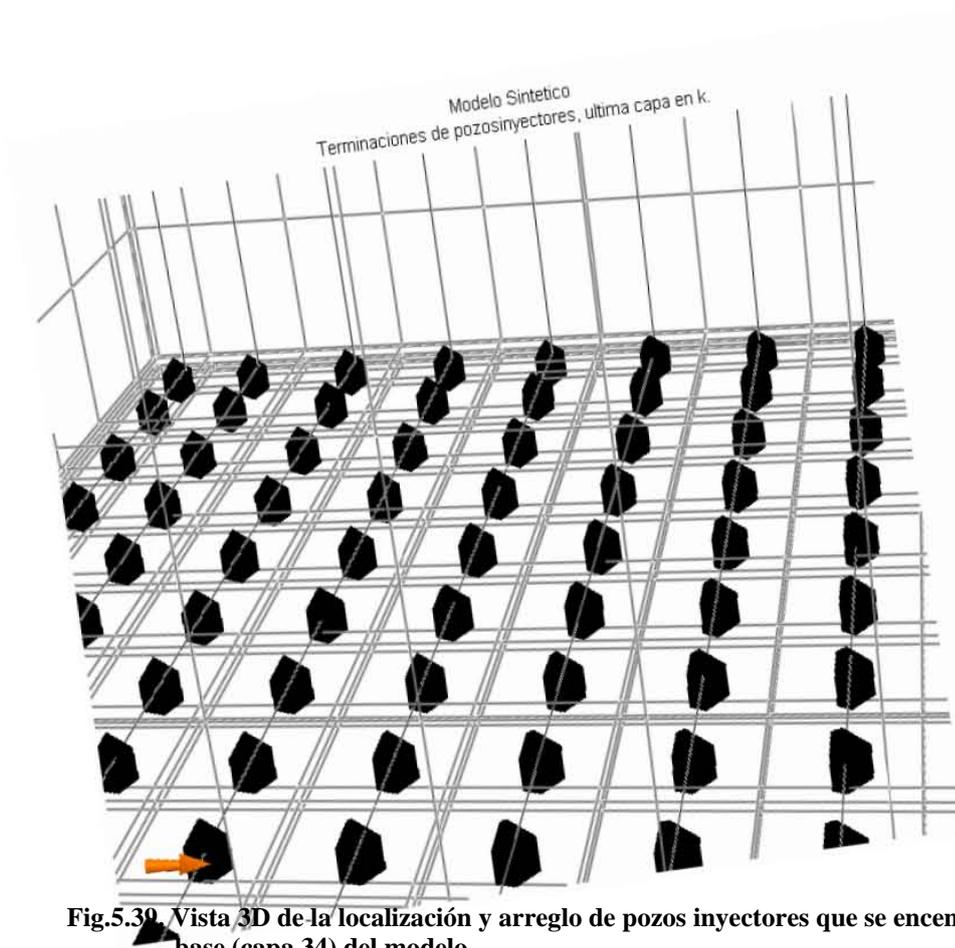


Fig.5.30. Vista 3D de la localización y arreglo de pozos inyectoros que se encuentran terminados en la base (capa 34) del modelo.

5.6 Resultados.

En el presente trabajo se realizaron diversas corridas para los tres tipos de fluidos mencionados anteriormente, consiguiendo resultados de forma individual para cada uno de los yacimientos de estudio, y resultados de forma grupal que comparan los tres fluidos al mismo tiempo, con la finalidad de tener una visión más generalizada de los parámetros de estudio.

Estos resultados pretenden mostrar si existe algún patrón de comportamiento en la extracción de aceite procedente de los vórgulos, la forma en que afecta la distribución y la formación de canales por disolución. Así mismo se analiza la variación en los factores de recuperación de aceite para las corridas con diferentes tamaños de bloques de matriz y diferentes tipos de aceite.

Todas las corridas se realizaron hasta lograr un corte de agua del 98% asegurando con esto que se alcanzará la máxima recuperación de aceite posible, estableciendo de esta manera un punto de referencia para las comparaciones entre los diferentes aceites del estudio.

5.6.1 Análisis del Yacimiento Cax.

El yacimiento Cax fue el primer yacimiento en probarse, y sirvió como modelo base para la generación de los modelos de los yacimientos Yin y Kab, además este modelo sirve de calibración, es decir es el modelo generado para comparar los resultados obtenidos con los presentados en artículos e investigaciones realizadas anteriormente.

Como parte de los trabajos realizados en esta tesis se estudió el comportamiento de la producción de aceite con diferentes contrastes de permeabilidad para el yacimiento Cax, obteniendo las siguientes gráficas de producción contra tiempo.

Yacimiento Cax							
Volumen original de aceite		3.293 BLS					
Corrida	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de matriz (md)	Porosidad de matriz (%)	Numero de vórgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor Recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
0	1	1	5.28	53	2.75	83.5	56.43
1	5	1	5.28	53	2.69	81.68	56.43
2	50	1	5.28	53	2.34	71.0	56.43
3	500	1	5.28	53	2.07	63	56.43
4	5000	1	5.28	53	1.97	59.84	56.43
5	50000	1	5.28	53	1.97	59.82	56.43

Tabla 5.9 Contrastes de permeabilidad vs recuperación de aceite para el yacimiento Cax.

Inyección de agua por pozo			
Pozo	Gasto de inyección (bls/día)	Tiempo (días)	Volumen inyectado(bls)
Iny 1	0,01	2687	26,87
Iny 2	0,001	2687	2,69
Iny 3	0,001	2687	2,69
Iny 4	0,001	2687	2,69
Iny 5	0,001	2687	2,69
Iny 6	0,001	2687	2,69
Iny 7	0,001	2687	2,69
Iny 8	0,001	2687	2,69
Iny 9	0,001	2687	2,69
Iny 10	0,001	2687	2,69
Iny 11	0,001	2687	2,69
Iny 12	0,001	2687	2,69
		Volumen total de agua inyectada(bls)	56,43

Tabla 5. 10 Gastos de inyección de agua por pozo y acumulado durante los 2687 días de inyección de agua-yacimiento Cax.

El comportamiento de producción por pozo es muy semejante para los doce pozos productores, razón por la cual se presentará una sola gráfica de producción acumulada para el pozo productor 5 (ver **Fig.5.40**), en el cual se observará que el comportamiento es muy similar a la tendencia obtenida por el yacimiento en conjunto.

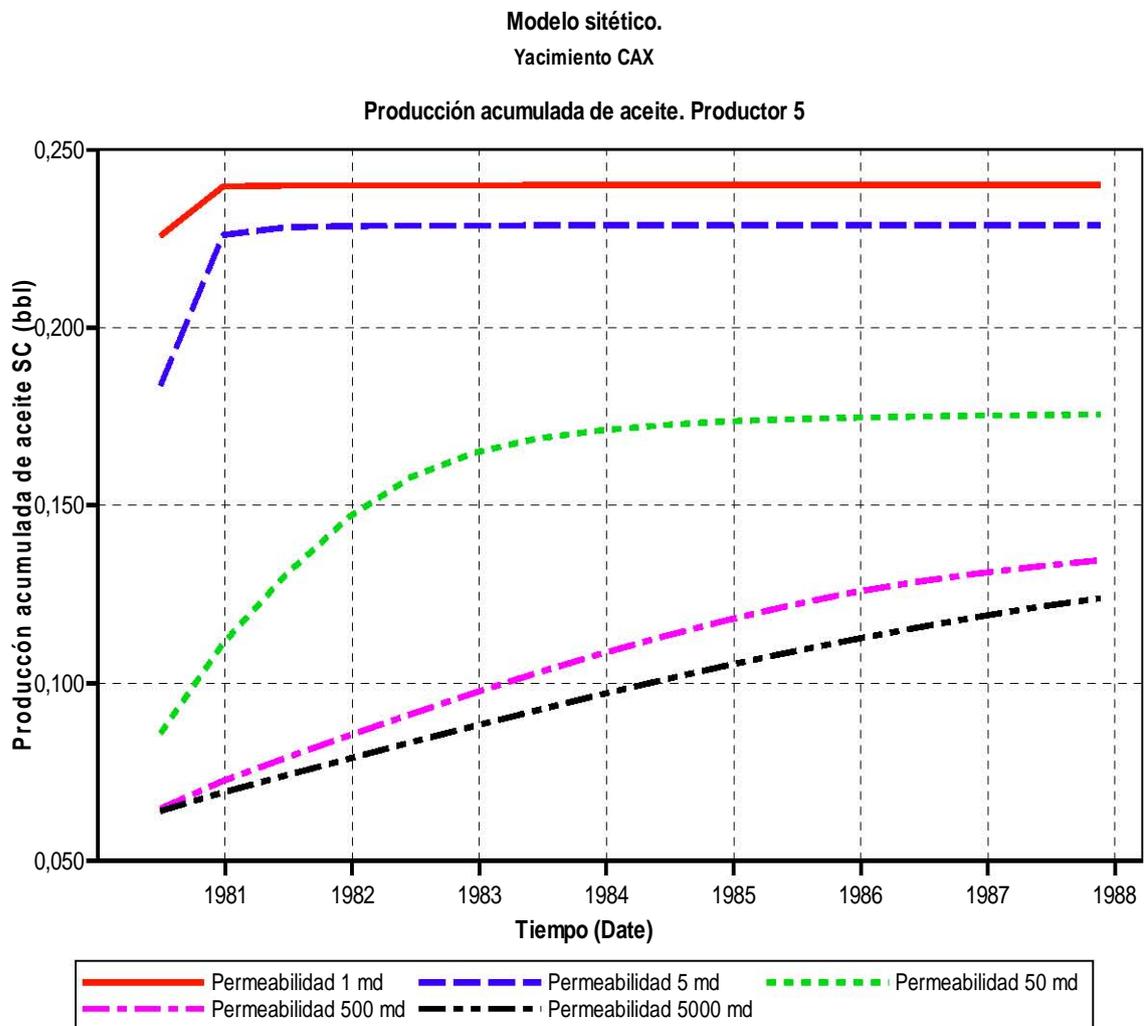


Fig.5.40. Producción acumulada de aceite para el pozo productor #5 para las diferentes permeabilidades de fractura simuladas.

Modelos sintético.
Yacimiento CAX

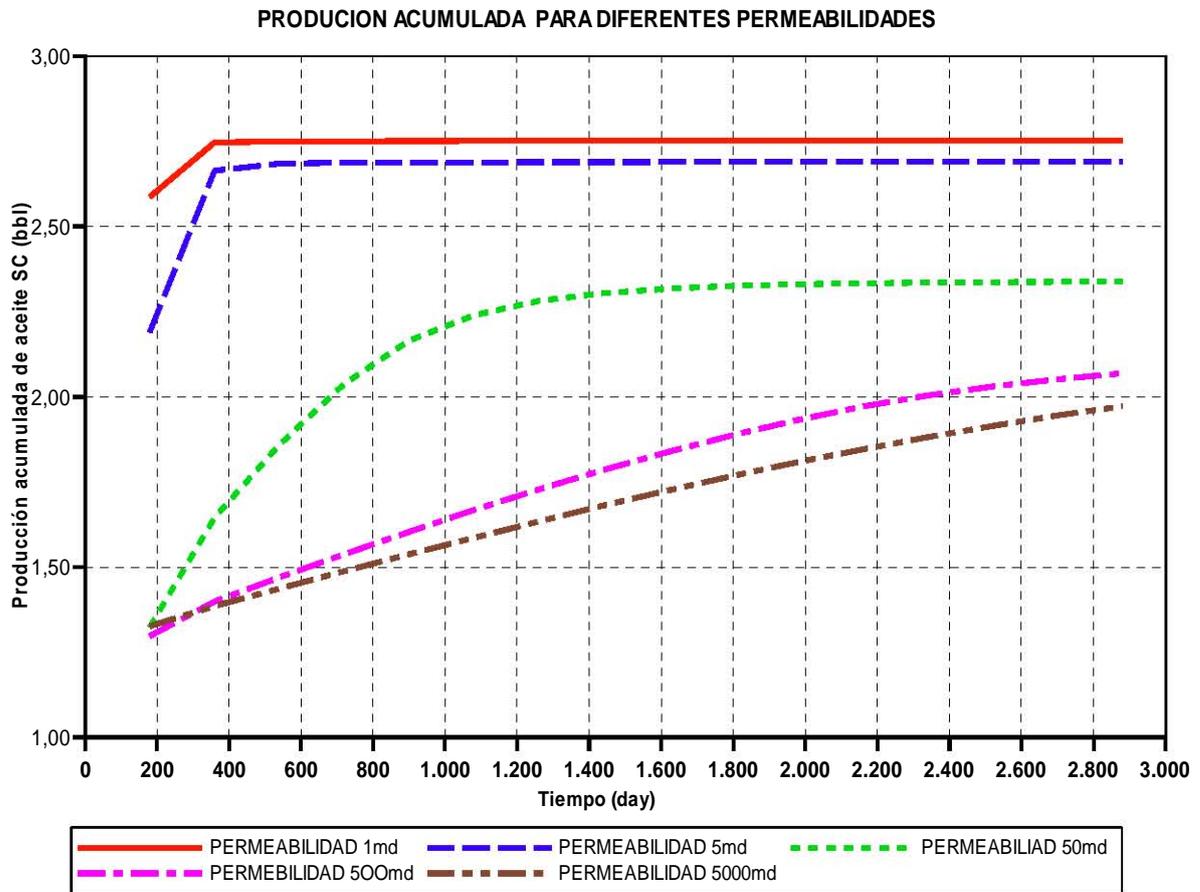


Fig. 5.41 Gráfica de producción acumulada vs tiempo para el yacimiento Cax, para diferentes permeabilidades de fractura.

Como se observa en las Fig.5.40 y Fig.5.41, en situaciones donde la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad de la matriz son semejantes o muy cercanas, el aceite se produce en periodos de tiempo muy cortos alrededor de 180 días (seis meses), esto es válido para contrastes del orden de 1-10 veces la permeabilidad de la matriz contra la permeabilidad de la fractura. Y para contrastes de permeabilidad mayor se obtiene un comportamiento más pronunciado, y mucho más tiempo para lograr la extracción de aceite, además de una recuperación cercana al 50% de aceite o menor para dichos casos. Es importante destacar que la producción inicial en casos con permeabilidad en la fractura cercana a la de la matriz, muestran una producción inicial de aceite con valores del orden de la producción final de aceite, esto aplica para casos con permeabilidad en la fractura altos y por tiempos prolongados (2800) días.

Es importante conocer como es el comportamiento de los gastos de producción, ya que de ellos dependerá el volumen de aceite recuperado, en la **Fig.5.42** se puede observar dicho comportamiento para el yacimiento Cax y las diferentes tendencias que se presentan al variar la permeabilidad de la fractura.

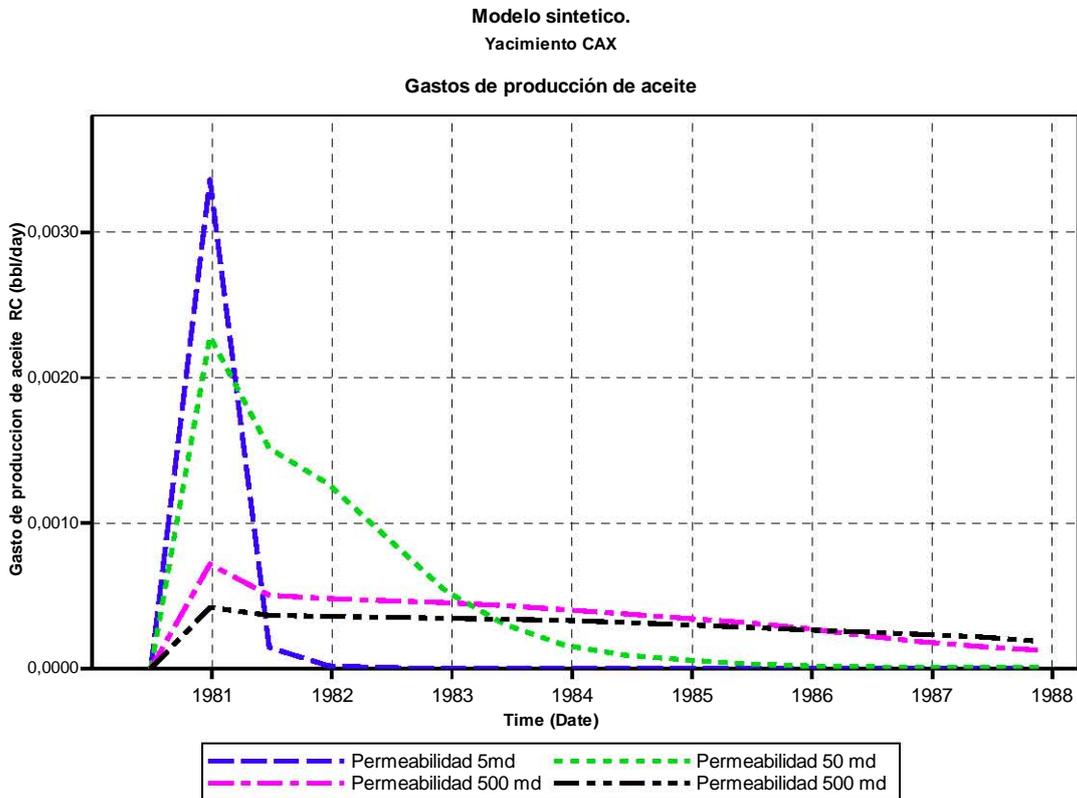


Fig. 5.42. Gastos de producción de aceite para el yacimiento Cax generados al variar la permeabilidad de la fractura.

Como se observa en la **Fig.5.42** los gastos de producción de aceite para permeabilidades cercanas a la permeabilidad de la matriz logran alcanzar un pico de producción de aceite muy superior a los obtenidos con permeabilidad de fractura alejadas de la permeabilidad de la matriz, y una vez alcanzado este máximo gasto, comienza un fuerte descenso de, en cambio para contrastes altos de permeabilidades el gasto no sufre una caída tan severa y logra mantener gastos por tiempos más prolongados.

Se realiza una grafica comparativa entre el factor de recuperación obtenido para cada permeabilidad simulada, cuyo comportamiento se puede apreciar en la **Fig.5.43**.

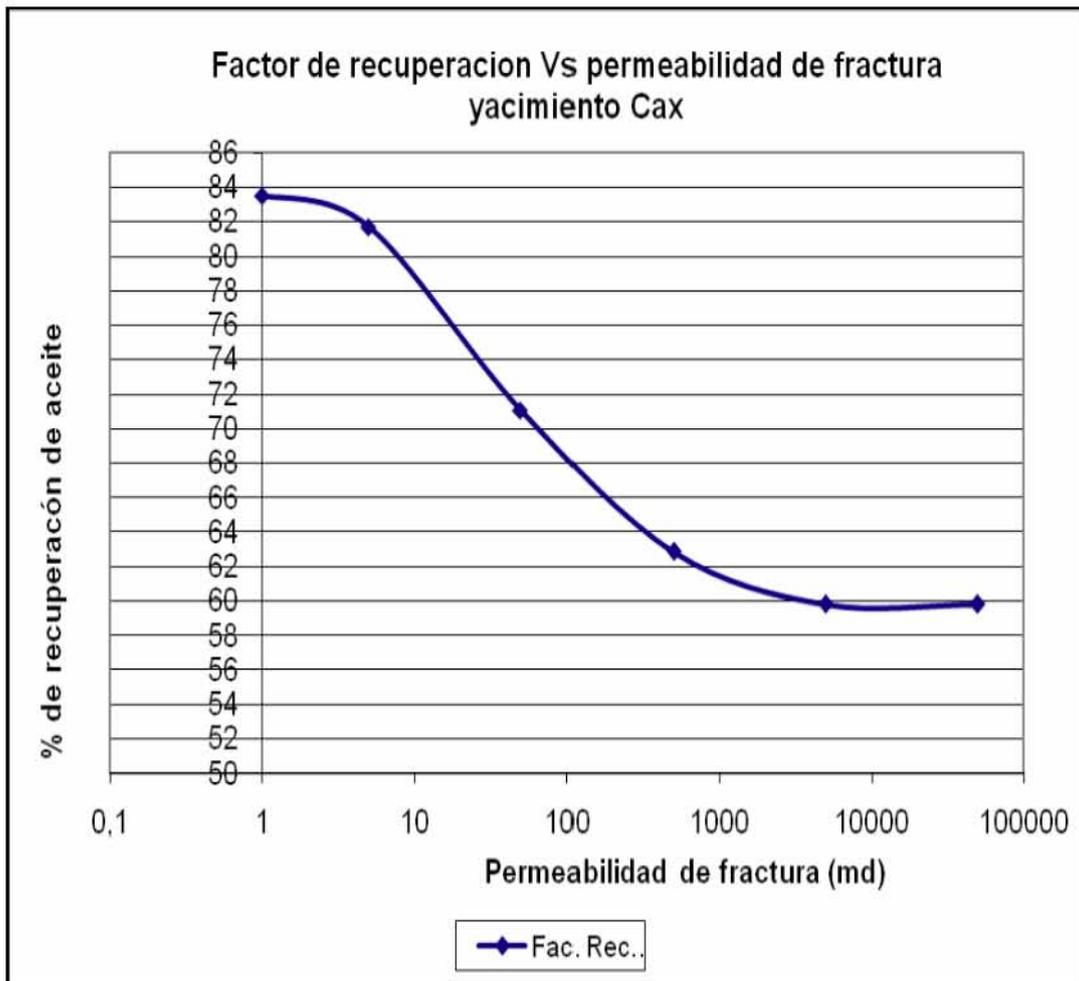


Fig. 5. 43 Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad en fracturas para el yacimiento Cax.

Como se observa en la **Fig.5.43** es claro como la declinación de la recuperación de aceite de vóculos se, hace muy pronunciada después de diez veces la permeabilidad de la matriz y al tener contrastes del orden de 10,000 veces o mayores no habrá cambios en la recuperación de aceite de vóculos.

Con la información recopilada se observó que mientras más grande era el valor de contraste con la permeabilidad en la fractura, se presentaba un tiempo mayor en lograr la máxima extracción de aceite, esto se encuentra resumido en la tabla 5.11

Cax	
Permeabilidad (md)	Tiempo de recuperación (días)
1	360
5	380
50	2160
500	2880
5000	2900

Tabla 5.11 Tiempo de recuperación de aceite en vógelos vs permeabilidad.

Se graficaron los tiempos versus las permeabilidades para observar si se presentaba una tendencia, esto se compara con resultados obtenidos de los yacimientos Kab y Yin más adelante.

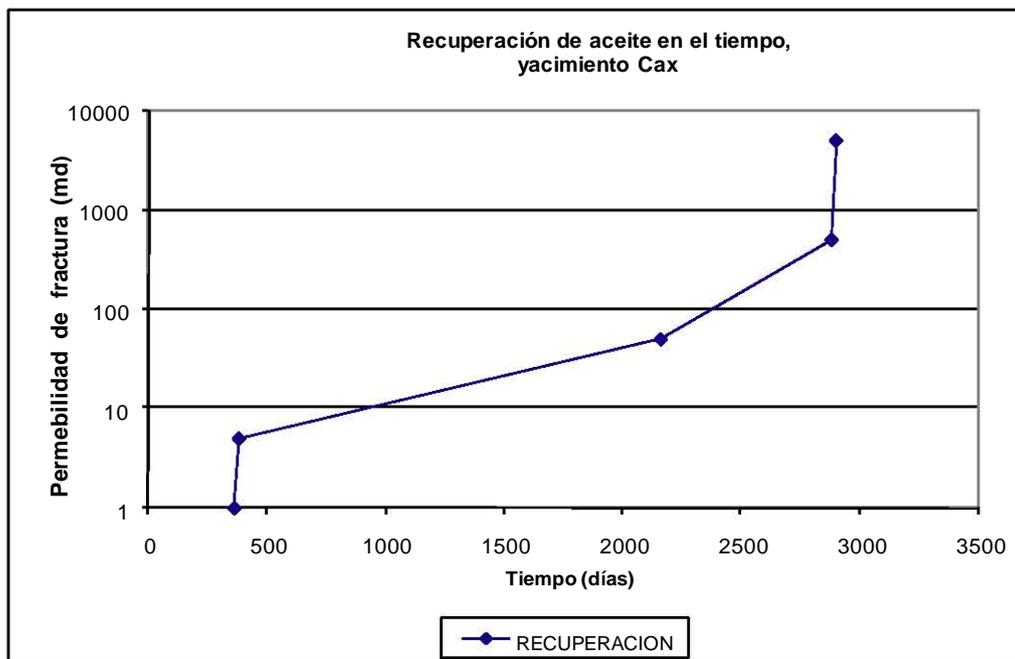


Fig.5.44 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidad en fracturas para el yacimiento Cax.

Otro aspecto que se consideró materia de estudio es la distribución de vógelos a lo largo y ancho de la matriz, generando para ello tres modelos en los cuales se mantuvo el mismo número de bloques designados a vógelos (en este caso 53 bloques) y se varió la distribución de acuerdo a las distribuciones de vógelos presentadas anteriormente:

- 1) Distribución de vógelos aleatoria.
- 2) Distribución de vógelos formando canales verticales.
- 3) Distribución de vógelos formando canales horizontales.

Los datos arrojados por la simulación se presentan en la tabla 5.12

Yacimiento Cax	Volumen Original de aceite (bls)	Volumen de aceite recuperado (BlS)	Volumen de agua inyectado (BlS)	Factor de recuperación %
Vúgulos distribuidos aleatoriamente	3.81	2.1	56.43	54.15
Vúgulos formando canales verticales	3.81	2.25	56.43	58.97
Vúgulos formando canales horizontales	4.30	2.5	56.43	58.04

Tabla 5.12 Recuperación de aceite en el yacimiento Cax para diferentes distribuciones de vúgulos.

Es claramente notorio que la formación de canales, ya sea a lo largo o ancho de la matriz aumenta la recuperación de aceite de los vúgulos, en comparación con una distribución aleatoria donde los vúgulos se encuentran mayormente aislados.

Como se aprecia en la tabla anterior, el factor de recuperación obtenido para las distribuciones horizontales y verticales tiene valores muy cercanos, sin embargo al analizar el comportamiento de producción observamos, que sí tiene influencia el tipo de arreglo con respecto al comportamiento de producción.

Modelo síntico.
Producción acumulada. Yac. CAX
PRODUCTORES

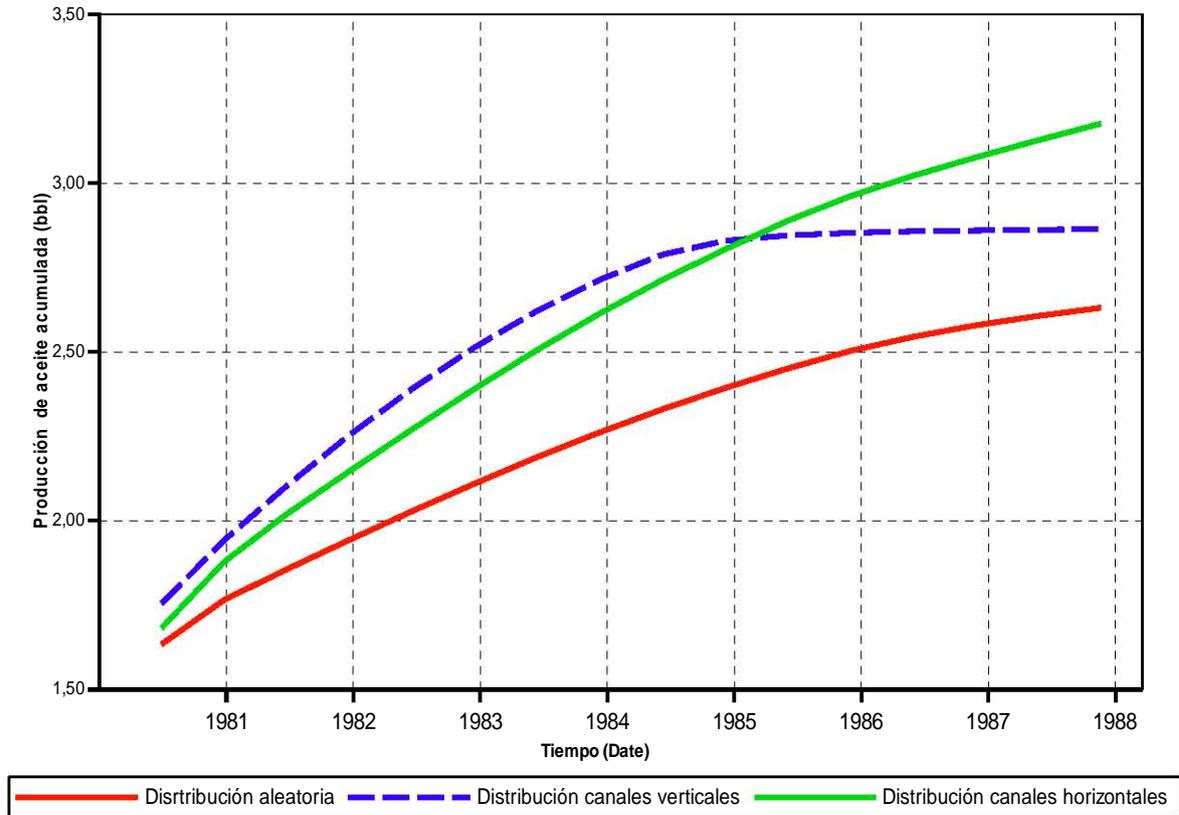


Fig.5.45 Recuperación de aceite en el yacimiento Cax para las tres distribuciones de vórgulos planteadas.

La forma en que se extrae aceite de los vórgulos para las tres distribuciones es claramente diferente, siendo más rápida la extracción de aceite de vórgulos en el caso de distribución vertical, y teniendo una tendencia a volverse nula después de un tiempo de producción, por el contrario el ritmo de producción para una distribución horizontal es más estable, logrando una mayor recuperación final de aceite al aportar más aceite durante periodos más largos; en el caso de los vórgulos dispersos observamos que tiene el comportamientos menos promisorio.

Modelo sintético. Distribuciones de vógelos

Gastos de producción

G1-PRO

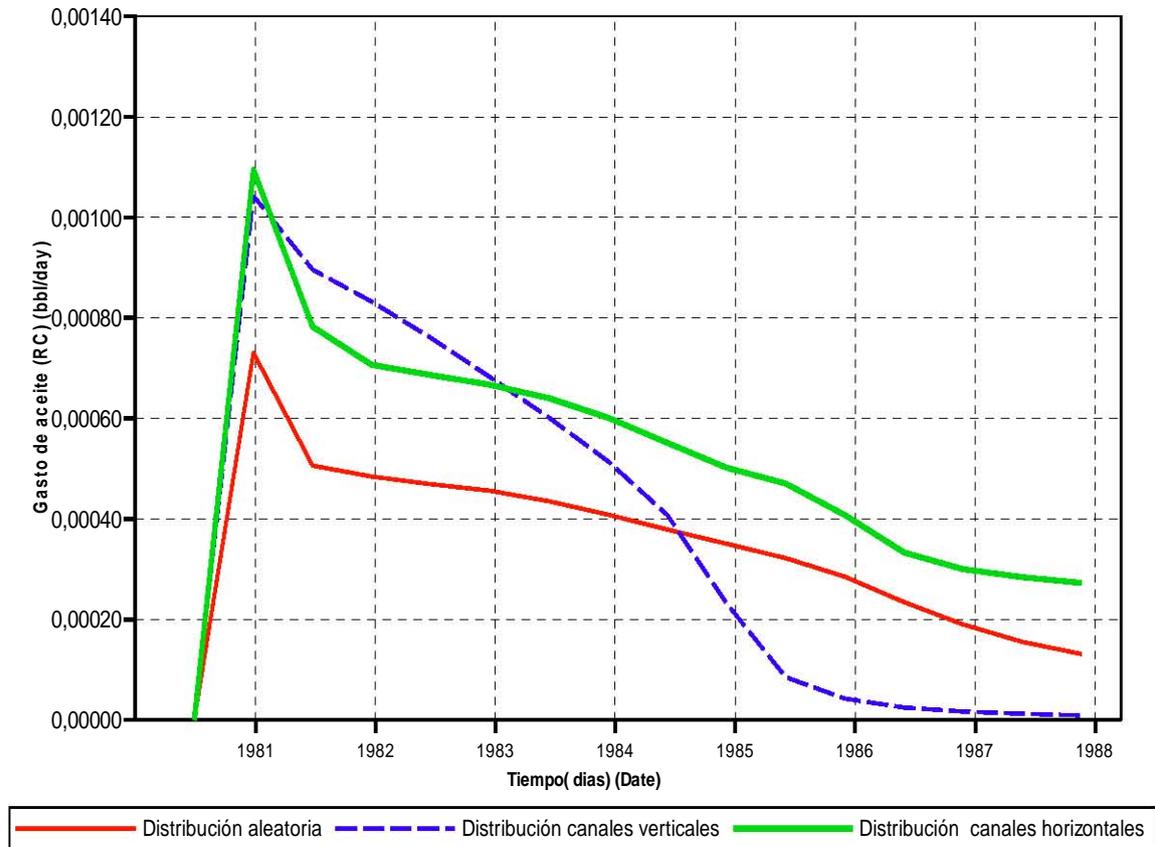


Fig. 5.46 Gastos de producción de aceite para el yacimiento Cax mostrando una comparación entre las diferentes distribuciones de permeabilidades.

En la Fig.5.46 se grafican los gastos de producción de aceite para las tres distribuciones de vógelos mencionadas, observando claramente como los gastos de aceite son mayores en los casos donde se logran formar canales de vógelos dentro de la roca matriz a lo largo y ancho del modelo, sin embargo para canales horizontales se aprecia que logra sostener gastos más altos que la distribución vertical, debido a que el agua inyectada barre una mayor área horizontal y después logra invadir la matriz de forma vertical de una mejor manera.

5.6.2 Análisis del Yacimiento Kab.

Para el yacimiento Kab se realizó la caracterización PVT del fluido que contiene el modelo y, al igual que con Cax se realizaron pruebas de contraste de permeabilidad con la finalidad de observar si existía alguna semejanza entre los resultados reportados para el campo Cax y los presentados para el yacimiento Kab.

Yacimiento Kab							
VOL DE ACEITE ORIGINAL		3.263 BLS					
Corrida	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de Matriz (md)	Porosidad de Matriz (%)	Numero de vúgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de Recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
0	1	1	5.28	53	2.33	71.40	56.43
1	5	1	5.28	53	2.25	68.95	56.43
2	50	1	5.28	53	1.95	59.7	56.43
3	500	1	5.28	53	1.86	56.97	56.43
4	5000	1	5.28	53	1.84	56.87	56.43

Tabla 5.13 Contrastes de permeabilidad vs recuperación de aceite para el yacimiento Kab.

En las **Fig.5.48** y **Fig.5.49** se observa la producción acumulada de aceite a lo largo del tiempo de explotación, así como los gastos de aceite producido, notando que, en el caso donde la permeabilidad de la fractura es de de 1 md (permeabilidad de la matriz) y 5 md; el tiempo en el que se logra la máxima producción es un intervalo de 180 días a partir de que se inicia la producción, por otro lado los casos donde la permeabilidad es mayor a los 5000 md, presentan una menor recuperación final de aceite en tiempos más prolongados(alrededor de los 2600 días).

Inyección de agua por pozo			
pozo	gasto de Inyección (bls/dia)	tiempo días	Volumen inyectado(bls)
Iny 1	0,01	2687	26,87
Iny 2	0,001	2687	2,69
Iny 3	0,001	2687	2,69
Iny 4	0,001	2687	2,69
Iny 5	0,001	2687	2,69
Iny 6	0,001	2687	2,69
Iny 7	0,001	2687	2,69
Iny 8	0,001	2687	2,69
Iny 9	0,001	2687	2,69
Iny 10	0,001	2687	2,69
Iny 11	0,001	2687	2,69
Iny 12	0,001	2687	2,69
		Volumen total de agua inyectada(bls)	56,43

Tabla 5. 14. Gastos de inyección de agua por pozo y acumulado durante los 2687 días de inyección de agua-yacimiento Kab.

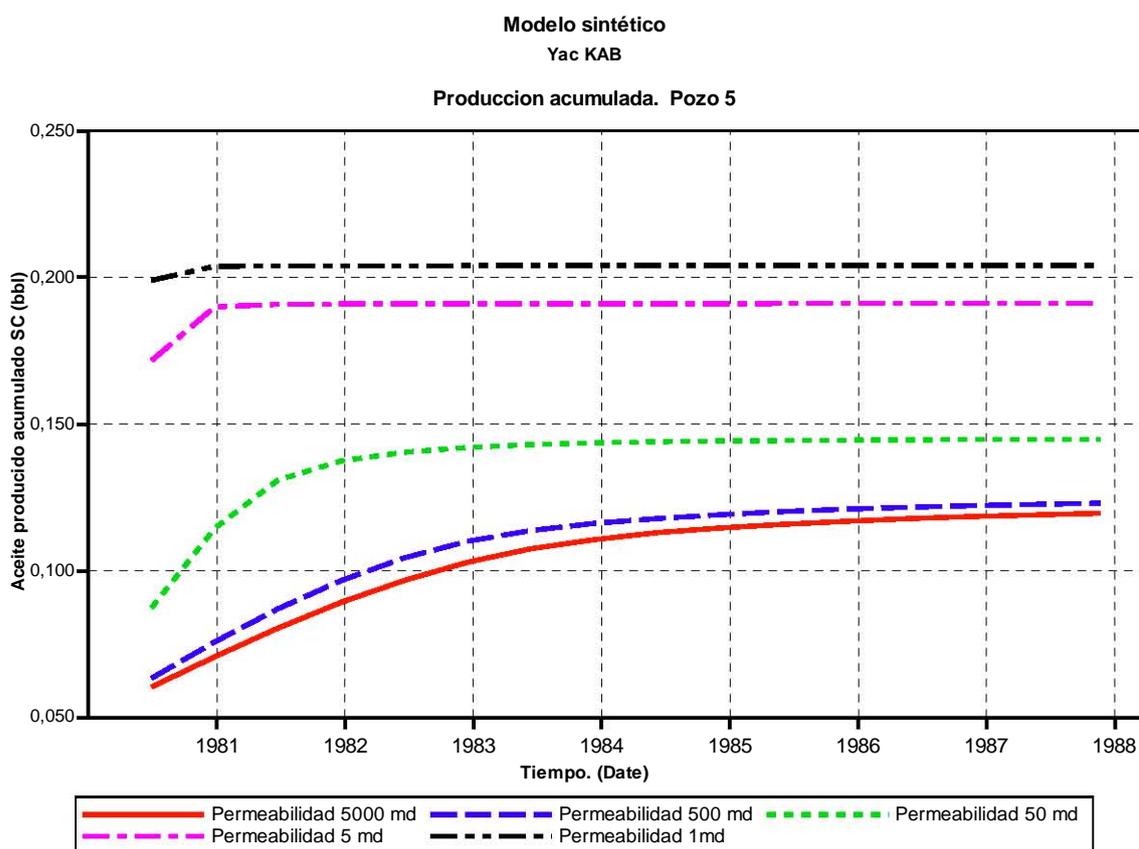


Fig. 5.47 Comportamiento de la producción acumulada para el pozo productor 5, bajo diferentes contrastes de permeabilidades, yacimiento Kab.

Modelo sintético.
 CONTRASTE DE PERMEABILIDADES-YAC KAB
 PRODUCCIÓN ACUMULADA

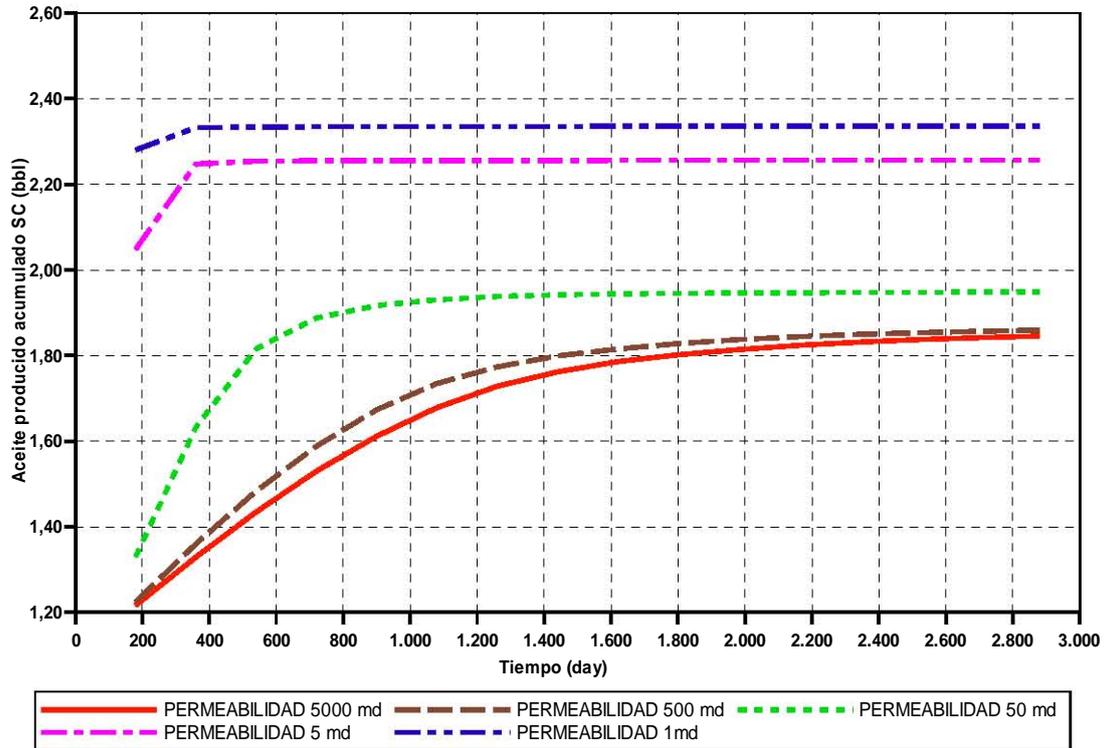


Fig. 5.48 Grafica de producción acumulada vs tiempo bajo diferentes esquemas de contrastes de permeabilidades entre matriz y fracturas, yacimiento Kab.

Es de importancia resaltar que tanto la simulación del campo Kab y Cax arrojaron resultados semejantes en la tendencia de recuperación de aceite, es decir tienen un comportamiento semejante, lo que nos lleva a pensar que para aceites medios y ligeros se obtiene la máxima recuperación de aceite de vórgulos cuando se presentan fracturas con baja permeabilidad, siendo su recuperación en cortos plazos de tiempo.

En la Fig.5.49 se muestra el comportamiento de los gastos de producción de aceite para los diferentes contrastes de permeabilidad en estudio, es importante analizar con cuidado el comportamiento de estas gráficas y la información que puedan arrojar.

Modelo sintético
YAC KAB

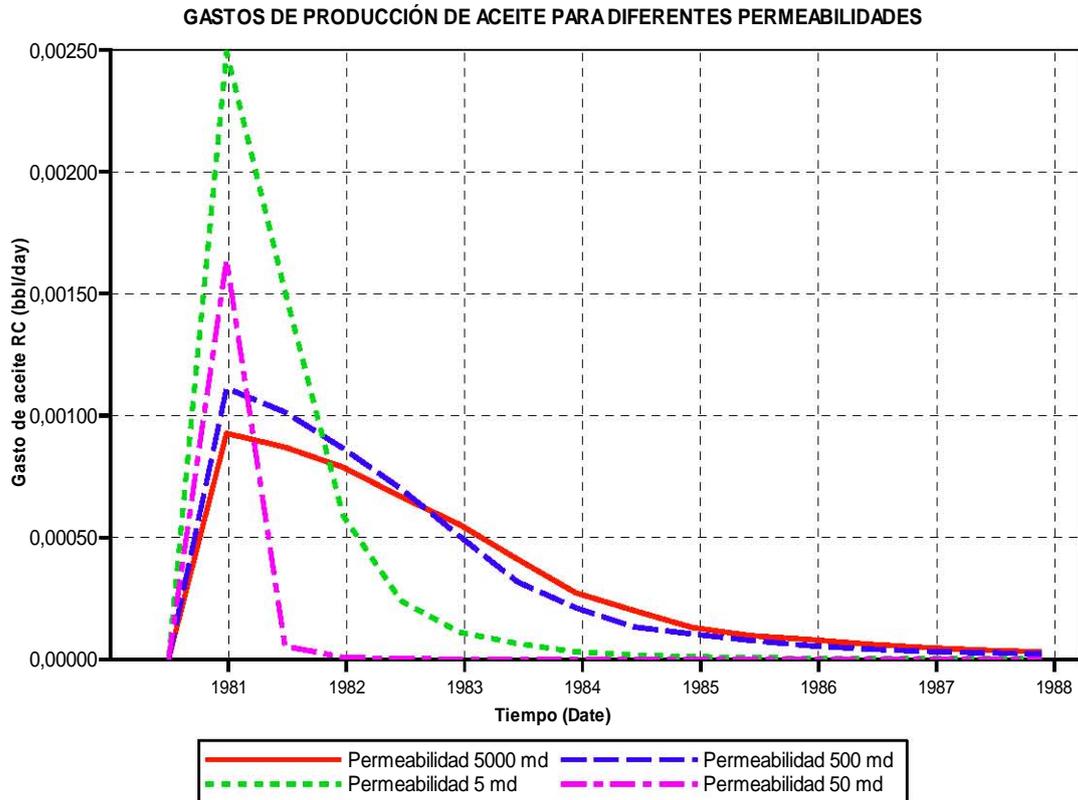


Fig.5.49 Gastos de producción de aceite para los diferentes contrastes de permeabilidad matriz-fractura propuestos, yacimiento Kab.

Se puede observar que en el caso de permeabilidades de fractura cercanas a la permeabilidad de la matriz, producen altos gastos pero por periodos cortos, en cambio, en altos contrastes entre permeabilidad matriz-fractura se logra mantener gastos más estables durante periodos más prolongados, es posible que este comportamiento se deba a que el agua, en caso donde la permeabilidad de la fractura es muy alta, no logre desplazar el aceite contenido dentro de la matriz, y en un caso extremo no alcance a desplazar aceite de los vóculos, pero en el caso de permeabilidades de fractura cercanas a la permeabilidad de la matriz; el agua logra penetrar más profundo dentro de la matriz y los vóculos logrando un mejor desplazamiento de aceite.

El análisis del comportamiento del factor de recuperación se llevó a cabo, plasmando los resultados obtenidos en la **Fig.5.50**.

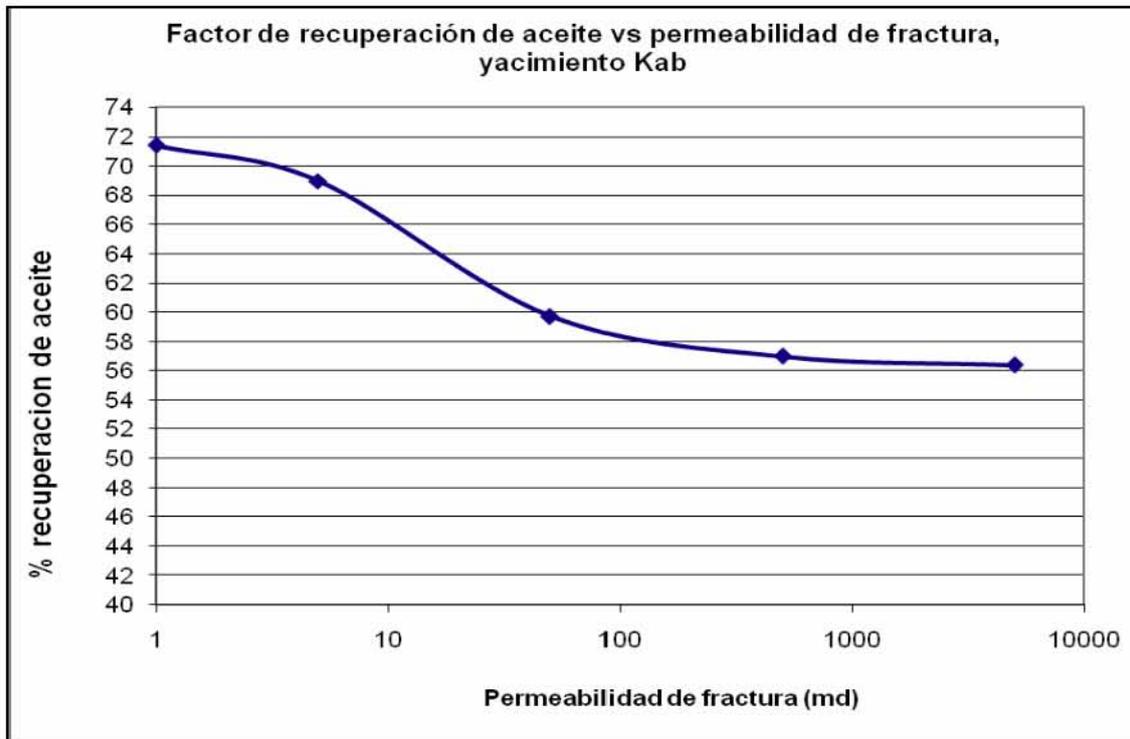


Fig.5.50 Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad para el yacimiento Kab.

Se puede apreciar que en la gráfica anterior, el comportamiento del factor de recuperación es semejante al obtenido para el yacimiento Cax, con la principal diferencia en los valores máximos del factor de recuperación obtenidos, siendo de 72% para este caso, mientras que de 84 % para Cax, comportamiento originado por la diferencia de viscosidades de los aceites utilizados, con lo cual se demuestra que la viscosidad tiene gran importancia en la recuperación de aceite y que en este caso la recuperación será mayor cuando el aceite sea más viscoso.

Un aspecto que también se analizó para este yacimiento es el tiempo de recuperación en función de los contrastes de la permeabilidad entre la matriz y la fractura. Los resultados obtenidos se encuentran en la tabla 5. 13

Yacimiento Kab	
Permeabilidad (md)	Tiempo de recuperación (días)
1	360
5	380
50	1620
500	2700
5000	2850

Tabla 5.15 Permeabilidad vs tiempo de recuperación de aceite para el yacimiento Kab.

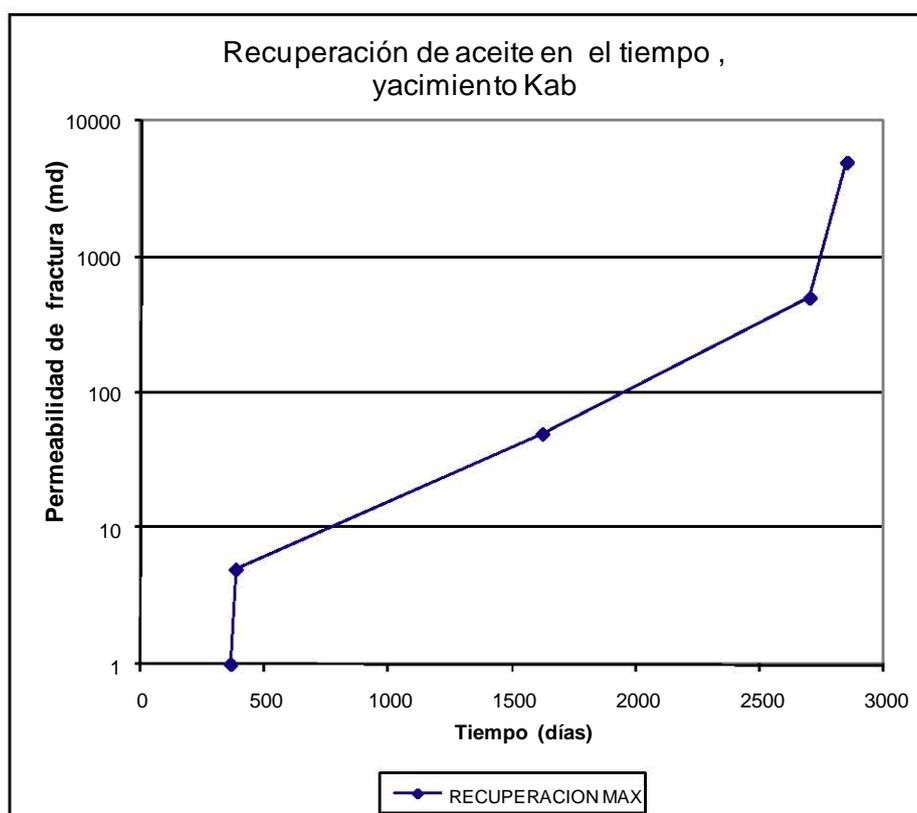


Fig.5.51 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidades para el yacimiento Kab.

La gráfica presentada en la **Fig.5.51** es la representación de la tabla 5.9 y permite observar con mayor claridad como el tiempo de recuperación de aceite del sistema se incrementa conforme la permeabilidad en la fractura incrementa, dejando ver fácilmente que para contrastes de permeabilidades bajos y cercanos a la matriz, el tiempo de recuperación del aceite es de sólo unos cuantos cientos de días.

Estos resultados obtenidos son congruentes con los del yacimiento Cax, con lo que hasta el momento se puede afirmar que para aceites medios y pesados

(18-30°API) el dominio viscoso, logrado cuando se presenta un alto gradiente de presión en la fractura, permite la extracción de aceite de vóculos en tiempos muy cortos y el dominio gravitacional extrae el aceite en tiempos muy prolongados.

Para el caso de Kab se realizaron las mismas distribuciones de vóculos presentadas anteriormente:

- 1) Distribución aleatoria de vóculos.
- 2) Vóculos formando canales verticales.
- 3) Vóculos formando canales horizontales.

La finalidad de realizar las mismas simulaciones con los diferentes fluidos, es establecer si existe un patrón, comportamiento o tendencia definida sin importar el fluido que se presente en el yacimiento, o en qué grado es que las propiedades de estos afectan y en qué forma.

Yacimiento Kab	Volumen de aceite original (bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Volumen inyectado de agua (bls)	Factor de Recuperación (%)
Vóculos distribuidos aleatoriamente	3.26	1.84	56.43	56.32
Vóculos formando canales verticales	3.26	1.95	56.43	59.70
Vóculos formando canales horizontales	3.7	2.29	56.43	61.78

Tabla 5.16 Recuperación de aceite en el yacimiento Kab para diferentes distribuciones de vóculos.

Modelo sintético. Yac KAB
PRODUCCION ACUMULADA PARA DIFERENTES DISTRIBUCIONES DE VUGULOS
G1-PRO

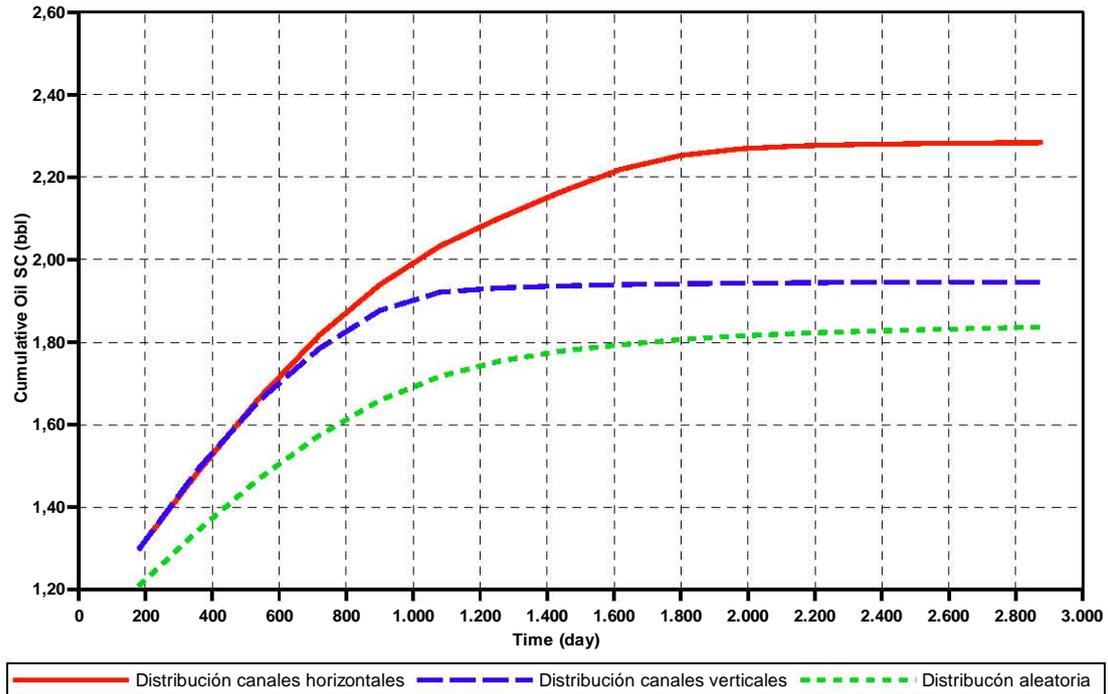


Fig.5.52. Recuperación de aceite para distribuciones de vúgulos en el yacimiento Kab.

La línea roja continua de la **Fig.5.52** representa la producción acumulada para el caso con distribución de vúgulos formando canales horizontales, y la azul la distribución vertical, como se puede observar las distribuciones horizontal y vertical son las que logran una mayor recuperación de aceite, recuperando hasta un 5% más, misma situación que con el aceite recuperado de Cax. Se puede decir que la formación y distribución de canales afecta tanto los tiempos de recuperación como la cantidad de hidrocarburos a recuperar.

La recuperación de aceite depende de los gatos de producción y del tiempo que estos puedan sostenerse, en la **Fig.5.53** se presentan los gatos de producción para el yacimiento Kab bajo las diferentes distribuciones de vúgulos empleadas.

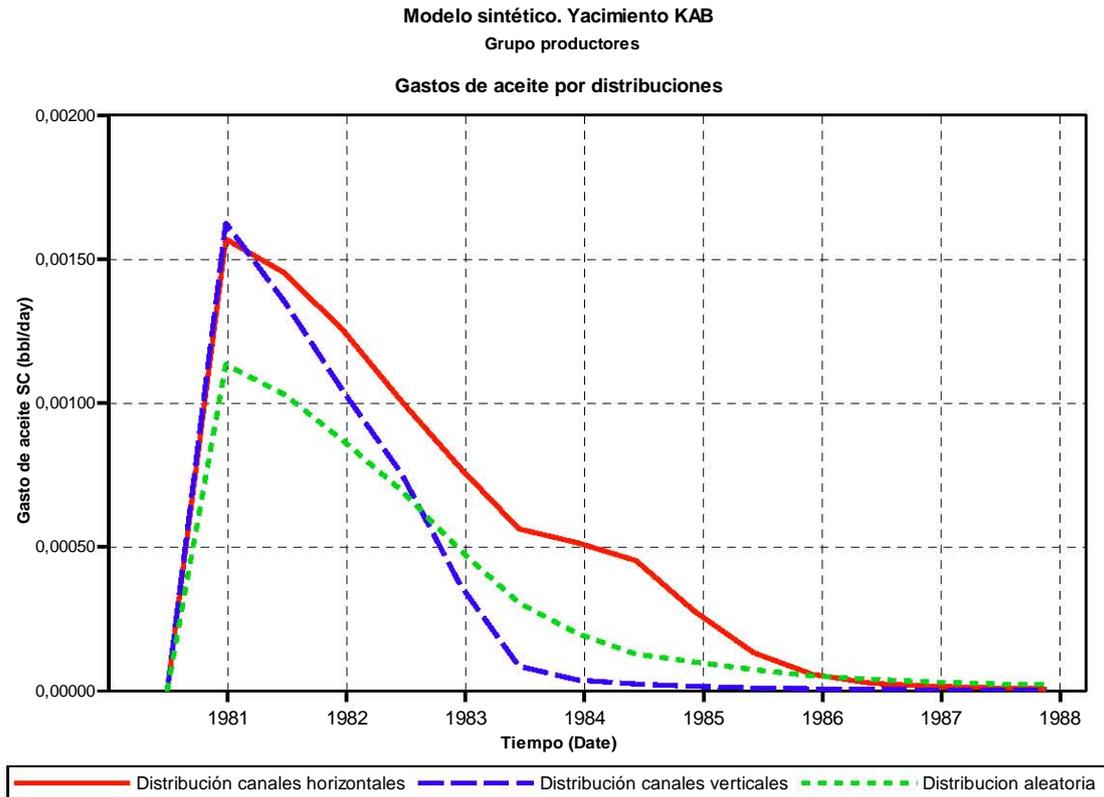


Fig.5.53. Gastos de producción para las diferentes distribuciones de permeabilidad empleadas en el yacimiento Kab.

Como se observa en la **Fig.5.53** el caso de distribuciones formando canales verticales es la que presenta un gasto inicial de aceite mayor, pero es el comportamiento de vórgulos formando canales horizontales el que mantiene gastos superiores debido a que permite que el agua entre en un plano horizontal y posteriormente desplace el aceite hacia la cima del modelo barriendo una mayor área que en el caso de vórgulos verticales.

5.6.3 Análisis del Yacimiento Yin.

El aceite perteneciente al yacimiento Yin es un aceite ligero de 42 °API, se seleccionó este tipo de aceite para confrontar los resultados obtenidos con los aceites de 18-30 °API representados con los aceites de los yacimientos Cax y Kab y determinar si el comportamiento y las tendencias mostradas por estos yacimientos se conservan o varían en casos como el de Yin.

En primera instancia se realizó el contraste de permeabilidades entre la matriz y la fractura, las corridas y la información se encuentran recopiladas en la tabla 5.15 mostrada a continuación.

Yacimiento Yin							
Volumen original de aceite:		1.22 BLS					
Corrida	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de matriz (md)	Porosidad de matriz (%)	Numero de vùgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de Recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
0	1	1	5.28	53	0.877	72.29	56.43
1	5	1	5.28	53	0.747	61.58	56.43
2	50	1	5.28	53	0.727	59.92	56.43
3	500	1	5.28	53	0.728	60.01	56.43
4	5000	1	5.28	53	0.727	59.92	56.43

Tabla 5.17 Contrastes de permeabilidad matriz-fractura vs recuperación de aceite para el yacimiento Yin.

Inyección de agua por pozo			
Pozo	Gasto de Inyección (bls/dia)	Tiempo (días)	Volumen inyectado(bls)
Iny 1	0,01	2687	26,87
Iny 2	0,001	2687	2,69
Iny 3	0,001	2687	2,69
Iny 4	0,001	2687	2,69
Iny 5	0,001	2687	2,69
Iny 6	0,001	2687	2,69
Iny 7	0,001	2687	2,69
Iny 8	0,001	2687	2,69
Iny 9	0,001	2687	2,69
Iny 10	0,001	2687	2,69
Iny 11	0,001	2687	2,69
Iny 12	0,001	2687	2,69
		Volumen total de agua inyectada(bls)	56,43

Tabla 5.18 Gastos de inyección de agua por pozo para el yacimiento Yin.

En la **Fig.5.54** se muestra el comportamiento de los gastos de producción obtenidos, donde se puede apreciar una tendencia similar a los de los yacimientos Cax y Kab, donde los gastos son altos y por periodos cortos de tiempo, en el caso de bajos contrastes de permeabilidades. Para casos donde la permeabilidad de la fractura supera 500 veces las permeabilidad de la matriz, se logra obtener las mismas gráficas y el mismo comportamiento pudiéndose asegurar que; en fracturas con una altísima permeabilidad no se asegura la mejor producción de hidrocarburos, pero tampoco con contrastes tan bajos, es necesario encontrar la permeabilidad óptima de la fractura que

permita mantener altos gastos durante periodos de tiempo de explotación más prolongados.

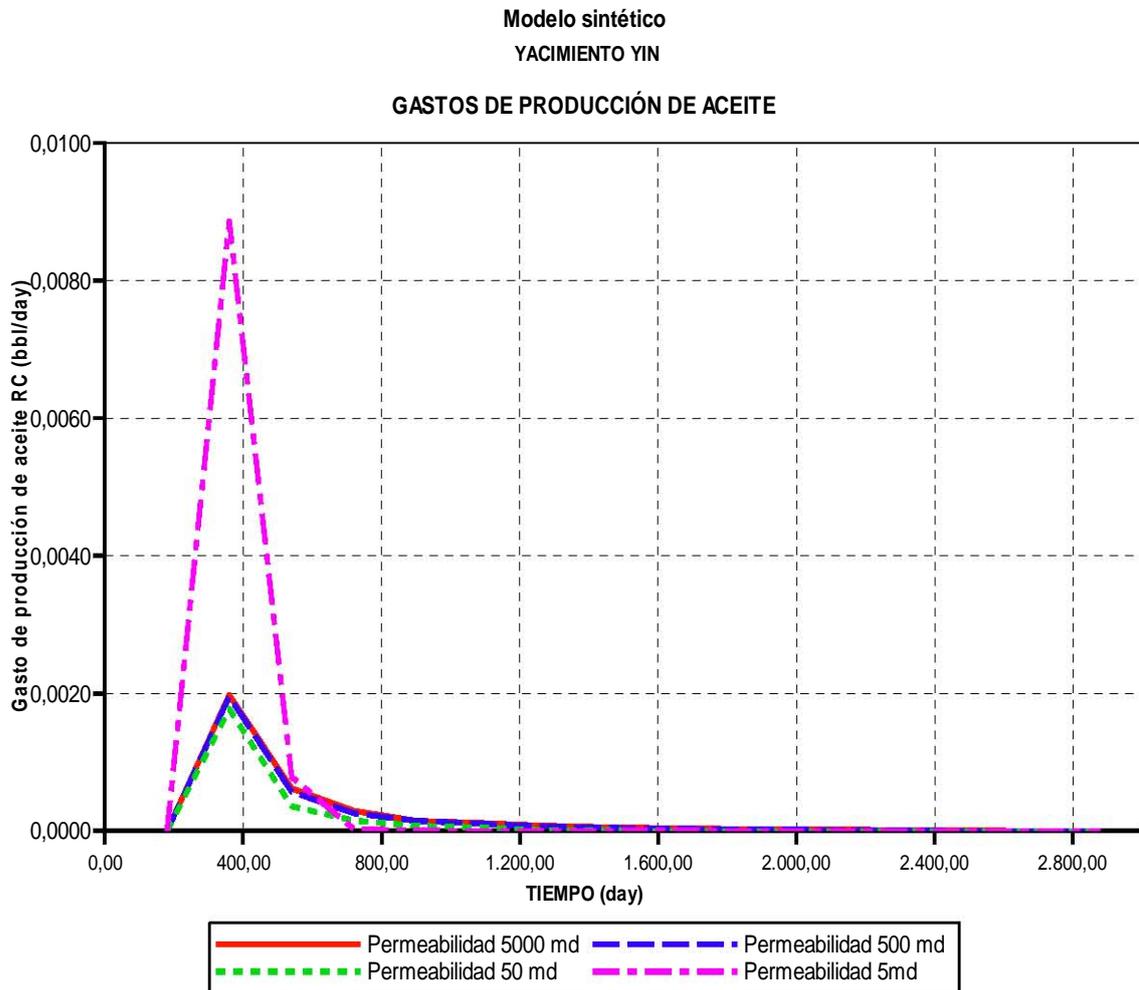


Fig. 5.54 Gastos de producción de aceite a condiciones de yacimiento para diferentes permeabilidades de fractura, yacimiento Yin

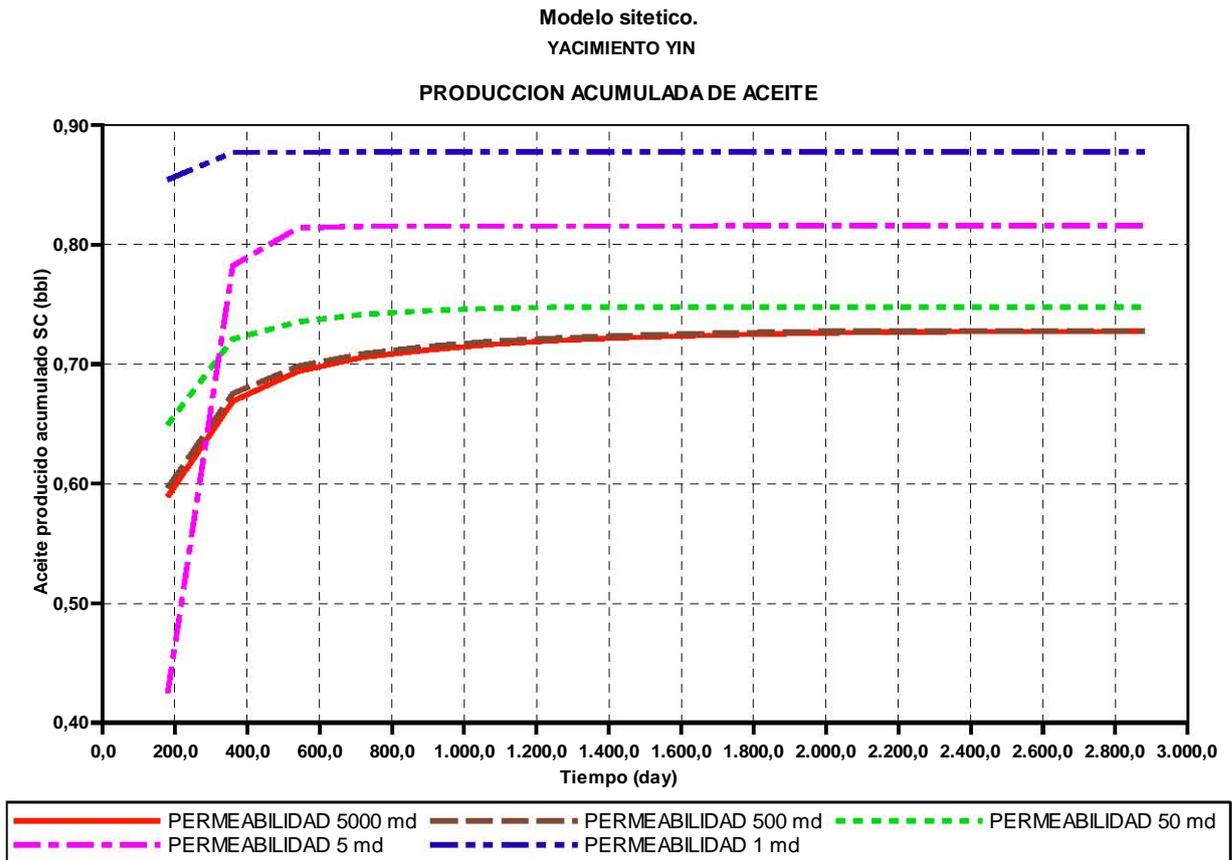


Fig.5.55 Gráfica de producción acumulada de aceite vs tiempo para diferentes contrastes de permeabilidad matriz- fractura pertenecientes al yacimiento Yin.

En la **Fig.5.55** se puede notar como la producción de aceite es menor que para los casos anteriores, debido a que se trata de un aceite ligero, sin embargo las curvas siguen teniendo un comportamiento similar a las obtenidas en los casos de Cax y Kab, con la pequeña diferencia de que en las curvas de permeabilidades altas, donde casi todo el aceite recuperado se obtiene en tiempos muy cortos y semejantes a los empleados para bajas permeabilidades. La gráfica parece indicar que en el caso de aceites ligeros el contraste de permeabilidades no afecta en gran medida el tiempo de extracción de aceite, pero los volúmenes de aceite a recuperar son menores, alcanzando solo a recuperar un máximo de 70% del volumen original de aceite del yacimiento.

Al parecer en aceites ligeros, el dominio viscoso se presenta en etapas tempranas de producción, cediendo la extracción de aceite al dominio gravitacional paulatinamente, lo que origina el comportamiento de las curvas presentadas, debido a que el aceite libera gas conforme pasa el tiempo y se vuelve más viscoso.

Para entender lo que está ocurriendo en este campo se realizó una gráfica del factor de recuperación (**Fig.5.56**) para las diferentes permeabilidades.

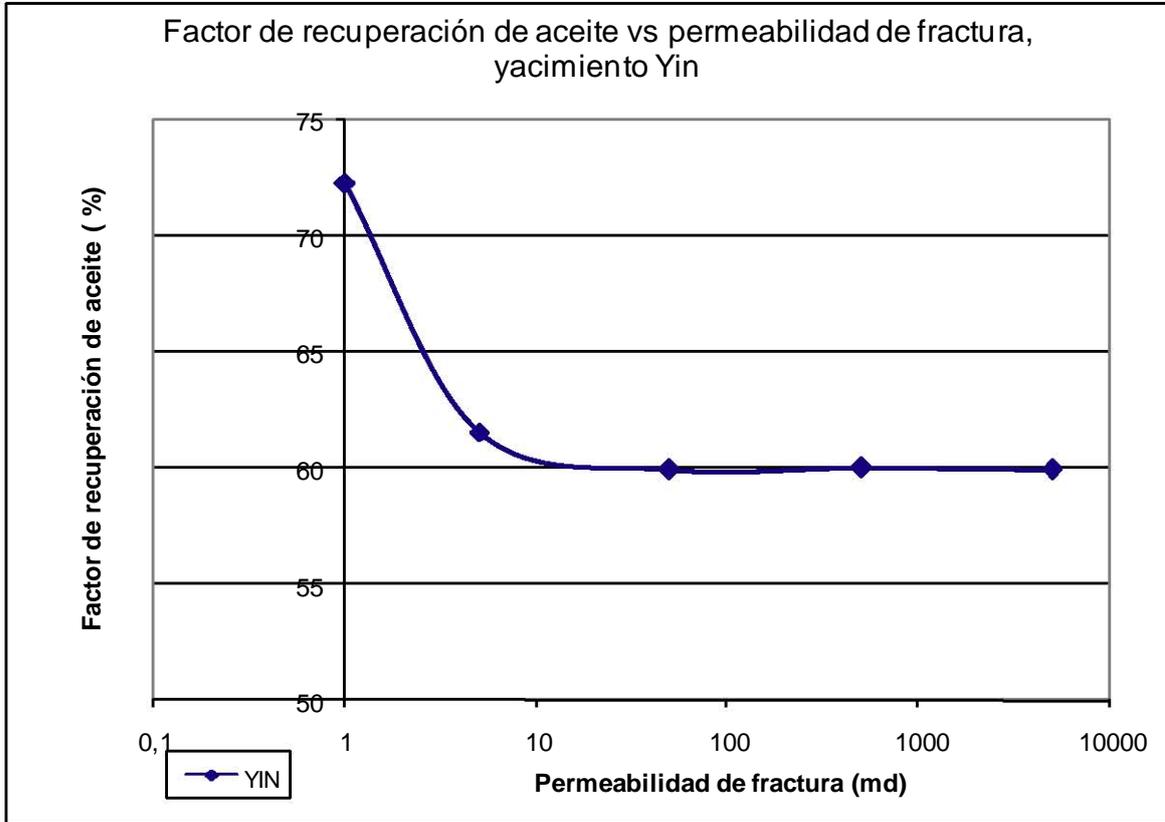


Fig.5.56. Tendencia del factor de recuperación vs permeabilidad de fractura para el yacimiento Yin.

Se observó que el factor de recuperación disminuye como en los casos anteriores, sólo que aquí alcanza un valor mínimo mucho más rápido que en los dos casos presentados anteriormente.

Analizando el tiempo en que se logra recuperar la máxima cantidad de aceite, se encontró que las curvas presentaba un comportamiento semejante a las obtenidas para Cax y Kab como se podrá observar en la **Fig.5.57**, que es una representación gráfica de la información de la tabla 5.16.

Yacimiento Yin	
Permeabilidad (md)	Tiempo de recuperación (días)
1	360
5	540
50	1440
500	2520
5000	2580

Tabla 5.19 Permeabilidad vs tiempo de recuperación de aceite para el yacimiento Kab.

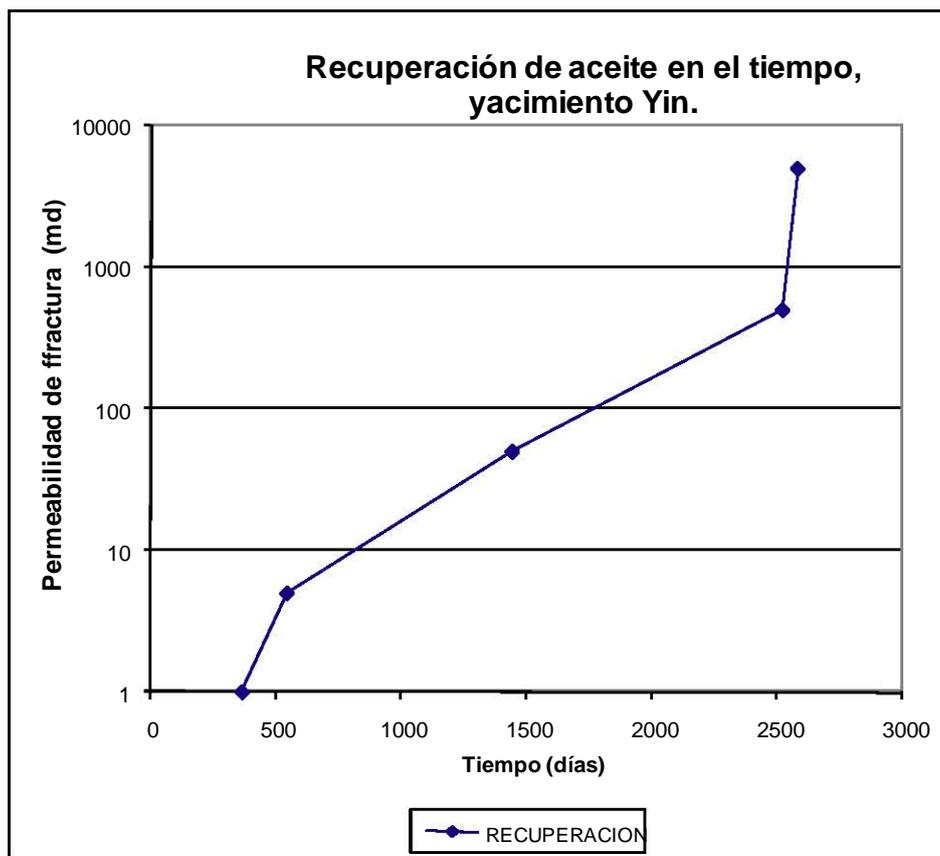


Fig.5.57 Tiempo de recuperación de aceite vs permeabilidad de la fractura para el yacimiento Yin.

Otro aspecto de interés es el comportamiento bajo diferentes esquemas de distribución de vórgulos, formando canales a lo largo y ancho del modelo generado. Los diferentes patrones de distribuciones se presentan de la siguiente manera:

Yacimiento Yin	Volumen de aceite original (bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Volumen inyectado de agua (bls)	Factor de recuperación (%)
Vúgulos distribuidos aleatoriamente	1.21	0.7291	56.43	60.25
Vúgulos formando canales verticalmente	1.21	0.7746	56.43	64.02
Vúgulos formando canales horizontales	1.28	0.6567	56.43	51.10

Tabla 5.20 Recuperación de aceite en el yacimiento Yin para diferentes distribuciones de vúgulos.

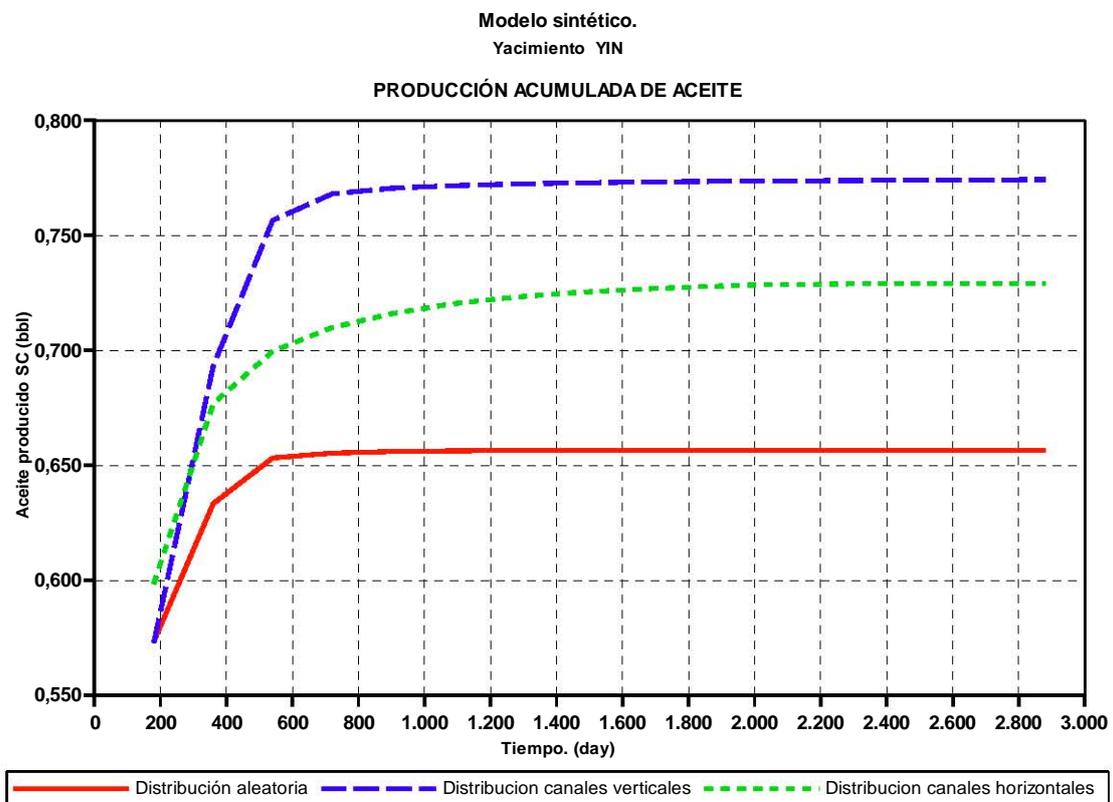


Fig.5.58. Gráfica de recuperación de aceite para las diferentes distribuciones de vúgulos en el yacimiento Yin.

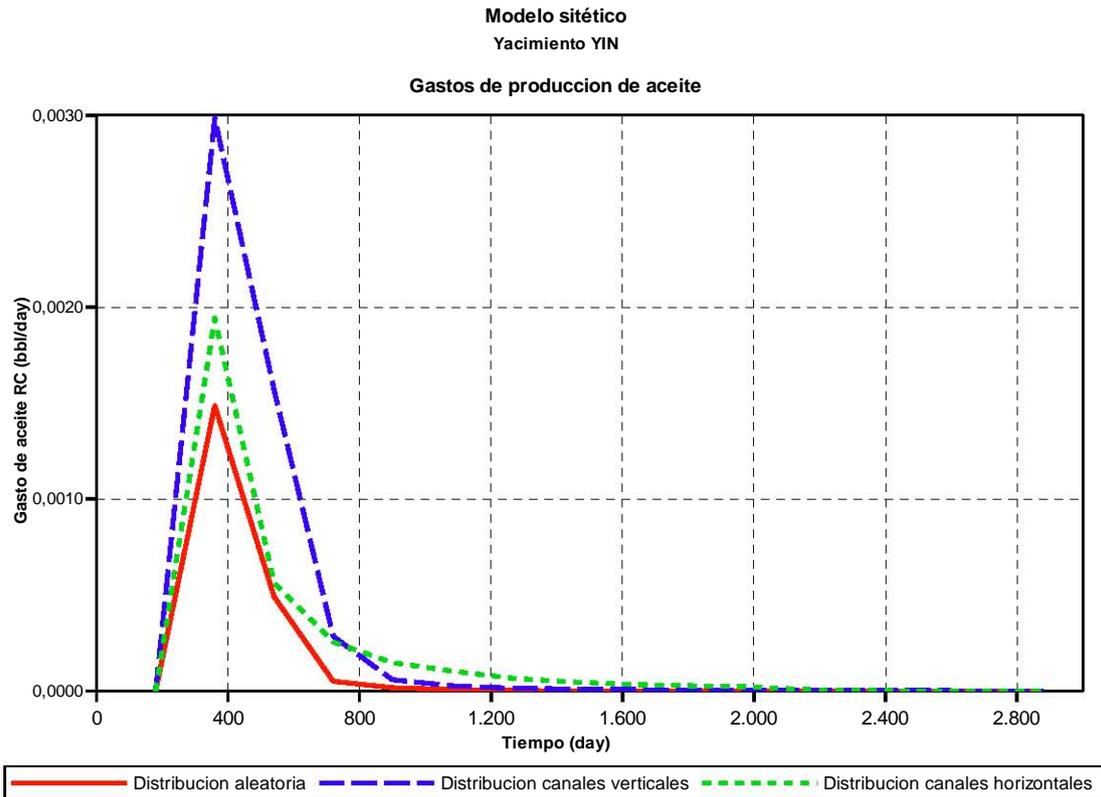


Fig.5.59. Gráfica de gastos de producción de aceite pertenecientes a las distribuciones de vórgulos propuestas para el yacimiento Yin

Como se aprecia en las **Fig.5.58** y **Fig.5.59** las distribuciones horizontales y verticales que forman canales en la matriz, son las que logran un mayor volumen recuperado de aceite, en comparación con la distribución aleatoria de vórgulos. Los resultados obtenidos en este caso de simulación son semejantes a los arrojados por las curva de Cax y Kab, pero se recuperan volúmenes menores como ya se mencionó anteriormente.

5.6.4 Resultados generales.

Las siguientes tablas comparativas se realizaron con corridas base sobre los diferentes yacimientos en los cuales para obtener características más homogéneas; se simula la extracción de aceite hasta que se obtiene un corte de agua mayor o igual al 95%, asegurando así que en el tiempo de producción se obtenga el máximo aceite recuperable bajo ese esquema de producción.

En los yacimientos analizados se consideraron tres opciones:

- Distribución de vógelos aleatoria, en la cual no se presentan vógelos interconectados formando canales.
- Distribución de vógelos en forma horizontal en el yacimiento y formando canales a través del eje Z.
- Distribución de vógelos en forma distribución vertical de formando canales a lo largo de los ejes X,Y del yacimiento.

Tabla de distribuciones de vógelos				
Yacimiento Cax	Volumen original de aceite (bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Volumen total de agua inyectado (bls)	Factor de recuperación de aceite (bls)
Vógelos distribuidos aleatoriamente	3.81	2.1	56.43	54.153
Vógelos formando canales verticales	3.81	2.25	56.43	58.96
Vógelos formando canales horizontales	4.2925	2.5	56.43	58.04
Yacimiento Kab	Volumen original de aceite (bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Volumen total de agua inyectado (bls)	Factor de recuperación (bls)
Vógelos distribuidos aleatoriamente	3.26	1.84	56.43	56.32
Vógelos formando canales verticales	3.26	1.95	56.43	59.69
Vógelos formando canales horizontales	3.6972	2.29	56.43	61.77
Yacimiento Yin	Volumen original de aceite (bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Volumen total de agua inyectado (bls)	Factor de recuperación (bls)
Vógelos distribuidos aleatoriamente	1.21	0.73	56.43	60.25
Vógelos formando canales verticales	1.21	0.78	56.43	64.02
Vógelos formando canales horizontales	1.285	0.66	56.43	51.10

Tabla 5.21 Tabla general de distribución de vógelos.

Las gráficas presentadas en las **Fig.5.60** y **Fig.5.61** comparan el comportamiento y volúmenes de aceite obtenidos para los tres yacimientos de estudio, para los casos donde existe una formación de canales tanto horizontales y verticales a través de la fractura.

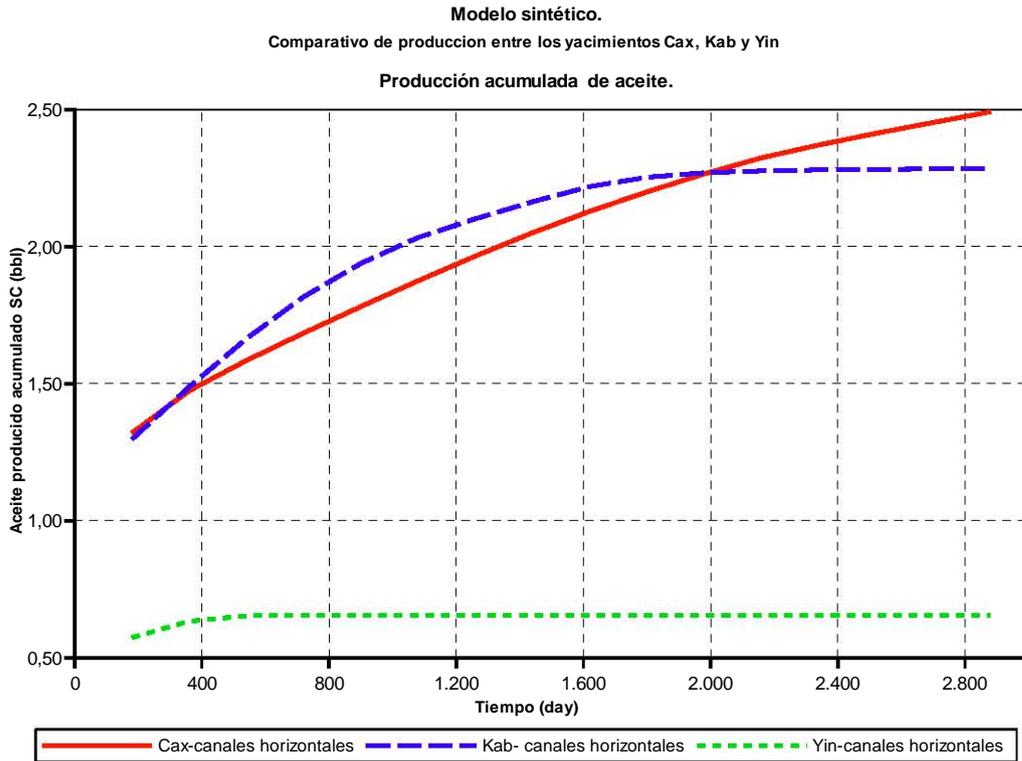


Fig.5.60 Comparación entre las producciones acumuladas de aceite en el caso de distribución formando canales horizontales, para los tres yacimientos de estudio.

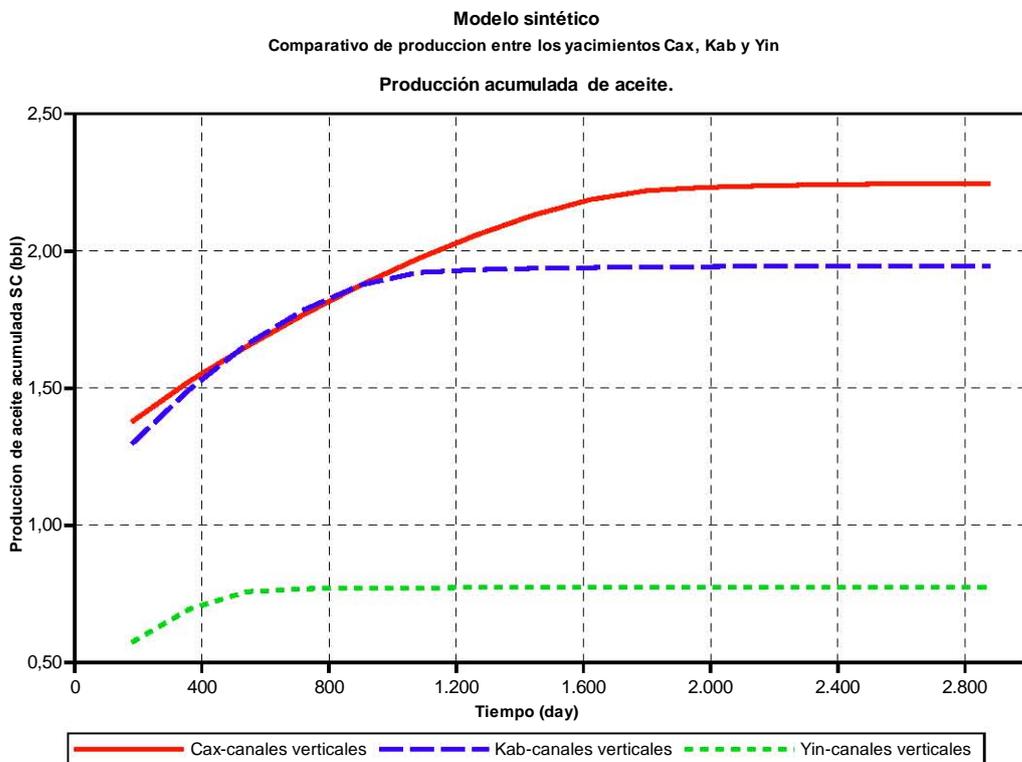


Fig.5.61 Comparación entre las producciones acumuladas de aceite en el caso de distribución formando canales verticales, para los tres yacimientos de estudio.

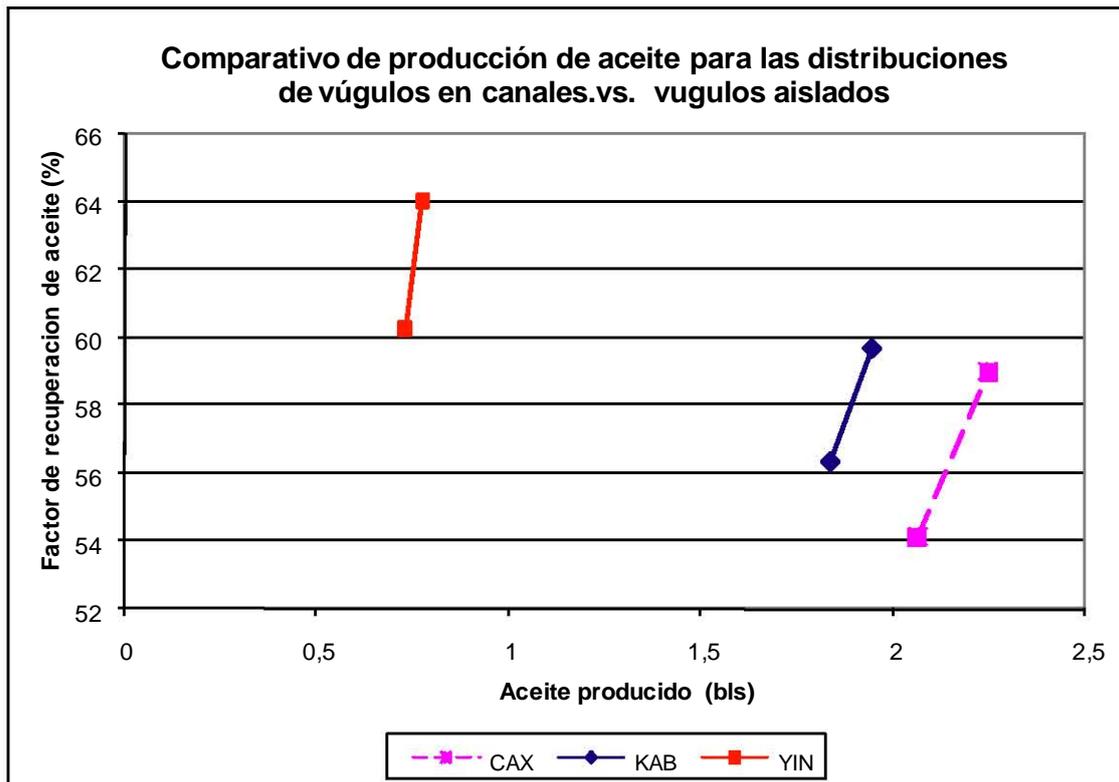


Fig.5.62. Comparación entre la recuperación de aceite para las diferentes distribuciones de vugulos (distribución aleatoria, vugulos conectados verticalmente)

Es en la **Fig.5.62** donde se presenta el factor de recuperación de aceite obtenido para los yacimientos Cax, Kab, Yin en los cuales se aprecia que el yacimiento Yin es el que logra obtener un mejor desempeño en cuanto a recuperación de aceite, alcanzando un 64% del total de aceite contenido en el yacimiento, como se sabe es un aceite ligero de 41°API. Es importante señalar que la máxima recuperación para el yacimiento Yin se logra bajo el esquema de vugulos conectados, es decir cuando estos forman un canal vertical y paralelo a la dirección de flujo.

Se observó que la distribución aleatoria era la que presentaba una menor recuperación de aceite total, y la formación de canales horizontales presentaba un comportamiento semejante a la formación de canales verticales, siendo ligeramente menor la recuperación de aceite.

Para conocer el comportamiento bajo diferentes tamaño de bloque se multiplicó el tamaño original de los bloques de matriz y fractura en múltiplos de diez en las tres direcciones x,y,z.

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos bajo este parámetro de estudio.

COMPARATIVO DE TAMAÑO DE BLOQUES					
Cax					
Corrida	Tamaño de bloque(ft ³)	Volumen original de aceite(bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de recuperación (%)	Gasto de inyección (Bls/Dia)
TBLQ-1	0,1125	3.81	2.1	54.1	0.012
TBLQ-10	112,5	1515.8	1101.5	72.7	60
TBLQ-100	112500	171850	104033	60.5	600
Kab					
Corrida	Tamaño de bloque(ft ³)	Volumen original de aceite(bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de Recuperación (%)	Gasto de inyección (Bls/Dia)
TBLQ-1	0,1125	3,26	1.8	56.4	0,012
TBLQ-10	112,5	1305	987.8	75.7	60
TBLQ-100	112500	148340	104033	70.1	600
Yin					
Corrida	Tamaño de bloque(ft ³)	Volumen original de aceite(bls)	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de recuperación (%)	Gasto de inyección (Bls/Dia)
TBLQ-1	0,1125	1.2132	0.73	60.1	0.012
TBLQ-10	112,5	1296.7	1026.24	79.1	60
TBLQ-100	112500	839700	458287	54.6	600

Tabla 5.22. Comparativo de tamaño de bloques con factores de recuperación para los tres yacimientos de estudio.

En la **Fig.5.63** el comportamiento de la extracción de aceite en vórgulos depende en gran medida de la presión capilar de la matriz indicando que para bloques muy pequeños el agua no logra desplazar el aceite contenido en los vórgulos y en la matriz, desplazando solo el aceite de las fracturas, esto se debe a que el aceite en los vórgulos tiene una $P_c=0$, y al ser muy pequeña la longitud vertical de los vórgulos no logra tener efecto el desplazamiento por efecto de gravedad dentro de la matriz.

En cambio para los bloques de gran tamaño, el menor valor del factor de recuperación de aceite obtenido es debido a que no se alcanza la presión

capilar suficiente en la matriz para lograr desplazar el aceite totalmente desde todos los puntos de la matriz, y las fuerzas viscosas del aceite son las que predominan en el desplazamiento de aceite pero no logran desplazar todo el aceite.

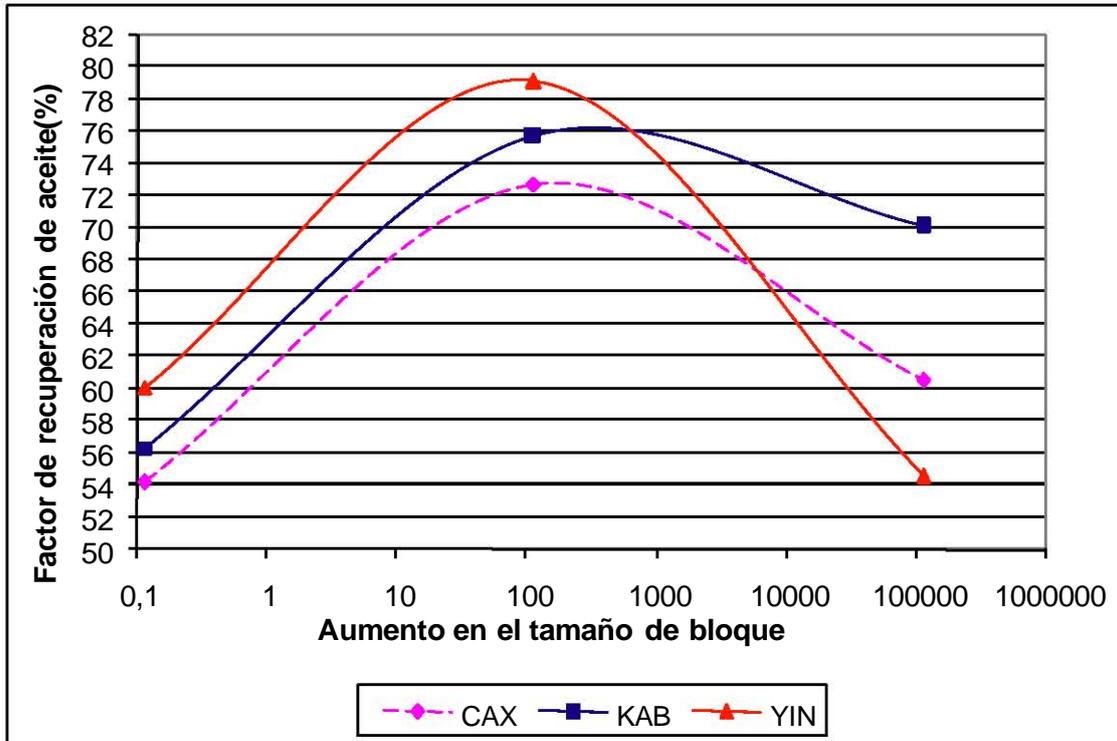


Fig.5.63 Recuperación de aceite en función del tamaño de bloque para los yacimientos Yin, Kab y Cax.

En el caso de Yin se observa que este difiere en el comportamiento presentado para los otros yacimientos, debido a que se trata de un yacimiento de aceite ligero cuya viscosidad es menor, las fuerza viscosas que dominan el desplazamiento son mayores, originando que se tenga el mayor factor de recuperación, ya que las fuerzas viscosas son las que predominan en el desplazamiento del aceite.

Por otro lado se analizó el comportamiento en el contraste de permeabilidades entre fractura y matriz, con el objetivo de observar el comportamiento en la recuperación de aceite y el tiempo en que se logra alcanzar la máxima recuperación de aceite posible.

Resumen de contrastes de permeabilidades matriz-fractura.							
Yacimiento Cax		Volumen original de aceite: 3.293 BLS					
	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de matriz (md)	Porosidad de matriz (%)	Numero de vgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
Corrida							
0	1	1	5.28	53	2.75	83.5	56.43
1	5	1	5.28	53	2.69	81.68	56.43
2	50	1	5.28	53	2.34	71.0	56.43
3	500	1	5.28	53	2.07	63	56.43
4	5000	1	5.28	53	1.97	59.84	56.43
5	50000	1	5.28	53	1.97	59.82	56.43
Yacimiento Kab		Volumen original de aceite :3.263 BLS					
	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de matriz (md)	Porosidad de matriz (%)	Numero de vgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
Corrida							
0	1	1	5.28	53	2.33	71.40	56.43
1	5	1	5.28	53	2.25	68.95	56.43
2	50	1	5.28	53	1.95	59.7	56.43
3	500	1	5.28	53	1.86	56.97	56.43
4	5000	1	5.28	53	1.84	56.87	56.43
Yacimiento Yin		Volumen original de aceite :1.22 BLS					
	Permeabilidad de fractura (md)	Permeabilidad de matriz (md)	Porosidad de matriz (%)	Numero de vgulos	Volumen de aceite recuperado (bls)	Factor de recuperación (%)	Volumen Inyectado de agua (bls)
Corrida							
0	1	1	5.28	53	0.877	72.29	56.43
1	5	1	5.28	53	0.747	61.58	56.43
2	50	1	5.28	53	0.727	59.92	56.43
3	500	1	5.28	53	0.728	60.01	56.43
4	5000	1	5.28	53	0.727	59.92	56.43

Tabla 5.23 Contraste de permeabilidades para los yacimientos Yin, Kab,Cax.

La Fig.5.64 es un esquema gráfico de los resultados presentados en la tabla anterior, en la cual se logra observar el comportamiento en la recuperación de aceite debido al contraste de permeabilidad entre la matriz y la fractura.

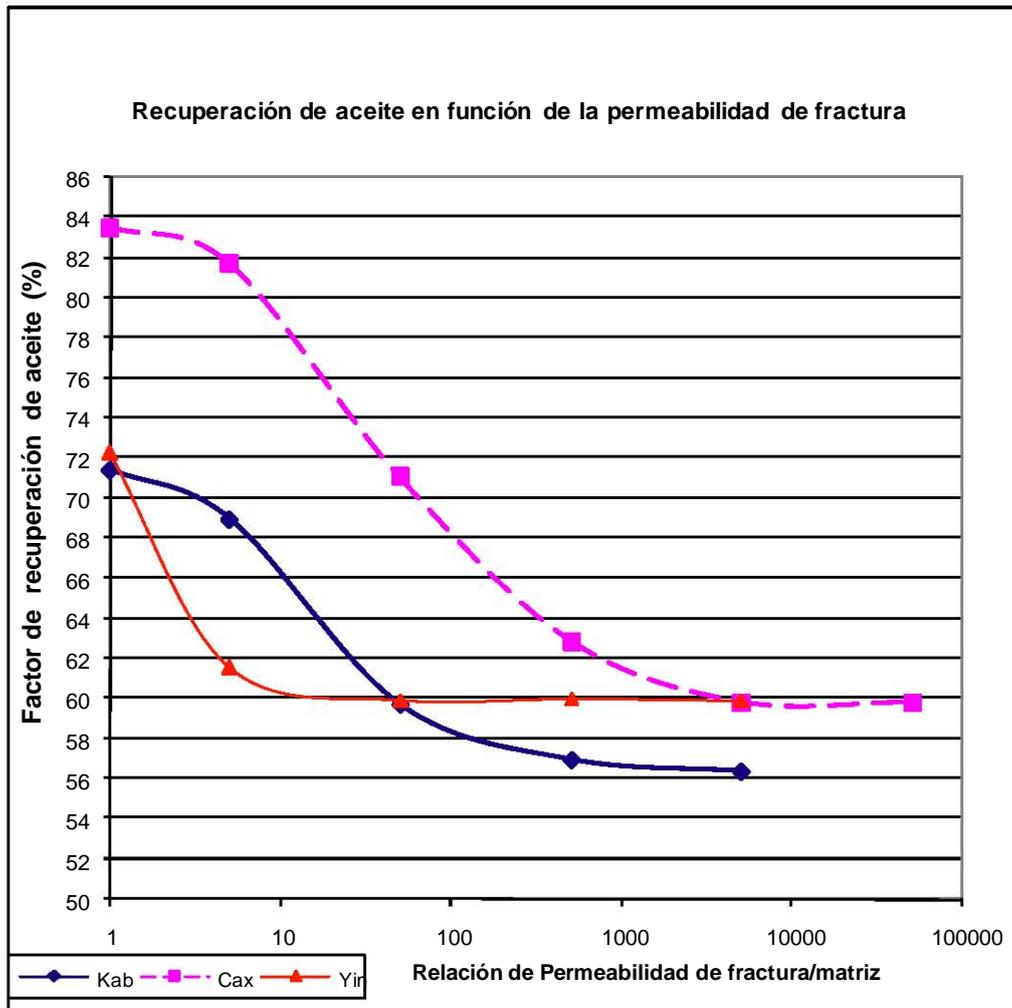


Fig.5.64 Recuperación de aceite en función del contraste de permeabilidades para los yacimientos Cax, Yin, Kab.

Como se observa, el yacimiento Cax(línea morada) es el que posee el factor de recuperación más alto debido a que el desplazamiento por dominio viscoso es el de mayor peso, ya que las fracturas paralelas al flujo presentan una baja permeabilidad, que origina también una recuperación de aceite en menor tiempo como se analizó anteriormente.

La recuperación de aceite se vuelve asintótica conforme se alcanza un contraste grande entre las permeabilidades de matriz y fractura y esta recuperación corresponde sólo al desplazamiento por dominio gravitacional, ya que el dominio viscoso es nulo o muy cercano a cero.

El pleno dominio viscoso se puede observar para los tres yacimientos en cuestión, cuando la permeabilidad de la fractura y de la matriz es de 1md,

notando que el contraste afecta más a campos con aceite ligero como es en el caso del aceite en Yin.

Para el yacimiento Yin se observa en la **Fig.5.64** como un ligero contraste de solo 5 md entre la fractura y la matriz logra declinar rápidamente la máxima recuperación de aceite, siendo para un contraste de 50 veces totalmente asintótico.

Para los campos con aceites pesados y medios, la declinación en los factores de recuperación es más ligera y permite un mayor rango de contrastes antes de volverse asintótico, con esto se demuestra como el dominio viscoso tiene gran importancia en los ritmos y volúmenes de extracción de aceite en vórgulos, siendo para aceites pesados más conveniente un menor contraste en las permeabilidades entre matriz y fractura, si se desea una mayor recuperación de aceite de vórgulos.

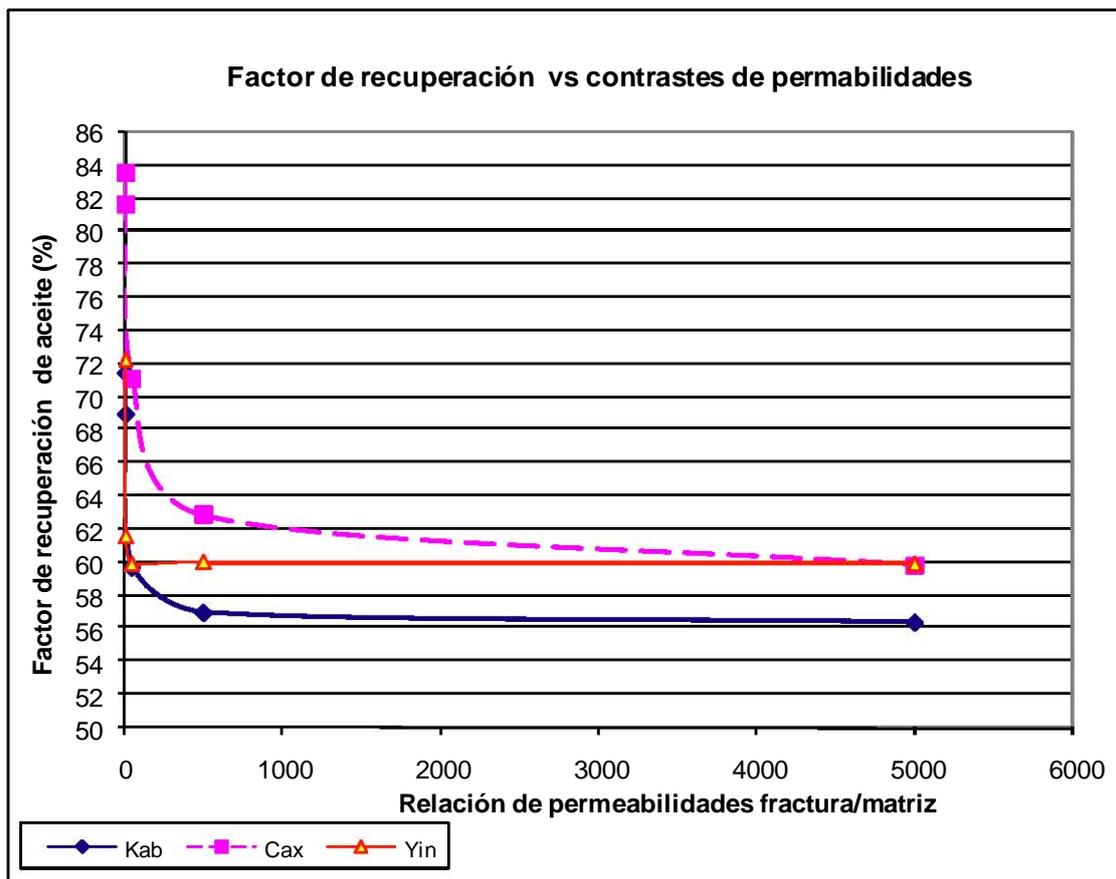


Fig.5.65 Resultados generales del factor de recuperación vs relación de permeabilidades.

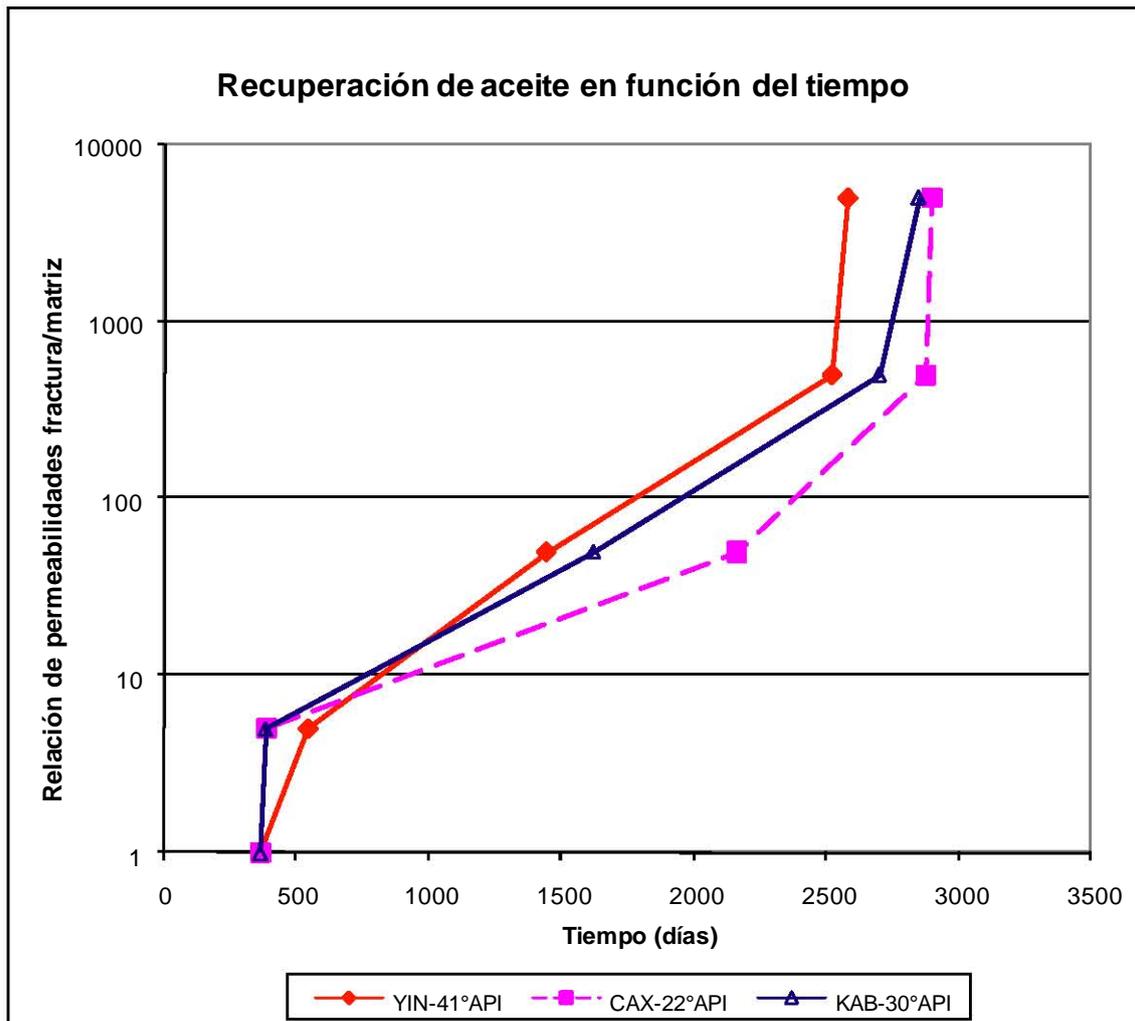


Fig.5.66. Resultados generales de tiempo de extracción de aceite vs permeabilidades.

Podemos observar en la **Fig.5.66** que en el caso de los tres aceites estudiados, se presenta una tendencia similar en el tiempo de recuperación de aceite, lográndose apreciar que para el caso donde el aceite es ligero, se tiene menores tiempos cuando el contraste de permeabilidad es grande, y mayores tiempos cuando el contraste es menor, esto originado de la liberación de gas, que le proporciona más viscosidad al transcurrir el tiempo.

Podemos decir que no importa el tipo de aceite presente, todos los yacimientos que cuenten con un contraste de permeabilidades pequeños entre la matriz y la fractura, extraerán más y más rápido el aceite de los vórgulos debido al efecto del dominio de las fuerzas viscosas.

5.7 Escalamiento.

El escalamiento es definido como: “La asignación efectiva de propiedades a una celda de escala ordinaria de propiedades de una malla de escala fina, así como capturar características de flujo de un modelo de escala fina” (Michael J. King, SPE 2006).

La opción de un criterio de corte y el manejo de los elementos de la malla del yacimiento durante la transferencia de escala puede requerir un cuidado considerable. Para la mayoría de los casos reales de rocas con múltiples grupos de propiedades, algunos de los casos pueden ser erróneos a lo largo de un anticipado criterio de corte, de ser así será necesario realizar un escalamiento explícito de la totalidad de las propiedades del modelo.

La selección de un método de escalamiento está relacionada a la complejidad y precisión del problema. La implementación de estrategias de recuperación secundaria, y estudios de yacimientos sobre optimización de la producción son algunos de las razones para usar técnicas avanzadas de multi-escalamiento o multi-fase. Sin embargo los requerimientos de construcción para cualquiera de los modelos de descripción del yacimiento son los mismos que las bases usadas en los métodos y procesos de escalamiento-fino (escalamiento de porosidad, escalamiento de litofacies, etc.).

Es importante comprobar las suposiciones en cada etapa de escalamiento y usar bases estadísticas y geológicas para determinar la escala del modelo.

5.7.1 Modelos de Descripción del Yacimiento.

Para lograr un re-escalamiento de las propiedades petrofísicas y volúmenes de rocas es necesario realizar tres modelos descriptivos del yacimiento. Un modelo de depositación proporciona las bases geológicas para construir tanto el modelo de capas, como el modelo de flujo para exploración de depósitos similares.

5.7.1.1 Modelo de depositación.

Este modelo describe la litología del yacimiento y las secuencias de estratificación vertical en base a información de núcleos y registros.

Como parte de este modelo se hacen descripciones detalladas del tamaño y clasificación del grano, logrando correlacionar la información entre los pozos detectando de esta manera posibles discontinuidades horizontales a través de horizontes estratigráficos.

El modelo depositacional genera las secuencias estratigráficas verticales y horizontales en base a rocas marcadoras de tiempo y marcadores biológicos, generando un modelo tridimensional del ambiente de depósito, facilitando la localización de zonas de almacenamiento de hidrocarburos en base a los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los registros geofísicos y análisis de núcleos; así como los intervalos productores de mayor interés.

5.7.1.2 Modelo de capas.

El modelo de capas es desarrollado para proporcionar una estructura-armazón para cálculos volumétricos del yacimiento.

En la construcción de este modelo se consideran cuatro criterios:

- 1) El modelo debe ser simple y contar con varias capas (estratos).
- 2) Debe contar con bases geológicas para la selección de los estratos.
- 3) Las capas deben presentar diferentes promedios de las propiedades del yacimiento.
- 4) Los valores de porosidad y permeabilidad de los núcleos y registros deben ser usados en la construcción del modelo.

La selección de los estratos principales se realiza en base a la distribución y presencia de hidrocarburos

5.7.1.3 Modelo de unidad de flujo.

Una unidad de flujo se define como " el volumen de roca subdividido de acuerdo las propiedades geológicas y petrofísicas que controlan el flujo de fluidos a través de ésta". La unida de flujo es más compleja que el modelo

deposicional y de capas, pero también es la más real porque incorpora una variedad de propiedades geológicas y petrofísicas particulares del yacimiento. Algunas de las propiedades base para la selección de unidades de flujo son entre otras: mediciones de porosidad y permeabilidad de núcleos completos o de pared, análisis del tamaño de grano, mediciones de presión capilar en base a inyección de mercurio.

La tabla 5. Muestra un resumen de algunos métodos de escalamiento típicos realizados en estudios de modelado de yacimientos.

Método de escalamiento.	Ventajas	Desventajas
Promedio de la información de pozo directamente dentro de la malla de simulación de flujo	Rápida y simple, puede ser utilizado para un rápido análisis de balance de materia	Ignora el escalamiento y los efectos de la simplificación de información, puede llevar a errores importantes.
Promedio de la información de pozos del yacimiento entero directamente dentro del modelo geológico.	Rápido y simple y puede ser adecuado para secuencias de roca altamente permeable y homogénea.	Requiere cuidado para mantener correctas relaciones malla espesor(N/G) y propiedades del yacimiento durante la transferencia de escala.
Escalamiento de simple-fase únicamente en Δz .	Asume un diseño de malla de simulación con el mismo $\Delta x, \Delta y$ de la malla geológica. Útil para yacimientos estructuralmente complejos.	Escalamiento limitado a 1D, pero asegura un grado de representación de capas delgadas o barreras.
Escalamiento de simple-fase en $\Delta z, \Delta x, \Delta y$.	Las propiedades de flujo efectivo multi-escala son explícitamente estimadas usando ampliamente métodos de escalamiento disponibles(solución del tensor diagonal de presión)	Efectos de flujo multifásico son omitidos.
Flujo multifásico en $\Delta z, \Delta x$ y Δy usando soluciones de estado estable para dos fases.	Generalmente las soluciones de estado estable de flujo multifásico asignan problemas complejos de escalamiento de flujo multifásico que pueden ser tratados	Limitaciones de tiempo y computacionales pueden resultar en una sobre simplificación de complejos flujos de estado no estable.
Flujo multifásico en $\Delta z, \Delta x$ y Δy usando soluciones dinámicas numéricas de flujo multifase.	Intenta capturar totalmente el flujo físico durante el escalamiento	Limitaciones de tiempo y computacionales usualmente significan que estas aproximaciones solo aplican para simplificar sistemas de yacimiento.

Tabla 5.24 Resumen de métodos de escalamiento presentando algunas ventajas y desventajas que pueden presentar (Ringrose Philip, junio 2007).

5.7.2 Método Relación Volumen Neto-Espesor N/G (net-gross ratio).

El concepto de relación volumen neto-espesor es un elemento importante en la definición de reservas, pero una pobre aplicación del concepto puede llevar a serios errores.

En un simple caso, un yacimiento clástico puede ser dividido en componentes de arenas y lutitas, donde la definición relación volumen neto-grosor sería

$N/G = \text{fracción de volumen de arena} / \text{espesor de volumen de roca}$ (GVR-gross rock volume). Pero en el concepto de $N/G^{\text{yacimiento}} \neq \text{fracción de volumen de arena} / \text{EVR}$ (Espesor del Volumen de Roca) debido a que en la extensión de las rocas se presentan variaciones en la calidad de las de lutitas y arenas, por lo tanto el concepto de “espesor de arenas” debe ser definido en base a la información de registros usando una serie de criterios de marcas, ver Fig.5.67

Para evitar caer en errores al momento de escalar un yacimiento es necesario tener presentes los siguientes conceptos:

Capa de Arena. Roca sedimentaria litológicamente limpia.

Volumen de yacimiento. Intervalos de volumen de arenas con propiedades de yacimiento útiles (usualmente definidas por cortes de registros de saturaciones).

Arena neta. Intervalos de volumen de yacimiento que contienen hidrocarburos (usualmente definidos por una marca de registros de saturaciones).

Relación volumen neto espesor. Puede ser definido explícitamente con referencia a alguno de los conceptos anteriores.

Para llevar a cabo este método es necesario realizar un criterio de corte (marcas) en el cual los geólogos, petrofísicos e ingenieros se pongan de acuerdo sobre las bases geológicas de las suposiciones de los volúmenes netos del yacimiento.

Cuando se use esta aproximación se deben de hacer claras y explícitas algunas simplificaciones como lo son:

Los intervalos cementados del yacimiento están incluidos con la fracción de volumen no neta del yacimiento, con frecuencia disgregados y referidos como lutitas.

Durante el escalamiento se espera que el re-escalamiento de la fracción de volumen neta difiera de la fracción de volumen neta de arenas perteneciente a los registros geofísicos, pero las diferencias menores al 2 % son consideradas un error aceptable.

Generalmente transformadas empíricas de las funciones de registros (rayos gamma, densidad, neutrón, sónico) son usadas y calibradas contra las propiedades de los intervalos de arenas, abarcando un amplio rango de propiedades del yacimiento a través de los puntos de corte y marcas.

Se debe cuidar que no se confundan los conceptos petrofísicos de porosidad total y efectiva con los principios de espesor de yacimiento neto.

Una vez aclarados los puntos anteriores, la estimación N/G es como cambiar la escala de una función y las funciones de transformación en el flujo de trabajo podrían ser:

- a) De una función de registro continuo a una función de registro discretizada en escala fina (ver **Fig.5.67**).
- b) De una función de registro discretizada de escala fina a un registro discretizado de escala-ordinaria (tosca), ver **Fig.5.67**.

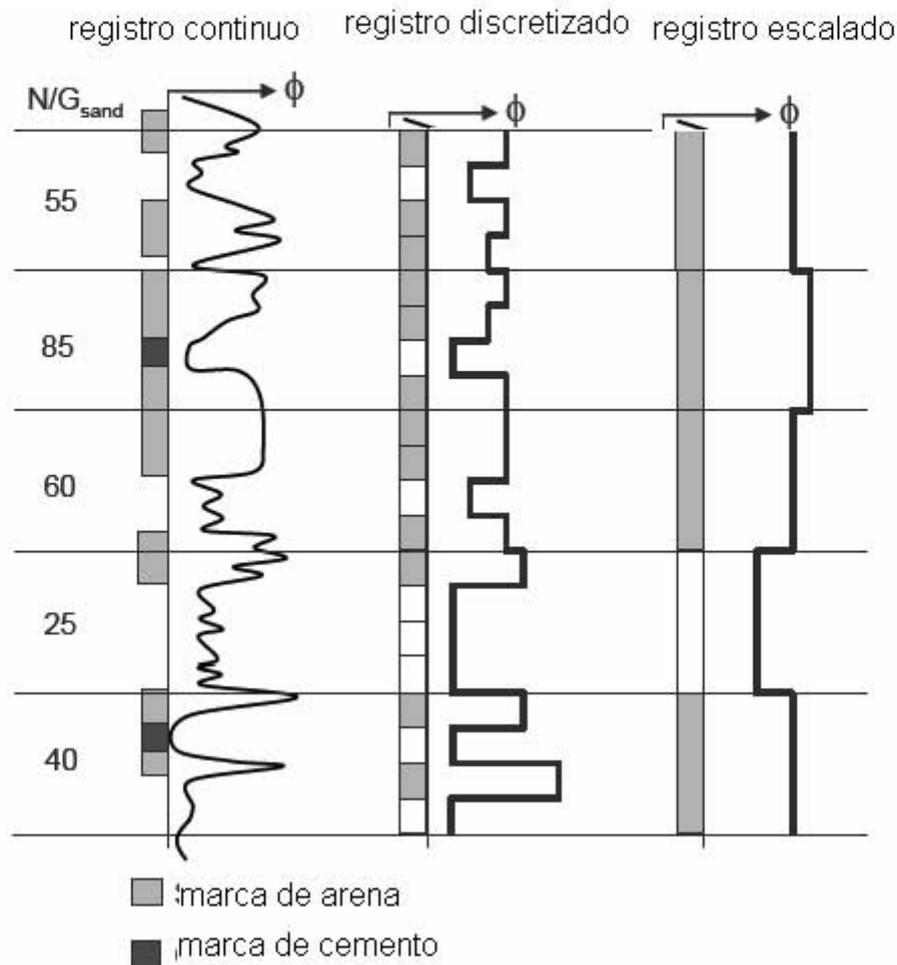


Fig.5.67 Ilustración de la “segmentación” de los registros de volúmenes de arenas y cemento (Ringrose Philip, junio 2007).

La transformación a una escala mayor usa la regla principal de asignar intervalos discretos como arenas/yacimiento o lutitas/no-yacimiento. Generalmente la "segmentación" (ver asignación de bloques en Fig.) se refiere al proceso de crear un parámetro discreto de un frecuencia continua alta o de un registro discreto. La segmentación puede usar una técnica de promedios o para el caso de variables discretas puede emplear un principio de mayoría.

Cuando se aplican los registros filtrantes en la simulación y modelado del yacimiento, el método N/G es usado como un factor reductor de los espesores netos de las celdas re-escaladas para las propiedades de porosidad y permeabilidad. La suposición implícita es que las capas de la roca son paralelas y continuas en relación a las celdas re-escaladas del modelo del yacimiento.

Al usar el método de relación N/G los productos principales del modelo geológico al modelo de simulación del yacimiento son:

- 1) Modelo para la distribución espacial de N/G.
- 2) Propiedades del volumen neto de arenas (porosidad, permeabilidad vertical permeabilidades relativas entre otras).
- 3) Funciones de flujo multifase para volúmenes netos de arenas.
- 4) Se aplica una relación de permeabilidades K_v/K_h .
- 5) Se obtiene información sobre barreras estratigráficas y fallas.

Este método puede ser consistentemente aplicado durante todo el proceso de re-escalamiento (de información de pozo al modelo geológico y posteriormente al modelo simulación del yacimiento), pero los errores se propagarán también, debiéndose proceder con precaución.

5.7.3 Método de Homogenización.

Existen varios tipos de medios fracturados con diferentes tipos de comportamiento de flujo. La caracterización de yacimientos naturalmente facturados representa cambios únicos en comparación con los yacimientos convencionales.

Las características de yacimientos naturalmente fracturados que son importantes para las comparaciones de modelado de flujo son:

- 1) Continuidad de la red de fracturas.
- 2) Anisotropía del sistema de fracturas.
- 3) Existencia de continuidad de la presión capilar entre los bloques de matriz, yacimientos donde los bloques de matriz pueden o no presentar doble porosidad contribuyen significativamente al desempeño de las permeabilidades.
- 4) El valor de las relaciones de permeabilidad entre la matriz y la fractura.
- 5) La geometría del sistema de fracturas, con regiones de diferentes geometrías o diferentes escalas.

El modelo de homogenización se usa para obtener las ecuaciones de flujo multifásico del modelo macroscópico, basados en las ecuaciones a nivel microscópico de fracturas y matriz. El método sólo es aplicable cuando la separación de escalas es posible.

5.7.3.1. Modelo físico.

Para realizar el procedimiento de homogenización es necesario considerar una red de fracturas con bloques de matriz entre ellas.

Los bloques de matriz están completamente rodeados de fracturas excepto en zonas de aglomeración aisladas donde los bloques de matriz están juntos y la permeabilidad es cero. La simetría del arreglo de fracturas es tal que la permeabilidad del sistema de fracturas es considerada isotrópica.

Únicamente se consideran dos fases (agua-aceite), flujo incompresible donde se considera que la viscosidad del agua y del aceite son constantes. Se entiende por incompresible que la presión no cambia el volumen de los fluidos.

5.7.3.2. Procedimiento de homogenización.

El proceso de homogenización se divide en cinco pasos principales basados en suposiciones específicas planteadas en cada paso.

Primer paso. Subdivisión del yacimiento en celdas unitarias periódicas (CUP). Este esquema se muestra en la **Fig.5.68** donde un CUP consiste en una celda simple de matriz rodeada de medio poroso.

La **Fig.5.68** define una escala macroscópica (global) con una longitud L y una escala microscópica (local) con una longitud l . Para aplicaciones de ingeniería práctica se puede igualar la escala macroscópica L con las dimensiones de la malla. La gran diferencia entre el tamaño de la escala global y la escala local, además de la baja permeabilidad en el bloque de matriz, asegurará que el aceite fluya de los bloques de matriz hacia la fractura.

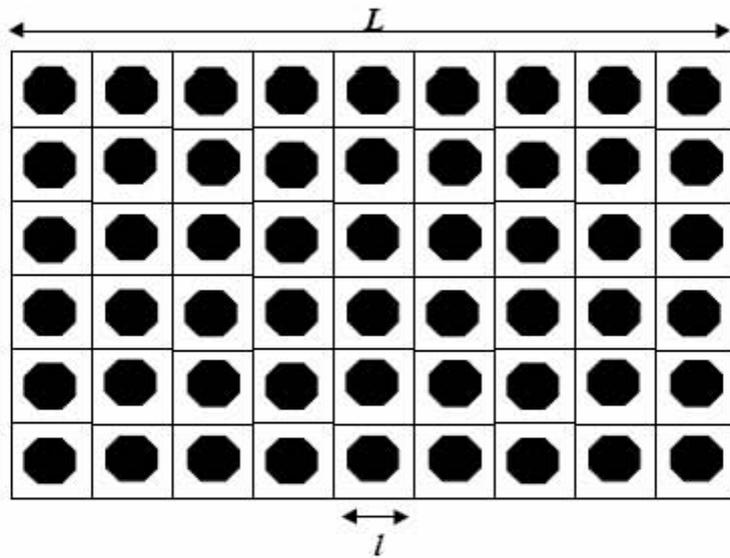


Fig. 5.68 La longitud de un ciclo completo es L , y la longitud de una celda unitaria es l donde $\varepsilon = l/L \ll 1$ (Zanganeh. M. Namdar, junio 2007).

Segundo paso. La separación de escalas requiere que $\varepsilon = l/L \ll 1$, donde ε es la relación de escalamiento. La figura 5.69 muestra el procedimiento para pasar de un modelo de escala local ψ a una escala Ω .

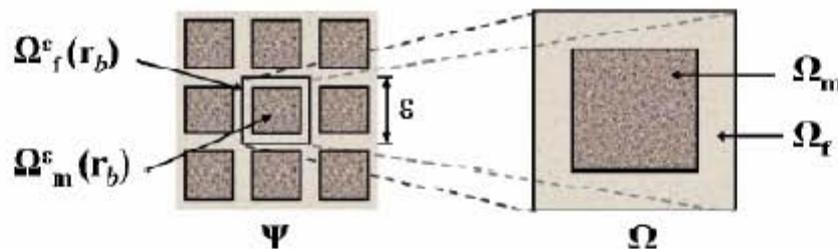


Fig.5. 69. Medio completo (izquierda)/ celda unitaria periódica a la derecha (Ringrose Philip, junio 2007)

Tercer paso. El siguiente paso dentro de la homogenización es describir las ecuaciones de transporte de una micro-escala a bloques de matriz y fractura. Las ecuaciones son encontradas mediante la combinación de la ecuación de balance de materia y la ecuación de Darcy.

Cuarto paso. Consiste en la diferenciación en las ecuaciones del modelo, es decir, dividir en un término de escalamiento grande (global) ∇_b , y en un término de escalamiento pequeño (local) ∇_s , para los cuales las contribuciones son del mismo orden de magnitud respecto a ε , es decir $\nabla = \nabla_s + \nabla_b$.

Subsecuentemente, las ecuaciones de transporte son no-dimensionalizadas. En el procedimiento de no- dimensionalización (re-escalamiento), l y L son las longitudes locales y globales respectivamente para la diferenciación. El procedimiento de re-escalamiento lleva a ecuaciones adimensionales (con variables dependientes e independientes adimensionales), con algunos números adimensionales, por ejemplo las relaciones de permeabilidades, fuerzas de gravedad divididas por fuerzas de presión y ε .

En el *quinto paso* se expanden las variables independientes en dirección a las aportaciones de decremento significantes en relación a ε . Substituyendo esas series dentro de las ecuaciones adimensionales, resulta una ecuación de términos con diferentes órdenes de magnitud con respecto a ε . Debido a que el procedimiento de escalamiento solo es válido para valores de ε que son ligeramente más pequeños o grandes que un valor de referencia, esto indica que cada uno de los términos con un orden específico de ε constituye una ecuación que es satisfecha separadamente. Primero la ecuación de mas bajo orden en ε , L es resuelta siguiendo las soluciones de las contribuciones más significativas de las variables dependientes. Subsecuentemente, la ecuación con un orden mayor en ε , $L+1$, es resuelta usando las relaciones obtenidas previamente.

Finalmente la ecuación de un orden mayor, $L+2$, es promediada sobre el CUP, siguiendo la ecuación de escalamiento. En algunos casos se puede saltar la ecuación de orden $L+1$ y $L+2$ y ser derivadas directamente de la ecuación de balance de materia.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 Conclusiones.

En base al trabajo realizado, simplificado en forma de gráficas y tablas en capítulos anteriores, es posible hacer las siguientes conclusiones:

1. Los mecanismos que logran el desplazamiento de aceite en vóculos son “sistema con dominio viscoso” y “sistema con dominio gravitacional” y solo tienen efecto bajo sistemas agua-aceite y mojables por agua o con mojabilidad mixta, ya que no existe presión capilar en ellos.
2. Conforme se aproxima el contraste de permeabilidades entre fractura-matriz a la unidad ($K_f/k_m=1$), la recuperación de aceite de vóculos es mayor y en un menor tiempo, que en contrastes mayores, debido al empuje ascendente predominante de las fuerzas viscosas.
3. La distribución de vóculos dentro de la roca matriz, afecta en gran medida la recuperación y ritmos de extracción de aceite de vóculos, lográndose la mejor recuperación de aceite en los casos donde se formen sistemas de vóculos conectados paralelos al sentido de flujo.
4. Todos los aceites ligeros, medios y pesados responden con un comportamiento similar en los ritmos de explotación de aceite, teniendo para los aceites ligeros una mayor recuperación, posiblemente debido al efecto de las fuerzas viscosas y gravitacionales.
5. Todos los resultados son aplicables para casos donde la presión inicial del yacimiento esta por arriba de la presión de burbujeo, antes y durante la explotación de los fluidos.

6.2 Recomendaciones.

Durante la elaboración de este trabajo se lograron establecer algunas recomendaciones prácticas durante la generación del modelo sintético y las corridas las cuales se presentan a continuación:

1. Durante el proceso de distribución de vóculos se recomienda hacer un estudio de laboratorio sobre núcleos completos, para determinar si es posible mediante estudios geo-estadísticos, patrones de distribución y formación de los vóculos en la matriz, obteniendo así mayor verosimilitud en los resultados obtenidos.
2. Se recomienda aplicar gastos de inyección de agua que mantengan la presión del yacimiento por arriba de la presión de burbuja, con el fin de que las propiedades pVT del aceite de estudio no afecten en gran medida los resultados obtenidos y se pueda realizar una comparación entre los gastos de aceite producidos.
3. Para futuras investigaciones sobre el tema se recomienda contar con un modelo real del yacimiento y todas sus características petrofísicas, con la finalidad de lograr resultados aun más apegados a la realidad y con mayor rango de confiabilidad.
4. Es necesario realizar un escalamiento del modelo realizado hacia un modelo real, mediante el método de homogenización, ya que es el más adecuado debido a que el modelo sintético planteado permite una fácil separación de escalas (local-microescala, global-macroescala) necesaria para llevar a cabo el método, si se desean aplicar los resultados obtenidos en yacimientos reales.

NOMENCLATURA.

A = área de la sección cruzada (cm^2)

g = aceleración de la gravedad (cm / seg^2).

h = Ascenso capilar (cm)

k_{ab} = permeabilidad de la fractura (darcy).

k_{ef} = permeabilidad efectiva (darcy).

k_{row} = permeabilidad relativa al petróleo para un sistema agua-petróleo

k_{rog} = permeabilidad relativa al petróleo para un sistema gas-petróleo

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua.

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas

k_v = permeabilidad vugular (darcy).

N = número de canales de solución por sección.

Q = gasto (lt).

μ = viscosidad (cp).

Φ_a = porosidad absoluta.

Φ_e = porosidad efectiva.

Φ_f = porosidad de fractura.

Φ_m = porosidad de matriz.

σ_{wo} = Tensión interfacial (dinas/cm).

θ_{wo} = Ángulo de contacto de la interfase líquida con la superficie del sólido.

r = Radio del capilar (cm).

R = radio interno (cm).

S_w = saturación de agua.

S_{wm} = saturación de agua en fase mojante.

S_{wn} = saturación de agua en fase no mojante.

S_o = saturación de aceite.

S_{or} = saturación de aceite residual.

S_{wi} = saturación de agua irreductible.

S_{fi} = saturación inicial de fluido.

v = velocidad de flujo a través de la fractura.

V_{fi} = volumen inicial de fluido.

V_p = volumen poroso (m^3).

V_t = volumen total (m^3).

V_s = volumen de sólidos (m^3).

V_{pc} = volumen de poros comunicados (m^3).

V_{pnc} = volumen de poros no comunicados (m^3).

V_r = volumen total de roca (m^3).

λ = coeficiente de flujo matriz-fracturas.

V_{om} = volumen de crudo en la matriz.

V_{of} = volumen de crudo en la fractura.

ΔP = diferencial de presión (psia).

$\Delta \delta$ = Diferencia de densidad entre los fluidos (g / cm^3)

w = coeficiente de almacenamiento.

W_o = ancho de fractura, (cm).

BIBLIOGRAFÍA.

Aguilera Roberto: Naturally Fractured Reservoirs, Julio 1980, Editorial Penwell Books, páginas 2-14.

Apanco Hernández José Juan y Ramírez Nestoso Keyla: Análisis de la Presión Para Yacimientos de Doble Porosidad Mediante el Algoritmo de De Hoog, tesis UNAM 2004.

Arana Ortiz Víctor Hugo: Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos, FI-UNAM-2006-2.

Arango Jiménez Iván y Nava Guzmán Denidey Kouan: Análisis de Sensibilidad en la Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados, tesis UNAM 2004.

Cancino Ortega Rodrigo: Características Geológico Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas, paginas 22-46, tesis UNAM 2005.

C.A. Kossack and O. Gурpinar.: "A Methodology for Simulation of Vuggy and fractured Reservoirs", SPE- 66366, febrero 2001.

Dean, R.H. and Lo,L.L.: "Simulations of Naturally Fractured Reservoirs" SPERE(mayo 1988), páginas 638-645.; Trans; AIME 285.

Díaz Vera Martín A: "Geoestadística Aplicada: Ejemplo de Simulación", IMP, 2004.

Escobar Macualo Freddy Humberto: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana, páginas 49- 108.

F Sonier, P Souillard, F. T. Blaskovich.: "Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs", SPE (noviembre 1988), páginas 1114-1120.

García Franco Olga Lidia: Simulación del Drene Gravitacional en Yacimientos Naturalmente Fracturados., tesis UNAM, 2004.

Gilman,J.R and Kazemi, H: "Improvements in Solution of Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ (agosto 1983), páginas 695-705.

Grupo de Modernización Geoquímica, "Rocas Carbonatadas: Matriz, Cemento y Porosidad", marzo 2005, laminas 19-42.

Interstate Oil Compacts Commission Oklahoma City: Determination of Residual Oil Saturation, Capítulo 1 R.J.Blackwell, páginas 1-9.

J.King. Michel: "Upgridding and Upscaling: Current Trends and Future Directions", SPE- BP America-112810, 2006-2007.

Kazemi, H. Et Al: "Numerical Simulation of Water–Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ, (diciembre 1976) 317-26; trabs; AIME, 261.

L.Litvak, A Satter, S Etebar: "An Analysis of Naturally Fractured Reservoir Performance Using a Novel Fractured Reservoir Simulator", SPE 1988.

O. Gurpinar, J. Kalbus.: "Numerical Modeling of Triple Porosity Reservoir", SPE–57277, diciembre 25 1999.

Ochoa Morán Oscar: "Mejores Practicas en Simulación Numérica", PEMEX-RESNY, 1-15.

Oilfield Review, SLB, "Confrontando el Intrincado Tema de los Carbonatos", verano 2005, páginas 20-30.

Oilfield Review, SLB, "Yacimientos Naturalmente Fracturados", otoño 2006, páginas 4-25.

Prado Morales Gustavo Enrique: Proceso de Doble Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados, tesis UNAM 2004.

Ringrose, Philip S.: "Myths and Realities in Upscaling Reservoir Data and Models", SPE- Statoil ASA -106620, junio 2007.

Rossen, R H: "Simulation of Naturally Fractured Reservoir with Semi-Implicit Source Terms", SPEJ (diciembre 1977), 201-8.

Selley Richard C: Elements of Petroleum Geology, 1998, Editorial Academic Pres, segunda edición, páginas 253- 278.

Warren, J.E and Root, J.R: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ (septiembre 1963), 245-255.

W.Anderson: "Wettability Literature Survey-Part 3: Wettability Measurement", SPE CONOCO-13933, noviembre 1986.

W.Anderson: "Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure", SPE CONOCO-15271, octubre 1987.

W.Anderson: "Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", SPE CONOCO-16323, noviembre 1987.

Zanganeh M. Namdar y Salimi H: "Upscaling in Fractured Reservoirs Using Homogenization", SPE-107383, junio 2007.