



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN PARA
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y SU
APLICACIÓN"

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EVA YARISOL RIVERA CHÁVEZ

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

MÉXICO, D.F. 2014



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
I. CONCEPTOS BÁSICOS.....	7
I.1 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	7
I.1.1 Porosidad	7
I.1.1.1 Porosidad primaria.....	8
I.1.1.2 Porosidad secundaria.....	8
I.1.1.2.1 Porosidad secundaria por disolución	8
I.1.1.2.2 Porosidad secundaria por dolomitización.....	9
I.1.1.2.3 Porosidad secundaria por fractura.....	9
I.1.2 Capacidad de almacenamiento.....	12
I.1.3 Compresibilidad	13
I.1.4 Permeabilidad	18
I.1.4.1 Permeabilidad de matriz.....	18
I.1.4.2 Permeabilidad de vórgulos de disolución.....	19
I.1.4.3 Permeabilidad de la fractura.....	20
I.1.4.4 Permeabilidad del sistema matriz/fractura	24
I.1.5 Interacción matriz/fractura.....	25
I.1.5.1 Presión capilar sin mineralización secundaria:	25
I.1.5.2 Presión capilar con algo de mineralización secundaria.....	26
I.1.5.3 Presión capilar con mineralización secundaria completa	26
I.1.6 Función de transferencia.....	26
I.1.7 Factor de forma (Geometría de las redes de fracturas).....	27
I.1.8 Presión Capilar	28
I.1.9 Imbibición Capilar	31
I.1.10 Definición de doble porosidad.....	31
I.1.11 Saturación	34
I.1.12 Mojabilidad.....	34
I.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	34
I.2.1 Densidad del Aceite.....	35
I.2.2 Viscosidad (μ).....	35
I.2.2.1 Viscosidad de un fluido altamente compresible	35
I.2.2.2 Viscosidad de un fluido ligeramente compresible	36
I.2.3 Relación de solubilidad (relación gas disuelto en el aceite, R_s).....	36
I.2.4 Relación gas-aceite (RGA).....	37

I.2.5	Factor de volumen de aceite (B_o).....	38
I.2.6	Movilidad (λ).....	38
II.	YACIMIENTOS FRACTURADOS.....	40
II.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS.....	40
II.1.1	Definición de yacimiento.....	40
II.1.2	Tipos de Yacimiento.....	41
II.1.2.1	Yacimientos homogéneos.....	41
II.1.2.2	Yacimientos fracturados.....	41
II.1.3	Definición de fractura.....	43
II.1.4	Características de los sistemas de fracturas.....	44
II.1.5	Morfología de las fracturas.....	45
II.1.6	Modelos conceptuales de yacimientos naturalmente fracturados.....	46
II.1.7	Modelo de Kazemi.....	48
II.1.8	Modelo de Warren & Root.....	49
II.1.9	Ecuación de difusión.....	52
III.	CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN.....	55
III.1	SELECCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN.....	56
III.1.1	Mallas cartesianas.....	57
III.1.1.1	Mallas cartesianas de bloques centrados.....	57
III.1.1.2	Malla cartesiana de nodos distribuidos.....	57
III.1.2	Mallas de puntos de esquina.....	58
III.2	CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN.....	59
III.3	CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN CON MALLA DE NODOS CENTRADOS.....	61
III.3.1	Modelado de fallas y fracturas.....	62
III.3.2	Modelado de horizontes y zonas.....	65
III.3.3	Modelado de capas.....	66
III.3.4	Modelado de los fluidos.....	68
III.3.5	Contactos de fluidos.....	70
III.3.6	Modelado de la Roca.....	71
III.3.6.1	Funciones de saturación.....	71
III.3.7	Modelado de Pozos.....	73
III.3.8	Definición de las propiedades petrofísicas a la malla de simulación.....	75
III.3.9	Simulación numérica de yacimientos.....	76
III.4	RESULTADOS DE LA CORRIDA.....	76
III.4.1	Gráficas.....	77

III.5	CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN CON MALLA PUNTOS DE ESQUINA	79
III.5.1	<i>Modelado de fallas y fracturas</i>	81
III.5.2	<i>Resultados de la corrida</i>	81
III.5.2.1	Gráficas	82
III.6	MODELOS DE DOBLE POROSIDAD	84
III.6.1	<i>Resultados de la Simulación para un modelo de doble porosidad para dos geometrías (bloques centrados y puntos de esquina)</i>	85
III.6.1	<i>Comparación de resultados</i>	87
III.7	CONCLUSIONES DE LA COMPARACIÓN DE MODELOS	89
IV.	CONTRIBUCIONES AL PROYECTO	91
	LISTA DE FIGURAS	92
	BIBLIOGRAFÍA	96

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran importancia que actualmente tienen los hidrocarburos en el mundo como producto líder del mercado internacional y por ser la base de la economía de algunos países, como es el caso de México es necesario desarrollar e implementar técnicas encaminadas a mejorar el uso y la explotación de este recurso.

La mayoría de los yacimientos productores de aceite y gas constituidos por rocas carbonatadas en México contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar el sistema de fracturas. Las propiedades del sistema de fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

En México un gran porcentaje de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos naturalmente fracturados. Durante la vida productiva del campo, la optimización de la explotación de los yacimientos es una de las áreas de vital importancia en el desarrollo de los campos de hidrocarburos cuyo principal objetivo es maximizar el valor económico de las reservas de aceite y gas a través de la implementación de tecnologías adecuadas.

La caracterización dinámica identifica, mide y evalúa las variables del sistema, como presión, temperatura, flujo o concentración de fluidos bajo las condiciones de explotación del yacimiento. Para caracterizar dinámicamente el yacimiento, se requieren datos de producción de agua, aceite, gas, presión medidos en el fondo y superficie del pozo, los cuales se obtienen a través del molinete hidráulico, registros de temperatura, pruebas de trazadores, etc.

Con la simulación numérica de yacimientos ayuda a obtener diferentes escenarios de explotación y con base en esto se puede seleccionar el mejor proyecto a desarrollar. Los buenos resultados de una simulación dependen de diversos factores, tal como: selección y tipo de malla, habilidad del ingeniero para

interpretar, cantidad y calidad de los datos, recursos computacionales, así como un buen conocimiento del yacimiento.

Actualmente, existe un interés creciente en la explotación adecuada de los yacimientos Naturalmente Fracturados, debido a que los pozos son de alta productividad, con recuperación importante de hidrocarburos, por lo que resultan muy atractivos desde el punto de vista económico. En México, el 94.5 por ciento de la producción y el 67 por ciento de las reservas probadas de hidrocarburos están en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). Además de que más del 90 por ciento de los yacimientos de hidrocarburos nacionales se ubican en la clasificación de naturalmente fracturados (IMP 2000).

La importancia de los estudios en yacimientos naturalmente fracturados radica en conocer las propiedades de la roca, el comportamiento de los fluidos almacenados en la matriz, la evaluación de la interacción matriz-fractura.

Este trabajo pretende describir las actividades realizadas durante mi estancia en la compañía PETROSOFT en el periodo de seis meses comprendido de Abril a Septiembre de 2013. Durante ese tiempo desarrollé diversas actividades, entre las que destacan:

- ◆ Construcción de mallas en el software PETREL[®].
- ◆ Construcción de modelos homogéneos.
- ◆ Construcción de modelos de doble porosidad.
- ◆ Comparación de modelos (homogéneos, doble porosidad).

Capítulo I

I. Conceptos Básicos

I.1 Propiedades de la roca

La petrofísica es el estudio de las relaciones físicas y texturales que existen en una roca. Es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería petrolera y de geología, la cual determina cualitativa y cuantitativamente las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella. Adicionalmente, la petrofísica define la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso que lo contiene, es decir la capacidad de flujo de la formación.

I.1.1 Porosidad

Es la fracción del volumen total de roca que es ocupada por huecos. La porosidad se expresa en fracción, y representa el espacio hueco en la roca. Puede cuantificarse dividiendo el espacio vacío entre el volumen total de roca:

$$Porosidad = \phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{ma}}{V_t} \quad 1.1$$

Donde:

V_p =Volumen de poros.

V_t =Volumen total de roca.

V_{ma} =Volumen de granos.

La porosidad puede obtenerse directamente a partir de análisis de núcleos en el laboratorio o indirectamente, a partir de registros geofísicos (sónico, densidad y neutrón), pero la porosidad obtenida con registros geofísicos es un aproximado de la porosidad total.

La porosidad es independiente del tamaño de grano, pero depende del tipo de empacamiento (acomodo de granos). *Un máximo de porosidad de 47.6% se obtiene con un empacamiento cúbico, Figura 1.1a, mientras que con un empacamiento rómbico, Figura 1.1b, se obtiene un 25.96% de porosidad.*

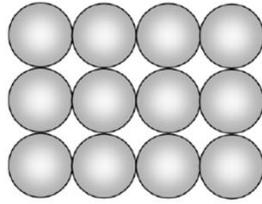


Figura I.1a. Arreglo cúbico

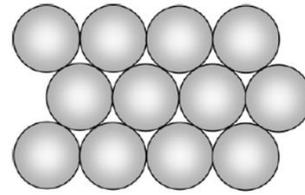


Figura I.1b. Arreglo rómbico

I.1.1.1 Porosidad primaria

Se refiere a aquella porosidad adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

I.1.1.2 Porosidad secundaria

También conocida como porosidad inducida, la porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos posteriores a la deposición de las rocas sedimentarias y no tiene relación directa con la forma de las partículas sedimentarias. La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria están constituidos por rocas calizas o dolomías.

En general, la porosidad secundaria se debe a procesos de:

- ◆ Disolución.
- ◆ Recristalización o dolomitización.
- ◆ Fracturas.

I.1.1.2.1 Porosidad secundaria por disolución

Este tipo de porosidad secundaria es generada a través de la disolución de un componente preexistente de una roca, tal como una concha, un fragmento o un grano de roca. El espacio poroso conserva la forma, o molde, del material disuelto.

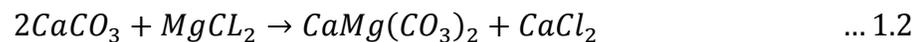
La porosidad secundaria por disolución es generada por filtración de aguas ácidas que disuelven los minerales de la roca principalmente calcita y dolomita, mejorando así sus porosidad.

La disolución es un proceso mediante el cual se origina una reacción química entre los fluidos que saturan el medio poroso y la matriz de la roca.

I.1.1.2.2 Porosidad secundaria por dolomitización

Es un proceso geoquímico que tiene lugar en las zonas de lagunas efímeras supramareales, por lo que los iones de magnesio [Mg], provenientes de la evaporación del agua de mar, reemplazan a los iones de calcio [Ca] de la calcita, de manera que el reemplazo de la calcita por dolomía en una roca incrementa el espacio poroso de dicha roca en un 13% y forma una roca del yacimiento importante. La dolomitización puede producirse durante la diagénesis por sepultamiento profundo.

La dolomitización también mejora la porosidad de los carbonatos. La ecuación que describe este proceso se puede escribir como:



I.1.1.2.3 Porosidad secundaria por fractura

Es un tipo de porosidad secundaria producida por el fracturamiento tectónico de la roca. Las fracturas propiamente dichas no tienen demasiado volumen, pero a través de la incorporación en los poros preexistentes, mejoran significativamente la permeabilidad.

En casos extremadamente raros, las rocas no pertenecientes al yacimiento, tales como el granito, pueden convertirse en rocas del yacimiento si se produce un grado suficiente de fracturamiento.

Los espacios vacíos que le confieren a las rocas carbonatadas porosidad secundaria, y que las hace excelentes para los yacimientos, pueden agruparse en tres categorías:

-
-
- a) Aberturas y espacios vacíos de disolución relacionados con la circulación de agua.
 - b) Espacios vacíos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas (dolomitización).
 - c) Fracturas, fisuras y cavernas sin importar su origen.

Los yacimientos fracturados están formados o constituidos de dos sistemas de porosidades: uno intergranular (Figura I.2a) formada por espacios vacíos entre los granos de roca; y el segundo formado por espacios vacíos de las fracturas y vúgulos (Figura I.2b).

El primer tipo es llamada porosidad primaria y es típica de la roca arenisca o caliza, al segundo tipo se le denomina porosidad secundaria, cuando se hace referencia únicamente a las cavidades o fracturas, porosidad vúgular / porosidad de factura.

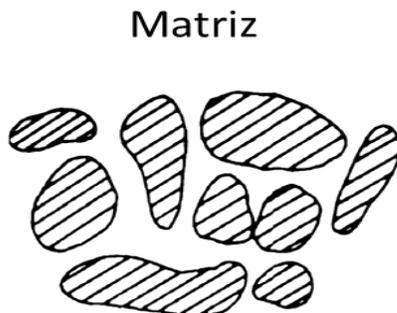


Figura I.2a. Grano consolidado con espacio vacío (matriz).

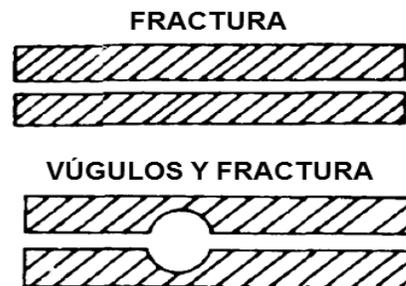


Figura I.2b. Representación simplificada de la presencia de vúgulos y fractura en rocas.

T.D. Van Golf- Racht: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering" Elsevier Scientific Publishing Company. First Edition 1982. Third impresion 1988.

La porosidad secundaria se encuentra generalmente en rocas compactas, frágiles y de relativamente baja porosidad intergranular como: calizas compactas, lutitas, areniscas, limolitas arcillosas y esquistos.

La porosidad secundaria es causada normalmente por la fracturación de la roca, colocación, unión y disolución de agua circulante.

A menudo la porosidad secundaria se reduce con el tiempo al rellenarse parcialmente los espacios de minerales más jóvenes que los que componen la matriz. Estos minerales son el resultado de la disolución y precipitación. En las rocas carbonatadas, como las calizas y dolomías, los canales de solución y las cavidades se forman durante el enterramiento en la cuenca sedimentaria.

Los dos tipos de espacio poroso dentro de los yacimientos fracturados puede expresarse como:

- ◆ Porosidad de la matriz, de tipo intergranular (exclusivo de las fracturas)

$$\phi_{matriz} = \frac{V_{poros}}{V_{matriz}} \quad (V_{matriz} = V_{Total} - V_{fractura}) \quad \dots 1.3$$

- ◆ Porosidad de la fractura

$$\phi_{frac} = \frac{V_{fractura}}{V_{total}} \quad \dots 1.4$$

- ◆ Porosidad total

$$\phi_{total} = \frac{V_{poros} + V_{fractura}}{V_{Total}} \quad \dots 1.5$$

Generalmente $V_{fractura}$ es muy pequeño comparado con el V_{Total} ($\approx 1\%$) por lo tanto, es posible reescribirlo como:

$$\phi_{total} = \phi_{matriz} + \phi_{fractura} \quad \dots 1.6$$

Donde ϕ_{matriz} corresponde a la porosidad derivada de la interpretación sísmica, mientras que la porosidad calculada a partir de registros neutrón y rayos gama incluye la porosidad de la fractura. Entonces la porosidad de la fractura puede ser calculada parcialmente como:

$$\phi_{frac} = \phi_{neutrón\ o\ gama} - \phi_{sónico} \quad \dots 1.7$$

Una cierta orientación vertical preferencial de las fracturas o de las fisuras, se produce en grandes estructuras formadas por este tipo de rocas, y pueden ser el resultado de los esfuerzos tectónicos o esfuerzos de sobrecarga que reducen la cohesión de la roca.

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

I.1.2 Capacidad de almacenamiento

El desarrollo de los yacimientos naturalmente fracturados ha dado lugar a numerosos errores que traen complicaciones económicas. Grandes gastos iniciales de aceite han llevado a los ingenieros de yacimientos a muchas suposiciones, sobreestimado los pronósticos de producción de los pozos. Los ingenieros de yacimientos generalmente hacen dos hipótesis clave:

- a) Las fracturas tienen capacidad de almacenamiento despreciable y solamente los canales de alta permeabilidad permiten el flujo de fluidos.
- b) La matriz tiene una importante capacidad de almacenamiento, pero muy pequeña permeabilidad.

La primera hipótesis ha llevado a varios fracasos en el desarrollo de los yacimientos naturalmente fracturados. De hecho, muchos yacimientos que producen con altos gastos iniciales declinan drásticamente después de cortos periodos de tiempo. Esto ocurre porque el aceite producido ha sido almacenado en el sistema de la fractura. Por consiguiente, es importante calcular el aceite “in-situ” con precisión razonable dentro del sistema de fracturas.

La segunda suposición debe considerarse cuidadosamente. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el aceite aportado a las fracturas puede ser muy poco, entonces solo el aceite que se encontraba originalmente en las fracturas sería producido en un lapso razonable de tiempo.

Si la matriz tiene una permeabilidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz llega a ser de suma importancia.

Otros parámetros que juegan un papel importante es que tan rápido se mueve el aceite de la matriz a las fracturas; incluyendo su porosidad, compresibilidad total, y el espaciamiento de fracturas o distancia entre ellas, así como la viscosidad del aceite, ya que si éste es de baja viscosidad, el movimiento del aceite de la matriz hacia las fracturas es más rápido.

Es importante visualizar que la capacidad de almacenamiento en los yacimientos naturalmente fracturados ya que varía extensamente, dependiendo del grado de fracturamiento y el valor de la porosidad primaria. Cuanto mayor sea el valor de la porosidad primaria, más grande será la posibilidad de éxito en la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados.

I.1.3 Compresibilidad

Para arenas con presiones normales, la compresibilidad de la roca puede ser obtenida en laboratorio o de correlaciones ya publicadas como las de **Hall**, mostrada en la Figura I.3.

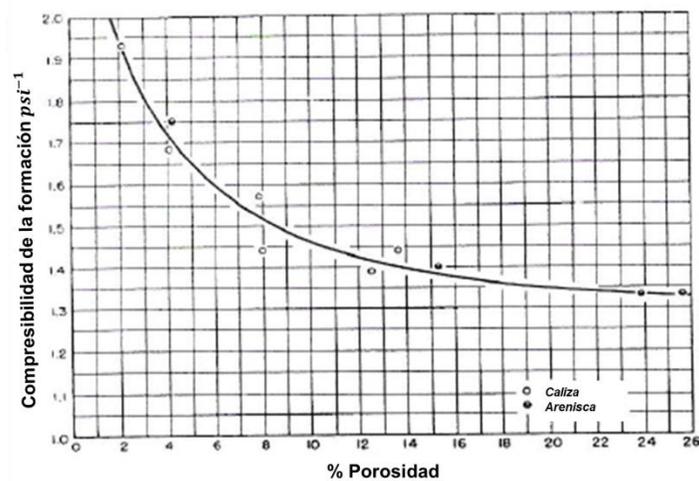


Figura I.3. Correlación de Hall cuando se tienen areniscas o formaciones homogéneas (Hall H.N. 1953).

Sin embargo, en arenas con presiones anormales, como las que se encuentran en la costa del golfo de México y en Estados Unidos, así como en carbonatos; no hay buenas correlaciones disponibles y es mejor realizar mediciones en laboratorio.

La compresibilidad de la roca que se utiliza cuando se trata de yacimientos convencionales refleja la deformación de los poros y no la reducción del volumen de matriz, la cual es insignificante comparándolos.

Esta compresibilidad de matriz tiende a ser menor en el caso de yacimientos fracturados: la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca que se ha roto en lugar de deformarse elásticamente.

El efecto de las fuerzas externas en las rocas fracturadas depende de la dirección de la fractura en relación con las fuerzas externas. Cuando ambos están en la misma dirección, el efecto sobre el cambio de la porosidad secundaria es menor que cuando son perpendiculares ambas.

En el caso de yacimientos fracturados, la presencia de fracturas introduce una elasticidad adicional en el yacimiento, que puede definirse de dos maneras:

- a) En términos del volumen total de roca, la compresibilidad de la fractura se define como:

$$C_{ef} = \frac{1}{porosidad} \frac{\Delta(porosidad)}{\Delta(presión)} \quad \dots 1.8$$

- b) En términos del volumen de fractura, la compresibilidad de la fractura es:

$$C_{pf} = \frac{1}{porosidad} \frac{\Delta(porosidad)}{\Delta(presión)} \quad \dots 1.9$$

La relación entre estas dos definiciones es obvia:

$$C_{ef} = \phi_f C_{pf} \quad \dots 1.10$$

El cierre de las fracturas una vez que el yacimiento está en producción puede ser muy significativo en yacimientos bajosaturados. Esto puede dar lugar a enormes reducciones en las tasas de producción.

La fractura cerrada en los yacimientos saturados es menos importante una vez que el cierre ha ocurrido.

En un sistema de doble porosidad hecha de macro y microfracturas (sin ninguna porosidad primaria) las macrofracturas juegan el papel de "fracturas" y las microfracturas desempeñan el papel de "matriz".

En este caso, hay dos posibilidades; que las microfracturas (matriz) pueden ser más compresibles que las macrofracturas (fracturas) o viceversa. En otros casos ambas compresibilidades pueden ser del mismo orden de magnitud.

Siempre que sea posible, es aconsejable determinar compresibilidades en el laboratorio utilizando rocas del propio yacimiento. Si esto no está disponible, hay que confiar en correlaciones empíricas.

En los yacimientos compuestos por matriz y fracturas, la compresibilidad en las fracturas es más grande que la compresibilidad de la matriz. La Figura I.4 muestra la correlación desarrollada por Van der Knaap utilizada para el cálculo de la compresibilidad de las rocas en carbonatos.

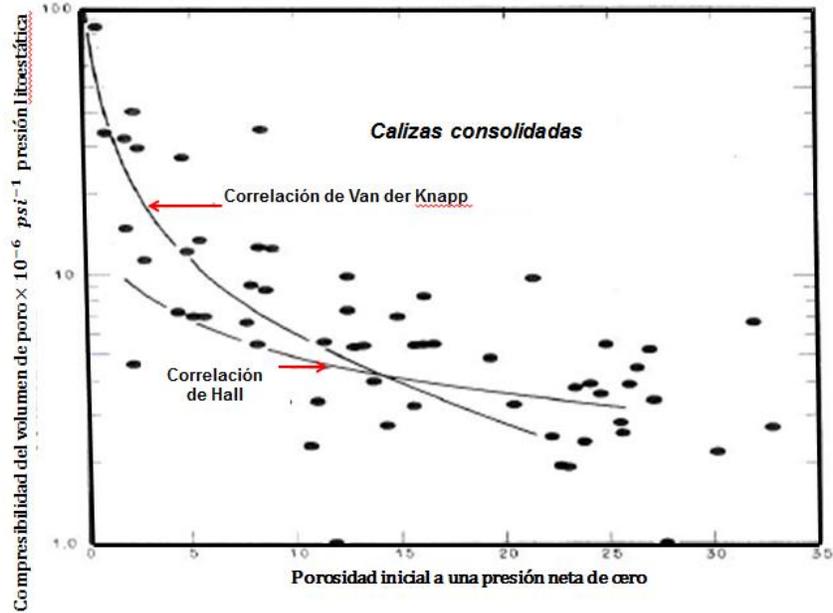


Figura I.4. Correlación de Van Der Knaap para el caso de carbonatos fracturados (Van der Knaap, W., 1959: Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. Trans., AIME 216, 1979-1987)

La diferencia relativa entre los dos tipos de compresibilidad depende de la variación de varios factores: la cantidad de mineralización secundaria dentro de las fracturas, la orientación de las fracturas y las fuerzas in-situ, y si el yacimiento es saturado, bajosaturado, y/o de presión normal.

En la gráfica de la Figura I.5 "MINER" representa el porcentaje calculado de la mineralización y "RATIO" es igual a la porosidad de la fractura dividida por la suma de la porosidad de la fractura y la porosidad vulgar.

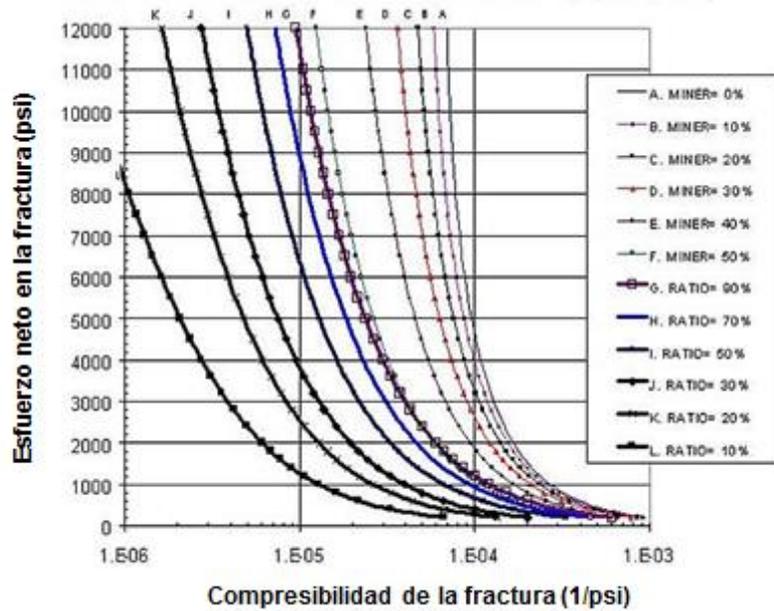


Figura I.5. Gráfica para el cálculo de la compresibilidad de la fractura (Aguilera, Roberto: *Recovery Factors and Reserves on Naturally Fractured Reservoirs, Journal of Canadian Petroleum Technology, Distinguished Authors Series (July 1999), p. 15-18.*

En yacimientos donde matriz y fractura están presentes, es posible hacer un cálculo de la compresibilidad de fractura basada en el conocimiento del porcentaje de mineralización secundaria.

Sin embargo, en la construcción de modelos numéricos, para la estimación de la compresibilidad de la formación se emplea la correlación de G. H. Newman esto se muestra en la Figura I.6.

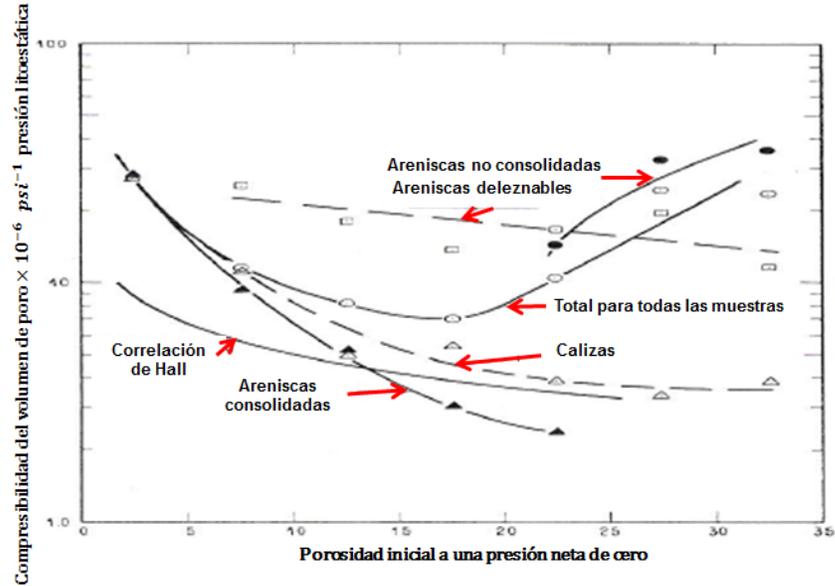


Figura I.6. Correlación de Newman (Newman, G., H., 1973: Pore-Volume Compressibility of Consolidated Friable, and Unconsolidated Rock Under Hydrostatic Loading. J. Pet. Tech., February, 129-134.

I.1.4 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es la medida de la capacidad de un medio para permitir el flujo de fluidos a través de él. Los conceptos básicos de la permeabilidad establecidos en el caso de un yacimiento fracturado siguen siendo válidos.

Pero en presencia de dos sistemas (matriz y fracturas), la permeabilidad puede ser redefinida como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

Esta redefinición de permeabilidad puede crear alguna confusión especialmente concerniente a la permeabilidad de fractura, que puede ser interpretada también como permeabilidad simple de fractura o como permeabilidad de la red de fracturas, o algunas veces como permeabilidad del volumen total de las fracturas.

I.1.4.1 Permeabilidad de matriz

La permeabilidad de la matriz puede ser evaluada utilizando la ley de Darcy

$$v = -\frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dl} \quad \dots 1.11$$

Donde:

v = Velocidad aparente del flujo [cm/seg].

μ = Viscosidad del fluido fluyendo [cp]

dp/dl = Gradiente del potencial en dirección del flujo [atm/cm].

k = Permeabilidad de la roca [darcys].

La ley de Darcy se aplica bajo las consideraciones siguientes:

- ◆ Flujo estacionario
- ◆ Flujo linear y horizontal
- ◆ Flujo laminar
- ◆ Condiciones isotérmicas
- ◆ Viscosidad constante
- ◆ Espacio poroso saturado al 100% del fluido

Para el caso de flujo lineal de fluido incompresible, la permeabilidad se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad \dots 1.12$$

Donde:

q = gasto [b/d].

k = permeabilidad [md].

A = área [ft²].

Δp = Presión diferencial [psi].

L = Distancia [ft].

I.1.4.2 Permeabilidad de vóculos de disolución

En algunos yacimientos carbonatados, la filtración de aguas ácidas puede dar porosidad y permeabilidad por disolución de la matriz. La ley de Poiseuille para el flujo capilar y la ley de Darcy para el flujo de líquido en camas permeables pueden combinarse para calcular la permeabilidad en canales de disolución. Craft and Hawkins (1959) hicieron un estudio exhaustivo de este problema, modelado en la siguiente discusión.

Suponiendo un tubo capilar con las siguientes características:

L = longitud del capilar, [cm].

r = radio interior, [cm].

A = área, [cm²].

Como los fluidos mojan las paredes del capilar, la velocidad en las paredes se considera que es cero y la velocidad en el centro del tubo es un máximo.

La fuerza viscosa se expresa como:

$$F = \mu A \frac{dv}{dx} \quad \dots 1.13$$

Donde dv/dx está en $\left[\frac{cm}{seg/cm} \right]$. El área de la fase de los capilares es igual $2\pi L$.

Por consiguiente, para un cilindro la ecuación anterior puede escribirse como:

$$F = \mu(2\pi L) \frac{dv}{dr} \quad \dots 1.14$$

La permeabilidad promedio para un sistema matriz-vúgulos puede obtenerse a partir de la relación:

$$k_{promedio} = \frac{k_v N \pi r^2 + k_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad \dots 1.15$$

Donde

k_v = permeabilidad de los vugúlos de disolución [darcys].

N = número de canales de disolución.

A = área de sección transversal, en pg².

k_b = permeabilida del bloque de matriz [darcys].

r = radio del canal de disolución en pg.

I.1.4.3 Permeabilidad de la fractura

La permeabilidad de la fractura depende de la dirección del flujo, el cual se considera que es paralelo a los planos de fractura, esto se muestra en la Figura I.7. Donde “b” representa la amplitud de la fractura, y la longitud está representado por “L”.

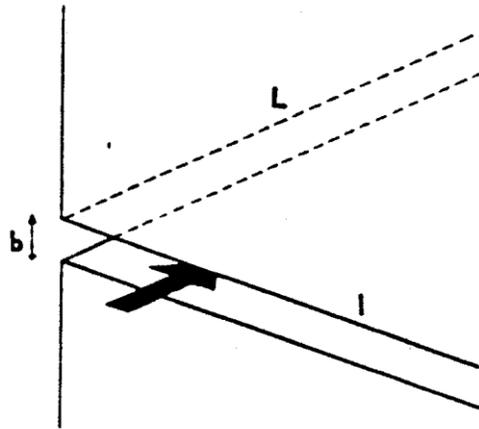


Figura 1.7. Definición de permeabilidad de fractura (Reiss, L. H.: *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*, Institut Français du Pétrole. 1980).

La ecuación de Poiseuille es correcta para cualquier tamaño de tubo capilar o cualquier apertura de fractura.

Supóngase un tubo capilar, cuya longitud es de l unidades y su radio interno de r_i . Si a través de él se desarrolla un flujo viscoso en régimen laminar, puede expresarse a F_μ como:

$$F_\mu = -\mu A_\mu \frac{dv}{dr} \quad \dots 1.16$$

Y el área de acción de dichas fuerzas en un sistema cilíndrico es:

$$A_\mu = 2\pi lr \quad \dots 1.17$$

Con un flujo en dirección a r , las fuerzas de presión se representan como:

$$F_{pcr} = \Delta p A_p = \Delta p (\pi r^2) \quad \dots 1.18$$

Ahora, haciendo un balance de fuerzas según el principio de D'alembert:

$$F_l = F_{pcr} + F_{\mu r} \quad \dots 1.19$$

$$= -\Delta p (\pi r^2) + -\mu 2\pi lr \frac{dv}{dr} \quad \dots 1.20$$

Luego, de un manejo de los diferenciales como cocientes matemáticos en vez de razones de cambio:

$$dv = \frac{r}{2\mu l} dr dp \quad \dots 1.21$$

Integrando desde $(0, p_{c1}, 0)$ hasta (v, p_{c2}, r) :

$$\int_0^v dv = - \iint_{p_{c1}}^{p_{c2}} \frac{r}{2\mu l} dp dr = - \int_0^r \frac{(p_{c2} - p_{c1})r}{2\mu l} dr$$

$$v = - \frac{(p_{c2} - p_{c1})r^2}{4\mu l} \quad \dots 1.22$$

El producto de la velocidad por el área se traduce en el caudal que transita por el capilar en un instante:

$$vdA = v2\pi r dr = -2\pi \frac{(p_{c2} - p_{c1})r^2}{4\mu l} r dr \quad \dots 1.23$$

Al integrar sobre toda el área de flujo:

$$\int_0^q dq = \int_0^{r_0} 2\pi \frac{(p_{c1} - p_{c2})r^2}{4\mu l} r dr$$

$$q = \frac{\pi r_0^4 (p_{c1} - p_{c2})}{8\mu l} \quad \dots 1.24$$

Esta expresión se conoce como la ecuación de Poiseuille para el flujo de fluidos viscosos a través de un tubo capilar. Si se asume que el medio poroso se comporta como un conjunto de capilares homogéneos, puede relacionarse esta ecuación con la de Darcy para poder conocer el radio capilar de un poro.

$$r_0 = \sqrt{\frac{8k}{\phi}} \quad \dots 1.25$$

La ecuación de Poiseuille del gasto a q_1 en términos la caída de presión ΔP para flujo laminar a lo largo de una sola fractura cuya longitud y sección transversal son L y b respectivamente.

$$q_1 = \frac{b^3 l \Delta P}{12 \mu L} \quad \dots 1.26$$

Para “n” fracturas, el flujo a través de la sección A puede escribirse:

$$q_n = n \frac{b^3 l \Delta P}{12 \mu L} \quad \dots 1.27$$

La ley de Darcy podría escribirse

$$q = \frac{A k_f \Delta P}{\mu L} \quad \dots 1.28$$

De manera que para que $q = q_n$

$$K_f = \frac{n b^3 l}{A 12} = f_s \frac{b^3}{12} \quad \dots 1.29$$

Donde:

$f_s = nl/A$ Representa la longitud total de la fractura por unidad en la sección transversal.

La presencia de fracturas abiertas sin cementar aumenta enormemente la permeabilidad de la roca. Es posible calcular la permeabilidad de la fractura y el gasto de flujo a través de las fracturas abiertas siguiendo un desarrollo similar a la presentada para vórgulos por disolución.

La permeabilidad intrínseca de la fractura está asociada con la medición de la conductividad durante el flujo de fluido a través de una sola o a través de una red de fracturas, independiente de la roca adyacente (matriz).

Esto es, la conductividad de un solo canal (fractura) o de un grupo de canales (red de fracturas). En este caso el flujo a través de la sección está representado solo por unas áreas de fracturas vacías (excluyendo el área de matriz circundante).

En un caso simplificado de un bloque, donde la fractura es paralela a la dirección del flujo a la fractura 1 y es paralela en dirección al flujo horizontal. El gasto del flujo a través de la fractura está dado por:

$$q_f = a \times b \times \frac{b^2}{12\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l} = a \frac{b^3}{12\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l} \quad \dots 1.30$$

I.1.4.4 Permeabilidad del sistema matriz/fractura

La permeabilidad del sistema matriz- fractura puede ser representado como una simple suma de las permeabilidades de la matriz K_m y de fractura K_f ,

$$K_t = K_m + K_f \quad \dots 1.31$$

Es evidente que la permeabilidad total depende totalmente de la dirección del flujo. Cualquier cambio en la dirección del flujo generará un cambio en el valor de K_f , así que K_f depende la relación entre la fractura y la dirección de flujo.

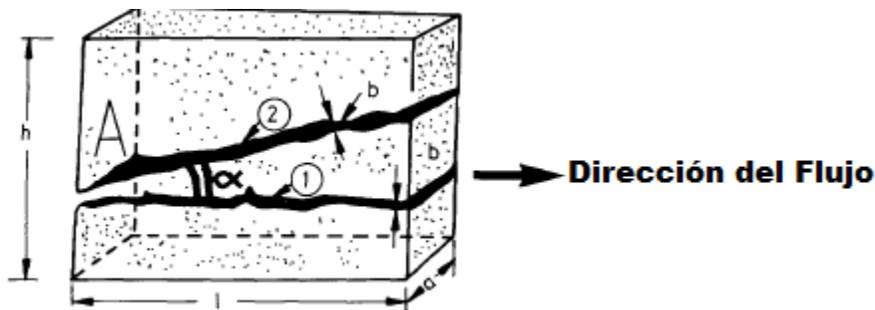


Figura I.8. Bloque de matriz que contiene una fractura simple ($\alpha=0$). Fractura 2 ($\alpha \neq 0$) (T.D. Van Golf- Racht: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering" Elsevier Scientific Publishing Company. First Edition 1982 Third impression 1988).

La Figura I.8 representa un bloque de matriz donde las fracturas 1 y 2 son perpendiculares entre sí con un ángulo " α " y paralelas a la dirección de flujo horizontal.

I.1.5 Interacción matriz/fractura

La presencia de fracturas en el yacimiento provoca que el flujo de los fluidos sea muy diferente comparado con los yacimientos no fracturados. El desplazamiento del fluido en una red de fractura se produce debido a la mayor conductividad del sistema de fracturas en comparación con la de la matriz. A medida que se inyecta un líquido en el sistema de fracturas, un intercambio o transferencia de fluidos ocurre entre la matriz y fractura del sistema, un intercambio o transferencia de líquido se produce entre la matriz y el sistema de fracturas.

Las fracturas producen una variedad de efectos sobre la movilidad de fluido en un yacimiento que debe ser direccionado con el fin de entender y predecir el comportamiento de la producción de depósito. Lo más significativo entre los efectos de la fractura es:

- ◆ Interacción Matriz / fractura, incluyendo el drene y barrido de la matriz.
- ◆ Mejora de la permeabilidad, tanto horizontal como vertical.
- ◆ Anisotropía de la permeabilidad y/o en paralelo estratificado (plano XY).
- ◆ Avance fluido rápido o una derivación debido a fluir directamente dentro de las fracturas bien conectadas

I.1.5.1 Presión capilar sin mineralización secundaria:

Cuando las fracturas naturales están abiertas y tienen una muy pequeña cantidad de mineralización secundaria, los hidrocarburos se mueven de la matriz hacia las fracturas en un modo sin restricciones. La rapidez con la que se mueven los fluidos de la matriz hacia las fracturas es controlado ya sea por la caída de presión en las fracturas, propiedades de la matriz como: permeabilidad, porosidad, compresibilidad, viscosidad del fluido en movimiento, así como el espaciamiento de las fracturas o el tamaño de bloque de la matriz.

Estas fracturas pueden proveer altos gastos iniciales. El mayor problema con este tipo de fracturas es que tienden a cerrarse con la caída de presión del yacimiento dependiendo de: el esfuerzo de tensión in situ, la presión inicial del yacimiento y la

reducción de la presión dentro de las fracturas. En otras palabras las fracturas son más compresibles que la roca matriz.

Ahora si el yacimiento es bajo saturado, el cierre de las fracturas es muy sensible provocando una recuperación muy pequeña.

Ahora si el yacimiento tiene una pérdida de presión de manera regular, el cierre de la fractura no será tan sensible ya que la mayoría de los cierres a profundidades del yacimiento ya han ocurrido. Las recuperaciones finales serán mucho más grandes que las del caso previo.

I.1.5.2 Presión capilar con algo de mineralización secundaria

Cuando las fracturas naturales tienen certeza de la cantidad de mineralización secundaria el flujo de la matriz hacia las fracturas es de algún modo restringido. Desde el punto de vista del comportamiento de presión durante una prueba de pozo esto puede ser visualizado como un daño natural dentro del yacimiento (sin confundir un daño mecánico alrededor de la boca del pozo calculando de manera rutinaria). La mineralización parcial es una bendición disfrazada. En este caso los minerales secundarios actuarán como agentes de propagación naturales, y el cierre de la fractura será sensiblemente reducido (no cerrado completamente) incluso en yacimientos bajosaturados. Esto favorecería la obtención de altas recuperaciones. El cierre de las fracturas será pequeño en yacimientos saturados e incluso más pequeño en yacimientos bajosaturados.

I.1.5.3 Presión capilar con mineralización secundaria completa

A pesar de que exista mucha cantidad de hidrocarburos dentro del yacimiento, la recuperación final será muy baja. Las fracturas mineralizadas van a segmentar el yacimiento dirigiéndose hacia una muy baja recuperación final

I.1.6 Función de transferencia

Los simuladores de doble porosidad requieren una expresión para el gasto del fluido transferido entre la matriz de la roca de y las fracturas. La transferencia de fluidos está determinada por la imbibición capilar o la gravedad de drene.

La función de transferencia utiliza el factor de forma para determinar los gastos de imbibición durante la inyección de agua en un yacimiento fracturado, por lo tanto efectivamente combina la caracterización de la fractura (espaciamiento de fracturas) y un gasto de imbibición determinado por la mojabilidad, permeabilidad relativa y presiones capilares.

La función de transferencia está definida como los fluidos transferidos de la matriz hacia la fractura, con un factor geométrico apropiado que explique las características de longitud y el área de flujo entre la matriz y la fractura. La tasa de transferencia de fluido por unidad de volumen de roca se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$q = \frac{\sigma_f K_m}{\mu} (p_m - p_f) \quad \dots 1.32$$

La transferencia de fluidos de los bloques de matriz hacia las fracturas se supone que es en una condición de estado estable y es una función de la viscosidad del fluido, la caída de presión entre los sistemas de matriz y de fractura, y las propiedades de la matriz-roca relacionados con la geometría y eventualmente la interconectividad del bloque de matriz. El factor de forma, σ_f (el subíndice f no es convencional, pero se especifica aquí para distinguir el factor de forma de la tensión interfacial, que también utiliza σ como su símbolo convencional), definiendo la geometría del bloque, a través de la suposición de los bloques de matriz cúbica es inherente a este tipo de modelos.

I.1.7 Factor de forma (Geometría de las redes de fracturas)

El factor de forma describe, en la simulación, ambas áreas de contacto entre las fracturas y la matriz y la idealización de la geometría de los bloques de matriz. Los modelos de doble porosidad pueden basarse en el factor de forma para determinar parámetros como la permeabilidad total de la red de fracturas y la tendencia de los fluidos a moverse en dirección de la permeabilidad preferencial.

El factor de forma está generalmente definido como:

$$\sigma_f = 4 \left[\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right] \quad \dots 1.33$$

El símbolo σ es conocido como el factor de forma; establece la relación entre el área expuesta al flujo entre los bloques de matriz y las fracturas que los rodean. La forma más simple para definir el factor de forma es la siguiente:

$$\sigma = \frac{12}{L^2} \quad \dots 1.34$$

Donde:

L = es la longitud característica del bloque de matriz.

En este caso $L=L_x=L_y=L_z$ se refiere a las dimensiones de los bloques de matriz en cada una de las tres direcciones ortogonales entre sí, a menudo referido como un arreglo de cubo de azúcar.

El factor de forma σ_f es una representación matemática idealizada del sistema de fracturas en el yacimiento, representando el área de superficie de la fractura, así como el espaciado de pozo. El valor de L puede estar relacionado con la separación relativa de las fracturas en una dirección en el yacimiento, pero por lo general no será igual a la verdadera separación.

I.1.8 Presión Capilar

La presión capilar es la diferencia de presión a través de la interfase entre el fluido mojante y el no mojante. Para un estudio gas-aceite agua, las curvas de presión capilar serán requeridas para los sistemas gas-aceite y agua-aceite. Los datos pueden ser obtenidos en el laboratorio por medio de mediciones en tapones de núcleo. El método de inyección de mercurio es rápido pero destruye el núcleo. Existen otros métodos como los desplazamientos a través de diafragma poroso y métodos centrífugos; otra buena fuente para esta información son los registros donde el pozo haya atravesado los contactos gas-aceite y agua-aceite.

Se puede graficar la saturación de agua vs distancia desde el contacto gas-aceite o agua-aceite. Esta distancia se puede transformar entonces en presión capilar.

Cuando dos fluidos están en contacto dentro de los poros de la roca, se forma una superficie curva entre los dos. La presión en el lado del fluido no mojante de la interfase (P_{nm}) es mayor que la presión para el lado del fluido mojante (P_m). Esta diferencia de presiones se define como presión capilar (P_c).

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \dots 1.35$$

La presión capilar en un medio poroso se puede comparar con el aumento de un líquido mojante en un tubo capilar. La capilaridad se define como la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar.

El peso de la columna de líquido, que ha subido su nivel en las paredes, tomando como referencia el nivel del menisco, es determinado por la ecuación 1.36.

$$-\pi R^2 h g (\rho_1 - \rho_v) \quad \dots 1.36$$

Donde:

R = Radio del tubo capilar.

h = Altura del nivel del líquido.

$(\rho_1 - \rho_v)$ = Es la diferencia de densidades entre el líquido y el vapor.

g = Aceleración de la gravedad.

La única fuerza responsable del incremento del nivel del fluido mojante en las paredes del tubo capilar es la tensión superficial entre el líquido y el sólido. Las fuerzas atribuidas a la tensión superficial están dadas por la siguiente ecuación:

$$2\pi R \sigma \cos\theta \quad \dots 1.37$$

Donde:

σ = *tensión superficial*.

θ = *ángulo de contacto entre el líquido y el sólido*.

Si se iguala las fuerzas debidas al peso del líquido la ecuación 1.26 y las fuerzas debidas a la tensión superficial la ecuación 1.27 se tiene:

$$2\pi R\sigma\cos\theta = -\pi R^2hg(\rho_1 - \rho_v) \quad \dots 1.38$$

Que puede expresarse como:

$$(\rho_1 - \rho_v)gh = \frac{2\sigma\cos\theta}{R} \quad \dots 1.39$$

El término de la ecuación 1.39 que involucra la diferencia de densidades se puede representar como una diferencia de presión (ΔP); a ésta diferencia de presión entre la fase no mojanete y la fase mojanete, es lo que se conoce como presión capilar. De tal manera que si sustituimos dicho término por la definición de presión capilar se tiene:

$$p_c = p_{nm} - p_m = \frac{2\sigma\cos\theta}{R} \quad \dots 1.40$$

Que es la manera de calcular el valor de la presión capilar en un sistema.

En los yacimientos fracturados, la presión juega un papel muy importante en la producción de los hidrocarburos. Las fuerzas capilares distribuyen al proceso de desplazamiento de un fluido en el medio poroso, como es el caso de la imbibición, o pueden oponerse a este desplazamiento, como es el caso del drene.

El **drene** es el proceso por el cual la fase no mojanete desplaza, del medio poroso, a la fase mojanete. Es un proceso forzado (no espontaneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojanete dentro de la estructura capilar. En general, el aceite se comporta como la fase no mojanete en un yacimiento, razón por la cual al principio de la explotación se presenta un desplazamiento por drene.

La **imbibición** es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojanete, de la fase no mojanete. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas extremas al sistema roca fluidos.

I.1.9 Imbibición Capilar

La transferencia de fluido durante la inyección de agua se rige por el flujo de agua bajo un gradiente de presión impuesta (fuerza viscosa) y el movimiento espontáneo de agua en la matriz, debido a las fuerzas capilares (imbibición). La imbibición capilar espontánea se produce cuando las fracturas que contienen a la fase mojante y el aceite residual en la matriz es un fluido no mojante. Durante la imbibición espontánea, el agua se embebe en la matriz, y el aceite es expulsado de la matriz a la fractura a través de un mecanismo de contracorriente.

La velocidad a la cual el agua en la fractura puede transferirse a la roca puede variar ampliamente en función principalmente de la mojabilidad de roca, la permeabilidad de la matriz, y la recuperación final de la fase no mojante ha sido objeto de estudios considerables.

La función de transferencia se incorpora directamente en los modelos de simulación y de este modo describe la eficiencia final de la inyección de agua en yacimientos naturalmente fracturados mojados por agua. Por el contrario, si se inyecta en un sistema de fractura, la fase no mojante de gas puede ser transferido a la matriz de la roca, desplazando de ese modo la fase de aceite mojante a través del drene por gravedad.

La alta permeabilidad de las fracturas contienen una pequeña fracción del volumen de poros total, y la baja permeabilidad de la roca de la matriz contiene una porción significativa de las reservas del campo. Este contraste entre los yacimientos con conductos de alta permeabilidad y roca de matriz con baja permeabilidad lleva a problemas de caracterización de escala de tiempo debido a que la mojabilidad del fluido en fracturas desplaza a las fases no mojantes en la matriz. Este proceso de imbibición está representado en muchos simuladores como "Doble Porosidad".

I.1.10 Definición de doble porosidad

En yacimientos fracturados la porosidad total (ϕ_t) es el resultado de una simple suma de las porosidades primaria y la secundaria.

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad \dots 1.41$$

Esta porosidad total es equivalente para la definición estática de almacenamiento en la roca o espacio vacío total.

A partir de un gran número de mediciones de laboratorio de varios tipos de roca, la porosidad de la fractura es considerablemente menor que la porosidad de la matriz. Las dos porosidades son expresadas por las definiciones convencionales.

ϕ_1 = porosidad de matriz

ϕ_2 = porosidad de fractura

Ambas son relativas al volumen total (matriz y fracturas).

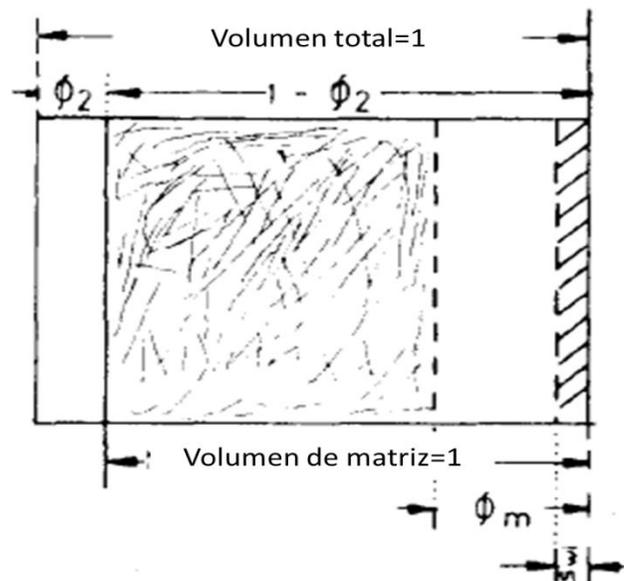


Figura I.9. Diagrama representativo de la doble porosidad (T.D. Van Golf-Racht: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering" Elsevier Scientific Publishing Company. Primera Edición 1982. Tercera impresión 1988).

La Figura I.9 representa el volumen total medido igual a 1.

En la correlación de la porosidad de la matriz (ϕ_m) y la porosidad de la fractura (ϕ_f), el hecho de que la porosidad de la matriz se refiere sólo a la mayor parte de la matriz puede ser tomada en consideración.

$$\phi_m = \frac{\text{volumen vacio en la matriz}}{\text{Volumen total de la matriz}} \quad \dots 1.42$$

Mientras la porosidad de la fractura:

$$\phi_2 \approx \phi_f \quad \dots 1.43$$

En este caso la porosidad primaria, como una función de la porosidad de la matriz, esta expresada por:

$$\phi_1 = (1 - \phi_2)\phi_m \quad \dots 1.44$$

Y la porosidad primaria efectiva, contenida en la fase de aceite es:

$$\phi_{1,efectiva} = (1 - \phi_2)\phi_m(1 - S_{wi}) \quad \dots 1.45$$

La porosidad está representada esquemáticamente en la figura 4 donde la unidad total es escalada en la parte superior y la unidad total de la matriz es escalada en la parte inferior.

Dentro de la porosidad de la matriz (ϕ_m), una de las partes es saturada con agua y la otra con aceite, y en cada una es expresada como un porcentaje de la unidad total de la matriz.

La doble porosidad también juega un rol importante en las evaluaciones dinámicas donde, en lugar del almacenamiento en la roca, el término capacidad de almacenamiento es utilizado. Este parámetro es expresado por la combinación de parámetros $\overline{\phi C_t}$, que muestran la expresión total y/o la capacidad de compresión del fluido y el volumen de huecos en la roca.

I.1.11 Saturación

La saturación de un fluido en un medio poroso, se define como el volumen del fluido medido a la presión y temperatura que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros; es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \dots 1.46$$

Donde

V_f =Volumen total del fluido.

V_p =Volumen de poros.

Los valores de la saturación están basados en el volumen poroso. La saturación para cada fase tiene un rango de 0 a 100%. Por definición la suma de las saturaciones debe de ser 100%, por lo tanto.

$$S_g + S_o + S_w = 1.0 \quad \dots 1.47$$

I.1.12 Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema aceite/salmuera/roca, es una medida de la preferencia que tiene la roca por alguno de los dos agua o aceite. Es el mayor factor que controla la localización, flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento. Los cambios en esta afectan a la presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento del flujo de agua, saturación de agua irreductible, saturación de aceite residual y propiedades eléctricas (Anderson, 1986).

I.2 Propiedades de los fluidos.

Conocer las características de los fluidos aportados por el yacimiento es trascendental en la determinación del modelo de simulación del yacimiento, el cual puede hacerse como aceite negro o composicional, dependiendo del tipo de procesos que se pretenda simular.

Generalmente, en la actualidad, los reportes incluyen tanto el análisis convencional como el análisis PVT.

I.2.1 Densidad del Aceite

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{\text{Masa}_{\text{aceite}@C.Y}}{\text{Volumen}_{\text{aceite}@C.Y}} = \frac{m(\text{aceite} * \text{gas disuelto})}{V(\text{aceite} + \text{gas disuelto})} \quad \dots 1.48$$

I.2.2 Viscosidad (μ)

Es la resistencia de un fluido a fluir debido a las interacciones moleculares; esta varía con la presión y la temperatura. También puede definirse como la relación de corte inducido por un esfuerzo. La mayoría de las teorías microscópicas de la viscosidad son fenomenológicas, porque es muy difícil calcular, a partir de los principios fundamentales las muchas interacciones moleculares de las partículas que son responsables de la viscosidad. Puede obtenerse de análisis de laboratorio o bien mediante alguna correlación. La unidad de la viscosidad es el centipoise (cp)

$$\mu = \nu \rho \quad \dots 1.49$$

Donde:

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del fluido.

I.2.2.1 Viscosidad de un fluido altamente compresible

La viscosidad de un gas es producto de las colisiones que ocurren entre sus moléculas por lo que ante un estímulo que propicie que una sustancia gaseosa aumente el nivel energético de sus moléculas, o disminuya la distancia les separa, se percibirá un aumento en la viscosidad del gas.

A bajas presiones, las moléculas de los gases se encuentran dispersas y a grandes distancias, por lo que un aumento térmico derivará en un incremento en la viscosidad de la sustancia gaseosa por efecto de los choques moleculares; por

el contrario, si la presión del sistema es muy grande, la distancia entre las moléculas de los gases será mucho menor y la cantidad de moléculas contenidas en una unidad de volumen aumentará, causando que ante un aumento térmico la viscosidad del gas disminuya.

En sistemas donde la temperatura permanece relativamente constante, la presión incide sobre la viscosidad de manera proporcional; pero, a menos que las presiones sean muy significativas, su efecto es mucho menor.

I.2.2.2 Viscosidad de un fluido ligeramente compresible

Las condiciones de burbujeo de una sustancia influyen en su viscosidad, en términos generales se puede decir que una sustancia bajosaturada tendrá menor viscosidad que una que se encuentra en etapa de liberación de gas disuelto que contiene. En el primer caso, al estar todo el gas disuelto en el líquido, la mezcla monofásica podrá expandirse considerablemente, con lo que se disminuye el rozamiento de sus moléculas; mientras que en una sustancia saturada la cantidad de gas disuelto será menor por efectos de la evaporación, y aumentará el rozamiento molecular a causa de la proximidad. Ante un aumento térmico, la viscosidad de las sustancias líquidas disminuye por efectos de la agitación molecular que ocurre al suministrarle energía.

Puede decirse que, de acuerdo con su comportamiento, la viscosidad de un fluido ligeramente compresible es afectada proporcionalmente por la presión, y de manera inversa por la temperatura.

I.2.3 Relación de solubilidad (relación gas disuelto en el aceite, R_s)

A altas temperaturas el volumen del gas que puede disolver un líquido es muy grande, por lo que sus propiedades se ven afectadas. Para describir este fenómeno a diferentes condiciones de saturación en el sistema se define la relación

Es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite,

medido ambos volúmenes a condiciones estándar. Este factor es solo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{V_{gas \text{ disuelto en el aceite @ } C.S \text{ disuelto en el aceite @ } C.Y}}{V_{aceite @ C.S}} \dots 1.50$$

Es importante señalar que este factor no es adimensional ya que los volúmenes están medidos a condiciones diferentes.

La solubilidad del gas en el aceite depende de la temperatura, presión y de la composición del gas y del aceite.

Para un gas en particular a temperatura constante, la cantidad de gas se incrementa conforme la presión va disminuyendo; y a presión constante la cantidad de gas disminuye conforme se incrementa la temperatura.

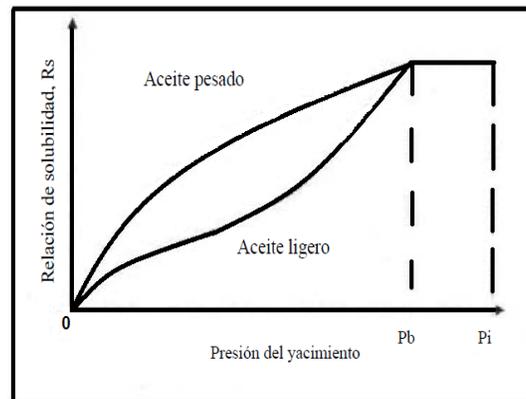


Figura I.10. Gráfica del comportamiento de la Relación de solubilidad (R_s).

I.2.4 Relación gas-aceite (RGA)

La relación gas/aceite, es el gas producido (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) entre el aceite producido, medidos ambos a volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{Volumen \text{ de gas producido @ } C.S}{Volumen \text{ de aceite @ } C.S} \dots 1.51$$

I.2.5 Factor de volumen de aceite (B_o)

El volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, es menor que el volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el fondo del pozo productor. Este cambio de volumen del aceite se debe a tres factores:

1. Liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de la superficie.
2. La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
3. El aceite remanente también se contrae debido a la reducción en la temperatura.

El factor de volumen de formación del aceite B_o , se define como el volumen de aceite a condiciones del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.

$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite} + \text{gas disuelto})@C.Y}{\text{Volumen de aceite @ C.S}} \quad \dots 1.52$$

O bien

$$B_o = \frac{V_o@C.Y}{V_o@C.S} \quad \dots 1.53$$

I.2.6 Movilidad (λ)

La mecánica del desplazamiento de un fluido por otro está controlada por las diferencias que existen en el cociente de la permeabilidad efectiva y la viscosidad. El flujo de cada fase está controlado por la relación k/μ , la cual es llamada movilidad del fluido:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad \dots 1.54$$

La movilidad controla la facilidad relativa con la cual los fluidos pueden fluir en un medio poroso. Dado que las permeabilidades relativas al aceite y al agua son función de la saturación, las movilidades dependen de la saturación.

La razón de movilidades es el cociente de la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) \left[\text{Movilidad de la fase desplazante (agua)} \right]}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) \left[\text{Movilidad de la fase desplazada (Aceite)} \right]} \quad \dots 1.55$$

Si $M < 1$: el desplazamiento es favorable

Si $M > 1$: El desplazamiento es desfavorable

Gracias al correcto conocimiento de las propiedades de los fluidos y de la roca se logra una buena caracterización de yacimientos y requieren del conocimiento apropiado de las interacciones entre la roca y los fluidos. Y se debe contar con las herramientas convencionales disponibles para este propósito

Cuando se trata de yacimientos fracturados con permeabilidad de matriz con permeabilidad relativamente baja pero alto almacenamiento puede ser caracterizado por medio de un modelo de doble porosidad–una permeabilidad.

La base de estos modelos es la observación de que la masa de roca no fracturada (matriz), presenta gran parte de la porosidad del medio (almacenado) pero poca permeabilidad (flujo). Por otro lado, la fractura puede presentar poco almacenamiento pero alta permeabilidad. La matriz y la fractura están idealizados como dos medios separados pero se encuentran interactuando en espacio y tiempo, donde la transferencia de fluidos ocurre de acuerdo al potencial del fluido entre los dos medios.

Capítulo II

II. Yacimientos Fracturados

II.1 Características de los Yacimientos Fracturados

A grandes rasgos estos presentan las siguientes características:

- ◆ Alto índice de producción: Se pueden llegar a producir 500 barriles de aceite (bpd) por día por psi o más siendo este un límite inferior para producir y mantener activo un pozo en yacimiento fracturado. Se puede llegar hasta 10,000 bpd aunque esta es una cifra poco común. La mayor contribución de flujo de aceite se realiza a través de las fracturas.
- ◆ Gradiente de Presión: El gradiente de presión horizontal a través del yacimiento e inclusive cerca del pozo es pequeña debido a la alta permeabilidad existente en el sistema fracturado.
- ◆ Composición uniforme del fluido en las fracturas. Esta uniformidad se debe en parte al movimiento convectivo existente en las fracturas.
- ◆ Nivel promedio uniforme de la zona de contacto aceite/gas a lo largo de todo el yacimiento. El nivel de agua/gas puede también ser uniforme a lo largo de todo el yacimiento, ya que el gas producido en la matriz fluye a través de las fracturas al casquete cuando este tiene grandes dimensiones.
- ◆ La producción de gas/aceite disminuye durante la historia de producción pues el gas fluye hacia el casquete a través de las fracturas.
- ◆ La producción de aceite libre de agua es esencialmente una función del ritmo de producción, es decir, el tiempo en que se tarde en extraer el aceite. En un yacimiento convencional depende de la permeabilidad de la roca.

II.1.1 Definición de yacimiento

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente.

Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a la que se encuentra localizado el yacimiento.

II.1.2 Tipos de Yacimiento

Para la simulación de yacimientos y en un sentido muy general, los yacimientos pueden dividirse en dos grupos:

II.1.2.1 Yacimientos homogéneos

En un sentido estricto, un yacimiento homogéneo es aquel que en cualquier punto sus propiedades petrofísicas (permeabilidad absoluta, porosidad, etc) son las mismas o constantes; sin embargo, en la simulación de yacimientos se entiende como yacimiento homogéneo a aquellos en los que se considera solo un medio poroso por el cual fluyen los fluidos.

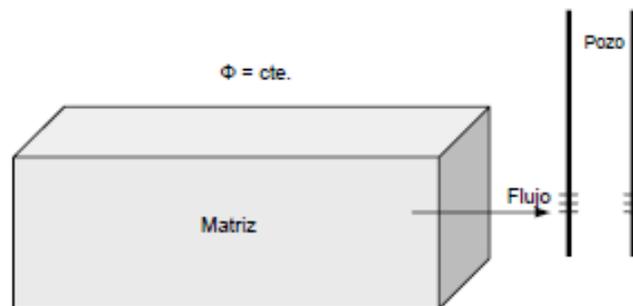


Figura II.1. Representación de un yacimiento Homogéneo.

II.1.2.2 Yacimientos fracturados

Un yacimiento fracturado es aquel que presenta en su estructura una serie de fracturas las cuales se pueden considerar que forman otro medio. Para representar este tipo de yacimientos se recurre al planteamiento hecho por Warren&Root, quienes consideraron que el yacimiento está constituido por dos medios uno discontinuo (matriz) y otro continuo (fractura), los cuales tienen porosidades y permeabilidades absolutas diferentes.

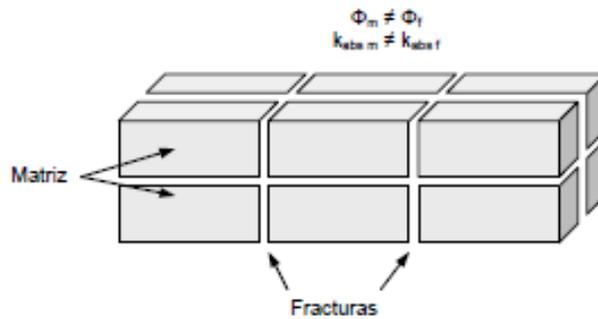


Figura II.2. Representación de un Yacimiento Fracturado (Warren & Root).

De acuerdo a sus propiedades petrofísicas, principalmente porosidad y permeabilidad, así como de las características de producción, **Nelson** clasificó los yacimientos naturalmente fracturados de la forma siguiente:

- **Los yacimientos Tipo 1**, en los que las fracturas proveen áreas de drenaje grandes por pozos y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- **Los yacimientos de Tipo 2** 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 existente entre la fractura y la matriz es pobre.
- **Los yacimientos de Tipo 3** son habitualmente 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.
- **Los yacimientos de Tipo M** poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación

secundaria sea variable dentro del mismo campo. En los yacimientos de Tipo 4 la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.

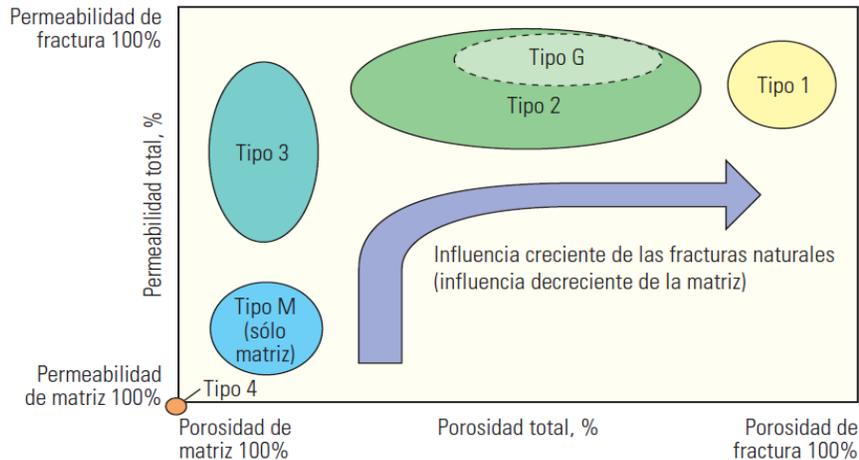


Figura II.3. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados propuesta por NELSON 2001.

Para que la clasificación Yacimientos Naturalmente Fracturados 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.

II.1.3 Definición de fractura

Una fractura se puede definir de la manera más general, como una discontinuidad plana macroscópica resultado de los esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca. Las superficies se denominan fracturas cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie (Stearns, 1990).

Estas fracturas pueden presentarse en un gran rango de escalas desde toda clase de microfracturas hasta enormes fracturas kilométricas.

Básicamente, si una fractura se considera una grieta (fisura) o una falla depende de la escala de investigación, pero en general, lo que se llama una fractura corresponde a una grieta y/o fisura.

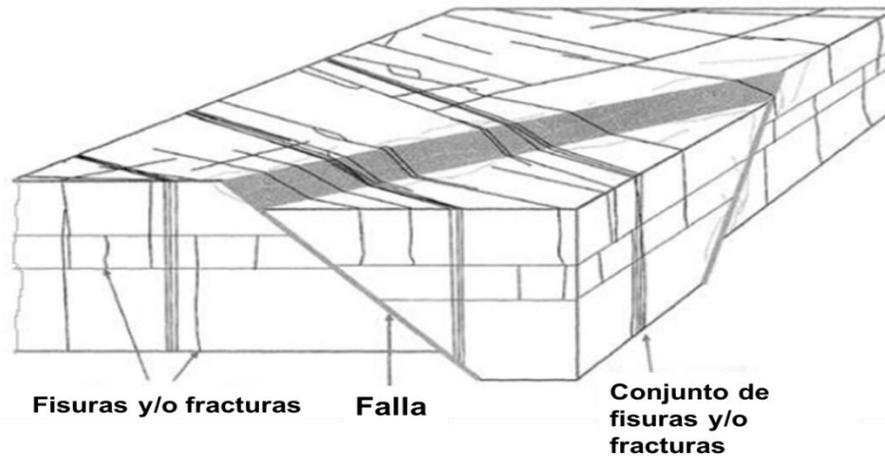


Figura II.4. Modelo conceptual de arenas fracturadas. Modificado Narr, 2006.

La figura II.4 representa un modelo conceptual de arenas donde se observa las características y diferencias entre una fractura, falla y un conjunto de fisuras y/o fracturas.

II.1.4 Características de los sistemas de fracturas

Las fracturas en un yacimiento de roca generalmente deben su origen a un proceso de sedimentación independiente; son ocasionadas por fallas frágiles que corresponden a diversos factores como:

- ◆ Plegamiento
- ◆ Fallas
- ◆ Presión del fluido
- ◆ Liberación de la presión de sobrecarga
- ◆ Presión de solución deshidratación
- ◆ Climatización enfriamiento
- ◆ Impacto de cráteres

Las fracturas (naturales) pueden existir en todo tipo de roca y son consideradas en tres diferentes tipos:

-
- **Shear (Cizalla):** Caracterizado por desplazamientos paralelos hacia el plano de fractura.
 - **De extensión:** Sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura. Las fracturas de tipo cizalla y de extensión generalmente se forman juntas.
 - **Tensión:** También tienen un desplazamiento vertical hacia el plano de fractura pero ocurren cuando el esfuerzo en una de sus direcciones es negativo.

II.1.5 Morfología de las fracturas

Las propiedades petrofísicas del sistema de fracturas están relacionadas con la morfología de las fracturas individuales, existen cuatro tipos:

1. **Fracturas abiertas:** Están no cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente el tamaño de un poro, pero aumenta la permeabilidad significativamente en paralelo a la fractura. Por otra parte, tiene un efecto despreciable sobre la permeabilidad perpendicular a la fractura. La porosidad de las fracturas abiertas es muy pequeña, por lo general una fracción de uno por ciento, aunque hay excepciones.
2. **Fracturas Deformadas:** Incluye aquí las fracturas acanaladas rellenas y las fracturas no rellenas, los canales son proporcionados por el material finamente erosionada resultante de la molturación o por el movimiento de deslizamiento. Esto reduce drásticamente la permeabilidad. Una fractura no rellena es el resultado de deslizamiento fraccionado a lo largo de un plano de fractura o falla. Esto genera una superficie pulida o estriada que podría aumentar la permeabilidad paralela a la fractura pero reducir drásticamente la permeabilidad perpendicular a la fractura. Una fractura no rellena son por lo tanto una gran causa de la fuerte anisotropía.
3. **Fracturas rellenas de mineral:** Estas fracturas se cementaron en la mineralización secundaria. Rellenadas usualmente por materiales que incluyen cuarzo y calcita. Estos tipos de fracturas deben ser barreras

formidables de la permeabilidad. En otras palabras, la mineralización parcial secundaria debe tener efectos positivos en la recuperación de hidrocarburos ya que podría actuar como un “agente apuntalante natural” que elimina o reduce el cierre de la fractura cuando la presión del yacimiento se ha abatido.

4. **Fracturas Vugulares (cavernosas):** Pueden proporcionar porosidades y permeabilidades significativas. Debido a la forma redonda de las cavidades de este tipo de fracturas probablemente no cierran cuando el yacimiento pierde presión. Este tipo de fracturas son el resultado de la filtración de aguas acidas a través de las fracturas donde pueden llevar al desarrollo de “Karst” en yacimientos muy prolíficos. “Karst” es una región modificada formada por roca caliza porosa que contiene grietas profundas y sumideros que se caracterizan por cuevas y arroyos subterráneos.

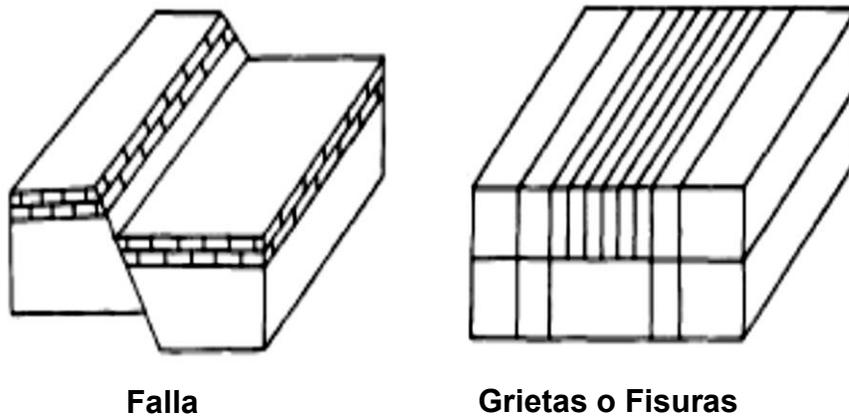


Figura II.5. Representación esquemática de una falla y una grieta o fisura (T.D. Van Golf- Racht: “Fundamentals of fractured Reservoir Engineering” Elsevier Scientific Publishing Company. Primera Edición 1982. Tercera impresión 1988.

II.1.6 Modelos conceptuales de yacimientos naturalmente fracturados

Para estudiar y ser capaz de analizar la acumulación en un pozo, se necesita un modelo de yacimiento realista de modo que la relación entre las propiedades de presión registrada, producción, y de fluido y del yacimiento puede ser calculada correctamente.

Estos modelos fueron diseñados explícitamente para simular flujo multifásico en sistemas fracturados donde el aceite principalmente fluye en las fracturas almacenado en la matriz de la roca. Dichos modelos intentaron modelar el flujo en las fracturas (algunas veces el flujo de la matriz) y el cambio de los fluidos entre las fracturas y la matriz representado en la Figura II.6.

Estos modelos se han aplicado para el modelado de procesos de recuperación en yacimientos carbonatos fracturados tales como los que se encuentran en muchas partes del Medio Oriente y en otras partes del mundo.

Hay experiencia considerable en el campo de la modelización de dicho sistema en determinadas empresas, pero también hay dudas sobre la validez de estos modelos para modelar el flujo en sistemas fracturados.

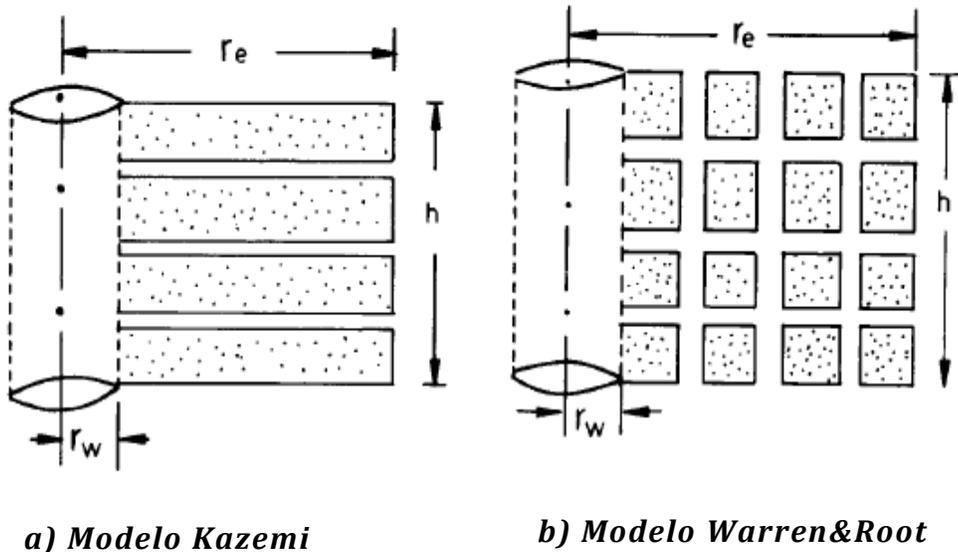


Figura II.6. Modelos conceptuales de un yacimiento fracturado según Kazemi y Warren&Root. (T.D. Van Golf- Racht: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering" Elsevier Scientific Publishing Company. Primera Edición 1982. Tercera impresión 1988).

Los autores mencionados anteriormente han utilizado dos conceptos de flujo comunes:

- a) Los bloques de la matriz se alimentan del sistema de fracturas en su camino hacia el pozo que es aproximadamente proporcional a la diferencia de presión calculada en cada punto.

b) El flujo es radial, es decir, el flujo comienza a una distancia entre los pozos, o desde algún punto lejano del pozo, y crece a medida que alcanza el pozo, debido a la convergencia de flujo radial y aumento de la caída de presión en esa dirección.

Los modelos de doble porosidad están basados en un medio idealizado, que consta de una porosidad primaria creada por depositación y litificación, y una porosidad secundaria creada por fracturamiento

II.1.7 Modelo de Kazemi

En 1969 Kazemi presentó su modelo, con una distribución uniforme de fracturas. Idealizo el yacimiento como un grupo de capas de matriz horizontales, espaciadas por un conjunto de fracturas. La figura II.6 muestra la idealización del modelo en la cual se tiene un fuerte contraste en permeabilidades entre las capas, de tal manera que aún si la matriz contribuye al flujo del pozo, esto no hará mucha diferencia. El flujo entre la matriz y la fractura es en régimen transitorio, de aquí que se le conozca con el nombre de “Modelo de Flujo Transitorio Interporoso”

Considerando los elementos simétricos de la Figura II.6, y aplicando la transformada de Laplace, se obtiene la ecuación siguiente:

$$\overline{\Delta P_f}(x_D, y_D, u) = \frac{141.2quB}{\sqrt{k_{fx}k_{fy}hu}} k_o \left(\sqrt{uf(u)} r_D \right) \quad \dots 2.1$$

Donde la función $f(u)$ viene dada por:

$$f(u) = 1 + \sqrt{\frac{\omega'\lambda'}{3u}} \tanh \left(\sqrt{\frac{3\omega'u}{\lambda'}} \right) \quad \dots 2.2$$

Con

$$\omega' = \frac{(\phi c_t h)_m}{(\phi c_t h)_f} \quad \dots 2.3$$

$$\lambda' = \frac{12r_w^2 k_m}{h_m h_f k_f} \quad \dots 2.4$$

Si las propiedades de la matriz y de la fractura son idénticas, la relación entre los parámetros de Kazemi y los de Warren & Root es $\lambda \approx \lambda'$ y $\omega \approx 1/\omega'$.

Para poder definir el modelo de flujo interporoso transitorio es necesario considerar una forma específica de los bloques de matriz. Así, si en lugar de estratos, como en la figura anterior, se consideran bloques cúbicos o esféricos, entonces λ' esta dada por:

$$\lambda' = \frac{60r_w^2 k_m}{x_m^2 k_f} \quad \dots 2.5$$

Donde x_m es la longitud de cada arista del cubo o diámetro del bloque esférico. Si los bloques se representan por cilindros alargados, entonces:

$$\lambda' = \frac{32r_w^2 k_m}{x_m^2 k_f} \quad \dots 2.6$$

Donde x_m es el diámetro del bloque cilíndrico.

II.1.8 Modelo de Warren & Root

Warren & Root (1963) dividieron al yacimiento en bloques cúbicos con fracturas en tres direcciones ortogonales con bloques de matriz alimentando al sistema de fracturas bajo condiciones de estado pseudo-estacionarias, bajo el concepto de superposición de dos medios, asumiendo que tanto la porosidad primaria así como la secundaria se encuentran presentes en el yacimiento.

Esta idealización del modelo se presenta en la figura II.6 La porosidad primaria se encuentra contenida en un arreglo rectangular de paralelepípedos idénticos mientras que la porosidad secundaria está contenida en un sistema ortogonal de fracturas continuas y uniformes, orientadas de tal forma que cada fractura es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad. El flujo primario solamente a través del sistema de fracturas, pero no a través de los bloques de matriz. Es importante mencionar que aunque Warren & Root usan este arreglo de bloques de matriz y fracturas, en realidad su modelo no considera una forma específica de los bloques de matriz. Aplicando la ecuación de continuidad a este arreglo, de forma adimensional se tiene:

$$\frac{\delta^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = (1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} \quad \dots 2.7$$

$$(1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fD} - P_{mD}) \quad \dots 2.8$$

Donde ω y λ son dos parámetros con características particulares del yacimiento, capaces de caracterizar la desviación que existe entre un medio homogéneo y uno fracturado. Quizás la contribución más importante del estudio, es que considera una variedad de casos con diferente sedimentología, ω representa el cociente de almacenamiento del sistema de fracturas sobre el total, dado por:

$$\omega = \frac{(\phi c)_f}{(\phi c)_f + (\phi c)_m} \quad \dots 2.9$$

Y λ es el parámetro de flujo interporoso dado por:

$$\lambda = \frac{k_m r_w^2}{k_f l^2} = \frac{\sigma k_m r_w^2}{k_f} \quad \dots 2.10$$

Donde l es la longitud característica de los bloques de matriz, que se relacionan con el factor de forma σ con la siguiente expresión:

$$\sigma = \frac{1}{l^2} \quad \dots 2.11$$

De acuerdo a la ecuación 2.3 se puede advertir que el valor de ω es menor o igual a 1. Un medio poroso con $\omega \approx 0$ y $\lambda \leq 10^{-9}$, es un medio con casi todo el almacenamiento en la matriz y permeabilidad debida al sistema de fracturas. Un valor de $\omega \approx 0.01$ indica un medio poroso con almacenamiento en las fracturas alto ya sea por presentar un gran número de fracturas por unidad de volumen o bien fracturas con ancho espesor. Se tendrá una respuesta similar a la de un yacimiento homogéneo, siendo, cuando $\omega \approx 1$ y $\phi_m \approx 0$.

Los valores entre los cuales oscila λ son de 10^{-3} a 10^{-10} . Si $\lambda \geq 10^{-3}$, el nivel de hereogeneidad es insuficiente para que sea reconocido y su comportamiento será igual al de un yacimiento homogéneo.

Cuando se produce un yacimiento naturalmente fracturado a gasto constante, la solución para la presión del sistema de fracturas usando la transformada de Laplace se tiene dada por:

$$\overline{\Delta P_f}(x_D, y_D, u) = \frac{141.2q\mu B}{\sqrt{k_{fx}k_{fy}hu}} k_o \left(\sqrt{uf(u)} r_D \right) \quad \dots 2.12$$

Con $\overline{\Delta P_f}$ representando la transformada de Laplace de $\Delta P_f = P_t - P_f$. La variable de Laplace es u, y las longitudes adimensionales están definidas por:

$$f(u) = \frac{u(1 - \omega) + \lambda}{u(1 - \omega) + \lambda\omega} \quad \dots 2.13$$

La solución para yacimientos fracturados es la misma que la correspondiente para yacimientos homogéneos con la variable de Laplace reemplazada por u $f(u)$. De la expresión 2.13 se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

$$\text{Para tiempos cortos}(u \rightarrow \infty) \Rightarrow f(u) \rightarrow 1 \quad \dots 2.14$$

$$\text{Para tiempos cortos}(u \rightarrow 0) \Rightarrow f(u) \rightarrow 1/\omega \quad \dots 2.15$$

A tiempos cortos cuando la aproximación 2.14 es válida, el yacimiento se comporta como si fuera homogéneo con flujo radial transitorio a través del sistema de fracturas. Al graficar la presión adimensional (P_{wD}) contra tiempo adimensional (t_D), su pendiente m_1 , refleja la permeabilidad de la fractura, es decir:

$$k_f = \frac{162.6q\mu B}{m_1 h} \quad \dots 2.16$$

Dado que el almacenamiento del sistema de fracturas es pequeño, las fracturas cercanas al pozo disminuyen su presión rápidamente, provocando el flujo de fluido de la matriz a la fractura. Durante este periodo de transición, la presión se mantiene aproximadamente constante. A tiempos grandes (aún dentro del periodo transitorio), el yacimiento se comporta como si su porosidad-compresibilidad

efectiva fuera igual a $(\phi C)_f + (\phi C)_m$, desarrollándose una segunda línea recta, paralela a la primera.

El parámetro ω regula la separación entre las dos rectas paralelas, mientras que el parámetro λ regula el tiempo en el cual la primera línea recta termina y el tiempo en el cual la segunda línea recta empieza.

En el caso del modelo de Warren&Root, se pueden hacer aproximaciones para tiempos cortos y para tiempos largos, resultando en dos rectas semilogarítmicas que coinciden en ambos modelos. Para tiempos intermedios, ambos modelos difieren, teniendo que para este modelo la aproximación es:

$$f(u) \approx \sqrt{\frac{\lambda' \omega'}{3u}} \quad \dots 2.17$$

La diferencia entre los modelos de Kazemi y el Warren & Root, estriba en la forma en que interactúan los bloques de matriz con el sistema de fracturas. Ambos modelos usan las siguientes hipótesis:

- ◆ Los bloques de matriz son homogéneos e isotrópicos.
- ◆ El sistema de fracturas es homogéneo e isotrópico.
- ◆ Se considera flujo monofásico del líquido ligeramente compresible.
- ◆ La producción es obtenida únicamente a través del sistema de fracturas (modelos de doble porosidad).

II.1.9 Ecuación de difusión

La ecuación de difusión que gobierna el flujo de un fluido monofásico en coordenadas radiales, es:

$$\frac{\delta^2 p}{\delta r^2} + \frac{1 \delta p}{r \delta r} = \frac{\phi \mu \delta p}{K_r \delta t} \quad \dots 2.18$$

Considerando el modelo de doble porosidad:

- Para el sistema de fracturas:

$$\frac{\delta^2 p_f}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p_f}{\delta r} - q'_{mf} = \frac{(\phi\mu C)_f}{K_f} \frac{\delta p_f}{\delta t} \quad \dots 2.19$$

- Para el sistema de los bloques de matriz es:

$$\frac{\delta^2 p_m}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p_m}{\delta r} + q'_{mf} = \frac{(\phi\mu C)_m}{K_m} \quad \dots 2.20$$

Anulando los términos de flujo, la ecuación se reduce al modelo de doble porosidad, generalmente conocido como modelo de Warren& Root:

$$+q'_{mf} = \frac{(\phi\mu C)_m}{K_m} \frac{\delta p_m}{\delta t} \quad \dots 2.21$$

Es importante recalcar que para el sistema de fracturas la ecuación 2.21, el signo de q'_{mf} esta dado por:

$$q'_{mf} = \frac{\sigma k_m}{\mu_m B_m} (p_f - p_m) \Rightarrow q_{mf} = q'_{mf} V_r \Rightarrow q_{mf} = \frac{\sigma V_r k_m}{\mu_m B_m} (p_f - p_m) \quad \dots 2.22$$

La discretización de la ec. 2.22 es la siguiente:

$$\begin{aligned} & T_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} p_{f,i-1}^{n+1} - \left(T_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} + T_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} + \frac{V_{r_i} (\phi b C_t)_f^n}{\Delta t} \right) p_{f,i}^{n+1} + T_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} p_{f,i+1}^{n+1} - q_{mf,i} = \\ & = - \frac{V_{r_i} (\phi b C_t)_f^n}{\Delta t} p_{f,i}^n - q_i^{n+1} \quad \dots 2.23 \end{aligned}$$

La ecuación 2.21 discretizada queda:

$$+q_{mf,i} = \frac{(V_r \phi b c_t)_{i,m}^n}{\Delta t} (p_{m,i}^{n+1} - p_{m,i}^n) \quad \dots 2.24$$

Sustituyendo la ec.2.22 en las ec.2.23 y 2.24, se tiene lo siguiente

$$T_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} P_{f,i-1}^{n+1} - \left[T_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} + T_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} + \frac{Vr_i(\phi b C_t)_f^n}{\Delta t} \right] P_{f,i}^{n+1} + T_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} P_{f,i+1}^{n+1} - \left[\frac{\sigma V_r K_m}{\mu_m B_m} \right]_i (P_{f,i}^{n+1} - P_{m,i}^{n+1}) = - \frac{Vr_i(\phi b C_t)}{\Delta t} P_{f,i}^n - q_i^{n+1} \quad \dots 2.25$$

Y

$$+ \left(\frac{\sigma V_r K_m}{\mu_m B_m} \right)_i (P_{f,i}^{n+1} - P_{m,i}^{n+1}) = \frac{(\phi b C_t)}{\Delta t} (P_{m,i}^{n+1} - p_{m,i}^n) \quad \dots 2.26$$

Capítulo III

III. Construcción de un modelo de simulación

La construcción y mantenimiento de un modelo de simulación es un proceso iterativo. El hecho de que las herramientas para el modelado y la simulación estén disponibles en una sola aplicación hace que sea más fácil para el ingeniero y el geólogo trabajar juntos.

Es importante tener un modelo adecuado, que represente las heterogeneidades geológicas del yacimiento y en forma detallada la descripción estratigráfica y estructural, mismas que están interrelacionadas con el comportamiento del movimiento de los fluidos dentro del medio poroso; así como con el comportamiento de la explotación del campo, lo que permitirá construir un modelo de simulación numérico del yacimiento más representativo.

En el proceso de la construcción del modelo de simulación deben llevarse a cabo los siguientes pasos:

- ◆ **Recopilación y revisión de la información disponible:** la información recopilada debe ser revisada para garantizar su confiabilidad y detectar inconsistencias, además de organizarse de manera que permita determinar las características del modelo que se va a construir.
- ◆ **Definición del modelo geológico:** Distribución de las propiedades de la roca y la geometría de la estructura del yacimiento. En esta etapa con la información disponible se establecen los límites del yacimiento, las características de la formación productora, las fallas, las discontinuidades en las capas, así como las características del acuífero (si existe), etc.
- ◆ **Construcción de la malla de simulación.** Se debe considerar la geometría del yacimiento para elegir la malla acorde a la forma del yacimiento.

-
- ◆ **Modelado de los fluidos:** consiste en simular las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento como son: factores de volumen, relación de solubilidad, viscosidades, compresibilidades, presión de burbujeo; ya sea mediante el uso de correlaciones o ecuaciones de estado, dependiendo del problema que se quiera resolver.

III.1 Selección de la malla de simulación

La selección de una malla de simulación es uno de los pasos más difíciles en la simulación de yacimientos. La malla de simulación generalmente se selecciona por uno o más de las siguientes consideraciones:

- ◆ Geología y tamaño del yacimiento, así como los datos disponibles utilizados para la descripción del yacimiento
- ◆ Tipo de fluido desplazado o proceso de agotamiento a ser modelado
- ◆ Desarrollo del campo en el paso y anticipado (ubicación y tipo de pozo)
- ◆ Exactitud numérica deseada
- ◆ Software disponible
- ◆ Objetivos del estudio de simulación
- ◆ Habilidad del ingeniero de simulación o del equipo
- ◆ Recursos informáticos disponibles; así como limitaciones de tiempo y presupuesto el proyecto

Las mallas comúnmente utilizadas se construyen mediante la alineación de los bloques del mallado ortogonal a las direcciones de las coordenadas del sistema.

El objetivo general de una malla de simulación es dividir el yacimiento en bloques, para hacer cálculos de volumen de roca y de fluidos a través de él.

Dos tipos de mallas son generalmente usadas:

- ◆ Mallas cartesianas
- ◆ Mallas de puntos de esquina

III.1.1 Mallas cartesianas

III.1.1.1 Mallas cartesianas de bloques centrados

Este tipo de malla es la comúnmente utilizada en simulación de yacimientos. Los puntos de la malla son las intersecciones de los planos coordenados. En una dimensión un punto de la malla tiene dos puntos vecinos; en dos dimensiones tendrá cuatro puntos vecinos y en tres dimensiones tendrá seis puntos vecinos.

La ventaja de la malla de bloques centrados es el cálculo en términos de acumulación.

La geometría de bloques centrados requiere para cada celda un tope y el tamaño en dirección “x”, “y” “z”. Los parámetros son calculados en el centro de la celda o bloque.

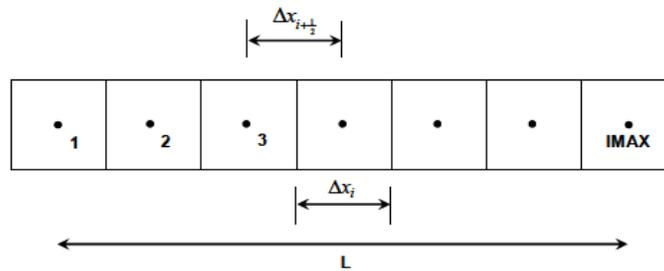


Figura III.1. Malla cartesiana de bloques centrados en una dirección

III.1.1.2 Malla cartesiana de nodos distribuidos

Cuando las mallas son de nodos distribuidos se cuenta con una mejor exactitud.

La ventaja para la de puntos distribuidos es el cálculo del flujo de fluidos entre los bloques es más preciso.

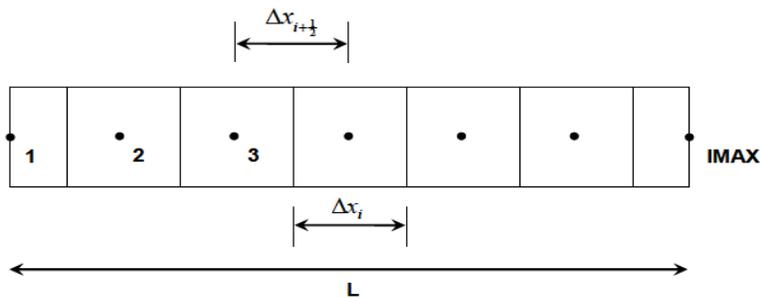


Figura III.2. Malla cartesiana de nodos distribuidos en una dirección

III.1.2 Mallas de puntos de esquina

La modelización de una falla es la razón principal para la introducción del concepto de punto de esquina. La Figura III.3 muestra una vista en sección transversal en el plano XZ de una falla, con el bloque de techo hacia el lado izquierdo y el bloque de piso a la derecha. Una forma de ver esto es que la malla se ha construido en la misma forma que la falla en sí.

Comenzando con una malla continua, las celdas en el lado del bloque de piso se ha deslizado hacia abajo a lo largo del plano de falla, (que es una línea de coordenadas). Teniendo en cuenta la forma de las esquinas en el lado del bloque hundido se ha movido a lo largo de la línea de coordenadas, de tal manera que la profundidad de los nodos asociados ya no es igual.

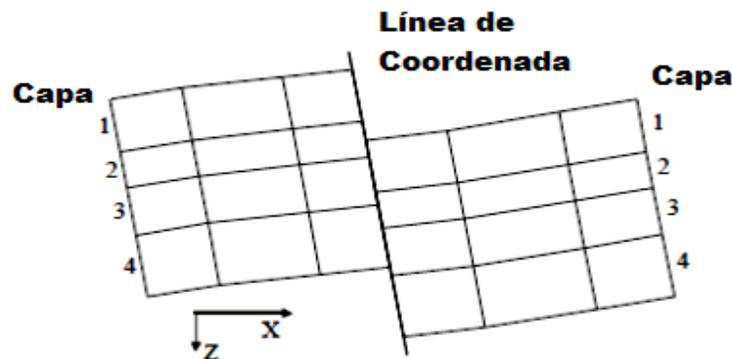


Figura III.3 Vista de la sección transversal de una falla en una malla de puntos de esquina

Es posible representar con precisión geometrías complejas del yacimiento mediante la especificación de las esquinas de cada celda o bloque, a esto se le conoce como geometría de punto de esquina. Aunque los cálculos son más complicados que en mallas cartesianas de bloques centrados (estándar), todas las cantidades geométricas (porosidad, volumen de roca, etc) se pueden calcular en la geometría de puntos de esquina. El verdadero problema de este tipo de malla es que ahora fluye la presión a través de una cara del bloque y depende de más de dos lados de esa cara.

Para este trabajo se utilizaron dos mallas; una de bloques centrados y otra de puntos de esquina, para hacer dos tipos modelos:

- ◆ Modelo de porosidad simple
- ◆ Modelo de doble porosidad.

III.2 Construcción de la malla de simulación

El primer paso para la construcción de una malla de simulación de un yacimiento, es convertir el modelo geológico en un modelo discretizado en el espacio (modelo numérico), de tal manera que pueda ser manipulado por los simuladores en los cálculos que realizan. A estas divisiones se le llaman celdas y están deben abarcar todo el yacimiento. Para identificar cada uno de los vértices de las celdas se les asigna una coordenada en “x”, “y” y “z” (tratándose se geometría de puntos de esquina), también se establecen las condiciones de frontera, las cuales representan las condiciones de flujo alrededor del yacimiento. Es importante mencionar que las fronteras pueden ser consideradas permeables o impermeables, y es muy importante determinarlo ya que se puede o no considerar entrada o salida de flujo a una presión determinada y este factor debe ser especificado, comúnmente se les denomina condiciones de frontera.

Para crear una malla en el software PETREL[®] es necesario definir, primeramente, el tipo de malla a trabajar; principalmente si será de bloques centrados o puntos de esquina, y posteriormente definir el número de capas, esto último dependerá de las unidades de flujo identificadas mediante la interpretación de los registros geofísicos o mediante registros de producción. El número de celdas en una dirección y otra dependerá del tamaño principalmente de las dimensiones del yacimiento y del tipo de problema a resolver; ya que si las celdas son muy grandes se corre el riesgo de que el simulador presente problemas de estabilidad numérica por los cambios bruscos de presión y saturación, y si las celdas son demasiado pequeñas se requerirá de tiempos largos para la simulación.

La principal tarea que se me asignó en el proyecto fue la de aprender el uso del software PETREL[®] para:

- ◆ Conocer la interfaz de usuario del software PETREL[®]
- ◆ Construir una malla de simulación
- ◆ Construir la estructura
- ◆ Asignar propiedades al modelo
- ◆ Conocer las diferentes librerías de correlaciones para ingresar las tablas de fluidos y las funciones de la física de la roca.
- ◆ Conocer las herramientas de PETREL[®] para la ingeniería de pozos.
- ◆ Configurar los casos de simulación y visualizar los resultados

El estudio se divide en dos partes: en la primera parte se crea una malla de simulación con geometría de bloques centrados y puntos de esquina para la matriz y fractura, en PETREL[®] después se le asignaron características y propiedades particulares sólo a la matriz en las distintas proporciones que ocupan en la malla; para esta parte del estudio no se le asigna ningún valor a la fractura.

También se estudiaron los fenómenos que ocurren durante el desarrollo de la simulación numérica que describe el proceso. Las fuerzas capilares que actúan únicamente en la matriz, siendo cero en las fracturas para las dos geometrías

En la segunda parte, se utilizó las mallas de simulación creadas para la primera parte, se conservan las mismas características y propiedades de matriz que en caso anterior. Pero esta vez se le asignan propiedades y características al sistema de la fractura. Se simula un proceso de simulación con doble porosidad empleando funciones de transferencia entre el sistema de matriz-fractura en dos geometrías bloques centrados y puntos de esquina.

A continuación se describe las características principales de cada una de la malla utilizada para realizar las pruebas.

III.3 Construcción de un modelo de simulación con malla de nodos centrados

La geometría de la malla cartesiana de nodos centrados, en el que las celdas son completamente ortogonales tiene las siguientes características mostradas en la tabla III.1:

Tabla III.1. Características del modelo con una malla de nodos centrados

Longitud (m)	Espesor (m)	NX, NY, NZ	ΔX (m)	ΔY (m)	ΔZ (m)
X=1000 Y=1000	200	20x20x10	50	50	20

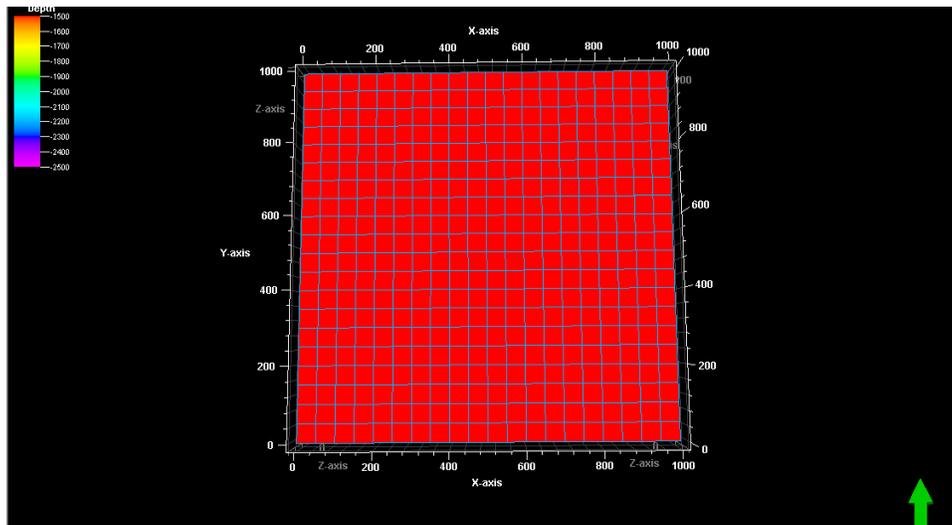


Figura III.4. Malla cartesiana de nodos centrados, vista x-y (20x20 celdas). El modelo representa un yacimiento homogéneo al cual únicamente se le han asignado profundidades iguales a las celdas de la capa superior y de ahí se desprenderán las capas inferiores con sus espesores correspondientes

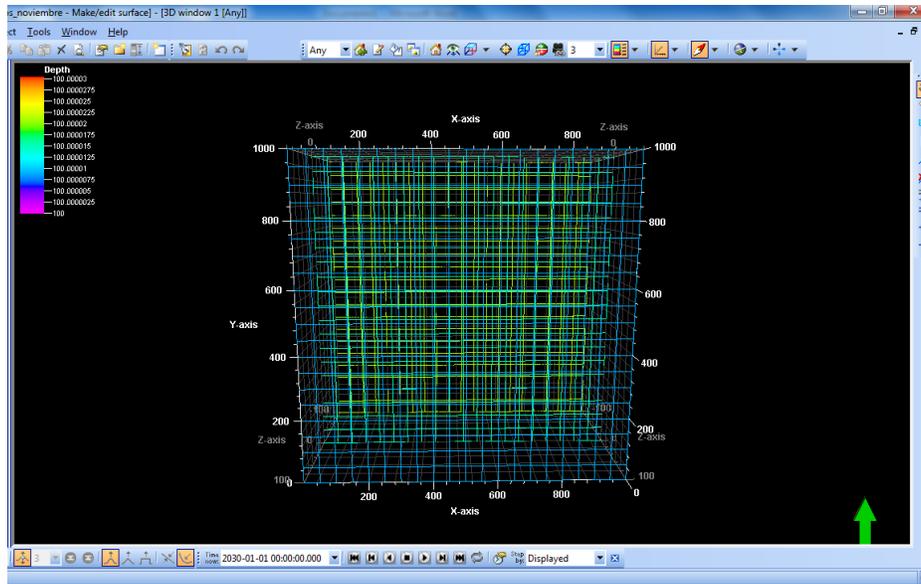


Figura III.5. Esqueleto de la Malla cartesiana de bloques centrados, vista de planta en dirección “x”-“y” (20x20 celdas).

III.3.1 Modelado de fallas y fracturas

Las características estructurales y propiedades petrofísicas del yacimiento, tomadas de registros y datos sísmicos, son muy importantes para la generación de una malla geológica. Con ella se busca conservar y representar al máximo la heterogeneidad del yacimiento.

Una falla y/o fractura pueden ser consideradas una frontera; esto puede dar lugar a que la falla sea interpretada como una barrera o caso contrario un canal de flujo. Para realizar el modelado de fallas, es necesario definir los tipos de falla a modelar, esto con el fin de definir la geometría y la extensión vertical del área de interés.

La figura III.6 muestra el modelado de una falla vertical que divide al yacimiento en dos partes, la falla tiene una transmisibilidad nula; es decir, funciona como una barrera al evitando el paso de los fluidos a través de ella. La característica de transmisibilidad nula no tiene ningún otro significado más allá que el mostrar el modelado de fallas mediante el uso del software.

El proceso de construcción y distribución dentro del espacio de las fallas en una malla geológica es un proceso multidisciplinario, en el que intervienen diferentes disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica y la ingeniería de yacimientos. Con ayuda de estas disciplinas se logra transferir al modelo numérico las propiedades petrofísicas necesarias para la construcción de una malla de simulación.

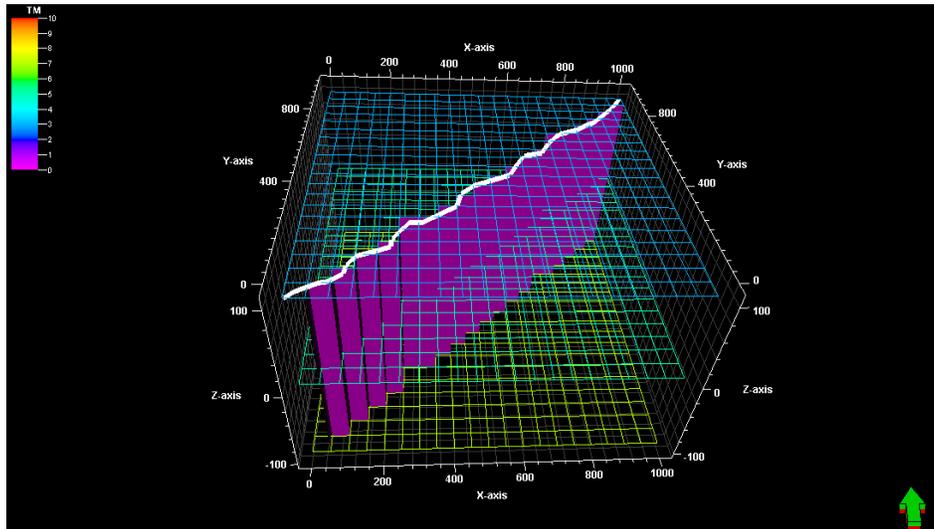


Figura III.6. Falla modelada para una malla cartesiana de bloques centrados de 20x20x10.

Para la creación de la falla, en el software PETREL[®] se dibuja una línea llamada “polígono”, con esto el programa toma la cara más cercana a la línea dibujada y genera la falla siguiendo la forma de los bloques, por lo que la trayectoria de la falla es leída asociada a una cara de una celda.

Durante el proceso de simulación es importante definir todas las propiedades que tendrá la falla, en la Figura III.7 se muestra un modelo estructural con una falla definida la cual por el momento no tiene propiedades asignadas esto será de gran importancia posteriormente en el proceso de simulación.

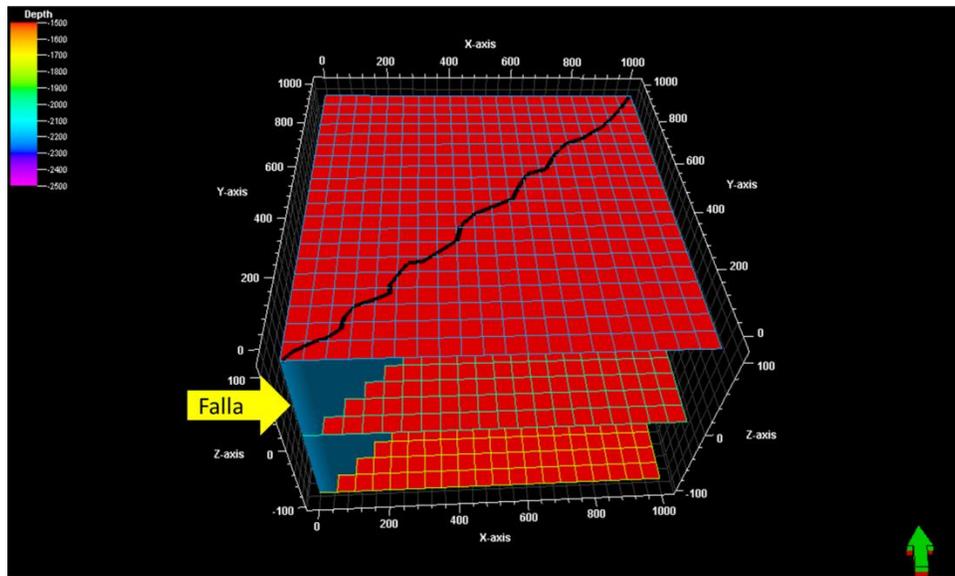


Figura III.7. Modelo Estructural con una falla definida para una malla de bloques centrados.

Para simular la red de fracturas el método utilizado es estocástico; es decir los parámetros de la red de fractura como la intensidad, la orientación y la geometría se pueden asignar numéricamente o como propiedades determinadas a partir de métodos probabilísticos.

Las redes de fracturas modeladas estocásticamente se pueden describir estadísticamente mediante una entrada numérica, de superficies o de propiedades.

La figura III.8 muestra la red de fracturas y la falla a la cual para el primer caso tanto a la fractura como a la red de fracturas se le asignó una transmisibilidad nula. Es decir, que la fractura no permite el paso de fluidos a través de ella (no hay interacción entre la matriz y la fractura).

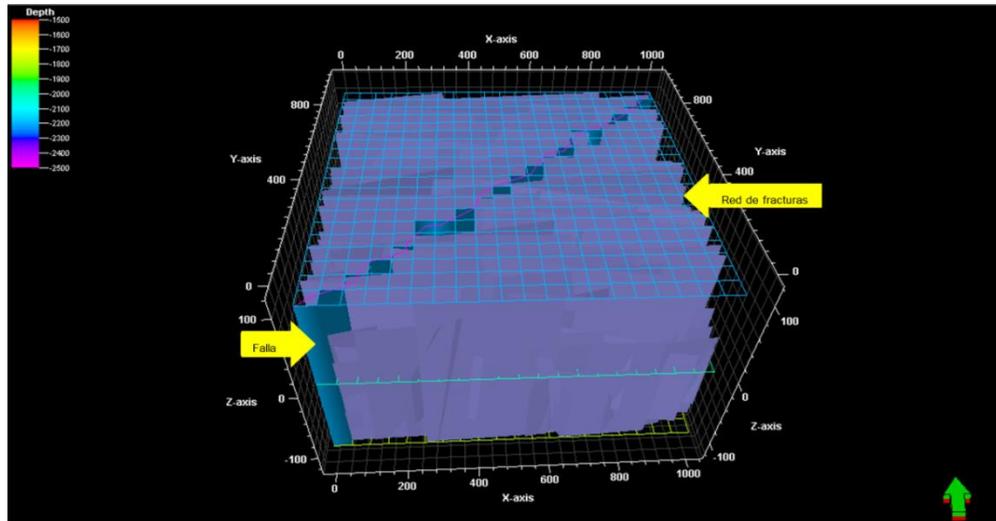


Figura III.8. Modelo estructural con una red de fracturas y una falla.

III.3.2 Modelado de horizontes y zonas.

Una vez que se completa la creación de la falla, el siguiente paso clave en el flujo de trabajo es añadir horizontes. Para construir un horizonte, es importante verificar que éste coincida con las dimensiones de la malla, las fallas definidas y las cimas geológicas.

Los horizontes pueden ser:

- ◆ Erosivos: horizontes por debajo serán truncados
- ◆ Base: horizontes por encima serán truncados
- ◆ Discontinuos: los horizontes serán de base y de erosión al mismo tiempo. Serán truncados los horizontes inferiores y superiores
- ◆ Conformables: Los horizontes serán truncados por erosión, la base y discontinuas. Los horizontes de abajo serán truncados por horizontes conformables superiores se hacen en el proceso de horizontes

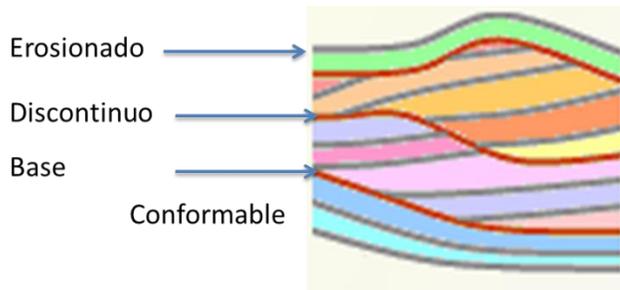


Figura III.9. Tipos de horizontes disponibles en el software PETREL® (Manual PETREL®)

Advertencia: Los horizontes deben ser ingresados en estricto orden estratigráfico.

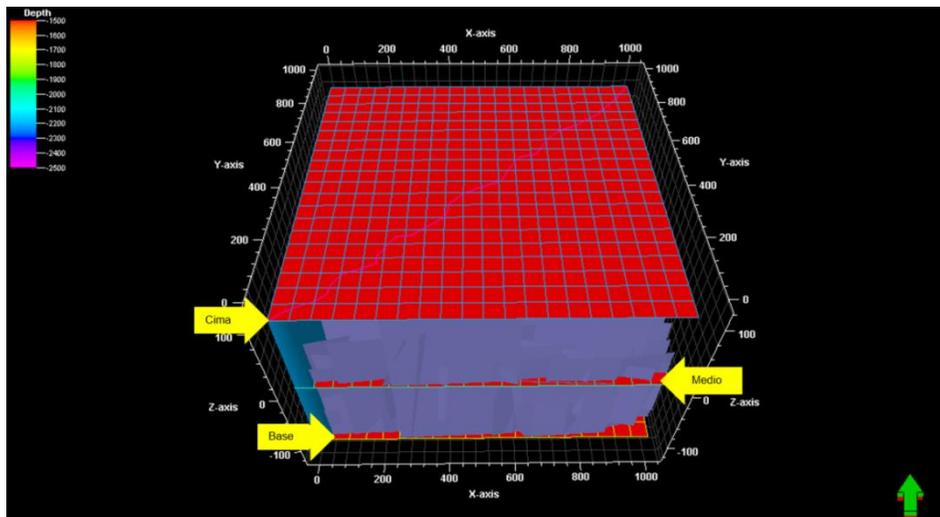


Figura III.10. Ejemplo de un modelo con 3 horizontes conformables siendo coincidentes con la cima, medio y base.

El proceso de hacer zonas es calculado con un intervalo estratigráfico a la vez. Cada horizonte delimita un intervalo estratigráfico. Esto significa que delimita un intervalo estratigráfico por encima y por debajo de los horizontes superior y base, respectivamente.

III.3.3 Modelado de capas

Después de hacer los horizontes es necesario determinar el número de capas que tendrá cada una de las zonas del modelo. Se puede seleccionar entre cinco diferentes maneras de hacer las capas:

-
- Proporcional
 - Siguiendo la base
 - Siguiendo la cima
 - Siguiendo la superficie
 - Fracciones

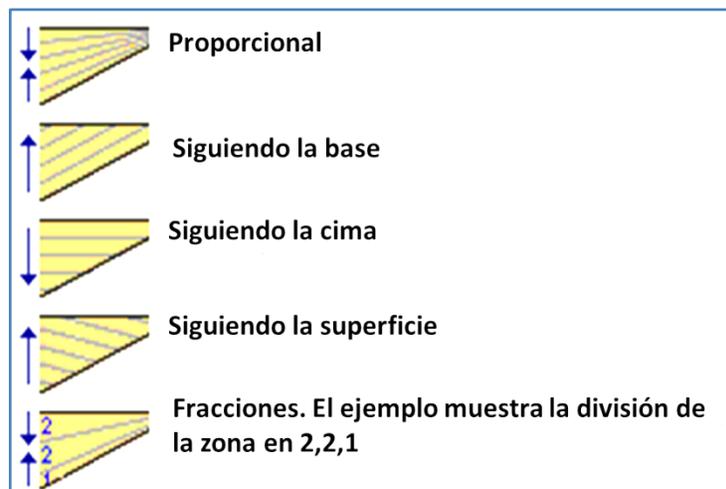


Figura III.11. Métodos para la generación de capas (Manual PETREL®).

La diferencia entre los valores mínimos y máximos de la superficie de referencia no debe ser demasiado grande. De lo contrario, el número de capas será demasiado grande y que se traducirá rápidamente en problemas de memoria, especialmente para la generación de propiedades en el modelo.

Para fines de este trabajo se seleccionó el método Proporcional ya que es de los mejores métodos para las mallas de simulación. Esto se debe a la simplicidad y la facilidad para trabajar con este método. Esto queda ejemplificado en la Figura III.12.

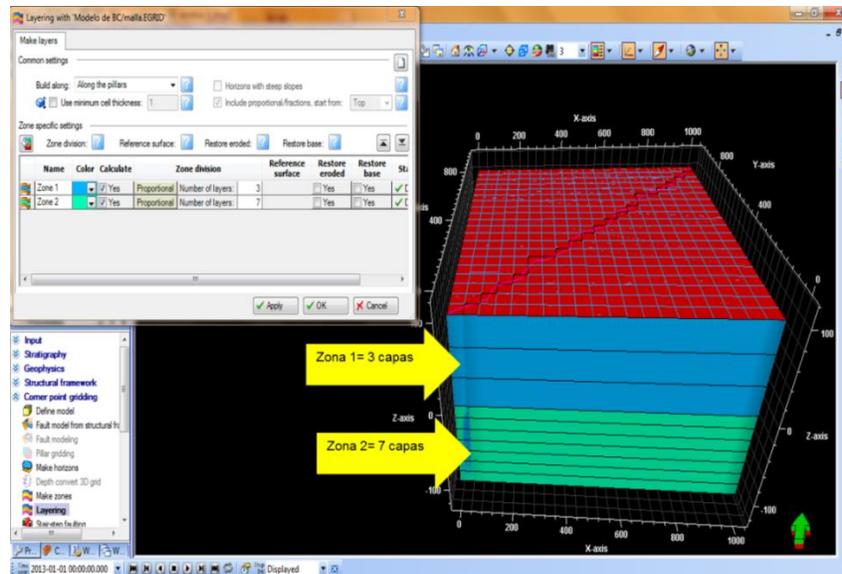


Figura III.12. Visualización de las zonas en las que se dividió el modelo y su número de capas en cada una de ellas.

III.3.4 Modelado de los fluidos.

Durante el proceso de explotación de un yacimiento siempre se tendrán presentes tres fases (aceite, gas y agua). Las proporciones, así como propiedades físicas, y su composición pueden cambiar de acuerdo a la proceso de explotación y al cambio de presión en el yacimiento.

Para realizar el modelo de los fluidos y que sea válido para el yacimiento se parte de un análisis PVT, y mediante el uso de correlaciones o Ecuaciones de Estado (EOS, por sus siglas en inglés) se realiza la simulación del comportamiento de los fluidos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura; es decir, simular los cambios de fase que puedan ocurrir en el yacimiento conforme cambia la presión debido a la explotación del yacimiento.

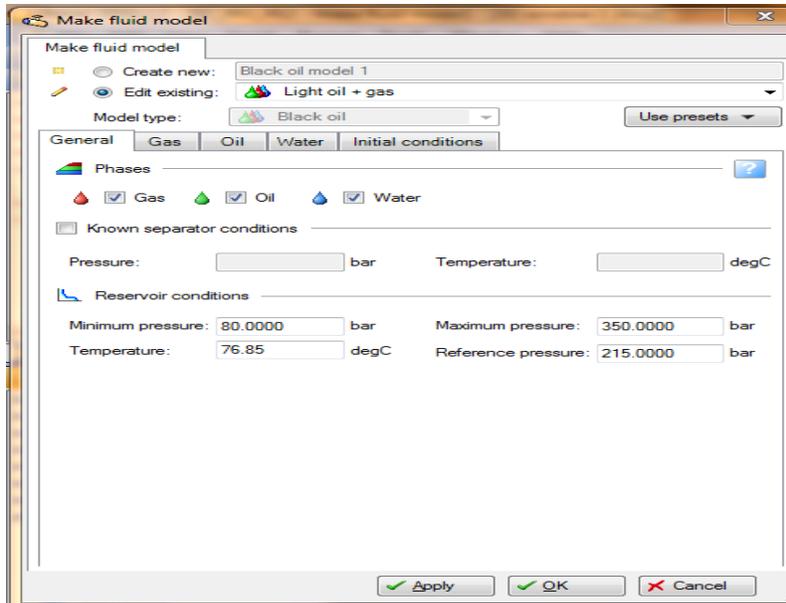


Figura III.13. Modelo de Fluido.

El proceso para modelar el fluido permite generar modelos de fluidos de aceite negro a partir de correlaciones. Los modelos de fluidos son utilizados por el simulador para definir cómo las propiedades físicas del fluido tales como la densidad y la viscosidad varían con la presión y la temperatura. Los modelos de fluidos también pueden definir la forma en que las condiciones iniciales en el simulador se han de calcular, especificando en donde entra el contacto de los fluidos, la presión, y la variación de la composición con respecto a la profundidad. Un modelo de fluido de aceite negro especifica valores de las propiedades físicas de aceite y gas en las tablas. En el modelo de fluido se puede incorporar el agua, con sus propiedades representada como una función simple. Si los datos de laboratorio no están disponibles, se pueden crear en Petrel® con una mínima entrada de datos. Los datos correspondientes a las condiciones iniciales del yacimiento también se pueden introducir en el proceso de modelo de fluido. Las propiedades de los fluidos y las funciones de saturación, permiten determinar la distribución inicial del fluido en el yacimiento.

La Tabla III.2 muestra los datos básicos del yacimiento y de los fluidos para calibrar las correlaciones y que simularán las propiedades de los fluidos a lo largo de la simulación numérica de yacimientos.

Tabla III.2. Datos para el modelado de los fluidos

Yacimiento		Fluidos	
Presión mínima	80 bar	Gravedad específica del gas	0.6636 (aire =1)
Presión máxima	350 bar	Densidad del gas	811.7155 kg/m ³
Presión de referencia	215 bar	°API	30 API
Temperatura	76.85 °C	Densidad del aceite	875.29709 kg/m ³
Compresibilidad roca	0.000042 1/bar	Presión burbuja	300 bar
		RGA	161 m ³ /m ³
		Salinidad del agua de formación	3000 ppm

III.3.5 Contactos de fluidos

La profundidad de los contactos fueron definidas según las profundidades donde el gas, aceite y agua fueron producidas. Para fines de la distribución vertical de presiones en el yacimiento, tales profundidades se definieron de la siguiente manera:

- ◆ Contacto Gas-Aceite Máxima profundidad de saturación de gas, debajo de esta profundidad empieza la zona de transición gas-aceite.
- ◆ Contacto Aceite-Gas. Profundidad a la que la zona de transición gas-aceite termina, la saturación de aceite es máxima, no existe gas libre, (la saturación de agua es irreductible).
- ◆ Contacto Aceite-Agua. Profundidad a la cual comienza la zona de transición aceite-agua. La saturación de aceite comienza a disminuir y la saturación de agua empieza a incrementar
- ◆ Contacto Agua-Aceite. Profundidad donde la saturación de agua es igual al 100%

Tabla III.3 Datos de las condiciones iniciales

Condiciones iniciales	
Presión en el acuífero	400 bar
Profundidad de referencia	100 m
Contacto gas aceite	100 m
Presión capilar aceite /gas	0 bar
Contacto de Agua	-100 m

Todos los cálculos hechos en esta parte de la simulación corresponden a correlaciones que el software tiene como predeterminadas.

III.3.6 Modelado de la Roca

Este proceso es utilizado para crear funciones que representen la física de la roca y la interacción entre los fluidos y la roca o las funciones de la compactación de la roca en función de la saturación de fluidos.

Las funciones de la compactación de la roca son tablas que muestran los multiplicadores del volumen poroso contra la presión, o un valor de compresibilidad de roca sencilla para que el simulador haga el cálculo del cambio del volumen poroso. La compactación puede ser considerada como una reducción del volumen poroso en función de la presión. Este proceso también introducirá un multiplicador de la transmisibilidad contra las curvas de presión. El valor predeterminado de este valor es de 1.0 (permite el paso de fluidos).

III.3.6.1 Funciones de saturación

Las funciones de saturación son tablas que muestran la permeabilidad relativa y presión capilar frente a la saturación. Estas tablas se utilizan para calcular:

- ◆ la saturación inicial para cada fase en cada celda; la saturación de zona de transición inicial de cada fase; movilidad del fluido para resolver las ecuaciones de flujo.
- ◆ Creación de funciones de saturación utilizando el proceso de las funciones de física de rocas genera también las curvas de gas-aceite y la presión capilar agua-aceite en comparación con la saturación.

Estos se ponen a cero por defecto. Las curvas de permeabilidad relativas y de presión capilar se agrupan bajo un icono de función de saturación en la carpeta de funciones de física de la roca.

La tabla III.4 muestra la información requerida para crear el modelo de roca y de la fractura como se muestra a continuación

Tabla III.4 Datos de entrada necesarios para generar el modelo de roca

Modelo de la Roca y Fractura	
Tipo de Roca	Arenisca consolidada
Compresibilidad de la roca	0.00005787 1/bar
Presión de referencia	400 bar
Presión mínima	262.10486
Presión máxima	537.89514 bar

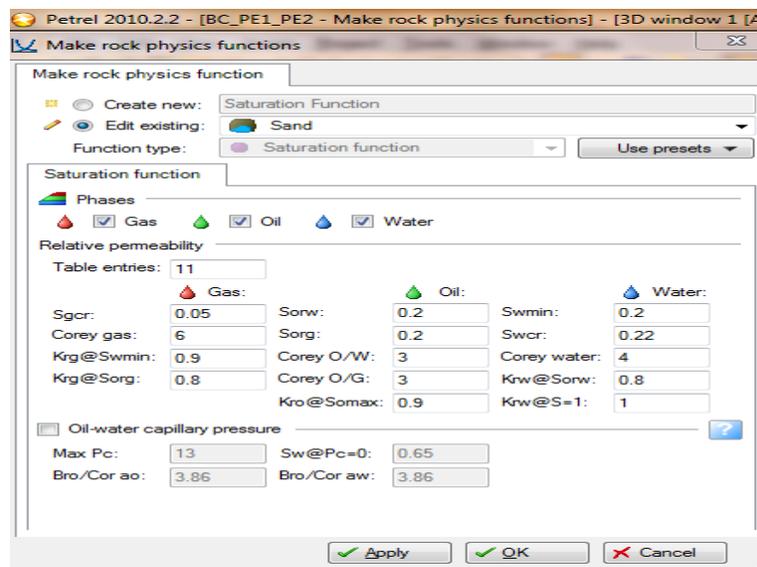


Figura III.14a Ventana de la interfaz para hacer el modelo de la roca. Al ingresar los datos se generan las curvas de permeabilidades relativas.

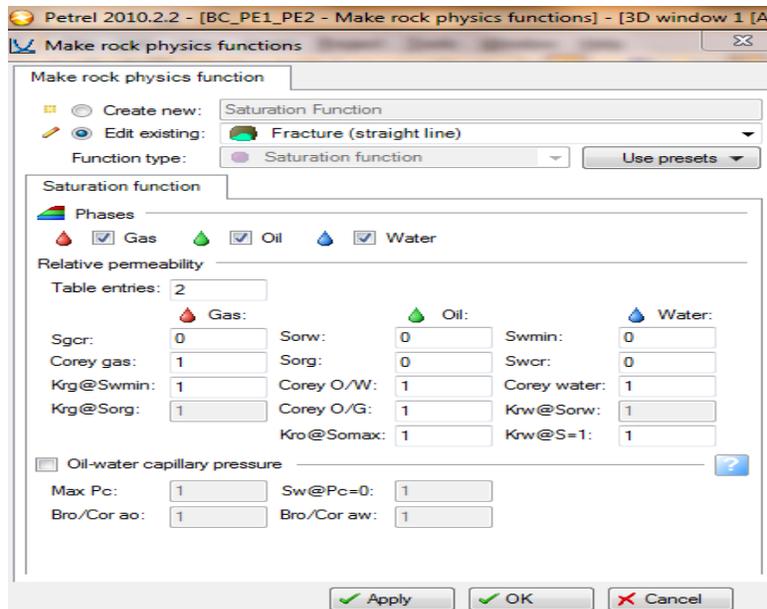


Figura III.14b. Ventana de la interfaz para el modelado de la fractura para hacer las curvas de permeabilidad relativa.

Es necesario asignarle características específicas a cada modelo de roca y de fractura, esto con el propósito de hacer diferencia entre las características que tienen la matriz y la fractura respectivamente.

III.3.7 Modelado de Pozos

Las herramientas de ingeniería de pozos se utilizan para:

- ◆ **Diseño de la trayectoria del pozo:** Añadir pozos para el proyecto, ya sea mediante la digitalización de los nuevas trayectorias o dejando a PETREL® para hacer los caminos de la pared sobre la base de parámetros de entrada (diseño trayectoria del pozo, diseño de pozos desviados). Se utiliza este proceso para digitalizar y trazar trayectorias en una ventana 3D. Cualquier propiedad de la malla se puede mostrar como criterio de decisión para colocar el pozo.
- ◆ **Diseño de la terminación de pozo:** Este proceso proporciona las herramientas que se necesitan para terminar los pozos con casin, ubicar disparos para mejorar la producción.

Segmentación del Pozo: Con el modelo estándar de entrada de ECLIPSE®, el pozo es tratado como una unidad de flujo única. Esto significa que los cambios de presión a lo largo del agujero del pozo no pueden modelarse. Por lo tanto los equipos utilizados como: una válvula no puede ser modelada tampoco. Para representar este tipo de efectos se toma en cuenta que es posible dividir el pozo en varios segmentos conectados.

En la figura III.15 se puede observar los tres pozos que tendrá el modelo de simulación así como las características de cada pozo (casing, liner, .tubing e intervalo disparado).

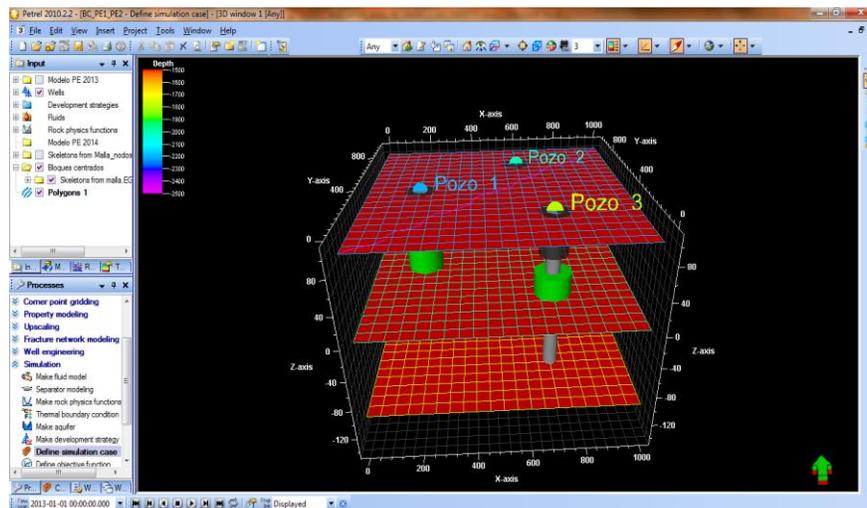


Figura III.15. Configuración de pozos

Los pozos incluidos en modelo son verticales con las con características indicadas en la tabla III.5:

Tabla III.5. Ubicación relativa de pozos y zona terminada

	Coordenadas		Profundidad del pozo [m]	Espesor disparado [m]
	X [m]	Y[m]		
Pozo 1	150	680	200	47.19
Pozo 2	690	850	200	47.59
Pozo 3	500	200	200	46.82

III.3.8 Definición de las propiedades petrofísicas a la malla de simulación

La figura III.16 muestra una propiedad cargada en la malla de simulación, Este procedimiento debe hacerse para cada una de las propiedades (porosidad, permeabilidad en “x”, “y”, “z”, S_o , S_w etc) dichas propiedades son las mismas para todo el yacimiento.

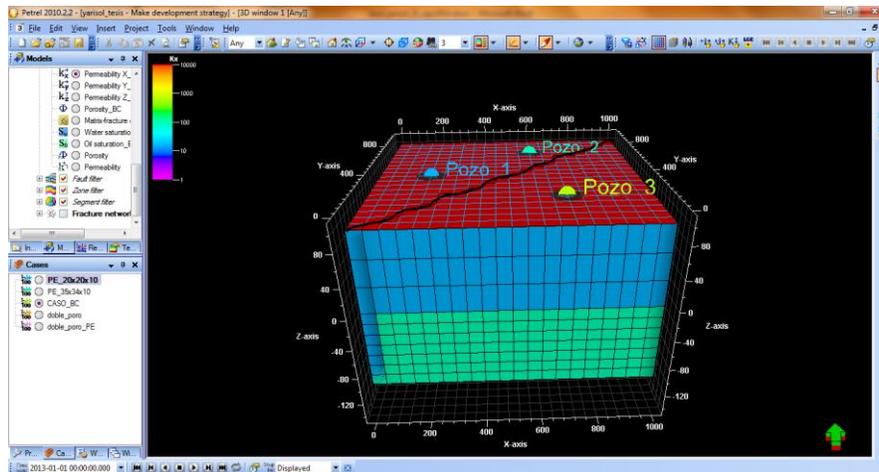


Figura III.16. Malla de simulación con geometría de bloques de esquina con datos de permeabilidad como ejemplo, se asignaron valores constantes de permeabilidad a toda la capa.

Los valores de las propiedades petrofísicas asignadas se muestran en la tabla III.6

Tabla III.6. Propiedades del modelo

Permeabilidad en “x”	1000 mdarcy
Permeabilidad en “y”	1000 mdarcy
Permeabilidad en “z”	500 mdarcy
Porosidad	0.17 %
Saturación de Agua	0.20%
Saturación de Aceite	0.80%

Una vez concluidos los pasos anteriores es necesario diseñar una estrategia de explotación para el modelo; es decir definir, las terminaciones del pozo, intervalo disparado, y demás características de los pozos así como el gasto que se le pedirá a cada pozo durante el proceso de simulación.

III.3.9 Simulación numérica de yacimientos

Para realizar la simulación numérica del modelo es necesario crear un caso de simulación en él se verterá toda la información de la malla de simulación, los modelos de roca y de fluido, la estrategia de explotación de pozos, incluyendo reparaciones mayores y posibles estrategias de recuperación secundaria. La simulación numérica se realizó mediante la aplicación de ECLIPSE[®], en la modalidad de aceite negro.

◆ Producción por pozo

A continuación se muestra la estrategia de explotación de los pozos para el modelo seleccionado en la tabla III.7

Tabla III.7. Estrategia de explotación de los pozos

Nombre del Pozo	Gasto [sm ³ /día]
Pozo_1	800
Pozo_2	800
Pozo_3	1000

III.4 Resultados de la corrida

Los resultados se muestran en la tabla III.8 a continuación.

Tabla III.8. Resultados de la simulación para un modelo de porosidad simple con una malla de simulación de bloques centrados

	Bloques Centrados
Presión	406.65 BARSA
Volumen de Aceite	17,429,570 SM ³
Volumen de gas	3,927,863,435

III.4.1 Gráficas

🔹 Presión

En esta gráfica se observa que la presión para los pozos 1 y 2 tiene prácticamente el mismo comportamiento; es decir los dos disminuyen su presión a 50 bares en el año 2017.

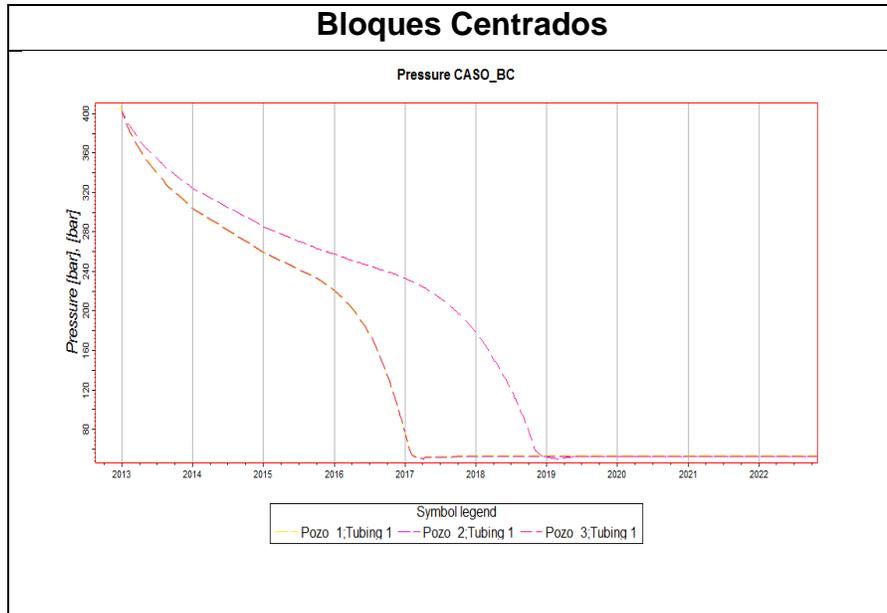


Figura III.17 Gráfica de presión por pozo para un modelo de porosidad simple en bloques centrados

Su comportamiento prácticamente igual se podría deberse a varios factores: ritmo de explotación de aceite, permeabilidad, viscosidad del aceite, drene gravitacional, factor de volumen de aceite, distancia entre los intervalos disparados, y finalmente de los contactos.

Para el pozo 3 la presión disminuye hasta el año 2019 a una presión de 50 bares.

El comportamiento de la presión del pozo 3 tiene una disminución un poco más lenta debido a la localización del pozo, alejado de los pozos 1 y 2 y separados por la falla.

Hay que recordar que para este modelo de bloques centrados con porosidad simple la falla funciona como una barrera de flujo.

🔹 **Producción de aceite**

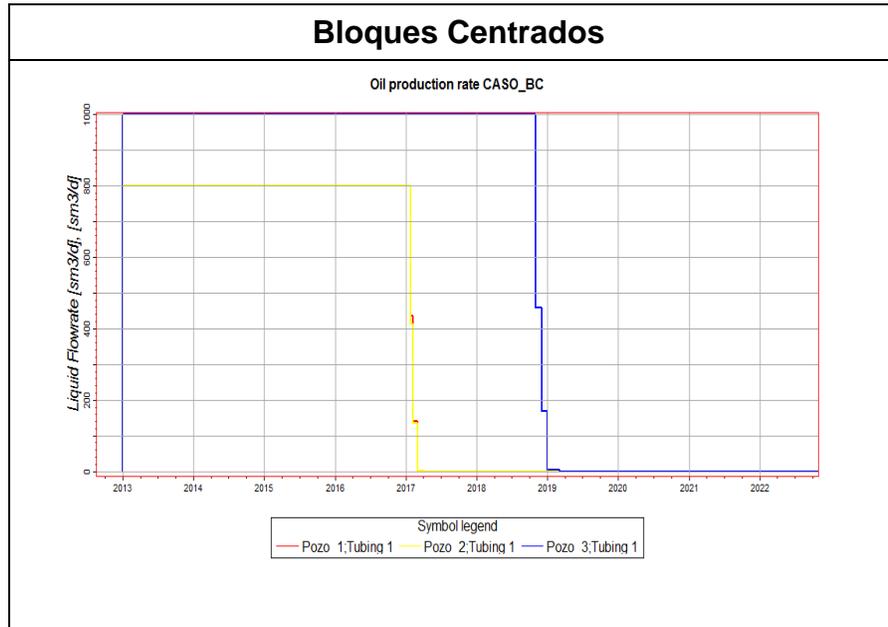


Figura.III.18. Producción de aceite por pozo. (Modelo de bloques centrados, porosidad simple).

A los pozos 1 y 2 se les pide una producción de 800 m³/día esta producción se puede mantener solo hasta el año de 2017 después llega a cero en ese año.

Esta disminución en la producción de aceite se debe a la disminución de la presión; ya que los pozos no pueden continuar su producción.

El pozo 3 aporta una producción de 1000 m³/día y se mantiene hasta el año 2019

🔥 Producción de Gas

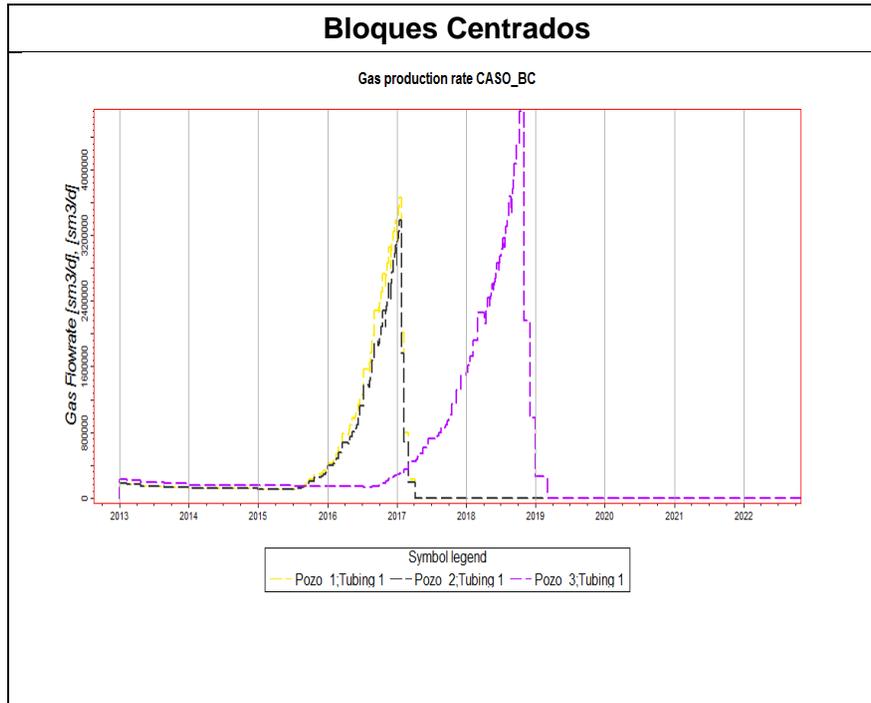


Figura III.19 Producción de gas por pozo. (Modelo de bloques centrados, porosidad simple).

La liberación de gas en yacimiento se mantiene más o menos constante durante los primeros tres años y medio para los pozos 1 y 2; al pasar de este tiempo aumenta rápidamente del año 2016 al 2017 hasta volver a disminuir súbitamente. Para el pozo 3 del año 2013 al 2017 se mantiene más o menos constante, para después aumentar rápidamente en los siguientes dos años; para disminuir rápidamente.

III.5 Construcción de un modelo de simulación con malla puntos de esquina

Una malla cartesiana con geometría de puntos de esquina se hace a partir de una falla. Cuando las ubicaciones de las ocho esquinas se proporcionan de forma independiente, no hay requisito de que todos los ángulos del bloque sean ángulos rectos. Pero se busca mantener la ortogonalidad en todas las celdas del modelo.

A pesar de que una malla de puntos de esquina se utiliza para representar todas las irregularidades del yacimiento, ya que al utilizarla queda representada mejor la estructura del yacimiento.

Las características de la malla con geometría de puntos de esquina son las siguientes:

Longitud (m)	Espesor (m)	NX, NY, NZ	ΔX (m)	ΔY (m)	ΔZ (m)
X=1000 Y=1000	200	20x20x10	50	50	20

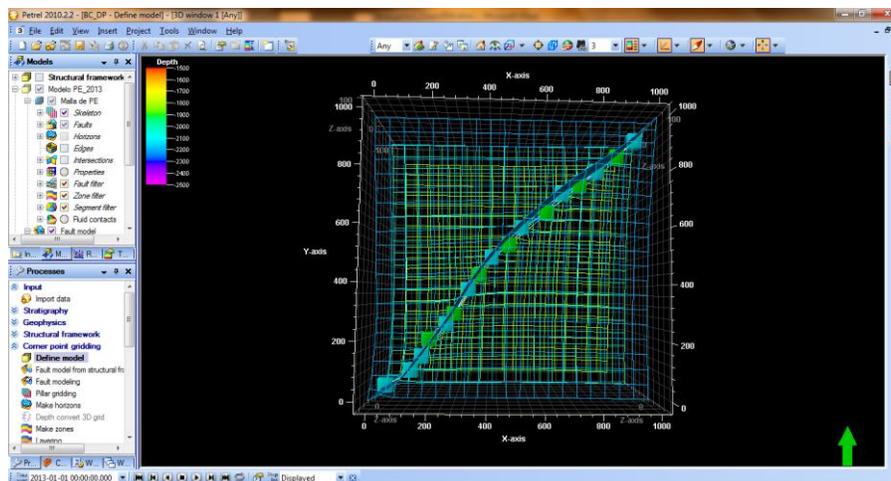


Figura III.20 Malla generada con puntos de esquina

Para generar una malla con geometría de puntos de esquina se debe hacer primero una falla; siendo esta la base generar un modelo con dicha geometría. La figura III.20 muestra una malla generada a partir de esta consideración.

III.5.1 Modelado de fallas y fracturas

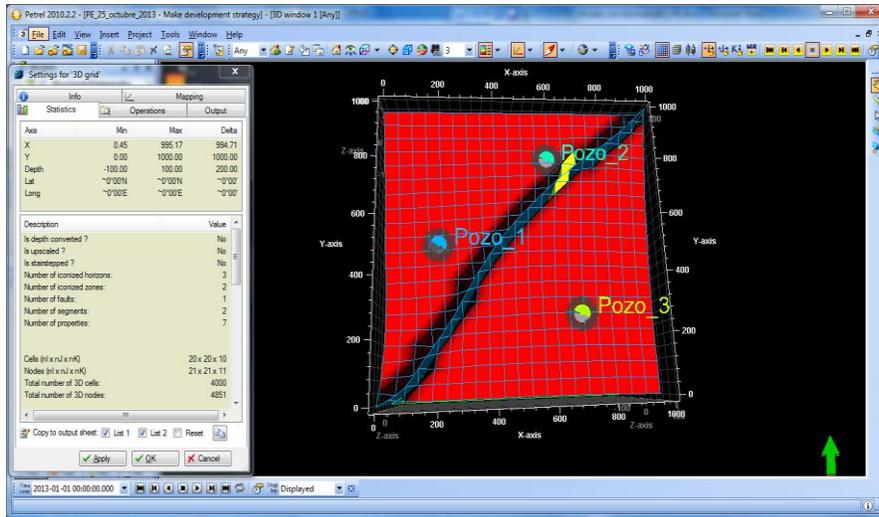


Figura III.21 Ejemplo de un modelo con geometría puntos se esquina con una falla

A partir de aquí el modelado de horizontes, capas, fluidos, roca, asignación de propiedades, y el caso de simulación es el mismo procedimiento que para geometría de bloques centrados.

III.5.2 Resultados de la corrida

Los resultados de la simulación se muestran en la tabla III.8 a continuación.

Tabla III.8. Resultados de la simulación para un modelo de porosidad simple con una malla de simulación de bloques centrados

	Puntos de Esquina
Presión	406.64 BARSA
Volumen de Aceite	15,939,464 SM ³
Volumen de gas	3,592,058,528 SM ³

III.5.2.1 Gráficas

🔹 Presión

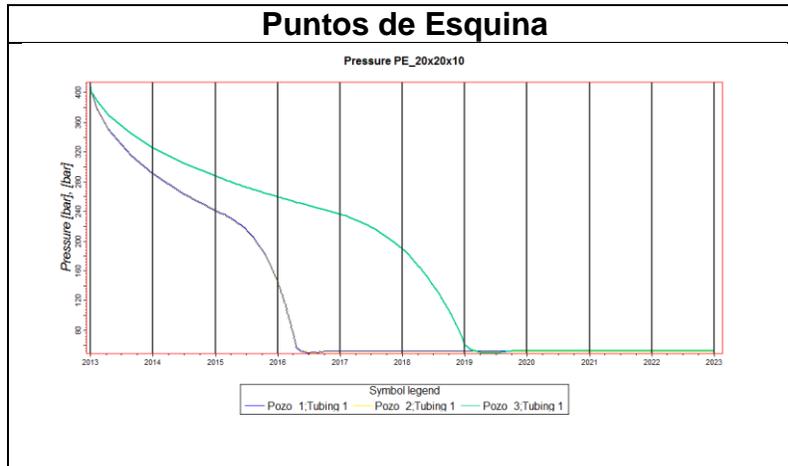


Figura III.22 Gráfica de presión para un modelo de puntos de esquina con porosidad simple.

Las variaciones de presión en este tipo de geometría se pudiera deber a que la presión fluye a través de una cara del bloque pero depende de más de dos lados de esa cara.

Debido a la geometría de la malla, el tiempo en que la presión disminuye es mucho menor.

Se puede observar que para los pozos 1 y 2 su comportamiento es casi idéntico, presentan una caída rápida desde el momento en que comienza su producción en el 2013 hasta marzo de 2016 cuando su presión cae hasta los 50 bares.

Para el pozo 3 la caída de presión es mucho más lenta, logrando mantenerse por tres años más, cayendo a los 50 bares en el año de 2019.

● Producción de Aceite

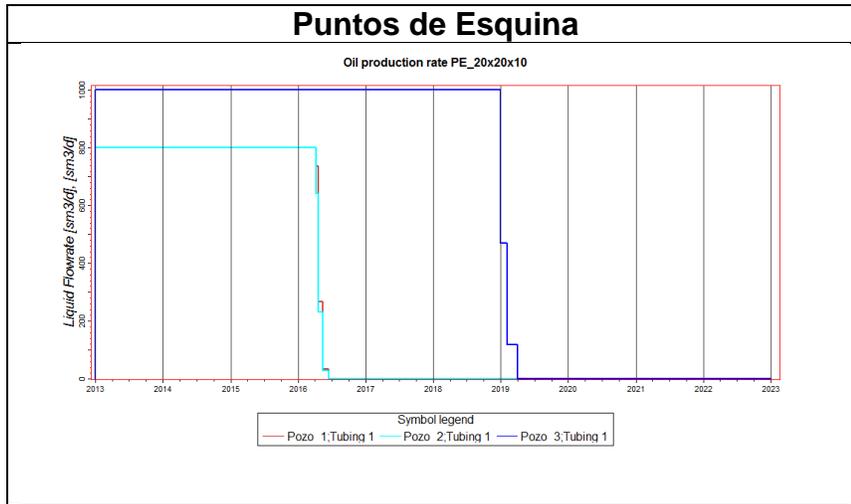


Figura III.23 Gráfica de volumen producido del yacimiento para un modelo de puntos de esquina con porosidad simple

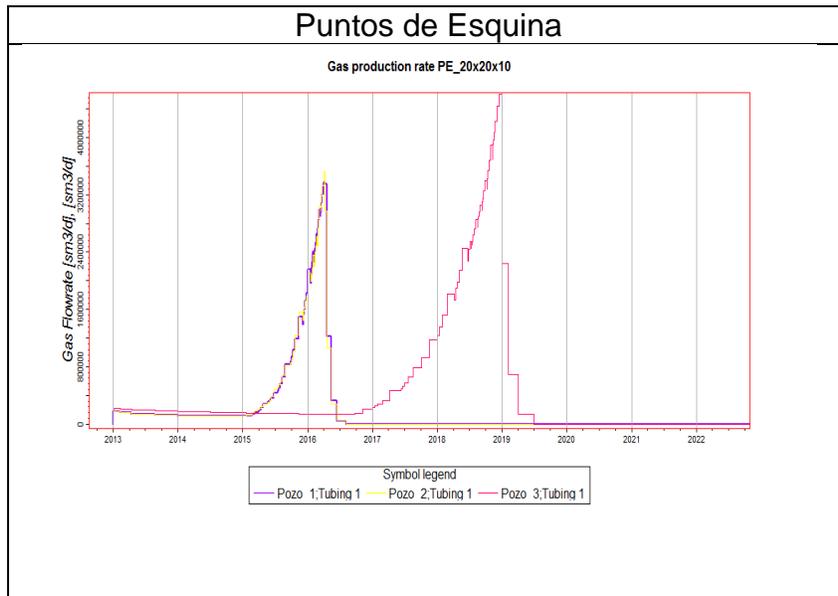


Figura III.24 Gráfica de Gas producido para un modelo de puntos de esquina

III.6 Modelos de Doble porosidad

Para construir un modelo de doble porosidad se deben asignar propiedades a la fractura: porosidad, permeabilidad y transmisibilidad, además de que es necesario definir los valores del factor de forma (también llamado factor sigma).

Lo anterior se hace con el fin de distinguir entre matriz y fractura, ya que se comportan de manera diferente una con respecto a la otra.

Con el fin de analizar el comportamiento que presenta un modelo homogéneo de uno de doble porosidad se realizó una comparación entre estos modelos a partir de una malla de simulación 3D, tanto con geometría de bloques centrados como de puntos de esquina, cada uno de ellos contiene las propiedades petrofísicas de la roca y fractura, propiedades de los fluidos, así como las características generales de los pozos como son: las terminaciones del pozo, intervalos disparados y el parámetro sigma requerido para una simulación de doble porosidad. Los modelos se pueden correr en el software ECLIPSE[®], el cual modela en forma precisa y rápida el flujo de los fluidos en el yacimiento con el objetivo de comparar la efectividad de las diversas estrategias de producción.

En el modelo de doble porosidad, se concibe un yacimiento fracturado que está formado por dos sistemas: uno de fracturas, que constituye un medio continuo; y un sistema de bloques de matriz, que constituye un medio discontinuo. Adicionalmente se realizan las siguientes suposiciones con respecto a la estructura del yacimiento y a la formulación matemática.

- ◆ El sistema continuo de fracturas proporciona la trayectoria principal de flujo del fluido en el yacimiento. El fluido que es desplazado de los bloques de matriz fluye cerca de la interfase matriz-fractura, y entonces fluye a través del sistema de fracturas, hacia el pozo. Lo anterior significa que los pozos se encuentran ubicados únicamente en el sistema de fracturas.
- ◆ La ley de Darcy es aplicable para describir el flujo multifásico en la fractura.
- ◆ Los sistemas de fracturas y de bloques de matriz ocupan una misma malla computacional, y por lo tanto para cada conjunto de soluciones para el

sistema de fracturas, se obtiene un conjunto de soluciones para el sistema de bloques de matriz.

Una vez definido el modelo de doble porosidad, se debe considerar un sistema en el cual el medio (matriz) tiene propiedades homogéneas e interactúan con otros medios separados (fractura) que tienen diferente porosidad y permeabilidad.

Estos son los resultados para el segundo caso

III.6.1 Resultados de la Simulación para un modelo de doble porosidad para dos geometrías (bloques centrados y puntos de esquina).

	Doble Porosidad Bloques Centrados	Doble Porosidad Puntos de Esquina
Presión	406.65 BARSA	406.64 BARSA
Volumen de Aceite	39,216,533 SM ³	35,863,788. SM ³
Volumen de gas	8,837,692,730 SM ³	8,082,130,401 SM ³

🔹 Presión

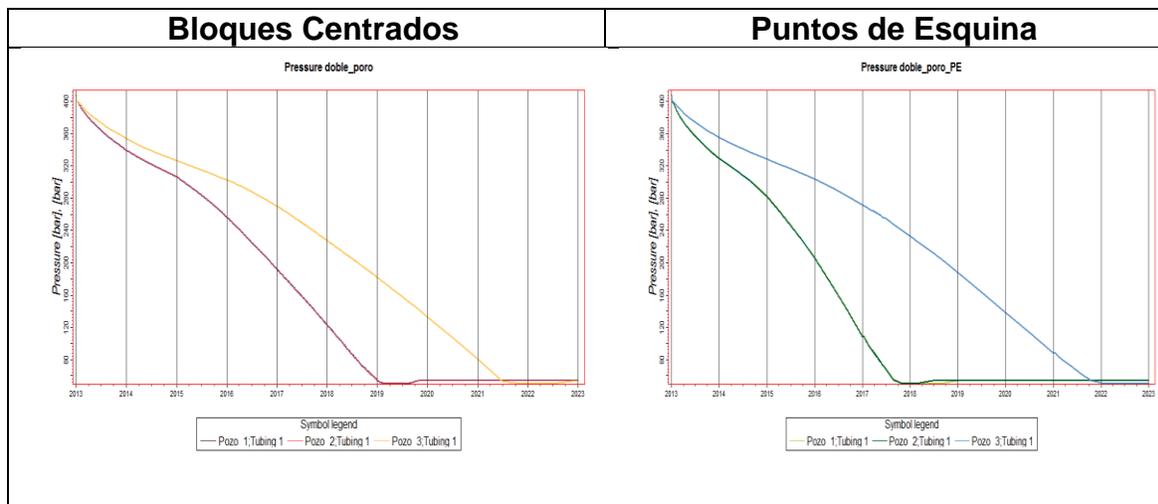


Figura III.25. Gráfica de presión por pozo para ambos modelos de doble porosidad.

◆ Producción de Aceite

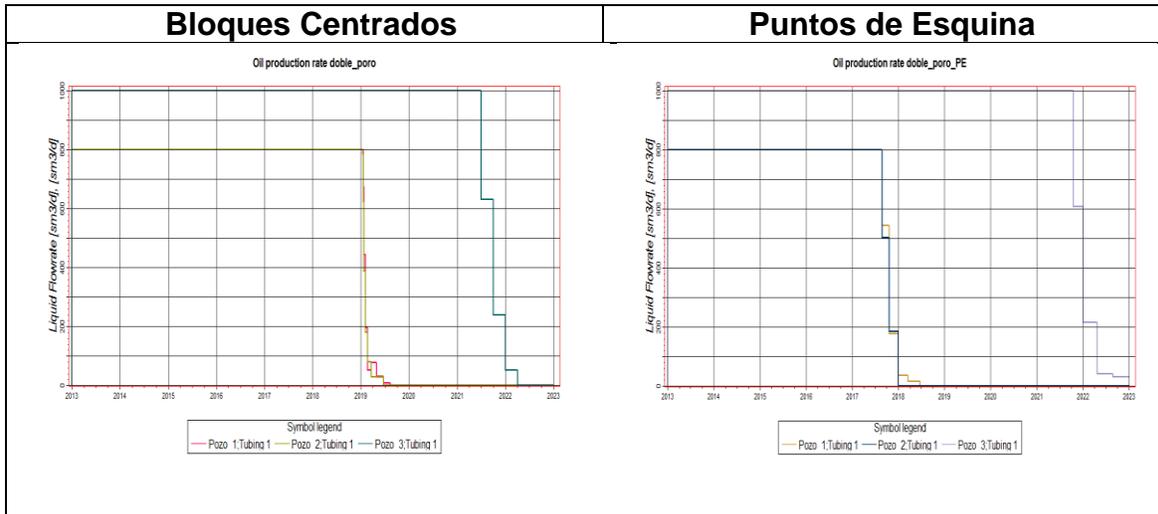


Figura.III.26. Producción de aceite por pozo para ambos modelos de doble porosidad.

◆ Producción de gas

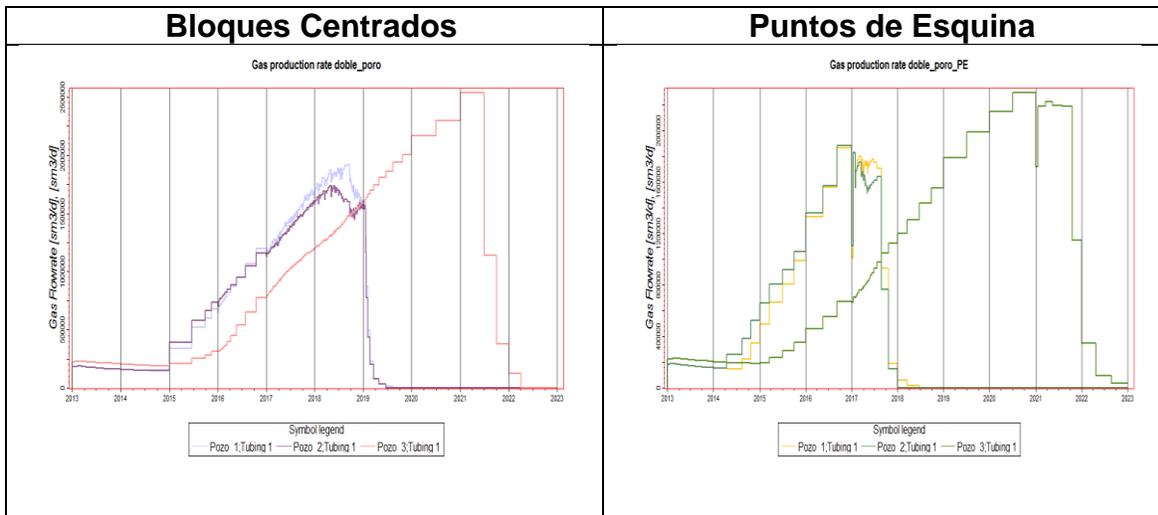


Figura.III.27. Producción de gas por pozo para ambos modelos de doble porosidad

III.6.1 Comparación de resultados

Presión

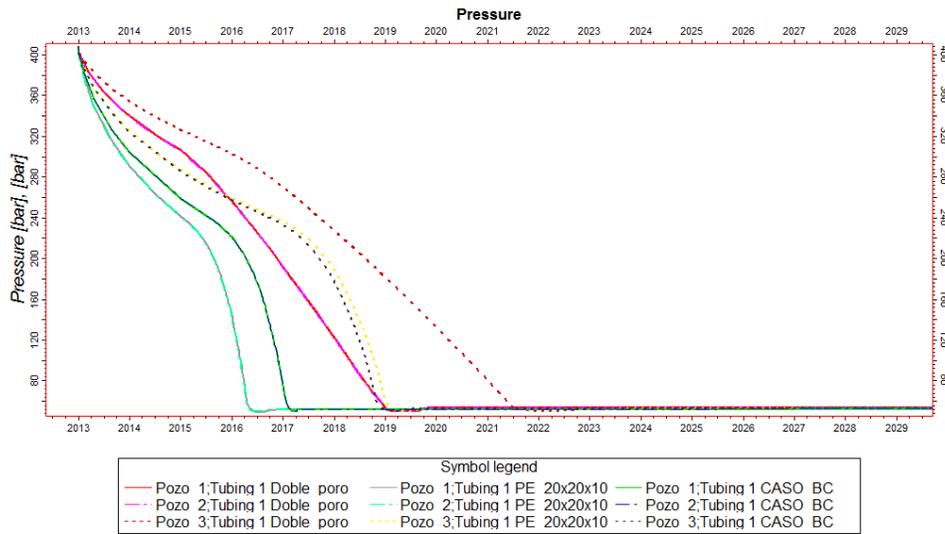


Figura III.28. Presión del yacimiento para de los tres modelos: bloques centrados (simple porosidad), puntos de esquina y bloques centrados doble porosidad

Producción de Aceite

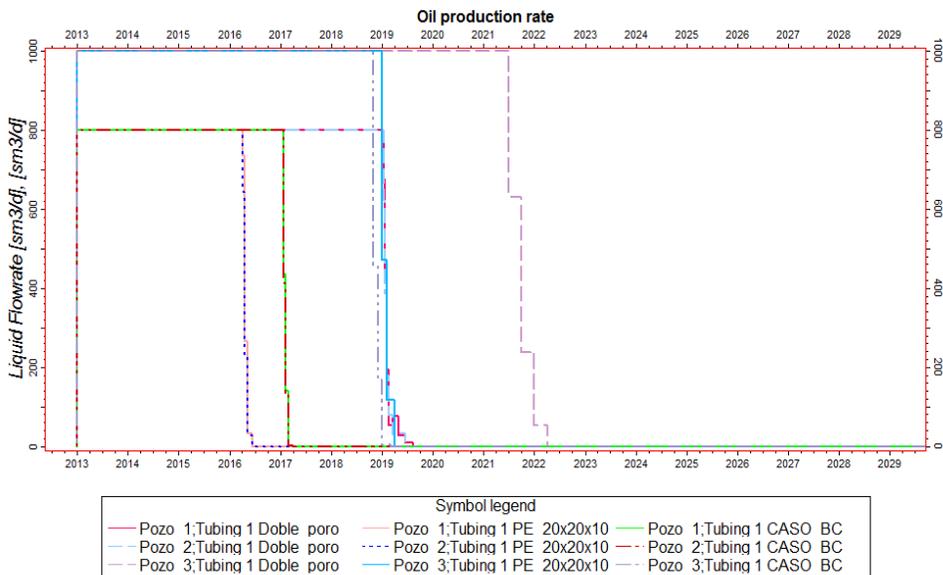


Figura III.29. Producción de aceite bloques centrados, puntos de esquina y bloques centrados doble porosidad.

◆ Producción de gas

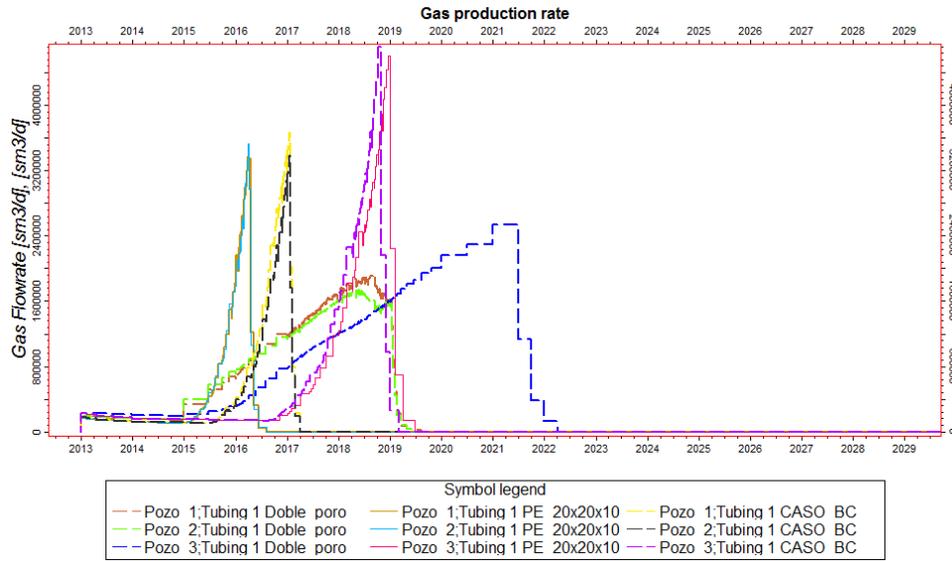


Figura III.30 Gráfica de producción de gas de los tres modelos

III.7 Conclusiones de la comparación de modelos

- ◆ Los bloques de la matriz son los que aportan la mayor parte de los fluidos, actuando como fuentes.
- ◆ Las fracturas al ser muy permeables, funcionan como canales de flujo conduciendo el fluido hacia la matriz.
- ◆ Las fracturas a pesar de que almacenan muy poco aceite, funcionan como medio de transporte de los fluidos, aunque es la matriz quien los produce.
- ◆ Los Modelos de DP son complejos por el gran número de variables, poco conocidas. Los tiempos de sus corridas pueden ser grandes dependiendo del tipo de fluido y número de celdas.
- ◆ Los modelos de doble porosidad son los más apropiados en donde el sistema de fracturas está bien comunicado y donde la compleja transferencia del sistema matriz/fractura es importante (por ejemplo, la imbibición y drene por gravedad).
- ◆ Para modelar dichos sistemas, las celdas de simulación están asociados con cada bloque en la geometría de la malla, representada con los volúmenes de matriz y de fractura en cada celda.
- ◆ Al hacer la simulación de un modelo homogéneo de DP, las propiedades que permiten simular el flujo de fluidos entre la matriz y la fractura debidos a la expansión del fluido, el drene por gravedad, y la presión capilar son generados automáticamente, tal como se muestra en la siguiente tabla

	Bloques Centrados Homogéneo	Puntos de Esquina Homogéneo	Bloques centrados Doble porosidad	Puntos de Esquina Doble porosidad
No. De bloques	20x20x10	20x20x10	20x20x10	20x20x10
PAV [BARSA]	406.65	406.64	406.65	406.64
PORV [Rm ³]	34,000,000.	31,093,262	65,000,000	62,186,515
Volumen de Aceite Original[Rm ³]	17,429,570	15,939,464	39,216,533	35,863,788
Volumen de Agua[Rm ³]	6,774,632	6,195,486	6,774,670	6,195,485
Volumen de Gas disuelto [Rm ³]	3,927,841,796	3,592,058,528	8,837,692,730	8,082,130,401

- ◆ Las diferencias entre los modelos se debe a la posición de los pozos en cada uno de los modelos
- ◆ Al hacer la comparación de los modelos, tanto homogéneo como de doble porosidad se pueden observar variaciones importantes de los volúmenes de aceite de una geometría a otra.

Capítulo IV

IV. Contribuciones al proyecto

- ◆ Los resultados de un estudio de simulación son de gran importancia para la toma de decisiones. Para yacimientos fracturados donde la permeabilidad del medio fracturado es grande, el realizar una buena caracterización es muy importante; considerando que mientras se haga una mejor aproximación de las caídas de presión lograremos una mejor interpretación de estos.
- ◆ Es importante considerar que la presión dentro del bloque varía dependiendo del tamaño de la celda.
- ◆ Se puede reducir el problema de la presión en el bloque mediante el refinamiento local en las celdas cercanas al pozo.
- ◆ Se debe tomar en cuenta que los bloques de matriz contienen el mayor volumen poroso del yacimiento y alimentan de aceite a las fracturas.
- ◆ Las fracturas son un medio de alta permeabilidad y baja porosidad efectiva que rodean a los bloques de matriz.
- ◆ La recuperación de aceite está en función de muchas variables como son: presión, saturación de fluidos, contacto agua/aceite, contacto gas/aceite, etc.

Otros

- ◆ Es importante realizar correctamente la carga de datos reales en PETREL[®] para que al ser visualizarlos y analizados se obtengan buenos resultados.
- ◆ Es importante considerar el análisis de las diferencias entre las diferentes geometrías de malla tanto en simple porosidad como en doble porosidad.

Lista de Figuras

Capítulo 1

Figura I.1a. Arreglo cúbico.

Figura I.1b. Arreglo rómbico.

Figura I.2a. Grano consolidado con espacio vacío (matriz).

Figura I.2b. Representación simplificada de la presencia de vóculos y fractura en rocas.

Figura I.3. Correlación de Hall cuando se tienen areniscas o formaciones homogéneas

Figura I.4. Correlación de Van Der Knaap para el caso de carbonatos fracturados

Figura I.5. Gráfica para el cálculo de la compresibilidad de la fractura
Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoir,
Roberto Aguilera, Servipetrol Ltd, Calgary Canada.

Figura I.6. Correlación de Newman

Figura I.7. Definición de la permeabilidad de fractura.

Figura I.8. Bloque de matriz que contiene una fractura simple simple ($\alpha=0$). Fractura 2 ($\alpha\neq 0$).

Figura I.9. Diagrama de la doble porosidad, representa donde la unidad de volumen total es medido.

Figura 10. Gráfica del comportamiento de la relación de solubilidad (R_s).

Capítulo II

Figura II.1. Representación de un yacimiento homogéneo.

Figura II.2. Representación de un yacimiento fracturado (Warren y Root).

Figura II.3. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados propuesta por NELSON.

Figura II.4. Modelo conceptual de arenas fracturadas. Modificado por Narr 2006.

Figura II.5. Representación esquemática de una falla y una grieta o fisura.

Figura II.6. Modelos conceptuales de un yacimiento fracturado según Kazemi y Warren & Root.

Capítulo III

Figura III.1. Malla cartesiana de bloques centrados en una dirección

Figura III.2. Malla cartesiana de nodos distribuidos en una dirección

Figura III.3 Vista de la sección transversal de una falla en una malla de puntos de esquina

Figura III.4 Malla cartesiana de nodos centrados, vista x-y (20x20 celdas). El modelo representa un yacimiento homogéneo al cual únicamente se le han asignado profundidades iguales a las celdas de la capa superior y de ahí se desprenderán las capas inferiores con sus espesores correspondientes

Figura III.5 *Esqueleto de la Malla cartesiana de bloques centrados, vista de planta en dirección x-y (20x20 celdas).*

Figura III.6 *Falla modelada para una malla cartesiana de bloques centrados de 20x20x10*

Figura III.7 *Modelo Estructural con una falla definida para una malla de bloques centrados.*

Figura III.8. *Modelo estructural con una red de fracturas y una falla.*

Figura III.9. Tipos de horizontes disponibles en el software PETREL®

Figura III.10. Ejemplo de un Modelo con 3 horizontes conformables siendo coincidentes con la cima, medio y base

Figura III.11. *Métodos para la generación de capas*

Figura III.12. Visualización de las zonas en las que se dividió el modelo y su número de capas.

Figura III.13. Modelo de Fluido.

Figura III.14a. Ventana de la interfaz para hacer el modelo de la roca. Al ingresar los datos se generan las curvas de permeabilidades relativas.

Figura III.14b. Ventana de la interfaz para el Modelado de la fractura para hacer las curvas de permeabilidad relativa.

Figura III.15. Configuración de pozos

Figura III.16. Malla de simulación con geometría de bloques de esquina con datos de permeabilidad como ejemplo, se asignaron valores constantes de permeabilidad a toda la capa.

Figura III.17. Gráfica de presión por pozo para un modelo de porosidad simple en bloques centrados

Figura.III.18. Producción de aceite por pozo. (Modelo de bloques centrados, porosidad simple).

Figura III.19. Producción de gas por pozo. (Modelo de bloques centrados, porosidad simple)

Figura III.20 Malla generada con puntos de esquina

Figura III.21 Ejemplo de un modelo con geometría puntos se esquina con una falla

Figura III.22 Gráfica de presión para un modelo de puntos de esquina con porosidad simple

Figura III.23 Gráfica de volumen producido del yacimiento para un modelo de puntos de esquina con porosidad simple

Figura III.24 Gráfica de Gas producido para un modelo de puntos de esquina

Figura III.25 Gráfica de presión por pozo para ambos modelos de doble porosidad.

Figura III.26 Producción de aceite por pozo para ambos modelos de doble porosidad.

Figura III.27. Producción de gas por pozo para ambos modelos de doble porosidad

Figura III.28. Presión del yacimiento para de los tres modelos: bloques centrados (simple porosidad), puntos de esquina y bloques centrados doble porosidad

Figura.III.29 Producción de aceite bloques centrados, puntos de esquina y bloques centrados doble porosidad

Figura.III.30 Gráfica de producción de gas de los tres modelos

Bibliografía

1. Hall H.N. 1953 Compressibility of Reservoir Rock. Trans. AIME 198, 309-311
2. Van der Knaap, W., 1959: Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. Trans., AIME 216, 1979-1987.
3. Newman, G., H., 1973: Pore-Volume Compressibility of Consolidated Friable, and Unconsolidated Rock Under Hydrostatic Loading. J. Pet. Tech., February, 129-134.
4. Ahmed Tarek: Reservoir Engineering Handbook". Cuarta edición, 2010
5. Aguilera, Roberto: Recovery Factors and Reserves on Naturally Fractured Reservoirs, Journal of Canadian Petroleum Technology, Distinguished Authors Series (July 1999), p. 15-18.
6. Anatoly Zolotukhin B. and Ursin Jann R.: "Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering" Primera edición, 1997.
7. Aguilera, R., "Naturally Fractured Reservoirs". Second Edition. Tulsa Oklahoma, PennWell Books, 1995.
8. Garaicochea P. Francisco: "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos" 1980.
9. Reiss, L. H.: The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations, Institut Français du Pétrole. 1980
10. Bratton et al., "La Naturaleza de los yacimientos Naturalmente Fracturados" Oilfield Review, 2006.
11. H. Kazemi, 1976, "Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs, Society of petroleum engineers journal, (December).
12. J.E. Warren and P.J. Root: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoir". Presented at the fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers in the Angeles on Oct 7-10, 1962.
13. Nelson, Ronald A. "Geologic analysis of naturally fractured reservoir", Gulf Professional Publishing. Second Edition. Houston, TX, 2001.

-
- 14.** T.D. Van Golf- Racht: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering"
Elsevier Scientific Publishing Company. First Edition 1982. Third impression
1988.
 - 15.** Saidi, Ali: "Reservoir Engineering of Fractured Reservoir (Fundamental and
Practical Aspects); TOTAL Edition Presse; Paris, France; 1986.
 - 16.** Narr, Wayne; Schechter, David S.; Thompson, Laird B. Naturally Fractured
reservoir characterization. EUA: Society of Petroleum Engineers, 2006.