



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

4
29

SISTEMA DOBLE POROSIDAD - DOBLE PERMEABILIDAD

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

GLORIA LIDIA ARENAS QUIJANO

DIRECTOR: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

MEXICO, D.F.

1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-018

SRITA. GLORIA LIDIA ARENAS QUIJANO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

- RESUMEN
- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS BASICOS SOBRE SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD
- II EVALUACION CON MUESTRAS DE ROCA
- III EVALUACION CON REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS
- IV EVALUACION CON PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 17 de marzo de 1997
EL DIRECTOR

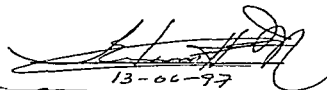
SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

GLORIA LIDIA ARENAS QUIJANO

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

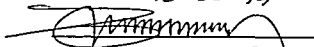
JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL.:

Presidente. Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza.



13-06-97

Vocal. Ing. Manuel Villamar Vigueras.



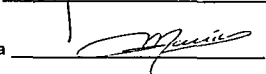
Secretario . Ing. Mario Becerra Zepeda



Primer Suplente. Ing. Néstor Martínez Romero



Segundo Suplente. Ing. Salvador Macías Herrera



***A Dios por haberme permitido realizar mis sueños
y por toda su bondad para conmigo.***

***A mis hermanos Silvia Isela y Juan Carlos
por ser la motivación diaria para llegar hasta
donde ahora me encuentro y por ser lo más bello
y preciado que Dios ha puesto en este mundo para mí.
Los amo y esperó ser un buen ejemplo para ustedes.***

***A mi hermana Rosa Hortencia por ser mi amiga e
inseparable compañera de toda la vida, eres una gran Mujer.
Gracias por tu comprensión y por creer en mí todo este
tiempo. Te quiero mucho.***

***A mis hermanos Raúl, Héctor Julio y Martín por su paciencia,
comprensión y apoyo incondicional. Los quiero mucho.***

***A mis sobrinos Viridiana, Alejandra, Alberto y Adrián
por haber llegado a mí vida como una bendición de Dios.***

***A mis padres por haber forjado en mí sus principios
y enseñanzas y por la alegría de todavía conservarlos.***

***A mis amigos Xochitl, Claudia, Adriana, Luis Manuel,
Félix, Héctor, Gabriel, Daniel, Edgar y Jesús por brindarme su
amistad y sinceridad. Los apreció mucho a todos.***

***A mis profesores por compartir conmigo sus conocimientos
y experiencia.***

Gloria Lidia Arenas Quijano.

INDICE

	Pag.
RESUMEN	i
INTRODUCCION	#
I. CONCEPTOS BASICOS SOBRE SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	1
I.1 MATRIZ	1
I.2 FRACTURA	1
I.3 JUNTA	4
I.4 FISURA	5
I.5 CAVERNAS	6
I.6 POROSIDAD	6
I.7 PERMEABILIDAD	12
I.8 RELACIONES ENTRE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD	15
II. EVALUACION CON MUESTRAS DE ROCA	17
II.1 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	17
II.2 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	18
II.2.1 Evaluación de la Porosidad	18
II.2.2 Evaluación de la Permeabilidad Absoluta	24
III. EVALUACION CON REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS	28
III.1 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	28
III.2 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	38
III.2.1 Determinación de la Porosidad Secundaria con la Combinación de los Registros Densidad, Neutrón y Sónico	45
III.2.2 Exponente de Porosidad "m"	46
III.2.3 Método de Litoporosidades (M-N)	47
III.2.4 Evaluación con las Gráficas "Telaraña" y "Mariposa"	49
III.2.5 Combinación del Exponente de Cementación "m" con la Porosidad Total	55
IV. EVALUACION CON PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	61
IV.1 GENERALIDADES SOBRE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	61
IV.2 TIPOS DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	62

IV.3 METODOLGIA DE INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESION	66
IV.4 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	68
IV.5 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD	69
IV.5.1 Modelo de Warren y Root	69
IV.5.2 Modelo de Cinco y Samaniego	71
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS	80
BIBLIOGRAFIA	83

RESUMEN

Se llevó a cabo una revisión de literatura técnica relacionada a caracterización de formaciones o yacimientos que tienen porosidad secundaria, debido al rompimiento o disolución de la roca, lo cual origina huecos diferentes a los poros intergranulares o intercristalinos.

Con base en tal revisión, se presentan en este trabajo definiciones y descripciones de conceptos básicos referentes a tales yacimientos; conocidos también como yacimientos con sistema doble porosidad-doble permeabilidad o simplemente yacimientos fracturados.

Considerando tres fuentes de información muy utilizadas en la explotación de petróleo: muestras de roca (núcleos), registros geofísicos de pozos y pruebas de variación de presión en pozos, se presentan algunos métodos para evaluar, cualitativa y cuantitativamente, los mencionados yacimientos.

De acuerdo a lo expuesto en este trabajo, se obtienen varias conclusiones y se hacen algunas recomendaciones.

INTRODUCCION

La mayor parte de los hidrocarburos en el subsuelo se encuentra en rocas sedimentarias, ya sea areniscas o carbonatos. Por lo regular, las areniscas son formaciones que no se rompen o fracturan ni se disuelven al contacto con algún fluido natural que circule a través de ellas; en cambio, los carbonatos sí sufren tales tipos de alteraciones originando modificaciones en varias de sus propiedades, principalmente en la porosidad y en la permeabilidad. Las fracturas, fisuras y juntas, producto del rompimiento de la roca, y los vórgulos y las cavernas, formadas por la disolución de la roca, forman los huecos que incrementan, en menor o mayor grado, las magnitudes de la porosidad y de la permeabilidad que originalmente tenía el sedimento después de su consolidación, comúnmente llamadas porosidad y permeabilidad primarias.

Una roca que ha sido alterada por alguna de las dos formas mencionadas (rompimiento y disolución), o por ambas, se dice que tiene porosidad y permeabilidad secundarias.

De acuerdo con lo anterior, las acumulaciones de hidrocarburos pueden estar en formaciones que solo tengan porosidad y permeabilidad primarias o en rocas que contengan además porosidad y permeabilidad secundarias. Es común que a las primeras formaciones se les denomine homogéneas, en tanto que a las segundas se les conoce como heterogéneas, naturalmente fracturadas, cavernosas, con porosidad secundaria, sistemas doble porosidad o sistemas doble porosidad-doble permeabilidad.

El sistema doble porosidad-doble permeabilidad comprende dos porosidades: la de la matriz de la roca y la de los huecos, fracturas y canales, generados después de la depositación original; por lo anterior, este sistema tiene dos tipos de permeabilidad, correspondientes a la matriz de la roca y a los espacios secundarios. Este sistema puede ser evaluado en forma cualitativa y cuantitativa para determinar el comportamiento de sus propiedades petrofísicas, como la porosidad y la permeabilidad, que proporcionan la capacidad de almacenamiento y de flujo del sistema.

Para lograr la evaluación de un sistema doble porosidad-doble permeabilidad se recurre normalmente a tres fuentes de información: 1) muestras de roca extraídas del pozo para su análisis en el laboratorio, a partir de las cuales se detectan fracturas y se obtienen valores de porosidad y permeabilidad de fractura; 2) registros geofísicos de pozos, a partir de los cuales se detecta la presencia de fracturas y se determinan los valores de la porosidad de fractura, y 3) pruebas de variación de presión en pozos, con las cuales se determina la presencia de fracturas y se obtienen los valores de la permeabilidad de fractura. Puesto que las tres fuentes de información tienen diferentes principios físicos y radios de investigación, los valores de porosidad y de permeabilidad obtenidos son los correspondientes al alcance de la fuente de información utilizada en la evaluación de un sistema doble porosidad-doble permeabilidad.

La explotación de los yacimientos petroleros es compleja y se incrementa la complejidad si los hidrocarburos se encuentran en formaciones con doble porosidad-doble permeabilidad. En

México, actualmente, la mayor producción de petróleo se obtiene de yacimientos con esta característica, por lo que es necesario que los Ingenieros Petroleros conozcan la tecnología para explotarlos. Dentro de esta tecnología están comprendidos los procedimientos para caracterizar tales yacimientos.

En esta tesis se tratan, en forma resumida, algunos procedimientos para caracterizar las formaciones con porosidad secundaria, también llamadas sistemas doble porosidad-doble permeabilidad.

I. CONCEPTOS BASICOS SOBRE SISTEMAS DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

La evaluación y caracterización de yacimientos fracturados ha requerido el desarrollo de modelos a partir de los cuales se puede estudiar este tipo de yacimientos que constan de dos sistemas uno de bloques de matriz y otro de fracturas. Los modelos utilizados son: doble porosidad, doble porosidad-doble permeabilidad, que se tratarán en este trabajo.

Inicialmente se define a continuación un sistema doble porosidad-doble permeabilidad:

Sistema doble porosidad-doble permeabilidad. Es un volumen total de roca (yacimiento), en el cual se presentan dos tipos de porosidad: una de matriz, correspondiente a la roca depositada originalmente, y otra secundaria correspondiente a todo tipo de huecos (fracturas, fisuras y canales) desarrollados en la roca depositada, como resultado de los diferentes esfuerzos mecánicos y fenómenos químicos que se presentan en el subsuelo. De acuerdo a lo anterior, en la roca también se presentan dos tipos de permeabilidad: una correspondiente a la matriz de la roca y otra correspondiente a las fracturas, canales y huecos presentes.

Para un mejor entendimiento de los principales elementos que influyen en el comportamiento de un yacimiento con doble porosidad y doble permeabilidad se presentan a continuación conceptos fundamentales.

1.1 MATRIZ

La matriz de una roca clástica se constituye de partículas distintivamente más pequeñas que el promedio de los granos de la roca y llena los intersticios, parcial o totalmente, entre los granos más grandes. Las partículas de la matriz pueden ser de los mismos materiales de los granos grandes, de otros materiales o, como es más común, de ambos. La matriz es diferente del cementante.⁽¹⁾ El término matriz también puede referirse a todos los sólidos que forman la roca.

1.2 FRACTURA

Una fractura puede definirse, en geología estructural, como un plano de ruptura a lo largo del cual existe un pequeño desplazamiento y aún este desplazamiento implica rompimiento, juntas y fallas. Alternativamente, una fractura algunas veces se refiere a un arreglo complejo de cavidades que se encuentran llenas de gas, líquidos o minerales. Las fracturas difieren de otras cavidades de la roca, como poros y cavidades por disolución, porque en ellas sus paredes se extienden en todas direcciones. En forma más general, una fractura es una discontinuidad producida por un rompimiento del lecho rocoso, seccionándolo en bloques con separaciones entre sí, llamadas fisuras y juntas, a lo largo de las cuales no hay desplazamiento paralelo con respecto a los planos de discontinuidad.

(1) Referencias al final

En caso de yacimientos carbonatados las fracturas presentes son naturales, por lo que se les conoce como yacimientos naturalmente fracturados.

Las fracturas se atribuyen a diferentes eventos geológicos como:

- a) Diastrofismo, en el caso de plegamiento y fallamiento.
- b) Erosión profunda causada por la filtración de agua y tensiones a través de los planos más débiles.

Las fracturas que siguen diferentes direcciones se asocian a la tectónica local. Las fracturas paralelas presentan permeabilidades diferentes y las fracturas que ocurren en series de interconexiones generan altas permeabilidades y baja porosidad.

El origen de las fracturas y su relación con los eventos tectónicos estructurales puede tratarse especialmente con respecto a la intensidad de la fractura y su significado para el yacimiento. Después de haber observado varios campos se puede concluir que la relación fractura-estructura se asocia con la clasificación de las fracturas en dos grupos:

- a) Fracturas relacionadas con estructuras, donde se muestra consistencia de orientación y regularidad.
- b) Fracturas no relacionadas con estructuras, donde se incluyen irregularidades y rupturas discontinuas, que no muestran consistencia en su orientación.

Así mismo después de estudiar varios campos, se concluye que los yacimientos fracturados se ubican en rocas quebradizas de baja porosidad, donde los eventos tectónicos favorecen su desarrollo. En este caso las fracturas resultantes pueden ser de dos tipos:

- Macrofracturas. Corresponden a fracturas muy amplias, de longitud considerable y amplitud mayor a 0.1 mm.
- Microfracturas. Fracturas de longitud y espesor limitado. Algunas de éstas forman caminos continuos que pueden ser similares hidrodinámicamente a una permeabilidad media. Sus dimensiones, en cuanto a amplitud, se encuentran por debajo de 0.1 mm.

Es importante señalar que basándose en un examen directo existen fracturas abiertas y cerradas, lo cual es función de la circulación de agua percolante y la capacidad de sedimentación de los materiales disueltos. También es posible tener el caso de que una fractura puede estar cerrada a condiciones de superficie pero, podría estar total o parcialmente abierta a condiciones de yacimiento, donde la presión de poro actúa sobre las paredes de la fractura. Esta situación genera que las cavernas ya existentes conserven o incrementen sus dimensiones.⁽²⁾

Amplitud de Fractura.

Es la distancia entre las paredes de la fractura. La amplitud de la abertura depende de las condiciones del yacimiento, la profundidad de éste, la presión de poro y el tipo de roca. La amplitud de las fracturas varía de 0.1 a 0.2 mm.

Sin embargo, en términos generales, para fracturas no contenidas en un sistema fracturado pero conectadas a éste, es frecuente encontrar valores de amplitud de 0.01 a 0.04 mm. A profundidades por debajo de los 915m, la amplitud de la fractura no excede 0.01 mm.

Densidad de Fractura.

La densidad de fractura expresa el grado de fracturamiento de la roca a través de varias relaciones. Si la relación se refiere a un volumen unitario de roca, la densidad de fractura se conoce como densidad de fractura volumétrica; si la relación se refiere a un área o longitud de roca se llama densidad de fractura areal o lineal, respectivamente. Las expresiones que muestran estas relaciones son:

$$\rho_V = S / V_B \quad (1.1)$$

donde:

ρ_V = Densidad de fractura volumétrica
 S = Volumen total de fracturas
 V_B = Volumen total de matriz

$$\rho_{IA} = l_T / S_B \quad (1.2)$$

donde:

ρ_{IA} = Densidad de fractura areal
 l_T = Longitud acumulada de fracturas
 S_B = Superficie total de sección de flujo

$$\rho_L = nf / L_B \quad (1.3)$$

donde:

ρ_L = Densidad de fractura lineal
 nf = Número de fracturas normales a la dirección de flujo
 L_B = Longitud de fractura normal a la dirección de flujo

Las fracturas medibles son aquellas que son visibles y que se definen por su amplitud, longitud y ángulo de inclinación. Cualquier referencia a la intensidad y densidad de fractura debe referirse a una fractura visible que tenga profundidad y dirección.

Densidad de Fractura relacionada con Modelo Idealizado.

Si varios bloques idealizados de matriz son agrupados bajo cierta distribución geométrica, un número idealizado de fracturas puede ser obtenido. Según el modelo idealizado de Reiss,⁽¹⁾ que se muestra en la figura 1.1, las densidades de fractura volumétricas, areales y lineales se modifican de acuerdo con la dirección de flujo.

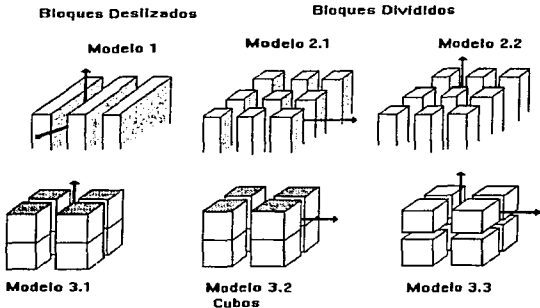


Figura 1.1 Modelo idealizado de Reiss, para Densidad de Fractura.

En el modelo 1 de la figura anterior se observan láminas que contienen sólo un plano de fracturamiento independiente de la dirección de flujo; en los modelos 2.1 y 2.2, los bloques cuadrículados tienen una densidad de fractura asociada con la dirección de flujo, ya sea vertical u horizontal; en los modelos 3.1 y 3.2, los cubos tienen planos horizontales impermeables acorde con las diferentes densidades de fractura. Si el flujo es vertical hacia arriba o en dirección horizontal, los modelos son completamente permeables en todas sus direcciones (modelo 3-3).⁽²⁾

1.3 JUNTA

Es una fractura que ha sufrido un movimiento apreciable paralelo a ella, y por la cual puede circular agua subterránea. En general la mayoría de las juntas que cortan a las rocas pueden ser resultado de los esfuerzos relacionados con el arqueamiento, plegamiento y fallamiento del volumen rocoso. Un juego de juntas es un grupo de éstas, casi paralelas, con amplia

distribución. La combinación de dos o más juegos de juntas, que se intersectan forman lo que se llama un sistema de juntas.⁽⁴⁾

1.4 FISURA

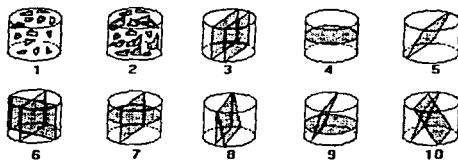
Es una abertura producto de los esfuerzos de tensión y compresión o la disolución de la roca por la circulación de agua a través del lecho rocoso. Las fisuras seccionan al volumen rocoso en bloques. El tamaño de los bloques depende de la densidad de fisuras presentes.

Las fisuras pueden clasificarse, de acuerdo con los fenómenos que las causan, de la siguiente manera:

- a) Efectivas, si son abiertas y con separación neta entre los bloques.
- b) Potenciales, si los dos bloques están en contacto, sin dejar hueco entre ellos y pueden ser separados por fracturamiento.
- c) Cubiertas parcialmente, las cuales están ocupadas parcialmente por depósitos secundarios que tapizan las orillas de la fisura.
- d) Cubiertas totalmente, si el hueco entre bloques está lleno completamente de depósitos secundarios.

De acuerdo con la orientación y disposición de las fisuras en las rocas (obtenidas de pruebas de núcleos) se tiene la siguiente clasificación, mostrada en la figura 1.2.

El tamaño de las fisuras, en general, es muy pequeño, dado que su longitud lineal alcanza algunos metros y su anchura o amplitud solo unas centésimas de milímetro.⁽⁵⁾



- 1 Dispersas
- 2 Dispersas con intersección
- 3 Verticales
- 4 Horizontales
- 5 Inclínadas

- 6 Verticales intersectadas
- 7 Verticales y horizontales intersectadas
- 8 Verticales e inclinadas intersectadas
- 9 Horizontales e inclinadas intersectadas
- 10 Inclinadas intersectadas

Figura 1.2 Clasificación de Fisuras

I.5 CAVERNAS

Las rocas carbonatadas, como las calizas, muestran ciertas características especiales, por ejemplo, la presencia de conductos tortuosos o canales que forman sistemas de cavernas. La mayoría de las cavernas se forman por disolución de caliza por agua subterránea y se desarrollan comúnmente a lo largo de un sistema de juntas o fracturas.⁽⁶⁾

I.6 POROSIDAD

Es la relación entre el espacio poroso (espacio entre granos, fracturas y cavidades originadas por disolución) y el volumen total de roca, incluyendo material sólido y espacio poroso.

Partiendo de la definición anterior, la porosidad se puede expresar de la forma siguiente:

$$\Phi = V_p / V_r \quad (1.4)$$

donde:

Φ = Porosidad

V_p = Volumen de espacio poroso

V_r = Volumen de roca

El volumen de roca está compuesto por la suma del volumen de espacio poroso y el volumen de sólidos, por lo tanto:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1.5)$$

donde:

V_s = Volumen de sólidos

Ahora, sustituyendo la ecuación 1.5 en la ecuación 1.4 se tiene que:

$$\Phi = V_p / (V_p + V_s) \quad (1.6)$$

La relación entre el volumen total de espacios porosos y el volumen total de la roca es llamada porosidad total e incluye todos los intersticios, comunicados o no. El volumen de espacio poroso total antes mencionado puede estar constituido por poros comunicados entre sí (V_{pc}) y poros aislados (V_{pnc}), por lo que el volumen poroso se puede expresar de la forma siguiente $V_p = V_{pc} + V_{pnc}$. Lo cual lleva a definir la porosidad absoluta como la relación entre el volumen total de espacio poroso y el volumen de roca, que puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Phi_a = (V_{pc} + V_{pnc}) / V_r \quad (1.7)$$

La porosidad efectiva es la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca:

$$\Phi_a = V_{pc} / V_r \quad (1.8)$$

Este tipo de porosidad es muy importante para la explotación de los yacimientos petroleros, dado que de ésta depende el volumen original de hidrocarburos, así mismo, el volumen que se puede extraer.⁽⁷⁾

Para una mejor comprensión del sistema tratado en este trabajo, se maneja el desarrollo de la porosidad total del sistema en dos partes:

a) Porosidad de matriz. El tamaño de poro es generalmente pequeño, por lo que la permeabilidad es baja. Al comparar los volúmenes de poros de bloques grandes de matriz con el volumen de las fracturas o los vórgulos que contiene resulta que es mayor el volumen poroso de la matriz sin canales comunicados.

b) Porosidad secundaria o de fisuras, fracturas y vórgulos. La magnitud de esta porosidad es baja pero la permeabilidad es muy alta.⁽⁸⁾

A continuación se presentan los diferentes tipos de porosidad que pueden desarrollarse en un sistema fracturado.

Porosidad Primaria o Intergranular.

Esta porosidad se presenta generalmente en rocas sedimentarias. En rocas clásticas (areniscas y arcillas) la porosidad primaria depende esencialmente de la textura de la roca (tamaño y distribución de grano) así como de la forma y orientación de los sedimentos; otros factores que influyen son: la compresión causada por los esfuerzos geostáticos, la cementación de los granos con sales, carbonato de calcio y magnesio por la acción de aguas subterráneas y procesos diagenéticos como la precipitación de óxido de silicio (SiO_2) y la disolución. En rocas carbonatadas la porosidad está afectada por procesos de diagénesis, como la disolución de carbonato de calcio, la transformación de calcita en aragonita a altas temperaturas, así como la transformación de aragonita en dolomita por la filtración de agua rica en magnesio.

Como regla general, se establece que la reducción de la porosidad con la profundidad es ocasionada por la acción de fuerzas geostáticas y alteración diagenética. De acuerdo con los procesos antes mencionados, las rocas de grano fino tienden a ser más porosas que las rocas de grano grueso, por lo tanto, la porosidad primaria puede ser significativa durante la depositación y ser reducida con la compactación. Para conservar la porosidad, en el sedimento se deben presentar las siguientes características:

- a) Buena porosidad inicial.
- b) Nula cementación total en forma rápida.
- c) Nula compactación química y mecánica.

Porosidad Secundaria.

Esta porosidad se presenta sobre todo en rocas carbonatadas como las calizas, donde los materiales son inestables; se presentan fenómenos químicos o físicos originando nuevos huecos, canales, vórgulos y fracturas en los sedimentos previamente depositados.⁽⁶⁾ La porosidad secundaria es causada básicamente por tres factores:

1) Esfuerzos de tensión

La mayoría de las calizas deben su carácter de porosidad secundaria y de permeabilidad secundaria a la fisuración originada por esfuerzos de tensión. De no existir fracturas o fisuras, la roca presentaría una capacidad productora muy pobre o nula. Dada esta situación se pueden presentar dos formas de este tipo de porosidad en calizas:

- Cuando se tiene una porosidad de matriz despreciable y la fisuración origina porosidad y permeabilidad secundarias.
- Cuando la roca posee una porosidad intergranular o de matriz regular, y la fisuración produce sólo un incremento de la porosidad de matriz ya existente.⁽⁶⁾

2) Disolución de la roca

La solubilidad de carbonato de calcio (CaCO_3) es nula en agua marina (ya saturada de carbonatos) y por el contrario es muy notable en el agua dulce. Por lo anterior, se puede decir que el agua dulce parece ser la única que origina la solubilidad de carbonato de calcio para crear huecos en rocas carbonatadas.

Esto está ligado a influencias continentales, por lo que se puede señalar que la mayoría de las rocas carbonatadas que presentan porosidad secundaria debida a la disolución, están estrechamente relacionadas con aguas superficiales. Los procesos de disolución se hacen tan largos tanto como los "disolventes" se mueven a través de la roca y ésto cambia continuamente la naturaleza de la porosidad y la permeabilidad.^{(6), (6)}

La disolución a altas temperaturas juega un papel muy importante ya que el agua de percolación contiene minerales, que al reaccionar con la roca agrandan las aberturas ya existentes, canales de flujo y crean cavernas, incrementando generalmente la porosidad.⁽⁶⁾

3) Cambios mineralógicos de la roca

Estos cambios de mineralogía generan rocas dolomíticas. En dolomías, con un 50% como mínimo de dolomita y por su origen, se pueden distinguir tres tipos principales:

- Dolomías primarias. Son originadas por la precipitación química y están asociados con sulfatos (anhidrita) y margas; son de grano fino.

- Dolomías diagenéticas. Son resultado de la transformación de la calcita en dolomita, antes de que el sedimento se consolide totalmente, por lo general muestran baja porosidad y gran pequeño.

- Dolomías epigenéticas. Son resultado de la transformación de una caliza ya litificada y generalmente se asocian con fracturas. Presentan una porosidad importante, por lo cual son excelentes almacenes. Aquí la transformación molecular de la calcita en dolomita se da por la sustitución de una parte de los iones Ca^{++} por iones Mg^{++} ; que viene acompañada por una compresión, reduciendo el volumen de la roca.

La roca originalmente es porosa y permeable al permitir el flujo de fluidos. Si la roca no es muy porosa la dolomitización es muy lenta y más tarde creará espacios. Si la dolomitización es rápida se abren sistemas destruyendo estructuras y se disuelve carbonato de calcio, con lo cual se hace más fuerte la sustitución de estructuras; los cristales nuevos tienen una porosidad intercrystalina alta. Se puede destacar que existen calizas arcillosas y lutitas calcáreas que tienen una composición mineralógica intermedia entre los carbonatos puros y las arcillas como resultado de la dolomitización. La dolomitización produce porosidad homogénea y permeabilidad isotrópica, es decir, que es igual en cualquier dirección de los estratos de roca.⁽⁶⁾

Dado que la porosidad secundaria puede componerse de huecos debidos a fisuras, fracturas, vórgulos, así como de huecos formados en fósiles, arrecifes y oolitas, a continuación se define el concepto de porosidad para cada una de los aspectos mencionados.

Porosidad de Fractura.

Esta porosidad ocurre en rocas carbonatadas quebradizas; resulta del movimiento de la tierra, creando fallas y fracturas, a través de las cuales el agua con minerales disueltos puede migrar a través de las fracturas incrementando la porosidad secundaria en forma de huecos y canales. Para la creación de fracturas y porosidad secundaria en rocas carbonatadas es necesario tener: plegamiento, sepultamiento, influencia de dominios salinos, sal en solución o fluido sobrepresionado.

Porosidad de Fisuras.

Esta porosidad se desarrolla por esfuerzos y disolución de la roca; en general es secundaria y severa al formar caminos para la migración de fluidos. La permeabilidad desarrollada en fisuras es anisótropa, es decir, que es diferente para las direcciones de flujo de las fisuras.

Porosidad en Cavernas.

Esta porosidad existe en rocas de carbonato de calcio (CaCO_3), disueltas por agua subterránea que se filtra a través de fracturas o fisuras preexistentes creando nuevos huecos a su paso, que en ocasiones logran la intercomunicación entre sí.

Porosidad Fosilífera.

Es desarrollada por la lixiviación, donde los fósiles depositados en la roca carbonatada son más solubles que la roca.

Porosidad Arrecifal.

Es un tipo de la porosidad fosilífera, la cual se presenta en los fósiles de coral y estructuras de alga como resultado de la descomposición de materia orgánica que rellena los huecos originales de la roca.

Porosidad Oolítica.

Resulta del confinamiento de esferas calcáreas formadas en ambientes de alta energía y en torno a fragmentos de fósiles de diámetro casi uniforme. Debido a la subsecuente cementación la porosidad puede ser grande o pequeña. Los granos clásticos pueden mezclarse con los granos esféricos y cementante. La cristalización puede reducir el espacio poroso en forma considerable. El espacio poroso puede existir también dentro de las oolitas; esto huecos pueden o no estar comunicadas con la red de poros comunicados.

Porosidad Vugular.

Esta porosidad se forma por disolución de la roca. Los vúgulos formados son cuevas o cavernas porosas pequeñas y pueden estar conectadas entre sí por medio de canales. Este tipo de porosidad se asocia con rocas calcáreas y es común en calizas homogéneas. El tamaño y número de vúgulos es importante en la determinación de la porosidad y la permeabilidad.

Los vúgulos pueden clasificarse como: abiertos, parcialmente rellenos y rellenos completamente. El material de relleno puede ser cristal de calcita, dolomita, pirita, yeso, anhídrita, etc. El tamaño relativo de vúgulos es el siguiente:

Tamaño	Diámetro (mm)
Pequeño	menor a 1
Medio	1 a 3
Grande	4 a 9
Muy grande	mayor a 10

El sistema tratado en este trabajo se constituye de dos porosidades, las cuales se pueden representar como en la figura 1.3. En la figura 1.3(a) se ve la primera, formada por espacios existentes entre los granos de roca, llamada porosidad primaria, típica de areniscas; y la segunda, formada por los espacios de las fracturas, vúgulos, cavernas, fisuras, etc, como se

observa en la figura 1.3(b), llamada porosidad secundaria. Cuando se refiere únicamente a vórgulos o fracturas se le conoce como porosidad vórgulosa o de fractura.

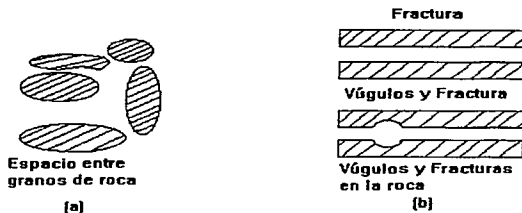


Figura 1.3 (a) Porosidad Primaria. (b) Porosidad Secundaria.

Porosidad Total.

En un yacimiento fracturado la porosidad total (Φ_t) es el resultado de la suma de las porosidades primaria y secundaria.

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 \quad (1.9)$$

donde:

Φ_1 = Volumen de espacio poroso de la matriz / volumen total de roca

Φ_2 = Volumen de espacios de las fracturas / volumen total de roca

De un gran número de pruebas de laboratorio sobre varios tipos de roca se encontró, que la porosidad de fractura fue considerablemente menor que la porosidad de matriz. Estas dos porosidades se expresaron como definiciones convencionales considerando un volumen total del medio poroso, es decir, la matriz mas las fracturas.

Warren y Root⁽¹⁾ proponen la siguiente expresión para obtener la porosidad primaria efectiva en un sistema con doble porosidad, considerando que Φ_m = volumen de poros en la matriz / volumen total de matriz. La porosidad efectiva de matriz es la referida a la porosidad saturada por la fase de aceite.

$$\Phi_{1, \text{eff}} = (1 - \Phi_2) \Phi_m (1 - S_w)_m \quad (1.10)$$

Con las ecuaciones 1.9 y 1.10 se puede obtener la porosidad de fractura Φ_2 a partir de la porosidad primaria efectiva que se sustituye en lugar de Φ_1 en la ecuación 1.9, una vez despejada de la forma siguiente:

$$\Phi_2 = \Phi_t - \Phi_{1,eff} \quad (1.11)$$

Un esquema de doble porosidad se muestra en la figura 1.4. Donde el medio poroso es unitario con una porosidad de fractura (Φ_2) y una porosidad de matriz (Φ_1) conteniendo a su vez agua inicial irreductible (Φ_w).

La doble porosidad juega un papel muy importante en la evaluación de la porosidad, dentro de la roca almacenadora, que es la capacidad de almacenamiento.⁽²⁾

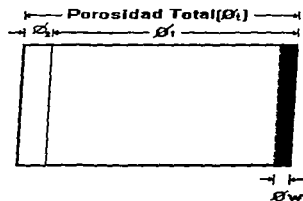


Figura 1.4. Esquema de Doble Porosidad.

Reducción de Porosidad

En general, la pérdida de porosidad se debe a procesos de litificación (procesos químicos interrelacionados) que dependen de las reacciones, temperatura, área superficial, tiempo y presión. Estos procesos de litificación cementan areniscas, compactan lutitas y recristalizan calizas, reduciendo sus porosidades.⁽¹⁰⁾

1.7 PERMEABILIDAD

En un medio poroso que se encuentra totalmente saturado con un fluido que no interactúa química o físicamente con el material sólido de la roca, se llama permeabilidad absoluta a la medida de la capacidad que presenta tal medio de permitir que se desplace el fluido a través de él. Esta propiedad depende del grado de conexión existente entre los poros, tamaño e irregularidad de los canales que existen en la roca, ya que el fluido que circula por la roca se

conduce por una red de canales intercomunicados. La permeabilidad se expresa en unidades de área como el Darcy ($1 \text{ Darcy} = 0.987 \times 10^{-8} \text{ cm}^2$). Un medio poroso tienen una permeabilidad de un Darcy si un fluido con una viscosidad de un centipoise fluye a un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado bajo una caída de presión de una atmósfera en una longitud de un centímetro. Esta definición no está referida a la geometría de la roca sino a la transmisión de fluido bajo presión. A continuación se presentan los valores típicos de permeabilidad para algunas rocas, Tabla 1.1.

Tipo de roca	Permeabilidad (mD)
grava	1000 a 100,000
arena	1 a 1000
lím	0.0001 a 1
arcilla	menor de 0.0001

Tabla 1.1 Valores de Permeabilidad para algunos tipos de roca.

La permeabilidad de la roca depende de la porosidad efectiva, es decir, de los espacios vacíos intercomunicados.

La permeabilidad promedio de los yacimientos generalmente se encuentra en un rango de 5 - 1000 mD ($1 \text{ mD} = 0.001 \text{ Darcy}$). La permeabilidad, al igual que la porosidad, varía en sentido vertical y horizontal, aunque la variación vertical es frecuentemente menor que la horizontal.

En la roca, el espacio poroso contiene gas, aceite y agua en diferentes cantidades y cada interface interfiere en el paso de otros fluidos. Cuando un fluido que circula no está saturando completamente (100%) el medio poroso, como es el caso general, entonces a la habilidad de la roca para conducir o permitir el paso de un fluido en presencia de otro u otros, sin importar si éstos se mueven o no, se le conoce como permeabilidad efectiva a estos fluidos y se designa como K_{og} , K_{ow} , y K_{oo} , es decir permeabilidad efectiva al gas, al agua o al aceite, según sea el caso.

La suma de permeabilidades efectivas al aceite y al agua es menor que la permeabilidad absoluta. La permeabilidad al gas puede ser mayor a la permeabilidad absoluta, debido al fenómeno de deslizamiento molecular.⁽⁶⁾

La relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio poroso saturado al 100%, por un fluido incompresible que moja los sólidos sin reaccionar con ellos que es la permeabilidad absoluta (K_{abs}), se conoce como permeabilidad relativa (K_{eg} / K_{abs} , K_{eo} / K_{abs} , K_{ew} / K_{abs} o K_{rg} , K_{ro} y K_{rw} , respectivamente).

Las permeabilidades relativas deben determinarse experimentalmente para cada tipo de roca y para la combinación de fluidos saturantes.⁽⁶⁾

Las fuerzas moleculares sobre la superficie de las partículas sólidas tiende a retener una película delgada de fluido. Si el diámetro del poro es igual al espesor de la película de fluido éste se adhiere a la superficie sólida evitando la movilidad del fluido, a menos que se tenga un valor de diámetro de poro mayor al espesor de la película del fluido⁽⁹⁾.

En términos generales, los elementos tomados para definir la permeabilidad en yacimientos comunes son válidos para yacimientos fracturados. Pero en presencia de un doble sistema (matriz-fractura), la permeabilidad puede ser definida como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura o permeabilidad total.

Permeabilidad Total, Permeabilidad de Matriz y Permeabilidad de Fractura

Permeabilidad Total se tiene en yacimientos fracturados y comúnmente es la permeabilidad del sistema matriz-fractura; puede ser expresada por la suma de la permeabilidad de matriz (K_m) y la permeabilidad de fractura (K_f).

$$K_t = K_m + K_f \quad (1.12)$$

De acuerdo con esta ecuación es evidente que la permeabilidad total podría depender de la dirección de flujo. Cualquier cambio en la dirección de flujo podría cambiar el valor de la permeabilidad de fractura, tomando en cuenta que ésta depende de la relación entre fractura y dirección de flujo, como se muestra en la figura 1.5.

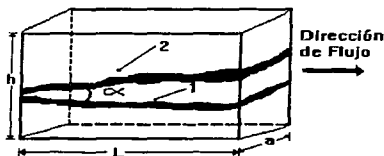


Figura 1.5 Bloque de Matriz con Fracturas Individuales. Fractura 1 (con $\alpha = 0$) y Fractura 2 (con $\alpha \neq 0$).

La ecuación de Darcy para la obtención de la permeabilidad se expresa como:

$$K_f = Q\mu L / A\Delta P \quad (1.13)$$

A través de la ecuación anterior se obtiene la permeabilidad total del sistema y no solamente la permeabilidad de matriz o fractura. En consecuencia la orientación de fracturas respecto a

la dirección de flujo es esencial para la evaluación de la permeabilidad total. Si se determina la permeabilidad para flujo vertical u horizontal, el resultado de las permeabilidades podría ser completamente diferente, dada la preferencia del flujo en dirección horizontal en las fracturas existentes. Generalmente, es difícil obtener valores representativos de las permeabilidades mencionadas (K_v , K_r , K_m) en un yacimiento fracturado. Sólo bajo ciertas condiciones ideales, tales como: la orientación de las fracturas coincidente con la dirección de flujo, en algunos núcleos los valores de permeabilidad para flujos horizontal y vertical, considerando fracturas verticales, podrían dar lo siguiente:

Para flujo vertical:

$$K_{tv} = K_m + K_r \quad (1.14)$$

Para flujo horizontal:

$$K_{th} \cong K_m \quad (1.15)$$

Hablando de las condiciones que afectan la permeabilidad no difieren considerablemente de las que afectan la porosidad. Algunas de esas condiciones geológicas tienen repercusión en la permeabilidad y en el potencial productivo del yacimiento, tales como:

1. Temperatura. Cuando se incrementa ésta, decrece la viscosidad del líquido y en consecuencia aumenta la facilidad de flujo a través del medio poroso.
2. Tamaño de grano y empacamiento. Cuando aumenta el tamaño de grano de la roca, la permeabilidad aumenta. La compactación y la cementación reducen la permeabilidad que se origina de la porosidad primaria, que a su vez se puede incrementar con la creación de canales de flujo.⁽⁶⁾

1.8 RELACIONES ENTRE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Si se grafican los valores de permeabilidad y porosidad medidos sobre muestras de una misma roca, se puede tener una dispersión de puntos mostrando la ausencia de alguna relación directa y constante entre ambas características, lo cual es evidente en la figura 1.6. Por ejemplo, para una permeabilidad de un milidarcy la porosidad varía de seis a 15%. Lo único que se observa es la tendencia a aumentar de la permeabilidad al aumentar la porosidad.⁽⁶⁾

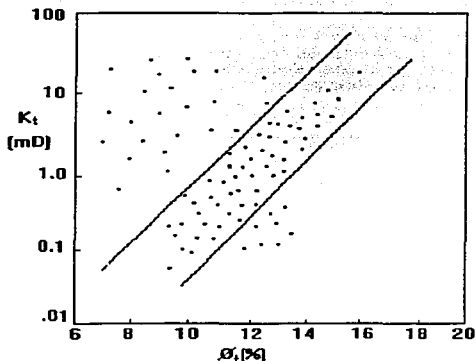


Figura 1.6 Gráfica de Comportamiento de Permeabilidad contra Porosidad.

Observando la figura anterior, de acuerdo con los valores característicos de porosidad y permeabilidad, en un yacimiento fracturado es posible detectar la porosidad y permeabilidad de matriz entre las dos líneas rectas. Los puntos localizados por encima de las dos rectas pueden considerarse como valores de permeabilidad de fractura, ya que para porosidades totales pequeñas corresponden valores altos de permeabilidad total, que es lo más común en yacimientos fracturados, esto podría indicar la presencia de fracturas. Los puntos localizados por encima de las dos rectas corresponderían a muestras de roca con sistema doble porosidad y doble permeabilidad.

Comúnmente la porosidad de los yacimientos es de 5 a 30%; los yacimientos carbonatados generalmente presentan porosidades bajas y permeabilidades altas, por la presencia de fracturas, fisuras, juntas, cavernas y vóculos.⁽²⁾

II. EVALUACION CON MUESTRAS DE ROCA

Para llevar a cabo en laboratorio la evaluación del sistema porosidad-doble permeabilidad se requiere de muestras de roca, con las cuales se podrán evaluar, en forma cualitativa y cuantitativa, dos propiedades del sistema como lo son: la porosidad secundaria (compuesta de vórgulos, cavernas y fracturas) y la correspondiente permeabilidad secundaria, comúnmente denominada permeabilidad de fractura.

II.1 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD DOBLE PERMEABILIDAD

La observación de núcleos proporciona información sobre fracturas, como: espesor, orientación y relleno en caso de tenerlo, aunque éste no es medible. El tipo de fractura y sus características se establece a través de un examen visual del núcleo, como se observa en la figura 2.1.

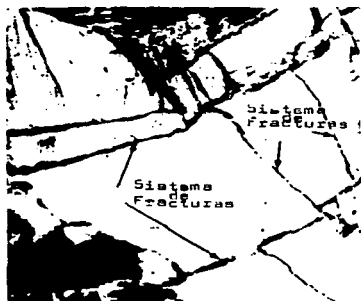


Figura 2.1. Fotografía de un sistema fracturado.(2)

Aquí las fracturas son paralelas y están saturadas de aceite, resultado de la migración, por lo cual están abiertas. Aunque también pueden estar rellenas de algún material. La evaluación de las características de una fractura, como la apertura, relleno y naturaleza del material, es esencial para la descripción de una red de fracturas. Todo lo anterior requiere de una descripción más detallada del núcleo en estudio.

Para la descripción se utilizan los siguientes parámetros:

- a) Distancia entre las paredes de la fracturas.

- b) Orientación y dirección del plano de fractura.
- c) Ancho, longitud y grado de cementación (en caso de fracturas rellenas).

En la práctica, la anchura (distancia entre las paredes de la fractura) es poco medible, por lo que la porosidad de fractura es difícil de medir en núcleos. Para llevar a cabo una estimación de la orientación y dirección de los planos de fractura se requiere conocer la orientación de los núcleos.

En la figura 2.2 se muestra un núcleo extraído de un yacimiento fracturado con algunas de las características antes mencionadas.⁽¹¹⁾

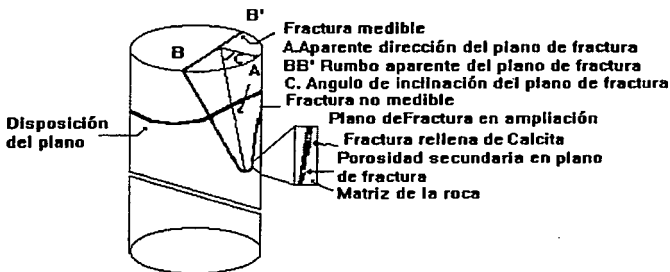


Figura 2.2. Presentación de los parámetros usados en la descripción de un núcleo fracturado.

II.2 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

II.2.1 Evaluación de la Porosidad

A la fecha se han desarrollado numerosos métodos para la determinación de la porosidad intergranular o primaria. Como los poros de una roca con porosidad intergranular son muy pequeños, la determinación de tal porosidad se lleva a cabo sobre una muestra que involucra a miles de poros.

Congruente con lo esbozado antes, la obtención de la porosidad en el laboratorio requiere de la medición de dos de tres parámetros, que son básicos para esto: volumen total, volumen de poros y volumen de sólidos, con los cuales se calcula la porosidad total ($V_{pnc} + V_{pc} / V_r$) y la

efectiva (V_{pc} / V_r). V_{pc} y V_{pnc} , significan volúmenes de poros comunicados y no comunicados, respectivamente y V_r significa volumen de roca o total.

A continuación se explica cómo son determinados los tres parámetros básicos para el cálculo de la porosidad.

Volumen de roca (V_r). En el procedimiento usual para su determinación se cuantifica el volumen de fluido desplazado por la muestra, en forma gravimétrica o volumétrica. En ambas formas es necesario evitar que el fluido se introduzca en el espacio poroso de la roca, lo cual se puede lograr por:

- 1) Recubrimiento de la roca con parafina u otra sustancia similar.
- 2) Saturación de la roca con el fluido, dentro del cual es sumergida.

La determinación gravimétrica del volumen total se lleva a cabo por la observación de la pérdida de peso de la muestra sumergida en el fluido. Con el método volumétrico, el volumen total es medido en picnómetros de volúmetros especiales. Con un picnómetro eléctrico la muestra es colocada en una cámara, la cual ocasiona un cambio en el nivel del fluido en un tubo de medición. El cambio de nivel es registrado por un micrómetro de tornillo y puede leerse en un micrómetro de escala. El aparato puede funcionar con muestras secas o saturadas. En el volúmetro de Russell,⁽¹²⁾ la muestra saturada se mete en la botella después de estabilizar la lectura en cero con el fluido de medición. El incremento de volumen registrado es el volumen total. El aparato puede funcionar con muestras saturadas o recubiertas.

Volumen de sólidos (V_s). Este volumen puede obtenerse con el peso de la muestra seca y la densidad de los granos que la componen, la cual es sustituida por la densidad del cuarzo (2.5 g/cm³) para efecto de exactitud. Existen dos métodos para obtener el volumen de sólidos que son el método gravimétrico de Melcher-Nutting⁽¹³⁾ y el método volumétrico de Russell,⁽¹²⁾ en los cuales el volumen total de una muestra o muestras adyacentes es llevado a tamaño de grano, obteniéndose así el volumen de sólidos. La porosidad determinada con el volumen de sólidos y volumen de roca es la porosidad total.

Otro método de medición del volumen de sólidos se basa en la Ley de Boyle ($P_1V_1 = P_2V_2 = cte.$) con masa y temperatura constantes. Un volumen de gas (normalmente nitrógeno) es comprimido hasta una presión de referencia por medio de desplazamiento de mercurio. El procedimiento se repite con la muestra en la celda obteniéndose los datos de presión y volumen de gas, necesarios para calcular el volumen de sólidos.

Volumen de poros (V_p). Todos los métodos de medición de volumen de poros determinan porosidades efectivas. Los métodos se basan en la extracción del fluido de la roca o la introducción de un fluido en el espacio poroso de la roca, que puede ser aire. Con el porosímetro de Washburn-Bunting⁽¹⁴⁾ se mide el volumen de aire extraído del medio poroso (que es el volumen de poros) haciendo un vacío parcial con la manipulación de un recipiente con mercurio.⁽¹⁵⁾

El volumen de poros también se puede obtener por medio de la saturación de la muestra con un fluido de densidad conocida. La muestra se pesa seca y limpia (W_1), se satura con líquido inerte y se pesa ya saturada al 100% (W_2) y con la expresión siguiente se calcula el volumen de poros:

$$V_p = (W_2 - W_1) / \rho_l \quad (2.1)$$

donde:

ρ_l = Densidad de líquido (g / cm³)
 W_2 y W_1 en gramos

Ahora con los datos anteriores se puede calcular la porosidad con las expresiones siguientes:

$$\Phi = V_p / V_r \quad (2.2)$$

$$\Phi = V_p / (V_s + V_p) \quad (2.3)$$

donde:

V_p = Volumen de poros (cm³)
 V_s = Volumen de sólidos (cm³)
 V_r = Volumen de roca (cm³)

En el caso de rocas con porosidad secundaria, como son los carbonatos, las mediciones sobre muestras pequeñas proporcionan valores de porosidad en los cuales no se incluyen vórgulos y cavernas. Otras técnicas presentan errores inherentes al aplicarse en rocas con vórgulos. Por lo anterior, es necesario el uso de muestras de diámetro grande, lo cual es más usual en rocas carbonatadas.⁽⁷⁾

La medición de porosidad de fractura en muestras de núcleo llega a ser posible con dos métodos analíticos: Imágenes por tomografía Computarizada e Impregnación de Resina Epóxica Fluorescente a presión de sobrecarga, los cuales serán descritos a continuación:

Método de Imágenes por Tomografía Computarizada (CT)

Esta se puede realizar con cualquier equipo de tomografía industrial o médico y consta de una fuente de rotatoria de rayos x y un detector que envuelve al núcleo que se coloca sobre una mesa, la cual permite recorrer el núcleo a la distancia deseada, garantizando una revisión completa del núcleo. La tomografía computarizada puede llevarse a cabo a presión de sobrecarga o a presión ambiente. La muestra que se va a analizar a presión de sobrecarga se coloca en un recipiente especialmente diseñado y se lleva a la presión de sobrecarga deseada. En la muestra por analizar se circula un gas opaco a los rayos x para que resalten las fracturas en la imagen que se reproduce.

La cuantificación de la porosidad se lleva a cabo utilizando técnicas de procesamiento digital de imágenes. Debido a que el equipo CT opera basándose en el contraste de los materiales, fácilmente pueden determinarse las fracturas y por lo tanto estimarse la porosidad de las fracturas.

Con el equipo CT se visualiza la distribución de alta o baja porosidad de fisuras o fracturas, es posible observar la extensión e interconexión de sistemas de fracturas abriendo el análisis e interpretación de datos generados por la imagen. Otra ventaja de esta técnica es que no es destructiva y es básica para poder analizar el núcleo sin remover el material que lo cubre, por lo que se evita la disturbación de las partes que lo componen, aún en sus zonas más frágiles.

A continuación se presentan las imágenes de dos muestras analizadas con esta técnica, figura 2.3, donde para la primera se obtiene una porosidad de fractura de 2.57%, considerada grande, y para la segunda la porosidad es de 1.53%. Las fracturas mostradas son naturales.

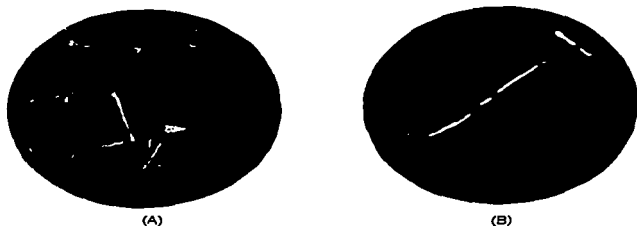


Figura 2.3 Imágenes generadas por la técnica CT. (A) Muestra con $\Phi_f = 2.57\%$ y (B) Muestra con $\Phi_f = 1.53\%$.

La imagen CT proporciona mucha ayuda en el análisis de núcleos fracturados, para caracterizar fracturas en cuanto a su ancho, amplitud, tortuosidad, interconexión e invasión de lodo de perforación.^{(16), (17)}

Método de Impregnación de Resina Epóxica Fluorescente

La impregnación se hace en la dirección de máxima permeabilidad, asegurando de este modo una buena impregnación. La impregnación es aplicable a muestras de diámetro grande. La resina fluye a través de la muestra en un tiempo de 24 a 48 horas, mostrando durante el proceso una baja viscosidad; después, la muestra se calienta y la resina epóxica endurece, procediéndose a seccionar la muestra para ser vista bajo luz ultravioleta y poder entonces obtener el valor de porosidad de fractura. Una imagen digital de la superficie

seccionada es procesada y el área correspondiente a fracturas se calcula. Las ventajas de esta técnica son:

- 1) Permite sólo el cálculo de porosidad de fractura, sin tomar en cuenta la matriz de la muestra.
- 2) Puede llevarse a cabo a presión de sobrecarga, proporcionando mayor exactitud en la medición de porosidad de fractura efectiva.
- 3) La porosidad de fractura es observada sobre fluorescencia ligera, produciendo más detalle en la evaluación de intercomunicación y distribución de fracturas.

A continuación se presentan, en la figura 2.4, las imágenes de dos muestras analizadas con esta técnica, con una red de resina epóxica y seccionamiento horizontal de las dos muestras.

Una cartografía es hecha para cada muestra y se obtienen los siguientes valores de porosidad de fractura: 1.81% y 9.64%. Todas las fracturas aparecen como sombras grises y la matriz como gris oscuro. Es importante mencionar que las imágenes son hechas sin resina epóxica dentro de la matriz de la muestra.

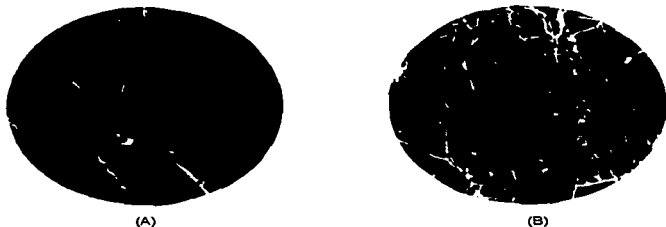


Figura 2.4 Imágenes generadas por la Técnica de Impregnación de Resina Epóxica Fluorescente.(A) Muestra con $\phi_f = 1.81\%$ y (B) Muestra con $\phi_f = 9.64\%$.

Ambas técnicas son buenas para el cálculo de porosidad de fractura, ya que visualmente se puede observar la extensión e interconexión de sistemas de fracturas abiertas. Se usan varios paquetes de cómputo para el análisis detallado e interpretación de resultados en forma adecuada.⁽¹⁰⁾

Método de Locke-Bliss⁽⁹⁾

Este método proporciona el valor de porosidad de fractura en núcleos de diámetro grande. Se lleva a cabo inyección de agua dentro del núcleo, durante la cual se registra la variación de presión como una función del volumen de agua inyectado. Todos los canales grandes (V_f) son saturados con agua a baja presión y al observarse un incremento de presión, indica que la porosidad de la matriz empieza a saturarse. Si se supone que la porosidad total es saturada a un volumen inyectado (V_i) cuando se alcanza una presión de 1000 lb/pg², entonces la porosidad de fractura se puede expresar como:

$$\Phi_f = V_f / V_i \quad (2.4)$$

Cálculo de Porosidad de Fractura a partir de Permeabilidad Total obtenida de una Prueba de Flujo

El método consiste en calcular la porosidad de fractura a partir de la permeabilidad total obtenida de una prueba de flujo en una zona determinada, para lo cual también se extrae un núcleo que es observado en el laboratorio para cuantificar el espaciamiento promedio entre fracturas. Con esta información es posible el cálculo de la porosidad de fractura con la siguiente expresión:⁽⁶⁾

$$\Phi_f = 4.93 (K / s^2)^{1/3} (100) \quad (2.5)$$

donde:

- Φ_f = Porosidad de fractura
- K = Permeabilidad total (mD)
- s = Espaciamiento promedio entre fracturas (cm)

Método de Medición de Porosidad Efectiva de Matriz y Fractura en el Laboratorio

En el laboratorio, es posible determinar la porosidad efectiva predominante de matriz y fractura en muestras a partir de su comportamiento, como una función de la presión de confinamiento efectiva, con la aplicación de incrementos de presión de confinamiento efectiva a la muestra se mide el volumen de poros (V_p) y el volumen de la roca (V_r) para cada incremento este último volumen también se puede calcular con las dimensiones de la muestra. Para obtener el volumen de poros comunicados (V_{pc}) se inyecta helio al porosímetro hasta alcanzar una presión (P_1) cercana a 100 lb/pg², después se expande el gas dentro de la muestra y se lee la presión (P_2) en los cilindros conectados a la celda de la muestra. Ahora, con las dos presiones anteriores, el volumen de roca y la Ley de Boyle se calcula el V_{pc} , con el cual se obtiene la porosidad efectiva que es el cociente del volumen de poros comunicados entre el volumen de roca.

Una forma de definir el comportamiento de la porosidad efectiva se obtiene midiendo la porosidad total primaria y secundaria a diferentes incrementos de presión de confinamiento

efectiva; la variación de la porosidad efectiva define el comportamiento de diferentes grados de fracturamiento y de la matriz. Este comportamiento se observa en la figura 2.5, donde se gráfica la porosidad efectiva contra el incremento de la presión de confinamiento efectiva. La representación general serán dos líneas rectas de diferente pendiente; la recta de mayor pendiente corresponde al comportamiento de la porosidad secundaria y la de menor pendiente corresponde a la porosidad de matriz de la roca. Si se extrapolan las dos líneas hasta donde el incremento de presión es nulo se obtendrán los valores de las porosidades de matriz y secundaria máximas.⁽¹⁶⁾

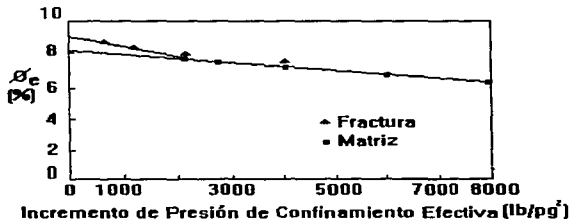


Figura 2.5 Porosidad Efectiva contra Incremento de Presión de Confinamiento Efectiva.

II.2.2 Evaluación de la Permeabilidad Absoluta

Dentro de la evaluación cuantitativa de núcleos también es posible obtener la permeabilidad absoluta. Dos métodos son usados en la medición de la permeabilidad absoluta: indirecto y directo. Se utilizan muestras cilíndricas con diámetros de 0.75 a 1.5 de pulgada y longitudes de 2 pulgadas, aproximadamente y se obtiene la permeabilidad de matriz.

La permeabilidad absoluta (o al líquido) se puede obtener en forma indirecta con gas y directa con líquido, bajo flujo horizontal e isotérmico conforme a la ecuación de Darcy:

$$K = Q_m \mu L / A \Delta P \quad (2.6)$$

donde:

K = Permeabilidad (Darcy)

Q_m = Gasto a las condiciones medias de núcleo (cm³ / seg)

A = Área de la sección transversal (cm²)

L = Longitud de la muestra (cm)

ΔP = Caída de presión (Atm)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

Método Indirecto con Permeámetro de Gas

En un permeámetro de gas se coloca una muestra limpia y se hace pasar un gas de viscosidad conocida a través de la muestra, registrándose la presión de entrada y la de salida del gas, la temperatura de flujo y el gasto de gas. En un manómetro de mercurio se lee la presión de entrada y una vez leído el gasto de flujo se lee la presión de salida en un manómetro de agua. Con los datos anteriores, la viscosidad del gas y las dimensiones de la muestra, se calcula la permeabilidad al gas. Se mide esta permeabilidad a varias presiones de flujo.

La permeabilidad absoluta se obtiene con el método de Klinkenberg, graficando K_g contra el inverso de la presión media $1 / P_m$, siendo $P_m = P_e + P_s / 2$. Con base en los datos graficados se ajusta una línea recta y se extrapola hasta el eje vertical, leyéndose en la intersección con $1 / P_m = 0$, el valor de permeabilidad al líquido o absoluta.

Las ecuaciones siguientes para flujo horizontal de gas a temperatura constante son utilizadas para obtener la permeabilidad al gas.

a) Si el permeámetro tiene gasómetro:

$$K_g = 2Q_b P_b \mu L / A (P_e^2 - P_s^2) \quad (2.7)$$

donde:

- K_g = Permeabilidad al gas
- Q_b = Gasto en el gasómetro
- P_b = Presión media en el gasómetro
- P_e = Presión a la entrada de la muestra
- P_s = Presión a la salida de la muestra

b) Si el permeámetro tiene orificio calibrado:

$$K_g = C (L / A) [(P_{e0}^2 - P_{s0}^2) / (P_e^2 - P_s^2)] \quad (2.8)$$

donde:

- C = Constante de orificio
- P_{e0} = Presión a la entrada del orificio
- P_{s0} = Presión a la salida del orificio

Método Directo con Permeámetro de líquido

En un permeámetro de líquido se coloca, en forma horizontal, una muestra saturada 100% con líquido que moje a la roca pero que no reaccione con ella. Se circula el líquido a través de la muestra y se mide el gasto de líquido, la caída de presión y la temperatura, con la que se define la viscosidad del líquido. Con los datos anteriores y las dimensiones de la muestra se calcula la permeabilidad absoluta usando la Ley de Darcy para flujo lineal, ecuación 2.6.⁽⁷⁾

Permeabilidad de Fracturas

En yacimientos carbonatados las formaciones frecuentemente contienen canales, producto de la disolución y fracturas naturales. Para lograr la medición de la permeabilidad a partir de muestras de yacimientos naturalmente fracturados se aplican los siguientes métodos:

Método de Permeabilidad Bidireccional

En el caso de yacimientos fracturados se utilizan muestras grandes, previamente limpiadas, al igual que para los métodos usados en yacimientos homogéneos. Los núcleos son extraídos a lo largo del plano de fractura, previendo que no se quiebre el núcleo para que no se incremente el número de fracturas ya existentes. Con lo anterior se mejora la obtención de valores de permeabilidad en calizas. Se mide la permeabilidad en dos direcciones, una en la dirección del fracturamiento ($K_{max.}$) y otra en dirección perpendicular al fracturamiento ($K_{min.}$). A continuación se presentan valores de permeabilidad máxima, permeabilidad mínima y permeabilidad de matriz, medidas en cuatro núcleos de caliza, Tabla 2.1.

Núcleos	Permeabilidad (mD)		
	Máxima	Mínima	Matriz
1	10	0.6	0.3
2	409	1.2	0.2
3	23	10	0.3
4	94	38	3.7

Tabla 2.1 Valores de Permeabilidad máxima, mínima y de matriz.

En la tabla anterior se observa una diferencia grande entre la permeabilidad máxima y de matriz, lo cual nos indica una alta capacidad de flujo debida a fracturas en los cuatro núcleos analizados. La permeabilidad de matriz puede considerarse muy pequeña para los núcleos 2 y 4, por lo que se puede concluir que estos dos núcleos son los más fracturados, presentando una alta capacidad de flujo.⁽¹⁵⁾

Calculo de Permeabilidad de Fractura en el Laboratorio⁽⁶⁾

En el laboratorio es posible medir la permeabilidad de una muestra fracturada y no fracturada a presión de confinamiento y la diferencia entre estos dos valores, a cualquier nivel de presión, es la permeabilidad de fractura de la muestra. Partiendo de esto la permeabilidad de fractura se puede estimar con el espaciamiento promedio de fractura (D) y el ancho efectivo promedio de fractura (e), obtenidos a cualquier presión y profundidad simulados; estas dos variables pueden aplicarse como datos en la siguiente expresión:

$$K_f = e^3 / 12D \quad (2.9)$$

donde:

K_f = Permeabilidad de fractura (cm²)

III. EVALUACION CON REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

III.1 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

El tipo de sistema, tema de este trabajo, puede evaluarse cualitativamente a partir de registros geofísicos de pozos, como se muestra a continuación:

Registro de Calibración del Agujero.

Este registro mide el grado de uniformidad del agujero en cuanto al tamaño de su diámetro. Su presentación consta de cuatro curvas generadas por cuatro patines colocados sobre las paredes del agujero, en parejas, en forma opuesta entre sí. La lectura del tamaño del agujero está dada por dos de las cuatro curvas de calibración. La presencia de fracturas alrededor del agujero es determinada por la separación de los pares de curvas de calibración que están localizadas en la parte derecha del registro, como lo muestra la figura 3.1. La separación se debe presentar en ambas parejas de curvas y debe coincidir en un mismo intervalo, ya que de darse la separación de una sola pareja de curvas no se puede afirmar la existencia de fracturas.

Las zonas fracturadas se determinan por el aumento y la reducción del diámetro, reflejándose en el comportamiento de las curvas.⁽²⁾

Registro de Temperatura

El registro de temperatura mide la temperatura dentro del pozo y su representación es una gráfica de temperatura contra profundidad. La presencia de fracturas puede causar una modificación en el comportamiento del gradiente de temperatura (obtenido de este tipo de registro) durante la circulación de lodo y después de ésta. Para una buena detección de fracturas se requieren termómetros de alta sensibilidad. Los cambios en el gradiente se deben a la migración del lodo de control en el pozo hacia las fracturas con lo que se da la desviación del gradiente por la combinación del lodo con el fluido contenido dentro de las fracturas. La figura 3.2 muestra un ejemplo del comportamiento del registro, después de la circulación de un fluido frío, durante la circulación del fluido, dentro de zonas fracturadas se presenta un decremento en el gradiente de temperatura (que es la forma clásica de identificar fracturas) y después de la circulación se presenta un incremento en el gradiente hasta estabilizarse nuevamente, el espesor de formación que presenta el decremento está indicado por la misma escala de profundidad del registro y éste será el espesor de la zona fracturada, además de indicar la profundidad a la cual se encuentra el fracturamiento.⁽²⁾

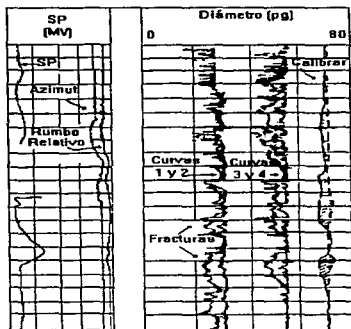


Figura 3.1 Registro de Calibración, indicando la presencia de fracturas.

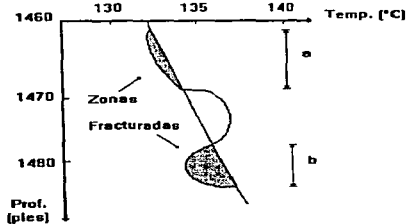


Figura 3.2 Comportamiento del Gradiente de Temperatura en zonas fracturadas.

cuantitativa. Se pueden contar las fracturas, obtener su ángulo de orientación, extensión vertical, ancho, etc. La ventaja de este registro es que se logra la filmación del agujero, dada la facilidad para que la cámara sea enfocada, orientada y movida desde la superficie, donde se recibe la información real en pantalla para su análisis. La figura 3.4 muestra un fracturamiento en rocas carbonatadas. En la figura 3.4A se identifica el fracturamiento por la zona oscura que interrumpe la continuidad de la zona blanca que representa a las calizas. Esta área oscura desarrolla ramificaciones en la parte inferior que se extienden horizontalmente indicando la terminación del fracturamiento y la reanudación de la continuidad de las calizas. Ahora, la figura 3.4B muestra zonas oscuras, menos ramificadas que las anteriores, indicando que la zona fracturada termina en forma abrupta debido a un cambio de facies en el plano horizontal en el cual termina.



Figura 3.4 Fotografía de Formación Carbonatada. (A) Fracturamiento en un banco de calizas. (B) Fractura vertical interrumpida por un cambio de facies.

Con la película se tiene la ventaja de poder realizar análisis cuantas veces se requiera, en forma detallada y con detenimiento, evitando errores tanto de observación como de cuantificación de las características de las fracturas observadas. Además de que se tiene la facilidad de retratar la formación de interés, en el momento de ser monitoreada por el equipo, evitándose repetidas revisiones del conjunto de imágenes obtenidas por el registro.

La desventaja de este registro es que es aplicable a pozos someros (500 m) y que se deba acondicionar el lodo para tomar el registro.⁽¹¹⁾

Registro Circunferencial Acústico (CAST).

Esta herramienta proporciona una imagen completa del pozo, ofreciendo un perfil de 360° que se puede presentar en forma bidimensional y tridimensional. Este registro puede usarse para descripción de fracturamiento natural, orientación de núcleos extraídos del fondo del pozo, etc. La corrida digital del CAST proporciona datos que pueden procesarse generando diversas presentaciones, como las de la figura 3.5.



(A)



(B)

Figura 3.5 Imágenes (A) Bidimensional y (B) Tridimensional, a partir del Registro de Circunferencia Acústico.

La figura 3.5A muestra una imagen bidimensional de la formación, donde se observa la presencia de diversas fracturas que en su mayoría son verticales y algunas con notorios ángulos de inclinación con respecto a un plano horizontal, en el intervalo X762 - X772. La figura 3.5B muestra una representación tridimensional, la cual permite reconstruir la imagen

exterior del agujero, confirmándose que se tienen fracturas verticales con un cierto ángulo de inclinación, que se comunican o interrumpen por algunas fisuras desarrolladas en forma horizontal. Las corridas obtenidas proporcionan una vista exterior e interior del agujero y tienen la ventaja de poderse guardar mediante un paquete de cómputo para su consulta en análisis posteriores y combinarse con otras herramientas aplicables en la evaluación cualitativa de sistemas fracturados.⁽²⁰⁾

Registro de Echados (HDT).

Este registro se utiliza para detectar fracturas verticales en forma general, por medio de cuatro curvas de alta resolución considerando la inclinación del agujero, para la determinación de la dirección de la fractura. El azimut está dado por una primera curva y las otras cuatro siguientes corresponden a cuatro patines colocados ortogonalmente entre sí (a 90° uno del otro) dentro del agujero. Se enumeran secuencialmente en sentido de las manecillas del reloj, del uno al cuatro, y se corren sobre los lados Norte, Este, Sur y Oeste del agujero, respectivamente. Un ejemplo de este registro se muestra en la figura 3.6.

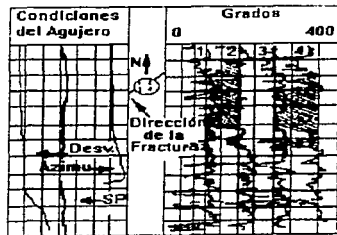


Figura 3.6 Ejemplo del Registro HDT, utilizado para detectar y determinar la orientación de una fractura vertical.

Como se observa en la figura es posible detectar las fracturas verticales mediante el traslape de las parejas de curvas opuestas 1 y 3 con las 2 y 4, respectivamente (zonas sombreadas). Para este caso en particular, las fracturas se indican por las curvas 2 y 4, que se enciman con las curvas adyacentes 1 y 3, respectivamente, debido al fracturamiento (este traslape depende del grado de invasión de fluido conductivo dentro de la fractura). Se muestra la orientación de la fractura en un esquema visual; para este caso, la fractura está orientada, según las curvas 2 y 4, en dirección NE-SW.^{(2), (19)}

Otra forma de evaluar el registro de echados es mediante el programa de cómputo llamado DCA (detección de anomalías de conductividad) que indica y cuantifica la ubicación y orientación de fracturas en las paredes de los pozos. La presentación del DCA es mostrada en la figura 3.7.⁽²¹⁾

La respuesta del programa presenta la localización de fracturas en cuanto a su profundidad y azimut; los azimuts de los cuatro patines son mostrados en la pista derecha. Las anomalías detectadas en cuanto a conductividad son presentadas por el programa DCA como elongaciones en la curva de azimut. Para este caso en particular, las cuatro curvas muestran elongaciones fuertes en la mayor parte de la sección mostrada del registro, ya que como se puede observar en la parte superior se presenta un comportamiento más o menos uniforme que después se vuelve totalmente diferente o anormal, lo cual indica la presencia de fracturamiento.

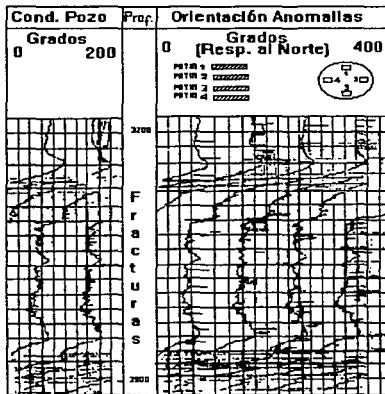


Figura 3.7 Presentación común del DCA.

Algunos indicadores de fracturas durante el uso de este registro son:

- Anomalías de conductividad detectadas por el DCA.
- La elongación y rugosidad del agujero.
- Los cambios de velocidad de rotación de la herramienta.

La intensidad y orientación del fracturamiento se relaciona con varios parámetros como: la litología, el espesor de capas, la distancia entre fallas, la cantidad de desplazamiento a lo largo de ellas, los esfuerzos que causaron las fracturas y la estructura en la cual se encuentran, la temperatura, la velocidad de deformación, etc. (Price,⁽²²⁾ 1966, Stearns y Fiedman,⁽²³⁾).

Otra representación gráfica de la información manejada por el DCA son las rosetas de orientación de anomalías de conductividad, donde se muestra su distribución como se ve en la figura 3.8.

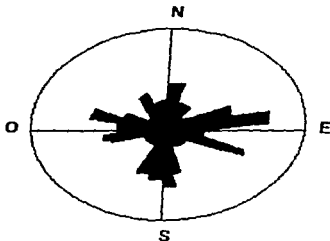


Figura 3.8 Representación en forma de Roseta del DCA.

La roseta muestra la orientación de las anomalías de conductividad leídas por el registro, con esto es posible determinar la dirección del fracturamiento, tomando como centro de la roseta el pozo analizado, lo cual proporciona una ubicación más confiable del sistema fracturado. En la figura anterior se muestra la orientación que toman las señales de conductividad; para este caso se tienen señales o anomalías orientadas principalmente hacia el sur, noreste, sureste, y, en menor grado, hacia el norte y oeste de acuerdo con la zona sombreada de la roseta generada por efecto de anomalías causadas por la variación de la conductividad.

Registro combinado Doble Laterolog- R_{xo} .

El comportamiento de las curvas LLS, LLD y R_{xo} es un buen indicador de la presencia de fracturas (siempre y cuando estén saturadas de hidrocarburos), como se observa en la figura 3.9.

La diferencia o separación entre las curvas LLD (laterolog profundo) y LLS (laterolog somero), indican la presencia de fracturas, lo cual es confirmado con la respuesta del R_{xo} que presenta un alejamiento de las curvas antes mencionadas, en el mismo intervalo que éstas se separan.⁽²⁾

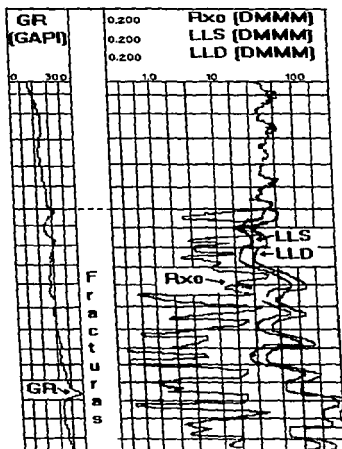


Figura 3.9 Fractura detectada a través del registro DLL- R_{xo} .

Registro Doble Inducción-Laterolog 8.

Al combinar la respuesta de los registros Laterolog 8 y Doble Inducción (curva de investigación media iLm), es posible determinar la presencia de fracturas, para lo cual, el Laterolog 8 es preparado para operar en lodo de resistividad baja, por lo que pueden detectar fracturas saturadas con filtrado de lodo de baja resistividad. Dado que la curva del registro de Inducción se comporta de forma diferente no detecta la presencia de fracturas.

En la presentación del registro figura 3.10, se observa una separación entre las curvas Laterolog 8 e iLm del registro Doble Inducción, lo cual indica zonas con fracturamiento. Esta separación se debe a la diferencia de comportamiento de las curvas, ya que el Laterolog 8 puede detectar bajas resistividades y el iLm no. Los resultados se pueden confirmar con el comportamiento de la curva de potencial espontáneo, SP, en el carril izquierdo, porque se presenta una elongación a la misma profundidad en que se presenta la separación de las curvas antes mencionadas, lo cual confirma el fracturamiento.

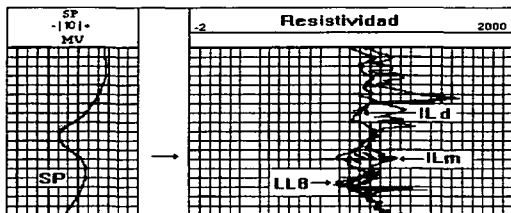


Figura 3.10 Respuesta del registro Doble Inducción- Laterolog 8, en presencia de fracturas.

En forma general, la interpretación de este registro depende de las características de la fractura (dimensión, extensión lateral, etc.), resistividad del lodo de perforación, litología, etc. Por lo tanto se recomienda agudizar la habilidad del especialista para llevar a cabo su interpretación.⁽²⁾

III.2 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

La determinación de valores de porosidad es posible a través de la interpretación de registros geofísicos de pozos, se pueden correr diferentes tipos de registros y obtener de éstos la información necesaria para la evaluación general de la porosidad. Los registros utilizados comúnmente para este fin son:

Registro de Densidad Compensado (CDL).⁽²⁴⁾

La porosidad (Φ) se obtiene a partir de la densidad de la matriz (ρ_{ma}), la densidad del fluido de formación (ρ_f) y la densidad total (ρ_b), que es la adición de la densidad de la matriz y la densidad del fluido de formación, por lo tanto la porosidad puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Phi = \rho_{ma} - \rho_b / \rho_{ma} - \rho_f \quad (3.1)$$

Para el uso de esta ecuación se tienen los valores típicos de densidad de matriz para varios tipos de roca:

Tipo de roca	$\rho_{ma}(g/cm^3)$
Arenas	2.65
Areniscas	2.65
Caliza-arenosa	2.68
Caliza	2.71
Dolomías	2.87

Los valores de densidad del fluido de formación están determinados de acuerdo con el tipo de filtrado de lodo:

Tipo de lodo	$\rho_f(g/cm^3)$
Dulce	1.0
Salado	1.0 + 0.73N

donde:

N = concentración de NaCl en ppmx10⁻⁶

La porosidad también se puede obtener gráficamente de la figura 3.11. Se ingresa en el eje horizontal con el valor de la densidad ρ_b hasta intersectar verticalmente el valor de la densidad de la matriz ρ_{ma} de la litología correspondiente. En este punto se traza una línea horizontal hasta intersectar el eje vertical correspondiente a $\rho_f = 1.0$, a partir del cual se lee la

porosidad correspondiente siguiendo el comportamiento de las líneas inclinadas que se intersectan con los ejes verticales, que representan los valores de densidad del fluido ρ_f .

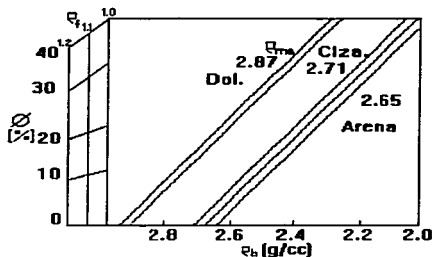
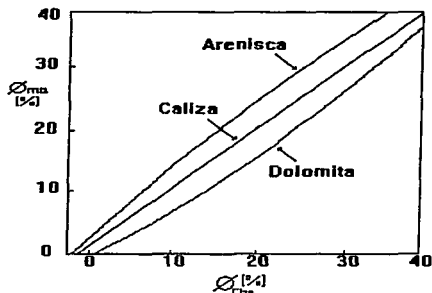


Figura 3.11 Gráfica para determinar la porosidad de matriz a partir de la densidad total ρ_b .

Registro Neutrón Compensado (CNL).⁽²⁴⁾

Con base en este registro se pueden obtener porosidades equivalentes a partir de la lectura de porosidades de dolomía, caliza y arenisca para un determinado cociente (obtenido de laboratorio) definido como $CPS_{prox.} / CPS_{lejano}$. Debido a que al correr el CNL no se registran los cocientes, éstos son transformados a valores de porosidad basándose en datos de laboratorio, mediante un equipo de computo.

Ahora, con la gráfica de porosidad equivalente de la figura 3.12 se puede obtener un valor real de porosidad para una determinada matriz seleccionada. Se ingresa en el eje horizontal con el valor de la porosidad registrada con base en la matriz de caliza (Φ_{Cliza}) hasta intersectar verticalmente la curva de la litología a analizar. En este punto se traza una línea horizontal hasta intersectar el eje vertical, obteniéndose el valor de porosidad equivalente a la porosidad de matriz analizada (Φ_{Ma}).



3.12 Determinación de la porosidad equivalente con datos de Registro Neutrón.

Registro Sónico Compensado (CSL).⁽²⁴⁾

Este registro mide la velocidad de propagación del sonido en las formaciones que atraviesa el pozo en cuestión. Este tipo de registro mide el tiempo de tránsito compresional. Los tiempos de viaje varían de $40\mu\text{s}/\text{pie}$ (en formaciones duras o compactas) a $150\mu\text{s}/\text{pie}$ (en formaciones suaves). Para efecto de comparación, el tiempo de tránsito en el agua es de aproximadamente $190\mu\text{s}/\text{pie}$.

Se utiliza una relación entre tiempo de tránsito y porosidad, llamada relación de Wyllie, para calcular la porosidad a tiempos promedio basada en pruebas de laboratorio y ciertos rangos de valores. Con lo anterior se determinó la siguiente expresión:

$$\Phi = \Delta t - \Delta t_{ma} / \Delta t_f - \Delta t_{ma} \quad (3.2)$$

donde:

Φ = Porosidad (frac.)

Δt = Tiempo de tránsito en la roca porosa ($\mu\text{s} / \text{pie}$)

Δt_f = Tiempo de tránsito en el fluido en los poros ($\mu\text{s} / \text{pie}$)

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito en la matriz sólida de la roca ($\mu\text{s} / \text{pie}$)

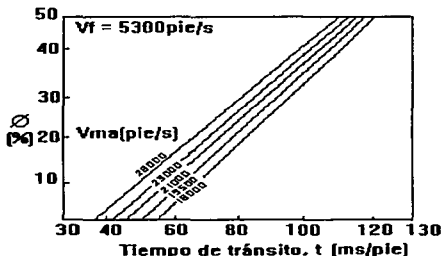
Para la expresión anterior se asigna el valor Δt_{ma} según el tipo de litología, la cual debe ser conocida:

Litología	Δt_{ma} (μs / pie)
Arenas	54
Calizas	49
Dolomías	44

Los valores de tiempo de tránsito en el fluido de la roca se definen de acuerdo con el tipo de filtrado de lodo:

Tipo de lodo	Δt_f (μs / pie)
Dulce	189
Salado	185

La porosidad también puede evaluarse gráficamente con la figura 3.13, con base en el valor del tiempo de tránsito obtenido del registro y la velocidad de matriz (V_{ma}). Se ingresa en el eje horizontal con el tiempo de tránsito hasta intersectar verticalmente el valor de la velocidad de matriz de la litología a analizar. En este punto se traza una línea horizontal hasta intersectar el eje vertical, obteniéndose el valor de la porosidad.



donde:

V_f = Velocidad del sonido a través del fluido

V_{ma} = Velocidad del sonido a través de la matriz

Figura 3.13 Determinación de la porosidad de una roca con el tiempo de tránsito del Registro Sónico.

Se puede usar una conversión empírica de tiempo de tránsito a porosidad, la cual se basa en la comparación de tiempos de tránsito con porosidades de núcleos y otros registros para zonas de interés. La conversión se define mediante la siguiente expresión:

$$\Phi = 0.63 (1 - \Delta t_{ma} / \Delta t) \quad (3.3)$$

Combinación de los Registros Densidad y Neutrón.⁽²⁴⁾

La porosidad se obtiene relacionando la información de ambos registros. Conociendo la litología se obtiene una porosidad para el registro de densidad(Φ_D) y otra para el registro neutrón(Φ_N), con las cuales se ingresa a la figura 3.14 en los ejes vertical y horizontal, respectivamente, obteniendo un punto de intersección. Si el punto cae entre dos curvas se interpola entre las dos curvas, obteniendo el valor de la porosidad total (Φ_{DN}).

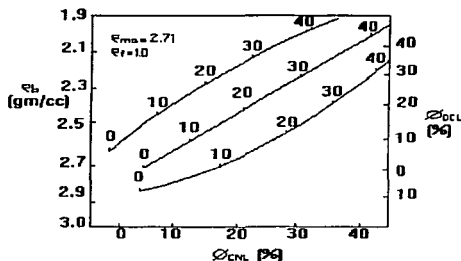


Figura 3.14 Determinación de la porosidad total a partir de los Registros Densidad y Neutrón.

Para formaciones conteniendo líquido se pudo establecer que la porosidad cae en la región de las curvas de arenisca y dolomita, por lo que para esta región se tiene la aproximación siguiente para el calculo de la porosidad:

$$\Phi_{DN} = \Phi_D + \Phi_N / 2 \quad (3.4)$$

donde:

- Φ_{DN} = Porosidad total
- Φ_D = Porosidad del registro de densidad
- Φ_N = Porosidad del registro neutrón

Registro de Resistividad.⁽²⁴⁾

De este tipo de registros se obtiene el valor de la resistividad total, útil en el cálculo de algunos parámetros para evaluar un yacimiento naturalmente fracturado. La combinación de los registros de resistividad doble inducción y esférico enfocado (DLL-SFL), es aplicable en forma preferente dentro de lodo dulce obteniéndose valores de resistividad no muy grandes, donde la resistividad de la formación (R_t) no excede los 200 Ohms-m porque el registro no es exacto en zonas de alta resistividad.

Ahora, debido a que la herramienta lee la conductividad aparente de la formación, se considera un factor geométrico obtenido de la figura 3.15 con el valor del diámetro de invasión que muestra el peso relativo que la herramienta asigna a una capa cilíndrica ubicada alrededor del pozo. Si se sabe que C_{xo} es la conductividad de zona lavada, d_i es el diámetro y C_t es la conductividad total de la zona no lavada, entonces la conductividad aparente puede expresarse como:

$$C_a = C_{xo} G_{d_i} + C_t (1 - G_{d_i}) \quad (3.5)$$

donde:

G_{d_i} = Factor geométrico para el diámetro de invasión

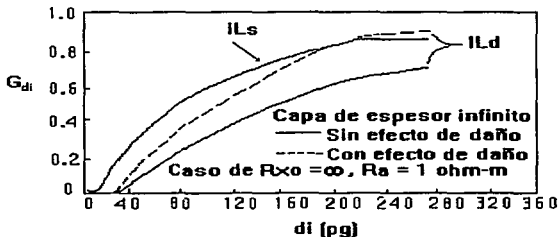


Figura 3.15 Gráfica, para obtención del Factor Geométrico de acuerdo al Diámetro del agujero.

Si la ecuación 3.5 se expresa en términos de la resistividad queda como:

$$R_a = 1 / [Gd_l / R_{xo} + (1 - Gd_l) / R_l] \quad (3.6)$$

donde:

R_a = Resistividad aparente

R_{xo} = Resistividad de zona lavada

R_l = Resistividad de zona no lavada

Las ecuaciones anteriores generalmente son utilizadas en la interpretación de registros corridos en pozos con lodo dulce y son poco usuales en pozos con lodo salado. Este tipo de registro es también aplicable en la obtención del valor de resistividad de formación R_t para lo cual se requiere de los valores de resistividad leídos del registro para una zona lavada. La resistividad total se obtiene con las lecturas de las curvas ILd (inducción profundo), ILM (inducción media) y SFL (esférico enfocado) que son corregidas por efecto del agujero y espesor de enjarre si es necesario, dando los valores corregidos R_{ID} , R_{IM} y R_{SFL} respectivamente. Entonces con las relaciones siguientes R_{IM} / R_{ID} localizada en el eje horizontal y R_{SFL} / R_{ID} en el eje vertical y el diámetro de invasión (d_i) se ingresa a la gráfica de torbellino, figura 3.16, localizando un punto de intersección con los cocientes anteriores.

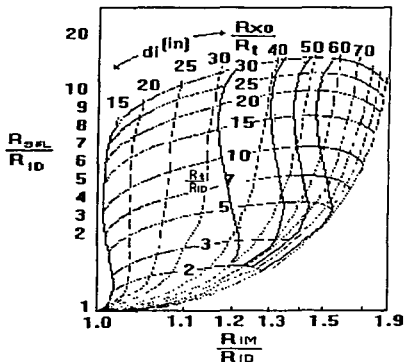


Figura 3.16 Gráfica de Torbellino, para obtener la resistividad total.

Para la ubicación exacta del punto de intersección R_t / R_{ID} es necesaria una interpolación entre las curvas R_{XO} / R_t colocadas horizontalmente en orden ascendente de abajo hacia arriba. Una vez conocido el valor del cociente R_t / R_{ID} se puede obtener el valor de R_t .

Por medio de la combinación de los registros antes descritos se puede llevar a cabo la evaluación cuantitativa de las formaciones heterogéneas que presentan porosidad secundaria caracterizada por la presencia de fracturas, cavernas y vógelos, que en general no es detectada por un solo tipo de registro corrido en forma independiente.⁽²⁴⁾

En el caso de sistemas fracturados es posible la evaluación cuantitativa por medio de la utilización de la información generada por los registros geofísicos y la aplicación de los siguientes métodos:

III.2.1 Determinación de la Porosidad Secundaria con la Combinación de los Registros Densidad, Neutrón y Sónico.⁽²⁾

La porosidad secundaria se puede obtener por medio de los registros Sónico, Densidad y Neutrón. Esta combinación es un indicador desarrollado principalmente para carbonatos. Aquí se supone que el resultado del registro sónico es independiente de las fracturas y vógelos, pero es función, al mismo tiempo de la porosidad de matriz y del valor de Δt . La herramienta no detectará porosidad en vógelos o canales aislados debido al alcance de los receptores dentro de la formación. Dado que los registros densidad y neutrón determinan la porosidad total, se puede determinar la porosidad secundaria como la diferencia entre las porosidades de los registros Densidad-Neutrón y Sónico, de la forma siguiente:

$$SPI = \Phi_{DN} - \Phi_S \quad (3.7)$$

donde:

SPI = Índice de Porosidad Secundaria.

Φ_{DN} = Porosidad de los registros Densidad y Neutrón.

Φ_S = Porosidad de registro Sónico.

Los valores de porosidad secundaria pueden ser del orden de los valores de los errores cometidos al medir la porosidad total y de matriz con los registros densidad, neutrón y sónico, respectivamente; pero pueden ser muy pequeños en comparación con los valores de porosidad obtenidos en cada registro; ya sea sónico, neutrón o densidad, en forma independiente.

Al aumentar el valor del SPI aumenta el volumen de espacio poroso con lo cual también aumentan los canales de flujo y la permeabilidad para una porosidad total dada (considerando que vógelos o canales están interconectados). Las porosidades involucradas deben ser bien determinadas, si se quiere obtener un SPI confiable.

III.2.2 Exponente de porosidad "m" (25)

Para aplicar este procedimiento es necesario contar con información de los registros Sónico y de Resistividad. Se considera que la relación de datos de ambos registros puede ser representada por la siguiente ecuación:

$$\log R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_m) + m \log m_{sv\phi} + \log R_w + \log I \quad (3.8)$$

donde:

R_t = Resistividad Real de la Formación (Ohm - m)

Δt = Tiempo de Tránsito (μs / pie)

Δt_m = Tiempo de Tránsito en la matriz (μs / pie)

$m_{sv\phi}$ = Pendiente de la línea que relaciona la velocidad sónica y la porosidad

I = Índice de resistividad

R_w = Resistividad del agua (Ohm - m)

m = Pendiente de la recta R_t contra $\log (\Delta t - \Delta t_m)$

La expresión anterior representa una gráfica $\log (\Delta t - \Delta t_m)$ contra $\log R_t$ que debe dar como resultado una línea recta con pendiente negativa "m". En el caso de yacimientos fracturados esta pendiente toma valores de 1.1 a 1.3, con lo cual se puede señalar que al graficar los datos de ambos registros se pueden identificar sistemas naturalmente fracturados simplemente al leer la pendiente de la gráfica directamente.

Un ejemplo de este tipo de análisis se muestra en la figura 3.17, donde la pendiente de la recta de ajuste del conjunto de puntos graficados $\log (\Delta t - \Delta t_m)$ contra $\log R_t$ es igual a -1.3, con lo cual se determina la presencia de fracturas.

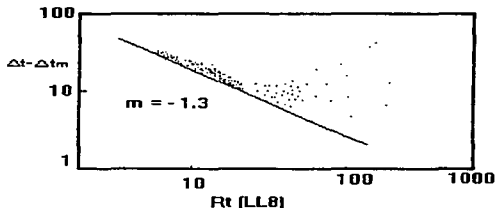


Figura 3.17 Gráfica de $\log(\Delta t - \Delta t_m)$ contra $\log R_t$ para determinar la presencia de fracturas.

Según Towle,⁽²⁶⁾ algunas de las propiedades que afectan el valor del exponente de porosidad son: grado de cementación, tortuosidad intergranular, de fractura y vugular, compactación de la roca por presión de sobrecarga, así como la forma y empacamiento de las partículas de roca.

III.2.3 Método de Litoporosidades (M-N)⁽¹⁹⁾

Este método, elaborado por Burke, es utilizado para la interpretación de litologías complejas y su aplicación requiere información de los Registros Neutrón, Sónico y Densidad. De la lectura de estos registros se determinan dos parámetros independientes: M y N, que se pueden obtener de la forma siguiente:

$$M = \{(\Delta t_r - \Delta t) / [\rho_b - \rho_f]\} (0.01) \quad (3.9)$$

$$N = (\Phi_{NI} - \Phi_N) / [\rho_b - \rho_f] \quad (3.10)$$

donde:

Δt_r = Tiempo de tránsito en el fluido de los poros (μs / pie)

Δt = Tiempo de tránsito en la formación (μs / pie)

ρ_b = Densidad total de la formación (g / cm^3)

ρ_f = Densidad del fluido en los poros (g / cm^3)

Φ_{NI} = Porosidad para un fluido con registro neutrón

Φ_N = Porosidad de la matriz con registro neutrón

Ahora, como dato generalizado se muestra la Tabla 3.1 donde se tienen los datos de M y N para algunos minerales comunes. Los valores de M y N pueden ser usados en el diagrama generalizado de litoporosidades de la figura 3.18.

Mineral	Lodo Salado		Lodo Dulce	
	$\Delta_{gr} = 185$		$\Delta_{gr} = 189$	
	$\rho_f = 1.10$		$\rho_f = 1.0$	
	M	N	M	N
Arenisca				
$V_{ma} = 18000$	0.835	0.669	0.810	0.628
Arenisca				
$V_{ma} = 19500$	0.862	0.669	0.835	0.628
Calcita	0.854	0.621	0.827	0.585
Dolomita				
$\Phi = 5.5$ a 30%	0.800	0.544	0.778	0.513
Dolomita				
$\Phi = 15$ a 5%	0.800	0.544	0.778	0.524
Dolomita				
$\Phi = 0$ a 1.5%	0.800	0.561	0.778	0.532
Anhidrita	0.718	0.532	0.702	0.505
Yeso	1.06	.408	1.015	.378
Sal	1.24	1.010	1.16	.914

Tabla 3.1 Valores de M y N para minerales comunes.

Basándose en que el registro Sónico sólo se asocia con la porosidad de matriz, éste indica que M no es influenciado por el valor de porosidad secundaria, por el contrario el valor de N crece conforme crece el valor de porosidad secundaria porque el valor de N es obtenido a partir de los registros Densidad y Neutrón. Por lo tanto, este método puede ayudar a detectar la porosidad secundaria, sin diferenciar entre vóculos y fracturas.

La zona de porosidad secundaria se localiza por encima de la línea dolomita-calcita de la figura 3.18, que muestra una gráfica M contra N de litoporosidades para lodo dulce. En esta gráfica se puede determinar la presencia de porosidad secundaria si al entrar a la gráfica con los valores de M y N, se tiene la intersección de ambos dentro de la zona de porosidad secundaria localizada por encima de la línea dolomita-calcita.⁽¹⁹⁾

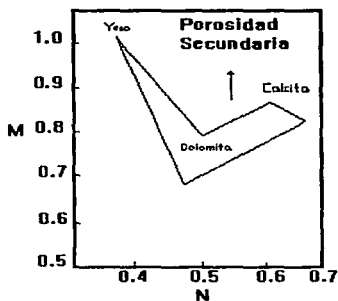


Figura 3.18 Diagrama de litoporosidades M contra N.

III .2.4 Evaluación con las Gráficas "Telaraña" y "Mariposa".⁽²⁷⁾

Este tipo de evaluación es una técnica cuantitativa aplicada por medio de un programa de cómputo manejando datos de registros de Resistividad enfocado, de donde se lee R_t , de resistividad somero, de donde se lee R_{xo} en zona lavada por filtrado de lodo, neutrón compensado, sónico compensado y rayos gamma a partir de los cuales se generan los siguientes tipos de gráfica:

Gráfica "Telaraña"

A través de estudios de datos del país y del extranjero se llegó a la siguiente relación empírica para obtener el exponente de porosidad:

$$m_H = A - B(\log a) \quad (3.11)$$

donde:

m_H = Exponente de cementación de Humble

A y B = Constantes

a = Coeficiente de las ecs. tipo Humble

partiendo de la ecuación de Archie:

$$F = a / \Phi^{m_H} \quad (3.12)$$

también puede expresarse como:

$$m_H = \log(a / F) / \log \Phi \quad (3.13)$$

donde F y Φ corresponden a valores medidos en sentido horizontal y vertical en núcleos. La ecuación 3.11 es válida para arenas y rocas carbonatadas. El valor de a generalmente es igual a uno y los valores de las constantes A y B son los siguientes:

Tipo de roca	A	B
Arenas	1.79	1.29
Carbonatos	1.99	0.87

Combinando las ecuaciones 3.11 y 3.13 se llega a lo siguiente:

$$\log a = A \log \Phi + \log F / 1 + B \log \Phi \quad (3.14)$$

Las ecuaciones 3.11 y 3.14 pueden combinarse para rocas carbonatadas generando una gráfica de "telaraña" como se muestra en la figura 3.19.

La gráfica se divide en cuatro cuadrantes, definiendo sus ejes por los valores de F y Φ , que para este caso son: $\Phi = 7.1\%$ y $F = 194$ y los cuadrantes quedan definidos de la manera siguiente:

Cuadrante NW. Esta zona corresponde a puntos F- Φ con porosidad primaria y secundaria (del tipo de cavernas y canales de disolución). Para la porosidad secundaria el valor de m_H (exponente de cementación de Humble) es mayor a 2.5 y los dos tipos de porosidad anteriores se localizan donde F es menor a 194 y Φ es mayor a 7.1%, aproximadamente.

Cuadrante NE. Los puntos F- Φ representan sistemas porosos de alta tortuosidad u obstruidos, sistemas de porosidad total alta y baja permeabilidad, lo cual es mas acentuado conforme F es mayor a 194.

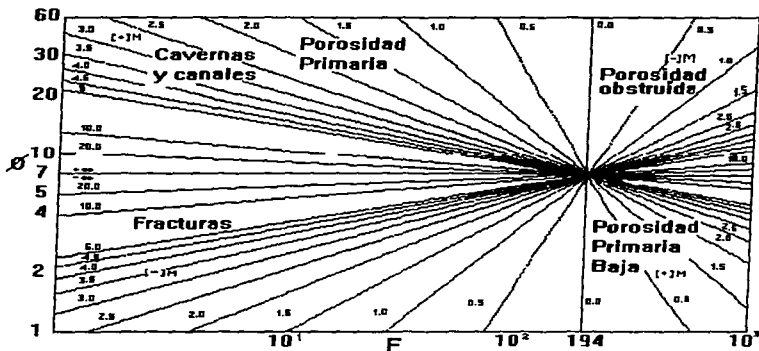


Figura 3.19 Gráfica "Telaraña", para rocas carbonatadas.

Cuadrante SW. Los puntos $F-\Phi$ de esta zona son característicos de rocas fracturadas, es decir, con porosidad menor a 7.1% y F menor a 194. En esta zona para un mismo valor de porosidad, sucede que al disminuir el valor de F , aumenta la capacidad de flujo de los poros comunicados dentro de la formación, lo cual indica un incremento en la permeabilidad de la formación. Esta zona es también representativa de permeabilidades absolutas que corresponden a valores del orden de Darcys.

Cuadrante SE. Esta zona de puntos $F-\Phi$ corresponde a rocas con porosidad primaria baja, menor a 7.1%, razón por la cual el valor de F aumenta conforme la porosidad disminuye y m , también aumenta.

Gráfica "Mariposa"

Archie propone la siguiente ecuación, basándose en trabajos anteriores que es del tipo de la ecuación 3.12.

$$F = 1 / \Phi^{m_A} \quad (3.15)$$

y ya que para un valor medido de porosidad, sólo existe un valor de m_H y m_A que puede reproducir el valor de F medido, al combinar las ecuaciones 3.12 y 3.15 se obtiene lo siguiente:

$$a / \Phi^{m_H} = 1 / \Phi^{m_A} \quad (3.16)$$

de donde se obtiene la expresión siguiente, al combinar las ecuaciones 3.11 y 3.16:

$$m_A = [m_H \log \Phi - (A - m_H / B)] / \log \Phi \quad (3.17)$$

La ecuación 3.17 permite obtener el exponente de cementación de las ecuaciones 3.12 o 3.15, que será el de la ecuación de Humble o Archie, uno en función del otro (para este caso en función de m_H) y el único valor requerido de registros es la porosidad (Φ). Con la ecuación 3.17 se puede generar una gráfica como la mostrada en la figura 3.20.

Esta gráfica muestra cuatro cuadrantes, cuyos ejes están definidos por los valores de los exponentes m_A y m_H , que para este caso son iguales y tienen un valor de dos. Las principales características de los cuadrantes son las siguientes:

Cuadrantes NE y SW. Son zonas de baja porosidad primaria. El cuadrante NE presenta porosidad secundaria nula y los valores de exponentes m_H y m_A , son mayores a dos. En el cuadrante SW disminuyen los valores del exponente m_H hasta cero y el resto del cuadrante donde m_H es menor a cero corresponde a rocas fracturadas de baja porosidad y valores de m_A menores a dos.

Cuadrantes NW y SE. Dentro del cuadrante NW se tienen valores de m_H de hasta cero, que son rocas de porosidad primaria, esto continua hasta el cuadrante SE hasta donde m_H llega a ser de 2.5, y el resto del cuadrante NW corresponde a rocas con porosidad obstruida, donde los valores de m_H son negativos y los de m_A son grandes; por ultimo, el resto del cuadrante SE corresponde a porosidad de cavernas y canales, producto de la disolución, con exponentes m_H mayor a 2.5 y m_A menor a 2.0.

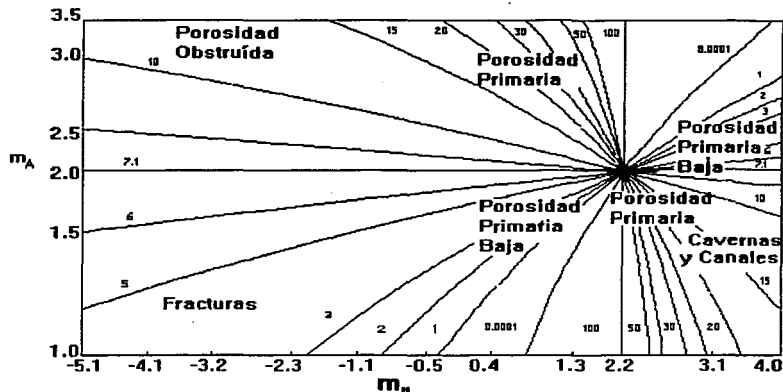


Figura 3.20 Gráfica "Mariposa".

La interpretación con este método se orienta hacia la detección de zonas con permeabilidad asociada a porosidad secundaria del tipo de fracturas y cavernas o canales de disolución. De acuerdo con lo encontrado en rocas fracturadas el exponente m_A de la ecuación de Archie es bajo, con tendencia a uno, y el exponente m_H de la ecuación de Humble es pequeño o negativo (cuando se tienen fracturas) o presenta valores altos positivos mayores a 2.5 (en presencia de cavernas). Estudios posteriores indican que en rangos de porosidad baja es más probable que ocurran fracturas, lo cual se corrobora al coincidir valores pequeños de m_A con valores bajos o negativos de m_H y ambos corresponden a valores de porosidad pequeños. Un ejemplo se muestra a continuación para ilustrar este tipo de gráficas.

Ejemplo 3.1

Para este ejemplo se toman resultados obtenidos de un pozo que pertenece a la región marina de Campeche, donde se tienen yacimientos de rocas carbonatadas, fracturadas y con cavernas. La figura 3.21 muestra la gráfica "telaraña" para el intervalo de 3050 a 3200m.

Para este caso, la mayor concentración de puntos se tiene en el cuadrante NW, donde m_H es mayor a 2.5 y alcanza valores altos casi en su totalidad, por lo anterior se puede concluir que existe porosidad secundaria por presencia de cavernas comunicadas y canales de disolución de alta capacidad de flujo, lo cual corresponde con lo observado en la figura 3.19.

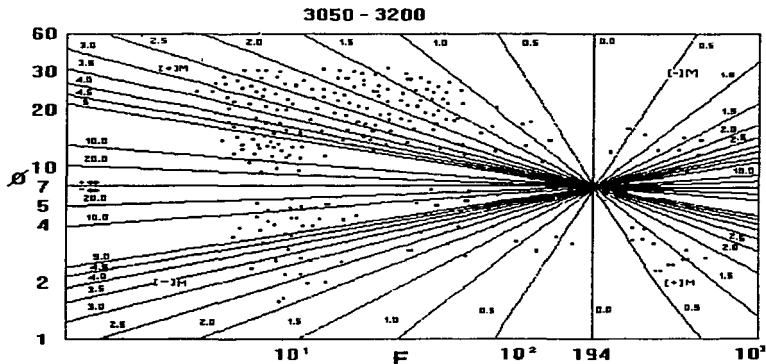


Figura 3.21 Gráfica "Telaraña", para el ejemplo 3.1.

En el cuadrante SW se tiene una concentración de puntos menos importante, de donde se puede inferir la presencia de fracturas y, por último, la menor concentración de puntos se tiene en los cuadrantes SE y NE que corresponden a rocas con porosidad primaria baja y zonas porosas con alta tortuosidad y baja permeabilidad, lo cual corresponde a lo observado en la figura 3.19.

Para el mismo intervalo se elaboró la gráfica "mariposa" de la figura 3.22. La mayoría de los puntos se localizan en los cuadrantes SW y SE, donde el segundo corresponde a porosidad de cavernas y canales por disolución y el primero corresponde a zonas de porosidad primaria baja y zonas con fracturas.

La tendencia del exponente de porosidad de Archie (m_A) en ambos tipos de porosidad primaria y secundaria es bajo y el exponente de porosidad de Humble (m_H) va de valores negativos en la zona de fracturas a valores positivos altos en su mayoría en la zona con presencia de cavernas, lo que corresponde con lo concluido en la figura 3.20.

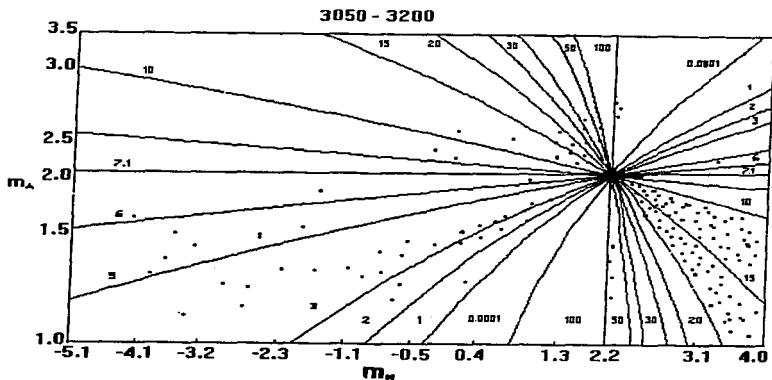


Figura 3.22 Gráfica "Mariposa", para el ejemplo 3.1.

III.2.5 Combinación del Exponente de Cementación "m" con la Porosidad Total. ^{(19), (25)}

Otro método cuantitativo para la evaluación de rocas fracturadas a partir de registros geofísicos de resistividad, densidad y neutrón es el descrito a continuación: de acuerdo con la ecuación de Archie, las relaciones para la evaluación de formaciones son las siguientes:

$$S_w = I^{-1/m} \quad (3.18)$$

$$I = R_t / R_o \quad (3.19)$$

$$F = 1/\Phi^m \quad (3.20)$$

donde:

m = Exponente de cementación

S_w = Saturación del agua

I = Índice de Resistividad

R_f = Resistividad de la formación (Ohm - m)

R_o = Resistividad de la roca con $S_w = 100\%$ (Ohm - m)

Combinando las ecuaciones anteriores, se llega a la siguiente ecuación:

$$\log R_f = -m \log \Phi + \log aR_w + \log I \quad (3.21)$$

La ecuación 3.21 puede ser representada por la gráfica $\log \Phi$ contra $\log R_f$, de donde se obtiene una línea recta con pendiente negativa "m" para zonas con R_w e I constantes. En el caso de yacimientos fracturados el valor del exponente es mas pequeño que el exponente de porosidad de la matriz (m_b) obtenido en laboratorio.

Por lo anterior, se confirma el uso de la ecuación de Archie en yacimientos fracturados. La figura 3.23 muestra un ejemplo de este método, donde la pendiente es -1.3, con lo cual se puede observar que para este caso el exponente m está dentro del rango de valores obtenidos a partir del registro sónico y de resistividad en yacimientos fracturados, que es de 1.1 a 1.3. En este caso, para determinar que el yacimiento es fracturado debe cumplirse que m_b sea mayor que m .

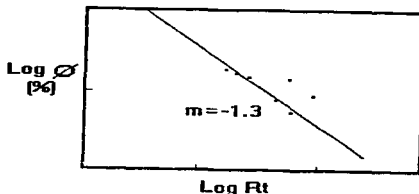


Figura 3.23 Gráfica de $\log \Phi$ contra $\log R_f$ para obtener la pendiente "m".

Por otro lado, partiendo de la información obtenida se puede calcular el valor de la porosidad de matriz (Φ_b) con el valor de la pendiente m y la porosidad total (Φ_t) obtenida de registros.

Partiendo de que el factor de formación puede definirse como:

$$F = \tau / \Phi \quad (3.22)$$

donde:

$$\tau = \text{Tortuosidad}^*$$

y si $\tau = 1$, en el plano de fractura del sistema se supone que existe flujo lineal y se tiene lo siguiente:

$$F = 1 / \Phi \quad (3.23)$$

Partiendo de que m es igual a uno para el plano de fractura, se buscó una expresión que pudiera manejar un sistema con porosidad de matriz únicamente, con porosidad de fractura únicamente y con la combinación de ambas: matriz+fracturas. Considerando un modelo de doble porosidad, conectado en paralelo, Pirson⁽⁶⁾ presenta la siguiente relación para el caso de matriz+fracturas (con $S_w = 100\%$):

$$1 / R_{fo} = v\Phi / R_w + (1 - v) / R_o \quad (3.24)$$

donde:

R_o = Resistividad de la roca con $S_w = 100\%$ (Ohm - m)

R_{fo} = Resistividad Inducción larga normal (Ohm - m)

v = Coeficiente de partición

El coeficiente de partición (v) representa la fracción total del volumen de poros presentes en el volumen de roca entre las fracturas y está dado por:

$$v = (\Phi_t - \Phi_b) / [\Phi_t(1 - \Phi_b)] \quad (3.25)$$

De donde se puede obtener la porosidad de matriz :

$$\Phi_b = (\Phi_t - v\Phi_t) / [1 - v\Phi_t] \quad (3.26)$$

donde:

Φ_b = Porosidad de matriz (frac.)

Φ_t = Porosidad total (frac.)

* La tortuosidad es la irregularidad que presentan en cuanto a su trayectoria las fracturas, fisuras, canales y las series de poros comunicados, existentes en un volumen de roca. Esta característica puede expresarse como la relación entre la longitud real de las trayectorias mencionadas y la longitud del medio poroso en el que se encuentran.

Las ecuaciones 3.25 y 3.26 son usadas en sistemas de doble porosidad y de un estudio de datos se obtuvieron los siguientes rangos de valores:⁽¹⁹⁾

m_b : 1.6 a 2.4
 Φ_b : 0.02 a 0.3
 v : 0.05 a 0.9

A partir de estos resultados (obtenidos de un programa de computo) se generaron gráficas de m contra Φ_b ⁽¹⁹⁾ para los diferentes valores de m_b , figura 3.24, con las cuales se obtiene la porosidad de matriz. Se aplica un método gráfico utilizando la gráfica correspondiente al valor de m_b y con el valor de la pendiente obtenida de la gráfica $\log \Phi$ contra $\log R_t$ y el valor de porosidad total obtenida de registros. Se ingresa a la gráfica como la de la figura 3.24 con los valores m y Φ_t localizando un punto, de donde se obtiene el valor de v ya sea directamente o por interpolación entre las curvas de acuerdo con la localización del punto de intersección. Una vez obtenido v ; se proyecta una línea vertical a partir del punto de intersección hasta el eje horizontal inferior obteniéndose el valor de la porosidad de matriz Φ_b . La gráfica se selecciona de acuerdo con el valor de m_b , dado como dato.

Como una respuesta al método gráfico se tiene un método teórico para el cálculo de la porosidad de matriz con el valor de "v" leído de la gráfica m contra Φ_b , a partir de la porosidad total y "m", empleando la ecuación 3.26. A partir de los datos de porosidad total obtenidos de registros y la porosidad de matriz calculada, se puede calcular la porosidad secundaria con la ecuación 3.7. A continuación se presenta en la figura 3.24 una de las gráficas usadas para el empleo del método tanto gráfico como teórico.

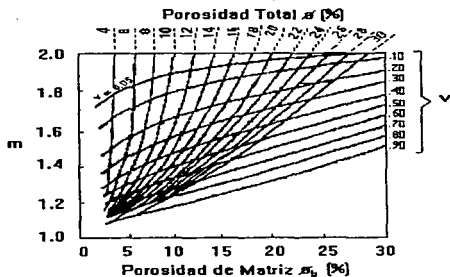


Figura 3.24 Gráfica m contra Φ_b para $m_b = 2$.

Para observar la aplicación del método anterior se presenta un ejemplo:

Ejemplo 3.2

Mediante la siguiente información obtenida de registros se calculará la porosidad de matriz y secundaria para cada zona. El valor del exponente m_b en el laboratorio es de 2.0.

Zona	$R_t(\text{Ohm-m})$	Φ_t (%)
1	32	6
2	45	5
3	15	8
4	60	4.3

Primero se realizó una gráfica de $\log \Phi_t$ contra $\log R_t$, ajustando los datos a una línea recta de la que se obtiene la pendiente, que para este caso es de -1.8 (por lo tanto el exponente de porosidad $m = -1.8$), como se ve en la figura 3.25.

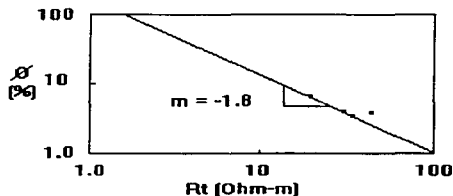


Figura 3.25 Gráfica para obtener el valor de la pendiente m del ejemplo 3.2.

Como primera conclusión se puede afirmar que el yacimiento es naturalmente fracturado porque $m_b > m$.

Ahora con el valor de porosidad total de cada zona y el exponente de porosidad m , se entra a la gráfica correspondiente a $m_b = 2.0$ figura 3.24, obteniendo los valores de (v) para cada zona:

Zona	v
1	0.065
2	0.060
3	0.070
4	0.050

Sustituyendo en la ecuación 3.26 se obtiene la porosidad de matriz y con la ecuación 3.7 se obtiene la porosidad secundaria, si se sabe que $\Phi_{DN} = \Phi_t$ y $\Phi_S = \Phi_b$.⁽¹⁹⁾

Zona	Φ_b (%)	SPI (%)
1	5,6	0,36
2	4,7	0,30
3	7,48	0,52
4	4,1	0,20

En la tabla anterior se puede observar que los valores de porosidad secundaria son bajos, por lo cual se concluye que el yacimiento contiene un bajo porcentaje de huecos y canales producto de fenómenos posteriores a la depositación de sedimentos, algo común en un sistema doble porosidad-doble permeabilidad.

IV. EVALUACION CON PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

IV.1 GENERALIDADES SOBRE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

Para la evaluación de yacimientos con doble porosidad y doble permeabilidad también se aplica la información de las pruebas de variación de presión en pozos, con lo cual se pueden determinar características del yacimiento como: permeabilidad, presencia de fallas y discontinuidades, porosidad, presión media, límite del yacimiento, daño, etc. De mayor importancia para esta tesis en particular es la evaluación de fracturas así como la obtención de algunos parámetros como la porosidad y la permeabilidad, principalmente.

En este capítulo se presenta un resumen breve sobre los diferentes tipos de pruebas de variación de presión, así como los métodos más usuales en la práctica para su interpretación. Ya que su campo técnico es muy amplio y complejo, sólo se tomarán en consideración los aspectos necesarios para su aplicación en esta tesis.

Las ventajas de utilizar estas pruebas son:

- Que se pueden realizar prácticamente en cualquier momento de la vida productiva del pozo.
- Todos los parámetros son obtenidos a condiciones de yacimiento.
- Existen varias técnicas de análisis para un mismo tipo de prueba de presión.

Algunas desventajas son:

- Son muy costosas, dado el equipo que se utiliza para llevarlas a cabo, así como el tiempo de cierre del pozo y la producción involucrada.
- Se pueden tener errores si no se diseña y programa bien la prueba.

Una prueba de presión no es más que la medición de presiones a diferentes tiempos para determinadas condiciones del yacimiento y del pozo, ya sea a pozo cerrado o abierto donde, se conoce una señal de entrada (gasto) que se aplica al yacimiento (sistema) arrojando este una señal de salida (presión). El propósito de este tipo de pruebas es caracterizar el comportamiento del yacimiento que puede ser: homogéneo o heterogéneo (doble porosidad, doble porosidad-doble permeabilidad). Para caracterizar un yacimiento es necesario familiarizarse con las condiciones de frontera interna como: almacenamiento del pozo, daño, fracturas y penetración parcial; así como con las condiciones de frontera externa como: la no existencia de flujo en la frontera del yacimiento (volumétrico o cerrado) y presión constante con flujo en la frontera (abierto o con entrada de agua). Tomando en cuenta las condiciones anteriores se pueden idear modelos para la interpretación de estas pruebas.⁽²⁸⁾

IV.2 TIPOS DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION⁽²⁶⁾

Actualmente existen varios tipos de pruebas de presión, cuyas generalidades se expondrán a continuación:

Prueba de Incremento de Presión

Estas pruebas consisten en medir la presión de fondo del pozo después de cerrarlo. Presentan un inconveniente para su realización, que es el tener que cerrar el pozo. El análisis de este tipo de prueba lleva a conocer propiedades del yacimiento, como la permeabilidad de la formación. Una representación gráfica de este tipo de prueba se presenta en la figura 4.1.

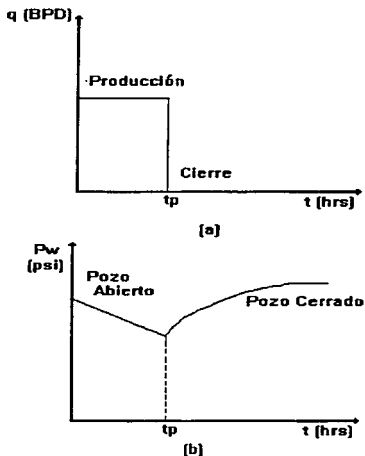


Figura 4.1 (a) Comportamiento de gasto contra tiempo y (b) Comportamiento de presión contra tiempo, durante una prueba de incremento.

Prueba de Decremento de Presión.

Este tipo de prueba consiste en la medición de la presión de fondo fluyendo del pozo durante un período de flujo. Para llevarse a cabo se cierra el pozo para estabilizar la presión en el yacimiento, se baja el equipo de medición y se inicia el flujo del pozo. Al realizar el análisis de este tipo de pruebas se puede obtener la permeabilidad de la formación que es un parámetro de interés en el presente trabajo. Dentro de este tipo de pruebas se pueden tener varios casos, en cuanto al comportamiento del gasto obtenido del pozo, ya que la prueba se puede realizar a gasto constante o variable.

a) Prueba de Decremento a Gasto Constante:

Este tipo de prueba se lleva a cabo manteniendo el gasto del pozo constante al estar fluyendo durante la prueba. Una representación gráfica de este tipo de prueba es la mostrada en la figura 4.2.

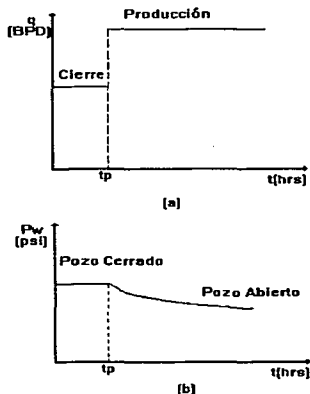


Figura 4.2 (a) Comportamiento de gasto contra tiempo y (b) Comportamiento de presión contra tiempo, durante una prueba de decremento a gasto constante

b) Prueba de Decremento a Gasto Variable:

Esta prueba puede ser de un sólo gasto ligeramente variable o de varios gastos constantes. Es aplicable a pozos con "n" cambios de gasto durante su vida productiva. Una representación de este tipo de prueba es mostrada en la figura 4.3.⁽²⁾

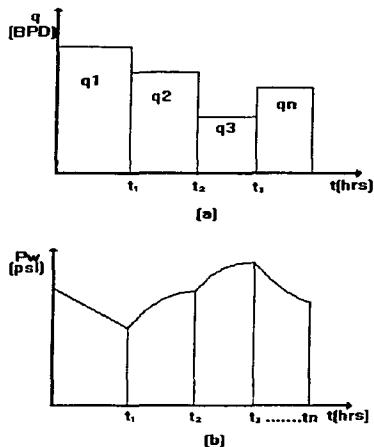


Figura 4.3 (a) Comportamiento de gasto contra tiempo y (b) Comportamiento de presión contra tiempo, durante una prueba de decremento a gasto variable.

Prueba de Presión en Pozos Múltiples.

Este tipo de prueba involucra más de un pozo, como es el caso de pruebas de interferencia y de pulsos de presión. Para llevar a cabo este tipo de pruebas se necesita por lo menos un pozo activo (productor o inyector) y un pozo de observación (cerrado). Del análisis de este tipo de prueba se puede obtener la permeabilidad de la formación y el producto porosidad-compresibilidad de la formación (ΦC_v).

a) Prueba de Interferencia:

En este tipo de prueba se obtiene el comportamiento de la presión en el pozo de observación cerrado debido al efecto de pozos activos durante la prueba. Una representación gráfica de este tipo de prueba se presenta en la figura 4.4.

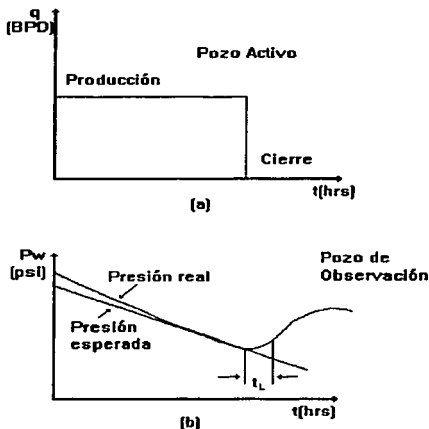


Figura 4.4 (a) Comportamiento de gasto contra tiempo y (b) Comportamiento de presión contra tiempo durante una prueba de interferencia.

b) Pruebas de Pulsos de Presión:

Este tipo de pruebas consiste en efectuar una serie de pulsos de presión en el pozo activo durante su producción o inyección, lo cual se logra al cerrar y luego abrir el pozo, repitiendo el proceso varias veces. La respuesta de tal prueba se mide en el pozo de observación y es utilizada para su análisis. Una representación gráfica de este tipo de prueba se muestra en la figura 4.5, donde ΔP es la máxima presión de respuesta y t_L es el tiempo de retraso de la serie de pulsos.⁽²⁸⁾

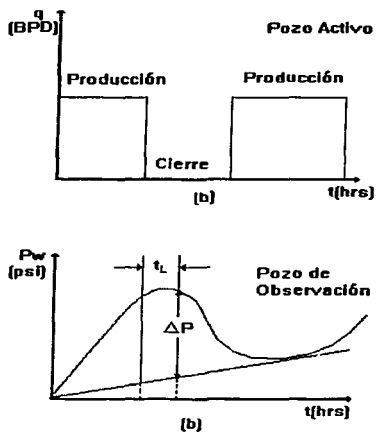


Figura 4.5 (a) Comportamiento de gasto contra tiempo y (b) Comportamiento de presión contra tiempo, durante una prueba de pulsos de presión.

IV.3 METODOLOGIA DE INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESION⁽²⁸⁾

Una vez recopilada la información de los diferentes tipos de pruebas anteriormente vistos se procede a su análisis, por medio de los siguientes métodos utilizados ampliamente en la práctica.

Para el análisis de Pruebas de Incremento de presión es usado el método de Horner y el de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH). Para el primero se traza una gráfica semilogarítmica de P_w contra $\log(t_p + \Delta t) / \Delta t$ dando un conjunto de puntos a los que se les ajusta a una línea recta, cuya pendiente es negativa y se puede expresar como:

$$m = -162.6qB\mu / Kh \quad (4.1)$$

y de donde se puede obtener la permeabilidad de la formación de la forma siguiente:

$$K = 162.6qB\mu / mh \quad (4.2)$$

donde:

- K = Permeabilidad de la formación (mD)
- q = Gasto (BPD)
- μ = Viscosidad del fluido(cp)
- h = Espesor (pie)
- B = Factor de volumen (adim)
- m = Pendiente (lb/pg² / ciclo)

Para el segundo método, se prepara una gráfica semilogarítmica de P_w contra $\log \Delta t$, de donde se obtiene la pendiente m pero ahora con signo positivo y la permeabilidad de la formación también es obtenida a partir de la ecuación 4.2.

Para el análisis de Pruebas de Decremento de presión se presentan dos formas de interpretación ya que son realizadas a gasto constante y variable.

Para el primer caso, se elabora una gráfica semilogarítmica de P_w contra $\log t$ de donde se obtiene el ajuste de puntos en una línea recta con pendiente negativa m que también puede ser representada por la ecuación 4.1 y de donde se obtiene la permeabilidad de la formación mediante la ecuación 4.2. En el segundo caso se prepara una gráfica de P_w contra $[\log (tp + \Delta t / \Delta t) + q_j / q_{j-1} \log (\Delta t)]$, donde j es el número de gastos manejados durante la prueba. De la gráfica se obtiene la pendiente m' que puede ser expresada como:

$$m' = 162.6 B\mu / Kh \quad (4.3)$$

y de donde se puede obtener la permeabilidad de la formación despejando de la ecuación 4.3:

$$K = 162.6B\mu / m'h \quad (4.4)$$

donde:

- K = Permeabilidad de la formación(mD)
- m' = Pendiente

En cuanto a Pruebas en pozos múltiples, las Pruebas de Interferencia se interpretan por medio de Curvas Tipo, para lo cual se elabora una gráfica con los datos de la prueba y se busca un punto de ajuste de ésta con la curva tipo adecuada para obtener algunos valores necesarios para el cálculo de la permeabilidad de la formación y la porosidad mediante las expresiones siguientes:

$$K = 141.2qB\mu / h (P_D / \Delta P) \quad (4.5)$$

$$\Phi = 0.000264K / \{C_1 \mu r^2 [t / (t_0 / r_0^2)]\} \quad (4.6)$$

donde:

r = Radio de drene (pie)

t = Tiempo (hrs)

Φ = Porosidad (fracción)

C_1 = Compresibilidad total de la formación [(lb/pg²)⁻¹]

($P_0 / \Delta P$), t, $[t / (t_0 / r_0^2)]$ son valores obtenidos del ajuste de la gráfica de datos y la curva tipo.

Estos métodos de interpretación son los más usuales en la práctica por lo que las unidades empleadas en las ecuaciones anteriores son las más usuales, así como los tipos de pruebas mencionadas en los párrafos anteriores.⁽²⁸⁾

IV.4 EVALUACION CUALITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

Para detectar un yacimiento fracturado por medio de pruebas de presión se usa el modelo de Warren y Root⁽²⁹⁾ y otros, donde se propone que al graficar los datos de una prueba de presión en escala semilogarítmica presentan una tendencia tal que se generan dos líneas rectas extrapoladas y paralelas. Una representa el flujo radial en fracturas y la otra el flujo total (matriz + fracturas), lo cual indica que se trata de un yacimiento naturalmente fracturado como se ve en la figura 4.6, preparada para una prueba de decremento de presión.⁽¹¹⁾

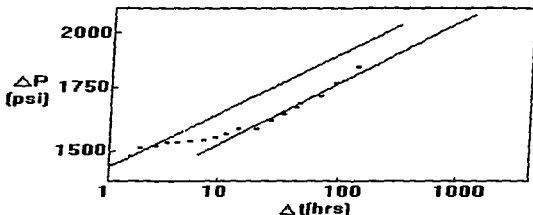


Figura 4.6 Identificación de un Yacimiento Fracturado mediante una Gráfica Semilogarítmica.

IV.5 EVALUACION CUANTITATIVA DEL SISTEMA DOBLE POROSIDAD-DOBLE PERMEABILIDAD

Ahora para el objeto de estudio de este trabajo, las pruebas hechas en yacimientos fracturados son interpretadas con curvas tipo únicamente; dadas las condiciones y el comportamiento de la presión con respecto al tiempo en este tipo de yacimientos.

Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo

Las curvas tipo han sido desarrolladas para la evaluación de pruebas de decremento, pero dadas las dificultades que presentan los métodos de Horner y Miller, Dyes y Hutchinson (MBH) para pruebas de incremento en el caso de yacimientos fracturados, se extiende el uso de curvas tipo a pruebas de incremento; así como también son utilizadas normalmente en pruebas de interferencia (sin importar si el yacimiento es homogéneo o heterogéneo).

Para la interpretación de pruebas de presión se desarrolló un modelo con el objeto de obtener la solución de presiones adimensionales a tiempos adimensionales, lo cual se colocó en una gráfica llamada curva tipo. Con ayuda de esta curva se puede determinar el comportamiento de flujo y algunos parámetros como: la permeabilidad de fractura para un espesor dado y el producto ΦC_f de la formación (para el periodo de flujo transitorio) en yacimientos fracturados.

A continuación, se presentan algunos modelos para el análisis de pruebas de presión en yacimientos fracturados utilizados en la práctica.

IV.5.1 Modelo de Warren y Root⁽³⁰⁾

El uso de curvas tipo en yacimientos fracturados considera el desarrollo hecho sobre curvas tipo para yacimientos homogéneos. Para explicar la relación de las curvas tipo con los problemas de un sistema fisurado se toma como base el modelo de Warren y Root, donde se incluyen dos parámetros que son: la proporción de almacenamiento (λ) y el flujo interporoso (ω) para caracterizar el yacimiento, y los cuales son obtenidos más tarde a partir de las curvas tipo de John Rodgers.

Bourdet y Gringarten⁽³¹⁾ introducen una curva para el análisis de pozos con almacenamiento y daño en sistemas fisurados o doble porosidad, la cual está basada en el desarrollo hecho para yacimientos homogéneos y considera los efectos de almacenamiento y daño, adicionándole el efecto de doble porosidad (dependiente de ω y λ) para flujo pseudoestacionario y transitorio (de interporosidad). De esta curva se obtienen los datos reales de C_D , s , ω y λ .

Bourdet⁽³²⁾ presenta una curva tipo basada en la presión y la derivada de la presión, esta última es particularmente usada en formaciones fracturadas para el diagnóstico del comportamiento en un sistema de doble porosidad.

En 1988⁽¹¹⁾ la derivada de la presión se propone como una herramienta de diagnóstico y los resultados son mostrados en la figura 4.7, donde se observa que el comportamiento de los datos de una prueba de presión en un yacimiento fracturado es parecido a el comportamiento de la derivada de la presión para tiempos largos.

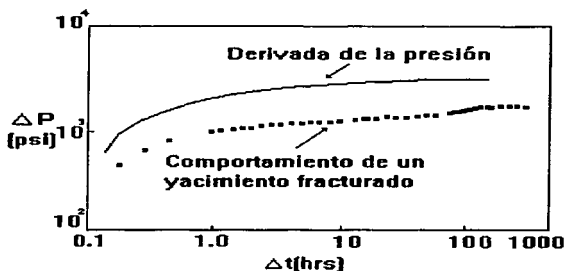


Figura 4.7 Comportamiento de la derivada de la presión para tiempos largos y comportamiento de la presión en un yacimiento fracturado.

Los tres períodos de flujo que caracterizan el flujo de fracturas son: el régimen homogéneo que corresponde al sistema de fracturas (porque a tiempos cortos los bloques de matriz no contribuyen a la producción debido al contraste de permeabilidades entre los dos sistemas de porosidad), el de transición donde el flujo de fluidos va de los bloques de matriz hacia las fracturas (sobre ω y λ) y el homogéneo donde $P_m \equiv P_f$ correspondiente al sistema total matriz + fractura.

El uso de curvas tipo se justifica obteniendo las variables adimensionales con las expresiones siguientes:

$$P_D = Kh\Delta P / 141.2qB\mu \quad (4.7)$$

$$t_D = 0.000264Kt / \Phi\mu C_{tr}w^2 \quad (4.8)$$

$$r_D = r / r_w \quad (4.9)$$

donde:

ΔP = Caída de presión (lb/pg²)
 r_w = Radio del pozo (pie)
 P_D = Presión Adimensional
 t_D = Tiempo Adimensional
 r_D = Radio Adimensional

Procedimiento de Análisis

Mediante la evaluación cuantitativa de los yacimientos fracturados con este modelo es posible obtener la permeabilidad de fractura para un espesor dado y la porosidad total de formación (en caso de una prueba de Interferencia) por medio del ajuste entre la gráfica de datos reales obtenidos de la prueba de presión y la curva tipo adecuada, de donde se leen los datos de un punto de ajuste tomado arbitrariamente, para calcular los parámetros antes mencionados mediante las siguientes expresiones:

$$K_f = [141.2qB\mu / h](P_D / \Delta P) \quad (4.10)$$

$$\Phi = 0.000264K_f / \{C_f r^2 \mu [(t_D / r_D^2) / t]\} \quad (4.11)$$

donde:

K_f = Permeabilidad de fractura (mD)
 t_D / r_D^2 , P_D , ΔP y t son valores leídos del punto de ajuste.

IV.5.2 Modelo de Cinco y Samaniego⁽³³⁾

Ellos presentan un modelo en el que se considera el flujo radial de un fluido ligeramente compresible en un sistema de doble porosidad e introducen parámetros adimensionales para caracterizar su modelo. El periodo de flujo considerado es el transitorio y es justificado por las variables adimensionales antes mencionadas.

En particular, para este caso se realiza el análisis para el periodo de flujo transitorio (no definido), la duración de éste depende del tipo de sistema fisurado y puede ser "disfrazado" a tiempos cortos por el efecto de almacenamiento, ya que si el tiempo de producción (t_p) anterior al cierre (flujo en fisuras) es insuficiente, el periodo de flujo transitorio (matriz - fractura) no se presentará posteriormente.

La curva tipo propuesta está dada para el análisis de sistemas de doble porosidad donde se presenta flujo transitorio y homogéneo debido al sistema total(matriz+fractura). Las curvas para el periodo de transición se pueden obtener a partir de las curvas para yacimientos homogéneos dividiendo a t_D y P_D por dos.

Procedimiento de Análisis

Para llevar a cabo la interpretación con este modelo se grafican los datos obtenidos de la prueba y se hace el ajuste de la curva resultante con la curva tipo correspondiente a la figura 4.8, eligiendo un punto de ajuste.

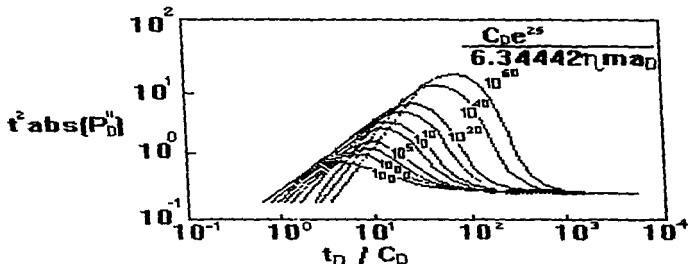


Figura 4.8 Curva tipo de la segunda derivada para flujo radial con efectos de almacenamiento y daño, para yacimientos fracturados.

Con los datos obtenidos del ajuste se puede calcular la permeabilidad de fractura bruta mediante la siguiente expresión:

$$K_{fb} = 141.2qB\mu / h [t_D^2 \text{abs}(P_D'') / t^2 \text{abs}(\Delta P'')] \quad (4.12)$$

donde:

K_{fb} = Permeabilidad de fractura bruta (mD)

$t^2 \text{abs}(P_D'')$ y $t^2 \text{abs}(\Delta P'')$ son valores obtenidos del punto de ajuste

Para que esta interpretación sea completa es necesario que la duración de la prueba de presión cubra los tres periodos de flujo característicos de este tipo de yacimientos, porque el análisis considera el periodo transitorio.

Con el fin de lograr una mejor comprensión de los modelos antes mencionados para la interpretación de pruebas de presión, aplicables a yacimientos naturalmente fracturados, se presentan los siguientes ejemplos para el caso de una prueba de incremento y una de decremento a gasto constante.

Ejemplo 4.1.⁽³⁰⁾ Para el caso de la prueba de incremento los datos del yacimiento son los siguientes:

$$\begin{aligned}
 q &= 3224 \text{ BPD} \\
 h &= 65 \text{ pies} \\
 B &= 1.8235 \\
 \mu &= 0.362 \text{ cp} \\
 C_t &= 24.5 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1} \\
 r_w &= 0.2971 \text{ pie} \\
 \Phi &= 4.8\%
 \end{aligned}$$

y los datos de la prueba de incremento son los siguientes:

Δt (hrs)	P_w (lb/pg ²)	Δt (hrs)	P_w (lb/pg ²)
0.25	10095	36.0	10989
0.50	10255	40.0	11045
1.0	10564	45.0	11109
1.5	10703	50.0	11109
2.0	10806	55.0	11109
2.5	10830	70.0	11141
3.0	10854	75.0	11149
3.5	10878	83.0	11165
4.0	10878	97.0	11181
5.0	10902	102.0	11189
6.0	10902	112.0	11200
7.0	10917	127.0	11200
8.0	10925	138.0	11229
9.0	10933	142.0	11252
10.0	10941	148.0	11263
12.0	10941	153.0	11284
14.0	10950	157.0	11292
16.0	10959	160.0	11300
18.0	10958	169.0	11308
20.0	10973	174.0	11316
24.0	10982	178.0	11316
28.0	10989	183.0	11316
32.0	10989		

Aplicando el modelo de Warren y Root se obtiene la permeabilidad de fractura realizando el ajuste entre la gráfica $\log P_w$ contra $\log \Delta t$ y la curva tipo correspondiente (flujo pseudoestacionario interporoso), dando como resultado la figura 4.9 de donde se leen los datos del punto de ajuste (seleccionado arbitrariamente) que son los siguientes:

$P_D = 1.4$ (de curva tipo)

$\Delta P = 1000$ lb/pg² (curva de datos reales)

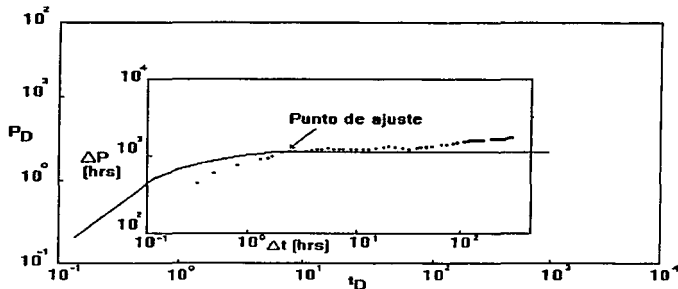


Figura 4.9 Ajuste de Curva Tipo con Curva de Datos Reales.

y con la ecuación 4.10 se calcula la permeabilidad de fractura:

$$K_f = \frac{141.2 (3224)(1.8235)(0.362)}{65} [(1.4) / 1000]$$

$$K_f = 6.47 \text{ mD}$$

Ejemplo 4.2.⁽³³⁾ En el caso de una prueba de decremento (hipotética) se tienen los siguientes datos del yacimiento:

$q = 2000$ BPD

$h = 80$ pies

$B = 1.2$

$\mu = 1.3$ cp

$C_t = 1 \times 10^{-5}$ (lb/pg²)⁻¹

$r_w = 0.291$ pie

$\Phi = 7.5\%$

y los datos de la prueba de decremento son los siguientes:

t (hrs)	ΔP (lb/pg ²)	t (hrs)	ΔP (lb/pg ²)
2.79X10 ⁻⁴	44.57	3.513	4.007
3.513	5.619	4.423	4.043
4.453	6.913	5.568	4.078
5.568	8.46	7.009	4.113
7.009	1.029X10 ²	8.824X10 ⁻²	4.46X10 ²
8.824	1.241	1.111X10 ⁻¹	4.18
1.111X10 ⁻³	1.482	1.399	4.213
1.399	1.751	1.761	4.27
1.399	1.751	2.217	4.282
2.217	2.344	2.79	4.319
2.79	2.646	3.513	4.361
3.513	2.932	4.423	4.407
4.423	3.187	5.568	4.457
5.568	3.4	7.009	4.512
7.009	3.565	8.824	4.57
8.824	3.687	1.111	4.631
1.111X 10 ⁻²	3.773	1.399	4.693
1.399	3.837	1.761	4.757
1.761	3.887	2.217	4.82
2.217	3.93	2.79	4.8833
2.79	3.97		

Utilizando el modelo de Cinco y Samaniego y realizando el ajuste entre la gráfica de datos de la prueba $\log t^2 \text{ abs } (\Delta P'')$ contra $\log \Delta P$ y la curva tipo de la segunda derivada con efecto de almacenamiento y daño para yacimientos fracturados (correspondiente para este caso), como se ve en la figura 4.10.

Del ajuste entre gráficas se obtienen los siguientes datos:

$$t^2 \text{ abs } (P_D'') = 1.8X10^{-1}$$

$$t^2 \text{ abs } (\Delta P'') = 10$$

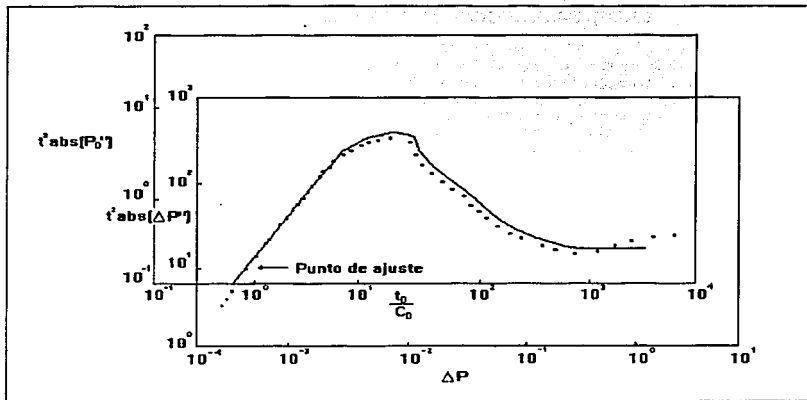


Figura 4.10 Ajuste entre gráficas de datos reales y curva tipo de la segunda derivada.

y sustituyendo en la ecuación 4.12 se obtiene la permeabilidad de fractura bruta:

$$K_{fb} = \frac{141.2 (2000) (1.2) (1.3) (1.8 \times 10^{-1} / 10)}{80}$$

$$K_{fb} = 99 \text{ mD}$$

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los métodos presentados para la evaluación con muestras de roca pueden combinarse con datos de otras fuentes o simuladores. Estos procedimientos, además de proporcionar valores numéricos de porosidad y permeabilidad de fractura, proporcionan, en el caso de esta última, las direcciones de máxima y mínima permeabilidad del núcleo, así como orientación de la fractura, lo cual puede confirmarse mediante la observación del núcleo, de donde también se puede determinar la posible existencia de material sólido relleno de la fractura.

Es recomendable someter a los núcleos a varios métodos de análisis de laboratorio para poder establecer comparaciones en cuanto a valores y analizar las diferencias.

Respecto a la extracción de núcleos del pozo, es necesario utilizar el equipo apropiado y las técnicas adecuadas para el sistema tratado en este trabajo. Así mismo se debe prestar atención en cuanto a precauciones para la transportación y manejo de núcleos, ya que se pueden generar más fracturas de las ya existentes, lo cual conduciría a resultados diferentes de los reales.

Se recomienda analizar núcleos grandes porque al utilizar el método convencional en este tipo de sistema la complejidad, así como el comportamiento anisótropo de las fracturas, son limitaciones para obtener datos cuantitativos correctos, ya que al tomar muestras pequeñas del núcleo éstas sólo se componen de material de la matriz, además de que son pocas las rocas que resisten un corte en dirección del plano de fractura, que es la zona adecuada para tomar las muestras.

Ahora, en cuanto a registros geofísicos de pozos la evaluación es posible mediante la combinación de dos o más tipos de registros diferentes, ya que de usarse un solo tipo se obtendrá información solamente de la matriz de la roca. Un buen método dentro de esta área es el que combina el exponente de cementación y la porosidad total, ya que es posible obtener la porosidad de matriz y secundaria a partir de valores de porosidad total. Además, se puede determinar a partir de la comparación de los valores del exponente de cementación si el sistema estudiado es fracturado o no, antes de calcular las porosidades correspondientes, al leer el valor de la pendiente de la recta que representa los datos obtenidos de los registros.

El análisis cualitativo puede proporcionar resultados por medio de "fotografías" en las que es posible mostrar una imagen de la formación, así como de las fracturas existentes en ella, junto con sus características principales como: orientación, ancho y relleno, de existir éste. Otra opción que ofrece este tipo de análisis con registros es determinar la presencia de fracturas a partir de la observación del comportamiento de las curvas de los registros utilizados en forma combinada.

Una limitación puede ser que los métodos dependen en este caso de las lecturas de datos con diferentes registros, lo cual puede conducir a obtener valores de porosidad diferentes de los reales. Esto se debe a errores de calibración, lo cual puede corregirse con el buen manejo y operación del equipo así como con el buen acondicionamiento del agujero para la corrida del registro. Otra causa de anomalías en el registro puede ser la presencia de material relleno de las fracturas, lo que puede generar datos diferentes a los reales.

Las pruebas de variación de presión también presentan la facilidad de determinar si el sistema analizado es fracturado o no, por medio del comportamiento del conjunto de datos generados por la prueba; lo anterior conduce a poder realizar el cálculo cuantitativo con más seguridad.

Una desventaja en la aplicación de algunas de las pruebas de presión es que dichas pruebas deben ser analizadas con datos generados durante el período de flujo transitorio, para lo cual se necesita un cierto período de tiempo para que se presenten los tres períodos de flujo desarrollados en yacimientos fracturados y poder realizar una interpretación completa y adecuada. Además de que este tipo de pruebas sólo son aplicables en pozos desarrollados en lugares donde la producción puede ser suspendida para su realización.

Es necesaria una buena estimación del tiempo que durará la prueba para obtener la información suficiente para su análisis e interpretación en el cálculo de permeabilidad de fractura y porosidad total si se tienen datos de una prueba de interferencia.

Se observa que de las tres fuentes de información manejadas en este trabajo, son los registros geofísicos de pozos los que proporcionan un mayor número de posibilidades para lograr la detección de fracturas en forma cualitativa, ya que en la mayoría de los casos a partir de un solo registro se pueden detectar y hasta retratar fracturas existentes. Las fracturas también son visibles en núcleos pero para un radio de investigación menor que en el caso de los registros y en el caso de pruebas de variación de presión; la detección de fracturas es posible hasta que se grafican los datos obtenidos de las pruebas, de aquí la ventaja de la variedad de registros utilizados para evaluar cualitativamente un sistema doble porosidad-doble permeabilidad.

En cuanto a la evaluación cuantitativa se refiere, los análisis a muestras de roca son los que proporcionan métodos para el cálculo de porosidad y permeabilidad de fractura, ya que se evalúan los dos parámetros en forma directa y también se obtiene uno analíticamente a partir de otro evaluado en el laboratorio, el cual se proporciona como dato.

Esta forma de cálculo puede ser comparada con métodos directos. La evaluación en el laboratorio de la permeabilidad presenta la ventaja de que proporciona las direcciones de su máximo y mínimo valor, los que no proporcionan los registros geofísicos ni las pruebas de variación de presión, pero son útiles para determinar la variación de la permeabilidad de fractura al compararse con los resultados obtenidos en el laboratorio.

También en cuanto a la evaluación cuantitativa, los registros geofísicos de pozos presentan dos métodos de cálculo para porosidad, la cual una vez obtenida puede compararse con los resultados de análisis de muestras de roca. De la misma forma, las pruebas de variación de presión también presentan dos métodos de cálculo de permeabilidad de fractura, con los cuales también se pueden establecer comparaciones, teniendo en cuenta que los valores indirectos procedentes de los registros son valores medios, muy representativos del medio poroso permeable.

En forma general, los valores de porosidad y permeabilidad calculados con los métodos descritos pueden presentar diferencias para una misma zona analizada porque los datos base son obtenidos con herramientas cuyos principios de funcionamiento y radios de investigación son muy diferentes; pero se debe tratar de obtener resultados semejantes.

La utilización de las tres fuentes de información mencionadas en este trabajo depende del grado de profundidad que se desee tener en cuanto al conocimiento del sistema a analizar, ya sea que se quiera analizar la vecindad del pozo o un volumen grande de roca. Sin embargo, es recomendable aplicar los diferentes métodos existentes para la evaluación de yacimientos con doble porosidad-doble permeabilidad para poder determinar la variación de las dos propiedades analizadas en este trabajo, desde la pared del pozo hasta donde sea posible. Es recomendable comparar los resultados obtenidos con las tres fuentes de información, o al menos con dos de ellas, para confirmar la presencia de fracturas.

REFERENCIAS

1. Warren, J. and Root, P. J. : "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoir", Soc.Pet. Eng., September 1963.
2. Van Golf-Rach, T. D. : "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", New York, Elsevier Publishing Company, 1982.
3. Reiss, L. H. : "Reservoir Engineering", French Institute of Petroleum, 1966.
4. Longwell R. Cherter y Flint Richard : "Geología Física", México, Editorial Limusa, 1981.
5. Guillemont J. : "Geología del Petróleo", España, Editorial Paraninfo, 1981.
6. Scoffin P. Terrece : "An Introduction Carbonate Sediments and Rocks", Chapman and Hall, New York, 1987.
7. Villamar V. Manuel : "Notas proporcionadas en Clase", México, 1993.
8. Pirson J. Sylvain : "Handbook of Well Log Analysis", New Jersey, USA, Prentice-Hall, 1963.
9. Robinson S. Edwin : "Geología Física Básica", México, Editorial Limusa, 1990.
10. Tissot, B. P. y Welte, O. H. : "El Petróleo su formación y localización", México, CONACYT, 1982.
11. Reiss, L. H. : "The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations", Houston, Texas, Gulf Publishing Company 1980.
12. Russell, W. L. : "A Quick Method for Determining Porosity", Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, vol. 10, 1926.
13. Nutting, P. G. : "Physical Analysis of Oil Sands", Bull. Am. Assoc. Petroleum Geologists, vol. 14, 1930.
14. Stevens, A. B. : "New Device for Determining Porosity by the Gas expansion Method", Tech. Publ. 1061, Trans. AIME, May, 1939.
15. Amyx, W. J., Bas, M. D. and Whiting, L. R. : "Petroleum Reservoir Engineering", New York, McGraw-Hill Company, 1960.
16. Bergosh, J. L. and Lord, G. D. : "New Devolpments in the Analysis of Cores from Naturally Fractured Reservoirs", SPE 1608, Soc. Pet. Eng., 1987.

17. Bergosh, J. L., Marks, T. R. and Mitkus, A. F. : "New Core Analysis Thecnique for Naturally Fractured Reservoirs", SPE 13653, Soc. Pet. Eng., 1985.
18. Correa López Ma. de Jesús. : "Simulación Numérica de Pruebas de Desplazamiento Realizada en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados", Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1997.
19. Aguilera, Roberto : "Naturally Fractured Reservoir", Oklahoma, Pennwell Publishing Company, 1980.
20. Halliburton Logging Services: "A New Dimension in Borehole Imaginig CAST", Houston, 1992.
21. Coustere, G. y Reboul G. : "El DCA un Nuevo Método para el Análisis del Fracturamiento Atravesado en Pozos", Ingeniería Petrolera, México, Diciembre, 1983.
22. Prince, N. J.: "Fault and joint Development in brittle and semibrittle rock", New York, Pergamon Press, 1966.
23. Stearns, D. W. and Fiedman, M. : "Reservoirs in Fractured Rocks", American Assoc. Pet. Geol., Mem. 16, 1972.
24. Dewan, T. J. : "Essentials of Moder Open-Hole Log Interpretation", USA, Pennwell Publishing Company, 1982.
25. Aguilera, Roberto: "Analysis of Naturally Fractured Reservoir from Sonic and Resistivity Logs", Soc. Pet. Eng., November, 1974.
26. Towle, G. : "An Analysis of the Formation Resistivity Factor Porosity Relationship of some Assumed Poro Geometries", Gulf Publishing Company, Houston, 1962.
27. Gómez, R. O., Mera, B. O. : "Aplicación de un Nuevo Método de Análisis de Registros de Pozos en el Sureste de México", Ingeniería Petrolera, México, Septiembre, 1987.
28. León, V. R. : "Apuntes Sobre Interpretación de Pruebas de Presión", México, UNAM, 1990.
29. Warren, J. E. and Root, P. J. : "Unstead-state Behaviour of Naturally Fractured Reservoir", Soc. Pet. Eng., March, 1965.
30. Da Prat, G. : "Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation", New York, Elsevier Publishing Company, 1990.

31. Bourdet, D. and Gringarten, A. C. : "Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoir by type-curve Analysis", SPE 9293, Soc. Pet. Eng., 55th Anou. Fall. Tech. Conf. Exhib., Dallas, Texas, September, 1980.

32. Bourdet, D., Alagoa, A., Ayoub, J. A. and Pirard, Y. M. : "New Type Curves aid Analysis of Fissure zone Well Test", World Oil, April 1984.

33. Sánchez Bujanos, J. L., Cinco Ley, H. : "Análisis de pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados", Ingeniería Petrolera, México, Abril, 1990.

BIBLIOGRAFIA

- Burke, J. A., Cambell, R. L. and Schmit, A. W. : "The Litho-porosity Cross-Plot", The Log Analyst, Vol. 10, N. 6, 1969.
- Chillingar, V. G.: "Oil and Gas Production from Carbonate Rocks", New York, Elsevier Publishing Company, 1972.
- Hawkins, M. E. and Craft, B. C. : "Petroleum Reservoir Engineering", New Jersey, Prentice Hall, 1959.
- Landes, Kennet : "Geología del Petróleo", España, Ediciones Omega, 1977.
- Moss, M. R., Pepin, P. G. and Davis, L. A. : "Direct Measurement of the Constituent Porosities in a Dual Porosity Matrix", Houston, Halliburton Services and Texaco Inc., Conference Number Paper 9003, 1990.
- Pérez, R. C. : "Simultaneous Determination of Basic Geometrical Characteristics of Porous Media", Soc. Pet. Eng., December, 1969.
- Pirson, J. S. : "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", España, Ediciones Omega, 1965.
- Rodríguez, N. R. : "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", México, UNAM, 1980.
- Schlumberger: "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros", Vol. 1, 1989.